МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

рекомендации

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Р 412-81

Москва 1981

gost.e-ecolog.ru

УДК 478.636.7.67

В Рекомендациях изложены принципы и особенности проектирования и строительства морских подводных трубопроводов, основанные на требованиях к обеспечению надежности работы трубопроводов, недопущению загрязнения окружающей среды, оптимальному объему проектных и изыскательских работ, всемерному снижению трудоемкости при сооружении трубопроводов, металло- и материалоемкости и т.д.

Рекомендации предназначены для организаций Министерства газовой промышленности, занимающихся проектированием и строительством морских подводных трубопроводов, а также для организаций, осуществляющих контроль за качеством их строительства.

Рекомендации будут совершенствоваться и дополняться по мере накопления опыта по строительству подводных трубопроводов в различных природно-климатических условиях нашей страны.

Рекомендации составлены сотрудниками ВНИИСТа кандидатами техн.наук М.А.Камышевым и К.Я.Капустиным при участии кандидата техн.наук А.М.Зиневича, инж. А.А.Горелышева (ВНИИСТ); инженеров Н.М.Гусейнова, А.Е. Кантора, А.Б.Кржечковской, В.К.Митронкина, З.М.Таирли (НИПИ Гипроморнефтегаз); инж. И.И.Карась (Главморнефтегазпром); прил.4 составили канд.техн. наук А.И.Ермоленко и инж. Л.В.Мельник (институт Гидромеханики Академии наук Укр.ССР).

Замечания и предложения направлять по адресу: Москва, I05058, Окружной проезд, I9, ВНИИСТ, отдел подводно-технических сооружений.

(С) Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1981

ВНИИСТ	Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов	Разработаны впервые Р 412-81

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

I.I. Настоящие Рекомендации распространяются на проектирование внутрипромысловых и магистральных подводных трубопроводов морских нефтегазоконденсатных месторождений, а также на трубопроводы рейдовых причалов условным диаметром до 800 мм включительно с избыточным давлением транспортируемого продукта не свыше I00 кгс/см^2, прокладываемых по дну моря [I].

I.2. Рекомендации разработаны в развитие СНиП-П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

ТЕРМИНОЛОГИЯ

I.3. Под морской трубопроводной системой подразумевается взаимосвязанная система подводных внутрипромысловых и магистральных трубопроводов и стояков, обеспечивающих транспорт жидких и газообразных углеводородов от морских месторождений к береговым базам.

I.4. Морская трубопроводная система включает:

линейную часть (собственно трубопровод без стояков, включая участок на берегу до арматуры, отключающий подводный трубопровод);

стояки (конструкции труб, выводящие подводные трубопроводы на стационарные платформы);

запорную и отсекающую арматуру;

конструкции крепления стояков к элементам платформ;

установки электрохимической защиты трубопровода от коррозии;

устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной и отсекающей арматурой и установок электрохимической защиты;

сооружения технологической связи.

Внесены ВНИИСТом, НИПИгипроморнефтегазом	Утверждены Главморнефтегазпромом 6 ноября I980 г.	Срок введения I марта I98I г.

I.5. Подводная часть морского нефтегазопровода (под термином "трубопровод") означает ту часть трубопровода, которая расположена ниже водной поверхности при максимальном приливе.

Подводные переходы наземных магистральных трубопроводов в лиманах приливно-отливных зон относятся к морским трубопроводам.

I.6. Стояк нефтегазопровода (называемый стояком) означает соединительный трубопровод между трубопроводом на морском дне и оборудованием на стационарной морской платформе.

I.7. Стационарное морское сооружение, на котором устанавливается стояк, в дальнейшем называется платформой.

I.8. Под жидкими углеводородами подразумеваются: сырая нефть, конденсат, природный бензин, сжиженный нефтяной газ, нефтепродукты и их фракции в жидкой фазе.

I.9. Под газообразными углеводородами подразумеваются углеводороды в газообразной фазе из скважин, разбуриваемых с целью получения природного газа или жидких углеводородов.

ОСНОВНОЙ СОСТАВ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

I.IO. Проект прокладки трубопровода определяет:

оптимальную трассу трубопровода;

сортамент, марку стали и число труб;

способ достижения устойчивости трубопровода на дне;

вид и количество пригрузки трубопровода;

способы защиты трубопровода от электрохимического и биохимического воздействия среды;

способ прокладки и организацию строительства трубопровода с указанием необходимого состава технических плавсредств для строительства трубопровода;

порядок испытания трубопровода;

объем и стоимость строительных и монтажных работ;

мероприятия по предотвращению загрязнения моря;

экономическую эффективность строительства трубопровода [6].

СОСТАВ ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

I.II. Проектирование трубопровода выполняется в три стадии:

технико-экономическое обоснование (ТЭО);

рабочие чертежи.

I.I2. ТЭО разрабатывается для определения оптимального варианта трассы трубопровода, выбора основных конструктивных элементов трубопровода и способа укладки, заглубления трубопровода, а также для определения номенклатуры основного оборудования для строительства и сметной стоимости строительства.

I.I3. ТЭО разрабатывается на основании имеющихся картографических материалов и минимального объема инженерных изысканий вдоль намеченной трассы трубопровода.

I.I4. В состав проекта в стадии ТЭО включается:

план района с нанесенными изобатами и трассой вариантов трубопровода;

продольные профили по трассам трубопровода с указанием глубины воды, геологической структуры дна и величины заглубления трубопровода;

конструкция газотрубопровода;

пояснительная записка по гидравлическому расчету трубопровода, а также расчет на прочность и устойчивость против всплытия;

описание возможных технологических схем укладки и заглубления трубопровода;

технико-экономические расчеты по возможным вариантам строительства трубопровода;

материалы инженерных изысканий с описанием природных условий района строительства.

I.I5. Технический проект разрабатывается после утверждения технико-экономического обоснования проекта трубопровода.

I.I6. Технический проект включает чертежи, пояснительный материал и информацию по:

конструктивным размерам трубопровода;

свойствам применяемых материалов, включая технические условия на поставку или изготовление;

характеристике сварных соединений и сварочных процессов;

механическим соединениям и их монтажу;

процессу изготовления и монтажу трубопровода (стояка, его основания, включая методы неразрушающих испытаний);

системе антикоррозионной защиты;

системе защиты от размыва;

методам улучшения подготовки дна (заглубление, засыпка и т.п.);

системе оснащения приборами для управления трубопроводом и стояком при монтаже и работе;

способу ремонта установленного трубопровода и стояка.

Указываются следующие данные об окружающей среде:

профиль трассы трубопровода, включая глубину воды, величину заглубления и т.д.;

характеристика методов изучения и особенностей топографии дна и свойства грунтов;

свойства грунтов, относящихся к их оценке, как основания для трубопровода;

топография дна моря;

ветровые и волновые условия;

приливы и течения;

температура воздуха и моря;

ледовая обстановка;

сейсмическая активность;

биологическая активность;

нагрузки, включая их крайние значения, положение и направление;

графики температур и давления для действующей трубопроводной системы;

загрязнение окружающей среды;

предполагаемые способы и объем ежегодных и специальных периодических обследований трубопровода.

В составе проекта представляются расчеты:

трубопровода и стояка на прочность, разрушения от усталости и хрупкости;

устойчивости стенок трубы;

динамических нагрузок и напряжений, включая анализ вибрации;

устойчивости трубопровода на морском дне;

системы защиты от коррозии.

1.17. На стадии технического проекта разрабатывается проект организации строительства (ПОС), который включает описание принятых методов выполнения основных видов работ (сварочных,

изоляционных, земляных, укладки трубопроводов и монтажа стояков). ПОС подлежит согласованию со строительной организацией.

I.I8. В составе проекта на стадии рабочих чертежей представляются уточненные материалы, указанные ранее, а также рабочие чертежи на отдельные конструкции.

Рабочие чертежи разрабатываются на основании уточненных материалов инженерных изысканий, необходимость и объемы которых устанавливаются на стадии технического проекта. В состав рабочих чертежей входит уточненная смета на строительство трубопроводов и стояков.

I.I9. Проект производства работ (ППР) на строительство трубопровода разрабатывается строительной организацией по материалам проекта организации строительства, рабочим чертежам и материалам инженерных изысканий.

ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

I.20. При проектировании следует учитывать все явления окружающей среды, которые могут ухудшить функционирование трубопроводной системы или снизить ее надежность. К этим явлениям относятся ветер, волнение, течение, сейсмические, геологические и геотехнические условия, температура воды, степень загрязнения, коррозионность среды и т.д.

I.2I. Приливно-отливные явления учитываются при определении нагрузок на трубопровод и стояк, а также при разработке проекта производства работ.

Максимальный прилив должен включать как астрономический прилив, так и нагон воды при шторме. Минимальный прилив учитывает только астрономический прилив.

I.22. Учитываются одновременные действия приливно-отливных явлений, постоянного температурного течения и волно-ветровые течения. При определении течений измеряют их скорость, как минимум, в трех точках: у поверхности, у дна и на середине глубины.

I.23. Для стояков учитывается непосредственное действие на них ветра, вызывающего вибрацию стояка.

Для стояков используются те же данные по ветровым нагрузкам, которые используются для расчета платформ. Если стояк расположен рядом с другими частями платформы, то учитывается изменение скорости ветра в результате нарушения поля потока.

I.24. На трубопровод и стояк волнение может воздействовать двояко: непосредственно (например, на незаглубленный трубопровод и не защищенный кожухом стояк) и косвенно (например, деформация стояка в результате воздействий волнения на платформу или деформация трубопровода в результате колебательных движений трубоукладочной баржи при волнении).

Если стояк находится рядом с другими частями платформы, то может измениться кинематика волн в связи с изменением волнового потока. Указанный эффект взаимодействия учитывается в расчете. Для стояка используются в основном те же волновые данные, что и для проектирования платформ.

Чтобы определить характеристику волнения вдоль трассы трубопровода, нужно принять ограниченное число зон, каждая из которых характеризуется практически постоянными глубиной воды, топографией дна и другими факторами, влияющими на волновые нагрузки.

Должны приводиться данные о волновом режиме для каждой из зон с указанием высот и длин волн, их повторяемости по высоте и направлению, а также по сезонам года.

I.25. При сооружении трубопровода в районах образования или передвижения льда учитываются:

воздействие льда на стояк и трубопровод;

потенциальная возможность пропахивания дна льдом и контакт трубопровода с плавающим льдом;

помехи от льда при монтажных работах.

Для оценки ледовой обстановки необходимы следующие данные:

наличие и распространение припайного льда;

срок образования и вскрытия припайного льда, его толщина, плотность, торосистость в течение сезона;

наличие и распространение районов с полным промерзанием моря до дна; толщина, плотность, торосистость льда и промерзание грунта в этом районе;

наличие и распространение зоны с подвижным льдом. Время появления льда и очищения от льда трассы трубопровода;

деформации прибрежного участка дна при перемещении льда.

I.26. Необходимо иметь точные данные о температуре воздуха и моря. Эти данные используются для правильного определения температур при расчете температурных напряжений и вызванных ими деформаций, смещений и т.д. Наблюдения за максимальными, минимальными и средними температурами вдоль трассы трубопровода должны быть многолетними.

I.27. Приводятся данные о плотности и прозрачности морской воды.

I.28. В техническом задании на проектирование трубопровода указываются физический и химический состав транспортируемого продукта, а также оценка его коррозионной активности, давление и температура вдоль трубопровода.

Указываются предельные температура и давление, а также допустимые концентрации коррозионных компонентов транспортируемого продукта, включая соединения серы, воды, соли и кислорода.

I.29. Учитывается влияние ихтеофауны моря на изменение нагрузок на стояк и трубопровод. Принимаются во внимание биологические и экологические факторы.

I.30. Если трубопровод во время монтажа или эксплуатации подвергается воздействию других работ или мешает этим работам, это воздействие изучается. Особое внимание уделяется донному тралению и постановке судов на якорь.

I.31. Для выбора системы защиты от коррозии необходимо учитывать следующие свойства (с сезонными колебаниями) морской воды и грунта вдоль трассы: температуру, соленость, содержание кислорода; величину pH; сопротивляемость, течение, устойчивость морских донных отложений, биологическую активность (сульфатредуцирующие бактерии и т.п.).

ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

I.32. Для составления плана акватории проводятся гидрографические работы [9]. Ширину съемки для выбора оптимальной трассы морского трубопровода рекомендуется принимать до 200 м (при особо сложном рельефе дна и наличии подводных препятствий - 600м). План акватории выполняется в масштабе I:I0000 - I:20000 с изобатами через 0,5-I,0 м в зависимости от сложности рельефа;

для продольного профиля горизонтальный масштаб соответствует масштабу плана, вертикальный - I:I00 - I:200.

I.33. Проводятся топографические съемки прибрежной полосы, прилегающей к акватории трассы. Ширину полосы съемки рекомендуется принимать не менее 200 м в каждую сторону от крайних возможных створов трубопровода. Масштаб плана соответствует масштабу участка акватории с горизонталями через 0,5-I,0 м в зависимости от крутизны берега.

I.34. На совмещенном плане акватории и трассы должны быть нанесены имеющиеся инженерные сооружения, судоходные пути и каналы, места стоянки судов.

I.35. При выполнении топографических изысканий отмечают следующие особенности, влияющие на конструкцию и укладку трубопроводов:

препятствия в виде обнаженных скальных пород, крупных валунов и другие, которые необходимо удалить или сравнять до укладки трубопровода;

потенциально неустойчивые склоны, глубокие долины и эрозия в виде размывов и наносов.

I.36. Геологическими изысканиями определяют структуру грунта вдоль трассы трубопровода и степень деформации прибрежной полосы и морского дна вдоль трассы.

I.37. Геотехнические свойства донных отложений можно получить сейсмическими работами, взятием проб грунта (на глубине до 6 м) керноотборником и бурением, а также испытанием образцов грунта. Материалы геологических изысканий должны содержать данные о структуре и плотности породы, о гранулометрическом составе, физических свойствах грунта, а также данные о движении наносов, эрозии морских берегов и возможности оползневых явлений.

По образцам грунта должны быть получены следующие данные:

сопротивление грунта срезу, $Н/см^2$;

естественное насыщение водой, %;

объемная плотность, $кг/см^3$;

плотность сухого остатка, $кг/см^3$;

влажность нижнего предела пластичности, %;

влажность, %;

предел текучести, $Н/см^2$;

пластичность;

гранулометрический состав.

Следует указать группу грунта и условие перехода грунта в жидкопластичное состояние (при волнении и засыпке траншей).

2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБОПРОВОДАМ

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Трубопроводы должны работать без разрушения в течение всего срока их эксплуатации (обычно в течение 20–30 лет).

2.2. Для морских трубопроводов не требуется строительства резервных ниток.

2.3. Трубопроводы должны быть запроектированы и построены с учетом недопустимости загрязнения морской акватории транспортируемыми продуктами.

2.4. На трубопроводе устанавливаются автоматические устройства, предупреждающие возможность увеличения рабочего внутреннего давления в любой точке трубопровода более чем на 10%. Должно быть предусмотрено также автоматическое отключение трубопровода от головных сооружений в случае его разрыва.

ТРЕБОВАНИЯ К ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДА

2.5. Трасса подводного трубопровода определяется необходимостью его подключения к технологическим сооружениям с учетом требований безопасности существующих коммуникаций при строительстве трубопровода, а также минимального гидродинамического воздействия при эксплуатации трубопровода.

2.6. Трасса трубопровода должна быть согласована с гидрографической службой бассейна и другими заинтересованными организациями.

2.7. Удаление трассы трубопровода от морских гидротехнических сооружений должно составлять не менее 100 м.

2.8. При укладке трубопровода параллельно ранее уложенному расстояние между ними проектируется с учетом способа прокладки, грунтовых условий дна, глубины моря, направления ветра, волн, течений при строительстве трубопровода и т.д. (не менее 15 м).

При одновременной укладке двух или более трубопроводов расстояние между ними назначается из условий возможности производства их ремонта.

2.9. При прохождении трассы трубопровода в районе воздушной линии электропередачи (ЛЭП) трасса должна быть удалена от опор ЛЭП на расстояние высоты опоры плюс десять метров.

2.10. Пересечение трассы трубопровода с подводными коммуникациями и трубопроводами допускается при принятии мер, обеспечивающих их сохранность в процессе строительства и эксплуатации.

Расстояние по вертикали между пересекающимися трубопроводами в свету должно быть не менее I м. В зависимости от грунтовых условий ранее уложенный трубопровод должен быть дополнительно заглублен в месте пересечения или новый трубопровод проложен на соответствующей подстилке.

2.11. Наименьший радиус кривизны трассы должен быть не менее допустимого предельного радиуса изгиба трубопровода, определенного расчетом на прочность и устойчивость положения трубопровода и стенок труб под воздействием совокупности статических, динамических и температурных нагрузок.

ТРЕБОВАНИЯ К ЗАГЛУБЛЕНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ

2.12. Подводные трубопроводы на прибрежных участках трассы рекомендуется заглублять в траншеи. Глубина и протяженность траншеи определяется проектом [11-13].

2.13. Трубопровод должен быть также заглублен или иметь специальную защиту на участках трассы, где возможно повреждение судовыми якорями и рыболовными тралами.

Величина заглубления трубопровода назначается в проекте в зависимости от инженерно-геологических, гидрометеорологических и других условий трассы трубопровода, однако эта глубина, считая от верхней кромки трубопровода, должна быть не менее I м на всем участке заглубленного трубопровода и не менее 2 м в береговой зоне.

В районах, в которых возможно вспахивание льдом прибрежного грунта, трубопровод должен быть заглублен на глубину, превышающую глубину проникновения льда в грунт. Допускается применение других способов защиты против воздействия льда на трубопровод, если их надежность будет обеспечена (например, установка над трубопроводом бетонных плит или насыпи).

При определении величины заглубления трубопровода следует учитывать также следующие факторы. Расчетную величину заглубления следует назначать от наиболее низких отметок морского дна с учетом прогнозируемых его деформаций. Длина прибрежного участка, на котором трубопровод должен быть заглублен, выбирается в зависимости от рельефа дна и берега.

Детальные геологические изыскания для определения величины заглубления трубопровода или его засыпки должны предупреждать образование провисающих участков трубопровода при местных размывах дна.

2.I4. Засыпку траншей необходимо производить только в том случае, когда естественный намыв грунта под воздействием волнения и течения будет продолжительным.

2.I5. В тех районах, где морское дно неустойчиво и может произойти размыв, производятся периодическая проверка состояния дна, насаждение искусственных водорослей, установка заграждений и т.п.

МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ

2.I6. Для строительства трубопроводов и стояков применяются стальные бесшовные или прямошовные трубы, изготовленные, в соответствии с ГОСТ 8732-78, 20295-74, Техническими условиями, из малоуглеродистых и низколегированных сталей по ГОСТ 380-71, I4959-79, I9282-73, отвечающих требованиям СНиП II-45-75.

2.I7. Сварочные и изолировочные материалы, арматура и детали трубопроводов и стояков должны соответствовать требованиям СНиП II-45-75, государственных стандартов и технических условий. Запрещается применение труб, материалов и оборудования, не имеющих сертификата или паспорта, а также товарного знака на изделии, подтверждающих соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

2.I8. Кольцевые одиночные грузы, применяемые для пригрузки трубопроводов, выполняются в соответствии со СНиП II-45-75.

2.I9. Обетонированные трубы выполняются в соответствии с ТУ 5I-942-80 и должны сопровождаться документом, в котором приводятся:

сортамент стальной трубы;
длина трубы;
объемная масса бетонного покрытия;
масса обетонированной трубы;
средняя толщина бетонного покрытия.

2.2I. На каждую трубу на заводе должен быть составлен сертификат; кроме того, на конце каждой трубы, с внутренней ее стороны, краской должны быть обозначены: марка материала, диаметр, толщина стенки и длина трубы, номер плавки, масса и номер заказа.

СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ

2.22. Сварка и контроль сварных соединений производятся в соответствии с указаниями СНиП Ш-42-80 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

2.23. Сварочные материалы должны отвечать требованиям СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

2.24. Снятие фасок на трубах выполняется непосредственно перед сваркой в связи с повышенной коррозией стали в морских условиях. Для этого береговые базы и трубоукладочные баржи оснащаются машинами для обработки кромок труб.

2.25. При сварке трубопровода на трубоукладочной барже рекомендуется удалять центратор лишь после наложения корневого и первого слоя сварного шва; это связано с возможностью продольной подвижки трубопровода на роликовой дорожке баржи.

2.26. Для обеспечения требуемого качества стыковки сварных соединений труб большого диаметра (600-800 мм) рекомендуются:

применение в качестве материала труб из сталей с содержанием углерода не более 0,I5%;

смещение стыков труб при сборке не более чем на 2,4 мм;

выполнение подварочного слоя без охлаждения корневого слоя шва.

2.27. Трубопроводы, стояки и опоры стояков должны быть надежно защищены от коррозии, вызываемой воздействием окружающей среды.

2.28. Система защиты от коррозии включает наружное защитное покрытие металлической поверхности трубопроводов, стояков и опор стояков во всех коррозионно-активных зонах и электрохимическую защиту металла трубопроводной системы превращением поверхности труб в катод электрохимического элемента.

Защита внутренней поверхности трубопроводов и стояков требуется, если при укладке или эксплуатации они могут подвергаться коррозии или эрозии.

Транспортируемые газы рассматриваются как не эрозионные (не обладающие истирающим действием), если в них отсутствует пыль и скорость движения запыленного газа не превышает 12 м/с, и некоррозионными, - если относительная влажность газа при минимальной температуре трубопровода меньше 80%, а точка росы при максимальном рабочем давлении и минимальной рабочей температуре на 5°С ниже температуры трубопровода.

2.29. На трубопроводах и стояках следует применять наружные защитные покрытия, обеспечивающие их надежную работу на расчетный период эксплуатации.

2.30. Технические характеристики изоляционных покрытий (тип, толщина, физико-механические свойства, удельное электрическое сопротивление, устойчивость к действию микроорганизмов, а также способы испытания и контроля их качества) должны соответствовать требованиям проекта и отраслевых стандартов и специальной нормативно-технической документации (ГОСТ 9.015-74)

Покрытие должно быть стойким к повреждениям при хранении, транспортировке, монтаже, эксплуатационных нагрузках и нагрузках окружающей среды.

2.31. Технические условия на процесс нанесения изоляционных покрытий должны включать:

основные технологические параметры для обеспечения качественного нанесения и испытания покрытий;

описание площадки и основного оборудования для нанесения покрытий;

качественные характеристики материала покрытий;

качественные характеристики по подготовке поверхности перед нанесением покрытия;

предельные значения температуры и влажности воздуха при нанесении покрытия, а также временные интервалы отдельных этапов работы по нанесению покрытия;

методы испытаний и проверки качества нанесенного покрытия, а также критерии его приемки в эксплуатацию.

