РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ, ПОСТРОЙКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

НД № 2-090601-007

Санкт-Петербург
2019

gost.e-ecolog.ru

Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства утверждены в соответствии с действующим положением и вступают в силу с момента опубликования.

Настоящие Рекомендации разработаны с учетом опыта технического наблюдения за проектированием, строительством и эксплуатацией морских подводных трубопроводов.

Рекомендации включают в себя необходимые для проектантов сведения, в том числе справочного характера, не вошедшие, а также дополняющие положения Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов и Руководства по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов и охватывающие следующие аспекты в отношении стальных морских подводных трубопроводов:

особенности процедуры проектирования морских подводных трубопроводов;

определение оптимального размера трубопровода;

инженерные изыскания для проектирования морских подводных трубопроводов;

определение расчетных нагрузок;

прочность морских подводных трубопроводов;

балластировка морских подводных трубопроводов;

укладка морских подводных трубопроводов;

антикоррозионная зашита с применением покрытий;

электрохимическая защита от коррозии;

пересечение морских подводных трубопроводов (между собой и береговой линией);

анализ рисков и надежность;

обследование и ремонт морских подводных трубопроводов.

В Рекомендациях представлены примеры использования расчетных методик, рекомендуемых к применению в процессе проектирования морских подводных трубопроводов. В конце каждого раздела приведен список нормативной и рекомендуемой научно-технической литературы.

Рекомендации предназначены для инспекторского состава подразделений РС.

В случае расхождений между текстами на русском и английском языках текст на русском языке имеет преимущественную силу.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа является основным способом доставки данных продуктов от мест добычи, переработки или получения к местам потребления.

Морской подводный трубопровод (МПТ) конструктивно представляет собой часть трубопроводной транспортной системы, расположенной ниже уровня воды и включающая собственно трубопровод, внешнее изоляционное антикоррозионное покрытие, а также защитное бетонное покрытие, которое предохраняет изоляционное покрытие от механических повреждений, придает трубопроводу устойчивость на морском грунте и предотвращает его всплытие.

МПТ укладываются ниже уровня поверхности воды в морских акваториях, а также при пересечении значительных водных преград — рек, водохранилищ, озер и т.п. В первом случае, особенно с учетом развития инфраструктуры морских шельфовых углеводородных месторождений, МПТ могут быть внутрипромысловыми (т.е. соединяющими, например, морские стационарные платформы различного назначения на одном месторождении) и межпромысловыми (для транспорта продукта от объектов обустройства одного месторождения до другого), а также трубопроводами внешнего транспорта, транспортирующими пластовую или подготовленную продукцию с морского объекта обустройства на береговые сооружения или магистральными для транспорта подготовленной продукции.

Особые условия эксплуатации МПТ обусловлены тем, что помимо воздействия рабочего давления транспортируемого продукта они подвержены действию внешнего гидростатического давления воды, воздействию волн, течений, ледовых образований, реакций грунтового основания, а также случайных нагрузок природного или техногенного характера. Трубы для МПТ изготавливаются, как правило, из низколегированных сталей различных категорий прочности в зависимости от уровня эксплуатационной надежности и расчетных нагрузок. В свою очередь толщина стенки трубы определяется расчетами в зависимости от величины внутреннего давления, вида транспортируемого продукта, расчетных внешних воздействий, усилий при укладке трубопровода и т.д. Должно быть также учтено воздействие морской воды или донного грунта как активной коррозионной среды.

1.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

1.1.1 Настоящие Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов[1] распространяются на объекты технического наблюдения Российского морского регистра судоходства[2] при рассмотрении проектной и рабочей технической документации, изготовлении материалов и изделий для морских подводных трубопроводов, а также при осуществлении технического наблюдения за подводными трубопроводными транспортными системами, находящимися в классе РС в эксплуатации.

1.1.2 Расчетные методики, приведенные в настоящих Рекомендациях, носят рекомендательный характер. Положения Рекомендаций учитывают требования Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов[3] и Руководства по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов[4].

1.1.3 В настоящих Рекомендациях в качестве примера представлены элементы расчетного проектирования морского газопровода в Северной части Каспийского моря (см. 1.2). В ходе проектирования с учетом профиля морского дна подсчитаны нагрузки от течения и волн, определена толщина стенок и проверена прочность трубопровода. Также произведен расчет балластировки и рассмотрен процесс укладки трубопровода. Подобраны параметры протекторной защиты.

---

[1] В дальнейшем — Рекомендации.
[2] В дальнейшем — Регистр, РС.
[3] В дальнейшем — Правила МПТ.
[4] В дальнейшем — Руководство МПТ.

1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТНЫХ ПРИМЕРОВ

В Рекомендациях приведены расчетные процедуры на основании инженерных методик определения параметров выбранного в качестве примера подводного трубопровода и его трассы в российском секторе Северного Каспия (см. рис. 1.2).

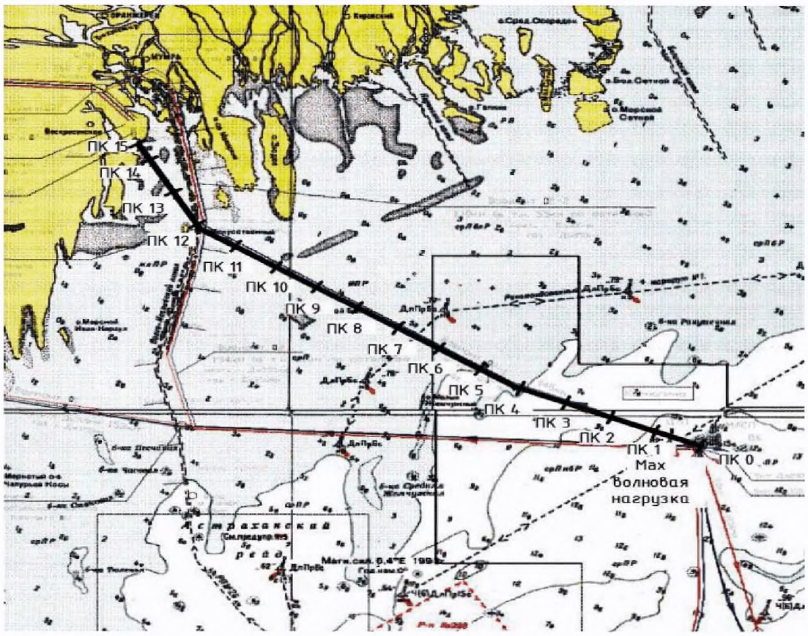


Рис. 1.2 План трассы проектируемого морского подводного трубопровода

Исходными характеристиками данного подводного трубопровода для использования в расчетных процедурах являются:

длина трубопровода — 145 км;

наружный диаметр стального трубопровода — 350 мм;

наружное антикоррозионное покрытие — полиэтиленовое трехслойное, плотность — 950 кг/м^3, минимальная толщина — 2,2 мм;

бетонное балластное покрытие — плотность 2700 кг/м^3 и толщина 80 мм;

транспортируемая среда — газ;

толщина стенки трубопровода — 12 мм;

схема прокладки — незаглубленный трубопровод;

рабочее давление — 8 МПа;

скорость придонного течения — 0,68 м/с;

характеристики волн 1 %-й обеспеченности при средней глубине акватории 9,6 м:

высота волны — 4,9 м;

длина волны — 85 м;

период волны — 8,4 с;

максимальная температура транспортируемой среды — 50 °С;

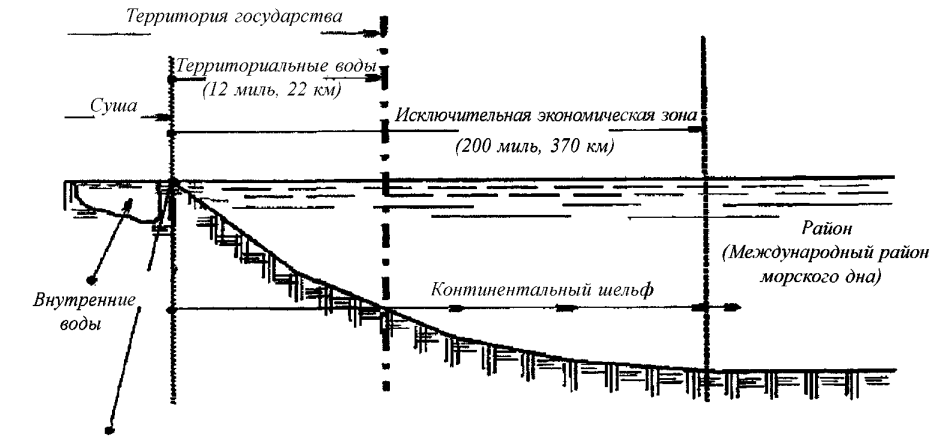
средняя температура окружающей среды (морской воды) — 11 °С .

2 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1 ПРАВОВОЙ РЕЖИМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ПОСТРОЙКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МПТ

2.1.1 При проектировании, постройке и эксплуатации трубопроводных транспортных магистралей в морских акваториях необходимо руководствоваться соответствующими международными и отечественными нормативно-правовыми документами, учитывающими правовой режим различных зон морской акватории и внутренних вод.

К морским акваториям, потенциально используемым для прокладки и эксплуатации морских трубопроводных транспортных магистралей, относятся территориальные воды, исключительная экономическая зона, прилежащая зона, международный район морского дна (открытое море), континентальный шельф и внутренние морские воды (см. рис. 2.1-1).



Континентальный шельф
*— внутренняя граница — **внешняя граница территориального моря**;*
*— внешняя граница — на расстоянии **200 миль от исходной линии**, от которой отмеряется **ширина территориального моря**, при условии, что внешняя граница подводной окраина материка не далее 200 миль; или не далее 350 миль от **тех же точек**, но не далее 100 миль от изобаты 2500 м*

Рис. 2.1-1 Правовое районирование морской акватории [4]

Правовой режим указанных зон морской акватории определяется их отношением к территории государства.

Территориальные воды представляют собой прибрежный морской пояс шириной 12 морских миль, отмеряемых в соответствии с нормами международного права и законодательства РФ (см. ст. 15 Водного кодекса РФ).

Исключительная экономическая зона — морской район, находящийся за пределами территориального моря РФ и прилегающий к нему, с особым режимом, установленным и регулируемым законодательством РФ и нормами международного права. Внутренней границей исключительной

экономической зоны является внешняя граница территориального моря, а внешняя граница находится на расстоянии 200 миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря, если иное не предусмотрено международными договорами Российской Федерации (см. ст. 1 Федерального закона от 17 декабря 1998 г. № 191-ФЗ «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации»).

Континентальный шельф РФ включает в себя морское дно и недра подводных районов, находящихся за пределами территориального моря Российской Федерации на всем протяжении естественного продолжения ее сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка. Подводной окраиной материка является продолжение континентального массива Российской Федерации, включающего в себя поверхность и недра континентального шельфа, склона и подъема (см. ст. 1 Федерального закона от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации»).

Внутренними водами, в свою очередь, являются все водные объекты, расположенные на территории РФ, за исключением территориального моря РФ (см. ст. 18 Водного кодекса РФ).

В отличие от открытого моря, территориальное море и внутренние морские воды составляют часть государственной территории, где основным применимым правом является национальное законодательство соответствующего прибрежного государства, реализуемое в рамках соблюдения международного права (прежде всего, соблюдая свободный проход иностранного судна через территориальное море).

2.1.2 Международный район морского дна включает в себя часть морского дна, расположенную за пределами территории государства. Регулирование деятельности в пределах данной зоны морских акваторий регламентируется Конвенцией ООН по морскому праву 1982 года (далее — Конвенция), ратифицированная РФ в 1997 г. и являющаяся основным международно-правовым актом, содержащим юридические основы регулирования судоходства и предоставления услуг по морским перевозкам, включая использование подводных трубопроводных систем.

Конвенция содержит ряд статей, посвященных вопросам прокладки и эксплуатации морских подводных трубопроводов. В частности, статья 79 «Подводные кабели и трубопроводы на континентальном шельфе» Конвенции предписывает следующее:

государства имеют право прокладывать подводные кабели и трубопроводы на континентальном шельфе;

прибрежное государство не может препятствовать прокладке или поддержанию в исправности таких кабелей или трубопроводов;

определение трассы для прокладки таких трубопроводов на континентальном шельфе осуществляется с согласия прибрежного государства;

прибрежное государство имеет право определять условия прокладки кабелей или трубопроводов, проходящих по его территории или в территориальном море, его юрисдикцию в отношении кабелей и трубопроводов, проложенных или используемых в связи с разведкой его континентального шельфа, разработкой его ресурсов или эксплуатацией установок или сооружений под его юрисдикцией;

при прокладке подводных кабелей и трубопроводов государства должным образом учитывают уже проложенные кабели и трубопроводы, в частности, не должны ухудшаться возможности ремонта существующих кабелей и трубопроводов.

Интенсивное развитие морской добычи нефти и газа на Каспийском море, которое является закрытым внутриконтинентальным водоемом и не имеет естественного соединения с Мировым океаном, явилось одной из причин подписания Конвенции о правовом статусе Каспийского моря 12 августа 2018 г. на Пятом каспийском саммите в г. Астана (Республика Казахстан). Данная Конвенция дополнительно к указанному выше районированию морской акватории предусматривает понятие «сектор» — участок дна и недр, разграниченный между сторонами Конвенции (прикаспийскими государствами: Азербайджаном, Ираном, Казахстаном, Российской Федерацией и Туркменистаном) в целях недропользования, освоения ресурсов дна и другой хозяйственно-экономической деятельности. Положения Конвенции предусматривают возможность прокладки

подводных трубопроводов и кабелей по дну Каспийского моря (см. ст. 14). При этом необходимо учитывать следующее:

проекты подводных трубопроводов должны соответствовать экологическим требованиям Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря (подписана всеми прикаспийскими государствами 4 ноября 2003 г., ратифицирована РФ 12 августа 2006 г.) и соответствующим протоколам к ней;

проектирование подводного трубопровода или кабеля проводится после согласования его трассы со стороной, через сектор дна которой должен быть проложен трубопровод или кабель;

районы прохождения трасс подводных трубопроводов и кабелей с географическими координатами должны быть сообщены всем сторонам, через сектора дна которых проложен трубопровод или кабель, в целях недопущения в охранных зонах постановки на якорь, ловли рыбы придонными орудиями лова, подводных и дноуглубительных работ.

МПТ различного назначения имеют важнейшее значение при разработке и эксплуатации подводного месторождения углеводородов: от выкидных линий до трубопроводов внешнего транспорта, без которых эксплуатация морского месторождения и подводных участков магистральных трубопроводов не представляется возможной (см. рис. 2.1-2).

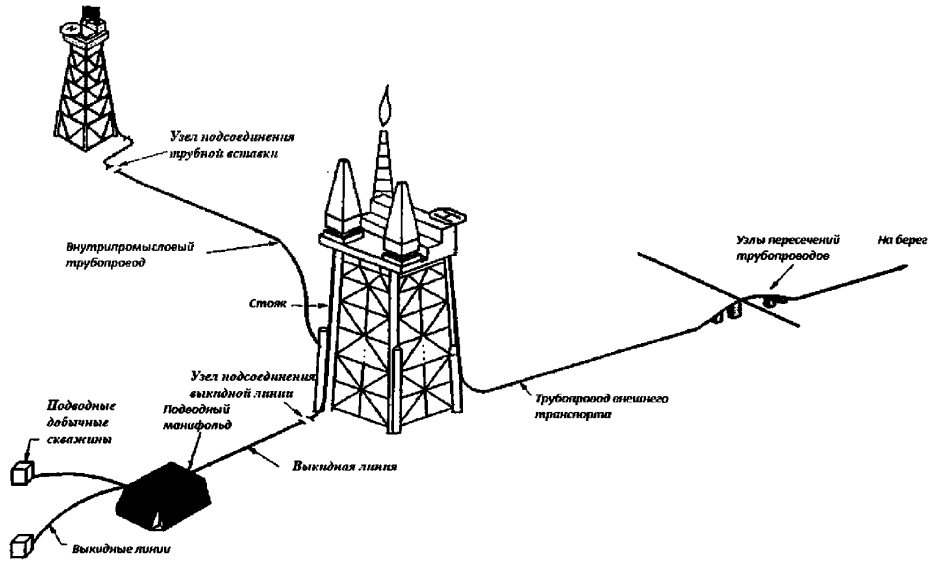


Рис. 2.1-2 Трубопроводы в составе объектов обустройства подводного месторождения углеводородов [12]

2.2 ТРЕБОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ДОКУМЕНТОВ

2.2.1 Проектирование, прокладка и эксплуатация МПТ на континентальном шельфе и связанных с ними сооружений в РФ регулируется соответствующими государственными нормативно-правовыми документами. В частности, в соответствии со статьей 6 Федерального закона от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» регулирование условий прокладки и определение трассы подводных трубопроводов и кабелей на континентальном шельфе РФ находится в компетенции федеральных органов государственной власти.

МПТ и кабели на континентальном шельфе РФ, которые используются для добычи минеральных ресурсов, трассируются и прокладываются по согласованию с федеральным органом исполнительной власти. Однако в случае, если в лицензии на пользование недрами у ее владельца зафиксировано право прокладывать подводные трубопроводы и кабели согласно проектной документации, предусмотренной российским законодательством (см. 2.3), получение разрешения на прокладку такого рода подводных трубопроводов и кабелей не требуется.

Для МПТ и кабелей, не указанных в лицензии на пользование недрами и не связанных с разработкой минеральных ресурсов континентального шельфа РФ, но которые выводятся на территорию РФ, выдача разрешений на их прокладку осуществляется Федеральной службой по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор), что установлено Постановлением Правительства РФ № 417 от 9 июня 2010 г. [1].

Требования к эксплуатации подводных трубопроводов, связанных с добычей и транспортировкой углеводородов на шельфе, включают следующее (см. ст. 22, № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации»):

наличие плана ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, утвержденного в установленном порядке;

установку систем наблюдения за состоянием морской среды, в т.ч. обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, и оповещения о разливах;

обеспечение финансирования мероприятий по плану предупреждения и ликвидации разливов, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде;

наличие собственных или привлечение на постоянной договорной основе аварийно-спасательных формирований для предупреждения и ликвидации разливов.

2.2.2 Правовой базой для прокладки МПТ и кабелей во внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне РФ является Федеральный закон № 155-ФЗ от 31 июля 1998 г. «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» [7], в статье 16 которого устанавливается порядок прокладки подводных трубопроводов и кабелей, а также приведены требования к эксплуатации подводных трубопроводов в части предупреждения и ликвидации аварий, разливов нефти и нефтепродуктов, аналогичные указанным в 2.2.1.

Также аналогичный порядок установлен для получения разрешения на прокладку МПТ и кабелей во внутренних морских водах и территориальном море — при закреплении в лицензии права на прокладку разрешения от органов государственной исполнительной власти не требуется. В противном случае разрешение выдается Росприроднадзором на основании Постановления Правительства РФ от 26 января 2000 № 68 [2]. В соответствии с данным документом подводные кабели и МПТ любого назначения могут прокладываться во внутренних морских водах и в территориальном море РФ при условии, что данные действия не создают помехи и не препятствуют обеспечению охраны государственной границы, проведению регионального геологического изучения, поиска, разведки и разработки минеральных ресурсов или промыслу живых ресурсов, эксплуатации и ремонту ранее проложенных МПТ и кабелей. Для получения соответствующего разрешения должна быть предоставлена следующая информация:

цель и назначение подводного трубопровода или кабеля;

трассировка трубопровода с указанием координат начала, конца и точек поворота трассы;

сроки проведения работ и используемые суда для укладки;

проектная документация по укладке подводного трубопровода или кабеля;

мероприятия по предупреждению или снижению ущерба морской среде, предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций.

Заявка на выдачу разрешения рассматривается Росприроднадзором и согласовывается с другими соответствующими федеральными органами исполнительной власти, перечень которых указан в [2]. На основании заключения о возможности прохождения трассы МПТ принимается решение о выдаче разрешения на проведение заявленных работ, либо отказе в выдаче такого разрешения. В случае получения разрешения заявитель должен обеспечить выполнение требований применимых нормативно-правовых документов при проведении работ по прокладке и эксплуатации МПТ.

2.2.3 Для реализации процедуры рассмотрения и выдачи разрешений на прокладку МПТ и подводных кабелей во внутренних морских водах, территориальном море Российской Федерации и на континентальном шельфе Российской Федерации Росприроднадзором разработан Регламент [3], который устанавливает сроки, перечень и последовательность действий со стороны Росприроднадзора при предоставлении государственной услуги по выдаче разрешений на прокладку МПТ физическим и/или юридическим лицам, планирующим осуществление прокладки МПТ по определенному маршруту во внутренних морских водах, территориальном море РФ и на континентальном шельфе. Положения Регламента определяют перечень и требования к документации, направляемой на рассмотрение, состав действий и сроки выполнения административных процедур при условии соответствия формы подаваемой заявки требованиям Регламента. Данный документ также определяет процедуру согласования направленных заявок с федеральными органами исполнительной власти и порядок вынесения решения о выдаче или отказе в выдаче разрешения на прокладку МПТ.

2.3 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

2.3.1 Общие требования.

2.3.1.1 Основаниями для разработки проектной документации морских трубопроводных систем, как правило, являются:

.1 инвестиционные программы заказчиков по проектам обустройства углеводородных месторождений на морском шельфе или внешнему трубопроводному транспорту в морской акватории;

.2 лицензионные обязательства заказчика на поиск, разведку и добычу углеводородов (при использовании подводных трубопроводов в составе объектов обустройства месторождения во внутренних морских водах, территориальном море РФ и на континентальном шельфе РФ). Лицензия на пользование недрами предоставляет ее владельцу право на прокладку подводных трубопроводов в соответствии с проектной документацией, предусмотренной законодательством Российской Федерации о недрах [3], законодательством о градостроительной деятельности [4].

2.3.1.2 Исходными данными для разработки проектной документации для морских трубопроводных систем, как правило, являются:

.1 техническое задание на проектирование, утвержденное заказчиком;

.2 технический отчет о результатах комплексных инженерных изысканий по трассам трубопроводов и временные локальные технические условия по гидрометеорологическим, гидрологическим, ледовым условиям и исходным расчетным данным;

.3 специальные технические условия на проектирование линейных объектов системы подводных трубопроводов, которые разрабатываются и утверждаются в установленном порядке до разработки проектной документации в случае, если для разработки проектной документации недостаточно требований по надежности и безопасности, установленных нормативными техническими документами, или такие требования не установлены;

.4 характеристики основных показателей разработки залежей морского месторождения;

.5 физико-химические свойства нефти и стабильного газового конденсата, компонентный состав и свойства газа;

.6 потребность в газлифтном газе и динамика закачки воды в пласт;

.7 технологические и конструктивные решения по системе подводных трубопроводов.

2.3.1.3 Постройка МПТ и изготовление материалов и изделий для них должны осуществляться в соответствии с технической документацией, одобренной (согласованной) Регистром.

Рассмотрение (экспертиза) проектной технической документации осуществляется с целью проверки соответствия объектов технического наблюдения требованиям правил РС и возможности присвоения МПТ класса РС.

До начала строительства подводного трубопровода на рассмотрение Регистру должна быть представлена рабочая (конструкторская и технологическая) техническая документация, позволяющая удостовериться, что требования одобренного Регистром проекта и правил РС по отношению к данному подводному трубопроводу выполняются.

2.3.1.4 В соответствии с положениями 1.1.7 и 1.1.9 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ Регистр может дать согласие на применение в проекте подводного трубопровода материалов, конструкций, устройств и изделий иных, чем предусмотрены Правилами МПТ, при условии, что они являются одинаково эффективными по отношению к определенным в Правилах МПТ. В указанных случаях Регистру должны быть представлены данные, позволяющие установить соответствие этих материалов, конструкций, устройств и изделий условиям, обеспечивающим безопасность транспортировки сред по подводным трубопроводам.

Подводные трубопроводы, проекты которых полностью или частично выполненные по другим нормам, правилам или стандартам, могут быть одобрены Регистром альтернативно или в дополнение к Правилам МПТ.

2.3.1.5 Виды технической документации, подлежащей рассмотрению РС на стадиях проектирования и постройки МПТ, указаны в 1.5.3 Руководства МПТ.

2.3.2 Проектная документация.

2.3.2.1 Проектирование МПТ, как показывает сложившаяся практика проектных разработок в РФ, осуществляется в целом для всего комплекса объектов обустройства месторождения на морском шельфе с выделением раздела проекта «Линейные объекты» для объектов подводных трубопроводов [5].

Проекты морских подводных трубопроводов в исключительной экономической зоне РФ, на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах и/или в территориальном море РФ в соответствии с Градостроительным кодексом РФ [4] подлежат государственной экспертизе проектной документации. Кроме того, подводные трубопроводные системы различного назначения для транспорта углеводородов должны соответствовать требованиям законодательства РФ о промышленной безопасности опасных производственных объектов [6].

2.3.2.2 Проектная документация МПТ, подлежащая рассмотрению РС, должна включать следующее:

пояснительная записка;

проект полосы отвода (при наличии берегового участка трассы);

технологические и конструктивные решения;

проект организации строительства (ПОС);

планы трасс и продольные профили трубопровода;

технические требования на материалы и изделия;

декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО).

2.3.2.3 Пояснительная записка должна содержать сведения в отношении следующего:

климатической, географической и инженерно-геологической характеристики акватории/района, где предполагается строительство МПТ;

описания вариантов трассы МПТ с обоснованием выбранного варианта;

сведения о МПТ с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного его пунктов;

технико-экономической характеристики проектируемого линейного объекта (категория, протяженность, производительность, основные параметры продольного профиля и полосы отвода и т.д.);

описания принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность МПТ, последовательность и этапы его строительства, планируемые сроки ввода в эксплуатацию.

2.3.2.4 В состав проекта системы морских подводных трубопроводов должны входить технологические и конструктивные решения:

.1 пояснительные записки по обоснованию следующего:

технологических решений проектируемого подводного трубопровода, включая расчеты технологических параметров трубопровода;

конструктивных решений проектируемого подводного трубопровода, включая расчеты конструктивных параметров трубопровода;

выбора типа и параметров электрохимической защиты трубопровода от коррозии или его участков;

выбора типов и параметров антикоррозионных/теплоизоляционных/гладкостных покрытий трубопровода, включая изоляцию сварного стыкового соединения;

технологических решений системы автоматизации, обнаружения утечек и/или контроля коррозии (при использовании);

.2 планы расположения узлов отключающей арматуры;

.3 узлы крепления браслетных протекторов;

.4 схема изоляции стыков труб;

.5 узлы подключения к стоякам морских стационарных платформ (трубных вставок) или подводным манифольдам;

.6 узлы выходов на береговой участок и пересечений с ранее построенными трубопроводами, морским каналами (фарватерами) и подводными кабелями;

.7 требования к обеспечению безопасной эксплуатации;

.8 спецификации оборудования, изделий и материалов.

2.3.2.5 В состав проекта системы морских подводных трубопроводов должен входить проект организации строительства (ПОС):

пояснительная записка по обоснованию проекта организации строительства, включая способы укладки и заглубления в донный грунт (при наличии);

пояснительная записка по обоснованию проекта пересечений трасс и выходов на береговой участок (при наличии);

транспортная схема доставки труб и материалов;

схема планировочной организации участка;

планы трасс и планы пересечений трасс (при наличии);

продольные профили трасс и продольные профили пересечений трасс (при наличии).

2.3.2.6 В состав проекта подводных трубопроводов должны быть включены технические требования на оборудование, изделия и материалы, включая следующее:

стальные трубы, отводы и фитинги;

гибкие трубы (при использовании)

антикоррозионное/теплоизоляционное покрытие стальных труб;

изоляцию стыков труб;

гладкостное внутреннее покрытие труб (при использовании);

балластировку трубопровода (утяжеляющие покрытия и/или грузы, при использовании)

протекторы или станцию катодной защиты (при использовании);

системы автоматизации, обнаружения утечек и/или контроля коррозии (при использовании);

фланцевые соединения используемых типов;

магнитные маркеры.

2.3.2.7 Эксплуатация подводных трубопроводов во внутренних морских водах и в территориальном море согласно [7] допускаются только при наличии плана предупреждения и ликвидации разливов (ППЛР) нефти и нефтепродуктов (плана ликвидации аварий), который утвержден

в соответствующем порядке, и в соответствии с которым планируются и осуществляются мероприятия по предупреждению и ликвидации разливов. План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов может являться составной частью проектной документации подводного трубопровода. Наличие и выполнение ППЛР владельцем/оператором является обязательным требованием при принятии трубопровода в эксплуатации в класс РС.

2.3.2.8 Документация анализа рисков должна быть подготовлена на основании разд. 10 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ. Допускается выполнение анализа рисков для подводного трубопровода в составе соответствующего раздела в проекте обустройства месторождения на морском шельфе, в т.ч. в рамках разработки декларации промышленной безопасности.

2.3.2.9 По результатам рассмотрения проекта МПТ Регистр оформляет письмо-заключение, в котором указывается следующее:

перечень нормативных документов, на соответствие которым в дополнение к Правилам МПТ по требованию заказчика рассматривалась проектная документация;

замечания РС по результатам рассмотрения проектной документации с указанием способа контроля за их устранением;

возможность присвоения класса РС с его указанием;

перечень рассмотренной технической документации с отметками о результатах рассмотрения;

информацию об одобрении РС материалов, конструкций, устройств и изделий иных, чем предусмотренных Правилами МПТ, при условии, что они являются одинаково эффективными по отношению к определенным в Правилах МПТ.

2.3.3 Рабочая документация.

2.3.3.1 В целях реализации в процессе строительства технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации на объекты морской трубопроводной системы, для них разрабатывается рабочая документация, состоящая из документов в текстовой форме, рабочих чертежей, спецификаций оборудования и изделий, технологических схем и процедур, используемых для постройки и испытаний МПТ.

2.3.3.2 Рабочая конструкторская и технологическая документация разрабатывается на основании проекта морской трубопроводной системы, одобренного РС и соответствующими компетентными надзорными органами. При этом в рабочей документации должны быть учтены замечания Регистра, которые были указаны в письме-заключении Регистра как подлежащие к устранению на стадии рабочего проектирования.

2.3.3.3 Рабочая конструкторская и технологическая документация подлежит одобрению РС перед постройкой МПТ и началом технического наблюдения за его постройкой.

2.3.3.4 Документация на стальные трубы и трубопровод.

2.3.3.4.1 Предъявляемая техническая документация должна содержать сведения о материалах, геометрических размерах, способах и технологии изготовления, в т.ч. сварки (для сварных труб), стальных труб. На рассмотрение РС предъявляется следующее (состав рабочей документации для изготовления материалов и изделий, а также постройки МПТ, приведен в соответствующих разделах Руководства МПТ):

.1 технические условия и процедуры изготовления стальных труб с указанием видов и объемов испытаний и неразрушающего контроля, включая основной металл и сварные соединения;

.2 технологии сварки, включая ремонтную сварку, при изготовлении сварных труб и сварки стыковых кольцевых швов с указанием способов и объемов неразрушающего контроля;

.3 чертежи планов и продольных профилей трубопроводов;

.4 чертежи отводов, тройников и переходников;

.5 чертежи трубных вставок («катушек»);

.6 чертежи предварительно обустроенных траншей и котлованов;

.7 ситуационный план;

.8 схема установки магнитных маркеров.

2.3.3.4.2 Вместе с чертежами должны быть предоставлены следующие процедуры и расчеты:

.1 процедура укладки линейной части подводного трубопровода;

.2 процедура укладки в районе выхода трассы на берег или пересечений с другими трубопроводами/подводными кабелями;

.3 процедура захлеста плетей трубопровода;

.4 необходимые сведения для определения внешних нагрузок (сил и моментов) от ветра, течений, волн, ледовых образований и других параметров, учитываемых при анализе прочности трубопровода, включая случайные нагрузки (от рыболовных тралов, якорей и т.д.);

.5 расчет номинальной толщины стенок труб для соответствующих сочетаний нагрузок;

.6 расчет прочности трубопровода в процессе укладки с установлением безопасных параметров волнения, течения и воздействия ветра;

.7 расчеты, подтверждающие сейсмостойкость подводного трубопровода;

.8 расчеты величины заглубления трубопровода в донный грунт в районах с ледовой экзарацией;

.9 расчеты прочности трубных вставок и фланцевых соединений;

.10 расчеты допускаемых свободных пролетов трубопровода на стадии постройки, проведения гидравлических испытаний и эксплуатации.

Документация на балластировку трубопроводов:

.1 расчет плавучести (выталкивающей силы) подводного трубопровода, проверка устойчивости на грунте и/или устойчивости на всплытие;

.2 рабочие чертежи балластного покрытия и/или конструкции балластных грузов;

.3 расчет балластировки подводного трубопровода при применении обетонированных труб.

Документация на арматуру и ее приводы:

.1 схема размещения запорной и предохранительной арматуры;

.2 документация на арматуру и протоколы испытаний арматуры, подтверждающие ее соответствие транспортируемым средам и предполагаемым условиям эксплуатации трубопроводов;

.3 документация на детали крепежа фланцевых соединений и прокладки;

.4 схема дистанционного управления трубопроводной арматурой.

2.3.3.7 Документация на фланцевые соединения.

Предоставляемая на рассмотрение РС документация на фланцы должна содержать следующие сведения:

.1 количество фланцев конкретного типа каждого размера и класса по давлению в рамках проекта;

.2 применяемый стандарт на проектирование и проверочный расчет прочности на восприятие проектных усилий;

.3 марка материала, тип заготовок;

.4 геометрия изделия (например, номинальный или внутренний диаметр, минимальная толщина стенки шейки, толщина и диаметр тела фланца, выступы и канавки на контактной поверхности, обработка контактных поверхностей, отклонения от круговой формы сечения, включая требуемые допуски), размеры присоединяемой трубы;

.5 условия термообработки после изготовления;

.6 требования к объему и методам испытаний типового (опытного) образца и в процессе производства;

.7 требования к неразрушающему контролю и гидроиспытаниям;

.8 состояние поверхности при поставке, покрытие или окраска.