2.32. Для стояков в зоне периодического смачивания устанавливается усиленная антикоррозионная защита, а при ее проектировании принимаются во внимание:

максимальная, минимальная и средняя температура углеводородов при эксплуатации;

температура поверхности стояка над и под водой;

частота изменения температуры при эксплуатации;

чередование увлажнения и высыхания;

сопротивление старению антикоррозионной защиты под действием воздуха, морской воды и солнечной радиации;

совместимость различных материалов;

простота ремонта и ухода.

Одним из способов защиты в этой зоне может служить обшивка никелевыми сплавами, облицовка сталью, железобетоном, вулканизированной резиной, армированными пластиками и т.д.

2.33. Электрохимическую защиту осуществляют с помощью технологической системы, которая включает станции катодной защиты (или протекторы), анодные заземления, соединительные кабели и провода, изолирующие соединения, контрольно-измерительные пункты.

Электрохимическая защита от коррозии должна обеспечить достаточную защиту трубопровода и стояка на расчетный период их эксплуатации. Система защиты может быть рассчитана на более короткий период, если запланирована повторная установка анодных протекторов.

2.34. Технические условия на технологическую систему электрохимической защиты трубопроводов должны включать информацию по:

схемам размещения и электрическим соединениям средств защиты;

диапазону рабочих параметров защитных установок;

критерию защиты и протяженности защитной зоны единичной установки;

срокам плановой реконструкции.

2.35. Проект электрохимической защиты должен соответствовать техническим условиям на технологическую систему защиты и предусматривать рабочие режимы защитных установок.

2.36. При проектировании электрохимической защиты следует учитывать следующие основные факторы:

удельное электрическое сопротивление изоляционного покрытия или общую площадь обнаженной поверхности трубопровода, подлежащую защите;

продолжительность эксплуатации сооружения или необходимый срок действия защиты, а также состояние его на момент включения защитных установок;

химический состав и температуру морской воды и возможное их изменение во времени;

скорость и направление течения и его постоянство;

содержание кислорода в морской воде или степень ее аэрации;

возможные места подключения к источникам энергоснабжения и места контактов с трубопроводом.

2.37. Противокоррозионную защиту стояков в зоне периодического смачивания можно осуществлять электрохимическим способом, при этом на поверхности стояка в этой зоне следует закреплять гигроскопичный материал, обеспечивающий постоянный слой электролита, необходимого для распространения защитного тока.

2.38. Трубопроводы следует изолировать от всех береговых и морских сооружений с помощью изолирующих соединений (фланцев) независимо от наличия технологической системы электрохимической защиты.

2.39. Анодные протекторы могут изготавливаться из цинка, магния или алюминия; при этом они снабжаются свидетельством, в котором указаны изготовитель, состав сплава (технические условия на анод), число зарядов, химический анализ, способ анализа и др. Поверхность анода должна быть без покрытия или трещин, влияющих на эффективность анода.

Токоотдающие электроды технологической системы электрохимической защиты закрепляют на трубопроводе с помощью металлических хомутов или шин и надежно электрически подключают в цепь защитной установки; при этом следует избегать электрического контакта между электродами и металлической арматурой утяжеляющих пригрузов.

Соединение кабеля с трубопроводом располагается на расстоянии 250 мм от кольцевых сварных швов трубопроводов или опор стояков.

2.40. Если отдельные анодные протекторы устанавливаются на некотором расстоянии от трубопровода, следует принимать меры против их смещения и соединительных кабелей. Те же меры предосторожности применяются при установке заземлителей для защитной системы наложенного тока.

2.41. Критерием электрохимической защиты могут быть величина наложенного или защитного потенциала трубопровода относительно окружающей среды, или плотность катодного тока на его защищаемой поверхности.

Минимальный защитный потенциал трубопровода относительно окружающей среды должен составлять по абсолютной величине не менее 0,8 В по хлорсеребряному электроду сравнения. Максимально допустимый потенциал для защиты изолированных трубопроводов не должен превышать по абсолютной величине I,0 В по хлорсеребряному электроду сравнения.

2.42. Для контроля эффективности электрохимической защиты необходимо проводить регулярные измерения потенциалов защищаемого трубопровода с помощью хлорсеребряного электрода сравнения не реже двух раз в год.

2.43. В случае опасности коррозионного разрушения внутренней поверхности морских трубопроводов они должны быть защищены с помощью ингибиторов или внутреннего изоляционного покрытия.

2.44. Защиту трубопроводов от коррозии в Каспийском море осуществляют в соответствии с указаниями, приведенными в " Инструкции по защите от коррозии морских трубопроводов" (И-39-08-02-76 Каспморнефти).

БАЛЛАСТИРОВКА И КРЕПЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

2.45. Трубопровод должен иметь достаточную массу для погружения на дно моря во время его укладки и обеспечивающую устойчивое положение трубопровода на дне в период его эксплуатации.

2.46. Балластировка и крепление трубопровода производятся следующими способами:

сплошным бетонным покрытием с армированием металлической сеткой;

установкой на трубопроводе отдельных бетонных пригрузов;

увеличением толщины стенок трубы (в пределах экономической целесообразности);

установкой анкерных креплений.

Балластировку трубопровода рекомендуют производить сплошным бетонным покрытием.

2.47. Все покрытия и изделия, применяемые для балластировки и закрепления трубопровода, должны обладать механической и химической стойкостью по отношению к воздействию морской среды, в которой они установлены.

Конструкция покрытия и изделия для балластировки должна обеспечивать сохранность наружного изоляционного покрытия трубопроводов. Рекомендуется применять утяжеляющее покрытие и отдельные пригрузы из материала с объемной массой не менее 2300 кг/м^3.

2.48. Утяжеляющее покрытие рассчитывается на полный срок службы трубопровода. Местные ударные нагрузки не должны приводить к потере утяжеляющего покрытия.

2.49. Технические условия на утяжеляющее покрытие включают описание конструкции покрытия, сырья для его изготовления, арматуры, физико-механических свойств, способов нанесения и испытания.

Способы испытаний должны соответствовать условиям укладки и эксплуатации трубопроводов.

2.50. Масса бетонного покрытия зависит от наполнителя. Во избежание излишней толщины можно использовать тяжелые наполнители - магнетит, гематит и т.п.

При сварке и укладке трубопровода в морских условиях возможно появление концентрации изгибающих усилий в стыках. Для предотвращения этого явления рекомендуется прорезать по окружности кольцевую прорезь шириной 3–4 мм на глубину 60–70% от толщины бетонного покрытия на расстоянии I м друг от друга вдоль трубы.

2.5I. Если при стыковке отдельных труб или секций труб в морских условиях сохраняется сплошное бетонное покрытие по наружному диаметру, то производится обетонирование зоны около сварного шва. Для этого вокруг трубы на стыке крепится формовочное устройство, обычно состоящее из тонкого листового металла, которое наполняют бетонной массой. При этом необходимо контролировать температуру материала для обеспечения равномерного потока и хорошей связуемости с защитным покрытием, нанесенным на стационарной базе, и с неизолированной сталью формовочного устройства, которая предварительно очищается и грунтуется.

2.52. После обетонирования каждая труба взвешивается и маркируется. Отклонение массы каждой обетонированной трубы должно быть в пределах I% от заданной массы. Если для различных участков трубопровода предусматривается прокладка трубопроводов с различной массой, то трубы рекомендуется маркировать с добавлением в бетон цветного пигмента.

2.53. Прочность бетона на сжатие должна быть не менее 320 кгс/см^2. Для контроля из каждой десятой трубы после выдержки рекомендуется брать три образца для проверки бетона на сжатие.

Перед транспортировкой трубы обычно выдерживают после обетонирования в течение 4–6 недель. При толщине бетонного покрытия свыше I00 мм рекомендуется применять два слоя арматурной сетки.

2.54. Трубопроводы, прокладываемые в районах с интенсивным судоходством, рыболовством и особенно воздействием льда в придонном слое воды, следует проектировать с прочным бетонным покрытием.

2.55. На концевые участки труб длиной 225–275 мм бетонное покрытие не наносится.

2.56. При укладке трубопроводов с бетонным покрытием с

трубоукладочных барж, использующих натяжные машины, должно быть обеспечено достаточное сцепление между бетоном и защитным покрытием на трубе. Производить работы возможно в том случае, если обеспечиваются срезывающие напряжения между бетоном и изоляцией 0,6 кгс/см^2 и больше.

2.57. Закреплять трубопроводы на проектных отметках с помощью анкеров можно при условии, если геологическое строение дна позволяет погрузить и закрепить анкер в толще грунта.

Рекомендуется применять одно или многолопастные винтовые анкеры. Трубопровод крепят к анкерам стальными бандажами.

2.58. Понтоны - пригрузы, заполненные водой, применяют в период монтажа и погружения трубопровода, а также при балластировке временных трубопроводов.

2.59. Если по подводному трубопроводу транспортируют газ с отрицательной температурой, то при расчете обтекания трубопровода потоком и определении величины балластного пригруза следует учитывать обледенение трубопровода и возможность промерзания и деформации грунтового основания (дна водоема).

ТРУБЫ, СТОЯКИ И АРМАТУРА

2.60. Диаметр подводных трубопроводов определяется технологическим расчетом.

2.61. Прокладка трубопроводов с толщиной стенки менее 7 мм не рекомендуется. Конструкцию и число креплений стояка у морских стационарных сооружений определяют расчетом стояка на прочность.

Конструкция крепления стояка к свае или траверсе должна предотвращать непосредственное соприкосновение стояка со сваей или траверсой.

2.62. Необходимо принять конструктивные мероприятия по обеспечению надежной прочности стояка и его крепления к платформе. Особенно это важно в ледовых условиях, когда рекомендуется устанавливать стояк внутри одной из опор платформы. Соединение подводного трубопровода в этом случае может быть выполнено на фланцах. После соединения примыкающий участок трубопровода может быть заглублен путем подмыва.

Участок подводного трубопровода, непосредственно примыкающий к стояку, должен иметь запас длины (слабину) с учетом возможных размывов.

2.63. У стационарных морских платформ стояки располагаются в зоне, свободной от навала судов.

2.64. Если около платформы расположена группа стояков, то каждый из стояков индивидуально крепится к платформе.

Расстояние между стояками соседних трубопроводов должно составлять не менее 0,5 м.

2.65. Повороты подводных трубопроводов конструктивно выполняются крутозагнутыми коленами.

2.66. Радиус крутозагнутых колен назначается с учетом обеспечения возможности пропуска эластичных скребков.

2.67. На трубопроводах устанавливается стальная арматура равнопроходного сечения, рассчитанная на рабочее давление в трубопроводе. На морском конце трубопровода запорную арматуру устанавливают на стационарном морском сооружении. На береговом конце запорную арматуру устанавливают в грунте или в колодце.

Место установки определяется проектом.

2.68. Фитинги следует использовать только кованые или штампованные по действующим ГОСТам или ТУ.

3. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

НАГРУЗКИ

3.1. Трубопроводную систему рассчитывают на действие комплекса наиболее неблагоприятных эксплуатационных нагрузок и нагрузок, вызванных воздействием окружающей среды.

При анализе этих нагрузок трубопровод подвергают воздействию неблагоприятных комбинаций, величин и направлений сил, которые могут действовать одновременно. При этом учитываются все этапы строительства и эксплуатации трубопровода или стояка.

3.2. Эксплуатационные нагрузки обычно вызываются массой,

давлением, температурным расширением и сжатием, предварительным напряжением.

При расчете характеристик массы учитывают:

массу трубопровода, включая покрытие и все приспособления к трубопроводу;

массу транспортируемого продукта;

плавучесть.

В давление включают:

внутреннее давление жидкости;

наружное гидростатическое давление;

давление грунта для заглубленного трубопровода.

Температурное расширение и сжатие учитывает прежде всего влияние температуры продукта на температуру материала труб. При этом учитывается разность между температурой материала в период эксплуатации и укладки.

Предварительное напряжение (например, постоянная кривизна или постоянное удлинение при укладке) принимается во внимание в такой степени, в какой предварительное напряжение влияет на способность трубопровода выдерживать нагрузку.

Эксплуатационные нагрузки в основном статичны, за исключением в определенных условиях внутреннего давления жидкости, которое может изменяться во времени довольно быстро и вызывать динамические нагрузки.

3.3. Нагрузки при укладке трубопровода вызываются его массой, плавучестью, давлением окружающей среды.

Типичными нагрузками при строительных работах являются нагрузки при опускании трубопровода на дно и усилия от траншеекопателя, когда заглубление трубопровода выполняется после его опускания на дно.

3.4. Нагрузки от окружающей среды носят случайный характер и должны, в принципе, определяться с помощью вероятностных методов. При одновременном действии различных явлений окружающей среды нагрузки следует определять соответствующим наложением отдельных последствий, принимая во внимание в расчет вероятность одновременного их действия.

3.5. Магистральные трубопроводы рассчитываются на устойчивость положения на дне против всплытия и боковых перемещений при условии воздействия волн 5-процентной обеспеченности по

высоте в сочетании со средней длиной волны в системе волн экстремального шторма повторяемостью I раз за проектный срок службы трубопровода.

Для внутрипромысловых трубопроводов расчетными являются волны IO-процентной обеспеченности по высоте при шторме повторяемостью I раз в IO лет.

Нагрузки на трубопровод от волн и течений, а также необходимая масса трубопровода на дне, обеспечивающая ему устойчивость при воздействии волн и течений, определяется в соответствии:

СНиП II-57-75 "Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения";

Руководства по определению нагрузок и воздействий на гидротехнические сооружения (II 58-76, ВНИИГ).

3.6. Стояки трубопроводов рассчитываются на прочность от внутреннего давления с учетом воздействия волн и течений.

Расчет производят на основе воздействия волн I-процентной обеспеченности по высоте в сочетании со средней длиной волны в системе волн расчетного шторма повторяемостью I раз за проектный срок службы трубопровода.

3.7. Величина максимальной ветровой нагрузки принимается по аналогии с нагрузкой, рассчитанной для платформ. При этом следует учитывать возможность вибрации стояков, имеющих большое относительное удлинение из-за циклических нагрузок от ветра.

3.8. Если стояк значительно отклоняется от вертикального положения, то следует учесть возможность появления ударной нагрузки, вызванной давлением волн на открытый стояк.

Для открытых (незащищенных) стояков и трубопроводов учитывают возможность появления вибрации, вызванной циклическими нагрузками от потока.

3.9. При одновременном воздействии волнения и течения вызванные ими усилия на трубопровод и стояк суммируются.

3.IO. При укладке трубопровода с трубоукладочной баржи и установке стояка с судна следует учитывать воздействие колебания плавучих средств, вызванных волнением, на трубопровод и стояк.

3.II. Трубопроводы или защитные их покрытия следует рас -

считать на возможность повреждения от случайных нагрузок (таких, как удар траловых досок и якорей).

3.12. Если стояки на платформе защищены от навала судна и других механических воздействий с помощью специальных защитных ограждений, то необходимо рассчитать от этих повреждений защитное ограждение.

3.13. В районах, в которых может образоваться или дрейфовать лед, необходимо учитывать возможность обмерзания стояка, навал от него дрейфующего льда, а на мелководье - возможность контакта трубопровода со льдом.

ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

3.14. Трубопроводы и стояки рассчитывают для следующих возможных видов разрушения: чрезмерного прогиба трубы; выпучивания стенки трубы; усталостного разрушения трубы; чрезмерного разрушения утяжеляющего покрытия или его потеря; местной потери устойчивости трубы.

3.15. Толщину стенки трубопровода следует определять в соответствии с требованиями главы СНиП II-45-75, приняв за нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб временное сопротивление $\sigma_в$ по государственным стандартам и техническим условиям.

Толщину стенки трубопровода по внутреннему давлению определяют по формуле

$$\delta = \frac{nPD_н}{2(R_1 + nP)}, \qquad (1)$$

где $D_н$ - наружный диаметр трубы, см;

P - расчетное давление в трубопроводе, кгс/см^2;

n - коэффициент перегрузки расчетного давления, равный 1,1;

R_1 - расчетное сопротивление материала, формула которого имеет вид:

$$R_1 = \frac{\sigma_в m}{K_1 K_н}, \qquad (2)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,6;

K_1 – коэффициент безопасности по материалу, принимаемый по табл.8 СНиП II-45-75;

$K_н$ – коэффициент надежности, принимаемый по табл.10 СНиП II-45-75;

$\sigma_в$ – минимальное значение временного сопротивления, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Расчетное давление в трубопроводе P, уложенного на дно моря при глубине H, определяется по формуле

$$P = P_{жс} - P_в, \qquad (3)$$

где $P_{жс}$ – расчетное внутреннее эксплуатационное давление, кгс/см^2;

$P_в$ – давление столба воды над рассматриваемой точкой трубопровода, кгс/см^2

$$P_в = \gamma_в h_в, \qquad (4)$$

где $\gamma_в$ – объемная масса морской воды, кг/см^3;

$h_в$ – высота столба воды над трубопроводом, см

$$h_в = H + \Delta h \qquad (5)$$

где H – глубина моря в расчетной точке, см;

Δh – превышение взволнованной поверхности над расчетным уровнем H, см.

3.16. Толщину стенки трубы трубопровода следует дополнительно определять по внешнему давлению из условия

$$\delta \geq \sqrt[3]{\frac{4 P_в r_{ср}^3}{E}}, \qquad (6)$$

где $r_{ср}$ – средний радиус трубы, см;

E – модуль упругости материала трубы, кгс/см^2.

3.17. Сплющивание (овальность) трубы в результате изгиба не должна превышать 1%

$$2\frac{D_{max}-D_{min}}{D_{max}+D_{min}} \leq \frac{1}{100}. \qquad (7)$$

Этот допуск относится к деформациям при эксплуатации трубопровода, например, к заданной кривизне заглубленного трубопровода или кривизне незаглубленного трубопровода, постоянно контактирующего с дном.

Для незаглубленного трубопровода, не находящегося в контакте с грунтом, эти требования применимы при условии, что прогиб трубопровода приведет к такому контакту с дном, что деформация прекратится до превышения допускаемой величины.

3.18. Проверку прочности трубопровода следует производить по разделу 8.29 СНиП II-45-75. При определении расчетного сопротивления R_2 коэффициент условий работы m принимается при действии только эксплуатационных нагрузок на трубопровод 0,9; на стояк 0,75. При одновременном действии эксплуатационной нагрузки и нагрузки от окружающей среды: на трубопровод - 1,1; на стояк - 0,95.

Рекомендуется также произвести проверку прочности по объемному напряженному состоянию из условия

$$\sigma_{эк} \leq \frac{\sigma_т m}{K_2 K_н}; \qquad (8)$$

$$\sigma_{эк} = \sqrt{(\sigma^н_{пр})^2 + (\sigma^н_{кц})^2 - \sigma^н_{пр}\,\sigma^н_{кц} + 3\tau^2_{ху}}, \qquad (9)$$

где $\sigma_т$ - предел текучести материала труб;

$K_2, K_н$ - коэффициенты безопасности и надежности, принимаемые в соответствии с табл.9 и 10 СНиП II-45-75;

m - коэффициент условий работы, принимаемый в соответствии с п.3.18;

$\sigma^н_{пр}$ - максимальные суммарные продольные напряжения, принимаемые в соответствии с разд. 8.22 СНиП II-45-75;

$\sigma^н_{кц}$ - кольцевые напряжения от внутреннего давления, при -

нимаемые в соответствии с указаниями разд.8.2I СНиП II-45-75.

Напряжение сдвига τ (в точках с координатами x и y) можно вычислить по следующей формуле:

$$\tau_{xy} = \frac{2M_r}{\pi\delta(D_н-\delta)^2} + \frac{2Q}{\pi\delta(D_н-\delta)}\sin\theta, \qquad (10)$$

где $\theta = \frac{2y}{D_н-\delta}$ – угол между радиусом, проходящим через рассматриваемую точку (x,y) и направлением силы Q;

M_r – скручивающий момент;

Q – сдвигающая (перерезывающая) сила.

3.19. Проверку деформаций трубопроводов следует производить в соответствии с разделом 8.2I СНиП II-45-75; при этом величину коэффициента C следует принимать для продольных напряжений при действии только эксплуатационной нагрузки:

для стояка 0,65;

для трубопровода ..... 0,75.

При одновременном действии эксплуатационной нагрузки и нагрузки от окружающей среды:

для стояка 0,85;

для трубопровода ..... 0,95.

При расчете кольцевых напряжений $\sigma^н_{кц}$, вызванных перепадом между внутренним и внешним давлением, значение коэффициента C принимается равным 0,76.

Рекомендуется также проверять деформации по объемному напряженному состоянию из условия

$$\sigma_{эк} \le \frac{C}{K_н}\sigma_т, \qquad (11)$$

где $\sigma_{эк}$ – напряжения, определяемые из формулы (9).

3.20. При выборе толщины стенки трубопровода допуски на коррозию и эрозию нельзя включить в номинальную толщину, используемую для определения напряжений.

3.2I. При расчетах прогиба и напряжений влияние бетонного покрытия на стальной трубопровод обычно не принимается во внимание. Покрытие, которое значительно увеличивает жесткость трубопровода, учитывается в расчетах.

3.22. Появление в период эксплуатации трубопровода сжимающих напряжений может привести к выпучиванию (потере устойчивости) стенки трубы в результате:

местного выпучивания стенки от внешнего давления, осевого усилия и изгибающего момента;

распространения вмятины (выпучивания) от внешнего давления, возникающего из-за появления вмятины (местного выпучивания) или аналогичного дефекта;

потери устойчивости стенок трубопровода в результате его общего сжатия как стержня.

3.23. Проверка устойчивости трубопровода от местного выпучивания стенки трубы при одновременном действии внешнего давления, осевых усилий и изгибающего момента производится по формуле

$$\frac{\sigma^{н}_{кц}}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma^{н}_{пр}}{\sigma_{02}} \leq m, \qquad (12)$$

где $\sigma^{н}_{кц}$ – кольцевые напряжения от внешнего давления воды, определяемые по формуле

$$\sigma^{н}_{кц} = \frac{P_{вн} D_{вн}}{2\delta}.$$

Значения напряжений σ_{01} принимаются равными меньшему значению из величин $\psi^{*} R$ и $CE\frac{2\delta}{D_{ср}}$ (E–модуль упругости стали, $D_{ср}$ – средний диаметр трубы). Величину коэффициентов ψ^{*} и C принимают по табл.39 СНиП II-В.3-72 в зависимости от отношения $D/2\delta$ и класса стали. Для нефтегазопроводов значение коэффициента C = 0,3, значение ψ^{*} обычно лежит в пределах 0,8–0,93.

Значение σ_{02} определяют по формуле

$$\sigma_{02} = 0{,}17\left(\frac{2\delta}{D_{ср}}\right)^{2} E. \qquad (13)$$

Значения коэффициента условий работы m принимаются следующими: для трубопроводов – 0,9; для стояков – 0,75.

3.24. Если появляется значительное внешнее давление (например, когда давление внутри трубопровода равно атмосферному), и продольные напряжения $\sigma^{н}_{пр}$ в трубопроводе не известны, то отношения действующих кольцевых напряжений $\sigma^{н}_{кц}$ к критическим

напряжениям σ_{01} должны быть не больше 0,58 для газопроводов и 0,70 – для нефтепроводов.

3.25. Остаточная деформация, вызванная процессом укладки трубопровода на дно, не должна превышать допустимых пределов. Если нет специальных исследований в этой области, то достаточно, чтобы остаточная продольная деформация не превышала 0,002 (0,2%) при самых неблагоприятных условиях окружающей среды (ветра, волн и течения). Это условие относится также к участкам трубопровода, на которых деформация не изменяется и контролируется (например, на жесткой рампе трубоукладочной баржи).

3.26. Трубопроводы или участки трубопроводов, а также стояки, которые могут быть подвержены значительным колебаниям, должны рассчитываться на усталость. Особое внимание уделяется провисающим участкам, которые могут колебаться в результате вихревого обтекания потоком жидкости.

Типичными причинами колебания напряжений в стояке являются движение (перемещение или деформация) платформы, непосредственное силовое действие волн, вибрация стояка под действием волнения и ветра.

Анализ усталостных напряжений особенно важен для тех частей конструкции, в которых возможно появление концентрации напряжений.

3.27. При нормальных условиях укладки трубопровода эффект усталости материала труб можно не принимать во внимание при условии, что приняты меры для избежания повторяющейся нагрузки (в одном и том же месте) в течение длительного периода. Если при укладке или эксплуатации трубопровода предполагается появление усталостных напряжений, то необходимо рассчитывать трубопровод на выносливость.

3.28. Расчет на выносливость трубопроводов и стояков при малоцикловых нагрузках отличается от расчета на статическую прочность только тем, что расчетное сопротивление металла труб и их сварных соединений R_2 понижают на коэффициент выносливости γ, который устанавливается из выражения

$$\gamma = \frac{\sigma_{p,k}}{\sigma_r} \leq 1, \qquad (14)$$

где $\sigma_{p,k}$ – ограниченный предел выносливости конструкции тру-

бопровода при заданном числе и характеристике циклов нагружения ρ и наличии концентраторов напряжений К, кгс/мм^2;

$\sigma_т$ – предел текучести материала труб, кгс/мм^2.

При этом следует иметь в виду, что приведенная зависимость (I4) может быть использована при условии $\sigma_{р,к} \leq \sigma_т$, так как в качестве предельно допустимого напряжения принят предел текучести материала конструкции трубопровода.

В аналитическом виде ограниченный предел выносливости трубопровода определяют по формуле

$$\sigma_{р,к} = \frac{2\sigma_в \sigma_{-1,к}}{\sigma_в(1-\rho) + \sigma_{-1,к}(1+\rho)}, \qquad (I5)$$

где $\sigma_в$ и $\sigma_{-1,к}$ – соответственно предел прочности материала труб и ограниченный предел выносливости конструкции трубопровода с концентраторами напряжений при симметричном цикле нагружения, кгс/мм^2;

ρ – характеристика цикла нагружения трубопровода, равная отношению наименьших к наибольшим напряжениям (по абсолютной величине), возникающих в трубопроводе при воздействии внешних нагрузок.

При симметричном цикле нагружения $\rho = -1$ выражение (I5) упрощается и принимает вид $\sigma_{р,к} = \sigma_{-1,к}$.

Для расчета можно использовать эмпирические зависимости между знакопеременными напряжениями в трубопроводе при симметричном цикле нагружения и числом циклов, предшествующих их разрушению от усталости при малоцикловых нагрузках. Эти зависимости имеют следующий вид:

при работе трубопровода без контактов с морской водой

$$\sigma_{-1,к} = \frac{157}{\beta N^{0,187}}; \qquad (I6)$$

при воздействии морской воды

$$\sigma^{в}_{-1,к} = \frac{140}{\beta N^{0,187}}. \qquad (I7)$$

Эти зависимости установлены экспериментальным путем на базе числа циклов $N \approx 10^6$ для труб из малоуглеродистой стали.

Используя формулы (I4),(I5),(I6),(I7), не сложно рассчитать значения коэффициента β для различных условий сооружения морских трубопроводов.

Значения эффективного коэффициента концентрации напряжений β приведены в табл.I.

Таблица I

Расчетные сечения конструкции трубопровода	Коэффициент β для труб из углеродистой стали	
	на воздухе	в морской воде
Основной металл труб с необработанной прокатной поверхностью	I,0	I,I
Стыковые сварные соединения труб: механизированная электродуговая сварка под флюсом, полуавтоматическая в среде углекислого газа и т.д.	I,2	I,5
ручная электродуговая сварка	I,3	I,6
контактно-стыковая сварка непрерывным оплавлением	I,4	I,5
то же, со снятым усилением сварного шва механическим путем	I,0	I,I
Стыковые сварные соединения труб с непроваром в корне шва до I0% от толщины стенки трубы	I,5	I,8

3.29. При заглублении трубопроводов особое внимание необходимо уделять обеспечению заданной кривизне трубопровода во время его опускания в траншею, а также влиянию траншеекопателя или процесса заглубления на трубопровод, особенно его защитному покрытию.

3.30. Стояк рассчитывают на местное выпучивание стенки трубы, вызванное внешним давлением, осевым усилием и изгибающим моментом. В зависимости от способа опирания и нагрузки на стояк может потребоваться исследование устойчивости стояка, как стержня при сжатии.

Стояки должны проектироваться таким образом, чтобы их выпучивание, как стержня при сжатии, было невозможным.

3.31. Опоры для стояков конструируются таким образом, чтобы получить равномерную передачу сил между стояком и опорой. Опоры обычно рассчитываются с той же степенью надежности, как и стояк, который они поддерживают.

3.32. При монтажных работах, независимо от способа монтажа, анализ проводится для того, чтобы убедиться в прочности стояка и соединенного с ним трубопровода; при этом надежность готовой трубопроводной системы должна соответствовать проекту.

Если стояку придают постоянную кривизну, то в качестве критерия принимают ограничение в деформации и сплющивании вместо напряжения.

Допускаемая постоянная деформация зависит от вязкости материала трубы. Допускается общая постоянная деформация от изгиба не более 1,5%. Если процесс изгиба включает последовательно изгибание и выпрямление участка трубопровода, то овальность не должна превышать 1% (соответствующие радиусы кривизны - $33D_н$ и $50D_н$).

Овальность, вызванная постоянной кривизной, не должна превышать 1,5%. Максимальная допустимая овальность должна составлять 2,5% (вместе с начальной овальностью 1%).

$$2\frac{D_{max}-D_{min}}{D_{max}+D_{min}} \le \frac{2,5}{100}. \qquad (18)$$

3.33. Для заглубленных трубопроводов изгибающий момент определяется в зависимости от кривизны трубопровода вдоль траншеи.

Для незаглубленных трубопроводов максимальная длина провисающего участка определяется из характера вертикального профиля трубопровода и размеров ожидаемых провисающих участков трубопровода. Если такие данные получить затруднительно, то для расчета можно принять длину провисающего участка, равную 100 диаметрам трубопровода.

3.34. При укладке трубопроводов способом протаскивания по дну общие напряжения, вызванные растяжением и изгибом, не должны превышать нормативного сопротивления растяжению, при этом значение коэффициента условий работы m принимается равным 1.

3.35. Трубопровод должны пригружать, закреплять или заглублять таким образом, чтобы при эксплуатационных условиях он не смещался со своего первоначального положения (при этом перемещения, вызванные допускаемой деформацией при температурном расширении или осадкой после укладки, не принимаются во внимание).

3.36. Если какой-либо участок трубопровода лежит на возвышениях или около них, то необходимо принять во внимание опасность его разрушения от оползня.

3.37. Заглубленные трубопроводы следует проверять на возможность их погружения или всплытия при условии, что при погружении труба заполнена водой, а при всплытии - воздухом.

3.38. В расчетах следует учитывать, что в сильно разжиженном грунте трубопровод может всплыть, имея относительную плотность, меньшую плотности обводненного грунта. В противном случае трубопровод может самопроизвольно заглубляться.

3.39. Если грунт обводнен, то необходимо рассчитать, что глубина погружения трубопровода будет ограничена либо глубиной обводнения грунта, либо сопротивлением грунта при погружении трубопровода.

3.40. Незаглубленные трубопроводы, находящиеся непосредственно на дне моря без каких-либо специальных опорных элементов или анкерных устройств, должны проверять на погружение таким же образом, как и заглубленные. Кроме того, такие трубопроводы должны иметь требуемую надежность против всплытия со дна или горизонтального перемещения.

Трубопроводы для перекачки жидкости или газа в состоянии заполнения воздухом или газом должны иметь относительную плотность выше, чем плотность морской воды или обводненного грунта.

3.41. Расчет устойчивости трубопроводов при воздействии на них волн и течения производится в соответствии с указаниями, приведенными в прил.1.

3.42. Усилия в трубопроводе при укладке на большие глубины и оптимизацию режима укладки можно рассчитать в соответствии с указаниями, приведенными в прил.4.

4. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. Способ прокладки трубопровода назначается проектом с учетом технической оснащенности строительной организации, необходимых сроков ввода трубопровода в эксплуатацию, природных условий района строительства, протяженности трубопровода.

4.2. Для принятого способа прокладки проектом определяются:

трасса прокладки трубопровода;

технология строительства;

темп прокладки;

время строительства трубопровода;

мероприятия по технике безопасности и противоштормовые мероприятия.

4.3. Скорость прокладки трубопровода и время его строительства определяются с учетом передового опыта строительства, гидрометеорологической характеристики района производства работ.

ПРОЕКТ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

4.4. В проект на монтажные работы включаются описание методов и процессов строительства, оборудование и приборы, а также дополнительно требуемая информация.

ПОДГОТОВКА МОРСКОГО ДНА

4.5. Техническая документация по подготовке морского дна включает данные по объемам, способам производства работ и оборудованию, методам осмотра и контрольным приборам.

Подготовку дна можно производить:

выравниванием морского дна для сокращения расстояний свободных пролетов трубопровода: это производится рытьем в случае мягкого грунта или взрывом больших валунов, твердых пород, расположенных на поверхности, и т.п.;

удалением пластов грунта, например, с очень низкой способностью к сцеплению или очень мягкого грунта, что может дать

недостаточную опору для трубопровода или привести к потенциально нестабильным склонам.

ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ С ТРУБОУКЛАДОЧНОЙ БАРЖИ

4.6. Метод укладки с трубоукладочной баржи со стингером (или без стингера), при котором трубопровод опускается на морское дно по S - образной кривой, прогиб верхней части трубопровода задается стингером, а изменение формы прогиба свободно провисшей части трубопровода достигается горизонтальным натяжением трубопровода с помощью баржи.

Перемещение баржи должно регулироваться таким образом, чтобы трубопровод всегда находился под натяжением, так как усилия сжатия в трубопроводе могут привести к потере устойчивости стенки трубы. Такие условия могут возникнуть в результате аварии тягового устройства, изменения направления движения баржи или изменения положения баржи при сильном волнении. Укладку трубопровода по трассе регулируют перемещением баржи с помощью якорной системы. Контроль положения осуществляют навигационными средствами.

Когда погодные условия или перемещение баржи таковы, что появляется возможность опасных напряжений в трубопроводе или выпучивания стенки трубопровода, все сварочные работы прекращаются, трубопровод обрезают, ставят заглушку и секция опускается на дно моря. Это осуществляется с помощью стингера, прикрепляемого к трубопроводу, и продвижением баржи вперед, в то время как трубопровод вместе со стингером опускается на дно моря. Натяжение трубопровода во время этой операции можно регулировать с помощью тяговой лебедки, установленной на барже. Положение трубопровода на дне отмечается буем. Когда погодные условия позволяют возобновить работу, стингер с трубопроводом поднимают на поверхность моря, трубопровод затягивают на баржу одновременным действием тяговой лебедки и движением баржи в сторону конца трубопровода, и процесс строительства возобновляется.

4.7. Прокладка трубопровода последовательным наращиванием с применением трубоукладочной баржи (ТБ) заключается в следующем:

заготовке изолированных и обетонированных труб на береговой базе;

погрузке труб на плавсредства для отправки на ТБ;

установке ТБ на точку строительства;

разгрузке труб на борт трубоукладочной баржи;

сварке трубопровода на палубе ТБ;

проверке качества сварного стыка;

нанесении противокоррозионного покрытия на сварной стык;

опуске изготовленного трубопровода на дно моря по мере перемещения ТБ по трассе укладываемого трубопровода;

испытании уложенного трубопровода.

Проектом назначают:

базовую площадку (пристань) для складирования труб и отправке их на ТБ;

состав плавсредств, необходимых для бесперебойной отправки и перегрузки труб на ТБ, а также для буксировки ТБ и перекладки якорей;

технологию прокладки трубопровода посредством ТБ (величина натяжения трубопровода, необходимость применения стингера) из условия прочности трубопровода при укладке на дно с учетом морского волнения.

4.8. В составе проектной документации по прокладке трубопровода приводится общее описание трубоукладочной баржи, в том числе:

план расположения трубопровода от начала монтажных работ до морского дна с указанием рабочих постов, механизма натяжения, роликовых опор, стингера, якорных линий и т.д.;

боковой вид (профиль) рабочей палубы баржи, стингера, показывающих форму укладываемого трубопровода;

краткое описание механизма натяжения, центровки труб, направляющих устройств;

краткое описание стингера с данными о массе, распределении плавучести и процедуры получения заданной формы трубопровода;

краткое описание других систем и оборудования, являющихся важными при укладке трубопровода.

Для управления и контроля основных параметров при укладке устанавливают калиброванные до начала укладки приборы.Точ-

ность основных и дублирующих навигационных приборов на борту баржи-трубоукладчика должна быть достаточной для укладки трубопровода в пределах заданных ограничений.

В документации по укладке дается детальная информация о параметрах, которые должны контролироваться для получения правильной формы трубопровода. Необходимо ясно и четко сформулировать диапазон варьирования параметров.

До начала укладки разрабатывают критерий повреждения трубопровода. Поврежденные трубы ремонтируют или заменяют на барже-трубоукладчике.

Расчет гидрометеорологических условий эксплуатации трубоукладочной баржи при действии течения и волнения может производиться в соответствии с указаниями, приведенными в прил. 2.

ПРОКЛАДКА С БАРЖИ, ОСНАЩЕННОЙ БАРАБАНОМ

4.9. При этом методе прокладки трубопровод, намотанный на барабан, проходит через механизм выпрямления и затем опускается на морское дно по J -образной кривой.

Этот метод в настоящее время ограничен диаметром труб 300–400 мм и аналогичен укладке кабеля (длинномерные плети трубопровода наматывают на барабан, который устанавливается на судне-трубоукладчике). По мере продвижения судна вперед, вдоль трассы трубопровода, трубопровод разматывается с барабана и укладывается на дно моря. Поступление последующих плетей трубопровода на баржу осуществляют заменой барабана.

Особое внимание при этом методе укладки уделяют выбору наружного изоляционного покрытия, которое должно выдерживать значительные усилия. При этом утяжеляющее покрытие не применяется и отрицательная плавучесть трубопровода достигается за счет увеличения толщины стенки трубы.

ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА НА ПЛАВУ С ОПУСКОМ НА ДНО МОРЯ МЕТОДОМ СВОБОДНОГО ПОГРУЖЕНИЯ

4.10. Прокладка трубопровода способом свободного погружения заключается в следующем:

поставке изолированных и обетонированных (пригруженных) труб на береговую строительную площадку;

изготовлении на береговой строительной площадке длинномерных плетей трубопровода;

проверке качества сварных стыков;

гидравлическом испытании плетей на прочность и герметичность;

нанесении противокоррозионного покрытия на сварные стыки;

оснастке плетей оголовками и понтонами для транспортировки к месту укладки;

поэтапном перемещении плетей к урезу воды с помощью трубоукладчиков;

выводе плетей на плаву и буксировке к месту укладки;

подъеме со дна моря свободного конца уложенного ранее участка трубопровода;

соединении конца прибуксированной плети с концом поднятого участка трубопровода посредством сварки;

проверке качества сварного стыка;

нанесении противокоррозионного покрытия на сварной стык;

укладке плети по трассе трубопровода;

отсоединении от плети понтонов и буксировки их на берег;

испытании уложенного трубопровода.

Проектом определяются:

береговая строительная площадка для изготовления плетей трубопровода;

длина плетей и места стыковки их в море;

способ погружения трубопровода на дно;

состав плавсредств для прокладки трубопровода;

технические средства для стыковки плетей в море;

грузоподъемность, конструкция и число понтонов для прокладки трубопровода;

конструкция оголовков плети.

При способе свободного погружения трубопровод может укладываться на дно посредством залива воды в трубопровод, отстропки от трубопровода понтонов (последовательной или ступенчатой) и залива воды в понтоны.

Принцип укладки определяют с учетом условия сохранения прочности трубопровода при расчете трубопровода на изгиб во время опуска на дно.

4.II. Плавсредства при прокладке трубопровода свободным погружением предназначаются для вывода плетей на плаву, букси-

ровки плетей к месту укладки, удержания свободного конца плети от сноса ветром и течением в процессе сварки плетей в море, установки плети по трассе, отстропки понтонов от трубопровода и буксировки понтонов на берег.

Необходимое тяговое усилие при буксировке плетей трубопровода определяется по указаниям, изложенным в прил.3.

4.12. Плавсредства для стыковки плетей в море должны быть оборудованы грузоподъемными средствами для поддержки трубопровода на плаву, устройством для сварки, зажимами и оснащены аппаратурой для проверки качества сварного стыка, а также снабжены компрессором для продувки воздухом конца уложенного на дно трубопровода.

4.13. Конструкция понтонов должна исключать самопроизвольное отсоединение понтонов от плети трубопровода в процессе ее буксировки, позволять отсоединять понтоны без помощи водолазов, исключать возможность повреждения изоляции или бетонного покрытия трубопровода в местах установки понтонов, выдерживать давление столба воды при погружении на большие глубины.

4.14. Расчет напряженного состояния трубопровода при укладке на дно следует производить с учетом дополнительных нагрузок от действия волн, течений и т.д.

ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА ПО ДНУ МОРЯ

4.15. В настоящее время прокладка трубопроводов протаскиванием производится двумя способами: протаскиванием по дну моря (аналогично строительству подводных переходов через реки) и протаскиванием в непосредственной близости от дна моря. При последнем способе применяются понтоны, оснащенные гирляндами цепей, которые не позволяют трубопроводу как всплыть на поверхность моря, так и опуститься на грунт морского дна. Трубопровод при этом находится в состоянии нулевой плавучести.

МОНТАЖ СТОЯКОВ

4.16. Технология установки стояка разрабатывается при требовании установки стояка в строго вертикальное положение.

4.17. Для предотвращения чрезмерного изгиба стояка при транспортировке его наплаву вместе с плетью трубопровода следует устанавливать допускаемую скорость буксировки.

4.18. Для производства работ по установке стояка стрелой грузоподъемного средства стояк снабжается специальными канатами.

4.19. Защита стояков от механических повреждений достигается удобным расположением по отношению к швартующимся судам, установкой предохранительных щитов, расположением стояков внутри самой платформы.

4.20. В проектную документацию по монтажу стояков включаются следующие вопросы:

описание и общие схемы расположения стояка на платформе с расположением опор, отводов, фланцев и т.д.;

детальные чертежи опор вертикальных трубопроводов, отводов, фланцев, катушек и т.д.;

описание системы противокоррозионной защиты;

описание и спецификация монтажного оборудования;

приборы для замера и контроля основных параметров во время монтажа;

описание всех этапов монтажа.

4.21. Все операции, связанные с транспортом, разгрузочно-погрузочными операциями, гнутьем труб, должны проводиться в соответствии с проектной документацией на монтаж таким образом, чтобы трубы, стояки, вспомогательное оборудование и защитное покрытие не подвергались повреждениям.

ЛИНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗИ

4.23. Линии технологической связи должны соответствовать требованиям § II.I, II.3-II.7, гл.45, ч.II СНиП II-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

5. КОНТРОЛЬ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ. ИСПЫТАНИЕ. ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

5.I. При строительстве трубопроводов контролю качества и пооперационной приемке подлежат:

стальные трубы;

сварочные и изоляционные материалы;

сварочные работы;

очистка поверхности труб;

грунтовка и изоляция труб;

нанесение бетонного покрытия;

соответствие обетонированных труб требованиям проекта;

обетонирование сварных стыков трубопровода;

изоляция сварных стыков трубопровода;

установка утяжеляющих грузов на трубопроводе;

оснастка плетей трубопровода;

соответствие конструкции понтонов, принятой проектом;

установка стояков в проектное положение;

крепление стояков к платформе в надводной и подводной зонах;

укладка трубопровода;

испытание трубопровода до и после укладки;

земляные работы.

5.2. Состав и качество работ должны соответствовать рабочим чертежам, требованиям строительных норм и правил, технических условий.

5.3. Контролю неразрушающими физическими методами (просвечивание рентгеновскими или гамма-лучами) подлежат I00% стыков трубопроводов и вариваемой арматуры.

5.4. Средства, предназначенные для перемещения, транспортировки и хранения изолированных и обетонированных труб, должны быть оборудованы приспособлениями, предотвращающими повреждение изоляции и бетонного покрытия.

5.5. Для изготовления трубопровода не допускается использование труб с нарушенным противокоррозионным или бетонным покрытием.

5.6. Масса I м каждой обетонированной трубы должна соответствовать проекту.

5.7. Трубопроводы до сдачи в эксплуатацию подвергаются испытанию в три этапа:

предварительное испытание на прочность до укладки трубопровода на дно;

испытание на прочность после укладки трубопровода на дно;

испытание на герметичность уложенного подводного трубопровода с установленной арматурой и прилегающими участками.

Испытание на прочность трубопроводов, прокладываемых длинномерными плетями,а также наращиванием с плавсредств,производится гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) или пневматическим (природным газом, воздухом) способом,проверка же на герметичность - пневматическим способом.

Предварительное испытание на берегу плетей трубопровода (для трубопроводов, прокладываемых длинномерными плетями)или отдельных труб (для трубопроводов, укладываемых наращиванием с плавсредств) производится давлением $P_{исп} = 1{,}5\ P_{раб}$.