2.3.3.8 Документация на отводы и фитинги.

Предоставляемая на рассмотрение РС документация на отводы должна содержать следующие сведения:

.1 количество отводов конкретного типа каждого размера в рамках проекта и применяемый стандарт на изготовление;

.2 марка материала, тип заготовок;

.3 спецификации и сертификаты на материал заготовок с данными по химическому составу, термической обработке, механическим свойствам, размерному и неразрушающему контролю;

.4 геометрия отвода (например, номинальный или внутренний диаметр, минимальная толщина стенки, радиус изгиба, угол изгиба, длины прямых участков по краям отвода, обработка торцов, отклонения от круговой формы сечения, включая требуемые допуски);

.5 условия термообработки после изготовления, если применимо;

.6 требования по объему и методам испытаний образцов из металла отводов;

.7 требования по неразрушающему контролю и гидравлическим испытаниям;

.8 состояние поверхности при поставке, покрытие или окраска.

Дополнительно для фитингов предоставляются сведения о следующем:

.1 методах и параметрах формообразования (ковка, штамповка, литье), сварке, механической обработке;

.2 сварочной процедуре и химическом составе металла шва, включая ремонт сваркой.

Документация по укладке подводного трубопровода:

.1 способы и технологические схемы укладки с указанием основных параметров;

.2 процедуры подготовки траншей и котлованов, формирования обратной засыпки траншеи и котлованов;

.3 конструктивное оформление пересечений с ранее уложенными подводными трубопроводами и кабелями;

.4 расчеты прочности трубопровода при заглублении в донный грунт и выполнения конструктивного оформления пересечений с ранее уложенными подводными трубопроводами и кабелями.

2.3.3.10 Документация на автоматизированные системы управления, аварийно-предупредительной сигнализации, мониторинга коррозии и обнаружения утечек:

.1 схемы автоматизированных систем управления и технические условия на их проектирование и изготовление, включая программы испытаний;

.2 состав контролируемых параметров с указанием соответствующих типов датчиков и приборов, их характеристик;

.3 сертификаты на контрольно-измерительные приборы и на другие элементы указанных систем.

2.3.3.11 Документация на антикоррозионную защиту и изоляцию, включая теплоизоляцию:

.1 технические условия по нанесению антикоррозионных покрытий и изоляции;

.2 схема антикоррозионного покрытия и изоляции;

.3 схемы изоляции сварных стыков труб;

.4 инструкция по ремонту изолированной поверхности трубопровода.

Документация по электрохимической защите трубопровода:

.1 схема катодной защиты (размещение анодов) или протекторной защиты;

.2 технические условия на станцию катодной защиты (при использовании);

.3 определение массы анодов или протекторов;

.4 документация на электроизолирующие вставки и/или фланцы.

2.3.3.13 Рассмотрение рабочей документации Регистром необходимо для проведения технического наблюдения за постройкой подводного трубопровода, изготовления материалов и изделий для него, а также для присвоения класса РС по результатам освидетельствования подводного трубопровода в постройке.

2.3.4 Исполнительная документация.

2.3.4.1 При оказании Регистром на основании 1.4.4.3 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ услуг по классификации морских подводных трубопроводов, построенных без технического наблюдения РС, помимо проектной и рабочей документации на постройку подводного трубопровода Регистром должна быть рассмотрена и одобрена исполнительная документация.

2.3.4.2 Исполнительная документация подготавливается предприятием-подрядчиком, осуществляющим постройку трубопровода, на основании приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) № 1128 от 26 декабря 2006 г. [8].

2.4 ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Оптимальное расположение конструкции трубопровода под водой в процессе проектирования должно выбираться с учетом следующих критериев:

безопасность эксплуатации, экология, стоимость конструкции, технологичность и т.п.;

материал труб, защитного покрытия и электрохимической защиты;

продольная и поперечная устойчивость конструкции с учетом воздействия подводных течений, волнового движения частиц воды и сил плавучести;

обеспечение целостности трубы и наличия проходного сечения;

зашита от коррозии и эрозии;

сварка и неразрушающий контроль в процессе производства и монтажа;

диагностика и мониторинг;

технологические режимы перекачки углеводородов и других сред при высоком внутреннем давлении;

прочность и устойчивость цилиндрических оболочек трубопроводов, отводов и фитингов;

другие технологические и экологические аспекты (см. рис. 2.4).

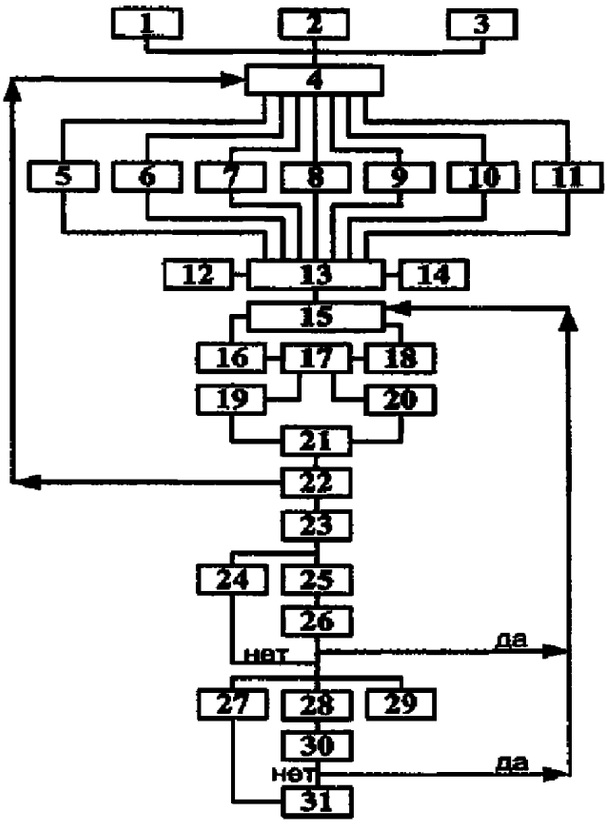


Рис. 2.4 Общие принципы проектирования подводного трубопровода [13]:
1 — условия морской акватории; *2* — правила и нормы; *3* — исходные данные проектирования; *4* — технико-экономические показатели трубопровода; *5* — строительство и монтаж; *6* — технологические режимы; *7* — технологическая схема; *8* — продольный профиль; *9* — трассировка; *10* — контроль за строительством; *11* — обслуживание; *12* — параметры окружающей среды; *13* — опасности; *14* — хозяйственная деятельность в акватории; *15* — анализ степени риска; *16* — вероятности; *17* — риск; *18* — ущерб; *19* — ущерб окружающей среде; *20* — ущерб технологическим операциям; *21* — критерии риска; *22* — корректировка проекта; *23* — требования к укладке; *24* — выбор защитного слоя грунта над трубопроводом; *25* — незаглубленный трубопровод; *26* — естественное заглубление; *27* — временное складирование грунта; *28* — устройство траншеи; *29* — размыв; *30* — естественный замыв; *31* — обратная засыпка

Рассмотренные выше вопросы должны быть отражены в нормативно-технических документах (регламентах, нормах, правилах, стандартах, руководящих указаниях, инструкциях и т.д.). Однако, как показывает практика проектирования, это происходит далеко не всегда и объясняется следующими причинами:

.1 нормы проектирования отражают уже накопленный и проанализированный опыт проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов. Внедрение новых технологий, расширение диапазона рабочих параметров, строительство в уникальных природно-климатических условиях, применение новых материалов и оборудования требуют постоянного внедрения изменений в нормативную документацию, что на практике и происходит, но только после накопления и обобщения соответствующего опыта;

.2 некоторые вопросы достаточно сложны для формулировки простых инженерных методик или отсутствуют как в отечественных источниках, так и в зарубежных (например, расчет напряженно-деформированного состояния оболочки трубопровода в процессе укладки на большие глубины);

.3 многие технические решения не имеют строгого научного обоснования и нуждаются в проведении специальных, теоретических и экспериментальных исследований.

Однако, даже хорошо изученные вопросы (например, расчет толщины стенки трубопровода на действие внутреннего давления) нельзя считать решенными. Нормы разных стран предусматривают применение различных значений одних и тех же коэффициентов (коэффициентов надежности и безопасности) в аналогичных расчетных моделях, что связано с различными подходами к оценке оптимального уровня безопасности, качеством производства труб, строительных работ, особенностями эксплуатации и стоимостными показателями.

Данная проблема становится наиболее актуальна при необходимости или возможность выбора тех или иных иностранных норм проектирования по причине отсутствия национальных нормативных документов (например, при проектировании морского участка газопровода Россия — Турция по проекту «Голубой поток» в 1998 — 2000 гг.). Технико-экономическое обоснование строительства этого газопровода было выполнено на основе Правил для морских трубопроводных систем (Rules for Submarine Pipeline Systems, DNV, 1981). В 1996 году вышла новая редакция данных правил, которая легла в основу базового и детального проектирования морского участка газопровода.

В то же время отступления от нормативных методов проектирования накладывает на проектировщика дополнительную ответственность за правильность принятого решения и вызывает необходимость в проведении специальных исследований для определения реальных уровней надежности, безопасности, долговечности и других параметров этих ответственных инженерных сооружений [13].

2.5 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.5.1 МПТ являются неотъемлемой частью объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений, так как именно с помощью трубопроводного транспорта осуществляется доставка пластовой продукции (или уже подготовленной продукции в зависимости от принятой технологической схемы) на береговые объекты или отгрузочные терминалы (см. рис. 2.1-2). Исключением является, например, обустройство нефтяного месторождения «Приразломное» на шельфе Печорского моря, где все процессы — бурение, добыча нефти, ее хранение, отгрузка на танкеры и обратная закачка в нагнетательные скважины осуществляются с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная», которая установлена в 80 км от берега, с проектной производительностью 5 млн. т в год отгружаемой на танкеры нефти.

Многие проекты обустройств морских месторождений содержат трубопроводы пластовой продукции в виде многофазной среды, который для этих обустройств является основным объектом трубопроводного транспорта, так как остальные (трубопровод газлифтного газа или водовод) являются вспомогательными. Как правило, такие трубопроводы начинают функционировать не с первых лет эксплуатации месторождения, а после установленных в проекте разработки

месторождения сроков перехода на механизированный способ добычи с применением газлифта и необходимости повышения пластового давления путем обратной закачки воды. Выбор такого варианта транспортировки пластовой продукции определяется также экономической целесообразностью, так как уменьшает стоимость сооружения морской платформы в связи с переносом основных операций по подготовке нефти и/или газа на береговые сооружения.

Проект разработки месторождения, в соответствии с которым будет осуществляться комплекс технологических и технических мероприятий по рациональному пользованию участков недр для извлечения углеводородов, разрабатывается помимо рассмотренных в 2.3.1 разделов проекта линейных и других объектов обустройства морского месторождения, например, морских стационарных платформ. Проект разработки месторождения утверждается комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию, и рассмотрению Регистром не подлежит. Основные требования к разработке проекта содержатся в ГОСТ 32359-2013 [19]. Для определения рабочих режимов системы подводных трубопроводов морского месторождения особое внимание должно уделяться следующему:

производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;

системе внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин;

системе поддержания пластового давления.

Таким образом, в процессе проектирования многофазного подводного трубопровода должны быть проведены теплогидравлические расчеты для определения оптимальных параметров транспортировки пластовой продукции. В качестве исходных данных назначаются технологические показатели разработки месторождения по максимальной добыче нефти и/или газа и физико-химические свойства нефти, газа и воды, которые приняты согласно проекту разработки месторождения.

Для газовых месторождений должны быть установлены условия обеспечения бесперебойности многофазного потока, с целью исключения образования жидкостных пробок, которые могут препятствовать нормальной эксплуатации трубопровода и береговых установок подготовки нефти/газа и конденсата. При этом особое внимание должно быть уделено переходным режимам эксплуатации трубопровода в условиях изменяющихся термобарических и расходных параметров.

2.5.2 Гидравлические расчеты многофазного трубопровода должны выполняться с учетом показателей добычи, физико-химических свойств нефти, газа и воды, а также реологических свойств транспортируемой продукции залежей в зимний и летний периоды.

Теплогидравлические расчеты трубопроводов выполняются на базе следующих исходных данных:

показателей разработки месторождения по годам эксплуатации (годовой объем добычи нефти, конденсата, воды, газа по разрабатываемым залежам);

технических условий на подключение многофазного трубопровода к объектам обустройства;

состава и свойств транспортируемых сред (компонентный состав нефти, конденсата, воды, газа по разрабатываемым залежам; их физико-химические свойства; газовый фактор и обводненность по скважинам; дебиты нефти, конденсата, воды, газа по скважинам);

значения устьевых давлений по скважинам;

начальных температур продукции по скважинам;

минимальной и максимальной температуры донного грунта в зимний и летний периоды соответственно;

проектных параметров трубопровода (диаметр и толщина стенки труб, протяженность, наличие изоляционных покрытий, расположение на донном грунте).

2.5.3 По результатам расчетов для многофазного трубопровода с заданными проектными параметрами, транспортирующего пластовую продукцию со всех добычных скважин, по годам эксплуатации должно быть установлено следующее:

расходы нефти, конденсата, воды, газа;

обводненность;

начальные давление и температура (для зимнего и летнего периодов);

конечные давление и температура (для зимнего и летнего периодов);
скорость транспортировки продукции (для зимнего и летнего периодов).

2.5.4 Многофазные трубопроводы транспортируют сложную, постоянно изменяющуюся смесь пластовых углеводородных флюидов и других газообразных, жидких и твердых совместно текущих веществ с различными дебитами. Основным подходом к моделированию гидродинамических режимов в многофазных трубопроводах является модель двух флюидов, из которой следует, что поток состоит из двух фаз — как правило, жидкости и газа [14]. Для такой модели двухфазного газожидкостного потока возможны четыре основных гидродинамических режима (см. рис. 2.5.4-1).

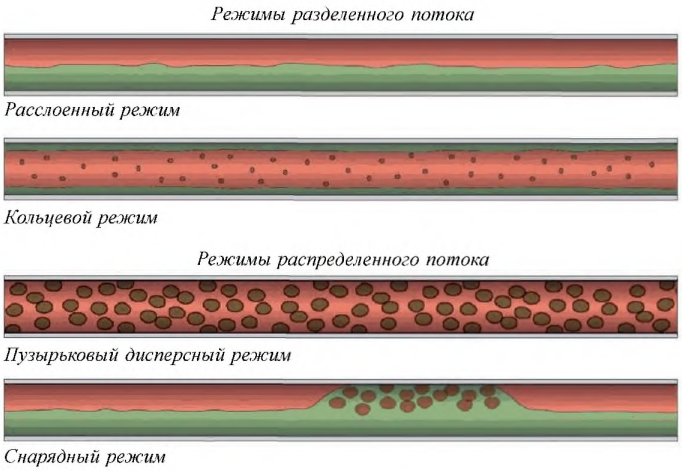


Рис. 2.5.4-1 Основные гидродинамические режимы двухфазного газожидкостного потока [14]

Упрощенными стандартными решениями для двухфазных газожидкостных потоков являются так называемые карты (диаграммы) режимов, в т.ч. для горизонтальных потоков, построенные различными исследователями на основании решений уравнений механики сплошной среды, например, предложенная Mandhane карта режимов для горизонтального двухфазного потока (см. рис. 2.5.4-2).

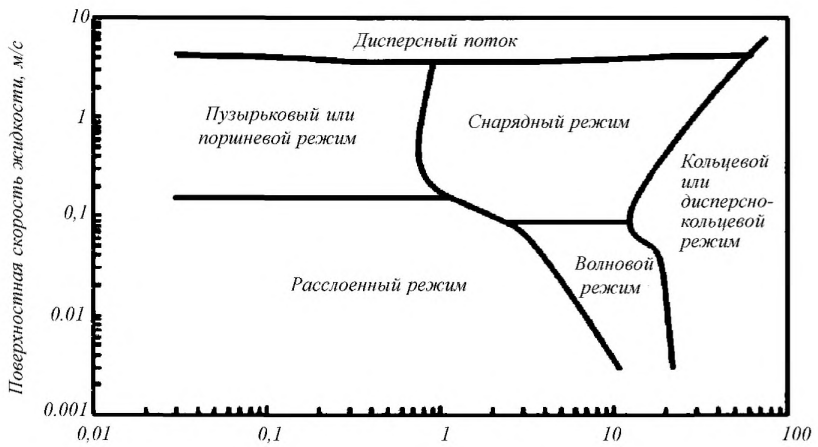


Рис. 2.5.4-2 Карта режимов Mandhane для горизонтального двухфазного потока [15]

Указанные на диаграмме поверхностные скорости жидкости или газа определяются как отношение объемного расхода жидкости или газа к общей площади поперечного сечения трубопровода по следующим формулам [15]:

$$U_{sl} = Q_l / A_f; \quad (2.5.4\text{-}1)$$

$$U_{sg} = Q_g / A_f, \quad (2.5.4\text{-}2)$$

где U_{sl} — поверхностная скорость жидкости, м/с;
U_{sg} — поверхностная скорость газа, м/с;
Q_l и Q_g — объемный расход жидкости и газа соответственно, м^3/с;
A_f — площадь поперечного сечения потока трубопровода, м^2.

Применяемые в настоящее время программные комплексы для моделирования движения многокомпонентных флюидных потоков в трубопроводах предоставляют собой полный набор эмпирических и механистических методов анализа явлений, возникающих при движении многофазной жидкости по трубам. Так, например, PIPEPHASE [16] содержит развитую библиотеку параметров сред для моделирования стационарных многофазных потоков, осуществляет расчеты энергетического баланса и термодинамических характеристик. Возможности PIPEPHASE позволяют моделировать процессы систем сбора и транспорта нефти и газа для месторождения в целом.

Программный комплекс PIPESIM 2017.2 компании Schlumberger также предлагает современные возможности моделирования установившегося многофазного потока. Данный комплекс позволяет рассчитывать набор сложных гидродинамических условий, которые затрудняют оптимизацию добычи: от отложения асфальтенов, парафинов и гидратов до углекислотной коррозии и вызванной потоком эрозии [14].

Среди программных комплексов, моделирующих переходные динамические режимы многофазных потоков, наиболее известен программный комплекс OLGA, разработанный норвежской компанией SPT Group [14].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Порядок прокладки подводных кабелей и трубопроводов во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации, утвержденный постановлением Правительства РФ № 68 от 26 января 2000 г.

2. Административный регламент Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) по предоставлению государственной услуги по выдаче разрешений на прокладку подводных кабелей и трубопроводов во внутренних морских водах, территориальном море Российской Федерации и на континентальном шельфе Российской Федерации, утвержденный приказом Минприроды РФ № 202 от 29 июня 2012 г.

3. Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-I "О недрах".

4. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.

5. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

6. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ.

7. Федеральный закон «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» от 31 июля 1998 г. № 155-ФЗ.

8. РД 11-02-2006 Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения.

9. СП 11-110-99 Авторский надзор за строительством зданий и сооружений.

10. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.

11. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов/Н.А. Сваровская. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции, г. Томск, Изд. ТПУ, 2004.

12. Yong Bai Subsea Pipelines and Risers, Elsevier Science, 2010.

13. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин/ Под ред. А. М. Шаммазова. — СПб.: Недра, 2006.

14. Гидродинамическое моделирование многофазных потоков для оптимизации продуктивности месторождения. — Нефтегазовое обозрение, зима 2014 — сентябрь 2015.

15. Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance, 2nd Edition. — Oxford: Gulf Professional Publishing, 2014.

16. PIPEPHASE Multiphase Flow in Networks, Schneider Electric Software, LLC.

17. Папуша А.Н., Казунин Д.В. Динамика многофазных течений в морских магистральных трубопроводах. — М., 2012.

18. Мансуров М.Н., Лаптева Т.И. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении континентального шельфа. — Территория Нефтегаз № 6, 2013.

19. ГОСТ 32359-2013 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.

3 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ

3.1 МЕТОДИКА И ОПИСАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДА

Среднестатистическая частота аварий на МПТ составляет 0,3 — 0,4 аварий/год на 1000 км. Основными причинами аварий являются коррозия металла труб (50 %), механические повреждения в результате воздействия якорей, траловых досок, вспомогательных судов и строительных барж (20 %), а также природные процессы (12 %) [18].

Среди аварий, причинами которых послужили природные процессы, необходимо выделить аварии, произошедшие в результате геологических процессов (геологические опасности), которые представляют угрозу для целостности конструкции трубопровода (землетрясения, оползни, обвалы, турбидные потоки, экзарация). Статистические данные в отношении частотности возникновения опасных инициирующих событий приводятся в [4].

Подводные добычные системы являются практически безопасными с точки зрения воздействия на обслуживающий персонал по сравнению с технологиями добычи и подготовки продукции на надводных сооружениях (морских плавучих нефтегазодобывающих комплексах, морских платформ) с постоянным присутствием персонала. Однако имеются ограничения применения подводных добычных комплексов (ПДК) на мелководье замерзающих морей из-за возможного повреждения подводных систем килями торосов и сложностью обслуживания и ремонта объекта в период ледостава.

На начальных стадиях инженерно-геологического изучения морской акватории осуществляется выбор трассы или площадки для строительства морских сооружений [5], [14].

В соответствии с ИСО 13623:2017 [12] для выбора наиболее безопасной трассы трубопровода рекомендуется выявлять и исследовать следующие геологические опасности:

землетрясения и их вторичные эффекты (разжижение грунта, оползни и т.д.);
участки сильно расчлененного рельефа;
оползнеопасные участки дна;
эрозия грунта;
миграция наносов;
осадка грунта;
слабые донные осадки;
газонасыщенность грунтов;
абразия.

Согласно ГОСТ Р 54382-2011 [1] к требующим изучения геологическим опасностям относятся землетрясения, разжижение грунтов, неустойчивость морского дна, мутьевые потоки, эрозия, просадки грунта, экзарация, рост морских отложений, песчаные волны, обнажения скальных пород, скопление осадков, глубокие впадины.

В соответствии с СТО Газпром 2-3.7-576-2011 [13] к геологическим опасностям относятся землетрясения, оползни, обвалы, суспензионные потоки, проседание морского дна, многолетнемерзлые, газонасыщенные и газогидратонасыщенные грунты, экзарация, абразия, миграция донных наносов, валуны, обнажения скальных пород.

Согласно [7] при проектировании морских трубопроводных систем необходимо учитывать такие геологические объекты и явления, как очень слабые грунты, подвижные песчаные волны, валунные поля, экзарационные борозды (плугмарки), коралловые скалы, покмарки (англ. pockmark — конусовидные кратеры на поверхности морского дна, вызванные эпизодическим выходом газа через донные отложения) и газовые воронки.

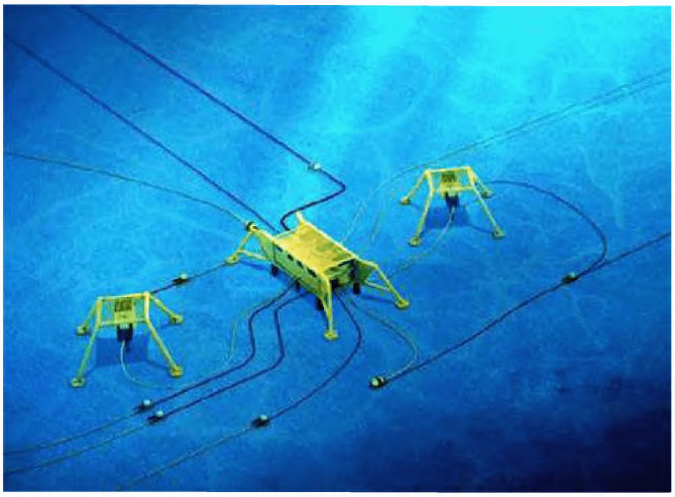


Рис. 3.1 Подводный добывающий комплекс (ПДК) и подводные трубопроводы (МПТ): манифольд, добычные скважины с подводным расположением устья с защитными конструкциями и подводные трубопроводы [2]

3.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

Инженерно-геологические исследования по трассам подводных морских трубопроводов проводятся в целях изучения геологического строения донных грунтов с построением инженерно-геологических колонок и разрезов, проведения статистической обработки результатов лабораторных исследований грунтов, определения нормативных и расчетных характеристик грунтов, построение расчетной модели грунтового основания.

Последовательность и методика выполнения работ:

1. Инженерные изыскания:

.1 бурение и пробоотбор донных грунтов;

.2 навигационное обеспечение;

.3 лабораторные исследования донных грунтов;

.4 методики определения физических свойств донных грунтов;

2. Строение, состав и свойства донных грунтов:

.1 строение разреза грунтового основания;

.2 состав и физические свойства грунтов и инженерно-геологических элементов;

.3 деформационно-прочностные свойства грунтов;

3. Оформление отчета по проведенным работам.

3.3 ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДА

3.3.1 В качестве примера в настоящих Рекомендациях рассматривается участок трассы морского подводного трубопровода от морской стационарной платформы на Каспии до берегового перехода с общей длиной морской части трассы 145 км (см. рис. 1.2). Параметры МПТ указаны в гл. 1.2 настоящих Рекомендаций. Требования к инженерным изысканиям и параметрам донных грунтов должны соответствовать положениям 8.2.2 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.

3.3.2 Морские инженерные изыскания проводятся в соответствии с СП 11-114-2004 [6]. В целях изучения геологического строения верхней части грунтового разреза, условий залегания грунтов и определения их физико-механических свойств отбор проб донного грунта производится на глубину от 4 до 4,8 м, всего по трассе предусматривается 16 станций отбора проб. Отбор проб был осуществляется вибропоршневой грунтовой трубкой с малого гидрографического судна ГС-194 в указанной ниже последовательности.

Судно выводится в проектную точку отбора проб и закрепляется на якорях, после чего в заданной точке на дно опускается донная рама трубки. Включение вибрационного механизма, обеспечивающего заглубление трубки в грунт, осуществляется с помощью пульта управления, расположенного на борту судна.

В целях сохранения естественной влажности пробы ненарушенного сложения (монолиты) сразу же парафинируются. Образцы грунтов нарушенного сложения сразу после отбора запаиваются в полиэтиленовые пакеты.

Бурение на трассе трубопровода на 5 скважинах (от 5,9 до 11,6 м) проводится с бурового понтона ПТС, представляющего собой несамоходную плавучую технологическую платформу катамаранного типа, оснащенную буровой вышкой, буровым станком ЗИФ-650А и якорными лебедками для позиционирования на точке бурения. При этом используется ударно-канатный способ бурения; скважины закладываются с учетом результатов интерпретации сейсмоакустических данных.

Навигационно-геодезическое обеспечение предусматривает предварительное планирование расположения точек отбора проб и бурения в соответствии с требованиями технического задания, а также последующее обеспечение вывода судна в запланированные точки.

Обработка полевых материалов выполняется на борту обеспечивающего судна в соответствии со СНиП 11-02-96 [16] и СП 11-114-2004 [6]. Все операции по отбору, консервации, транспортированию и хранению образцов (монолитов) для лабораторных исследований выполняются в соответствии с ГОСТ 12071-2000 [17].

3.3.3 Лабораторные исследования грунтов проводятся в соответствии с требованиями технического задания с целью определения комплексной характеристики их состава, физических и механических свойств.

Задачами данных исследований является следующее:

определение гранулометрического состава и физических свойств грунтов по стандартам ГОСТ;

определение гранулометрического состава, пределов и индекса пластичности грунтов по стандартам ASTM;

определение удельного электрического сопротивления образцов грунтов;

определение содержания карбонатов, органического вещества, засоленности образцов грунтов;

экспресс-определение недренированного сцепления грунтов;

определение коэффициента фильтрации грунтов;

определение прочностных и деформационных свойств грунтов при испытаниях в условиях трехосного сжатия под действием статических нагрузок;

определение статистических характеристик, нормативных и расчетных значений свойств грунтов.

Результаты лабораторных исследований грунтов по скважинам по определению состава и физических свойства грунтов, а также инженерно-геологических элементов (ИГЭ) согласно ГОСТ и ASTM приводятся в табл. 3.3.3-1 и 3.3.3-2. В соответствии с ГОСТ 25100-95 «Грунты. Классификация» по трассе исследованного газопровода выделяются:

II класс природных дисперсных грунтов:

группа — связные; подгруппа — осадочные полиминеральные; вид — глинистые грунты; разновидность — суглинок, ил, глина.

группа — несвязные; подгруппа — осадочные полиминеральные; вид — песчаные грунты; разновидность — песок пылеватый, мелкий, средний, крупный и гравелистый.

Таблица 3.3.3-1

ИГЭ-2а — песок гравелистый, неоднородный по гранулометрическому составу, насыщенный водой, галечниковый

Характеристика грунта		Ед. измерения	Число определений	Нормативное значение	Коэффициент вариации	Расчетное значение	
						при $\alpha = 0,85$	при $\alpha = 0,95$
Влажность природная, W		%	26	30,0	0,14		
Степень влажности, S_r		д.е.	—	1,01	—		
Плотность частиц грунта, ρ_s		г/см^3	26	2,75	0,03		
Плотность грунта природной влажности, ρ		г/см^3	19	1,97	0,02	1,96	1,96
Плотность сухого грунта, ρ_d		г/см^3	–	1,52	—		
Коэффициент пористости, e		д.е.	19	0,81	0,14		
Гранулометрический состав при размере частиц, мм	1,0 — 0,5	%	26	16,20			
	0,5 — 0,25		26	10,68			
	0,25 — 0,1		26	9,69			
	< 0,1			3,09			
	0,1 — 0,05		20	5,96			
	0,05 — 0,01		20	0,81			
	0,01 — 0,005		20	0,49			
	0,005 — 0,001		20	1,21			
Степень неоднородности, Cu				16,1			

Таблица 3.3.3-2

ИГЭ-5б — глинистые грунты: супесь пылеватая текучая

Характеристика грунта		Ед. измерения	Число определений	Нормативное значение	Коэффициент вариации	Расчетное значение	
						при $\alpha = 0,85$	при $\alpha = 0,95$
Влажность природная, W		д.е.	93	28,8	0,11		
Влажность на границе текучести, W_L		%	93	23,4	0,11		
Влажность на границе раскатывания, W_P		%	93	18,6	0,12		
Число пластичности, I_P		%	93	4,8	0,12		
Показатель текучести, I_L		—	—	2,11	—		
Степень влажности, S_r		д.е.	—	0,98	—		
Плотность частиц грунта, ρ_s		г/см^3	93	2,69	0,02		
Плотность грунта природной влажности, ρ		г/см^3	83	1,94	0,03	1,94	1,94
Плотность сухого грунта, ρ_d		г/см^3	—	1,50	—		
Коэффициент пористости, e		—	82	0,79	0,09		
Гранулометрический состав при размере частиц, мм	1,0 — 0,5	%	42	0,62			
	0,5 — 0,25		45	1,32			
	0,25 — 0,1		45	27,26			
	< 0,1			—			
	0,1 — 0,05		45	43,87			
	0,05 — 0,01		45	8,25			
	0,01 — 0,005		45	3,04			
	0,005 — 0,001		45	15,41			
Степень неоднородности, Cu				27,1			

3.3.4 В соответствии с требованиями 8.2.2 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ глубина изучения с определением параметров грунтов, как правило, должна составлять 6,0 — 8,0 м с учетом назначенного заглубления трубопровода в траншее. При наличии илов или слабых грунтов глубина бурения увеличивается на глубину их слоя. На стадии выполнения проекта морского подводного трубопровода по согласованию с РС допускается использование усредненных параметров грунтов, полученных на основании ранее проведенных изысканий и/или справочных данных, при условии выполнения на стадии рабочего проектирования соответствующих расчетов с использованием параметров грунтов, полученных в результате инженерно-геологических изысканий.

Особое внимание следует уделять исследованиям слабых грунтов, обладающих недостаточной несущей способностью для безопасной укладки и эксплуатации трубопровода. Как правило, таким грунтам относятся недоуплотненные или нормально уплотненные, водонасыщенные илы, ракуша, торфы, суглинки и глины текучей и текучепластичной консистенции (иногда к ним относят динамически неустойчивые водонасыщенные, пылеватые пески малой и средней плотности).

3.3.5 Построение продольного профиля подводного трубопровода в целом должно соответствовать требованиям ГОСТ 21.610-85 «Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи», однако должна быть учтена специфика конструкции трубопровода как подводного объекта обустройства и особенности его трассировки, в т.ч. связанная с укладкой его на/в донный грунт. Основным параметром, на основании которого должны быть представлены результаты инженерных изысканий, являются отметки глубин от уровня моря, включая распределение донных грунтов до глубин отбора проб и бурения проектных скважин. На продольном профиле МПТ наносят и указывают:

величины расчетных деформаций дна;

границы между ИГЭ прослеживаемыми и предполагаемыми;

контакты между седиментационными комплексами;

амплитудные аномалии;

зоны вероятного скопления газов в донных грунтах (при наличии);

расстояния между отметками;

пикетаж;

глубина воды при расчетном уровне в Балтийской системе высот — 28,0 м;

абсолютная отметка поверхности дна моря;

высота волн 1%-ной обеспеченности;

средний период волн;

средняя длина волн;

угол между нормалью к оси трубопровода и направлением течения;

придонная скорость течения при волнении 1%-ной обеспеченности;

проектируемый трубопровод с отметками низа трубы;

точки опробования донных грунтов и их номера, с указанием глубины залегания границ ИГЭ (от поверхности дна) и длины отобранных колонок грунта;

уклон трубопровода/длина участка;

типоразмеры используемых труб (техническая характеристика укладываемого трубопровода);

углы оси трассы, прямые участки;

протяженность, км;

способ укладки трубопровода;

способ разработки траншеи;

способ обратной засыпки.