Плети трубопровода испытывают в течение 3 ч (отдельные трубы - не менее 20с). Кольцевые напряжения в металле трубы при испытании не должны превышать 90% от предела текучести материала. Поднимать давление до испытательного следует плавно с небольшой скоростью.

Испытание на прочность после укладки на дно производят давлением $P_{исп} = 1{,}25\ P$ раб. в течение 6 ч при гидравлическом и 12 ч при пневматическом испытании. Испытание на герметичность уложенного трубопровода с установленной арматурой и прилегающими участками производят на величину максимального рабочего давления воздухом или газом. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для осмотра с целью выявления утечек.

Производство испытаний и оценка результатов испытаний выполняется в соответствии со СНиП III-42-80 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

5.8. Трубопроводы представляются к сдаче после выполнения полного объема всех работ, предусмотренных проектом. Приемка трубопровода оформляется актом, содержащим следующие материалы:

данные и акты о соответствии выполненных работ требованиям СНиП и утвержденному проекту;

перечень допущенных отступлений от проекта с указанием причин и документов, разрешающих эти отступления;

оценка качества выполненных работ.

5.9. Осмотр смонтированного трубопровода и стояка проводится для проверки правильности выполнения проектных требований.

Если трубопровод засыпается или покрывается каким-либо защищающим слоем, то осмотр проводится до и после засыпки (покрытия) трубопровода.

В документацию об окончательном осмотре трубопровода включается следующая информация:

детальный профиль положения трубопровода;

толщина покрытия или глубина траншей и описание опор по трассе;

проверка соответствия утяжеляющих покрытий или анкеров проектным данным;

описание повреждений, поломок и других факторов, которые могут повлиять на систему катодной защиты или целостность трубопровода.

5.10. До начала эксплуатации проводят осмотр внешнего противокоррозионного покрытия трубопровода, особое внимание уделяют стояку в зоне периодического смачивания.

В местах, где проведенный замер указывает на отсутствие электрохимической защиты, предпринимают дополнительные мероприятия (т.е. монтаж дополнительных анодных протекторов,увеличение наложенного тока или применение защитного покрытия).

5.11. Определение прогибов трубопровода производят калибром на каждой секции трубопровода после его установки на место. Если трубопровод засыпается, то после его укладки в траншею производят окончательное определение прогибов.

5.12. Эксплуатирующие трубопроводы организации подготавливают и издают инструкцию по его эксплуатации, осмотру и ремонту трубопроводной системы до ввода ее в действие. Избыточное давление или колебания избыточного давления на нагнетающих и принимающих станциях, расположенных вдоль трассы трубопровода, регистрируют и контролируют.

Для определения утечки может потребоваться постоянный замер через определенные промежутки времени количества транспортируемого продукта, а также замер температуры продукта в различных точках трубопроводной системы в разные промежутки времени.

5.I3. Проведение ремонтных и профилактических работ основывается на информации, полученной при периодических и специальных осмотрах трубопровода. Периодичность и содержание осмотров зависит от таких факторов:

типа осмотра;

транспортируемого продукта;

трассы трубопровода (интенсивности движения судов, глубины укладки);

эксплуатации трубопроводной системы;

условия монтажа трубопровода и стояка;

степени возможности повреждения или степени изнашивания за счет коррозии, эрозии и т.п.

Обычно осмотры производят ежегодно, если нет установки о необходимости их проведения чаще одного раза в год.

Наружный осмотр незаглубленного трубопровода производят для обнаружения неприемлемых повреждений на трубе, в системе электрохимической защиты или на утяжеляющем покрытии (анкерах). Для определения вмятин на трубопроводе и стояке используют калибры. Если расположение трубопровода или стояка делают невозможным непосредственный осмотр, то замеры производят внутренними приборами типа ерша. При этом все механические соединения, изогнутые участки проектируются таким образом, чтобы был возможен запуск и прием ерша.

Может потребоваться замер толщины стенки для проверки внешней или внутренней коррозии или эрозии.

Приспособления для снижения давления, выпускные клапаны, автоматические отсекающие клапаны и другие предохранительные устройства испытываются и периодически контролируются.

Особое внимание при осмотрах должно уделяться стояку, на котором не должно быть механических повреждений, таких, как постоянная деформация, сильная степень коррозии или трещины в стояках и их опорах.

5.I4. Если после приемки трубопровода при определенных ус-

ловиях ухудшается безопасность, прочность и стабильность трубопровода или стояка из-за их повреждения, то производят специальный внеочередной осмотр трубопровода. При необходимости ремонтные работы проводят по правилам для вновь построенных трубопроводов. После окончания ремонтных работ необходимо провести испытания под давлением.

5.15. Трубопровод принимают в эксплуатацию после завершения всех работ, предусмотренных проектом, в том числе средства электрохимической защиты, технологической связи, устройств контроля автоматики и телемеханики.

Генеральным подрядчиком предоставляется рабочей комиссии документация в соответствии с указаниями СНиП III-42-80 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ" и настоящих Рекомендаций.

5.16. Так как для придания устойчивости стояку, который установлен у платформы, не требуется дополнительной массы и отпадает необходимость в утяжеляющем покрытии, осмотр трубопровода в этой зоне облегчается.

6. РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1. На случай повреждения трубопровода и утечки продукта в Инструкции по эксплуатации трубопроводной системы предусматриваются мероприятия по предупреждению всех последствий, которые может повлечь за собой авария трубопровода. Указывается организация, ответственная за ремонт трубопровода,и перечень оборудования, в том числе и специальное водолазное оборудование.

Этим организациям передается следующее оборудование:

приборы для быстрого обнаружения зарытого в грунт трубопровода;

средства для ремонта трубопровода;

судно для доставки ремонтного оборудования в район аварии трубопровода и спуска его под воду. Кроме того, укомплектовываются эти организации квалифицированным персоналом, занимающимся подводно-техническими работами.

6.2. Ремонт трубопровода может быть произведен различными способами:

установкой под водой специальной уплотняющей муфты поверх трубы;

установкой герметических соединительных муфт на разрезанный трубопровод;

подводной сваркой трубопровода в открытой воде сварочным полуавтоматом;

подводной сваркой трубопровода в гипербарической камере.

6.3. Если повреждение таково, что необходимо заменить часть трубопровода или имеются выпучивание стенки, разрыв трубы, то поврежденный участок вырезают с помощью подводной резки или взрывом, затем приваривают новую трубу, используя подводную сварку. При небольших глубинах моря поврежденный участок можно поднять на борт трубоукладочной баржи или кранового судна и отремонтировать.

По мере возможности фланцевые соединения при ремонте следует избегать. Если они применяются, то фланец устанавливается в таком месте, где он не подвергается изгибающим напряжениям, особенно знакопеременным, которые вызывают коррозионно-усталостные разрушения.

6.4. При подмыве трубопровода и образовании провисающей части производят засыпку трубопровода или другие мероприятия для предупреждения повреждения трубопровода.

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.1. При проектировании и строительстве трубопроводов основными мероприятиями по защите окружающей среды являются:

высокая эксплуатационная надежность трубопровода;

отключение трубопровода от остальной системы в случае нарушения технологического режима и возникновения аварийных ситуаций;

предотвращение повреждений существующих трубопроводов якорями плавсредств;

периодический осмотр трассы, а также осмотр трассы после прохождения штормов большой силы с целью выявления и установления аварийных ситуаций;

профилактический ремонт стояков с целью сохранения надежности крепления их к платформе, а также целостности противокоррозионного покрытия.

7.2. Эксплуатационную надежность трубопроводу обеспечивают:

прочность трубопровода;

устойчивость трубопровода на дне моря при экстремальных воздействиях внешней среды;

надежная противокоррозионная защита;

соблюдение технологического режима работы трубопровода.

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

8.I. При строительстве морских подводных трубопроводов в вопросах техники безопасности и производственной санитарии следует руководствоваться следующими нормативными документами:

"Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности". М., Недра, I974;

СНиП Ш-4-80 "Техника безопасности в строительстве". М., Стройиздат, 1980;

"Правилами техники безопасности при строительстве магистральных трубопроводов". М., Недра, I972;

"Основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений" (ОСП-72). М., Атомиздат, I973;

"Нормами радиационной безопасности" (НРБ-75). М., Атомиздат, I976;

"Едиными правилами охраны труда на водолазных работах". М., Транспорт, I965.

8.2. Работы на море должны выполняться с соблюдением всех указаний, изложенных в разделе "Разработка нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе" Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", включающих общие положения по технике безопасности на море, устройству и содержанию нефтегазодобывающего предприятия на море, пере-

возке людей, погрузочно-разгрузочным работам и транспортировке грузов, прокладке и ремонту подводных трубопроводов, защите морских сооружений от коррозии, организации аварийно-спасательной службы.

8.3. Перед началом работ по строительству подводного трубопровода весь производственный персонал должен пройти инструктаж по технике безопасности с учетом конкретных условий района строительства.

ПРИЛОЖЕНИЯ

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ВОЛН И ТЕЧЕНИЙ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При проектировании и строительстве морских подводных трубопроводов расчет свободно лежащего на дне трубопровода сводится к определению допустимого наименьшего веса, при котором трубопровод достаточно устойчив при действии горизонтальной (боковой) и вертикальной (подъемной) сил, обусловленных волнением и течением.

В зависимости от характера волновых воздействий трасса трубопровода должна быть разделена на следующие участки: глубоководный (относительная глубина $H/\lambda > 0,5$), мелководный ($H_{кр} < H \leqslant 0,5\,\lambda$) и прибрежный ($H \leqslant H_{кр}$). Для каждого из этих участков производится расчет устойчивости трубопровода.

В расчетах приняты следующие условные обозначения:

$G_т$ – расчетная масса на воздухе I м трубопровода с учетом изоляции, кгс/м;

$G_б$ – расчетная масса на воздухе балласта, потребного для пригрузки I м по длине трубопровода, кгс/м;

$R_т$ – расчетная выталкивающая сила воды (сила Архимеда), действующая на I м трубопровода с учетом изоляции, кгс/м;

$R_б$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на балласт, необходимый для пригрузки I м по длине трубопровода, кгс/м;

G – допустимый вес трубопровода в воде (отрицательная плавучесть) с учетом защитных покрытий и морского обрастания, кгс/м;

$G_б^в$ – расчетный вес в воде балласта, потребного для пригрузки I м по длине трубопровода, кгс/м;

$G_{гр}$ – масса на воздухе одного балластного груза, кгс/м;

$G_ф$ – фактический вес запроектированного трубопровода в воде, кгс/м;

$K_н$ – коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода на дне моря;

$D_н$, $D_в$, $D_и$, $D_б$ – соответственно наружный и внутренний диаметры трубы, наружный диаметр по изоляции и бетонному покрытию, м;

$\gamma_{ст}$, $\gamma_{из}$, $\gamma_в$, $\gamma_б$ – соответственно объемная масса стали, изоляционного покрытия, морской воды и материала балласта, кгс/м^3;

$\gamma_т$ – условная объемная масса I м длины конструкции трубопровода, кгс/м^3;

$\gamma_г$ – объемная масса разжиженного грунта (отношение массы твердых частиц грунта с учетом массы содержащейся в нем воды к их объему), кгс/м^3;

$G_г$ – удельная масса скелета грунта (отношение массы твердых частиц грунта к их объему), кгс/м^3;

W – влажность грунта (отношение массы воды, заключенной в порах грунта, к массе твердых частиц грунта), %;

$V_т$ – объем, занимаемый I м по длине трубопровода с учетом изоляции, м^3;

$V_б$ – объем, занимаемый балластом, необходимым для пригрузки I м по длине трубопровода, м^3

ℓ – расстояние между грузами по осям, м;

$t_б$ – толщина бетонного покрытия, м;

$(P_x)_{расч}$ и $(P_z)_{расч}$ – расчетные значения горизонтальной боковой и вертикальной подъемной сил от воздействия волн и течений, кгс;

n – коэффициент, характеризующий соприкасание трубопровода с подстилающим грунтом морского дна (устанавливается из табл.2);

f – коэффициент трения при перемещении трубопровода поперек трассы (устанавливается из табл.2);

H – глубина моря, м;

h и λ – соответственно высота и длина расчетной волны, м;

$H_{кр}$ – критическая глубина моря, м;

$P_{xм}$ и P_z – соответственно наименее выгодные сочетания горизонтальной и вертикальной проекций сил волнового давления, кгс/м;

P_{xT} и P_{zT} - соответственно горизонтальная и вертикальная составляющие силы давления от течения, кгс/м;

$K_{сн}$ - коэффициент снижения волновой нагрузки (устанавливается из табл.5);

$P_{xи}$ и $P_{xс}$ - соответственно инерционный и скоростной компоненты горизонтальной составляющей нагрузки от волн, кгс/м;

$\delta_{xц}$ и $\delta_{xс}$ - соответственно коэффициенты сочетания инерционного и скоростного компонентов максимальной нагрузки от волн, принимаемые по графикам рис.2. в зависимости от положения трубопровода относительно вершины волны $\bar{X} = \frac{X}{\lambda}$ (рис.I);

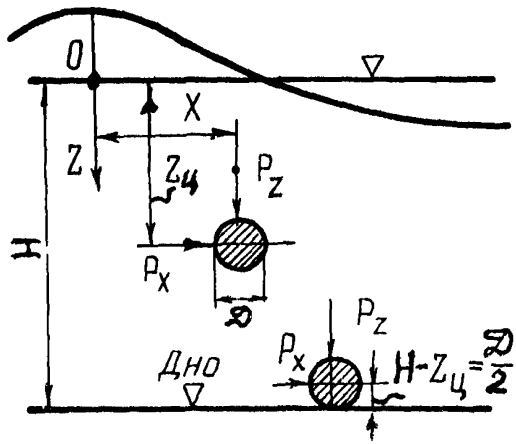


Рис.I. Схема к определению волновых нагрузок на морской подводный трубопровод

θ_x и ε_x - соответственно коэффициенты удельной нагрузки от волн, принимаемые по графикам а и б рис.3 в зависимости от относительной глубины $\bar{z} = \frac{H-z}{H}$. Если трубопровод расположен на поверхности дна моря, то принимается $H - z_ц = D_н/2$;

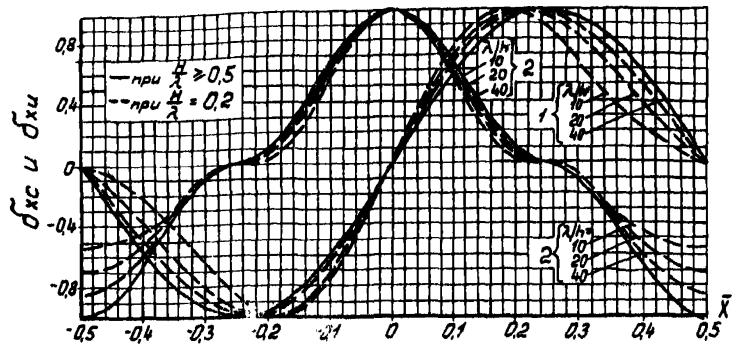


Рис.2. Графики значений коэффициентов сочетания инерционного δ_{xu} (графики I) и скоростного $\delta_{x\varepsilon}$ (графики 2) компонентов удельной горизонтальной нагрузки от волн

C_x – коэффициент лобового сопротивления при обтекании цилиндра равномерным установившимся потоком жидкости (устанавливается по графику, приведенному на рис.4);

C_z – коэффициент подъемной силы (устанавливается по графику, приведенному на рис.5);

ν – коэффициент кинематической вязкости жидкости, $м^2/с$;

g – ускорение силы тяжести, $м/с^2$;

$v_д$ – скорость донных течений на возвышении $D_ц$ от дна, м/с;

h' – высота бегущей волны перед разрушением, м;

$h_{пр}$ – высота прибойной волны, м;

$H_{пр}$ – глубина моря в зоне прибойной волны, м.

ГЛУБОКОВОДНЫЙ УЧАСТОК

Для трубопроводов, укладываемых на глубоководных участках трассы, волновые воздействия можно не учитывать. Устойчивость трубопровода будет обеспечена, если его наименьший вес подобран в соответствии с условием

$$K_н = \frac{G_т + G_б}{R_т + R_б} . \qquad (19)$$

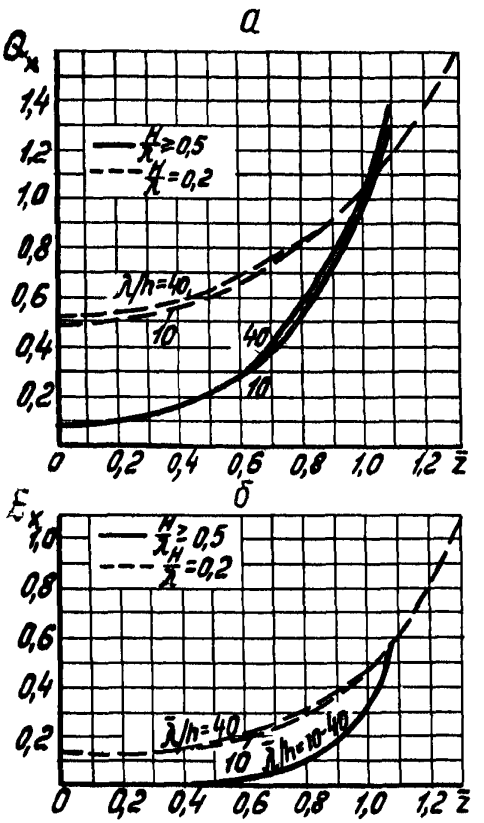


Рис.3. Графики значений коэффициентов удельной нагрузки от волн $\theta_x(а), \varepsilon_x(б)$

Значение коэффициента надежности принимается $К_н$=I,I5-I,20 в зависимости от гидрометеорологических условий по трассе трубопровода.

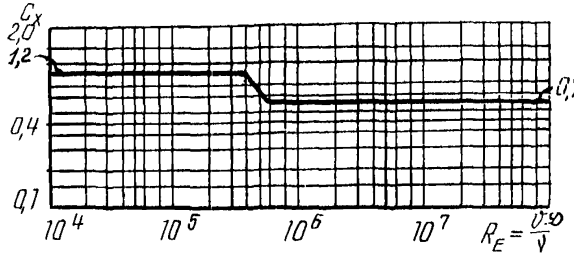


Рис.4. Рекомендуемые значения коэффициента лобового сопротивления C_x при обтекании трубопровода равномерным установившимся потоком жидкости

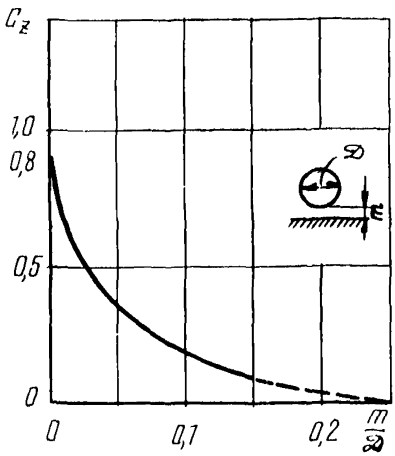


Рис.5. Рекомендуемые значения коэффициента подъемной силы C_z

Значения величин, входящих в формулу (19), устанавливают по ниже следующим зависимостям:

$$G_T = \frac{\pi}{4}\left[(D_н^2 - D_в^2)\gamma_{ст} + (D_н^2 - D_н^2)\gamma_{из}\right]; \quad (20)$$

$$R_T = \frac{\pi}{4} D_н^2 \gamma_в ; \quad (21)$$

$$G_б = (K_н R_T - G_T)\frac{\gamma_б}{\gamma_б - K_н \gamma_в}; \quad (22)$$

$$R_б = \frac{G_б \gamma_в}{\gamma_б}. \quad (23)$$

При значительном придонном течении (0,5 м/с) дополнительно к весу балласта, определенному по формуле (22), добавляется вес балласта, определенный по формулам (28), (36), (37), компенсирующий нагрузку, вызванную течением.

Вес под водой балласта, потребного для пригрузки I м по длине трубопровода, определяется по формуле

$$G_{\delta}^{в} = G_{\delta}\frac{\gamma_{\delta} - \gamma_{в}}{\gamma_{\delta}} . \qquad (24)$$

При балластировке трубопровода одиночными железобетонными или чугунными грузами расчетное расстояние между балластными грузами (по осям) по длине трубопровода устанавливается по формуле

$$\ell_{*} = \frac{G_{гр}}{G_{\delta}} . \qquad (25)$$

При балластировке трубопровода сплошным бетонным покрытием наружный диаметр обетонированного подводного трубопровода определяют по формуле

$$D_{\delta} = \sqrt{\frac{\gamma_{\delta} D_{н}^{2} - 1{,}28 G_{т}}{\gamma_{\delta} - K_{н}\gamma_{в}}} . \qquad (26)$$

Формула необходимой толщины бетонного покрытия имеет вид:

$$t_{\delta} = \frac{D_{\delta} - D_{н}}{2} . \qquad (27)$$

МЕЛКОВОДНЫЙ УЧАСТОК

Для определения параметров волнения необходимо пользоваться картой акватории, на которой обозначена трасса трубопровода нанесены линии равных высот и показано направление (лучи) распространения их при прохождении над трубопроводом [8].

Вероятностные характеристики расчетной волны при определении устойчивости морских трубопроводов принимаются в соответствии с указаниями Рекомендаций, разд.3.5.

Допустимый наименьший вес трубопровода в воде рассчитывают по формуле

$$G \geq K_{н}\left[\frac{1}{nf}(P_{x})_{расч} + (P_{в})_{расч}\right] . \qquad (28)$$

Рекомендуемые величины коэффициентов n и f приведены в табл.2. Эти значения целесообразно уточнять опытным путем в

каждом конкретном случае в зависимости от свойств грунта морского дна по трассе трубопровода.

Таблица 2

Поверхностные грунты морского дна	Коэффициенты		$\frac{1}{nf}$
	n	f	
Разрушенная скала, скальные грунты	I,I5	0,65	I,35
Крупные пески и гравелистые грунты	I,25	0,55	I,45
Мелкие пески и супеси	I,35	0,45	I,65
Илистые и суглинистые грунты	I,45	0,40	I,75

Коэффициент надежности $K_н$ зависит от точности выбранных значений коэффициентов n и f и принимается равным 1,1.

Если определенный по формуле (28) допустимый вес трубопровода в воде оказывается большим, чем фактический вес запроектированного трубопровода, то трубопровод необходимо балластировать грузами, надежно прикрепленными к нему через определенные расстояния, или сплошным бетонным утяжеляющим покрытием. Величину балластировки I м свободно лежащего на дне трубопровода принимают

$$G_б^в = G - G_ф. \qquad (29)$$

При использовании сплошного утяжеляющего покрытия или при балластировке отдельными грузами, расстояние между которыми в свету меньше полуторной протяженности груза, расчет сил волновых воздействий и давления от течения производится повторно, если ожидается значительное увеличение этих нагрузок с учетом увеличенного соответственно наружного диаметра трубопровода.

Расчетные горизонтальная (боковая) и вертикальная (подъемная) силы от воздействия волн и течений определяют по формулам:

$$(P_x)_{расч} = K_{сн} P_{хм} \cos^2\varphi + P_{хт} \cos^2\beta; \qquad (30)$$

$$(P_z)_{расч} = K_{сн} P_z \cos^2\varphi + P_{zT} \cos^2\beta, \qquad (31)$$

Выбор самых невыгодных сочетаний горизонтальной и вертикальной проекций сил волнового давления на трубопровод производится в соответствии с указаниями СНиП П-57-75 "Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Нормы проектирования" [4].

Максимальную горизонтальную $P_{xм}$ и соответствующую вертикальную P_z проекции нагрузок от волн, действующих на 1 м длины лежащего на дне трубопровода, необходимо определять по формулам:

$$P_{xм} = P_{xи}\delta_{xи} + P_{xс}\delta_{xс}; \qquad (32)$$

$$P_z = -\frac{g}{5} P_{xс}\delta_{xс}, \qquad (33)$$

где

$$P_{xи} = \frac{3}{4}\gamma_в \pi^2 D_и^2 \frac{h}{\lambda}\theta_x; \qquad (34)$$

$$P_{xс} = \gamma_в \pi D_и \frac{h^2}{\lambda}\varepsilon_x. \qquad (35)$$

Расчет составляющих силы давления от течения производят по зависимостям:

$$P_{xт} = C_x \gamma_в D_и \frac{v^2}{2g}; \qquad (36)$$

$$P_{zт} = C_z \gamma_в D_и \frac{v^2}{2g}. \qquad (37)$$

Все расчеты устойчивости трубопровода выполняют для 1 м трубопровода. Неравномерность распределения волновой нагрузки по длине трубопровода значительной протяженности учитывают введением в расчетные формулы (30) и (31) коэффициента снижения волновой нагрузки $K_{сн}$, значения которого приведены в табл.3.

Если гребни волн не параллельны трассе трубопровода, то волновые нагрузки следует рассчитывать так же, как и в случае нормального подхода волн с последующим умножением результата на коэффициент $\cos^2\varphi$, где φ^o – угол между лучом набегающей волны и нормалью к трассе трубопровода.

Аналогично рассчитываются нагрузки от течения с поправкой на коэффициент $\cos^2\beta$, где β^o – угол между нормалью к оси трубопровода и направлением придонного течения.

Таблица 3

Расстояние между опорами по трассе трубопровода	: Коэффициент снижения волновой нагрузки, $K_{сн}$
$< 0,25\ \lambda$	0,8
$0,25\lambda - 0,50\lambda$	0,7
$0,50\lambda - \lambda$	0,6
$> \lambda$	0,5

Прибрежный участок

Границей между мелководным и прибрежным участками по трассе трубопровода следует принимать глубину моря, равную полуторной высоте волны в данном створе; последнюю следует определять по наблюдениям или рассчитывать согласно Техническим условиям СН 288-64 (Указания по проектированию гидротехнических сооружений, подверженных волновым воздействиям. М.,Госстройиздат, 1965) с учетом деформации волн, выходящих с глубокой воды на мелководье.

Суммарную силу воздействия волн и течений на свободно лежащий на дне трубопровод на прибрежных участках трассы рассчитывают по приведенным выше формулам (28)-(37). При этом горизонтальную и вертикальную проекции силы волнового давления (30) и (31) следует умножать на поправочный коэффициент α

$$\left.\begin{aligned} \alpha &= 1 + 1,2\left(\frac{\Delta h}{H_{пр}}\right)^{1,71} \\ \Delta h &= h' - h_{пр} \end{aligned}\right\}, \qquad (38)$$

В случае отсутствия данных наблюдений в натуре высоту бегущей волны перед разрушением принимают равной $h' = 0,7H_0$, где H_0 - глубина моря в створе обрушения волн.

На прибрежных участках трассы подводные трубопроводы заглубляются в грунт. При этом под воздействием прибойных волн возможен переход грунта в жидкотекучее состояние. В этих условиях трубопровод необходимо дополнительно проверять на устойчивость в соответствии с зависимостью

$$\gamma_T' \geq K_н \gamma_г . \qquad (39)$$

Объемную массу разжиженного грунта определяют по данным инженерных изысканий из выражения

$$\gamma_г = \frac{G_г \gamma_б (1+W)}{G_г W + 1}. \qquad (40)$$

Коэффициент надежности $K_н$ принимается равным не менее I,I.

Условную объемную массу конструкции трубопровода (I м по его длине) устанавливают по зависимости

$$\gamma_т = \frac{G_т + G_б}{V_т + V_б}. \qquad (4I)$$

Примеры расчета

Пример I.

Требуется определить пригрузку газопровода с наружным диаметром $D_б$ = I,2 м, вес в воде которого составляет 267 кгс/м (труба диаметром 1016x21,5 мм, изоляция толщиной 5 мм, $\gamma_{из}$ = =I850 кгс/м^3, сплошное бетонное покрытие толщиной 87 мм, $\gamma_б$ = =2850 кгс/м^3).

Газопровод прокладывается по трассе при следующих условиях: скорость ветра W = 20 м/с, разгон D = 350 км, продолжительность действия t = I2 ч, скорости течения у дна изменяются по трассе v = 0,4-0,75 м/с. Наибольшая глубина по трассе составляет 30 м.

I. Расчет элементов волн произведен в соответствии с указаниями СНиП II-57-75 "Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Нормы проектирования". Результаты расчета элементов волн при расчетной скорости ветра 20 м/с, разгоне 350 км и продолжительности действия I2 ч приведены в табл.4.

2. Расчет волновых воздействий на I м трубопровода, свободно уложенного на морском дне, производят в следующей последовательности.

3. По графику (см.рис.2) выбирают значения коэффициентов $\delta_{хс}$ = 0,05 и $\delta_{хи}$ = I в зависимости от соотношения H/λ =20/I08 = =0,2, λ/h = I08/6 = I8 и $\bar{X}$ = 0,2 (далее приводятся данные по расчету 3 участка по трассе газопровода).

4. По графику (см.рис.3) устанавливают значения коэффициентов $\beta_х$ = 0,5 и $\varepsilon_х$ = 0,I в зависимости от $\bar{\delta} = \frac{d/2}{H} = \frac{I,2}{2 \cdot 20}$ = =0,03.

5. По формулам (34) и (35) определяют $P_{хи}$ и $P_{хс}$:

Таблица 4

Номера участков по трассе	Глубина моря H, м	Расчетные параметры волн				Морские течения		Донные грунты
		h 5%, м	λ, м	τ, с	φ^o	v, м/с	β^o	
I	2	–	–	–	45	0,75	Прямой подход к трубопроводу	Пески средней плотности
2	I0	6,0	I00	9	45	0,75		
3	20	6,0	I08	9	45	0,50		
4	30	6,4	II6	9	30	0,40		
5	20	6,0	I08	9	30	0,40		
6	I0	6,0	I00	9	30	0,40		
7	2	–	–	–	30	0,40		

$$p_{xu} = \frac{3}{4} \cdot I030 \cdot 3,I4^2 \cdot I,2^2 \cdot \frac{6}{I08} \cdot 0,5 = 300 \text{ кгс/м};$$

$$p_{xc} = I030 \cdot 3,I4 \cdot I,2 \cdot \frac{6^2}{I08} \cdot 0,I = II2 \text{ кгс/м}.$$

6. По формулам (32) и (33) рассчитывают p_{xM} и соответствующую p_z:

$$p_{xM} = 300 \cdot I + II2 \cdot 0,05 = 305,6 \text{ кгс/м};$$
$$p_z = -9/5 \cdot II2 \cdot 0,05 = I0 \text{ кгс/м}.$$

7. На прибрежных участках (I) и (7) по трассе газопровода значения p_{xM} и p_z увеличены на коэффициент $\alpha = I + I,2 \times (\frac{6,4 - 6,0}{2,0}) = I,I$.

8. Расчет сил давления от воздействия морского течения на I м трубопровода производят по формулам (36) и (37):

$$P_{xT} = I,2 \cdot I030 \cdot I,2 \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,8I} = I8,9 \text{ кгс/м};$$

$$P_{zT} = 0,8 \cdot I030 \cdot I,2 \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,8I} = I2,6 \text{ кгс/м}.$$

9. Расчет горизонтальной и вертикальной составляющих силы от совместного воздействия волн и течения с учетом коэффициента снижения, равного 0,5, производят по формулам (30) и (3I):

$$(p_x)_{расч} = 0,5 \cdot 305,6 \cdot 0,49 + I8,9 = 93,7 \text{ кгс/м};$$
$$(p_z)_{расч} = 0,5 \cdot I0 \cdot 0,49 + I2,6 = I5 \text{ кгс/м}.$$

IO. Допустимый наименьший вес в воде I м трубопровода устанавливают по формуле (28) с использованием данных, приведенных в табл.2

$$G \geq 1{,}2\ (1{,}65 \cdot 93{,}7 + 15) = 203{,}5 \text{ кгс/м}.$$

По аналогии с расчетами, выполненными для 3-го участка, произведены соответствующие вычисления, применительно к исходным данным для I-7 участков трассы газопровода (рис.6). Основные данные расчета представлены в табл.5.

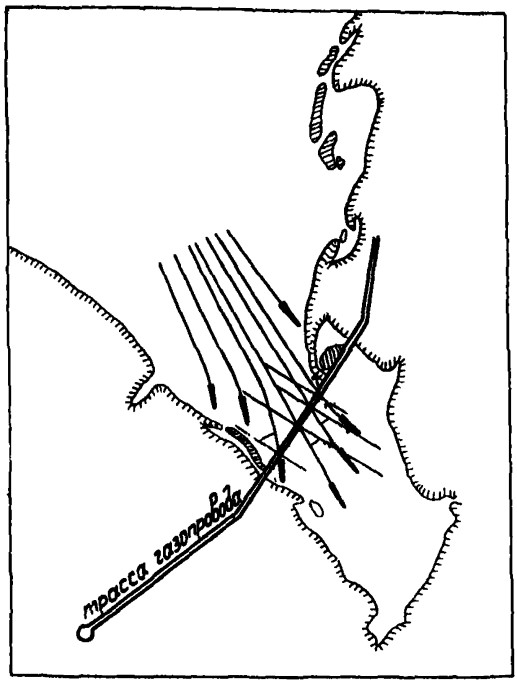


Рис.6. Схема расположения трассы газопровода и волнового поля (t = 12 ч; D =350 км; V = 20 м/с)

Таблица 5

Номера участков по трассе	(p_x) расч.	(p_z) расч.	G	$\gamma_т$	Рекомендуемые мероприятия
I	I59,0	32,0	353,I	I,3	Дополнительная пригрузка или заглубление в грунт
2	I48,3	3I,6	33I,4	I,28	То же
3	93,7	I5,0	203,5	I,I7	Без пригрузки
4	II0,5	II,2	232,2	I,2	"
5	I26,6	II,7	264,6	I,23	"
6	I74,4	I3,3	36I,2	I,3I	Дополнительная пригрузка или заглубление в грунт
7	I90,5	I3,8	393,7	I,34	То же

Таким образом, расчет показал, что применительно к исходным данным рассмотренный газопровод необходимо дополнительно пригрузить или заглубить в грунт на прибрежных участках трассы при глубине моря до I0 м. На остальных участках трассы вес газопровода достаточный для надежной эксплуатации на дне моря.

Пример 2. Требуется рассчитать необходимую объемную массу трубопровода, заглубленного на прибрежном участке в глинистый грунт, с удельной массой скелета грунта $G_{гр} = 2650$ кгс/м^3 при насыщенности I94% (объемная масса воды $\gamma_в = I030$ кгс/м^3). При этом отсутствует сопротивление сдвигу разжиженного грунта.

I. Объемную массу разжиженного грунта определяют по формуле

$$\gamma_г = \frac{2,65 \cdot I,03\ (I + I,94)}{2,65 \cdot I,94 + I} = I,3 \text{ т/м}^3.$$

2. Объемная масса трубопровода должна быть равна или превышать следующую величину:

$$\gamma_т \geq K_н \gamma_г = I,I \cdot I,3 = I,43 \text{ т/м}^3.$$

ОГРАНИЧЕНИЕ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОУКЛАДОЧНЫХ СУДОВ ПРИ ДЕЙСТВИИ ТЕЧЕНИЯ И ВОЛНЕНИЯ

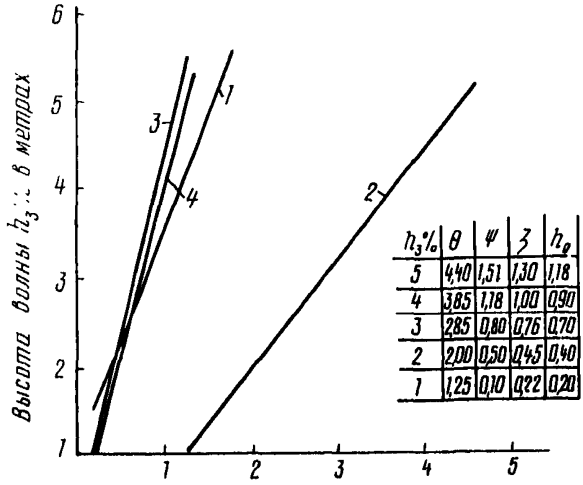
При укладке трубопроводов с трубоукладочной баржи в результате воздействия волнения и течения как непосредственно на трубопровод, так и косвенно через колебание судна в трубопроводе возникают значительные изгибающие напряжения, которые ограничивают возможность работы на этой барже при определенных гидрометеорологических условиях. Для определения этих предельных условий, свыше которых укладывать трубопровод опасно из-за возможности его поломки, необходимо рассчитать напряженно-деформированное состояние укладываемого подводного трубопровода [7, 10].

Морское волнение вызывает колебание баржи и кормового стингера, жесткой фермы, по которой, как по направляющей, спускается в море трубопровод. Колебание нижнего конца стингера, с которого сходит трубопровод, приводит к появлению в этом трубопроводе инерционных нагрузок и дополнительных напряжений в трубах. Помимо волнения на трубопровод воздействует также морское течение, которое вызывает дополнительные напряжения в трубопроводе на участке между дном моря и стингером.

Одновременное воздействие течения и волнения, а также напряжения, вызванные собственным весом трубопровода в воде, при определенном значении этих величин могут вызвать опасные напряжения в трубах. Чтобы предотвратить поломку трубопровода при его укладке на дно, необходимо ограничить величину волнения и течения, воздействующих на трубоукладочную баржу, т.е. ограничить время работы баржи погодными условиями.

Определение колебаний ТУС на волнении

Амплитуды колебаний ТУС на волнении могут быть получены либо путем теоретического расчета по методике, изложенной в работе [10], либо путем экспериментальных исследований на моделях ТУС в опытовом бассейне. Как правило, каждое ТУС имеет в проектной документации данные по качке судна.



h_3%	θ	ψ	ζ	h_ϱ
5	4,40	1,51	1,30	1,18
4	3,85	1,18	1,00	0,90
3	2,85	0,80	0,76	0,70
2	2,00	0,50	0,45	0,40
1	1,25	0,10	0,22	0,20

Рис.7. Амплитуда колебаний ТУС типа "Сулеиман Везиров" при нерегулярном волнении 3-процентной обеспеченности:
1,2-килевая ψ и бортовая θ качка; 3,4-вертикальная (a_z) и горизонтальная (a_3) качка

Наиболее точно отражает характер колебательного процесса на волнении способ расчета качки судна на нерегулярном волнении, при котором волнение представляется как стационарный случайный процесс, характеристики которого не меняются с течением времени. Процесс качки описывается линейными дифференциальными уравнениями. При этом судно рассматривается как линейная система, для которого волнение служит "входным" случайным процессом, вызывающим качку судна в качестве "выходного" процесса.

В качестве примера на рис.7 приведены расчетные данные амплитуд колебаний на нерегулярном волнении 3-процентной обеспеченности ТУС "Сулейман Везиров",работающем в Каспийском

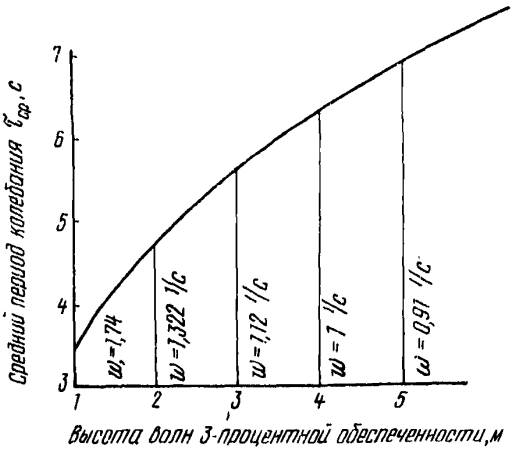


Рис.8. Средний период волны 3-процентной обеспеченности

море. Основные размерения этого ТУС следующие: $L \times B \times H \times T$ = = 107x24x7,2x4,5 м (размеры кормового стингера: длина 100, радиус кривизны 283-396 м).

На рис.8 приведена зависимость средней частоты волны от высоты волны 3-процентной обеспеченности.

Определение колебаний конца стингера

В общем случае при расположении стингера (рис.9) со смещением к борту по отношению к диаметральной плоскости судна амплитуду смещения конца стингера определяют по следующей зависимости.

В вертикальной плоскости

$$\delta_{тв} = (L/2 + \ell_{ст})\,\psi + a_з + K\theta. \qquad (42)$$

В горизонтальной плоскости

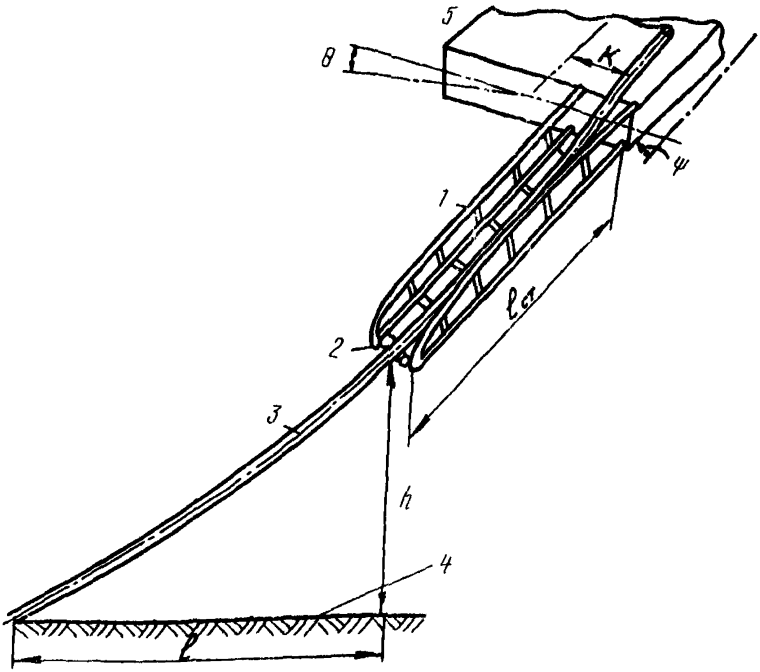


Рис.9. Схема концевой части трубоукладчика со стингером:
I-стингер; 2-концевой ролик; 3-трубопровод; 4-дно моря;
5-баржа

$$Б_{mг} = a_г + h, \theta, \qquad (43)$$

где $Б_{mв}$ - вертикальное перемещение конца стингера, м;
$Б_{mг}$ - горизонтальное перемещение конца стингера, м;
L - длина ТУС, м;
$\ell_{ст}$ - длина стингера, м;
K - отстояние стингера от диаметральной плоскости ТУС, м;
h_1 - отстояние нижнего конца стингера от поверхности воды, м;

ψ, θ – углы килевой (продольной) и бортовой качки ТУС, радианы;

$a_в$ и $a_г$ – вертикальная и горизонтальная амплитуда качки ТУС, м.

Уравнение колебания трубопровода

Уравнение вынужденных колебаний трубопровода между концевым роликом стингера и дном моря имеет вид:

$$\bar{m}\frac{d^2y}{dt^2} + C_x\frac{dy}{dt} + \left(\frac{81\pi^4}{16\ell^4}EJ + \frac{9\pi_2}{4\ell^2}N\right)y = -mV_{on}, \quad (44)$$

где $$\bar{m} = m + C_м\frac{\pi d^2\gamma}{4g};$$

m – масса трубопровода, кг.м/с^2;

$C_м$ – коэффициент присоединенной массы воды трубы принимают равным I;

d – диаметр трубопровода, м;

γ – удельная масса воды, кг/м^3;

C_x – коэффициент сопротивления трубы принимается равным 0,7;

E – модуль упругости материала трубы, кг.см^2;

J – момент инерции поперечного сечения трубы, см^4;

N – растягивающая сила, кг;

V – отклонение опоры стингера от статического положения.

Частоту собственных колебаний трубопровода P определяют по формуле

$$P = \frac{9\pi^2n^2}{\ell^2}\sqrt{\frac{EJ}{\bar{m}}}\sqrt{1 + \frac{4N\ell^2}{9\pi^2n^2EJ}}, \quad (45)$$

где n = I,2,3... число, определяющее тон колебаний.

Возможность попадания трубопровода в резонансные колебания необходимо проверить путем расчета коэффициента динамичности по следующей зависимости:

$$S = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{P^2}{\omega^2} - 1\right)^2 + \frac{4P^2\mu^2}{\omega^2}}}, \quad (46)$$

где ω – частота вынужденных колебаний (практически частота возмущающей силы, т.е. волнения), I/с;

$2\mu = \frac{C_x r d}{\bar{m} 2 q}$ – безразмерный коэффициент затухания колебаний;

Значения коэффициента динамичности не должны превосходить $S \leq 1{,}05$, особенно это условие важно для колебаний первого тока ($n = 1$). Изгибающий момент в сечении трубопровода в вертикальной плоскости определяют по формуле

$$M^{в}_{дн} = EJy'' = \bar{m}\omega^2 \ell^2 S_\alpha \frac{\omega}{\omega_0}\left\{\frac{\delta_{m1}}{81\pi^4}\left(-1/4 \sin\frac{3}{2}\pi\frac{x}{\ell} + \frac{1}{2}\sin 3\pi\frac{x}{\ell}\right)\right\} + \quad (47)$$

$$+ EJ\frac{1}{3}\frac{\pi}{\ell}\delta_{m1}\varphi\frac{sh\varphi x}{ch\varphi\ell} - EJ\frac{\delta_{m1}+\varphi\ell}{\ell\varphi - 1}\varphi^2\frac{sh\varphi x}{sh\varphi\ell},$$

где $S_\alpha = \frac{1}{1 + \frac{N\ell^2}{4EJ\pi^2}}$ – коэффициент, учитывающий влияние растягивающей силы на амплитуду колебаний;

$\varphi = \sqrt{\frac{N}{EJ}}$, ω_0 – частота нормированных колебаний принимается равной собственной частоте колебаний, I/с.