3.3.6 Определение величин осадок морского трубопровода в донном грунте.

Определение величин осадок морского трубопровода в донном грунте является важным элементом проектирования МПТ, т.к. от данного параметра зависят величины расчетных воздействий на МПТ от волнения и течений, а в некоторых случаях (при наличии слабых грунтов) и прочность трубопровода. Исходными данными являются модули нормальной упругости и коэффициенты Пуассона (поперечной деформации) слоев, а также их толщины. Глубина нижнего подстилающего слоя не задается. Получаемые характеристики C_1 и C_2 являются коэффициентами постели (жесткости) упругого основания при сжатии и сдвиге соответственно.

Результаты произведенных расчетов для рассматриваемого МПТ (см. рис. 1.2) с характеристиками грунтов согласно табл. 3.3.3-1 и 3.3.3-2, представлены на рис. 3.3.6 и в табл. 3.3.6. Согласно результатам расчетов, выполненных на основании приведенной в 3.3.7 методики, полученные величины осадок находятся в пределах допустимых значений, в качестве которых могут быть приняты допустимые прогибы МПТ исходя из обеспечения его прочности.

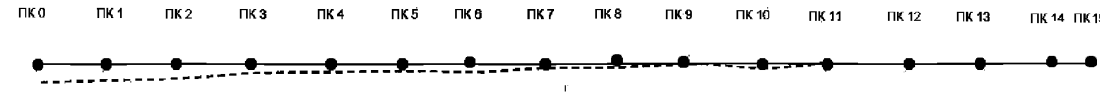


Рис. 3.3.6 Величины осадок морского трубопровода

Таблица 3.3.6

Величины осадок морского трубопровода

ПК, №	№ участка	C_1, кН/м^3	C_2, кН/м	Величина осадки, см
0	0 — 1	3479	231	11,5
1	1 — 2	3479	231	10,5
2	2 — 3	3475	231	10,0
3	3 — 4	3469	231	8,0
4	4 — 5	3460	231	6,0
5	5 — 6	3440	231	4,5
6	6 — 7	3430	230	4,2
7	7 — 8	3418	230	3,5
8	8 — 9	3418	230	2,5
9	9 — 10	3400	230	1,5
10	10 — 11	3350	229	1,0
11	11 — 12	3316	229	1,0
12	12 — 13	3274	229	0,75
13	13 — 14	3274	229	0,5
14	14 — 15	3159	228	0,0
15		0,0		

3.3.7 Оценка прочности грунтового основания по трассе прокладки трубопровода.

В соответствии с 8.2.2 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ проводимые инженерно-геологические изыскания должны обеспечивать получение необходимых расчетных характеристик грунтов, воспринимающих нагрузку от подводного трубопровода, для обеспечения расчетов:

осадок и консолидации грунтового основания;

местных контактных напряжений (если необходимо);

для мероприятий по устройству траншей или укрепления грунтов;

динамической устойчивости грунтов при сейсмических, волновых и ледовых нагрузках.

Целью расчета оснований по деформациям является ограничение абсолютных или относительных перемещений такими пределами, при которых гарантируется нормальная эксплуатация МПТ и не снижаются его эксплуатационные параметры вследствие появления недопустимых общих и неравномерных осадок, подъемов, кренов, изменений проектных уровней и положений конструкций, нарушении их соединений и т.п. При этом прочность МПТ проверена расчетом, учитывающим усилия, которые возникают при его взаимодействии с грунтовым основанием.

В соответствии с 5.6.5 СП 22.13330.2011 [10] расчет оснований по деформациям производят исходя из следующего условия:

$$s \leqslant s_u, \qquad (3.3.7\text{-}1)$$

где s — осадка основания фундамента (совместная деформация основания и сооружения);

s_u — предельное значение осадки основания фундамента (совместной деформации основания и сооружения), устанавливаемое в соответствии с 5.6.46 5.6.50 [10].

Расчетная схема основания, используемая для определения совместной деформации основания и сооружения, должна выбираться в соответствии с 5.1.6 [10]. Расчет деформаций основания фундамента при среднем давлении под подошвой фундамента p, не превышающем расчетное

сопротивление грунта R (см. 5.6.7 [10]), следует выполнять, применяя расчетную схему в виде линейно деформируемого полупространства (см. 5.6.31 [10]) с условным ограничением глубины сжимаемой толщи H_c (см. 5.6.41 [10]).

Для предварительных расчетов деформаций основания фундаментов сооружений II и III уровней ответственности при среднем давлении под подошвой фундамента p, не превышающем расчетное сопротивление грунта R (см. 5.6.7 [10]), допускается применять расчетную схему в виде линейно деформируемого слоя (см. приложение Г [10]).

Осадку основания фундамента s, см, с использованием расчетной схемы в виде линейно деформируемого полупространства (см. 5.6.6 [10]) определяют методом послойного суммирования по формуле

$$s = \beta \sum_{(i\ 1)}^{n} (\sigma_{zp,i} h_i)/E_i, \qquad (3.3.7\text{-}2)$$

где $\beta = 0{,}8$ — безразмерный коэффициент;

$\sigma_{zp,i}$ — среднее значение вертикального нормального напряжения (далее — вертикальное напряжение) от внешней нагрузки в i-м слое грунта по вертикали, проходящей через центр подошвы фундамента (см. 5.6.32 [10]), кПа;

h_i — толщина i-го слоя грунта, см, принимаемая не более 0,4 ширины фундамента;

E_i — модуль деформации i-го слоя грунта по ветви первичного нагружения, кПа;

n — число слоев, на которые разбита сжимаемая толща основания.

Схема распределения вертикальных напряжений в линейно-деформируемом полупространстве представлена на рис. 3.3.7.

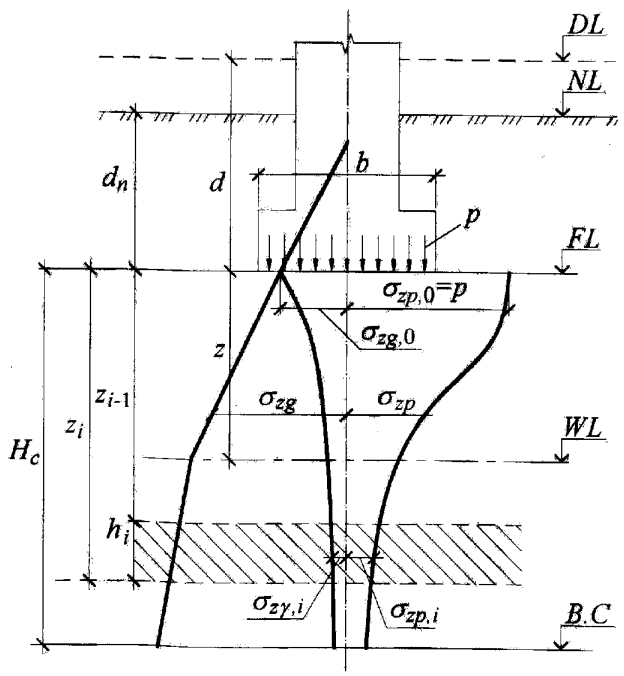


Рис. 3.3.7 Схема распределения вертикальных напряжений в линейно-деформируемом полупространстве

Проверка прочности грунтового основания (грунтового основания под МПТ, в т.ч. в траншее) выполняется также путем определения расчетного сопротивления грунта основания. В соответствии с 5.6.7 [10] при расчете деформаций основания фундаментов с использованием указанных выше расчетных схем среднее давление под подошвой фундамента p не должно превышать расчетного сопротивления грунта основания R, определяемого по формуле

$$R = \frac{\gamma_{c1}\gamma_{c2}}{k}[M_\gamma b\gamma_{II} + M_q d_1 \gamma'_{II} + M_c c_{II}], \qquad (3.3.7\text{-}3)$$

где γ_{c1} и γ_{c2} — коэффициенты условий работы (см. табл. 5.4 [10]);
k — коэффициент, принимаемый $k = 1$, если прочностные характеристики грунта (φ_{II} и c_{II}) определены непосредственными испытаниями, и $k = 1{,}1$, если прочностные характеристики приняты в соответствии с приложением Б [10];
M_γ, M_q, M_c — коэффициенты, принимаемые в соответствии с табл. 5.5 [10];
b — ширина подошвы фундамента, м (в рассматриваемом случае может быть принята равной внешнему диаметру трубопровода с покрытиями);
d_1 — глубина заложения фундамента, м (в рассматриваемом случае принимается равной величине осадки МПТ в донный грунт или глубине траншеи);
γ_{II} — осредненное в соответствии с 5.6.10 [10] расчетное значение удельного веса грунтов, залегающих ниже подошвы фундамента, кН/м^3;
γ'_{II} — осредненное в соответствии с 5.6.10 [10] расчетное значение удельного веса грунтов, залегающих выше подошвы фундамента, кН/м^3;
c_{II} — расчетное значение удельного сцепления грунта, залегающего непосредственно под подошвой фундамента (см. 5.6.10 [10]), кПа.

Также прочность основания можно определить с помощью коэффициента постели C_1, который вычисляется по осредненным значениям модуля деформации E_{soil} и коэффициента Пуассона (поперечной деформации) грунта ν, определяемого по табл. 5.10 [10]:

$$C_1 = \frac{E_{soil}}{H_c(1-2\nu^2)}. \qquad (3.3.7\text{-}4)$$

Коэффициент постели C_2 определяется по следующей формуле:

$$C_2 = \frac{C_1 H_c^2(1-2\upsilon^2)}{6(1+\upsilon)}. \qquad (3.3.7\text{-}5)$$

Достаточно подробно рассмотрен комплекс вопросов по взаимодействию подводного трубопровода с грунтовым основанием в [19].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 54382-2011 Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
2. Миронюк С.Г. Анализ геологических опасностей и рисков при строительстве морских трубопроводов и подводных добычных комплексов. — «Инженерная защита», №11, 2015.
3. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. — М.: Недра, 1986.
4. Онищенко Д. А. Риски, связанные с применением подводных технологий при освоении мелководных морских месторождений Обской и Тазовской губ // Д.А. Онищенко, И.Э. Ибрагимов, В.М. Назеров. Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы — М., 2008.
5. Пособие по инженерным изысканиям для проектирования и строительства магистральных газопроводов на шельфе. АО «Газпром». М., 1996.
6. СП 11-114-2004 Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений // Госстрой России. М.: ФГУП «ПНИИС» Госстроя России, 2004.
7. Rules and Guidelines Industrial Services. IV-Part 8. Pipelines. Chapter 1. Rules for Subsea Pipelines and Risers. Germanischer Lloyd Offshore and Industrial Services GmbH, 2004.
8. DNVGL-ST-F101 Submarine Pipeline System, 2017.
9. Рекомендации по составу и организации прединвестиционных исследований в ОАО «Газпром», 2008.
10. СП 22.13330.2011 (СНиП 2.02.01-83 Актуализированная редакция) Основания зданий и сооружений.
11. ISO 19906:2019 Petroleum and Natural Gas Industries. Arctic Offshore Structures.
12. ISO 13623:2017 Petroleum and Natural Gas Industries. Pipeline Transportation Systems.
13. СТО Газпром 2-3.7-576-2011 Проектирование, строительство и эксплуатация подводных добычных систем.
14. Астафьев С.В., Калинин Э.Н. Поломошнов А.М., Сурков Г.А. Проблемы выбора трассы подводного трубопровода в условиях шельфа о. Сахалин. // Охрана природы, мониторинг и обустройство сахалинского шельфа. — Южно-Сахалинск, 2001, с. 143-150.
15. Миронюк С.Г., Отто В.П. Газонасыщенные морские грунты и естественные газовыделения углеводородов: закономерности распространения и опасность для инженерных сооружений. — «Геориск», 2014, № 2.
16. СП 47.13330.2016 (СНиП 11-02-96 Актуализированная редакция) Инженерные изыскания для строительства. Основные положения, 2016.
17. ГОСТ 12071-2000 Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов.
18. Самусева Е.А. Анализ опасности морских трубопроводов для количественной оценки риска аварий. — М.: ЗАО «НТЦ Исследований промышленной безопасности», 2011.
19. DNVGL-RP-F114 Pipe-Soil Interaction for Submarine Pipelines, 2017.

4 РАСЧЕТНЫЕ НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА МОРСКОЙ ТРУБОПРОВОД

4.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТНЫМ НАГРУЗКАМ

Расчетные нагрузки (без учета случайных и аварийных нагрузок, а также воздействий третьих лиц), действующие на МПТ, должны включать внешние нагрузки в зависимости от условий эксплуатации, испытательные нагрузки и нагрузки при монтаже трубопровода. К расчетным нагрузкам относятся следующие нагрузки:

вес трубопровода (в воде и на воздухе);

внутреннее давление транспортируемой среды;

наружное давление воды с учетом колебаний уровня воды за счет приливно-отливных явлений и волнения;

сейсмические воздействия;

воздействия течений;

воздействия волн;

температурные воздействия.

В соответствии с 2.1.1 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ расчетная величина каждого из указанных выше вида нагрузок должна быть умножена на соответствующий коэффициент значимости компонентов нагрузки $\gamma > 1{,}0$, учитывающий точность определения той или иной расчетной нагрузки и стабильность ее действия (см. табл. 4.1.1).

Таблица 4.1.1

Коэффициенты значимости компонентов нагрузки γ

Вид нагрузки	γ
Вес трубопровода и вспомогательных конструкций	1,1
Внутреннее давление:	
для газопроводов	1,1
для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	1,15
Наружное давление воды с учетом колебаний уровня воды за счет приливно-отливных явлений и волнения	1,1
Давление грунта обваловки/засыпки трубопровода в траншее	1,4
Обледенение трубопровода в случае транспортировки среды с отрицательной температурой	1,4
Сейсмические воздействия	1,1
Воздействие течения	1,1
Воздействие волн	1,15
Воздействие ветра (для надводных участков)	1,1
Температурные воздействия	1,0

4.2 РАСЧЕТНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Расчетное давление в трубопроводе p_0, МПа, определяется в соответствии с 2.2 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ (численные значения параметров соответствуют расчетному примеру, упомянутому выше):

$$p_0 = (p_i - p_{g\min}) + \Delta p = 8{,}0 \text{ МПа}, \qquad (4.2\text{-}1)$$

где p_i = 8,0 МПа — внутреннее рабочее давление в трубопроводе;

$p_{g\min}$ — минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод, МПа;

Δp — добавочное расчетное давление, МПа, учитывающее давление страгивания транспортируемой среды в трубопроводе и/или давление гидравлического удара в трубопроводе, что характерно для трубопроводов, транспортирующих жидкую или двухфазную среду. При транспортировке газообразных сред расчетное давление принимается равным максимальному рабочему давлению ($\Delta p = 0$).

Минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод зависит от глубины акватории и характеристик волнения (здесь и далее указаны численные значения параметров для рассматриваемого расчетного случая) и определяется по следующей формуле:

$$p_{g\min} = \rho_w g (d_{min} - h_w / 2) 10^{-6} = 1010 \cdot 9{,}8 (9{,}6 - 4{,}9/2) 10^{-6} = 0{,}071 \text{ МПа}, \qquad (4.2\text{-}2)$$

где $\rho_w = 1010$ кг/м^3 — плотность морской воды;
g — ускорение свободного падения, м/с^2;
$d_{\min} = 9{,}6$ м — минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода, учитывающий приливно-отливные явления и нагоны с обеспеченностью 10^{-2} 1/год;
$h_w = 4{,}9$ м — расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода с обеспеченностью 10^{-2} 1/год.

В случае если минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод (от изменения уровня воды и высоты волн) не превышает 0,1 МПа (в данном примере 0,071 МПа), то оно может не учитываться в расчетном давлении.

4.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕЧЕНИЯ И ВОЛН

Нагрузки от воздействия течений и волнения (последние следует учитывать на глубинах, примерно равных и менее величине длин волн) для незаглубленных в донный грунт трубопроводов должны определяться на основании данных инженерных изысканий, в результате которых, в т.ч. должны быть определены направления действия течений и так называемые волноопасные направления (направления волнового фронта) для трассы трубопровода или его отдельных участков (см. рис. 4.3.1-1).

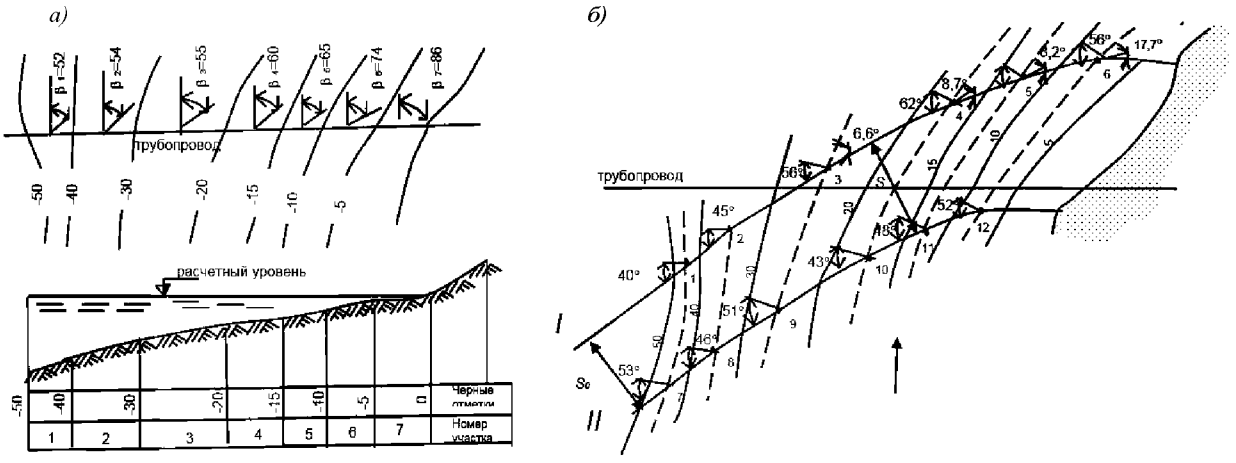


Рис. 4.3.1-1 Расчетная схема к определению составляющих силового воздействия на трубопровод:
а — схема действия течений; *б* — схема распространения фронта волнения

Для определения расчетных нагрузок от воздействия течения и волн необходимо определить направление их действия в зависимости от участка трассы трубопровода. На рис. 4.3.1-2 представлено направление скоростей течения и волн относительно участков между пикетами трассы трубопровода, а также угол между вектором скорости и нормали к трубопроводу на выбранном участке.

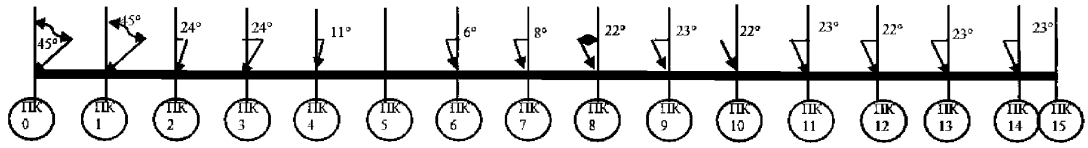


Рис. 4.3.1-2 Направление скоростей течения/волн относительно участков трассы морского трубопровода

В табл. 4.3.1-1 приведены данные по направлению скоростей течения/волн относительно участков трассы морского трубопровода.

Таблица 4.3.1-1

Направление скоростей течения/волн относительно участков трассы морского трубопровода

ПК, №	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Угол, град.	45	45	24	24	11	0	15	15	27	27	27	27	27	27	27	0

Величины погонных нагрузок: горизонтальной $F_{c,h}$, вертикальной $F_{c,v}$ и суммарной F_c от течения, Н/м, определяются по следующим формулам:

$$F_{c,h} = c_x \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a; \qquad (4.3.1\text{-}1)$$

$$F_{c,v} = c_z \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a; \qquad (4.3.1\text{-}2)$$

$$F_c = \sqrt{F_{c,h}^2 + F_{c,v}^2}, \qquad (4.3.1\text{-}3)$$

где $V_c = 0{,}68$ м/с — проекция расчетной скорости течения на нормаль к оси трубопровода на глубине установки трубопровода, определенная для данного географического района с обеспеченностью 10^{-2} 1/год на основании инженерных изысканий;

c_x, c_z — коэффициенты сопротивления трубопровода;

D_a — наружный диаметр трубопровода, м.

В соответствии с 2.5.2 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ, коэффициент сопротивления трубопровода c_x, лежащего на дне, определяется по графику на рис. 4.3.1-3 в зависимости от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости наружной поверхности трубы (антикоррозионного или балластного покрытий), которое определяется по формуле (численные значения параметров соответствуют расчетному примеру, упомянутому выше):

$$Re = V_c D_a / \nu = 0{,}68 \cdot 0{,}35 / 1{,}2 \cdot 10^{-6} \approx 2 \cdot 10^5, \qquad (4.3.1\text{-}4)$$

где $\nu = 1{,}2 \cdot 10^{-6}$ м^2/с — кинематическая вязкость воды;

c_z — коэффициент сопротивления трубопровода, лежащего на дне;

ρ_w — плотность морской воды, кг/м^3;

D_a — наружный диаметр трубы, м.

Кроме того, величина коэффициентов сопротивления трубопровода c_x и c_z зависит от положения трубопровода относительно морского дна (см. 2.5.3 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ).

Результаты расчета нагрузок, действующих на участки между пикетами по трассе незаглубленного морского подводного трубопровода от течения, представлены в табл. 4.3.1-2.

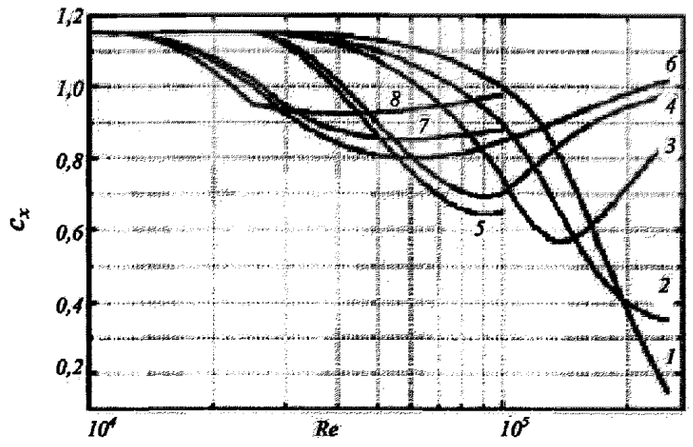


Рис. 4.3.1-3 График коэффициента c_x от числа Рейнольдса и относительной шероховатости поверхности трубы k: *1* — $k = 0$; *2* — $k = 5{,}0 \cdot 10^{-4}$; *3* — $k = 2{,}0 \cdot 10^{-4}$; *4* — $k = 4{,}0 \cdot 10^{-3}$; *5* — $k = 5{,}0 \cdot 10^{-3}$; *6* — $k = 7{,}0 \cdot 10^{-3}$; *7* — $k = 9{,}0 \cdot 10^{-3}$; *8* — $k = 2{,}0 \cdot 10^{-2}$

Таблица 4.3.1-2

Нагрузки на морской подводный трубопровод от течения

ПК, №	α, град.	cos α	Vcos α, м/с	c_x	c_z	$F_{c,h}$, Н/м	$F_{c,v}$, Н/м	F_c, Н/м
0	45	0,707	0,481	0,4	0,8	16,341	32,682	36,539
1	45	0,707	0,481	0,4	0,8	16,341	32,682	36,539
2	24	0,914	0,622	0,4	0,8	27,310	54,621	61,068
3	24	0,914	0,622	0,4	0,8	27,310	54,621	61,068
4	11	0,999	0,679	0,4	0,8	32,626	65,253	72,955
5	0	1,000	0,680	0,4	0,8	32,692	65,383	73,101
6	15	0,966	0,657	0,4	0,8	30,506	61,013	68,214
7	15	0,966	0,657	0,4	0,8	30,506	61,013	68,214
8	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
9	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
10	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
11	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
12	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
13	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
14	27	0,891	0,606	0,4	0,8	25,953	51,907	58,033
15	0	1,000	0,680	0,4	0,8	32,692	65,383	73,101

Погонная горизонтальная волновая нагрузка на трубопровод $F_{w,h}$, Н/м, определяется по формуле

$$F_{w,h} = \sqrt{F_{w,z}^2 + F_{w,i}^2}, \qquad (4.3.1\text{-}5)$$

где $F_{w,z}$ — погонная нагрузка от воздействия сил сопротивления, Н/м;

$$F_{w,z} = c_d \frac{\rho_w V_w^2}{2} D_a; \qquad (4.3.1\text{-}6)$$

$F_{w,i}$ — погонная нагрузка от воздействия инерционных сил, Н/м;

$$F_{w,i} = c_i \frac{\pi \rho_w a_w}{2} D_a^2; \qquad (4.3.1\text{-}7)$$

V_w — проекция расчетной скорости волнового движения частиц воды на нормаль к оси трубопровода на глубине установки трубопровода, м/с (см. приложение 1 к настоящему разделу);

a_w — проекция ускорения волнового движения частиц воды на нормаль к оси трубопровода на глубине установки трубопровода, м/с^2 (см. приложение 1 к настоящему разделу);

ρ_w, D_a — согласно формулам (4.3.1-1) — (4.3.1-4);

c_d, c_i — коэффициенты сопротивления при волновом движении частиц воды.

Нагрузки от совместного воздействия волн и течений в зависимости от их расчетных характеристик, параметров подводного трубопровода и его трассы определяются согласно 2.6 части I «Морские подводные трубопроводы» и приложения 2 к данному разделу, где учитывается число Кюлегана-Карпентера *KC* и относительная шероховатости наружной поверхности трубы.

Число Кюлегана-Карпентера *KC* определяется по формуле:

$$KC = V_w \tau / D_a, \qquad (4.3.1\text{-}8)$$

где $\tau = 8{,}4$ с — период волнения для рассматриваемой акватории.

Графики для определения коэффициентов сопротивления при волновом движении частиц воды в зависимости от числа Кюлегана-Карпентера *KC* и относительной шероховатости поверхности трубопровода в соответствии с [9] приведены на рис. 1-1 и 1-2 приложения 2.

Вертикальная погонная волновая нагрузка $F_{w,v}$, Н/м, определяется по формуле

$$F_{w,v} = c_v \frac{\rho_w V_w^2}{2} D_a, \qquad (4.3.1\text{-}9)$$

где c_v — коэффициент сопротивления при волновом движении частиц воды, определяемый по следующей формуле [9]:

$$\begin{cases} c_v = 5{,}05 \text{ при } 0 \leqslant KC < 5{,}335 \\ c_v = 1{,}3 - 0{,}105 \dfrac{KC - 80}{KC_{0,5}} \text{ при } 5{,}335 \leqslant KC < 80 \\ c_v = -KC \cdot 0{,}001667 + 1{,}4333 \text{ при } KC \geqslant 80 \end{cases} \qquad (4.3.1\text{-}10)$$

Результаты расчетов волнового воздействия на подводный трубопровод, выбранный в качестве примера, приведены в табл. 4.3.1-3.

Таблица 4.3.1-3

Нагрузки на морской трубопровод от волнового воздействия

ПК, №	Глубина, м	V_w, м/с	a_w, м/с^2	*KC*	c_d	c_i	c_v, Н/м	$F_{w,s}$, Н/м	$F_{w,h}$, Н/м	$F_{w,h}$, Н/м	$F_{w,v}$, Н/м
0	11,0	1,93	1,34	46,32	0,65	1,80	1,82	427,95	234,38	487,93	1198,25
1	10,0	2,01	1,39	48,24	0,62	1,80	1,78	442,73	243,13	505,09	1271,08

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ СКОРОСТИ И УСКОРЕНИЯ ВОЛНОВОГО ДВИЖЕНИЯ ЧАСТИЦ ВОДЫ В ПРИДОННОМ СЛОЕ

1. Компоненты скоростей и ускорений волнового движения частиц воды в придонном слое: $V_{w,x}$, $V_{w,z}$, $a_{w,x}$, $a_{w,z}$ определяются по табл. 1 — 4 в зависимости от следующего:

h — глубины моря в районе рассматриваемого участка трубопровода, м;

H — высоты волн обеспеченности 1 %-й в течение года, м;

τ — периода волн обеспеченности 1 %-й в течение года, с.

Промежуточные значения компонентов скоростей и ускорений определяются линейной интерполяцией.

2. Значения величин H и τ определяются по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий по трассе МТТ. Допускается использование Справочных данных Регистра по режимам ветра и волнения для назначения высоты и периода волн обеспеченности 10^{-2} 1/год для тех районов морских акваторий (участков трассы трубопровода), где эти значения определены.

Расчетные значения скоростей V_w и ускорений aw определяются по следующим формулам:

$$V_w = \sqrt{V_{w,x}^2 + V_{w,z}^2}; \tag{2-1}$$

$$a_w = \sqrt{a_{w,x}^2 + a_{w,z}^2}. \tag{2-2}$$

Таблица 1

Горизонтальная компонента скорости $V_{w,x}$, м/с

Глубина моря h = 10 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	2	3	4	5
5	0,24	0,48	0,72	0,96	1,11
7	0,37	0,74	1,10	1,45	1,75
9	0,43	0,88	1,32	1,74	2,11
11	0,47	0,98	1,48	1,95	2,35
13	0,51	1,06	1,60	2,10	2,52
15	0,53	1,13	1,70	2,22	2,65
Глубина моря h = 20 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	3	6	8	10
5	0,051	0,168	—	—	—
7	0,163	0,492	0,996	1,315	1,514
9	0,235	0,709	1,417	1,863	2,248
11	0,275	0,841	1,690	2,224	2,692
13	0,301	0,932	1,890	2,488	3,011
15	0,319	1,004	2,050	2,695	3,254
Глубина моря h = 30 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	3	6	10	15
5	0,010	0,037	—	—	—
7	0,075	0,229	0,479	0,834	—
9	0,145	0,437	0,881	1,471	2,065
11	0,191	0,575	1,156	1,916	2,744
13	0,219	0,665	1,343	2,230	3,205
15	0,237	0,727	1,481	2,470	3,551

Продолжение табл. 1

Глубина моря h = 40 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	5	10	15	20
5	0,002	0,018	—	—	—
7	0,034	0,182	0,418	—	—
9	0,091	0,462	0,951	1,436	—
11	0,138	0,694	1,393	2,073	2,629
13	0,169	0,852	1,708	2,533	3,246
15	0,189	0,962	1,939	2,877	3,697
Глубина моря h = 50 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	10	15	20	25
5	0,001	—	—	—	—
7	0,015	0,205	—	—	—
9	0,057	0,609	0,953	—	—
11	0,101	1,027	1,552	2,050	2,344
13	0,133	1,345	2,014	2,650	3,183
15	0,155	1,576	2,357	3,099	3,746
Глубина моря h = 70 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	0,017	0,049	—	—	—
9	0,111	0,243	—	—	—
11	0,272	0,557	1,177	1,476	—
13	0,427	0,860	1,744	2,177	2,565
15	0,546	1,096	2,196	2,730	3,226
Глубина моря h = 100 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	0,002	0,006	—	—	—
9	0,026	0,060	—	—	—
11	0,104	0,216	0,488	0,642	—
13	0,218	0,442	0,922	1,177	1,435
15	0,330	0,663	1,345	1,693	2,042
Глубина моря h = 125 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	—	0,001	—	—	—
9	0,008	0,018	—	—	—
11	0,046	0,097	0,230	0,312	—
13	0,123	0,250	0,533	0,691	0,858
15	0,216	0,436	0,893	1,133	1,379
Глубина моря h = 150 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
9	0,002	0,006	—	—	—
11	0,020	0,043	0,108	0,151	0,193
13	0,068	0,140	0,305	0,402	0,507
15	0,141	0,285	0,589	0,752	0,923

Таблица 2

Вертикальная компонента скорости $V_{w,z}$, м/с

Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
Глубина моря h = 10 м					
	1	2	3	4	5
5	0,04	0,08	0,11	0,14	0,16
7	0,04	0,07	0,11	0,14	0,16
9	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15
11	0,03	0,06	0,09	0,12	0,14
13	0,02	0,05	0,08	0,11	0,14
15	0,02	0,05	0,08	0,11	0,13
Глубина моря h = 20 м					
	1	3	6	8	10
5	0,008	0,026	—	—	—
7	0,014	0,042	0,081	0,101	0,111
9	0,014	0,041	0,079	0,100	0,117
11	0,012	0,037	0,072	0,093	0,110
13	0,011	0,033	0,066	0,087	0,105
15	0,010	0,030	0,062	0,083	0,101
Глубина моря h = 30 м					
	1	3	6	10	15
5	0,002	0,006	—	—	—
7	0,006	0,019	0,038	0,060	—
9	0,008	0,023	0,046	0,073	0,094
11	0,008	0,023	0,044	0,071	0,095
13	0,007	0,021	0,041	0,066	0,091
15	0,006	0,019	0,038	0,061	0,087
Глубина моря h = 40 м					
	1	5	10	15	20
5	—	0,003	—	—	—
7	0,003	0,014	0,030	—	—
9	0,005	0,023	0,046	0,065	—
11	0,005	0,025	0,049	0,069	0,083
13	0,005	0,024	0,047	0,067	0,082
15	0,005	0,022	0,044	0,063	0,079
Глубина моря h = 50 м					
	1	10	15	20	25
7	0,001	0,015	—	—	—
9	0,003	0,029	0,043	—	—
11	0,004	0,035	0,051	0,064	0,069
13	0,004	0,035	0,051	0,065	0,075
15	0,003	0,034	0,049	0,062	0,073

Продолжение табл. 2

Глубина моря h = 70 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	0,001	0,003	—	—	—
9	0,005	0,011	—	—	—
11	0,009	0,018	0,036	0,043	—
13	0,011	0,021	0,041	0,050	0,056
15	0,011	0,022	0,042	0,050	0,058
Глубина моря h = 100 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
9	0,001	0,003	—	—	—
11	0,003	0,007	0,015	0,019	—
13	0,005	0,011	0,021	0,026	0,031
15	0,006	0,012	0,024	0,030	0,035
Глубина моря h = 125 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
9	—	0,001	—	—	—
11	0,002	0,003	0,007	0,009	—
13	0,003	0,006	0,012	0,015	0,018
15	0,004	0,008	0,016	0,020	0,024
Глубина моря h = 150 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
11	0,001	0,001	0,003	0,004	—
13	0,002	0,003	0,007	0,009	0,011
15	0,003	0,005	0,010	0,013	0,016

Таблица 3

Горизонтальная компонента ускорения $a_{w,x}$, м/с^2

Глубина моря h = 10 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	2	3	4	5
5	0,30	0,60	0,90	1,17	1,33
7	0,32	0,64	0,94	1,22	1,45
9	0,29	0,58	0,86	1,13	1,37
11	0,26	0,52	0,80	1,07	1,32
13	0,23	0,49	0,77	1,04	1,29
15	0,21	0,47	0,75	1,02	1,27
Глубина моря h = 20 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	3	6	8	10
5	0,064	0,211	—	—	—
7	0,146	0,439	0,881	1,149	1,300
9	0,163	0,485	0,950	1,230	1,460
11	0,155	0,463	0,905	1,178	1,416
13	0,142	0,427	0,851	1,119	1,364
15	0,129	0,395	0,808	1,078	1,326

Продолжение табл. 3

Глубина моря h = 30 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	3	6	10	15
5	0,013	0,046	—	—	—
7	0,067	0,205	0,429	0,741	—
9	0,101	0,304	0,609	1,005	1,372
11	0,108	0,324	0,643	1,046	1,459
13	0,105	0,314	0,621	1,009	1,426
15	0,098	0,294	0,585	0,961	1,381
Глубина моря h = 40 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	5	10	15	20
5	0,003	0,023	—	—	—
7	0,030	0,163	0,374	—	—
9	0,064	0,322	0,660	0,985	—
11	0,079	0,393	0,782	1,145	1,421
13	0,081	0,404	0,797	1,159	1,456
15	0,079	0,391	0,770	1,123	1,426
Глубина моря h = 50 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	10	15	20	25
5	0,001	—	—	—	—
7	0,013	0,184	—	—	—
9	0,040	0,424	0,661	—	—
11	0,058	0,582	0,874	1,141	1,282
13	0,064	0,639	0,945	1,226	1,447
15	0,065	0,640	0,942	1,220	1,453
Глубина моря h = 70 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	0,015	0,044	—	—	—
9	0,078	0,170	—	—	—
11	0,155	0,318	0,668	0,833	—
13	0,206	0,414	0,832	1,031	1,203
15	0,228	0,454	0,898	1,105	1,292
Глубина моря h = 100 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	0,001	0,005	—	—	—
9	0,018	0,042	—	—	—
11	0,059	0,123	0,279	0,365	—
13	0,105	0,213	0,444	0,566	0,688
15	0,138	0,277	0,560	0,703	0,845
Глубина моря h = 125 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	—	0,001	—	—	—
9	0,005	0,013	—	—	—
11	0,026	0,055	0,131	0,178	—
13	0,059	0,121	0,257	0,334	0,413
15	0,091	0,183	0,373	0,473	0,575

Продолжение табл. 3

Глубина моря h = 150 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
9	0,002	0,004	—	—	—
11	0,011	0,025	0,062	0,086	—
13	0,033	0,068	0,148	0,194	0,244
15	0,059	0,119	0,246	0,315	0,386

Таблица 4

Вертикальная компонента ускорения $a_{w,z}$, м/с^2

Глубина моря h = 10 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	2	3	4	5
5	0,05	0,10	0,15	0,18	0,21
7	0,03	0,07	0,11	0,14	0,17
9	0,03	0,05	0,09	0,12	0,15
11	0,02	0,05	0,08	0,11	0,14
13	0,02	0,04	0,07	0,10	0,13
15	0,01	0,04	0,07	0,10	0,13
Глубина моря h = 20 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	3	6	8	10
5	0,010	0,033	—	—	—
7	0,013	0,039	0,074	0,089	0,103
9	0,010	0,029	0,057	0,075	0,091
11	0,007	0,023	0,048	0,064	0,080
13	0,006	0,019	0,042	0,058	0,074
15	0,005	0,017	0,039	0,054	0,069
Глубина моря h = 30 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	3	6	10	15
5	0,002	0,007	—	—	—
7	0,006	0,017	0,035	0,055	—
9	0,005	0,016	0,033	0,050	0,068
11	0,004	0,013	0,026	0,042	0,061
13	0,003	0,011	0,022	0,037	0,055
15	0,003	0,009	0,019	0,033	0,050
Глубина моря h = 40 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	5	10	15	20
5	—	0,003	—	—	—
7	0,002	0,013	0,028	—	—
9	0,003	0,017	0,033	0,046	—
11	0,003	0,015	0,028	0,040	0,050
13	0,002	0,012	0,024	0,035	0,045
15	0,002	0,010	0,020	0,031	0,041

Продолжение табл. 4

Глубина моря h = 50 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	1	10	15	20	25
7	0,001	0,013	—	—	—
9	0,002	0,021	0,031	—	—
11	0,002	0,020	0,030	0,036	0,041
13	0,002	0,017	0,025	0,032	0,039
15	0,001	0,015	0,022	0,029	0,035
Глубина моря h = 70 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
7	0,001	0,003	—	—	—
9	0,004	0,008	—	—	—
11	0,005	0,011	0,021	0,025	—
13	0,005	0,011	0,020	0,024	0,027
15	0,005	0,009	0,017	0,021	0,025
Глубина моря h = 100 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
9	0,001	0,002	—	—	—
11	0,002	0,004	0,009	0,011	—
13	0,003	0,005	0,011	0,013	0,015
15	0,003	0,005	0,010	0,013	0,015
Глубина моря h = 125 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
9	—	0,001	—	—	—
11	0,001	0,002	0,004	0,005	—
13	0,001	0,003	0,006	0,008	0,009
15	0,002	0,003	0,007	0,009	0,010
Глубина моря h = 150 м					
Период волны, τ, с	Высота волны H, м				
	5	10	20	25	30
11	—	0,001	0,002	0,003	—
13	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005
15	0,001	0,002	0,004	0,006	0,007

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ВОЛНОВЫХ НАГРУЗОК[1]

1. Коэффициенты сопротивления c_d и инерции c_i при волновом движении частиц воды по нормали к оси трубопровода зависят от числа Кюлегана-Карпентера KC, относительной шероховатости k поверхности трубопровода и рассчитываются согласно графикам, приведенным на рис. 1-1 и 1-2.

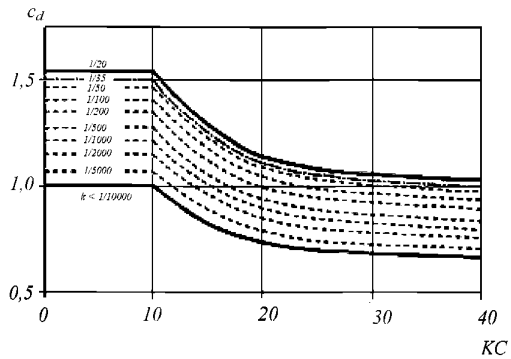


Рис. 1-1 Коэффициент c_d в зависимости от числа Кюлегана-Карпентера KC и относительной шероховатости k поверхности трубопровода

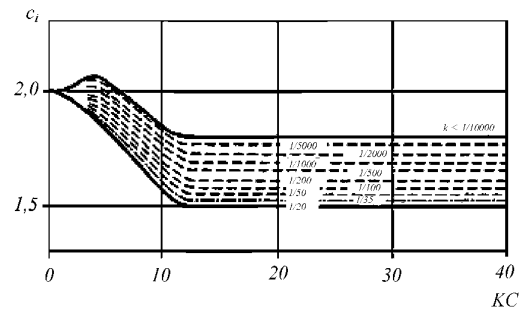


Рис. 1-2 Коэффициент c_i в зависимости от числа Кюлегана-Карпентера KC и относительной шероховатости k поверхности трубопровода

Число Кюлегана-Карпентера KC определяется по формуле

$$KC = V_w\tau/D_a, \tag{1}$$

где V_w — скорость волнового движения частиц воды, м/с (см. 2.6.2 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ);
τ — период волнения, с (см. приложение 1);
D_a — см. формулы (2.5.1-1) — (2.5.1-3) части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ, м.

2. В случае отстояния трубопровода от морского дна на расстояние d, м, (см. рис. 2) коэффициенты c_d и c_i рассчитываются по формулам:

$$c_d(d/D_a) = c_d + (c_{db} - c_d)e^{-2,5d/D_a}; \tag{2-1}$$

$$c_i(d/D_a) = c_i + (c_{ib} - c_i)e^{-2,5d/D_a}, \tag{2-2}$$

где
$$\begin{cases} c_{db} = 1,8 + 0,136KC & \text{при } 0 \leqslant KC \leqslant 5; \\ c_{db} = 1,25 + 2,14\cdot 10^{-9}(KC - 160)^4 & \text{при } KC > 5 \end{cases} \tag{2-3}$$

$$\begin{cases} c_{ib} = 3,3 - 0,0375KC & \text{при } 0 \leqslant KC \leqslant 8; \\ c_{ib} = 1,742KC^{-0,267} & \text{при } KC > 8. \end{cases} \tag{2-4}$$

3. Влияние частичного заглубления трубопровода на расстояние Δ от морского дна (см. рис. 2) на коэффициенты c_d и c_i определяется по рис. 3.

[1]Приложение подготовлено на основании правил признанного классификационного общества и имеет справочный характер.

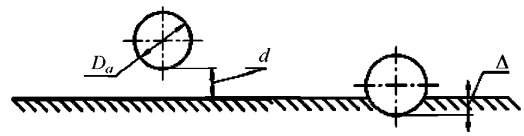


Рис. 2 Расположение трубопровода относительно морского дна

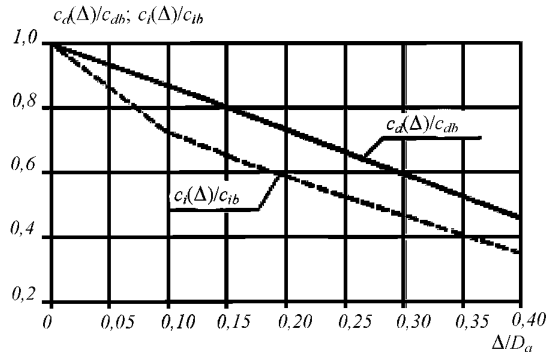


Рис. 3 Коэффициенты c_d и c_i в зависимости от относительного заглубления трубопровода Δ/D_a

4. Для трубопроводов, расположенных в открытой траншее (см. рис. 4), влияние глубины δ_t, м, и уклона S_t траншеи на коэффициенты c_a и c_i определяется в соответствии с табл. 4.

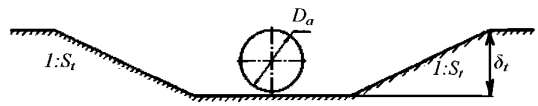


Рис. 4 Схема трубопровода, расположенного в открытой траншее

Таблица 4

Влияние открытой траншеи на величину коэффициентов c_d и c_i

δ_t/D_a	0,5	1,0	1,0
S_t	5	5	3
$c_d(\delta_t, s_t)/c_{db}$	0,8	0,7	0,6
$c_i(\delta_t, s_t)/c_{ib}$	0,9	0,8	0,75

5. Коэффициент c_v определяется по формулам:

$$\begin{cases} c_v = 5{,}05 & \text{при } 0 \leqslant KC \leqslant 5{,}335 \\ c_v = 1{,}3 - 0{,}105\,\dfrac{(KC-80)}{KC^{0,5}} & \text{при } 5{,}335 < KC \leqslant 80 \\ c_v = -KC \cdot 0{,}001667 + 1{,}4333 & \text{при } KC > 80 \end{cases} \qquad (5)$$

6. Влияние отстояния трубопровода от морского дна d на коэффициент c_v определяется по формуле

$$c_v(d/D_a) = c_v e^{-2,5d/D_a}. \quad (6)$$

7. Влияние частичного заглубления трубопровода на расстояние Δ, м, от морского дна на коэффициент c_v определяется по рис. 7.

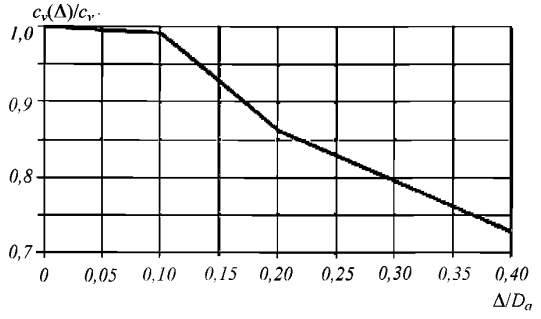


Рис. 7 Зависимость $c_v(\Delta)/c_v$ от относительного заглубления трубопровода Δ/D_a

8. Для трубопроводов, расположенных в открытой траншее, влияние глубины δ_t, м, и уклона S_t траншеи на коэффициент c_v определяется в соответствии с табл. 8.

Таблица 8

Влияние открытой траншеи на величину коэффициента c_v

δ_t/D_a	0,5	1,0	1,0
S_t	5	5	3
$c_v(\delta_t, s_t)/c_v$	0,85	0,7	0,65

9. При комбинации погонных нагрузок течения и волн величины коэффициентов c_{db}, c_{ib}, c_v корректируются в зависимости от отношения β расчетных скоростей течения и волнового движения частиц воды (см. 2.5 и 2.6 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ), равного $\beta = V_c/V_w$, в соответствии с рис. 9-1 — 9-3.

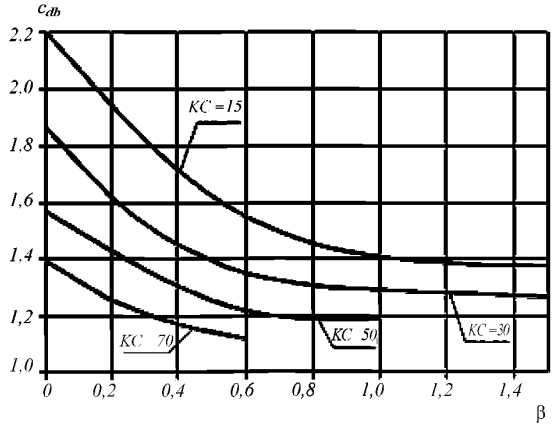


Рис. 9-1 Коэффициент c_{db} в зависимости от коэффициента β

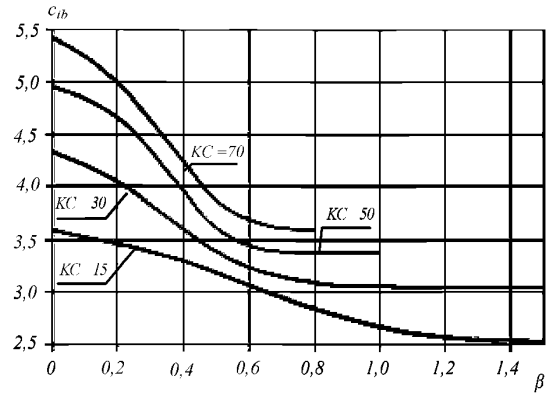


Рис. 9-2 Коэффициент c_{ib} в зависимости от коэффициента β

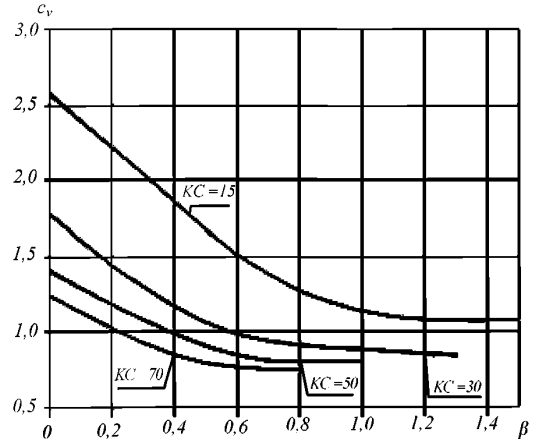


Рис. 9-3 Коэффициент c_v в зависимости от коэффициента β

Результирующие величины $c_{db}(\beta)$ и $c_{ib}(\beta)$ будут справедливы для подводных трубопроводов, отстоящих от морского дна на расстояние d, м, для частично заглубленных трубопроводов и трубопроводов в траншее.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. М.: Недра, 2004.

2. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Части 1 и 2. — М.: Недра, 2006.

3. Горяинов Ю.А., Васильев Г.Г., Федоров А.С. и др. Морские трубопроводы. — М.: Недра, 2001.

4. ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.

5. СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства.

6. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

7. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*.

8. Папуша А.Н. Проектирование морского подводного трубопровода: расчет на прочность, изгиб и устойчивость морского трубопровода в среде Mathematica — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.

9. Rules and Guidelines Industrial Services. IV—Part 8. Pipelines. Chapter 1. Rules for Subsea Pipelines and Risers. Germanischer Lloyd Offshore and Industrial Services GmbH, 2004.

5 ПРОЧНОСТЬ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Расчет прочности морских подводных трубопроводов должен основываться на классических или полуэмпирических методиках и/или численном моделировании, которые учитывают совокупность действующих расчетных нагрузок, граничные условия и параметры сопротивления труб, имеющих отклонения от правильной круговой формы.

5.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Выбор толщины стенки стального подводного трубопровода, являющийся одним из определяющих этапов проектирования, основывается на необходимости обеспечения прочности (устойчивости) и необходимого уровня безопасности трубопровода.

Расчет выполняется для наиболее неблагоприятного сочетания возможных нагрузок.

Толщина стенки стального трубопровода должна определяться, исходя из следующих условий:

местной прочности трубопровода, характеризуемой максимальными значениями кольцевых напряжений;

достаточной локальной устойчивости трубопровода.

Расчет толщины стенки стального трубопровода, исходя из условий местной прочности, выполняется по формуле (численные значения параметров соответствуют примеру расчета, упомянутому выше):

$$t_c = (\gamma p_0 D_a)/(2\sigma\varphi) + c_1 + c_2 = (8{,}0\cdot 350)/(2\cdot 209{,}51\cdot 0{,}9) + 1{,}0 + 0{,}75 = 9{,}17 \text{ мм}, \quad (5.1\text{-}1)$$

где p_0 — расчетное давление в трубопроводе, МПа;
D_a — наружный диаметр трубы, мм;
σ — допустимое напряжение материала трубы, МПа,
$\varphi = 1{,}1$ — коэффициент значимости компонентов нагрузки от внутреннего давления для газопроводов в соответствии с табл. 2.1.1 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.

Допустимое напряжение σ должно приниматься по наименьшему из нижеуказанных значений для выбранного материала труб (сталь Х52). При этом назначается класс трубопровода G3 — для сейсмически опасных районов и ледостойких стояков, что определяет повышенный уровень коэффициентов запаса прочности по пределам текучести и прочности, которые назначаются в соответствии с табл. 3.2.5 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.

$$\sigma = \min(R_e/n_e;\ R_m/n_m) = \min(358/1{,}22;\ 55/1{,}91) = \min(209{,}51;\ 2\ 51{,}38) = 209{,}51 \text{ МПа}, \quad (5.1\text{-}2)$$

где $R_e = 358$ — минимальное значение предела текучести металла труб, МПа;
$R_m = 455$ — минимальное значение предела прочности металла труб, МПа;
$n_e = 1{,}22$ — коэффициент запаса прочности по пределу текучести;
$n_m = 1{,}91$ — коэффициент запаса прочности по пределу прочности;
$\varphi = 0{,}9$ — коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа изготовления труб согласно 3.2.4 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ;
$c_1 = 1{,}0$ — прибавка на коррозию, мм;
$c_2 = 0{,}75$ — прибавка, компенсирующая отрицательный технологический допуск на изготовление стальных бесшовных труб данного диаметра, мм.

В соответствии с техническими условиями на поставку труб или соответствующим применимым стандартом (например, ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные») подбирается номинальная толщина стенки морского трубопровода t_n равная 12,0 мм. При такой толщине стенки масса 1 м трубы составляет 100,32 кг.

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе σ_{max}, МПа, обусловленные действием внутреннего и внешнего давления, продольных усилий (например, от теплового расширения и/или упругого изгиба участков трубопровода), а также внешних нагрузок не должны превышать допустимых значений напряжений:

$$\sigma_{max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 - \sigma_x \sigma_{hp} + 3\tau^2} \leqslant k_\sigma R_e, \quad (5.1\text{-}3)$$

где σ_{hp} — суммарные кольцевые напряжения, МПа;

$$\sigma_{hp} = (p_0 D_{int})/t_n = (8 \times 326)/12 = 217{,}3 \text{ МПа}, \quad (5.1\text{-}4)$$

где p_0 — расчетное давление в трубопроводе, МПа, определяемое по формуле (4.2-1);
$D_{int} = 326$ мм — внутренний диаметр трубы;
$t_n = 12{,}0$ мм — номинальная толщина стенки трубы;
σ_x — суммарные продольные напряжения, МПа;

$$\sigma_x = \mu\sigma_{hp} - \alpha E \Delta t = 0{,}3 \cdot 217{,}3 - 11{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot 204570 \cdot 50 = -53{,}46 \text{ МПа}, \quad (5.1\text{-}5)$$

где $\mu = 0{,}3$ — коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);
$\alpha = 11{,}6 \cdot 10^{-6}$ — коэффициент линейного расширения металла трубы, град$^{-1}$;
$E = 204570$ МПа — модуль упругости стали (модуль Юнга);
$\Delta t = 50$ °С — расчетный перепад температур при транспортировке газа с учетом минимальной температуры окружающей среды (морской воды у поверхности дна);
σ_{hp} — суммарные кольцевые напряжения, МПа, определяемые согласно формуле (5.1-4);
τ — тангенциальные (касательные) напряжения в трубопроводе, МПа, возникающие от действия сдвигающих усилий от течения и волнения и определяемые по следующей формуле:

$$\tau = M_t / W_p + Q / F, \quad (5.1\text{-}6)$$

где $M_t = Q(D_a/2 + \delta_s/6)$ — крутящий момент, Н·м, от внецентренного воздействия течения и волнения на трубопровод, что возникает в результате его частичной осадки в донный грунт на величину δ_s;
$\delta_s = 0{,}105$ м — величина осадки в донный грунт на ПК1 (см. табл. 3.3.6);
$W_p = 0{,}5n(D_a - t_n)2t_n$ — момент сопротивления кручению поперечного сечения трубы, м^3;
Q — расчетные суммарные сдвигающие усилия от течения и волнения, Н, действующие на участке ПК1 на единицу длины трубопровода (см. табл. 4.2.1-2 и 4.2.1-3), равные усилию F_g, используемому при проверке устойчивости трубопровода на грунте (см. табл. 6.1);
$Q = 16{,}341 + 505{,}09 = 521{,}43$ Н;
$F = \pi(D_a - t_n)t_n$ — площадь поперечного сечения трубы, м^2.

Тангенциальные (касательные) напряжения в трубопроводе с учетом значений M_t, W_p и F равны:

$$\tau = \frac{Q(2D_a + \delta_s/3 - t_n)}{(\pi(D_a - t_n)^2 t_n)} 10^{-6} = \frac{521{,}43(2 \cdot 0{,}35 + 0{,}105/3 - 0{,}012)}{(3{,}14(0{,}35 - 0{,}012)^2 \cdot 0{,}012)} 10^{-6} = 0{,}087577 \text{ МПа};$$

$k_\sigma = 0{,}727$ — коэффициент запаса прочности по суммарным напряжениям, определяемый в соответствии с табл. 3.2.6 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ;
R_e — минимальное значение предела текучести металла труб, МПа, указанное в формуле (5.1-2).

Таким образом, максимальные суммарные напряжения в трубопроводе, МПа, согласно формуле (5.1-3) не превышают допустимых напряжений:

$$\sigma_{max} = \sqrt{53{,}46^2 + 217{,}3^2 - 53{,}46 \cdot 217{,}3 + 3 \cdot 0{,}0876^2)} \leqslant 0{,}727 \cdot 358; \quad (5.1\text{-}7)$$

$$\sigma_{max} = 196{,}11 < 260{,}26.$$

На основании формулы (5.1-7) для рассматриваемого расчетного примера может быть сделан вывод о том, что условие прочности подводного газопровода по суммарным напряжениям выполняется.

5.2 ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

Разработанные в последнее время и уже широко применяемые в практике проектирования программные комплексы на основе численного моделирования трубопровода и внешних условий его трассировки (например, SAGE Profile 3D, разработанный Fugro GeoConsulting, или разработанный Orcina Ltd. комплекс OrcaFlex) позволяют более точно по сравнению с инженерными методиками определять напряженно-деформированное состояния морского подводного трубопровода в эксплуатации. Как правило, такой программный комплекс должен быть предназначен для двух- и трехмерного моделирования процессов укладки, испытаний и эксплуатации морских подводных трубопроводов на основании конечно-элементной нелинейной модели трубопроводов со стержневыми тонкостенными трубчатыми конечными элементами.

Входными параметрами для таких программных комплексов должны являться:

длина расчетного конечного элемента трубопровода;

профиль дна в виде 3D сетки или 2D профиля;

характеристики грунтов по трассе трубопровода;

характеристики трубопровода: внешний диаметр, толщина стенки, класс прочности, наличие/отсутствие внешних антикоррозионных, изоляционных и балластных покрытий и их характеристики (плотность, толщина, водонасыщенность);

температурный режим трубопровода и температура внешней среды (зависимость изменения температуры может быть как линейной, так и нелинейной);

плотность транспортируемого продукта, внутреннее давление в трубопроводе (зависимость изменения давления может быть как линейной, так и нелинейной).

Алгоритм таких расчетных программ должен учитывать нелинейный изгиб труб и нелинейную реакцию грунта: несущую способность, осевое и горизонтальное сопротивление трению. Внешние нагрузки на трубопровод должны включать собственный вес, натяжение при укладке, сосредоточенные нагрузки (например, протекторы), распределенные нагрузки (например, течения и волновые воздействия), заданные смещения (например, профиль дна), а также внутренние и внешние давления и распределение температуры. Топография морского дна должна задаваться по результатам инженерных изысканий по трассе трубопровода в виде 3D сетки или 2D профиля.

Взаимодействие трубопровода с морским грунтом должно моделироваться для случаев укладки трубопровода без заглубления (при этом определяется просадка трубопровода в грунте) и с заглублением в донный грунт. При прокладке поверх донного грунта должны определяться параметры свободных пролетов трубопровода на этапах укладки, гидравлических испытаний и эксплуатации.

Отдельно должен быть рассмотрен вопрос обеспечения прочности подводного трубопровода при его заглублении в донный грунт с применением трубозаглубительных устройств различных типов (перемещение трубопровода с поверхности донного грунта в траншею определенной проектом глубины с предотвращением появления чрезмерных изгибных напряжений).

Применяемые в процессе проектирования под техническим наблюдением РС морских подводных трубопроводов программные комплексы должны быть одобрены Регистром с оформлением Свидетельства о типовом одобрении программного обеспечения (форма 6.8.5).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы М.: Недра, 2004.
2. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Части 1 и 2. — М.: Недра, 2006.
3. Горяинов Ю.А., Васильев Г.Г., Федоров А.С. и др. Морские трубопроводы. — М.: Недра, 2001.
4. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.
5. ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
6. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
7. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*.
8. Папуша А.Н. Проектирование морского подводного трубопровода: расчет на прочность, изгиб и устойчивость морского трубопровода в среде Mathematica — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.

6 БАЛЛАСТИРОВКА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1 БАЛЛАСТИРОВКА НЕЗАГЛУБЛЕННЫХ В ДОННЫЙ ГРУНТ ТРУБОПРОВОДОВ

Балластировку подводного трубопровода необходимо осуществлять для компенсации положительной плавучести, обеспечения устойчивости на донном грунте путем создания противодействия горизонтальным и вертикальным усилиям, создаваемым течениями и волнением, а также для защиты от ударных воздействий при транспортировке, монтаже и эксплуатации.

Утяжеляющие покрытия для балластировки трубопроводов и защиты от механических повреждений должны быть одобрены Регистром и удовлетворять следующим требованиям:

иметь достаточную плотность и толщину для обеспечения необходимой отрицательной плавучести трубопровода;

иметь достаточную механическую прочность, чтобы противостоять повреждениям при транспортировке труб, монтаже и эксплуатации;

иметь необходимую долговечность, химическую и механическую стойкость по отношению к морской воде.

Расчет требуемого количества балласта и/или расстояния между одиночными балластными грузами для незаглубленных (незасыпанных) в донный грунт трубопроводов должен быть произведен, исходя из условий создания отрицательной плавучести для трубопровода, противосдвигового сопротивления волнению и течению, а также с учетом взвешивающих усилий, которые возникают в упругоискривленных участках трубопровода.

Требуемый вес балласта в воде Q_b, кН/м, определяется по формуле (численные значения параметров соответствуют расчетному примеру, упомянутому выше):

$$Q_b \geqslant \frac{F_g}{f_{fr}} k_{st} + (F_v + q_u + q_z)k_e - Q_p, \qquad (6.1\text{-}1)$$

где $f_{fr} = 0{,}25$ — коэффициент трения (см. формулу (6.1.7) части I «Морские трубопроводы» Правил МПТ);

$k_e = 1{,}25$ — коэффициент запаса устойчивости трубопровода на всплытие (см. формулу (6.1.7) части I «Морские трубопроводы» Правил МПТ);

$k_{st} = 1{,}3$ — коэффициент запаса устойчивости трубопровода на сдвиг (см. формулу (6.1.7) части I «Морские трубопроводы» Правил МПТ);

$q_u = 0$ — взвешивающее усилие, возникающее при упругом изгибе трубопровода в вертикальной плоскости, кН/м;

$q_s = 0$ — взвешивающее усилие, возникающее при наличии продольной растягивающей силы в упругоискривленном трубопроводе, кН/м;

F_g — суммарная горизонтальная составляющая силового воздействия волн и течения, определяемая в соответствии с разд. 4 настоящих Рекомендаций, кН/м;

$$F_g = F_{c,h} + F_{w,h}; \qquad (6.1\text{-}2)$$

F_v — суммарная вертикальная составляющая силового воздействия волн и течения, определяемая в соответствии с разд. 4 настоящих Рекомендаций, кН/м;

$$F_v = F_{c,v} + F_{w,v}; \qquad (6.1\text{-}3)$$

Q_p — вес единицы длины трубопровода в воде с учетом веса антикоррозионной защиты и изоляции (без учета веса транспортируемой среды), кН/м;

$$Q_p = P - F_A = m \cdot g - \rho_w \cdot g \cdot V = 100{,}32 \cdot 9{,}8 - 1010 \cdot 9{,}8 \cdot 0{,}0962 = 0{,}31 \text{ кН/м}, \qquad (6.1\text{-}4)$$

где P — вес 1 м трубопровода в воздухе при толщине стенки 12 мм;

F_A — сила Архимеда, действующая на 1 м трубопровода.

Результаты расчета балластировки морского трубопровода представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Расчет балластировки незаглубленного подводного газопровода

ПК, №	$F_{c,h}$, кН/м	$F_{w,h}$, кН/м	F_g, кН/м	$F_{c,v}$, кН/м	$F_{w,v}$, кН/м	F_v, кН/м	Q_p, кН/м	Q_b, кН/м
0	0,0163	0,488	0,504	0,0327	1,198	1,231	0,31	2,421
1	0,0163	0,505	0,521	0,0327	1,271	1,304	0,31	2,552
2	0,0273		0,027	0,0546		0,055	0,31	−0,177
3	0,0273		0,027	0,0546		0,055	0,31	−0,177
4	0,0326		0,033	0,0653		0,065	0,31	−0,151
5	0,0327		0,033	0,0654		0,065	0,31	−0,151
6	0,0305		0,031	0,0610		0,061	0,31	−0,162
7	0,0305		0,031	0,0610		0,061	0,31	−0,162
8	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
9	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
10	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
11	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
12	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
13	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
14	0,0260		0,026	0,0519		0,052	0,31	−0,184
15	0,0327		0,033	0,0654		0,065	0,31	−0,151

Величины взвешивающих усилий q_u и q_s определяются по согласованной с Регистром методике, исходя из параметров профиля трассы подводного трубопровода (длины и стрелки упругих прогибов трубопровода при наличии на трассе трубопровода свободных пролетов).

Для определения величин взвешивающих усилий q_u и q_s (см. формулу (6.1.7), часть I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ), которые приводят к уменьшению равнодействующей вертикальных усилий на МПТ и, следовательно, к уменьшению силы трения, препятствующей смещению МПТ от воздействия волн и течений рекомендуется руководствоваться соответствующими рекомендациями по расчетам [1 — 3].

При определении указанных параметров следует иметь в виду следующее:

взвешивающие усилия возникают при укладке МПТ на участках трассы, имеющих вогнутость (седловатость), параметры которой (длина l и стрелка прогиба f) определены в ходе инженерных изысканий;

параметр вогнутости участка трассы — радиус R_l, определенный по длине l и стрелке прогиба f, не должен превышать величины, указанной в 8.2.1.6 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ;

величина растягивающего усилия в подводном трубопроводе, способствующего появлению взвешивающих усилий, с ошибкой в безопасную сторону может быть принята равной растягивающему усилию при укладке с трубоукладчика;

при укладке с трубоукладчика с использованием растягивающих усилий на участке трассы с «вогнутостью» величины взвешивающих усилий определяются как сумма $q_u + q_s$ при условии рассмотрения подводного трубопровода как защемленной по концам балки.