Перерезывающую силу определяют по формуле

$$Q^{в}_{дн} = \bar{m}\omega^2 \ell S_\alpha \frac{\omega}{\omega_0}\left\{\delta_{m1}\frac{4}{g\pi^3}\left(-\cos\frac{3}{2}\pi\frac{x}{\ell} + \cos 3\pi\frac{x}{\ell}\right)\right\} +$$

$$+ EJ\frac{1}{3}\frac{\pi}{\ell}\delta_{m1}\varphi^2\frac{sh\varphi x}{ch\varphi\ell} - EJ\frac{\delta_{m1}+\psi\ell}{\ell\psi - 1}\varphi^3\frac{ch\varphi x}{sh\varphi\ell}, \quad (48)$$

Форму прогибов определяют по приближенной зависимости

$$y^{в}_{дн} = \delta_{m1}\sin\frac{3}{2}\pi\frac{x}{\ell}. \quad (49)$$

Значения M, Q и y для горизонтальных колебаний определяют аналогично по формулам (47)-(49) при δ_{m2}.

Воздействие течения на трубопровод

На участке между концом стингера и дном на трубопровод воздействует морское течение. Величину усилия, действующую

на трубу, как преграду при обтекании ее потоком воды, определяют по формуле

$$P_{теч} = C_x \gamma \frac{dV^2}{2g} . \qquad (50)$$

Обозначения в этой формуле не отличаются от принятых ранее. Значение коэффициента C_x принимается по рис.I4 (прил.3) в зависимости от числа Рейнольдса. Скорость течения по глубине определяют по данным инженерных изысканий в заданном районе строительства. В случае отсутствия таких данных в момент проектирования трубоукладочных работ скорость течения можно принять распределенной по трапеции: на поверхности воды течение в два раза больше, чем у дна. При трапециевидном распределении скорости нагрузку также условно принимают с равномерным по всей длине распределением Р и треугольным от поверхности к дну P_I.

Уравнение продольно-поперечного изгиба для трубопровода следующее:

$$EJ \frac{d^4y}{dx^4} - N \frac{d^2y}{dx^2} = P - \frac{P_1 x}{\ell} . \qquad (5I)$$

Уравнение упругой линии (прогиба) трубопровода определяют по формуле

$$y_{теч} = P \frac{(1 - ch\varphi x)}{N\varphi^2} - \frac{P(ch\varphi\ell - 1) + P_1}{N\varphi sh\beta\ell} x + \frac{P(ch\varphi\ell - 1) + P_1}{N\varphi^2 sh\beta\ell} sh\beta x + \frac{Px^2}{N} + \frac{P_1 x^3}{6\ell N} . \qquad (52)$$

Уравнение для определения изгибающего момента:

$$M_{теч} = EJ\left(-\frac{P}{N} ch\varphi x + \frac{P(ch\varphi\ell - 1) + P_1}{N sh\varphi\ell} sh\beta x + \frac{P}{N} + \frac{P_1 x}{\ell N}\right). \qquad (53)$$

Напряженное состояние трубопровода

На трубопровод в вертикальной плоскости одновременно действуют нагрузки от сил собственного веса в воде, которые определяют в соответствии с указаниями прил.4, и нагрузки от колебания трубопровода, определяемые настоящим расчетом. При этом изгибающие моменты, действующие в сечении трубопровода от ста-

тических $M_{ст}$ и динамических $M^{2}_{дн}$ нагрузок суммируются

$$M_{в} = M_{ст} + M^{2}_{дин}. \qquad (54)$$

На трубопровод в горизонтальной плоскости одновременно действуют нагрузки от течения $M_{теч}$ и нагрузки от колебания трубопровода $M^{в}_{дн}$, которые суммируются:

$$M_{г} = M_{теч} + M^{в}_{дн}. \qquad (55)$$

Общие изгибные напряжения в трубопроводе определяют изгибающим моментом ($M = M_{в}$ или $M = M_{г}$) и растягивающей силой N :

$$\sigma = \frac{N}{F} + \frac{M}{W}, \qquad (56)$$

где F и W - соответственно площадь поперечного сечения и момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Допускаемые напряжения $\sigma_{эк}$ определяют в соответствии с указаниями рекомендаций разд.3.18.

Для безопасной работы трубоукладочного судна должно выполняться условие

$$\sigma_{эк} \geq \sigma. \qquad (57)$$

Ограничение перемещения ТУС гидрометеорологическими условиями

Для расчета допускаемых по условиям прочности трубопровода перемещений ТУС определяются такие внешние нагрузки, которые соответствуют предельным допускаемым напряжениям σ в трубопроводе. Наиболее удобно расчет проводить графическим способом в следующей последовательности.

Задаться рядом последовательно возрастающих параметров, характеризующих состояние погоды или внешней среды. Например, для колебаний в вертикальной плоскости задаться несколькими возрастающими значениями высоты расчетной волны $h_1, h_2, h_3 \ldots$. Определить для этого волнения последовательно несколько значений динамической составляющей изгибающего момента в трубопроводе $M^{2}_{дин(1)}$; $M^{2}_{дин(2)}$; $M^{2}_{дин(3)} \ldots$. Затем прибавить к ним на-

ибольший изгибающий момент, полученный в результате статического расчета трубопровода на прочность $M_{ст}$.

Получим ряд значений изгибающего момента: $(M_{ст} + M^2_{дин(1)})$; $(M_{ст} + M^2_{дин(2)})$; $(M_{ст} + M^2_{дин(3)})$ ...
Подставив их в формулу (15), получим значения напряженного состояния трубопровода $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$... . Построим график зависимости $h_i = f(\sigma_i)$, отложив по оси ординат значение h_i, а по оси абсцисс – σ_i. На этот график необходимо нанести вертикальные линии, параллельные оси ординат, соответствующие значению допускаемых напряжений $\sigma_{эк}$ для выбранного материала труб. Пересечение этой линии с графиком $h_i = f(\sigma_i)$ дает предельно допустимое волнение при эксплуатации ТУС.

Аналогично производится расчет при горизонтальных колебаниях ТУС, только $M_{ст}$ заменяется $M_{теч}$.

Пример построения подобного графика приведен ниже.

Исходные данные. В качестве объекта для расчета взято ТУС "Сулейман Везиров" с тремя секциями стингера. Укладывается обетонированный трубопровод сечением 800х18 мм; h_1 = =25 м, h_2 = 55 м – отстояние нижнего опорного ролика стингера соответственно от поверхности моря и дна; ω = 1,12 1/с (см.рис.2); γ = 10 кгс/см, J = 3,38.10^5 см^4; N = =45000 кгс; K = 10 м; W = 8451 см^3; h_3 = 3 м; L = =107 м; F = 442 см^2; E = 2.10^6 кгс/см^2; $\ell_{ст}$ = 100 м; ω_o = =0,9 1/с; d = 0,88 м; q = 8,8 кгс/см – масса трубопровода.

Из статического расчета имеются следующие данные о напряженно-деформированном состоянии трубопровода:

ℓ = 22200 см – длина провисшей части трубопровода;

$M_{ст}$ = 21,2.10^6 кгс·см – максимальный статический момент.

Определим по графику рис.7 максимальную амплитуду колебаний ТУС: a_x = 0,64 м; a_z = 0,72; ψ = 0,76° (0,013 рад); θ = 2,8° (0,048 рад).

По формуле (42) определим $\delta_{m\theta}$ амплитуду колебаний концевого опорного ролика:

$\delta_{m\theta}$ =(107/2+100)·0,013+0,72+10·0,048 = 3,2 м.

Определим обобщенную массу трубопровода $\overline{m}$:

$$\bar{m} = m + C_\mu \frac{\pi d^2 \gamma}{4g} = \frac{8,8}{9,8I} + I\,\frac{3,I4 \cdot 0,88^2 \cdot I0}{4 \cdot 9,8I} = 0,9 + 0,62 =$$

$$= I,52 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2/\text{м}.$$

Определим коэффициент δ_d:

$$\delta_d = \frac{I}{I + \frac{45000 \cdot 22200^2}{4.2.I0^6.338000.\pi^2}} = 0,55$$

и коэффициент φ:

$$\varphi = \sqrt{\frac{45000}{2.I0^6.338000}} = 2,58 \cdot I0^{-4}.$$

По формуле (47) определим $M^{в}_{дн}$:

$$M^{в}_{дн} = I,52 \cdot I,I2^2.22200^2.0,55 \cdot \frac{I,I2}{0,9}\left\{\frac{320}{8I\pi^4}\left(-\frac{I}{4}\sin\frac{3}{2}\pi\frac{X}{22200}+\right.\right.$$

$$\left.\left.+\frac{I}{8}\sin 3\pi\frac{X}{22200}\right\} + 7,76 \cdot I0^{II} \cdot \frac{I\,\pi}{3.22200} \cdot 320.2,58.I0^{-4} \times\right.$$

$$\times \frac{sh\,2,58.I0^{-4}.X}{ch\;2,58.I0^{-4}.22200} - 7,76 \cdot I0^{II} \cdot \frac{320+0,0I3.22200}{22200.2,58.I0^{-4}-I} \times$$

$$\times 2,58^2 \cdot I0^{-8} \cdot \frac{sh\,2,58 \cdot I0^{-4}X}{sh\,2,58 \cdot I0^{-4} \cdot 22200}.$$

Подставляя различные значения X, получим эпюру изгибающих моментов вдоль трубопровода. Максимальное значение $M^{в}_{дн}(max) = 6,35.I0^6$ кгс·см.

Общий изгибающий момент $M_в = M_{ст} + M^{в}_{дн} = 2I,2 \cdot I0^6 + 6,35 \cdot I0^6 = 27,55 \cdot I0^6$ кгс·см.

Общие напряжения в трубопроводе (I5)

$$\sigma = \frac{45000}{442} + \frac{27,55 \cdot I0^6}{845I} = I02 + 3260 = 3362 \text{ кгс/см}^2.$$

Аналогичным образом рассчитывают напряжения для других значений h_3 (например, $h_{3\,\%} = I, 2, 4$ м и т.д.), что позволяет построить график $h_i = f(\sigma_i)$, который приведен на рис.I0. На этом рисунке приведены значения $h_i = f(\sigma_i)$ также для трубопроводов сечением I020x20 мм и 325xI2 мм.

Определим теперь допускаемые напряжения по разделу 3.2.7 Рекомендаций. Для сравнения возьмем трубы из малоуглеродистой стали с расчетным сопротивлением (пределом текучести) $R^н_2 = 3600$ кгс/см^2 и высокопрочной стали с $R^н_2 = 4500$ кгс/см^2.

По формуле (3) Рекомендаций определим $\sigma_{эк}$ для малоуглеродистой стали

$$\sigma_{эк} = \frac{R_2^н m}{K_2 K_н} = \frac{3600 \cdot 1,1}{1,15 \cdot 1,05} = 3270 \text{ кгс/см}^2;$$

для высокопрочной стали

$$\sigma_{эк} = \frac{4600 \cdot 1,1}{1,2 \cdot 1,05} = 3920 \text{ кгс/см}^2.$$

Отложив на шкале абсцисс расчетное значение $\sigma_{эк}$ в виде вертикальной прямой, параллельной оси ординат, находим в месте пересечения ее с кривой $h_i = f(\sigma_i)$ значение допускаемого волнения. Для трубопровода 800 х 18 мм ординаты точек 1, 2, 3 на рис.10 характеризуют допускаемое значение волн: 1- h = =1,5 м при использовании малоуглеродистой стали и курсовом угле подхода волн (КУВ = 0^0); 2 - h = 2,35 м при использовании

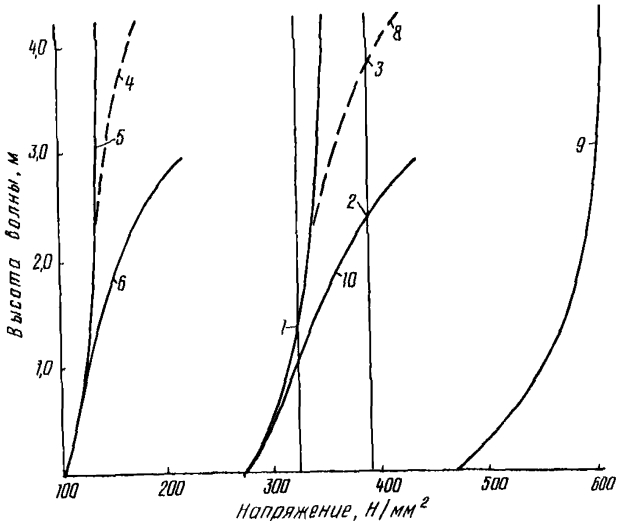


Рис.10. Эпюры напряженного состояния трубопровода и выбор допускаемого волнения:

1,2,3-ординаты точек, характеризующие допускаемые значения волн; 4 и 8 - с учетом смещения судна КУВ-0^0; 5 - для трубы 325х12 мм; 6 и 10 - для судна бортом КУВ 45-90^0; 7 - для трубы 820х18 мм; 9- для трубы 1020х20 мм

высокопрочной стали и КУВ = 45 + 90°; 3 - h = 3,7 м при использовании высокопрочной стали и КУВ = 0°.

Из рис.10 видно, что для трубопровода 325х12 мм практически нет ограничений по погодным условиям до волнения h = 4,5 м, фактически укладка регламентируется заливаемостью палубы и грузоподъемными операциями с трубами, а не прочностью трубопровода при укладке.

Трубопровод 1020х20 мм укладывать с ТУС невозможно, требуется значительное увеличение натяжения трубопровода и, следовательно, увеличение мощности натяжных механизмов на судне.

По формуле (45) вычисляют частоту первого тона собственных колебаний трубопровода

$$P=\frac{9\,\Pi^2}{22200^2}\;\frac{7,76.10^{11}}{1,52}\;I+\frac{4.45000.22200^2}{9\Pi^2.\;7\;.\;76.10^{11}}=0,2\ I/c.$$

Безразмерный коэффициент затухания колебаний можно вычислить по формуле

$$2\mu=\frac{0,7\;.\;10\;.\;0,88}{1,52\;.\;2\;.\;9,81}=0,21.$$

По формуле (46) определяют коэффициент динамичности

$$S=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{0,2^2}{1,12^2}-1\right)^2+\frac{0,21^2\cdot0,2^2}{1,12^4}}}=1,03.$$

Коэффициент динамичности удовлетворяет условию S =1,03≤ ≤1,05, частота колебаний трубопровода почти на порядок ниже чем частота возмущающей силы ω = 1,12 >> P = 0,2 1/с, т.е. резонансные колебания трубопровода исключаются.

Произведен расчет трубопровода в горизонтальной плоскости с учетом течения V = 1 м/с.

Колебание конца стингера определяют по формуле (43)

$$б_{mz}=0,64+25\;.\;0,048=1,84\ м.$$

Наибольший изгибающий момент по формуле - (47)

$$M^2_{дн}=M^в_{дн}\;\frac{б_{mz}}{б_{mв}}=6,35.\;10^6.\;\frac{1,84}{3,2}=3,65\;.\;10^6\ кг.см.$$

Определяют нагрузку от течения у стингера по формуле (50) (принимается Cx = 0,7).

$$P_{теч} = 0{,}7 \cdot 10 \frac{0{,}88 \cdot I^2}{2 \cdot 9 \cdot 81} = 0{,}32 \text{ кгс/см.}$$

Примем трапециевидную нагрузку P = 0,16 кгс/см; P_I = =0,16 кгс/см.

Изгибающий момент определяют по формуле (53)

$$M_{теч} 7{,}76.10^{11}\left(-\frac{0{,}16}{45000} ch\ 2{,}58.10^{-4}.X + \frac{0{,}16(ch\ 2{,}58.10^{-4}.22200 + 0{,}16)}{45000\, sh\ 2{,}58.10^{-4}.22200} + \right.$$

$$\left. + \frac{0{,}16}{45000} + \frac{0{,}16.X}{22200.45000}\right).$$

Наибольший момент равен $M_{теч(max)}$ = 2,85.10^6 кгс/см.

Изгибающий момент от гидродинамических сил следующий:

M_2 = 2,85 . 10^6 + 3,65 . 10^6 = 6,5 . 10^6 кгс/см.

Напряжения в трубопроводе по формуле (56) следующие:

$$\sigma = \frac{45000}{442} + \frac{6{,}5 \cdot 10^6}{8451} = 102 + 802 = 904 \text{ кг/см}^2.$$

Эти напряжения невелики по сравнению с напряжениями в вертикальной плоскости трубопровода и не ограничивают перемещения ТУС.

РАСЧЕТ БУКСИРОВОЧНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛЕТЕЙ ТРУБОПРОВОДА И ТРУБОУКЛАДОЧНЫХ СУДОВ

Расчет сопротивления плетей трубопровода (рис.II и I2)

Полное гидродинамическое буксировочное сопротивление плети трубопровода с учетом встречного волнения определяют по формуле

$$R = C_{тр}\frac{\rho}{2} S_{см} V^2 + C_{ост}^{тр}\frac{\rho}{2} S_{тр} V^{2+0,08V} + C_{ост}^{пон}\frac{\rho}{2} K_п \bar{K}_t K_{тв}^n S_{пон} V^{2+0,08V} + C_в \frac{\rho}{2} \bar{K}_t K_{вол}^n S_{пон} K^2 h_в^2, \quad (58)$$

где R – полное сопротивление плети, кг;

$C_{тр}$ – коэффициент трения плети, рекомендуется принимать для гладких трубопроводов (без бетонного или других шероховатых покрытий трубы) $C_x = 1,5 \times 10^{-3}$, для шероховатых (бетонное или другое шероховатое покрытие) $C_x = 2,5 \cdot 10^{-3}$;

$S_{см}$ – смоченная поверхность плети, м^2;

ρ – плотность жидкости, кгс/с$^2 \cdot$м$^{-4}$ (для морской воды можно принять $\rho = 104,6$);

V – скорость буксировки, м/с;

$C_{ост}^{тр}$ – коэффициент остаточного сопротивления трубопровода (трубы) определяют по графику рис.I3 или при скорости буксировки в пределах $V = 2$–5 м/с по приближенной зависимости $C_{ост}^{тр} = 1,3-(\frac{V-2}{10})$;

$S_{тр}$ – площадь поперечного сечения трубопровода, м^2;

$C_{ост}^{пон} = 0,26$ – коэффициент остаточного сопротивления понтонов;

$S_{пон} = S_п \cdot n$ – суммарная площадь поперечного сечения всех понтонов, м^2;

$S_п$ – площадь поперечного сечения одного понтона, м^2;

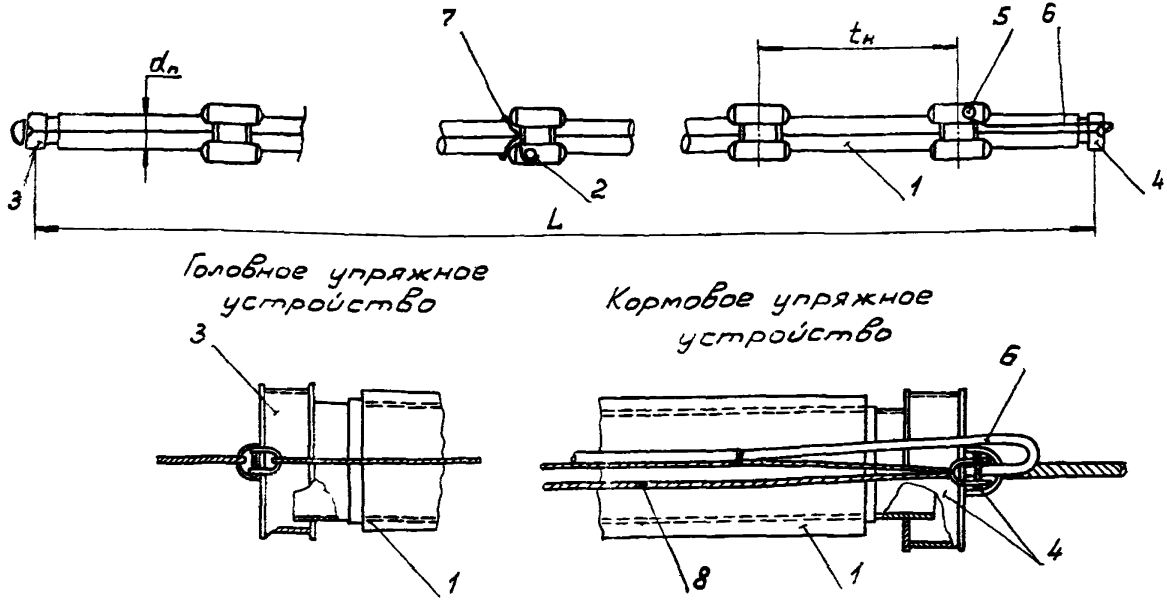


Рис.II. Схема плети:

I-трубопровод; 2-понтон парный; 3-носовое упряжное устройство и заглушка; 4-концевое упряжное устройство и заглушка; 5-корзина для воздушного шланга; 6-воздушный шланг; 7-устройство для отстроповки понтонов; 8-трос устройства отстроповки понтонов

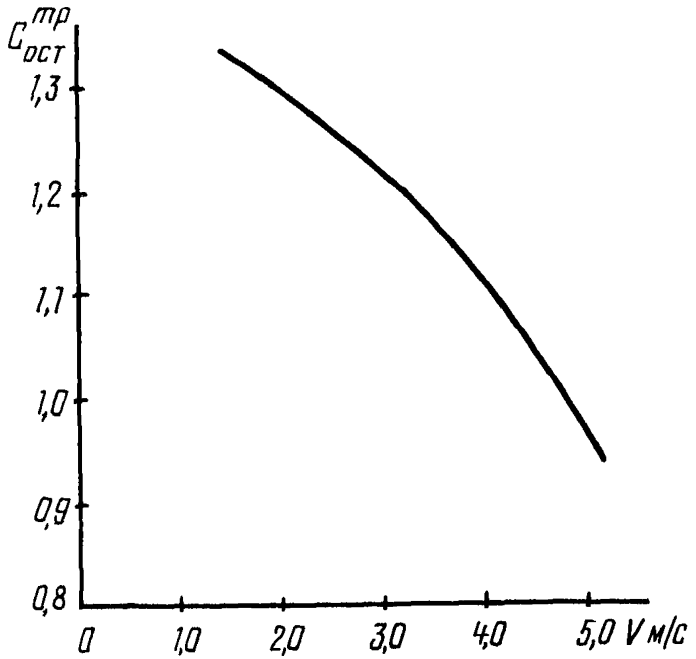


Рис.I3. Значение коэффициента остаточного сопротивления трубопровода (трубы) $C_{ост}^{тр}$

n - число понтонов в плети;

K_n - коэффициент, учитывающий влияние на сопротивление числа понтонов в плети, при значении $5 < n < 30$ определяют по формуле $K_n = \frac{3,1}{\sqrt[3]{n}}$; при значении $n<5$ - $K_n = \frac{3,1}{\sqrt[3]{n}} + \frac{1}{n}\left(1 - \frac{V^2}{50}\right)$ (при скоростях V = 2-5 м/с); при значении $n>30$ $K_n = 1$;

$\bar{K}_t$ - поправочный коэффициент на нестандартное расстояние между понтонами (стандартным отношением $\bar{t}_n = t_n/d_n$ считается $\bar{t}_n = 8$, где t_n - расстояние между понтонами; d_n - диаметр понтона) определяется по формуле

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{t}_n}{\bar{t}_n + 8} + 0,5\left(1,5 - \frac{8}{2\bar{t}_n}\right);$$

$K^{п}_{тв}$, $K^{п}_{вол}$ – определяют из табл.6 в зависимости от формы понтона;

$K = \sqrt{\frac{g}{2\pi\lambda_в} + \frac{V}{\lambda_в}}$ – частота встречи с волной, I/с;

$\lambda_в$ и $h_в$ – длина и высота регулярных волн, м;

$C_в$ – коэффициент сопротивления плети на волнении, принимается равным $C_в = 20$ для стандартной плети и $C_в = 4$ для плети, оснащенной цилиндрическими понтонами с вертикальной осью, прикрепленными тросами к трубопроводу.

В формуле (58) первое слагаемое представляет собой сопротивление трения всего трубопровода, второе слагаемое – остаточное сопротивление трубопровода самой трубы на тихой воде, третье – остаточное сопротивление понтонов на тихой воде, четвертое – дополнительное сопротивление всего трубопровода на встречном регулярном волнении.

Приведем пример расчета (№ I) трубопровода по формуле (58).

I. Плеть трубопровода (длина х диаметр – 42,7 х I,2 м) с пятью стандартными парными понтонами при запасе плавучести 20%.

Исходные данные: $S_{см} = 229$ м^2; $S_{тр} = I,I3$ м^2; $S_{пон} = 7$ м^2; $C_{тр} = 2,5.I0^{-3}$; $C^{тр}_{ост} = I,3 - \left(\frac{V-2}{I0}\right)$; $\rho = I04,6$ кгс/с^2·м$^{-4}$; $C^{пон}_{ост} = 0,26$.

Определяют коэффициент $K_п = \frac{3,I}{\sqrt[3]{n}} = \frac{3,I}{\sqrt[3]{5}} = I,3I$.

При стандартных понтонах $\bar{K}_t = K^{п}_{тв} = I$.

Общее сопротивление плети на тихой воде $R_{тв}$ при $V = 2$ м/с определяют с учетом только первых трех членов в формуле (58):

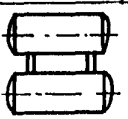
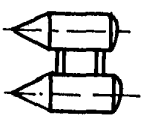
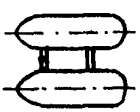
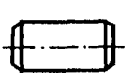
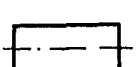
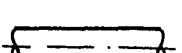
$$R_{тв} = 2,5.I0^{-3} \cdot \frac{I04,6}{2} \cdot 229.2^2 + I,3 \cdot \frac{I04,6}{2} \cdot I,I3.2^2 + 0,08.2 +$$

$$+ 0,26 \frac{I04,6}{2} \cdot I,8I.I.I.7.2^2 + 0,08.2 = I20 + 340 + 765 = I225 \text{ кгс},$$

при $V = 3$ м/с, $R_{тв} = 2770$ кгс.

2. Дополнительное сопротивление плети на встречном $R_{вол}$ волнении определяют четвертым (последним) членом в уравнении (58).

Таблица 6

Понтоны	Схема понтонов	Коэффициенты				
		$V \leq 3\frac{м}{с}$	$V > 3\frac{м}{с}$	$L_н/d_н$	$K^{п}_{вол}$	$K^{\beta}_{т.в}$
Парные цилиндрические с горизонтальной осью			I,0	2,3	I,0	
Парные сферо-цилиндро-конические с горизонтальной осью		I,0	I,I-I,I5	2,3	0,8-0,75	По графику рис.I7
Парные чечевицеобразные с горизонтальной осью			I,2-I,25	2,3	I,2-I,25	
Одиночные цилиндрические с вертикальной осью (на тросе длиной $4d_п$)			2,0-2,50	2,3	I,2	-
Одиночные цилиндрические с горизонтальной осью			0,8-8,0	I,5-4,0	0,9	0,8
Одиночные в форме прямоугольного понтона			I,I	2,5	I,I	I,I
Одиночные цилиндрические с горизонтальной осью по всей длине трубопровода			I,2	I00	I8,5	По графику рис.I7

Исходные данные: $\lambda_в \times h_в = 22,5 \times 1,5$ м; $C_в = 20$; $V = 3$ м/с, $S_{пом} = 5.1,4 = 7,0$ м^2; $K^n_{вол} = 1$ (при стандартных понтонах).

Частота встречи понтонов с волной

$$K = \sqrt{\frac{9,81}{6,28 \cdot 22,5}} + \frac{3}{22,5} = 0,4.$$

Сопротивление плети на волнении

$$R_{вол} = 20.1.1.7.0,4^2 \cdot 1,25^2 \cdot \frac{104,6}{2} = 1810 \text{ кг}.$$

3. Общее сопротивление плети при буксировке на волнении при $V = 3$ м/с $R = R_{тв} + R_{вол} = 2770 + 1810 = 4580$ кг.

При буксировке трубопровода у дна с применением гайдропов (цепей) или трубопровода непосредственно по грунту к гидродинамическому сопротивлению, вычисляемому по формуле (58), добавляют сопротивление трения $R_{фр}$ гайдропов или трубопровода о грунт, которое вычисляется по следующей формуле:

$$R_{фр} = K \cdot Q \cdot f, \qquad (59)$$

где Q – масса цепей гайдропов на грунте или трубопровода в воде;

f – коэффициент трения гайдропов или трубопровода по грунту; определяют по табл.7;

К=1,5-2 – коэффициент "трогания" с места, представляющий собой отношение усилия, необходимого для сдвига неподвижной плети, к усилию для ее равномерного движения (при движении плети К = 1).

Таблица 7

Род грунта	Коэффициент f	
	для трубы	для цепи
Скальные грунты	0,65	0,65
Пески крупные и гравелистые	0,55	0,6
Пески мелкие и супеси	0,45	0,5
Илистые и суглинистые грунты	0,40	0,45
Глина	0,45	0,40

При движении плети под углом $\beta \geq 30^{\circ}$ к направлению движения буксировщика сопротивление на тихой воде определяют по формуле

$$R_{тв}^{\beta} = C_x \frac{\rho}{2} dLV^2 \sin^2\beta + C_x^{п} \frac{\rho}{2} S_{пон} K_{тв}^{п} V^{2+0,08V}, \quad (60)$$

где C_x – коэффициент сопротивления трубы, определяемый по графику рис.4, в зависимости от числа Re (Рейнольдса);

$C_x^{п}$ – коэффициент сопротивления понтона для стандартного спаренного понтона, определяемый по графику рис.I4, I5, в зависимости от угла β ;

$S_{пон}$ – действительная площадь проекции понтона на плоскость, перпендикулярную движению;

d и L – диаметр и длина плети.

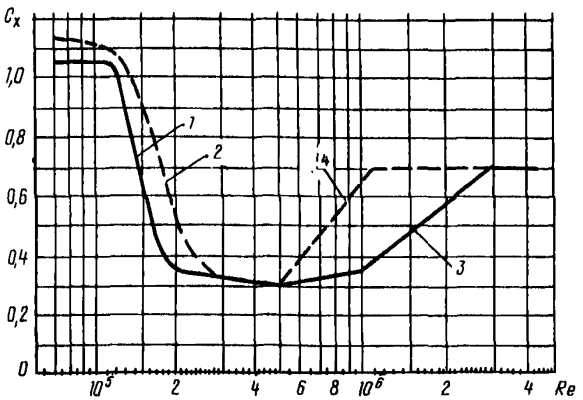


Рис.I4. Значение коэффициента сопротивления трубы в поперечном потоке C_x:

I-для гладких цилиндров; 2-для шероховатых цилиндров; 3-закритическая область для шероховатого цилиндра; 4-данные по Рожко

Прочие обозначения прежние.

При движении плети под углом $\beta \geq 30^0$ к встречному волнению возникает дополнительное сопротивление, вычисляемое по формуле

$$R^{\beta}_{вол} = C_{хв} \frac{\rho}{2} S K^2 h_в^2 \sin^2\beta, \qquad (61)$$

где $C_{хв} = 3{,}2$ – коэффициент гидродинамического сопротивления;

$S = dL + n S_{пон}$ – общая лобовая площадь сопротивления плети.

Прочие обозначения прежние.

Пример расчета (№ 2) сопротивления плети под углом к направлению движения.

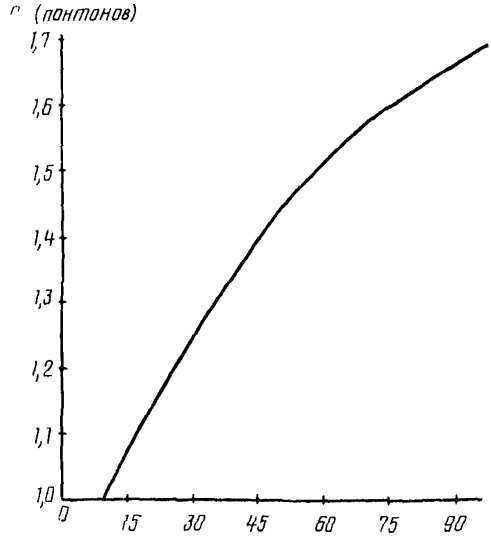


Рис.15. Значение коэффициента сопротивления понтона C_x^n

Исходные данные: L = 60 м; d = I,I м; $d_{пон}$ = 0,9 м; n = 8; $\delta_{пон}$ = 9,4 м^2 (под углом β = 0°); $\delta_{пон}$ =I2,3 м^2 (при β = 90°); V = 2 м/с.

Определим число Re для трубопровода и понтонов

$$Re\ (\text{трубы}) = \frac{dV}{\nu} = \frac{I,I \cdot 3}{I,057 \cdot I0^{-6}} = 3,I \cdot I0^6,$$

где ν = I,057 . I0^{-6} м^{2}с$^{-I}$ - коэффициент кинематической вязкости.

По данным рис.I4 и I5, коэффициенты сопротивления будут следующие: C_x = 0,7 и C_x^n = I,66 (при β = 90°).

Сопротивление на тихой воде при β = 90°

$$R_{тв}^{\beta} = 0,7 \cdot \frac{I04,6}{2} \cdot I,I.60.2^2 \sin^2 90 + I,66 \cdot \frac{I04,6}{2} \cdot I2,3.I.2^2 +$$

+ 0,08.2 = 9670 + 9450 = I9I20 кг.

При угле β = 30°

$$Re = \frac{I,I \cdot 3}{I,057 \cdot I0^{-6} \sin 30} = I,55 \cdot I0^6.$$

Значения C_x = 0,5; C_x^n = I,2 (см.рис.I4 и I5) и сопротивление плети при V = 2 м/с будет следующим:

$$R_{тв}^{\beta} = 0,5 \cdot \frac{I04,6}{2} I,I.60.2^2 . \sin^2 30^0 + I,2 \frac{I04,6}{2} \cdot I2,3 \cdot I \times$$

$\times 2^2$ + 0,08.2 = I730 + 3420 = 5I50 кг.

Определим сопротивление плети на регулярном волнении со следующими параметрами: $\lambda_в \times h_в$ = 22,5 x I,5 м. Исходные данные: $C_{хв}$ = 3,2; S = I,I.60+I2,3 = 78,3 м^2; V = 3 м/с; К = 0,4; β_1 = 90° и β_2 = 30°;

$$R_{вол}^{\beta=90^\circ} = 3,2.\frac{I04,6}{2} \cdot 78,3 \cdot 0,4^2 \cdot I,5^2 . \sin^2 90^0 = 4720 \text{ кг};$$

$$R_{вол}^{\beta=30^\circ} = 3,2.\frac{I04,6}{2} \cdot 78,3 \cdot 0,4 \cdot I,5^2 . \sin^2 30^0 = II80.$$

Волновое сопротивление плети на встречном нерегулярном волнении 3-процентной обеспеченности определяют по формуле

$$R_{3\%} = C_{x3\%} \frac{\rho}{2} \delta_{пон} h_{3\%} (2,8 + V), \qquad (62)$$

где $C_{x3\%}$ = 0,5 - коэффициент сопротивления;

$h_{3\%}$ - высота волны 3-процентной обеспеченности, м.

Пример расчета (№ 3) сопротивления плети на нерегулярном волнении.

Исходные данные: $L \times d$ = 42,7 х I,2 м с пятью (n =5) стандартными понтонами, $S_{пон}$= 7 м^2, $h_{3\%}$= I,25 м, V = 3 м/с, $C_{x3\%}$= 0,5;

$$R_{3\%} = 0{,}5 \cdot \frac{I04{,}6}{2} \cdot 7 . I{,}25\ (2{,}8+3) = I330 \text{ кг}.$$

Скорость буксировки плети рассчитывают геометрическим суммированием скорости буксировки плети и течения: при встречном течении прибавляется, при попутном вычитается из скорости буксировки. При движении плети под углом к течению общее сопротивление рассчитывают раздельно: встречное сопротивление по формуле (58),сопротивление от течения по формуле (60).

Сопротивление плети при движении под углом β к направлению движения буксировщика или к направлению течения, вычисленное по формулам (60)-(62), может быть использовано в качестве расчетной нагрузки для расчета поперечной прочности плети во время буксировки или удержания в заданном положении в море при воздействии течения и волн.

Расчет сопротивления трубоукладочных судов (ТУС)

Сопротивление ТУС с прямоугольными образованиями корпуса (в форме понтона) при соотношении главных размерений судна в пределах L/β = 2-4, B/T = 6-I0 на тихой воде определяют по формуле

$$R_{тв} = C \frac{\rho}{2} S V^{n+KV} \frac{B}{L}, \qquad (63)$$

где $R_{тв}$ - сопротивление ТУС на тихой воде, кгс/см^2; C=I,2, n = I,7, K = 0,I5 - коэффициенты;

S - площадь погруженной части поперечного сечения ТУС, м^2;

L, B, T - длина, ширина и осадка ТУС.

Формулой можно пользоваться в основном при определении относительно малых скоростей буксировки в пределах до 6 узлов.

Дополнительное сопротивление ТУС на нерегулярном волнении с высотой волны 3-процентной обеспеченности определяют по формуле

$$R_{вол} = 1{,}28\, C_2 \frac{\rho}{2} \frac{B^2}{L} h_{3\%}^{1{,}2} + C_{хв} \frac{\rho}{2} S h_{3\%}^2 V^2, \qquad (64)$$

где $C_2 = 1{,}79$, $C_{хв} = 0{,}063$ – коэффициенты;

$R_{вол}$ – сопротивление ТУС на нерегулярном волнении 3-процентной обеспеченности, кгс/см^2;

$h_{3\%}$ – высота волны 3-процентной обеспеченности, м.

СТАТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ УКЛАДКЕ С ТРУБОУКЛАДОЧНОЙ БАРЖИ

В настоящем приложении излагаются основные положения методики статического расчета морского трубопровода, укладываемого с помощью трубоукладочной баржи, оборудованной криволинейным стингером и натяжным устройством. Приводится программа на языке ФОРТРАН применительно к ЭВМ БЭСМ-6, позволяющая определить форму упругой линии, изгибающие моменты и напряжения в сечениях трубопровода в зависимости от точки схода трубы со стингера, натяжения и угла наклона монтажной площадки (начального угла наклона стингера).

Опускаемый с помощью стингера трубопровод принимает форму S -образной кривой (рис.16). В верхней своей части он опирается на стингер, в нижней части между точкой схода со стингера и точкой касания с дном находится в провисающем состоянии. Угол наклона касательной к изогнутой оси трубы (отсчитывается от горизонтальной оси по часовой стрелке) находится в пределах $\alpha \leqslant \theta \leqslant \frac{\pi}{2}$, где α - угол наклона монтажной площадки. В точке касания с дном этот угол равен углу наклона морского дна φ.

Радиус кривизны стингера r назначается из условия максимально допустимого упругого изгиба трубопровода с учетом его натяжения:

$$r \geqslant \frac{EJ}{W\left([\sigma] - \frac{N_{max}}{\Omega}\right)}, \qquad (64)$$

где N_{max} - максимально возможное натяжение трубы;

EJ - жесткость при изгибе;

Ω - площадь сечения;

W - момент сопротивления;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение.

Поскольку обетонирование трубы незначительно увеличивает ее жесткость, то при назначении радиуса кривизны стингера исходят из параметров, характеризующих металлическую трубу. Отсюда

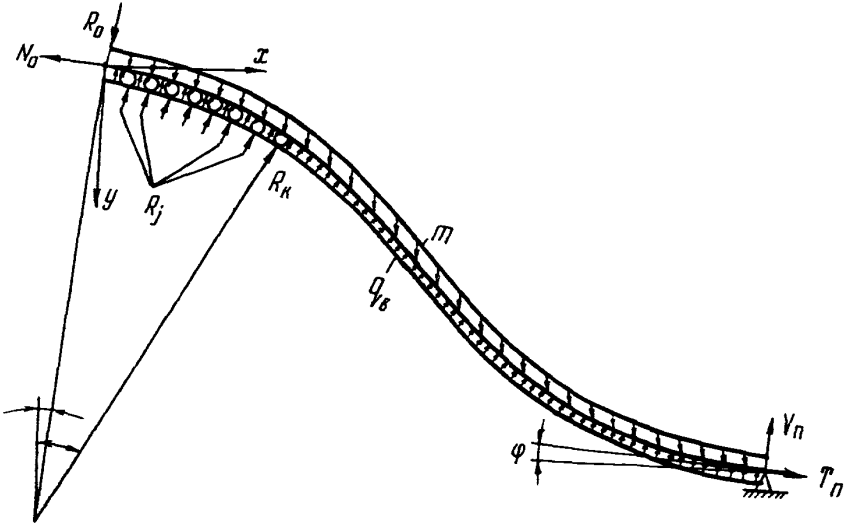


Рис.I6. Схема укладки трубопровода по S -образной кривой

$$\Omega = \frac{\pi}{4}(d^2 - d_1^2); \tag{65}$$

$$J = \frac{\pi}{64}(d^4 - d_1^4); \tag{66}$$

$$W = \frac{\pi(d^4 - d_1^4)}{32d}, \tag{67}$$

где d и d_1 – соответственно наружный и внутренний диаметры металлической трубы.

В качестве математической модели, описывающей упругий изгиб трубопровода, принимается неразрезная балка трубчатого сечения, подверженная одновременному действию осевых и поперечных нагрузок (рис.17) Точка касания с дном представляется шарнирно-неподвижной опорой, роликовые опоры стингера – подвижными шарнирами.

Считается, что на участке прилегания к стингеру трубопровод изгибается по кривой, описываемой радиусом кривизны стингера ℓ. Сам стингер рассматривается как жесткая конструкция. Внешними нагрузками, действующими на трубопровод, являются его собственная масса (массовые силы m, равномерно распределенные по длине ℓ), результирующее давление воды на боковую поверхность ($q_б$) и сила натяжения (N_0). Эти нагрузки вызывают реакции опор шарнирно-подвижных (R), направленных по нормали к кривой изгиба, и шарнирно-неподвижной, направленной под углом. На рис.17 реакция шарнирно-неподвижной опоры показана ее составляющими $T_п$ и $V_п$.

Форму упругой линии трубопровода в провисающей части определяют следующими дифференциальными уравнениями:

$$\frac{d\theta}{d\ell} = -\frac{M}{EJ}; \tag{68}$$

$$\frac{dT}{d\ell} = -\frac{q}{2}\sin 2\theta; \tag{69}$$

$$\frac{dV}{d\ell} = -m + q\cos^2\theta; \tag{70}$$

$$\frac{dM}{d\ell} = \left(V - \frac{m-q}{2}d\ell\right)\cos\theta - T\sin\theta; \tag{71}$$

$$\frac{dx}{d\ell} = \cos\theta; \tag{72}$$

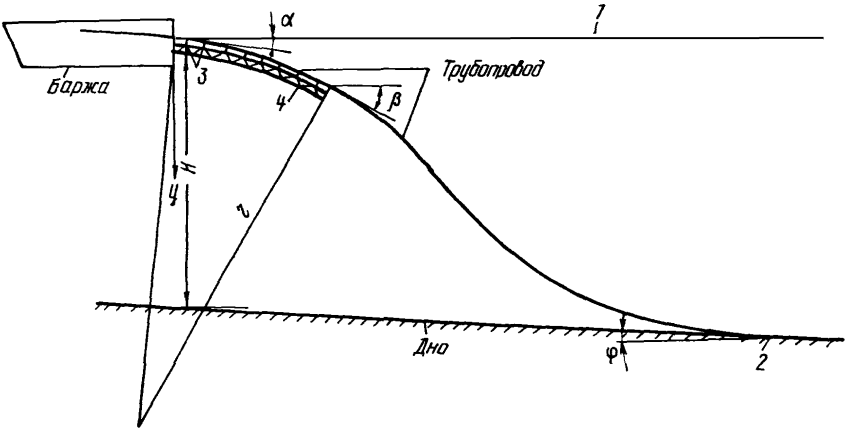


Рис.17. Схема действия усилий на укладываемый трубопровод:
1-поверхность моря; 2-точка касания трубопровода с дном; 3-катки; 4-стингер

$$\frac{dy}{d\ell} = \sin\theta, \tag{73}$$

где T и V – горизонтальная и вертикальная составляющие сил, действующих в сечении (Т считается положительной, если по отношению к правой от сечения части трубопровода она направлена влево; V положительна, если направлена вверх);

M – изгибающий момент;

q – сила Архимеда на единицу длины

$$q = \gamma_в \frac{\pi D^2}{4} \tag{74}$$

($\gamma_в$ – удельная масса воды, D – диаметр трубопровода с учетом утяжеляющего бетонного слоя).