В рассматриваемом примере при отсутствии взвешивающих усилий по результатам приведенных расчетов можно сделать вывод о том, что вес трубопровода в воде недостаточен, т.к. он подвержен действию избыточных сил поддержания в морской воде (наличие положительной плавучести).

Требуемый внешний радиус бетонного покрытия трубопровода определяется из следующего уравнения:

$$V = \frac{Q_b \times 100/g}{\rho_{con}} = \pi(R_{con}^2 - R_H^2)L. \qquad (6.1\text{-}5)$$

В таком случае внешний радиус бетонного покрытия определяется по следующей формуле:

$$R_{con} = \sqrt{\frac{(Q_b \times 100/g)/\rho_{con}}{\pi L}} + R_H^2 = \sqrt{\frac{(2{,}55 \times 100/9{,}8)/2700}{\pi \times 1}} + 0{,}175^2 = 0{,}248 \text{ м}. \qquad (6.1\text{-}6)$$

При этом толщина бетонного покрытия равна:

$$t = R_{con} - R_H = 0{,}248 - 0{,}175 = 0{,}073 = 7{,}3 \cong 8 \text{ см}.$$

Таким образом, толщина балластного покрытия принимается равной 8,0 см. По конструктивным соображениям на морской трубопровод должно быть нанесено балластное покрытие толщиной 8 см из железобетона плотностью 2700 кг/м^3 по всей его длине.

Условие балластировки в соответствии с формулой (6.1-1) будет выполнено, если вес балластного покрытия для 1 пог. м морского трубопровода составляет 2,55 кН/м.

6.2 БАЛЛАСТИРОВКА ЗАГЛУБЛЕННЫХ В ДОННЫЙ ГРУНТ ТРУБОПРОВОДОВ

В процессе засыпки грунтом находящегося в траншее подводного трубопровода или заглубления ранее уложенного на донный грунт трубопровода происходит перемешивание грунта засыпки с водой с возможностью перехода грунта в жидко-текучее состояние с плотностью значительно превосходящей плотность морской воды (до 1600 кг/м^3), что может привести к всплытию трубопровода. При этом сопротивление разжиженного грунта сдвигу практически отсутствует, с другой стороны, на трубопровод, находящийся в траншее, не подвержен воздействию течений и волнения. В этом случае условие устойчивости подводного трубопровода в траншее на всплытие определяется следующей зависимостью [4]:

$$\frac{4(Q_{pipe} + Q_{ins} + Q_p)}{\pi D_{out}^2} \geqslant k_e \rho_s, \qquad (6.2\text{-}1)$$

где Q_{pipe} — вес единицы длины трубопровода на воздухе, кг/м;
Q_{ins} — вес единицы длины изоляции на воздухе, кг/м;
Q_p — вес единицы длины балластного покрытия на воздухе, кг/м;
D_{out} — наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции и балластного покрытия, м;
p_s — плотность разжиженного грунта (отношение массы твердых частиц грунта, включая массу содержащейся в нем воды, к их объему), кг/м^3, определяемая по следующей формуле:

$$\rho_s = \frac{\rho_{s.sk}\rho_w(1+W)}{\rho_{s.sk}W + 1}, \qquad (6.2\text{-}2)$$

где $\rho_{s.sk}$ — плотность скелета грунта (отношение массы твердых частиц грунта к их объему), кг/м^3;
ρ_w — плотность воды, кг/м^3;
W — влажность грунта (отношение массы воды, заключенной в порах грунта, к массе твердых частиц грунта), д.е.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы М.: Недра, 2004.

2. Бородавкин П.П. К вопросу о стабилизации положения подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа. — Бурение и нефть, 2008, № 7 — 8.

3. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра, 1977.

4. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Части 1 и 2. — М.: Недра, 2006.

5. Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. — М.: Недра, 1982.

6. Попова А.И., Вишневская Н.С. Обетонированные трубы для сооружения магистральных газопроводных систем. — Ухта: УГТУ, 2013.

7. Самойлов Б.В., Ким Б.И., Зоненко В.И., Кленин В.И. Сооружение подводных трубопроводов. — М.: Недра, 1995.

8. ИСО 21809-5:2017. Промышленность нефтяная и газовая. Наружные покрытия подземных или подводных трубопроводов, используемых в трубопроводных транспортных системах. Часть 5. Наружные бетонные покрытия.

9. СТО Газпром 2-2.2-334-2009. Ремонт и строительство магистральных газопроводов в обводненной и заболоченной местности, на подводных переходах с применением обетонированных труб.

10. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. — М.: Недра, 1986.

11. Меликов С.В., Лупашко К.Н. Развитие международной нормативной базы проектирования и строительства подводных трубопроводов с бетонным покрытием. — «Трубопроводный транспорт», 2015, № 1(47).

12. Филатов А.А., Топилин А.В., Велиюлин И.И. и др. Методика расчета на прочность и устойчивость подводных переходов из обетонированных труб при их строительстве и ремонте. — Спец. выпуск журнала «Газовая промышленность», 2015.

13. Попова А. Трубы морских трубопроводных систем. — LAP Lambert Academic Publishing, 2014.

7 УКЛАДКА МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА

7.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основным методом постройки подводных трубопроводов в морских акваториях является укладка с помощью специализированных трубоукладочных судов/барж (ТУС), которые позволяют сооружать трубопроводы, отвечающие требуемым рабочим параметрам транспортирования продукции на значительных глубинах при волнении и с достаточной производительностью.

Примерно на 70 % ТУС применяется способ наращивания трубопровода на горизонтальной монтажной линии с последующим спуском его на морское дно по стингеру под натяжением. При этом участок трубопровода от стингера до точки касания на донном грунте принимает форму *S*-образной кривой. Данный способ укладки трубопровода носит название *S*-метода укладки [1] — см. рис. 7.1-1. В некоторых случаях при недостаточной длине стингера (или невозможности применить стингер достаточной длины на мелководье), используют поддерживающие укладываемый трубопровод элементы плавучести.

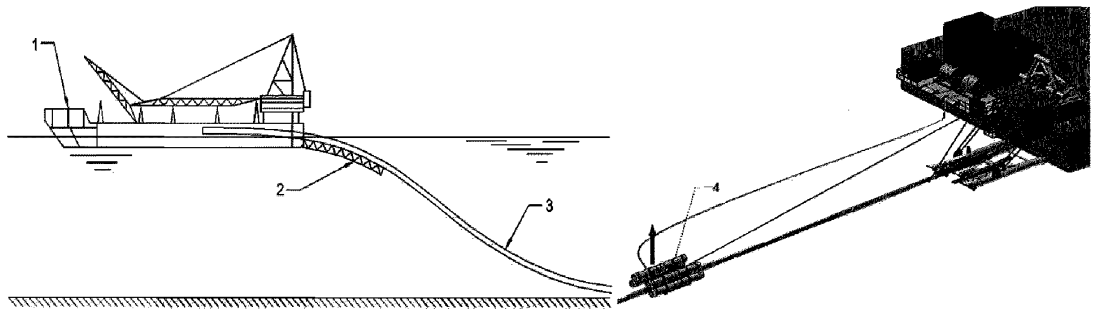


Рис. 7.1-1 Схема *S*-метода укладки морского подводного трубопровода:
1 — трубоукладочное судно/баржа; *2* — стингер; *3* — трубопровод; *4* — элемент плавучести

Возможности укладки с применением *S*-метода имеют ограничения по глубине моря, которые зависят от диаметра и толщины стенки подводных трубопроводов. Как правило, данный метод используется при прокладке трубопроводов диаметром до 1220 мм на глубинах до 300 — 350 м и диаметром до 800 мм на глубинах до 700 м со скоростью укладки 3 — 5 км/сут. [1].

Для укладки трубопроводов на глубинах, превышающих вышеуказанные, применяется так называемый *J*-метод укладки с изгибом трубопровода от трубоукладчика до точки касания на донном грунте по *J*-образной кривой — см. рис. 7.1-2. Наращивание трубопровода производится на вертикальной (или близкой к вертикальному положению) рампе, на которую подаются предварительно сваренные попарно трубные секции.

Основное отличие *J*-метода укладки от *S*-метода заключается в отсутствии стингера и в вертикальном расположении верхнего конца трубопровода в процессе укладки на большие глубины, что обуславливает отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце трубопровода (см. рис. 7.1-3, *а*). Таким образом, при способе укладки *S*-методом действуют значительные изгибающие моменты двух знаков: при сходе со стингера трубопровод претерпевает выгиб, а ближе к точке касания дна — прогиб, при этом имеется точка, где кривизна укладываемого трубопровода меняет знак и изгибающий момент равен нулю (см. рис. 7.1-3, *б*).

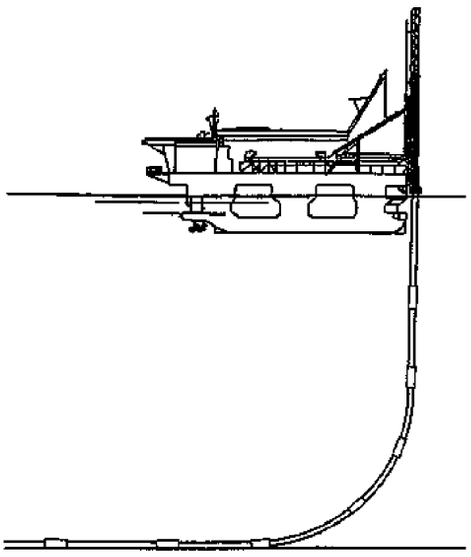


Рис. 7.1-2 Схема *J*-метода укладки морского подводного трубопровода [1]

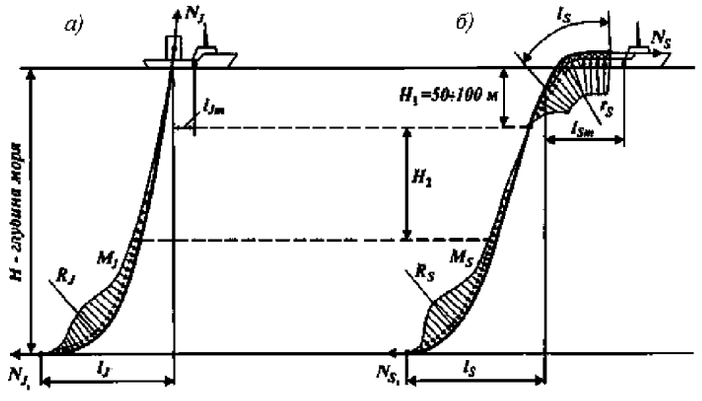


Рис. 7.1-3 Эпюры изгибающих моментов при укладе различными способами [1]:
а — *J*-метод укладки; *б* — *S*-метод укладки

В соответствии с проведенным анализом характеристик действующих в настоящее время ТУС [1] для укладки *S*-методом на относительно небольших глубинах, характерных для российских морских нефтегазовых месторождений, достаточно эффективными являются несамоходные ТУС (баржи), которые позиционируются и перемещаются при укладке трубопровода с применением системы якорного позиционирования и с перекладкой якорей (см. рис. 7.1-4).

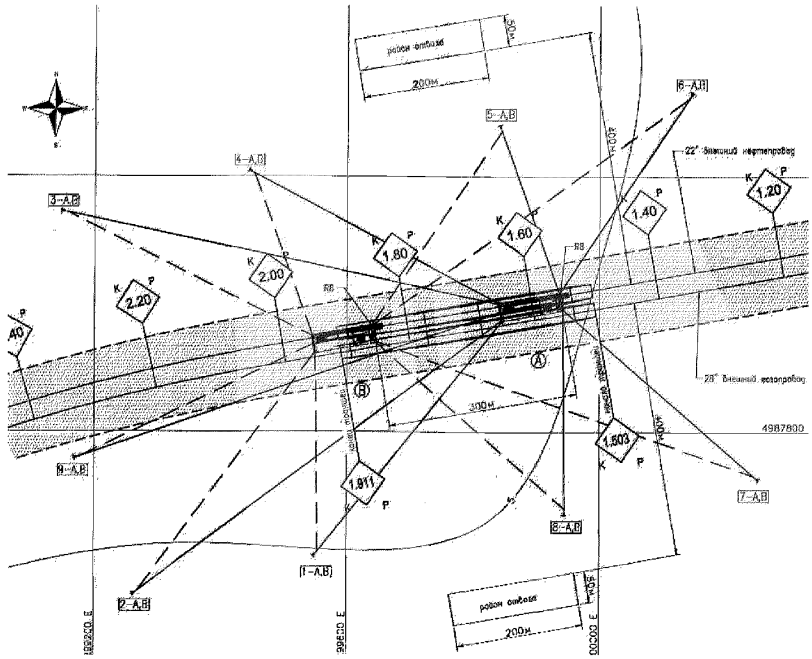


Рис. 7.1-4 Перемещение трубоукладочной баржи по трассе трубопровода на якорной системе позиционирования

Другие способы укладки подводных трубопроводов перечислены в 8.5 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ и могут применяться в зависимости от конкретных особенностей акватории, трассы, производственной базы подрядчика и т.д.

7.2 РАСЧЕТ СТАТИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ УКЛАДЫВАЕМОГО ТРУБОПРОВОДА

В настоящей главе приведен пример статического расчета морского трубопровода при укладке с ТУС SULEYMAN VEZIROV (Рег. номер 743746, флаг/собственник Азербайджан), выполненный на основании расчетной методики [2]. В качестве примера приводится обетонированный трубопровод, параметры которого были определены в расчетных примерах соответствующих разделов настоящих Рекомендаций: ∅350 × 12 мм, сталь Х52, толщина бетонного покрытия 80 мм.

SULEYMAN VEZIROV имеет главные размерения: $L \times B \times D \times d = 107 \times 24 \times 7{,}0 \times 3{,}48$ м. Размеры стингера: длина $l_s = 35{,}0$ м, радиус кривизны rs может регулироваться от 283 до 396 м.

Для укладки морского трубопровода используется *S*-метод, некоторые геометрические параметры которого указаны на рис. 7.2-1.

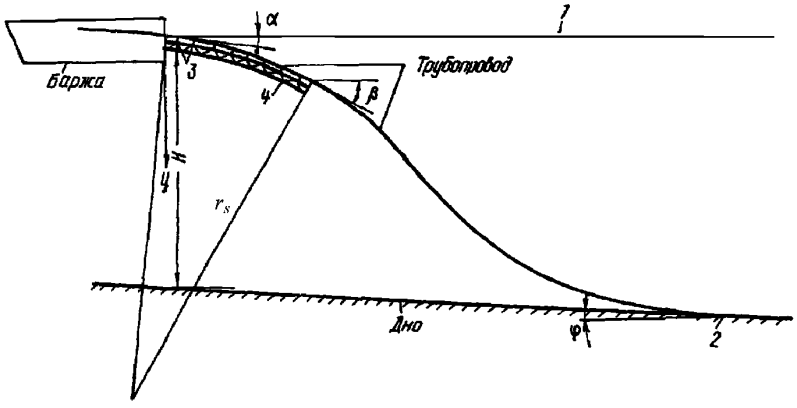


Рис. 7.2-1 Геометрические параметры процесса укладки *S*-методом:
1 — поверхность воды; *2* — точка касания трубопровода с дном; *3* — роликовые опоры; *4* — стингер; α = 14° = 0,244 рад. — угол наклона кормового участка монтажной линии (начальный угол наклона стингера); β — угол схода трубопровода со стингера; φ — угол наклона дна; r_s — радиус стингера

На участке прилегания к стингеру трубопровод изгибается по кривой, описываемой радиусом кривизны стингера r_s, при этом стингер принимается жесткой конструкцией, снабженной роликовыми опорами. Математическая модель для описания упругого изгиба трубопровода принимается в виде неразрезной балки трубчатого сечения. Закрепления балки задаются в точке касания с дном в виде шарнирно-неподвижной опоры, роликовые опоры стингера — подвижными шарнирами.

На стингере длиной l_s на трубопровод действуют следующие нагрузки:

собственный вес трубопровода (задается равномерно распределенная нагрузка m с учетом веса бетонного покрытия);

давление воды на стенки трубопровода (сила плавучести);

натяжение трубы N, создаваемое натяжителями ТУС.

Для проверки прочности рассматривается только металлическая труба, бетонное утяжеляющее покрытие учитывается только как дополнительная весовая нагрузка. Тем не менее, само бетонное покрытие должно быть проверено на максимальные деформации растяжения из условия ограничения ширины поперечных трещин в растянутой зоне бетонного покрытия на основании, например, [4] и [5]. Кроме того, наличие бетонного покрытия не по всей длине трубы, а только в средней части за исключением 400 — 500 мм на каждом конце трубы приводит к концентрации изгибных напряжений в зоне сварных стыков. Для устранения данных воздействий в ряде случае

при значительной толщине и весе бетонного покрытия рекомендуется нанесение на нем кольцевых прорезей [6].

Согласно условиям максимально допустимого упругого изгиба трубопровода с учетом его натяжения должен быть проверен радиус кривизны стингера r_s, который не должен превышать минимальное значение $r_{\min}$, определяемое по следующей формуле:

$$r_s \geqslant \frac{EJ}{W([\sigma]-N/F)} = r_{\min}, \qquad (7.2\text{-}1)$$

где J —момент инерции металлической трубы, м^4;
E = 204570 МПа — модуль упругости стали (модуль Юнга);
W — момент сопротивления металлической трубы, м^3;
$[\sigma]$ =260 МПа — допускаемое напряжение (см. разд. 5 настоящих Рекомендаций);
N = 45 т = 0,441 МН — усилие натяжения трубопровода на ТУС;
F — площадь поперечного сечения металлической трубы, м^2.

$$J = \frac{\pi}{64}(D_a^4 - D_{int}^4) = \frac{\pi}{64}(0{,}35^4 - 0{,}326^4) = 0{,}000181 \text{ м}^4, \qquad (7.2\text{-}2)$$

где D_a = 0,35 м и D_{int} = 0,326 м — наружный и внутренний диаметры металлической трубы соответственно;

$$F = \frac{\pi}{4}(D_a^2 - D_{int}^2) = \frac{\pi}{4}(0{,}35^2 - 0{,}326^2) = 0{,}0127 \text{ м}^2; \qquad (7.2\text{-}3)$$

$$W = \frac{\pi}{32D_a}(D_a^4 - D_{int}^4) = \frac{\pi}{32\cdot 0{,}35}(0{,}35^4 - 0{,}326^4) = 0{,}00104 \text{ м}^3. \qquad (7.2\text{-}4)$$

В соответствии с формулой (7.2-1) радиус кривизны стингера r_s равен:

$$r_s \geqslant \frac{(204570\cdot 0{,}000181)}{0{,}00104(260-(0{,}441/0{,}0127))} = 158 \text{ м}. \qquad (7.2\text{-}5)$$

Таким образом радиус стингера r_s может быть принят равным его минимальной величине для данного ТУС — 283 м.

Опорные реакции на стингере определяются из условия, что изгибающий момент в любом сечении трубопровода на стингере M_s, кНм, определяется его радиусом и жесткостью трубопровода:

$$M_s = EJ/r_s = (204570\cdot 0{,}000181)/283 = 0{,}131 \text{ МНм} = 131 \text{кНм}. \qquad (7.2\text{-}6)$$

Наибольшая реакция на шарнирной опоре стингера (на первой роликовой опоре после кормового участка монтажной линии) R_0, кН, определяется по следующей формуле [2]:

$$R_0 = \frac{1}{\sin\varepsilon}\{M_s/r_s + N(1-\cos\varepsilon) + mr_s[\sin\theta_1\cdot\varepsilon + (\cos\theta_1 - \cos\alpha)] - \frac{qr_s}{2}(\sin\theta_1\cdot\varepsilon - \sin\alpha\cdot\sin\beta)\}, \qquad (7.2\text{-}7)$$

где $\beta = \alpha + l_s/r_s \cdot 57{,}3^\circ = 14 + 35/283\cdot 57{,}3^\circ = 21{,}1^\circ = 0{,}368$ рад. — угол наклона в точке схода трубопровода со стингера;
$\varepsilon = S/r_s = 2/283 = 0{,}007$ рад. $= 0{,}41^\circ$ (S=2 м — расстояние между роликовыми опорами стингера) — приращение угла наклона трубопровода между роликовыми опорами;
$\theta_1 = \alpha + \varepsilon = 14^\circ + 0{,}41^\circ = 14{,}41^\circ = 0{,}251$ рад. — изменение угла наклона трубопровода после первой роликовой опоры;
m = 3890 Н/м — погонный вес трубопровода с покрытиями на воздухе;
q = 2015 Н/м — сила поддержания трубопровода с покрытиями в воде.

В таком случае реакция на первой роликовой опоре стингера R_0, кН, принимается равной:

$$R_0 = \frac{1}{\sin 0{,}007}\{131/283 + 441(1-\cos 0{,}007) + 3{,}890\cdot 283[\sin(0{,}251\cdot 0{,}007) + (\cos 0{,}251 - \cos 0{,}244)] -$$

$$- \frac{2{,}015\cdot 283}{2}[\sin(0{,}251\cdot 0{,}007) - \sin 0{,}244\cdot\sin 0{,}007]\} = 3659 \text{ кН}. \qquad (7.2\text{-}8)$$

Остальные силовые параметры укладки с ТУС SULEYMAN VEZIROV и геометрические параметры *S*-образной кривой рассматриваемого подводного трубопровода при статическом расчете его прочности могут быть определены на основании [2] и [3].

Радиус изгиба укладываемого трубопровода от точки схода с стингера (от точки изменения знака кривизны) до точки касания дна должен быть не менее определяемого по формуле (7.2-1). При этом основными параметрами для определения радиуса изгиба трубопровода (и длины его провисающей части соответственно) являются глубина акватории в месте укладки и геометрия стингера: его радиус, длина и начальный угол. Например, для небольших глубин и длинных стингеров, у которых точка схода трубопровода с стингера совпадает с точкой изменения знака кривизны, длина провисающей части трубопровода l определяется по следующей формуле:

$$l = \frac{H - h_s}{1 - \cos\beta} \sin\beta, \qquad (7.2\text{-}9)$$

где H — глубина акватории в месте укладки;
$h_s = r_s(1 - \cos(l_s/r_s))$ — отстояние концевой опоры стингера от ватерлинии ТУС;
β — угол схода трубопровода со стингера.

7.3 РАСЧЕТ ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ КАЧКИ ТУС

При проверке прочности в процессе укладки подводных трубопроводов с ТУС необходимо учитывать воздействие на ТУС волнения и течений, которые обуславливают появление динамических нагрузок как на корпус ТУС, так и непосредственно на находящийся на стингере подводный трубопровод. Эти нагрузки следует учитывать для проведения следующего:

анализа прочности якорных линий при позиционировании и перемещении ТУС вдоль трассы трубопровода;

проверки прочности укладываемого трубопровода при динамических перемещениях стингера в процессе качки ТУС;

проверки прочности укладываемого трубопровода при непосредственном воздействии на него волн и течения.

На основании методики [2] амплитуды качки ТУС SULEYMAN VEZIROV при нерегулярном волнении могут быть определены согласно рис. 7.3-1.



Рис. 7.3-1 Амплитуды качки на нерегулярном волнении 3-% обеспеченности ТУС SULEYMAN VEZIROV [2]:
1, *2* — килевая (ψ) и бортовая (θ) качка; *3*, *4* — горизонтальная (a_g) и вертикальная (a_v) качка

Максимальные амплитуды качки данного ТУС при ограничении высот волн 3-% обеспеченности не более 2,5 м согласно рис. 7.3-1 равны:

a_g = 0,55 м;

a_v = 0,61 м;

$\psi = 0{,}65^\circ$ (0,011 рад.);

$\theta = 2{,}4^\circ$ (0,042 рад.).

При этом амплитуда вертикальных колебаний концевой роликовой опоры стингера G_{ev} с учетом места расположения стингера и его длины l_s определяется по следующей формуле:

$$G_{ev} = (L/2 + l_s)\psi + a_v + k\theta = (107/2 + 35)0{,}011 + 0{,}61 + 10 \cdot 0{,}042 = 2{,}0 \text{ м}, \quad (7.3\text{-}1)$$

где k = 10 м — отстояние стингера от диаметральной плоскости ТУС;
L =107 м — длина ТУС;
l_s =35 м — длина стингера.

Амплитуда горизонтальных колебаний концевой опоры стингера определяется по формуле

$$G_{eg} = a_g + h_s\theta = 0{,}55 + 2{,}83 \cdot 0{,}042 = 0{,}67 \text{ м}, \quad (7.3\text{-}2)$$

где h_s = 2,83 м — отстояние концевой опоры стингера от ватерлинии ТУС (см. формулу (7.2-9)).

Таким образом, плеть трубопровода между концевой роликовой опорой стингера и точкой касания дна при укладке находится в режиме вынужденных колебаний с амплитудами, определенными по формулам (7.3-1) и (7.3-2), и с частотой морского волнения.

Проверка прочности трубопровода в условиях качки ТУС и действия на укладываемый трубопровод течения рассматривается в [2] и состоит из следующих этапов:

составление уравнения вынужденных колебаний трубопровода;

определение частоты собственных колебаний трубопровода и проверка отсутствия явлений резонанса;

определение изгибающего момента трубопровода в вертикальной плоскости и перерезывающей силы от качки ТУС;

определение изгибающего момента трубопровода в горизонтальной плоскости от действия течения.

Напряженное состояние укладываемой плети подводного трубопровода определяется действием изгибающих моментов, весовой нагрузки и силы натяжения:

в вертикальной плоскости от действия собственной весовой нагрузки с учетом сил поддержания в воде и динамического момента, возникающего в результате качки ТУС;

в горизонтальной плоскости от действия течения и динамического момента, возникающего в результате качки ТУС;

кольцевые напряжения от гидростатического давления воды.

По указанным выше нагрузкам, действующим на подводный трубопровод при укладке, проверяется прочность трубопровода по суммарным напряжения согласно 8.5.6.6 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.

7.4 ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ *S*-МЕТОДЕ УКЛАДКИ

При расчете напряженно-деформированного состояния трубопровода при его укладке на морское дно в отечественной и зарубежной литературе, как правило, используется приближенное дифференциальное уравнение прогиба балки, которое справедливо только при анализе укладки *S*-методом при небольших глубинах воды, что связано с допущением о малой величине углов наклона поперечных сечений трубопровода. Когда углы наклона и прогибы становятся большими, необходимо использовать точное дифференциальное уравнение линии прогибов.

В общем случае точное дифференциальное уравнение прогиба балки имеет следующий вид:

$$M(x) = EI \frac{dy^2/dx^2}{[1+(dy/dx)^2]^{3/2}}, \qquad (7.4\text{-}1)$$

где $M(x)$ — изгибающий момент в произвольной точке x балки;
E — модуль упругости материала;
I — момент инерции поперечного сечения;
y — прогиб.

Данное уравнение представляет собой нелинейное дифференциальное уравнение второго порядка, интегрирование которого, представляет определенные трудности. Точная форма упругой кривой, получающаяся при решении данного уравнения, называется эластикой, однако при этом возникают определенные сложности с назначением расчетных изгибающих моментов от всех внешних нагрузок.

В качестве альтернативного подхода к определению напряженно-деформированного состояния подводного трубопровода при укладке может применяться метод расчета, основанный на современных компьютерных технологиях и методах решения соответствующих краевых задач механики твердого деформируемого тела, в частности компьютерной среды для символьных вычислений в среде *Mathematica* [7].

7.5 ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ПРОЧНОСТИ МОРСКОГО ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ УКЛАДКЕ

Программные комплексы для проверки прочности подводного трубопровода при укладке (например, программа OFFPIPE, разработанная R.C. Malahy, Jr. и др.) должны основываться на конечно-элементном нелинейном моделировании укладываемого трубопровода и выполнять статические и динамические анализы укладки трубопроводов в зависимости от глубины акватории и величины растягивающих усилий при различных конфигурациях поддерживающих опор монтажной линии ТУС и стингера с учетом способов его крепления и поддержания плавучести, включая *S*- и *J*-методы укладки.

Применяемыми программными средствами должны выполняться статические и динамические анализы инициации, прерывания/продолжения укладки трубопроводов, подъема/опускания трубопровода на дно с использованием троса и элементов плавучести. При этом должны учитываться динамические воздействия на ТУС ветра, течения и волнения, в т.ч. регулярного и нерегулярного различных направлений. Могут быть учтены параметры качки ТУС (бортовой, килевой и рыскания), а также смещения ТУС от трассы трубопровода.

Морское дно должно моделироваться как непрерывное упруго-пластичное основание с заданным трехмерным профилем поверхности, определенным на основании инженерных изысканий. Коэффициенты трения грунта могут быть определены как для боковых, так и для продольных сдвигов трубы.

Помимо определения напряженно-деформированного состояния трубопровода определяются пролет и геометрия провисающей части укладываемого трубопровода при подъеме/опускании трубопровода, реакция грунтового основания в точке касания трубопровода дна и параметры свободных пролетов уложенных трубопроводов на этапах укладки, гидравлических испытаний и эксплуатации.

Исходными данными для программных комплексов по численному моделированию процесса укладки подводных трубопроводов как минимум должны являться:

длина расчетного конечного элемента трубопровода;

характеристики стального трубопровода (диаметр, толщина стенки, толщина и плотность изоляции и бетонного (балластного) покрытия, вес трубы на воздухе и в погруженном состоянии);

предел текучести и модуль упругости стали трубопровода;

характеристики ТУС (положение и характеристики поддерживающих опор рольганга и натяжителей, характеристики стингера);

профиль и характеристики грунта морского дна (коэффициент трения, вертикальное и поперечное сопротивление);

глубина моря, принятые параметры ветрового воздействия, течений и волнения.

7.6 СРЕДСТВА ДЛЯ ЗАГЛУБЛЕНИЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ДОННЫЙ ГРУНТ

Необходимость заглубления морских подводных трубопроводов в донный грунт обусловлена рядом причин, основной из которых является наличие на дне экзарационных борозд в результате пропахивания донного грунта килями ледовых образований. Требования к величине заглубления трубопроводов (или глубине траншей для укладки) должны соответствовать требованием 8.3 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ. Для реализации такого способа строительства подводного трубопровода рекомендуется применять трубозаглубительные устройства, которые позволяют осуществлять технологическую операцию по заглублению и обратной засыпке трубопровода без привлечения водолазов («diverless») непосредственно после (а по сути одновременно, с небольшим отставанием во времени) операции укладки данного участка трубопровода (см. рис. 7.6-1).

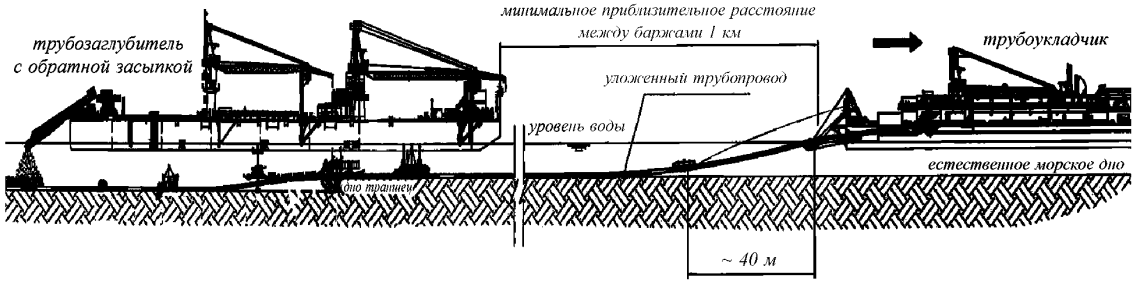


Рис. 7.6-1 Совмещение операций по укладке и заглублению с обратной засыпкой подводного трубопровода (трубоукладочные баржи «CASTORO-12» и «CASTORO-16» компании Saipem S.p.A., Италия)

На рис. 7.6-2 представлен пример механизированного устройства для заглубления МПТ, разработанного компанией Saipem S.p.A. для установки на ТУС «CASTORO-16» (см. рис. 7.6-1). Устройство состоит минимум из двух агрегатов. Первый агрегат (по ходу движения) предназначен для разработки траншеи под трубопроводом с использованием двух спиралевидных фрез, дополненных двумя приемными патрубками DN 400 от грунтонасосной установки, установленной на ТУС, с гидравлическим приводом мощностью 1 МВ и возможностью разработки траншеи глубиной до 3,7 м. Такой агрегат требует применение дополнительного тянущего устройства, как правило, гусеничного. Второй агрегат применяется для корректировки профиля траншеи и имеет гусеничный движитель с гидравлическим приводом 350 кВт, патрубок грунтонасосной установки и средства контроля профиля траншеи и положения трубопровода, включая направляющие ролики, перемещающиеся вдоль по трубопроводу. Общая производительность устройства составляет 3600 $м^3$/ч.

Вышеуказанное устройство может быть снабжено оборудованием для обратной засыпки трубопровода, уложенного в траншею, с использованием отобранного при разработке траншеи грунта (система хранения и подачи на обратную засыпку пульпы оборудуется на ТУС, к которому конструктивно привязано данное устройство).

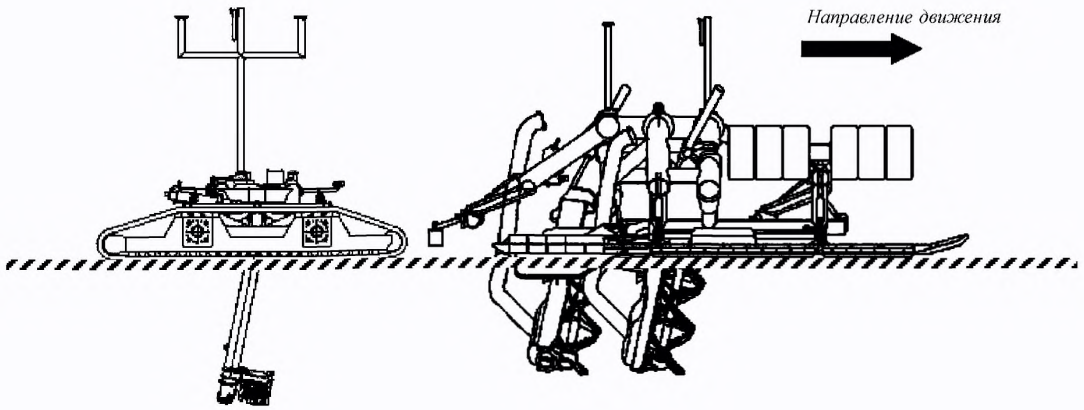


Рис. 7.6-2 Устройство заглубления подводного трубопровода компании Saipem S.p.A.

На рис. 7.6-3 в комплекте с приводным блоком с гусеничным движителем представлено устройство компании Saipem S.p.A., оснащенное скользящими модулями плавучести для разгрузки трубопровода от чрезмерных изгибных напряжений при его перемещении в профиль траншеи.

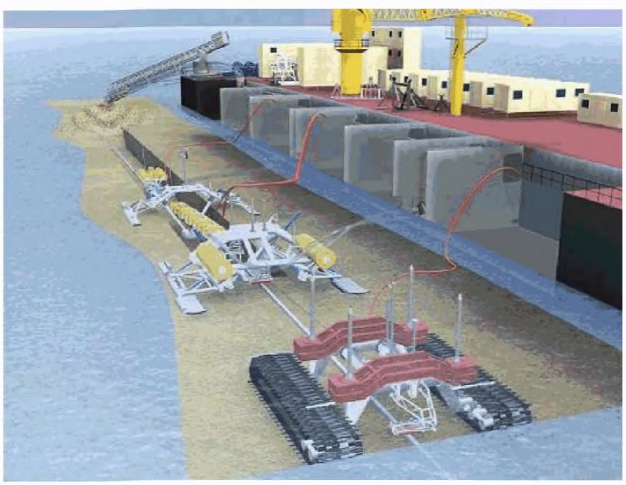


Рис. 7.6-3 Комплексное устройство для заглубления и обратной засыпки подводного трубопровода компании Saipem S.p.A.

Следует учитывать, что представленное комплексное устройство позволяет не только формировать траншею с заданными параметрами и перемещать в нее безопасным способом предварительно уложенный подводный трубопровод, но и производить обратную засыпку ранее извлеченным грунтом. При этом потери грунта обратной засыпки при его отборе и доставке из/в траншею составляют около 20 %.

Для устройства подводных траншей, в которые может производится укладка подводных трубопроводов, могут применяться технологии, рассмотренные в разд. 10.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Морские трубоукладочные суда. — СПб., ФГУП «Крыловский государственный научный центр», 2016.

2. Р 412-81 «Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов». — М.: ВНИИСТ, 1981.

3. 537-84 «Руководство по технологии укладки и заглубления трубопроводов через водохранилища и крупные реки». — М.: ВНИИСТ, 1984.

4. Концепция расчета на прочность магистральных трубопроводов из обетонированных труб для подводных переходов. — «Вестник машиностроения», 2015, № 7, с. 11 — 16.

5. ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования».

6. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода из обетонированных труб с кольцевыми прорезями. — «Газовая промышленность», 2017, № 11, с. 68 — 73.

7. Папуша А.Н. Проектирование морского подводного трубопровода: расчет на прочность, изгиб и устойчивость морского трубопровода в среде Mathematica — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006.

8. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы М.: Недра, 2004.

9. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Части 1 и 2. — М.: Недра, 2006.

10. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.

11. Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. — М.: Недра, 1982.

12. Власов А.А. Техническая эксплуатация дноуглубительного флота. — М.: Транспорт, 1986.

13. Yong Bai. Subsea Pipelines and Risers, Elsevier Science, 2010.

8 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА

8.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Электрохимические способы защиты от коррозии подводных частей стальных конструкций морских гидротехнических сооружений основаны на катодной поляризации защищаемого металла внешним электрическим током (катодная защита) или током гальванических анодов-протекторов (протекторная защита).

Основными параметрами электрохимической защиты являются электродный потенциал сооружения и плотность тока на защищаемой поверхности.

В табл. 8.1 представлены данные, необходимые для расчета электрохимической защиты трубопровода, и численные значения этих параметров для примера расчета.

Таблица 8.1

Данные для расчета электрохимической (протекторной) защиты трубопровода

Наружный диаметр трубопровода, мм	350
Толщина стенки труб, мм	12
Протяженность трубопровода, км	145
Глубина моря, м	11,2
Толщина бетонного утяжеляющего покрытия, мм	80
Максимальная температура продукта в трубопроводе, °С	50
Тип протектора	Браслетный
Протекторный сплав на основе алюминия	АП4Н
Расчетная температура протектора, °С (для незаглубленного трубопровода принимается равной средней температуре морской воды)	11
Коэффициент полезного использования протектора u	0,8
Длина трубы L_{tob}, м	12
Средний коэффициент деструкции (разрушения) заводского наружного антикоррозионного покрытия f_{cm}	0,01625
Коэффициент деструкции заводского наружного антикоррозионного покрытия в конце срока службы f_{cd}	0,0245
Средняя толщина заводского наружного антикоррозионного покрытия 3LPE t_{coat}, мм	4,0
Защитный потенциал стали (по отношению к хлорсеребряному электроду) E_s, В	−0,8
Потенциал протектора по замкнутому контуру E_c, В	−1,05
Плотность тока i_{cor}, А/м^2	0,046
Плотность материала АП4Н протектора ρ_0, кг/м^3	2800
Электрохимическая емкость при указанной плотности тока и среднегодовой температуре морской воды 11 °С, ε, А·ч/кг	1300
Расчетный срок эксплуатации подводного трубопровода t_f, лет	33
Удельное электрическое сопротивление морской воды при среднегодовой температуре 11 °С, ρ, Ом·м	0,5

8.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕЙ МАССЫ ПРОТЕКТОРОВ

Защищаемая протекторами площадь поверхности трубопровода равна:

$$A_c = \pi D_a L_{tot} = 3{,}14 \cdot 0{,}35 \cdot 145000 = 159355 \text{ м}^2, \quad (8.2\text{-}1)$$

где L_{tot} =145000 м длина защищаемого участка трубопровода;
D_a — наружный диаметр стальной трубы, м.

Требуемая сила тока для трубопровода на срок службы протекторов определяется по следующей формуле:

$$I_{cm_tot} = A_c \cdot i_{cor} \cdot f_{cm} = 159355 \cdot 0{,}046 \cdot 0{,}01625 = 119{,}1 \text{ А}, \quad (8.2\text{-}2)$$

где i_{cor} = 0,046 А/м^2 — расчетная плотность тока при среднегодовой температуре воды 11 °С (см. табл. 8.4-2);

f_{cm} = 0,01625 — средний коэффициент деструкции (разрушения) изоляционного покрытия, определенный по формуле (8.4-1) и табл. 8.4-4 для трубопровода с бетонным утяжеляющим покрытием, антикоррозионным покрытием 3LPE, термоусаживающимися манжетами (HSS) на стыках труб и отсутствием заполнения монтажного соединения.

Общая масса протекторов определяется по следующей формуле:

$$M = \frac{l_{cm_tot} t_f 8760}{u\varepsilon} = \frac{119{,}1 \cdot 33 \cdot 8760}{0{,}8 \cdot 1300} = 33110 \text{ кг}, \quad (8.2\text{-}3)$$

где t_f — срок службы трубопровода, лет;
ε — электрохимическая емкость (см. табл. 8.1);
u = 0,8 — коэффициент полезного использования протектора.

8.3 РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА И ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ГЕОМЕТРИИ ПРОТЕКТОРОВ

На основании соответствующей методики [6] может быть произведен расчет количества и предварительной геометрии протекторов.

Число протекторов рассчитывается для предварительно заданного шага:

$$N = CEIL(L_{tot}/L) = CEIL(145000/12 \cdot 15) = 805 \text{ шт.}, \quad (8.3\text{-}1)$$

где *CEIL* — функция округления в большую сторону целого числа от полученного в результате расчета значения;
L — произведение длины одной трубы (L = 12,0 м) на заданный шаг (шаг протекторов принимается равным 5 ÷ 25, в данном случае — 15).

Масса одного протектора Mtot определяется по следующей формуле:

$$M_{tot} = M/N = 33110/805 = 41{,}1 \text{ кг}, \quad (8.3\text{-}2)$$

где M — общая масса протекторов, кг;
N — число протекторов.

Начальный объем протектора V_i определяется по следующей формуле:

$$V_i = M_{tot}/\rho_0 = 41{,}1/2800 = 0{,}015 \text{ м}^3, \quad (8.3\text{-}3)$$

где M_{tot} — масса протектора, кг;
ρ_0 — плотность материала протектора, кг/м^3.

Требуемая длина протектора L_a определяется по формуле:

$$L_a = \frac{V_i}{\pi/4[(D_{int} + 2t_a)^2 - D_{int}^2] - 2t_a gap}, \quad (8.3\text{-}4)$$

где t_a — толщина протектора, равная толщине бетонного покрытия 8 см;
gap = 10 см — принятое расстояние между половинами браслетного протектора (как правило, 5 ÷ 10 см);
D_{int} — внутренний диаметр протектора, м;

$$D_{int} = D_a + 2t_{coat} = 0{,}35 + 2 \cdot 0{,}004 = 0{,}358 \text{ м}, \quad (8.3\text{-}5)$$

где D_a — наружный диаметр стальных труб, м;
t_{coat} = 0,004 м — средняя толщина антикоррозионного и теплоизоляционного покрытия (в случае применения последнего).

В таком случае требуемая длина протектора L_a определяется по формуле

$$L_a = \frac{0{,}015}{\pi/4[(0{,}358 + 2 \cdot 0{,}08)^2 - 0{,}358^2] - 2 \cdot 0{,}08 \cdot 0{,}06} = 0{,}15 \text{ м}. \quad (8.3\text{-}6)$$

Конечная толщина стенки протектора t_{ef} определяется по следующей формуле:

$$t_{ef} = (1-u)t_a = (1-0{,}8)0{,}08 = 0{,}016 \text{ м}. \quad (8.3\text{-}7)$$

Требуемая сила тока для трубопровода в конце сроки службы протектора согласно формуле (8.2-2) равна:

$$I_{cftot} = A_c \cdot i_{cor} \cdot f_{cd} = 159355 \cdot 0{,}046 \cdot 0{,}0245 = 179{,}5 \text{ А},$$

где f_{cd} — коэффициент деструкции (разрушения) изоляционного покрытия в конце срока службы, определенный по формуле (8.4-2) и табл. 8.4-4 исходя из схемы антикоррозионной защиты, указанной для формулы (8.2-2).

Площадь поверхности протектора в конце срока эксплуатации определяется по следующей формуле:

$$A_{af} = [\pi(D_{int} + 2t_{ef}) - 2gap]L_a = [\pi(0{,}358 + 2 \cdot 0{,}016) - 2 \cdot 0{,}10]0{,}15 = 0{,}153 \text{ м}^2. \quad (8.3\text{-}8)$$

Электролитическое сопротивление протектора в конце срока службы определяется по формуле

$$R_{af} = 0{,}315\rho/\sqrt{A_{af}} = 0{,}315 \cdot 0{,}5/\sqrt{0{,}153} \text{ Ом}, \quad (8.3\text{-}9)$$

где ρ — удельное электрическое сопротивление морской воды, Ом·м (см. табл. 8.1).

Сила тока протектора в конце срока службы I_{af} определяется по формуле

$$I_{af} = \Delta E/R_{af} = (-1{,}05 + 0{,}8)/0{,}402 = 0{,}62 \text{ А}, \quad (8.3\text{-}10)$$

где ΔE — разница между потенциалом протектора по замкнутому контуру и защитным потенциалом стали.

Конечное число протекторов N_f с учетом силы тока протектора в конце срока службы определяется по следующей формуле и составляет:

$$N_f = I_{cftot}/I_{af} = 178{,}5/0{,}62 = 288 \text{ шт}. \quad (8.3\text{-}11)$$

Расчет является верным в том случае, если количество протекторов с учетом силы тока в конце срока службы, определяемой по формуле (8.3-11), меньше, чем определенное по формуле (8.3-1) для выбранного шага установки протекторов, т.е. N_f = 288 шт. < N = 805 шт.

В случае, если количество протекторов, определенное на основании величины силы тока в конце срока службы больше, необходимо уменьшить шаг или увеличить длину протектора и снова осуществить расчет по формулам (8.3-1) — (8.3-11) до тех пор, пока требуемое количество протекторов в соответствии с формулой (8.3-11) максимально не приблизится к количеству протекторов по формуле (8.3-1), но не превысит эту величину.

8.4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Схема размещения протектора на подводном трубопроводе с бетонным утяжеляющим (балластным) покрытием представлена на рис. 8.4-1. Следует отметить, что внешний диаметр протектора по конструктивным соображениям должен выбираться равным диаметру бетонного утяжеляющего покрытия трубопровода. Установка браслетного протектора осуществляется на антикоррозионное или теплоизоляционное покрытие на стадии заводского изготовления труб (как правило, на стадии нанесения бетонного балластного покрытия). Для гарантированной возможности установки протектора следует учитывать допуски на толщину антикоррозионного и/или

теплоизоляционного покрытий, для чего при изготовлении протектора на внутренний диаметр должен быть назначен положительный допуск не менее 0/+4 мм, а при номинальном размере более 610 мм — 0/+1 % от номинального внутреннего диаметра. В остальном требования к протекторам в отношении геометрических параметров и качества изготовления должны соответствовать требованиям ИСО 15589-2 [1].

В отечественной практике для защиты морских подводных трубопроводов наиболее широко применяются протекторы из сплава на основе алюминия АП4Н по ТУ 5.394-11785-2001.

Необходимо обеспечивать для протектора надежный электрический контакт с телом трубы, что обеспечивается установкой соединительных кабелей (как правило, двух с каждой стороны, причем в местах подсоединения кабелей антикоррозионное покрытие должно быть восстановлено), а также достаточную прочность крепления протектора на сдвиг, т.к. трубы с протекторами проходят при укладке через рабочий орган натяжителя трубоукладчика. Последнее достигается, в т.ч. заливкой в образовавшиеся зазоры между протектором и бетонным покрытием заполнителя: битумной полимерной мастики, полиуретанового компаунда и т.д.

При использовании для трубопровода необетонированных труб установка протекторов, как правило, осуществляется на трубоукладчике на позициях технологических линий, расположенных после натяжительного устройства. В качестве примера на рис. 8.4-2 приведена схема установки браслетного протектора на необетонированный трубопровод с использованием приварных присоединительных пластин с обязательным восстановлением антикоррозионного покрытия в местах их установки.

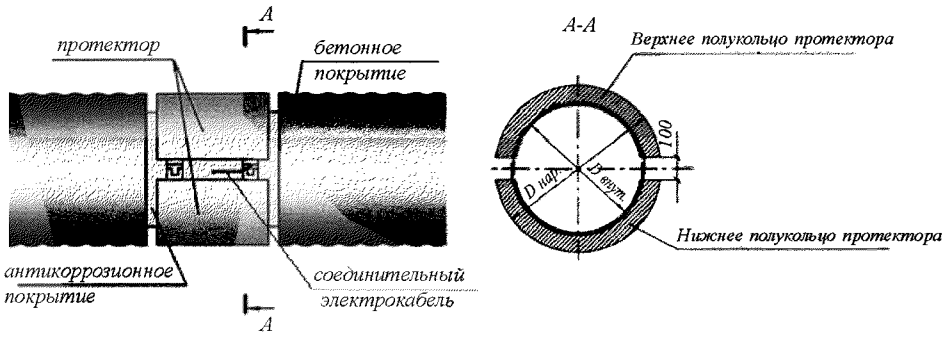


Рис. 8.4-1 Схема установки протектора на обетонированный трубопровод

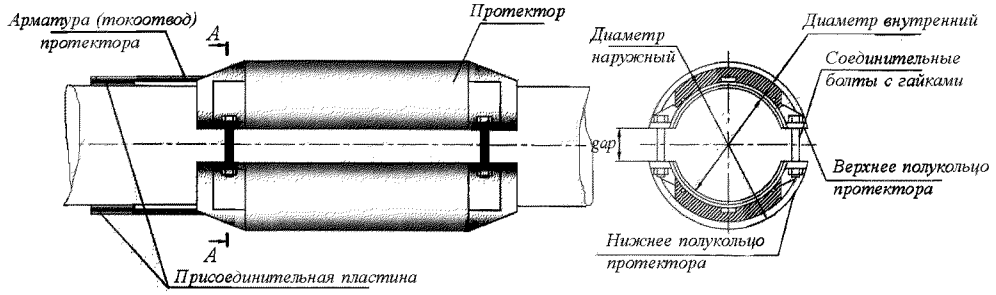


Рис. 8.4-2 Схема установки протектора на необетонированный трубопровод

Необходимый уровень защиты морских подводных трубопроводов регламентируется величиной защитного потенциала, который должен составлять −0,8 В, а максимальный −1,1 В по хлорсеребряному электроду. Различия величин защитного потенциала для заглубленных в донный грунт и незаглубленных морских трубопроводов из углеродистых сталей приведены в табл. 8.4-1 [1].

Таблица 8.4-1

Величины защитного потенциала морских трубопроводов из углеродистых сталей

Расположение трубопровода	Минимальный отрицательный потенциал, В	Максимальный отрицательный потенциал, В
Заглубленный в донный грунт	−0,90	−1,10
Незаглубленный	−0,80	−1,10

Другим важным критерием защиты является плотность защитного тока. Назначение плотности защитного тока осуществляется в соответствии с нормативными документами (например, [8], [10]). Величины плотности защитного тока для различных внешних условий эксплуатации трубопроводов указаны в табл. 8.4-2.

Таблица 8.4-2

Плотности защитного тока для различных внешних условий эксплуатации морских трубопроводов

Средняя плотность защитного тока, мА/м^2	Условия	Глубина моря, м	Температура морской воды, °С
30 — 140	без течения	до 20	5 — 30
90	умеренное течение (до 2 м/с)	до 500	10 — 18
180	умеренное течение (до 2 м/с)	до 1500	5 — 10
380	сильное течение (выше 2 м/с)	все глубины	2
300	умеренное течение (до 2 м/с)	до 1500	−1 — 4

Таким образом, расчетные плотности тока зависят от температуры морской воды, содержания кислорода и скорости течения. Для большинства случаев на глубине менее 500 м, расчетные плотности тока зависят только от температуры морской воды, а плотности тока для незаглубленного трубопровода должны соответствовать указанным на рис. 8.4-3 [1].

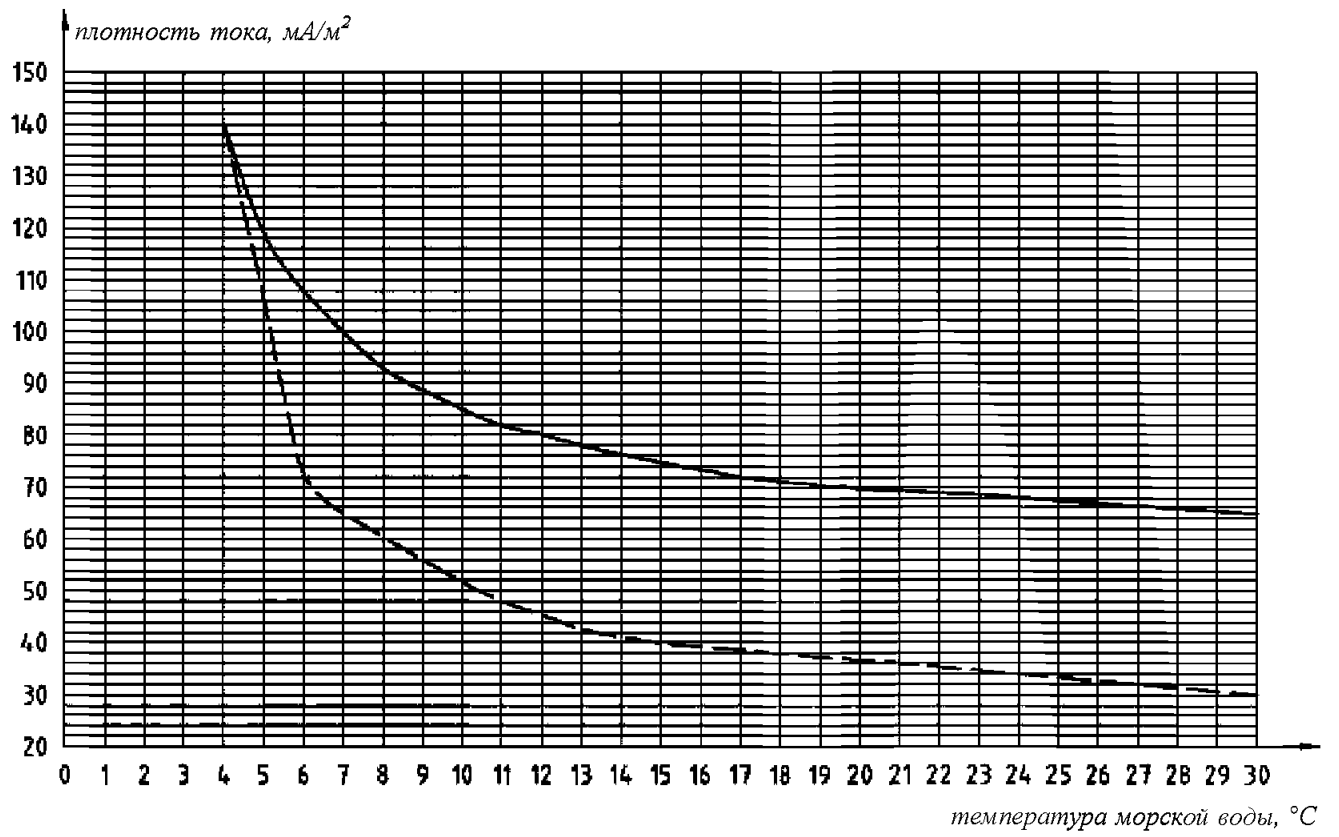


Рис. 8.4-3 Зависимость средней плотности тока от температуры воды

Нижнюю кривую плотности тока следует использовать при незначительных изменениях в содержании кислорода по глубине моря и умеренных скоростей течения у морского дна (до 1 м/с). Верхняя кривая плотности тока применяется при учете содержания кислорода и значительных скоростей донных течений.

Для полностью заглубленных морских трубопроводов необходимо использовать расчетную плотность тока (среднюю и конечную), равную 20 мА/м^2, независимо от содержания кислорода, температуры морской воды или глубины.

Трубопроводы, эксплуатирующиеся при температурах, превышающих 25 °С на наружной поверхности трубы, требуют регулировки расчетной плотности тока. При увеличении температуры металла/окружающей среды на каждый градус Цельсия от 25 °С до 100 °С расчетные плотности тока должны быть увеличены на 1 мА/м^2. При этом для незаглубленных трубопроводов температура поверхности протектора принимается равной температуре окружающей среды трубопровода. Для заглубленных трубопроводов температуру поверхности протекторов следует назначать по температуре транспортируемой среды.

Для трубопроводов с покрытием потребность в защитном токе возрастает со временем по мере разрушения покрытия. Необходимо обеспечить достаточную мощность электрохимической защиты, чтобы обеспечивать адекватную защиту по мере разрушения покрытия.

Средний коэффициент разрушения покрытия f_{cm} определяется по формуле

$$f_{cm} = f_i + (0{,}5\Delta f \cdot t_f). \qquad (8.4\text{-}1)$$

Конечный коэффициент разрушения покрытия f_{cd} определяется по формуле

$$f_{cd} = f_i + (\Delta f \cdot t_f), \qquad (8.4\text{-}2)$$

где f_i — начальный коэффициент разрушения покрытия при вводе трубопровода в эксплуатацию;
Δf — среднее ежегодное увеличение коэффициента разрушения покрытия;
t_f — расчетный срок эксплуатации покрытия (трубопровода), лет.

Коэффициенты разрушения покрытия для подводных трубопроводов без бетонного покрытия и с бетонным покрытием приведены в табл. 8.4-3 и 8.4-4 соответственно [1].

Таблица 8.4-3

Коэффициенты разрушения антикоррозионного покрытия для подводных трубопроводов без бетонного покрытия

Тип заводского покрытия труб	Тип покрытия монтажного стыка	f_i	Δf
FBE (наплавляемое эпоксидное покрытие)	Термоусаживающиеся манжета (HSS)	0,080	0,0035
	FBE	0,060	0,0030
3LPE (трехслойное полиэтиленовое покрытие)	HSS	0,009	0,0006
	FBE	0,008	0,0050
	3LPE	0,007	0,0005
3LPP (трехслойное полипропиленовое покрытие)	HSS	0,007	0,0003
	FBE	0,006	0,0002
	3LPP	0,005	0,0002
Теплозоляционные многослойные покрытия, включающие PE, PP или PU	Толстостенные многослойные покрытия, включающие PE, PP, PU, HSS или их комбинацию	0,002	0,0001

Таблица 8.4-4

Коэффициенты разрушения антикоррозионного покрытия для подводных трубопроводов с бетонным покрытием

Тип заводского покрытия труб	Заполнение монтажного соединения	Тип покрытия монтажного стыка	f_i	Δf
FBE (наплавляемое эпоксидное покрытие)	нет	HSS FBE	0,045 0,035	0,0025 0,0020
	да	HSS FBE	0,040 0,030	0,0020 0,0015
3LPE (трехслойное полиэтиленовое покрытие)	нет	HSS или FBE 3LPE	0,008 0,007	0,0005 0,0003
	да	HSS или FBE 3LPE	0,004 0,004	0,0002 0,0002
3LPP (полипропиленовое покрытие) трехслойное	нет	HSS или FBE 3LPP	0,008 0,007	0,0005 0,0003
	да	HSS или FBE 3LPP	0,004 0,004	0,0002 0,0002

Для обетонированных трубопроводов с теплоизоляцией коэффициенты разрушения покрытия должны назначаться по табл. 8.4-3 для случая теплозоляционных многослойных покрытий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ИСО 15589-2:2012. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Катодная защита систем трубопроводного транспорта. Часть 2. Морские трубопроводы.

2. ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования».

3. DNVGL-RP-F103 Cathodic Protection of Submarine Pipelines.

4. DNVGL-RP-B401 Cathodic Protection Design.

5. РД 31.35.07-83 Руководство по электрохимической защите от коррозии металлоконструкций морских гидротехнических сооружений в подводной зоне.

6. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.

7. ВСН 009-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установка электрохимзащиты, 1990.

8. Р Газпром 9.2-015-2012. Требования к электрохимической защите морских сооружений. — М.: ОАО «Газпром», 2014.

9. Р Газпром 9.2-038-2014. Методика расчета параметров катодной защиты морских объектов ОАО «Газпром» (трубопроводов, портовых сооружений, подводных добычных комплексов и морских платформ), 2017.

10. Р Газпром 9.2-026-2014 Защита от коррозии. Руководство по организации электрохимической защиты морских трубопроводов ОАО «Газпром».

9 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕРОВ РАСЧЕТОВ

Общие результаты проведенных расчетов по определению проектных параметров морского подводного трубопровода и его трассы, выбранных в качестве примера, представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Результаты расчетов по определению проектных параметров морского трубопровода

Параметр трубопровода	Значение
Наибольшая осадка трубопровода в донном грунте	11,5 см
Расчетное давление в трубопроводе	8,0 МПа
Наибольшее воздействие от течения	73,1 Н/м
Наибольшее воздействия от волн:	
горизонтальная нагрузка	505,09 Н/м
вертикальная нагрузка	1271,08 Н/м
Толщина стенки трубопровода	12 мм
Вес балластного покрытия для 1 пог. м в воде	2,55 кН/м
Плотность бетонного балластного покрытия	2700 кг/м^3
Рекомендуемый тип протектора и его материал	Браслетный из сплава АП4Н
Количество протекторов необходимое для защиты трубопровода	805 шт.
Срок службы трубопровода (протектора)	33 года
Шаг протекторов	180 м
Толщина протектора	80 мм
Наружный диаметр протектора	510 мм
Масса протектора	41 кг
Длина протектора	150 мм

10 МЕТОДЫ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ МОРСКИМИ ПОДВОДНЫМИ ТРУБОПРОВОДАМИ

10.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫХОДАМ МПТ НА БЕРЕГ

При проектировании морских трубопроводных систем объект строительства разделяется в соответствии с методами организации производства работ и оборудованием на следующие участки строительства: основной, прибрежные участки и участки пересечения береговой линии (см. рис. 10.1-1).

На основном участке производства работ могут применяться трубоукладочные суда (ТУС) III и IV поколений с возможностью укладки трубопровода на глубине от 20 м и более, на прибрежных участках могут применяться ТУС II поколения с возможностью укладки примерно от 5 м изобаты, а на участках пересечения с береговой линией, как правило, укладка производится протаскиванием трубопровода тем или иным способом.

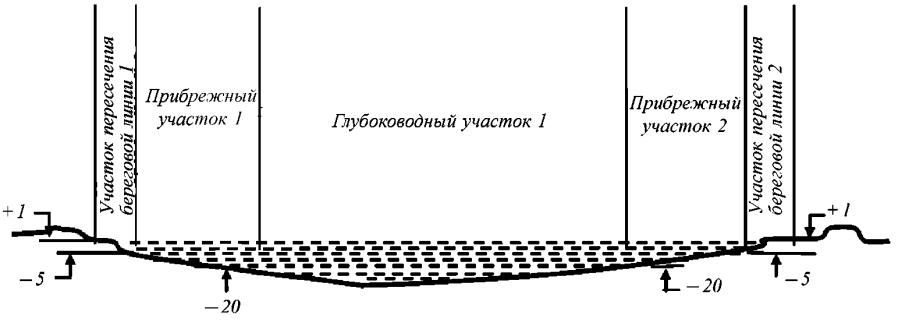


Рис. 10.1-1 Участки трассы морского трубопровода [3]

Одним из наиболее ответственных и трудоемких участков работ при строительстве морских трубопроводов является участок пересечения береговой линии. Строительные работы характеризуются вовлечением различных видов строительной техники и применением различных методов производства работ.

В настоящее время в РФ не существует нормативной документации или методических указаний по производству работ на участке пересечения береговой линии МПТ, что приводит к тому, что при реализации проекта принимаемая методика производства пересечения береговой линии зачастую является уникальной для каждого проекта. Требования к пересечениям трасс морских подводных трубопроводов с береговыми линиями приведены в 8.2.4 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.

На участке пересечения береговой линии возможны следующие характерные особенности, которые необходимо учитывать при выборе метода пересечения береговой линии:

интенсивное волновое воздействие на участке;

размыв грунта на участке строительства (приливы, течения);

возможное воздействие килей ледовых образований при экзарации дна;

хозяйственная деятельность (воздействие оборудования рыболовного промысла, якорей и т.д.);

необходимость применения дополнительных мер для обеспечения устойчивости трубопровода.

Все эти особенности приводят, как правило, к необходимости заглубления трубопровода на этом участке трассы.

При рассмотрении особенностей выходов МПТ на берег необходимо уделять внимание границе между морским и береговым участками. Как правило, в качестве такой границы выбирается:

фланцевое (или сварное) соединение первой запорной арматуры после выхода трубопровода на берег;

фланцевое (или сварное) соединение электроизолирующей вставки, электрически разъединяющей береговой и морской участки;

фланцевое (или сварное) соединение камеры приема/запуска средств очистки и диагностики.

10.2 МЕТОДЫ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ ПРИ УКЛАДКЕ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

В результате анализа переходов береговой линии выделяются следующие основные методы пересечения береговой линии при строительстве МПТ:

укладка трубопровода в предварительно подготовленную траншею в прибрежной зоне и на участке пересечения береговой линии;

использование метода наклонно-направленного бурения (ННБ);

использование метода туннелирования.

Укладка трубопровода в траншею производится одним из следующих способов протаскивания (рис. 10.2-1):

трубопровод монтируется на ТУС и протаскивается на берег с помощью лебедки ТУС и обратного блока, расположенного на берегу;

трубопровод монтируется на ТУС в море и затем протаскивается на берег при помощи лебедок на берегу;

трубопровод монтируется на берегу и протаскивается в море с помощью ТУС (или специализированного плавсредства: технологической платформы, понтона и т.п.), оборудованного лебедками.

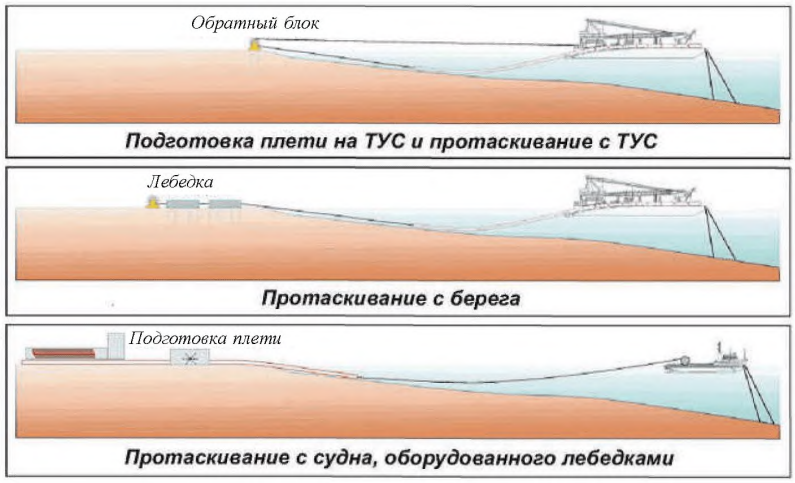


Рис. 10.2-1 Методы укладки трубопровода протаскиванием при постройке берегового перехода [3]

Работы по подготовке траншеи и укладка с протаскиванием с берега на затапливаемом береговом участке МПТ длиной более 8 км в Северной части Каспийского моря представлены на рис. 10.2-2. Формирование плети трубопровода осуществлялось на ТУС, обратная засыпка производилась грейферным земснарядом.