Система нелинейных уравнений (5)-(10) должна удовлетворять граничным условиям в точке схода со стингера (К) и в точке касания с дном (ℓ). Однако сама область не определена и точка К не известна. Поэтому поставленная задача формулируется как задача Коши при следующих начальных условиях в точке К ($\ell = 0$):

$$\theta_K = \beta; \tag{75}$$

$$T_K = N_0\cos\alpha + R_0\sin\alpha - \sum_{j=1}^{K} R_j \sin\theta_j - W_x, \quad (j = 0,1,2,\ldots,K); \tag{76}$$

$$V_K = N_0\sin\alpha - R_0\cos\alpha + \sum_{j=1}^{K} R_j \cos\theta_j - m\ell_K + W_y, \quad (j = 0,1,2,\ldots,K); \tag{77}$$

$$M_K; \tag{78}$$

$$x_K = r(\sin\beta - \sin\alpha); \tag{79}$$

$$y_K = r(\cos\alpha - \cos\beta), \tag{80}$$

где ℓ_K – расчетная длина стингера от верхнего конца до точки К;

j – порядковый номер опоры (опоры нумеруются сверху вниз от 0 до К, где К в данном случае номер опоры в точке схода; $K = \frac{\ell_K}{S}$, S – пролет по дуге между опорами);

β – угол наклона в точке схода трубы со стингера

$$\beta = \alpha + \frac{\ell_к}{r}; \qquad (81)$$

W_x и W_y – горизонтальная и вертикальная составляющие давления воды на трубопровод на участке $\ell_к$, определяемые по формулам:

$$W_x = \frac{qr}{2} \sin(\alpha+\beta)\sin(\beta-\alpha); \qquad (82)$$

$$W_y = \frac{qr}{2}\left[\sin(\beta-\alpha)\cos(\beta+\alpha)+(\beta-\alpha)\right]. \qquad (83)$$

Опорные реакции на стингере определяют из условия, что изгибающий момент в любом сечении трубы на участке $\ell_к$ (кроме самой точки К) определяется радиусом r и жесткостью EJ. Обозначив этот момент как M_c, можно записать следующую формулу:

$$M_c = -\frac{EJ}{r}. \qquad (84)$$

Тогда из уравнения для изгибающего момента в сечении на опоре I имеем:

$$R_0 = -\frac{1}{\sin\varepsilon}\left\{\frac{M_c}{r} + N_0(1-\cos\varepsilon) + mr\left[\sin\theta_1\cdot\varepsilon + (\cos\theta_1 - \right.\right.$$
$$\left.\left. - \cos\alpha)\right] - \frac{qr}{2}(\sin\theta_1\cdot\varepsilon - \sin\alpha\cdot\sin\beta)\right\}, \qquad (85)$$

$$\varepsilon = \frac{S}{r}.$$

где

Реакцию на промежуточной опоре j определяют по следующей рекуррентной формуле:

$$R_j = \frac{1}{\sin\varepsilon}\left\{\frac{M_c}{r} + N_0\left[1-\cos(j+1)\cdot\varepsilon\right] + R_0\sin(j+1)\varepsilon -\right.$$

$$-\sum_{B=1}^{j-1} R_B \sin(j+1-B)\varepsilon + mz\left[\sin\theta_{j+1}\cdot(j+1)\varepsilon + \right.$$

$$\left. + (\cos\theta_{j+1} - \cos\alpha)\right] - \frac{qz}{2}\left[\sin\theta_{j+1}(j+1)\varepsilon - \right. \quad (86)$$

$$\left. - \sin\alpha\cdot\sin(j+1)\varepsilon\right]\Big\}, \quad (j = 1,2,\ldots,K-2).$$

При равных пролетах S имеем

$$\theta_j = \alpha + j\cdot\varepsilon. \quad (87)$$

Реакция на опоре $K-1$ не может быть определена, поскольку неизвестным является момент в точке K (M_K). Что касается реакции в точке K (R_K), то принимаем ее равной нулю. Таким образом, из-за отсутствия условия (78) не могут быть определены условия (76) и (77). Поэтому решаем задачу Коши для ряда значений M_K, где M_K задается зависимостью

$$M_K = \varkappa M_C, \qquad (0 \leqslant \varkappa \leqslant 1). \quad (88)$$

То решение, которое удовлетворяет с заданной точностью граничным условиям в точке n ($\theta_n = \varphi$, $M_n = 0$), и будет решением поставленной задачи об изгибе трубопровода. Интегрирование уравнений (68)-(73) при начальных условиях (75)-(80) выполняют методом конечных разностей по следующим рекуррентным формулам для узлов сетки $\ell_i = ih$ ($i = 0,1,2,\ldots,n$), где h - шаг сетки.

$$\theta_{i+1} = \theta_{i-1} - \frac{2h}{EJ} M_i; \quad (89)$$

$$T_{i+1} = T_i - \frac{qh}{2}\sin 2\theta_{i+1}; \quad (90)$$

$$V_{i+1} = V_i - h\,(m - q\cos^2\theta_{i+1}); \qquad (91)$$

$$M_{i+1} = M_i + h\left\{\left[V_i - \frac{(m-q)h}{2}\right]\cos\theta_{i+1} - T_i \sin\theta_{i+1}\right\}; \qquad (92)$$

$$x_{i+1} = x_i + h\cos\theta_{i+1}; \qquad (93)$$

$$y_{i+1} = y_i + h\sin\theta_{i+1}. \qquad (94)$$

Напряжения в любой точке i не должны превышать допустимые, т.е. должно соблюдаться условие

$$\sigma_i = \frac{N_i}{\Omega} \pm \frac{M_i}{W} \leqslant [\sigma], \qquad (95)$$

где

$$N_i = T_i \cos\theta_i + V_i \sin\theta_i. \qquad (96)$$

ПРОГРАММА
статического расчета трубопровода при укладке с трубоукладочной баржи
(ЭВМ БЭСМ-6, язык ФОРТРАН, мониторная система "Дубна")

Исходные данные

FI – угол наклона дна (рад);
TETA(1,1) – начальный угол наклона стингера (угол наклона монтажной площадки, рад);
x(1,1); y(1,1) – начало системы координат;
KP – число пролетов трубы на стингере;
E – модуль упругости материала трубы, кгс/м^2 ;
RU – продольное натяжение трубы, кг;
EP – точность удовлетворения граничного условия для момента в точке касания с дном;
RAD – радиус кривизны стингера, м;
RO – плотность воды, кгс/м^3;
HST – пролет по дуге между опорами на участке прилегания к стингеру, м;
HL – шаг сетки h при решении методом конечных разностей, м;
PI – число π ;
D1 – внешний диаметр металлической трубы, м;
D2 – внутренний диаметр металлической трубы, м;
D3 – внешний диаметр трубопровода с учетом обетонирования, м;
QP – массовые силы на единицу длины (кгс/м) (*FA* – сила Архимеда, I20 – заданная отрицательная плавучесть).

Информация, выводимая на печать

"Трубопровод":
D1, D2, D3 – диаметры d, d_1, D, м;
PW – массовые силы m, кг/м ;
PEJ – жесткость при изгибе EJ, кгс/м^2.

"Стингер":
RAD – радиус кривизны стингера r , м;

ALFA – угол α, рад;
STL – длина $\ell_к$, м;
STH – пролет S, м.

"Натяжение":

PN – продольное натяжение N_0, кг.

"Наклон дна":

FI – угол φ, рад.

"Начальные условия":

TETA – угол β, рад;
X,Y – координаты точки схода трубы со стингера, м;
TK, VK – величины $T_к$, $V_к$, кг;
VM – момент $M_к$, кгм;
CAPPA – коэффициент $\varkappa$.

"Провисающая часть трубопровода":

HS – шаг h, м.

Нумерация колонок (слева направо):

1) номер узла i;
2) угол наклона θ_i, рад;
3) координата x_i, м;
4) координата y_i, м;
5) PRℓ – длина ℓ, м;
6) горизонтальная составляющая усилия в сечении T_i, кг;
7) вертикальная составляющая усилия V_i, кг;
8) изгибающий момент M_i, кгм;
9) нормальное напряжение σ_i, кг/м^2.

Пример расчета

Определить глубину укладки и выполнить статический расчет трубопровода, укладываемого с трубоукладочной баржи.

Исходные данные:

d	= 0,720 м;	α	= 14°;
d_1	= 0,688 м;	φ	= 0°;
D	= 0,840 м;	$\ell_к$	= 50 м;
m	= 674,176 кг/м;	N_0	= 50000 кг;
E	= 2,1·10^{10} кг/м^2;	$R_к$	= 0;
$[\sigma]$	= 3·10^7 кг/м^2	S	= 1,0 м;
r	= 372 м;	h	= 2,0 м.

Точность решения:

$$\theta_n = \pm 0{,}5^{\circ};$$
$$M_n = \pm 0{,}005\ M_c.$$

Решением задачи получены с заданной точностью следующие результаты: труба уложена на глубину H=55 м, длина провисающей части ℓ_n = 172 м, реакция дна в точке касания V_n = =-5545, продольное усилие в точке касания T_n = 12870 кг, момент в точке схода $M_к$= -1,1577.10^5 кгм. Максимальный момент M_{max}= 1,7501.10^5 кгм, максимальное нормальное напряжение σ_{max}= 2,9186.10^7 кг/м^2, т.е. меньше допустимого.

ПРОГРАММА

статического расчета морского трубопровода при укладке с трубоукладочной баржи

```
      PROGRAM RTS
      COMMON/TXY/TETA(250,10),X(250,10),Y(250,10)/
     *DM/DM(250,10)/
     *PNS/PNS(200,10)/SIGMA/SIGMA(200,10)/
     *R/R(500,10)/H/HST,HL,HT/E/E/
     *UM/UM/RU/RU/CR/CR/EP/EP/NS/NS/NP/NP/RAD/RAD/QF/
     *QP/TL/TL/F/F/
     *DS/DS/P1/P1/D1/D1/D2/D2/D3/D3/F1/F1
     */F1/F1/
     *RO/RO/FA/FA/TV/T(200,10),V(200,10)
     */SC/SC(200,10)
      PI=0.0
      TETA(1,1)=.2443
      X(1,1)=0.0
      Y(1,1)=0.0
      NP=50
      NS=10
      NS=1
      E=2.1E10
      RU=5.E4
      EP=5E-2
      RAD=372.
      RO=1.E3
      HST=1.
      HL=2.
      HT=.0
      DS=2.2E7
      PI=3.14159
      D1=.72
      D2=.688
      D3=.84
      F=PI/4.*(D1**2-D2**2)
      F1=PI*D3**2/4.
      FA=RO*F1
      QF=FA+120.
      QP=PI/64.*(D1**4-D2**4)
      RO=QP*E
      ST=EJ/RAD
      ST=-ST
      IR=0
      IR=IR+1
      NP=NP+(IR-1)*NS
      CALL PTL(STM,HST,HL,HT,NS,NP,EJ,QP,EP,RO)
      IF(NP-100)50,51,51
```

```
   51 CONTINUE
      END

      SUBROUTINE PTC(SM,STH,HS,TAV,IT,IP,PFU,PW,EPS,PN)
      COMMON/TXY/TETA(250,10),X(250,10),Y(250,10)/
     *DM/DM(250,10)/
     *PNS/PNS(200,10)/SIGMA/SIGMA(200,10)/
     *R/R(500,10)/H/HST,HL,HT/F/F/UN/UM/
     *RU/RU/CR/CR/EP/EP/NS/NS/NP/NP/RAD/RAD/QP/QP/
     *TL/TL/F/F/
     *DS/DS/PI/PI/D1/D1/D2/D2/D3/D3/F1/F1
     */FI/FI/
     *RO/RO/FA/FA/TV/T(200,10),V(200,10)
     */SC/SC(200,10)
      CAPPA=1.
      DELTA=.1
      DTET=PI/360.
      DM(1,1)=0.0
      W=PI*D1**3*(1-(D2/D1)**4)/32.
      AN=W*(DS-PN/F)
      PNMAX=F*(DS-ABS(SM)/W)
      TO=PN*COS(TETA(1,IT))
    7 CONTINUE
      IPS=0
      SRX=0.0
      SRY=0.0
      L=0
      STL=IP*STH
      ALFA=TETA(1,IT)
      BETA=STH/RAD
      K1=IP+1
      DO 1 I=2,K1
      I1=I-1
      I2=I-2
      I3=I-3
      TL=STH*(I-1)
      TETA(I,IT)=TETA(1,IT)+TL/RAD
      X(I,IT)=RAD*(SIN(TETA(I,IT))-SIN(TETA(1,IT)))
      Y(I,IT)=RAD*(COS(TETA(1,IT))-COS(TETA(I,IT)))
      DM(I,IT)=SM
      IF(I-2)2,2,3
    2 R(I-1,IT)=-(SM/RAD+PN*(1.-COS(BETA))+PW*RAD*
     *(SIN(TETA(I,IT))*BETA+(COS(TETA(I,IT))-COS(TETA(1,IT))))-
     *FA*RAD/2.*(SIN(TETA(I,IT))*BETA-SIN(TETA(1,IT))*SIN(BETA)))/
     *SIN(BETA)
      GO TO 1
    3 IF(I3-1)4,5,5
    4 S=0.0
      GO TO 21
    5 CONTINUE
      DO 30 K2=1,I3
   30 S=S+R(K2+1,IT)*SIN((I-K2-1)*BETA)
   21 CONTINUE
      IF(I.EQ.K1)
```

```
                GO TO 26
      VM=SM
      GO TO 6

   26 VM=CAPPA*SM
    6 R(I-1,IT)=(VM/RAD+PN*(1.-COS((I-1)*BETA)))*R(1,IT)*SIN((I-1)*BETA)-
     *S+PW*RAD*(SIN(TETA(1,IT))*(I-1)*BETA+(COS(TETA(1,IT))-
     *COS(TETA(1,IT))))-FA*RAD/2.*(SIN(TETA(1,IT))*(I-1)*BETA-SIN(
     *TETA(1,IT))*SIN((I-1)*BETA)))/SIN(BETA)
        S=0.0
        SRX=SRX+R(I-1,IT)*SIN(TETA(I-1,IT))
        SRY=SRY+R(I-1,IT)*COS(TETA(I-1,IT))
    1 CONTINUE
    8 L=L+1
        I=K1+L
        I1=I-1
        PL=HS*L
        IF(L-1)9,9,10
    9 I3=I-3
        A=ALFA+(STL-HS)/RAD
        TETA(I,IT)=A-2.*HS*DM(I-1,IT)/PEJ
        R(I-1,IT)=0.0
        SXL=SRX+R(I-1,IT)*SIN(TETA(I-1,IT))
        SYL=SRY+R(I-1,IT)*COS(TETA(I-1,IT))
        TK=TC+R(1,IT)*SIN(TETA(1,IT))-SXL
     *-FA*RAD/2.*SIN(TETA(1,IT)+TETA(K1,IT))*SIN(TETA(K1,IT)-TETA(1,IT))
        VK=PN*SIN(TETA(1,IT))-R(1,IT)*COS(TETA(1,IT))+SYL
     *-PW*STL+FA*RAL/2.*(SIN(TETA(K1,IT)-TETA(1,IT))*COS(TETA(K1,IT)+TET
     *A(1,IT))+
     *(TETA(K1,IT)-TETA(1,IT)))
        T(L,IT)=TK-FA*SIN(2.*TETA(I-1,IT))/2.*HS
        V(L,IT)=VK+(FA*(COS(TETA(I-1,IT)))**2-PW)*HS
        DM(I,IT)=DM(I-1,IT)+((VK-HS*(PW-FA)/2.)*
     *COS(TETA(I-1,IT))-TK*SIN(TETA(I-1,IT)))*HS
        GO TO 31
   10 TETA(I,IT)=TETA(I-2,IT)-2.*HS*DM(I-1,IT)/PEJ
        T(L,IT)=T(L-1,IT)-FA*SIN(2.*TETA(I-1,IT))/2.*HS
        V(L,IT)=V(L-1,IT)+(FA*(COS(TETA(I-1,IT)))**2-PW)*HS
        SC(I-1,IT)=((V(L-1,IT)-HS*(PW-FA)/2.)*COS(TETA(I-1,IT))-
     *T(L-1,IT)*SIN(TETA(I-1,IT)))*HS
        DM(I,IT)=DM(I-1,IT)+SC(I-1,IT)
        IF(DM(I,IT).LT.0.0)
     -                      GO TO 29
        IPS=IPS+1
        GO TO 31
   29 CONTINUE
        IF(IPS-1)31,32,32
   31 CONTINUE
        X(I,IT)=X(I-1,IT)+HS*COS(TETA(I-1,IT))
        Y(I,IT)=Y(I-1,IT)+HS*SIN(TETA(I-1,IT))
        PNS(L,IT)=T(L,IT)*COS(TETA(1,IT))+V(L,IT)*SIN(TETA(1,IT))
        SIGMA(L,IT)=PNS(L,IT)/F+ABS(DM(I,IT)/W)
        IF(ABS(TETA(I,IT)-FI).LE.DTET)
     -                              GO TO 2
        CONTINUE
```

```
      IF(TETA(I,IT)-FI)20,17,17
   17 CONTINUE
      IF(TETA(I,IT)-PI/2.)8,8,11
   20 CONTINUE
      LK=L
      PER=DM(I,IT)/SM
      IF(ABS(PER),LE.EPS)
     -                        GO TO 15
      GO TO 12
   32 CONTINUE
      GO TO 14
   11 CONTINUE
   14 CAPPA=CAPPA-DELTA
      GO TO 7
   12 CAPPA=CAPPA+DELTA
      DELTA=DELTA/10.
      CAPPA=CAPPA-DELTA
      GO TO 7
   15 CONTINUE
      PRINT 22,D1,D2,D3,PN,PEJ
   22 FORMAT(//,20HТРУБОПРОВОД:      D1=,F5.3,3X,3HD2=,
     *F5.3,3X,3HD3=,F5.3,3X,3HPN=,F8.3,3X,4HPEJ=,E10.4,/)
      PRINT 24,RAD,ALFA,STL,STH
   24 FORMAT(16HСТИНГЕР      RAD=,F5.1,4X,5HALFA=,F7.3,
     *4X,4HSTL=,F5.1,4X,4HSTH=,F5.2,/)
      PRINT 18,PN,FI
   18 FORMAT(16HНАТЯЖЕНИЕ     PN=,E9.3,4X,17HНАКЛОН ДНА FI=,F6.3,/)
      PRINT 16,((X(K,LL),LL=IT,IT),K=1,K1)
   16 FORMAT (10(E10.4))
      PRINT 19,(((TETA(K,LL),LL=IT,IT),K=K1,K1),((X(K,LL),
     *LL=IT,IT),K=K1,K1),((Y(K,LL),LL=IT,IT),K=K1,K1),
     *TK,VK,VM,CAPPA
   19 FORMAT(17HНАЧАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ,/,5HTETA=,F7.3,2X,
     *2HX=,F8.3,2X,2HY=,F6.3,2X,3HTK=,E10.4,2X,3HVK=,E10.4,2X,
     *3HVM=,E10.4,2X,6HCAPPA=,F8.6,/)
      PRINT 13,HS
   13 FORMAT(36HПРОИЗВОЛЬНАЯ ЧАСТЬ ТРУБОПРОВОДА    HS=,F4.1)
      DO 27 M=1,LK
      MM=K1+M
      PRL=M*HS
      PRINT 23,M,((TETA(K,LL),LL=IT,IT),K=MM,MM),((X(K,LL),
     *LL=IT,IT),K=MM,MM),((Y(K,LL),LL=IT,IT),K=MM,MM),
     *PRL,(((T(K,LL),LL=IT,IT),K=M,M),((V(K,LL),LL=IT,IT),
     *K=M,M),((DM(K,LL),LL=IT,IT),K=MM,MM),((SIGMA(K,LL),
     *LL=IT,IT),K=M,M)
   23 FORMAT(I3,2X,5HTETA=,F7.3,2X,2HX=,F8.3,2X,2HY=,F8.3,2X,
     *4HPRL=,F5.1,2X,
     *2HT=,E10.4,2X,2HV=,E10.4,2X,3HDM=,E10.4,2X,6HSIGMA=,E10.4)
   27 CONTINUE
      DO 40 JJ=2,1
      J1=JJ-K1
      IF(J1)41,41,42
   41 R(JJ-1,IT)=0.0
      GO TO 43
```

```
42 V(JJ,IT)=0.0
   PHS(JJ,IT)=0.0
   SIGMA(JJ,IT)=0.0
43 TETA(JJ,IT)=0.0
   X(JJ,IT)=0.0
   Y(JJ,IT)=0.0
   DM(JJ,IT)=0.0
40 CONTINUE
   RETURN
   END
```

П р и м е ч а н и е. Программой предусмотрено регулирование в автоматическом режиме точки схода от начальной длины KP (м) до 100 м с шагом KS (м).

Точность удовлетворения граничного условия для угла θ в точке касания с дном задается в подпрограмме SUBROUTINE: DTET.

Начальные условия для M_K, V_K, T_K находятся методом последовательных приближений при значениях $0 \leq \varkappa \leq 1$, которое выполняется в автоматическом режиме.

ЛИТЕРАТУРА

I. СНиП II-45-75. "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования". М., Стройиздат, 1975.

2. СНиП III-42-80. "Правила производства и приемки работ магистральных трубопроводов". М., Стройиздат, 1973.

3. СНиП II-В.3-72. "Стальные конструкции. Нормы проектирования". М., Стройиздат, 1974.

4. СНиП II-57-75."Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Нормы проектирования". М., Стройиздат, 1976.

5. Искендеров И.А. Вопросы проектирования и строительства морских трубопроводов. Баку, "Азернешр", 1970.

6. Камышев М.А., Капустин К.Я. Современные требования к сооружению морских трубопроводов. М., Информнефтегазстрой, 1979.

7. *Капустин К.Я., Камышев М.А.* Ограничение гидрометеорологических условий эксплуатации трубоукладочной баржи при строительстве трубопроводов в море . "Нефтепромысловое строительство". М., ВНИИОЭНГ, 1978, № 6.

8. Лаппо Д.Д., Мищенко С.С. Расчет устойчивости трубопрроводов, свободно лежащих на дне водоемов. М., "Строительство трубопроводов", 1964, № 5.

9. Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов. Р 125-72. М., ВНИИСТ, 1972.

10. Капустин К.Я. Плавучие буровые установки и буровые суда. М., "Недра", 1974.

11. Rules for the design, construction and inspektion of submarine pipelines and risers, Printed by Det norske Veritas, Oslo, 1976.

12. Germanischer Lloyd Allaemeine Grundsütze für Verlequnq, Prüfunq and Überwachunq von Rohrleitunqen unter Wasser, Hamburq, 1973.

13. Supplement to IP pipelines code Submarine Pipelines, London, 1976.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3

2. Конструктивные требования к трубопроводам..... II

3. Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость 22

4. Технология строительства 35

5. Контроль