а) *б)*



Рис. 10.2-2 Грейферный земснаряд «Титан» при разработке траншеи (*а*)
и протаскивание на плаву трубопровода с берега (*б*)

Выбор технологии подготовки траншеи зависит от свойств донных грунтов (см. рис. 10.2-3).

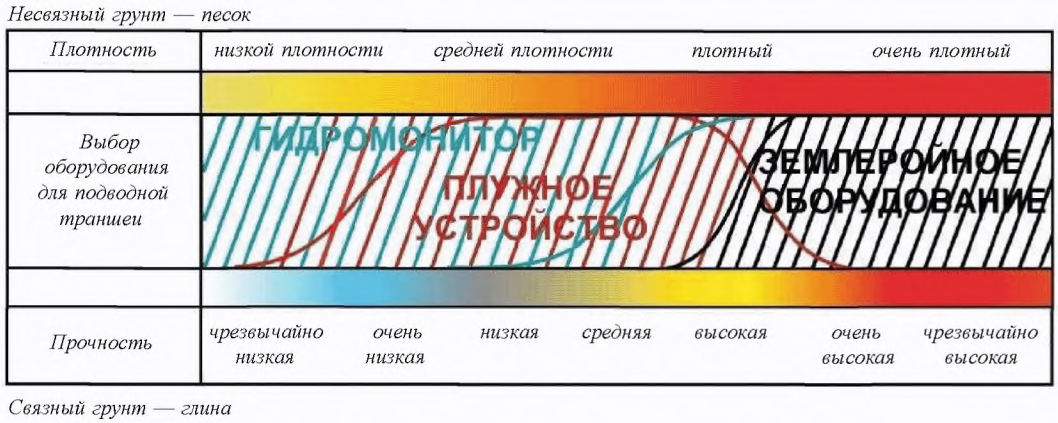


Рис. 10.2-3 Выбор технологии подготовки подводной траншеи [1]

В ряде случаев в траншее для укладки МПТ в районе береговой черты оборудуется коффердам — конструкция, как правило, в виде шпунтовой стенки, обеспечивающая целостность траншеи, защищающая строящиеся трубопроводы от волновых воздействий и замыва траншеи (см. рис. 10.2-4). После производства работ по прокладке и засыпке МПТ вся конструкция коффердама подлежит демонтажу.

Выбор трассы, места пресечения с береговой линией и величины заглубления МПТ в донный грунт должны сократить влияние литодинамических процессов на работоспособность и надежность трубопровода.

Среди динамических явлений, имеющих место в морском ледяном покрове, особое место занимает дрейф крупных ледовых образований, которые при взаимодействии с морским дном могут привести к его экзарации особенно в районе берегового выхода МПТ. В акваториях с сезонным ледяным покровом (замерзающие моря Каспийское, Балтийское, Охотское и т.д.) и на морском арктическом шельфе (Баренцево, Печорское, Карское моря, Байдарацкая губа и т.д.) при наличии признаков ледовой экзарации, выявленных в период изысканий инструментальными методами (подводная телевизионная съемка, сонарная съемка, водолазное обследование), заглубление МПТ по трассе, в т.ч. в районе пересечения с береговой линией, должно соответствовать требованиям 8.3 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.



Рис. 10.2-4 Коффердам для протаскивания трубопровода на берег на Киринском месторождении о. Сахалин

В некоторых случаях применение метода открытой траншеи на участке целесообразней заменить пересечением береговой линии методом ННБ. Метод ННБ применяется в случаях, когда геологические условия не позволяют эффективное проведение земляных работ. Этот метод позволяет пересекать отвесный берег, а также объекты на берегу. Пересечение береговой линии с применением ННБ характеризуется наименьшим ущербом окружающей среде по сравнению с методом открытой траншеи. Указанные выше методы протаскивания применяются и при протаскивании трубопровода в скважину, подготовленную методом ННБ, или в туннель.

Строительство прибрежных участков МПТ методом ННБ предпочтительно при обрывистых берегах, сильных течениях и значительных волновых воздействиях, когда устройство траншей для заглубления трубопровода представляет большие сложности (см. рис. 10.2-5). Кроме того, строительство трубопровода методом ННБ на участке пересечения береговых линий может быть обусловлено наличием коренных пород с грядами на прибрежных участках, требующих заглубления трубопровода, и необходимостью прокладки трубопровода через значительное количество коммуникаций.

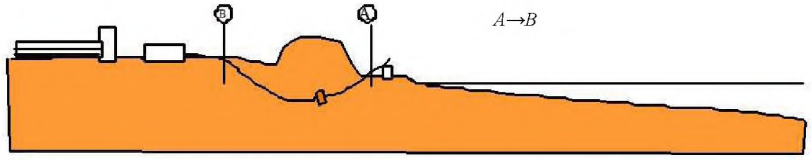
Как правило, при использовании метода ННБ укладка трубопровода выполняется в защитном кожухе. Для этой цели может быть использована стальная обсадная труба, устанавливаемая на всю длину скважины ННБ. Защитный кожух обеспечивает отсутствие повреждений или блокировок трубопровода при прокладке, также отсутствует риск возможности обвала стенок ствола скважины.

При использовании метода ННБ необходимо учитывать следующее:

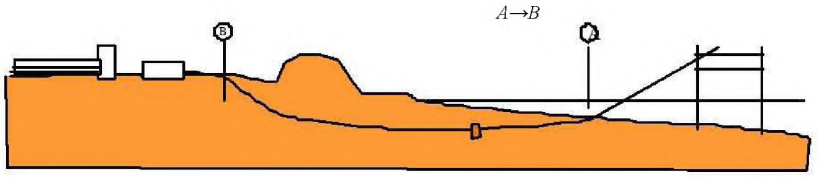
удерживание и удаление бурового раствора;

секционирование антикоррозионной системы покрытия трубопровода с высокой стойкостью к истиранию и низкому поверхностному трению;

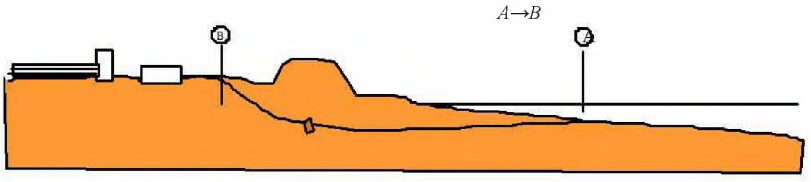
обеспечение устойчивости трубопровода перед протаскиванием в пробуренную скважину.



1. ННБ со стороны пляжа с разработкой траншеи в прибрежной зоне



2. ННБ с буровой установки, установленной на морской буровой платформе



3. ННБ с суши с выходом в море

Рис. 10.2-5 Методы ННБ при пересечении береговой линии [3]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Decommissioning of Pipelines in the North sea region / Association Limited, trading as Oil & Gas UK, Aberdeen, 2013.

2. Рекомендации по оценке безопасности магистрального газопровода при проектировании. — М.: ОАО «Газпром», 2000.

3. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.

4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

5. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*.

6. СП 108-34-97 Сооружение подводных переходов.

7. DNVGL-ST-F101 Submarine Pipeline Systems, 2017.

11 МЕТОДЫ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

11.1 ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ К ПЕРЕСЕЧЕНИЯМ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В настоящем разделе приведены требования отечественных и зарубежных нормативных документов в части пересечений трубопроводов, в том числе подводных, с другими трубопроводами и кабелями: СП 36.13330.2012 [4], СП 86.13330.2014 [5], СП 18.13330.2011 [10], ГОСТ Р 54382-2011 [6], ГОСТ Р ИСО 13623:2009 [7], DNVGL-ST-F101 [12], ABS [15], LR [16], ASME B31.4 [13], BS 8010:3 [14] (см. табл. 11.1-1 и 11.1-2).

Таблица 11.1-1

Требования к пересечению подводных трубопроводов

Отечественные				
СП 36.13330.2012	СП 86.13330.2014	ГОСТ Р 54382-2011	СП 18.13330.2011	ГОСТ Р ИСО 13623:2009
Угол пересечения минимум 60°. Расстояние между трубопроводами в свету не менее 0,35 м.	Укладка строящихся трубопроводов протаскиванием под действующими коммуникациями	Расстояние между трубопроводами в свету не менее 0,3 м. Установка опорных конструкций или гравийной подушки	Расстояние между трубопроводами в свету 0,2 — 0,4 м. Расстояние в свету между трубопроводами и кабелями не менее 0,5	Угол пересечения 90°. Установка матов и других средств постоянного разделения (при необходимости)

Зарубежные			
DNVGL-ST-F101	ABS	LR [16]	ASME B31.4-2016
Пересечения между трубопроводами или трубопроводами и кабелями должны быть разделены по вертикали минимум на 0,3 м. Требуется оценка возможных электрических помех, а также их последствия. Разработка спецификации узла пересечения.	В соответствии с требованиями ASME B31.4 пересечения между новыми и существующими трубопроводами должны быть разделены по вертикали как минимум на 1,0 фут (0,3 м). Профиль пересечения трубопровода должен быть проверен на воздействие локальных эксплуатационных и внешних нагрузок. Устойчивость опор проверяется на скольжение и опрокидывающий момент. В проекте пересечений также учитываются несущая способность грунта и требования к дополнительным опорам для уменьшения или предотвращения возникновения безопорного пролета.	Как правило, следует избегать пересечения трубопроводов и кабелей. В местах, где пересечение необходимо, оператор трубопровода или кабеля, который будет пересечен, должен получить соответствующие рекомендации, а метод, место и время пересечения должны быть согласованы обоими операторами. Необходимо учесть возможное взаимодействие системы катодной защиты и двух трубопроводов. При проектировании пересечения необходимо обеспечить физическое разделение двух трубопроводов, которое будет постоянно сохраняться.	При проектировании подводных пересечений трубопроводов минимальное расстояние между двумя коммуникациями должно составлять 12 дюймов (300 мм). Разделение двух трубопроводов по диэлектрическим свойствам должно быть рассмотрено в ходе проектирования пересечений трубопровода. Осадка грунта, эрозия и циклические нагрузки должны быть учтены при проектировании пересечений трубопровода для обеспечения сохранения данного расстояния в течение расчетного срока эксплуатации обоих трубопроводов.

Таблица 11.1-2

Требования зарубежных нормативных документов относительно пересечений МПТ с другими коммуникациями

Угол пересечения между коммуникациями	не менее 30° и по возможности близким к 90°
Расстояние в свету между коммуникациями	не менее 0,3 м
Разработка грунта в районе пересечения для предотвращения повреждения рекомендуется осуществлять гидромониторами.	
Укладка проектируемых трубопроводов предусматривается под действующими трубопроводами посредством их протаскивания в подготовленную траншею.	

Требования к пересечению незаглубленных и заглубленных в донный грунт трубопроводов и кабелей, разработанные на основании сравнительного анализа приведенных выше документов и опыта рассмотрения РС проектной документации МПТ, указаны в 8.2.3 части I «Морские подводные трубопроводы» Правил МПТ.

11.2 ПРИМЕРЫ КОНСТРУКТИВНОГО ОФОРМЛЕНИЯ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В регионах, где ведется активная разработка подводных месторождений, включая обустройство системы подводных трубопроводов различного назначения (например, Северное море, Мексиканский залив и т.д.), неизбежны пересечения трасс морских трубопроводов. В программах по выводу из эксплуатации морских месторождений в этих регионах приведены конструктивные решения по обустройству месторождений и рассмотрены некоторые методы пересечений подводных коммуникаций [1], [2].

Примеры конструктивного оформления пересечений, в зависимости от заглубления трубопровода приведены на рис. 11.2-1 и 11.2-2. Рассмотрены различные варианты изменения конфигурации трубопроводов, причем отдельно учитывается возможность демонтажа каждого из пересекающихся трубопроводов, например, для утилизации (так называемые участки трубопроводов 3-й категории — трубопроводы, планируемые для выведения из эксплуатации согласно DNVGL-RP-F107).

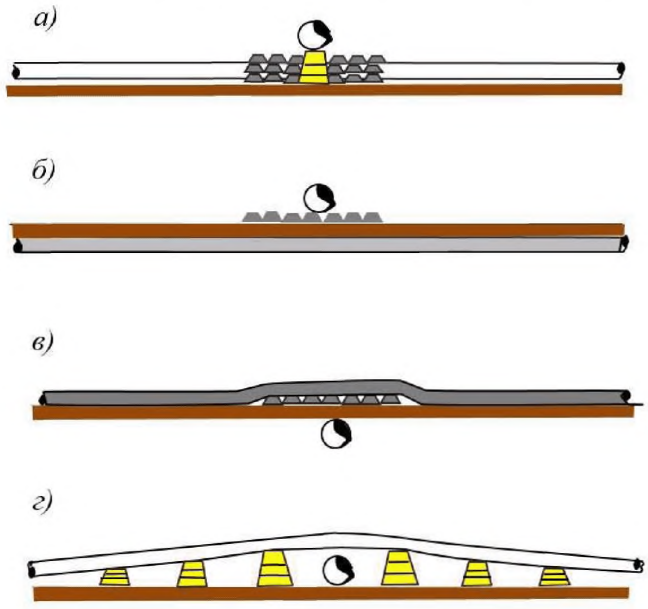


Рис. 11.2-1 Примеры пересечений подводных трубопроводов [1]:
а — незаглубленный трубопровод пересекает незаглубленный трубопровод 3-й категории — демонтаж (заглубление) не представляется возможным; *б* — незаглубленный трубопровод пересекает трубопровод 3-й категории — с демонтажем объектов 3-й категории;
в — пересечение трубопроводом 3-й категории заглубленного трубопровода;
г — пересечение трубопроводом 3-й категории работающего незаглубленного трубопровода.

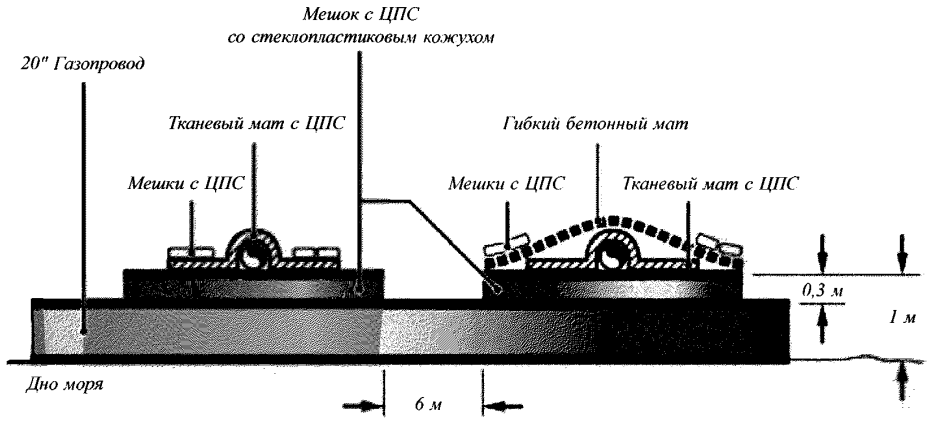


Рис. 11.2-2 Примеры конструктивных решений по пересечениям подводных трубопроводов [2]

Пересечения, как правило, выполняются с использованием гибких бетонных матов, мешков с цементно-песчаной смесью (ЦПС) или специальных конструкций из литого бетона. Между двумя трубопроводами при пересечении должен соблюдаться минимальный зазор 300 мм; бетонный мат обеспечивает требуемый зазор и защиту между двумя трубами. Выбор материала для строительства пересечения зависит от требуемой высоты пересечения трубопровода. Для пересечения трубопроводов большого диаметра изготавливаются специальные бетонные конструкции.

Пересечение трубопроводов на временно затапливаемых (обводненных) территориях или болотистой местности допускается в соответствии с положениями соответствующих нормативных документов [11]. На рис. 11.2-3 изображен типовой вариант пересечения в насыщенных водно-болотных угодьях с сегрегацией верхнего слоя почвы (что может быть характерно для участков выхода морского подводного трубопровода на берег). Строительное оборудование, используемое при укладке на водно-болотных угодьях, ограничивается сроками использования, технологическими габаритами, необходимыми для рытья траншеи, изготовления и укладки трубопроводов и обратной засыпки траншеи. Также ограничиваются сроки восстановления верхнего слоя почвы.

В районах, где для доступа к трубопроводу, машины (механизмы) перемещаются по водонасыщенной или болотистой местности, поверхностный слой грунта должен быть достаточно прочным для сооружения временных транспортно-монтажных путей. Схема прокладки трубопровода в подобных условиях представлена на рис. 11.2-4 [4].

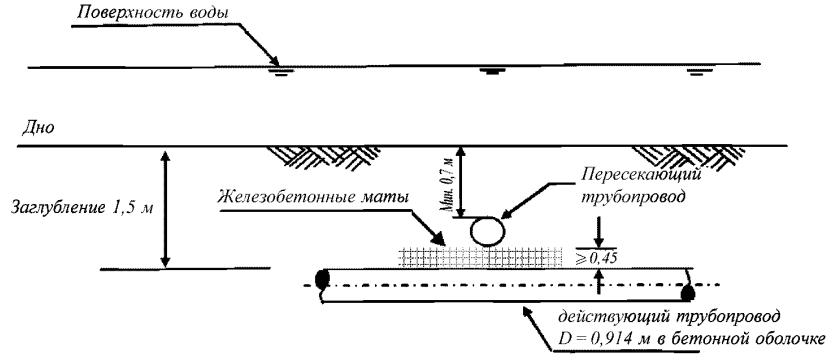


Рис. 11.2-3 Пересечение трубопроводов в обводненном грунте или болотистой местности

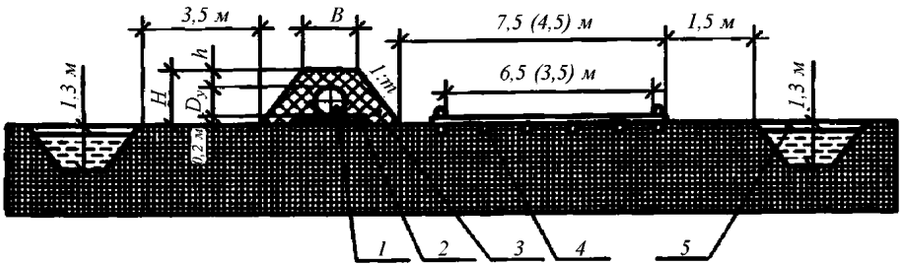


Рис. 11.2-4 Схема прокладки трубопровода по поверхности обводненного грунта или болотистой местности:
1 — трубопровод; *2* — торфяная или хворостяная подготовка; *3* — обвалование песчаного грунта или торфа;
4 — лежневая дорога; *5* — противопожарная канава

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Decommissioning of Pipelines in the North sea region/Association Limited, trading as Oil & Gas UK, Oil & Gas UK (Aberdeen), 2013.

2. DON-BP-001 Don Field Decommissioning Programme, BP, 2011.

3. DNVGL-RP-F116 Integrity management of submarine pipeline systems.

4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

5. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*.

6. ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.

7. ГОСТ Р ИСО 13623:2009 Нефтяная и газовая промышленность. Системы трубопроводного транспорта.

8. СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95.

9. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.

10. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

11. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы (разд. 9 «Прокладка трубопроводов в особых природных условиях»).

12. DNVGL-ST-F101 Submarine Pipeline Systems, 2017.

13. ASME B31.4-2016 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.

14. BS 8010-3:1993 Pipelines subsea: Design, Construction and Installation.

15. ABS Guide for Building and Classing Subsea Pipeline Systems, 2006 (updated in February 2014).

16. Construction and Classification of Submarine Pipelines, Lloyd's Register, 2008.

12 РЕМОНТ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

По мере возрастания срока эксплуатации существующих подводных трубопроводных систем на территории РФ вопрос ремонта МПТ приобретает все большую актуальность как в отношении совершенствования нормативно-технической базы, так и развития техники и технологий проведения ремонтных работ на таких объектах. При этом нормативная база должна совершенствоваться по двум направлениям:

.1 технические требования к осуществлению всего спектра возможных ремонтных работ для подводных трубопроводов;

.2 нормирование технического состояния подводного трубопровода для следующих целей:

ранжирования уровней технического состояния трубопровода в зависимости от уровня дефектности и прогнозирования срока эксплуатации трубопровода с дефектом того или иного вида;

выбора типовых ремонтных работ, соответствующих выявленному техническому состоянию трубопровода и типовым дефектам;

планирования проведения ремонтных и диагностических работ в зависимости от установленного уровня технического состояния для приобретения оборудования и материалов, выбора подрядчиков и т.д.

Таким образом, проблема ремонта и технического обслуживания морских подводных трубопроводов с учетом вышеизложенных положений является ключевой для обеспечения бесперебойного функционирования трубопроводной системы с требуемыми рабочими параметрами на протяжении всего проектного срока эксплуатации. Указанный комплексный подход (управление целостностью трубопровода) согласно ISO 19345-2 [14] представлен на рис. 12.1.

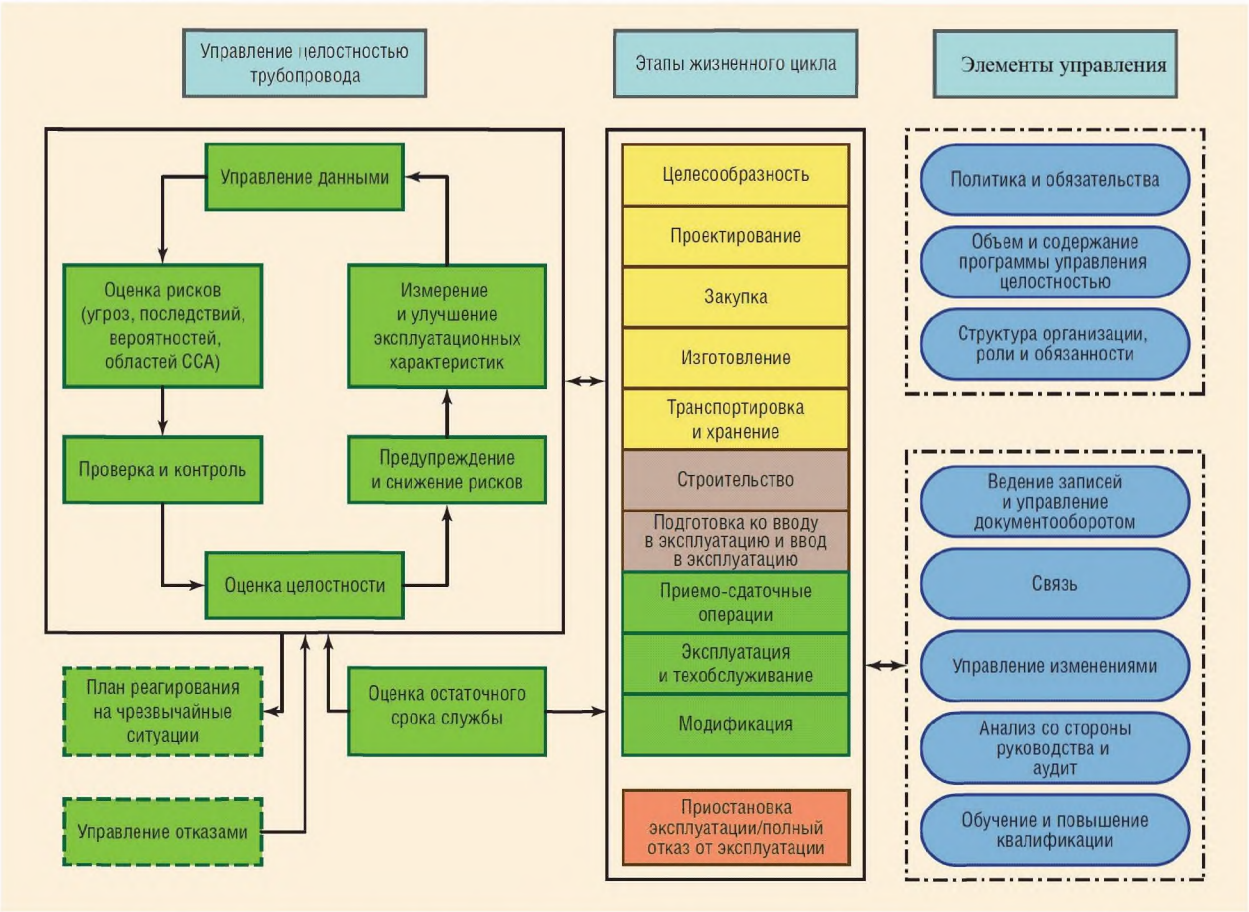


Рис. 12.1 Программа управления целостностью морского подводного трубопровода согласно ИСО 19345-2

Подобный еще более комплексный и глубокий подход воплощен в практической деятельности и нормативной базе DNV GL (например, DNV-RP-F116 [16] и DNVGL-RP-F113 [15]), а также в многочисленных реализованных технологиях и устройствах для проведения ремонтных работ, в т.ч. без привлечения водолазов («diverless») для глубоководных подводных объектов (см. 12.2 и 12.3).

12.1 ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОЕКТНОГО (ИЛИ БЕЗОПАСНОГО) ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА/В ДОННОМ ГРУНТЕ, ВКЛЮЧАЯ СВОБОДНЫЕ ПРОЛЕТЫ НЕДОПУСТИМОЙ ДЛИНЫ

Восстановление проектного (или безопасного) положения трубопровода на/в донном грунте, включая свободные пролеты недопустимой длины, а также устройство предварительно вырытых траншей и заглубление подводного трубопровода, подразумевает применение различного вида специализированных плавсредств и оборудования для подводных земляных работ (например, комплексное устройство компании Saipem S.p.A. для заглубления и обратной засыпки подводного трубопровода — см. 7.6). Однако, как показывает опыт ремонтно-восстановительных работ на подводных трубопроводных системах в РФ (как на подводных переходах через водные преграды, так и на морских подводных трубопроводах), данные работы выполняются в основном с привлечением водолазов и средств механизации для подводно-технических работ. Это объясняется прежде всего тем, что данные дефекты возникают в основном в результате воздействия волнения и течений в морской прибрежной зоне или реках, где ввиду небольших глубин использование водолазного оснащения представляется возможным.

Устранение провисаний трубопровода осуществляется путем заполнения размывов (пустот) под трубопроводами камнем, щебнем и/или укладкой габионов, гибких бетонных матов, мешков с песком и ЦПС, а также путем намыва донного грунта. Доставка камня, щебня или габионов/матов к месту подбивки выполняется в баржах, при этом в практике российских подрядчиков, как правило, используются водолазы и плавучие краны для работы с габионами, матами и мешками с ЦПС.

Типовая схема устранения провисаний и/или размывов (оголений) подводных трубопроводов при использовании мешков с ЦПС представлена на рис. 12.1-1 и с применением габионов или гибких бетонных матов — на рис. 12.1-2 [12].

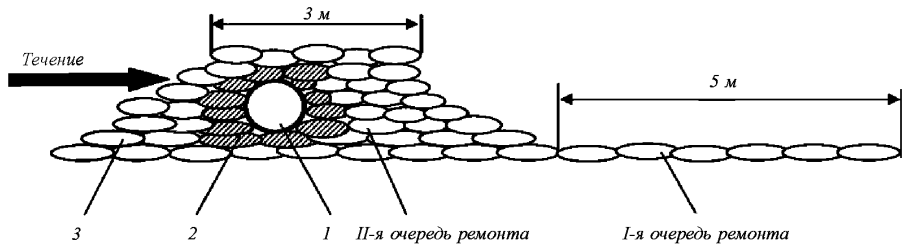


Рис. 12.1-1 Схема ремонта оголенных и провисших участков МПТ с применением мешков с песчано-цементной смесью:
1 — трубопровод; *2* — мешки с песком; *3* — мешки с ЦПС

Уклон передней (по направлению течения или воздействия волн) поверхности кладки из мешков с ЦПС должен составлять 1:1, уклон задней поверхности — 1:2.

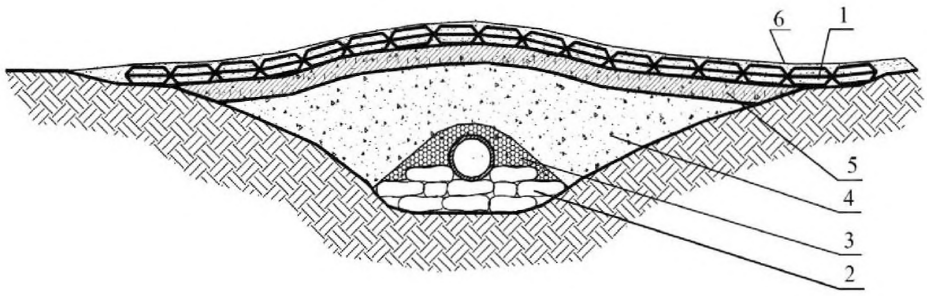


Рис. 12.1-2 Схема ремонта размыва с использованием гибких бетонных матов:
1 — элемент гибкого бетонного мата; *2* — мешки с песком или ЦПС; *3* — мягкий грунт (песок);
4 — насыпной грунт; *5* — щебень; *6* — песок

Для глубоководных трубопроводных систем, где использование водолазов для подводных земляных работ не представляется возможным, подобные дефекты трубопроводов ликвидируются применением специализированного оборудования (см. рис. 12.1-3).

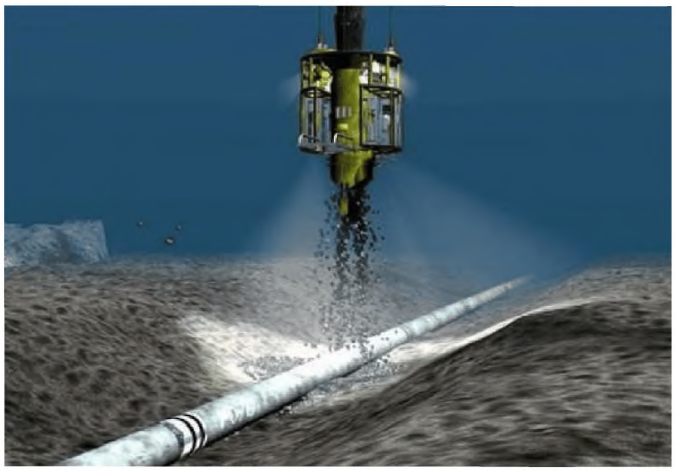


Рис. 12.1-3 Подбивка трубопровода на глубоководном участке

12.2 РЕМОНТНЫЕ СИСТЕМЫ КОМПАНИЙ NORD STREAM AG И SAIPEM S.P.A.

12.2.1 Ремонтная система компании Nord Stream AG.

Подводный газопровод Nord Stream является уникальной для РФ подводной транспортной системой как по параметрам транспорта природного газа, так и по организации технической эксплуатации.

В ходе постройки трубопроводной системы компанией Nord Stream AG были проведены детальные оценки рисков для этапа проектирования, строительства и эксплуатации, принимая во внимание следующие факторы:

точный маршрут трубопровода;

характеристики основных материалов для строительства трубопровода;

морфология морского дна;

количество и размеры судов, пересекающих трубопровод;

размер и тип якоря, используемого комплексом судов, проходящих через Балтийское море;

масштабы и типы используемого рыболовного оборудования, которые могут соприкасаться с трубопроводом;

выводы и рекомендации исследований, проведенных в отношении других морских трубопроводов, эксплуатирующихся в Северном море.

Таким образом были определены сценарии происшествий, для которых была разработана так называемая «Стратегия ремонта трубопровода Nord Stream» в зависимости от развития того или иного происшествия и/или аварии (Nord Stream Offshore Pipeline Repair Strategy) (см. табл. 12.2.1).

Таблица 12.2.1

Уровни ремонтных работ (технического обслуживания) подводного газопровода Nord Stream

TYPE OF SERVICE	REFERENCE DESCRIPTION
TYPE 1	FIRST REACTION + DAMAGE ASSESSMENT External Inspection
TYPE 2	MAINTENANCE / REMEDIAL WORKS e.g. rock placement for stabilisation; free span correction; pipeline protection; anode replacement…other
TYPE 3	LOCAL Damage Repair Externally fitted 48" dia. Repair Clamp
TYPE 4	SHORT Damage Repair Section replacement up to 2 pipe joints ~24m
TYPE 5	LONG Damage Repair Section replacement - hundreds of metres to several kilometres

Уровни технического обслуживания подводного газопровода Nord Stream во многом идентичны понятию «техническое состояние». Стратегия ремонта трубопровода Nord Stream предусматривает следующие виды ремонтов (помимо различного рода диагностических работ):

техническое обслуживание/текущий (планово-предупредительный) ремонт;

местный ремонт (с применением ремонтных муфт);

краткосрочный восстановительный ремонт (замена до 2-х труб);

продолжительный восстановительный ремонт (замена плети трубопровода более 100 м).

Данные виды ремонтов должны обеспечиваться соответствующим набором технических средств для осуществления ремонтов различного уровня, четко регламентированными организационно-технологическими процедурами и подбором подрядчика для выполнения работ.

Компанией Nord Stream AG в качестве генерального подрядчика на все виды ремонтных работ на основе открытого тендера выбрана компания Saipem S.p.A., которой будет осуществляться наблюдение за ремонтными работами в случае возникновения происшествия, требующего расследования и потенциального ремонта. Кроме того, компанией Saipem S.p.A. разработаны необходимые организационные/технологические процедуры и определено оборудование, необходимое для возврата, при необходимости ремонта, подводного газопровода к первоначальным проектным параметрам.

Также еще одним важным элементом Стратегии ремонта трубопровода Nord Stream является членство компании Nord Stream AG в пуле компаний, возглавляемом Statoil's Pipeline Repair and Subsea Intervention (PRSI) Pool, Nord Stream AG имеет доступ к ряду специализированных услуг и оборудованию, технически наиболее подходящих для выполнения подводных работ на трубах большого диаметра. Основной технологической системой в комплексе сервисной поддержки Nord Stream является Hyperbaric Welding System, которая уже использовалась на этапе строительства данного морского трубопровода для выполнения технологического захлеста (см. рис. 12.2.1).

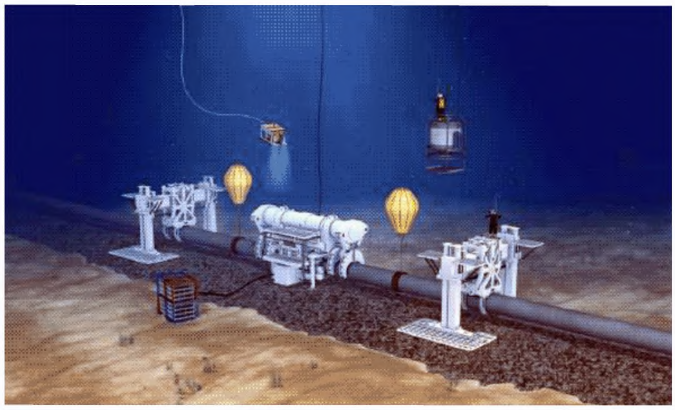


Рис. 12.2.1 Ремонтная система трубопровода Nord Stream
с использованием гипербарической сварки Hyperbaric Welding System

В качестве субподрядчиков в указанных работах запланировано участие компаний Technip и Deep Ocean.

12.2.2 Ремонтная система компании Saipem S.p.A.

Дистанционно управляемая система ремонта трубопроводов SiRCoS (итал. Sistema Riparazione Condotte Sotto marine) разработана компанией Saipem S.p.A. для итальянской нефтегазовой компании Eni. Данная ремонтная система позволяет обеспечивать проведение работ на сверхбольших глубинах, а также предназначена для применения в процессе прокладки и эксплуатации (технического обслуживания) трубопровода [11].

SiRCoS является комплексной системой ремонта проложенных на средних и больших глубинах трубопроводов, не предусматривающую участие водолазов в проведении работ ("diverless"). Данная система позволяет осуществлять монтаж муфты (хомута) на локальном повреждении, а также замену участка трубопровода в случае значительных повреждений.

SiRCoS имеет следующие основные технические характеристики:

максимальная глубина проведения ремонтных работ — 2200 м;

максимальный угол наклона дна 10° в поперечном направлении, 15° в продольном направлении (30° для ремонтного хомута/ремонтной муфты);

диаметр трубопровода для системы соединения 0,46 — 1,22 м;

диапазон толщин стенки трубы 17,4 — 41,0 мм;

материал трубы: сталь марок X60 — X70;

удаление антикоррозионного и бетонного покрытия трубы толщиной до 100 мм.

В набор компонентов, необходимых для восстановления работоспособности трубопровода, входят:

ремонтная муфта (хомут) для устранения незначительных локальных повреждений (утечек и деформаций);

катушка, используемая для замены участков трубопровода;

концевые соединители.

Одна катушка и два концевых соединителя — минимальный комплект, устанавливаемый на трубопровод в случае значительного повреждения, требующего вырезки трубопровода, с применением телеуправляемого подводного аппарата (ROV) с навесным гидросиловым блоком.

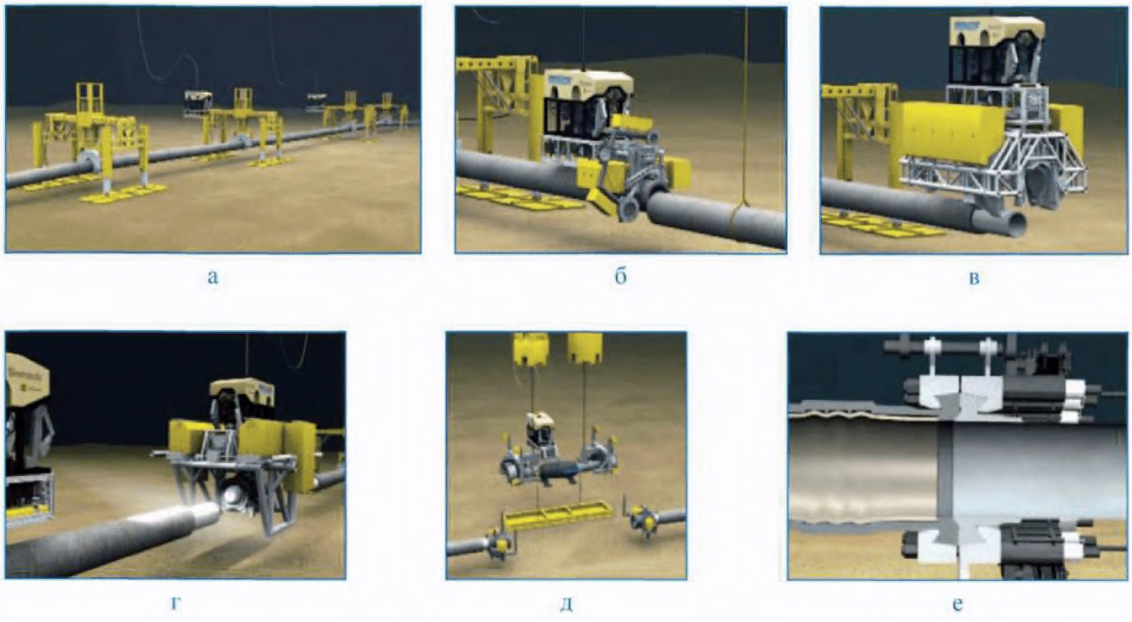


Рис. 12.2.2 Поэтапная последовательность замены участка морского подводного трубопровода системой ремонта трубопроводов SiRCoS:
а — подъем участков трубопровода с помощью четырех *H*-образных опор;
б — обрезка и удаление поврежденного участка трубопровода; *в* — удаление бетонного утяжеляющего покрытия;
г — монтаж коннекторов (концевых соединителей); *д* — позиционирование и монтаж трубной вставки с помощью монтажного модуля; *е* — узел соединения

Соединение между концевым соединителем и концом трубы обеспечивается за счет запрессовки, при этом запрессовочное устройство с использованием морской воды в качестве рабочей среды создает достаточное давление внутри полости трубопровода для его обжима в концевом соединителе. Таким образом стенка трубы пластически деформируется на внутренней поверхности концевого соединителя, который подвергается упругому расширению (см. рис. 12.2.2, *е*), создавая при этом надежное герметичное соединение.

12.3 ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕМОНТА ОТДЕЛЬНЫХ ДЕФЕКТОВ, ГРУПП ДЕФЕКТОВ, ДЕФЕКТНЫХ СЕКЦИЙ (УЧАСТКОВ) СТАЛЬНЫХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

12.3.1 На рис. 12.3-1 приведены и систематизированы в настоящее время применяемые на практике на шельфовых месторождениях РФ методы и технологии ремонта подводных трубопроводных систем, которые могут применяться отечественными подрядными организациями.

По сравнению с примерами ремонтных систем или специальными устройствами для осуществления ремонта МПТ (см. 12.2), в т.ч. глубоководных, методы и технологии, указанные на рис. 12.3-1, соответствуют параметрам освоенных в настоящее время российских углеводородных месторождений на морском шельфе и техническим возможностям отечественных подрядных организаций.

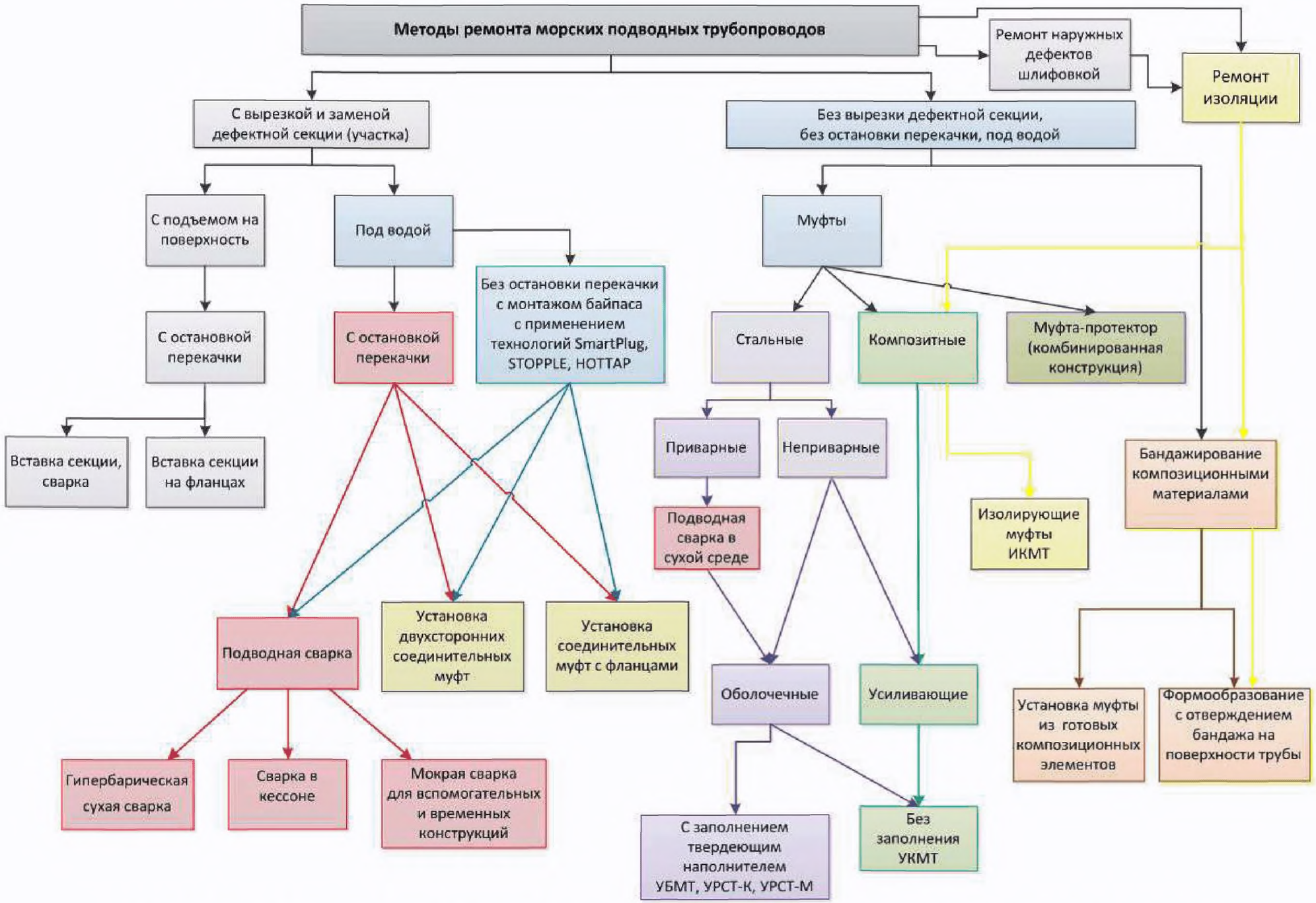


Рис. 12.3-1 Методы и технологии ремонта подводных трубопроводов на шельфовых месторождениях углеводородов на территории РФ

На рис. 12.3-2 приведены некоторые устройства для осуществления ремонтных работ на морских подводных трубопроводах, одобренные РС. Все указанные устройства применены на практике в процессе ремонта подводных трубопроводных систем. Среди таких устройств выделяются следующие:

усиливающие композитные муфты трубопроводов SMART LOCK (УКМТ) (см. рис. 12.3-2, *а*);

усиливающая муфта-протектор с бетонным бандажированием (УБМТ) (см. рис. 12.3-2, *б*);

устройство для ремонта стальных трубопроводов различного назначения (УРСТ-М) (см. рис. 12.3-2, *в*);

устройство для ремонта криволинейных участков стальных трубопроводов различного назначения УРСТ-К (см. рис. 12.3-2, *г*);

изолирующие композиционные муфты (протекторы) трубопроводов SMART WRAP (ИКМТ) (см. рис. 12.3-2, *д*).

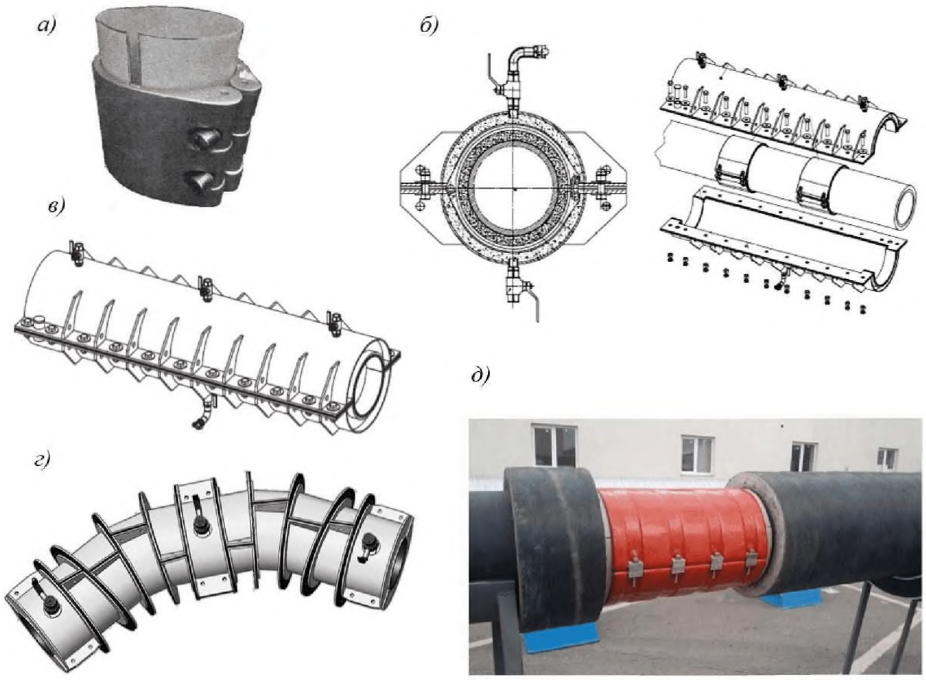


Рис. 12.3-2 Устройства для ремонта подводных трубопроводов, одобренные РС

Указанные выше устройства для осуществления ремонтных работ на морских подводных трубопроводах имеют положительные заключения экспертиз промышленной безопасности и Свидетельства о типовом одобрении (СТО), выданные РС.

В отечественной практике проведения ремонтных работ на подводных переходах магистральных газопроводов и морских подводных трубопроводов с 2008 г. используется построенное на предприятии АО «Завод Нижегородский Теплоход» специализированное плавучее средство (СПРС-К) проекта 91030, имеющее следующие основные характеристики:

длина, м	42,0
ширина, м	16,7
высота борта, м	4,3
осадка, м	2,6
автономность, сут	15

водоизмещение со 100 % запасами, т	1426
мощность энергетической установки, кВт	3 × 150
экипаж, чел	11

Судно оснащено опорно-подъемным устройством, предназначенным для его подъема над поверхностью воды на четырех опорах с целью исключения воздействия течения воды, ветра и волн на корпус во время выполнения ремонтных работ (аналогично самоподъемным плавучим буровым установкам) (см. рис. 12.3-3). Высота подъема СПРС-К над поверхностью воды может достигать до 2,0 м. Сварочно-монтажная камера (СМК) предназначена для проведения работ по восстановлению поврежденных участков подводных трубопроводов диаметром 500 — 1420 мм на глубинах до 24 м по принципу «Cofferdam Welding». СМК оснащена специальными системами, обеспечивающими ее герметизацию на трубопроводе и осушение. В рабочем положении СМК сообщается с судном при помощи сборной многосекционной переходной шахты.

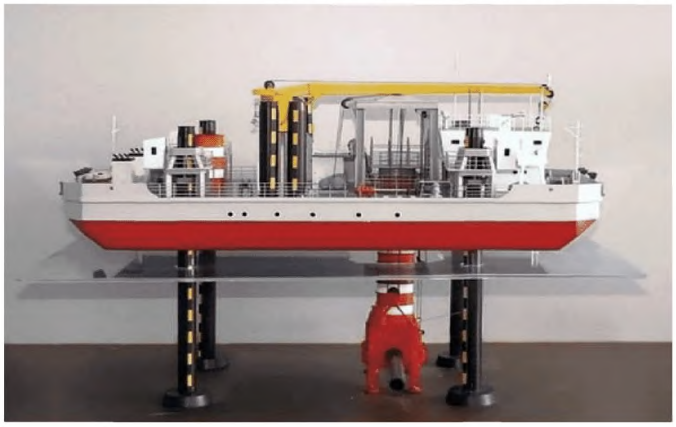


Рис. 12.3-3 Специализированное плавучее ремонтное средство СПРС-К (проект 91030)

Работа СМК обеспечивается следующими устройствами:
спускоподъемное;
грунтоопорное;
ориентации СМК при посадке на трубопровод;
фиксации на трубопроводе;
крепления и уплотнения нижней части СМК;
система осушения/заполнения;
устройство фиксации трубопровода в камере.

При выполнении ремонтных работ СМК оснащается высокопроизводительным газорезательным и электросварочным специализированным оборудованием. Для установки отдельных секций при сборке переходной шахты, монтажа опор опорно-подъемного устройства и прочих операций на палубе СПРС-К установлен кран грузоподъемностью до 16 т, с вылетом стрелы 22 м. Для точной ориентации над трубопроводом судно имеет подруливающие устройства и оснащено спутниковой системой наведения. На судне предусмотрен полный комплект водолазного оборудования, систем и оснастки.

12.3.2 Обслуживание систем морских подводных трубопроводов за пределами РФ осуществляется следующими основными разработчиками и поставщиками специализированного оборудования для ремонта морских подводных трубопроводов: T.D. Williamson, Inc. (США), Acer Solution ASA (Норвегия), Cameron International Corporation (США), Oil States HydroTech, Inc., Subsea 7 S.A., Hydratight, Ltd. (Великобритания), Oceaneereng International, Inc., Furmanite Corporation (США) и т.д.

Из состава поставляемого указанными компаниями оборудования следует отметить нижеследующее.

В настоящее время компания T.D. Williamson, Inc. является мировым лидером в производстве беспривязных дистанционно управляемых затворов типа SmartPlug, перемещаемых внутри трубопроводов. Подобные устройства предназначены для отсечения участков трубопроводов, подлежащих ремонту или техническому обслуживанию, в т.ч. криволинейных с радиусом изгиба до 1,5 диаметров трубопровода, и при сохранении в трубопроводной системе рабочего давления транспортируемой среды (до 21 МПа), в качестве которой могут быть сырая нефть, газ, газоконденсат, гликоль, нефтепродукты и т.д. (см. рис. 12.3-4).

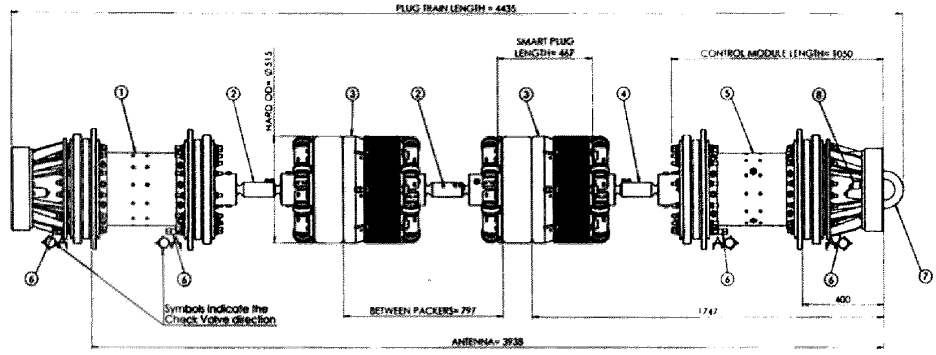


Рис. 12.3-4 Общий вид и компоновка затвора 2 × 24" типа SmartPlug:
1 — модуль управления; *2* — шарнирное соединение с фланцем; *3* — модуль затвора с пакером; *4* — шарнирное соединение; *5* — модуль управления; *6* — обратный клапан; *7* — рым-болт; *8* — гайка рым-болта

Управляемый затвор диаметром 24 дюйма (610 мм) 2 × 24" типа SmartPlug используется для обслуживания и ремонта подводного газопровода «Голубой поток» («Blue Stream») через Черное море из РФ в Турцию: замены запорных задвижек на газокомпрессорной станции «Береговая» на российской территории без остановки процесса транспорта газа при давлении 7,0 МПа. Комплект поставляемых устройств, как правило, состоит из:

двух управляемых затворов типа SmartPlug, каждый из которых представляет из себя сцепку, состоящую из двух затворов (SmartPlug) и двух управляющих модулей (Pigging — Control Module);

оборудования для управления работой на базе персонального компьютера, приемо-передающих антенн для дистанционного управления работой затвора, которое позволяет управлять затвором на расстоянии до 240 км при заглублении трубопровода в грунт морского дна до 9,0 м.

В отдельных случаях, например, в случае невозможности остановки перекачки продукта по трубопроводу, в обход ремонтируемого участка трубопровода должна быть предварительно установлена байпасная линия, технология монтажа которой также разработана компанией T.D. Williamson, Inc., причем установка устройств может быть осуществлена ROV без участия водолазов (см. рис. 12.3-5).

Одним из основным средств ремонта подводных трубопроводов являются стальные обжимные муфты, которые устанавливаются на трубопровод без применения сварки (см. табл. 12.2.1). Ремонтные муфты представляют собой стальную конструкцию в форме полого цилиндра, разделенного вдоль на две одинаковые половины с двойными уплотнительными элементами, комплектом поперечных и продольных крепежных элементов, деовализирующими кольцами и устройством предотвращения осевого смещения (см. рис. 12.3-6) [5]. Двойное эластомерное уплотнение позволяет выполнять испытания на прочность и герметичность после монтажа мутфы в межуплотнительной полости самой муфты без повышения давления в основном трубопроводе, что существенно сокращает, упрощает и удешевляет процедуру ремонта.

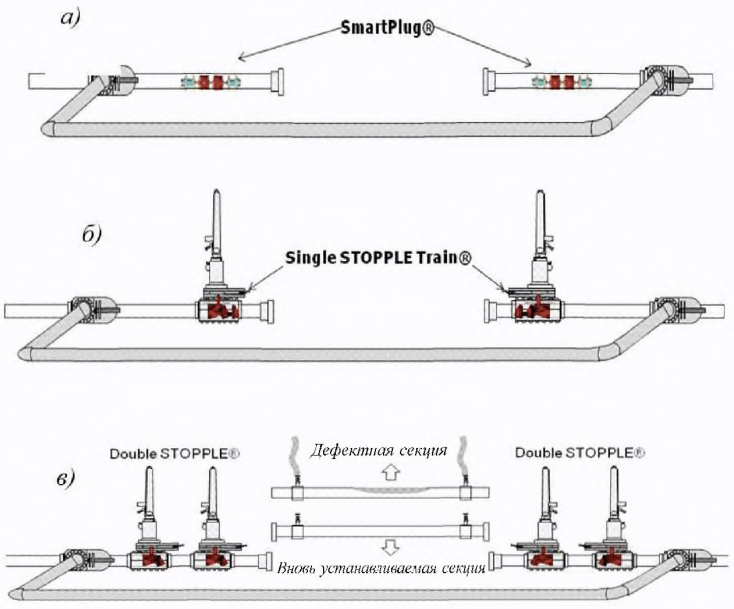


Рис. 12.3-5 Сооружение байпасной линии с использованием запорных устройств SmartPlug (*а*), технологии врезки Hot Tapping с применением устройств Single STOPPLE Train (*б*) и Double STOPPLE Train (*в*)

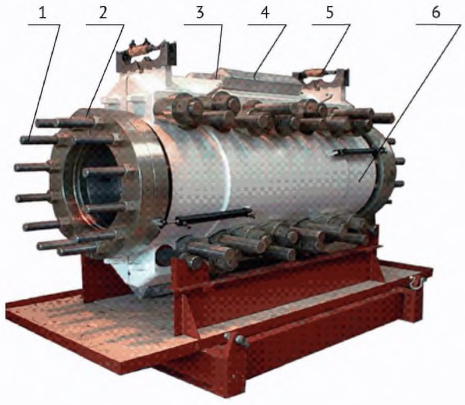


Рис. 12.3-6 Ремонтная несварная муфта:
1 — резьбовая шпилька осевого крепежного элемента; *2* — устройство предотвращения осевого смещения; *3* — подъемная проушина; *4* — анод протекторной защиты; *5* — гидравлический домкрат; *6* — корпус хомута

Муфты изготавливаются различной длины для трубопроводов диаметром от 51 мм до 1420 мм. У муфт простой конструкции герметизация поврежденного участка трубопровода обеспечивается за счет обжатия уплотнений непосредственно корпусом муфты при ее монтаже. Также могут быть предусмотрены дополнительные конструкции для обеспечения необходимого обжатия уплотнений при герметизации поврежденного участка МПТ. Для ремонта гнутых отводов в составе трубопровода выпускаются разновидности криволинейных муфт.

При проведении ремонта МПТ на больших глубинах (более 120 м) для установки муфт используются только ROV рабочего класса, при этом элементы крепежа муфт рассчитаны на работу манипуляторов ROV.

12.4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

12.4.1 Внутритрубная диагностика (ВТД) является наиболее информативным методом выявления и измерения дефектов как по объему, так и по качеству получаемых данных. В некоторых случаях ВТД является единственным способом выявления дефектов.

Метод ВТД позволяет следующее:

проводить обследования геометрии трубопровода, что позволяет выявлять вмятины, изломы, гофры, овальности, а также различные геометрические аномалии и деформации, вызывающие напряжения, в т.ч. на заглубленных участках трубопровода;

проводить обследования пространственного положения трубопровода, что позволяет путем сравнения пространственных данных нескольких повторных диагностических пропусков выявлять смещения трубопровода и деформации изгиба (возникающие при смещении трубопровода относительно своего исходного положения).

В большинстве диагностических внутритрубных снарядах реализован магнитный или ультразвуковой метод неразрушающего контроля.

12.4.2 Технология ВТД с регистрацией рассеивания магнитного потока (MFL — Magnetic Flux Leakage).

Данная технология позволяет проводить контроль при любой транспортируемой среде со скоростью от 0,5 м/с до 5 м/с и более. а также предусматривает следующие виды:

.1 с намагничиванием стенки трубы в продольном направлении (CDP — Corrosion Detection Pig). Данная технология позволяет обнаруживать и измерять внутренние и внешние аномалии потери металла, такие как коррозия, аномалии кольцевого шва и заводские аномалии.

При применении данной технологии снижена возможность выявления аномалий в продольных сварных швах, продольно ориентированных аномалий (трещины от коррозии под напряжением), косвенного измерения фактической толщины стенки трубы;

.2 с намагничиванием стенки трубы в поперечном направлении (AFD/TFI — Axial Flow Detection/Transverse Field Inspection). Данная технология позволяет обнаруживать и измерять узкие продольно ориентированные аномалии, такие как неоднородности стенки трубы (задиры, риски, трещиноподобные аномалии, ручейковая коррозия).

При применении данной технологии снижена возможность выявления аномалий в поперечных сварных швах, поперечно ориентированных аномалий, косвенного измерения фактической толщины стенки трубы.

12.4.3 Ультразвуковые технологии ВТД (UT — Ultrasonic Test).

Ультразвуковая технология UT-WM (Wall Measurement) позволяет обнаруживать и измерять внутреннюю и внешнюю потери металла, расслоения, включения, царапины, надрезы, задиры и вмятины, а также их комбинации, выполнять прямые точные измерения остаточной толщины стенки трубы.

Технология UT-CD (crack detection) применяется с целью обнаружения продольных и поперечных трещин стенок трубопровода, в т.ч. в продольных и поперечных сварных швах.

Скорость пропуска внутритрубных диагностических снарядов при применении технологий WM/CD составляет 0,5 м/с — 3,0 м/с.

При применении данной технологии возможно обследование трубопроводов только в жидкой среде.

12.4.4 Электромагнитно-акустическая технология EMAT (Electromagnetic Acoustic Transducer).

Принцип работы технологии основан на бесконтактной генерации с использованием электромагнитного поля и приема звуковых волн и позволяет выявлять зоны отслоения, повреждения изоляционного покрытия и их размеры, выявлять и определять с высокой точностью размеры трещин, таких как трещины от коррозии под напряжением, продольные усталостные трещины, крючкообразные трещины, трещины на внешней границе сварного шва, в основном металле трубы, в зоне сварного шва при любой транспортируемой среде.

Данная технология не является эффективной на трубах с толщиной стенки более 20 мм. Внутритрубные диагностические снаряды существуют для труб с диаметром 508 мм (20") и более. Применение технологии сопровождается необходимостью обеспечения дорогостоящим оборудованием, что делает технологию доступной ограниченному количеству предприятий.

12.4.5 Вихретоковая технология ВТД (IEC — Inspection Eddy Current).

Данная технология позволяет с высокой точностью выявлять и измерять коррозионные повреждения в поверхностном слое внутренней поверхности обследуемой трубы, независимо от толщины ее стенки и используется в основном для выявления дефектов внутреннего покрытия трубопроводов. Технология применяется для проведения обследований трубопроводов без необходимости создания жидкостных пробок. Благодаря электромагнитной природе данной технологии, на точность инспекционных результатов не влияет наличие гладкостного покрытия, умеренной окалины или загрязнений.

Данная технология не является эффективной при выявлении дефектов внутри стенки трубы, наружных дефектов, дефектов сварных стыковых соединений.

Анализ эффективности технологий ВТД для выявления и измерения различных типов дефектов представлен в табл. 12.4. При этом следует учитывать, что современные внутритрубные диагностические снаряды обеспечивают соответствующее качество контроля при скоростях от 0,1 до 10 м/с. При необходимости внутритрубные диагностические снаряды дополнительно оснащается устройством (регулятором) собственной скорости относительно скорости потока, которое в основном используется при высоких скоростях потока на газопроводах.

В соответствии с Федеральным законом РФ от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и приказом Минпромторга РФ от 25 июня 2013 г. № 971 «Об утверждении Административного регламента по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по отнесению технических средств к средствам измерений» внутритрубные диагностические снаряды являются средствами измерений и подлежат метрологическим испытаниям в соответствии с требованиями Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта).

Таблица 12.4

Анализ эффективности технологий ВТД для выявления и измерения различных типов дефектов

Дефекты потери металла	Технологии ВТД				
	MFL с продольным намагничиванием	MFL с поперечным намагничиванием	UT	IEC	EMAT
Обширная коррозия	****	****	***	*** (внутренняя)	***
Язвенная коррозия	***	**	**	**	**
Продольная канавка	**	***	**	*	*
Поперечная канавка	***	*	***	**	**
Узкая продольная коррозия	*	***	**	*	*
Аномалия кольцевого шва	***	—	— **(CD)	—	—
Дефект продольного шва	*	***	*	—	—
Вмятины с потерей металла	***	***	**	**	**
Металлические объекты вблизи	***	**	—	—	—
Расслоение и другие дефекты в теле трубы	**	**	****	—	*
Анализ					
Распознавание дефектов	***	***	***	**	**
Определение длины	***	***	***	**	***
Определение глубины	**	**	***	*	**
Рабочая среда					
Газ	****	****	—	***	***
Жидкость или многофазный поток	****	****	****	***	***
Скорость пропуска внутритрубных диагностических снарядов					
Повышенная скорость (более 5 м/с)	***	***	**	**	*

— — не применяется

* — неэффективно;

** — низкая эффективность;

*** — эффективно;

**** — наилучшее решение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. — М.: Недра, 1979.
2. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. — М.: Недра, 1986.
3. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Части 1 и 2. — М.: Недра, 2006.
4. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы, 1985.
5. Петренко В., Новиков А., Курилец С. Ремонт морских трубопроводов. — Offshore Russia, 2017.
6. ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования».
7. ГОСТ Р 55999-2014 «Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования».
8. Р Газпром 2-2.3-594-2011 «Критерии оценки технического состояния и рекомендации по проведению технического обслуживания подводных переходов трубопроводов ОАО «Газпром».
9. РД 23.040.00-КТН-090-07 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов».
10. РД 31.74.08-85 «Техническая инструкция по производству морских дноуглубительных работ».
11. Фаббри С., Каваллини Ф., Джоло Р., Спинелли К.М. Система SIRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015.
12. Каталог типовых технологических схем ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1985.
13. Р Газпром 2-2.3-703-2013 Технологические схемы ремонта подводных переходов.
14. ИСО 19345-2 «Нефтяная и газовая промышленность — Трубопроводные транспортные системы — Управление целостностью трубопроводов. Часть 2: Управление целостностью на всем жизненном цикле морского трубопровода».
15. DNV GL-RP-F113. Pipeline Subsea Repair.
16. DNV-RP-F116. Integrity Management of Submarine Pipeline Systems.

Российский морской регистр судоходства

Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов

ФАУ «Российский морской регистр судоходства»
191186, Санкт-Петербург, Дворцовая набережная, 8

gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru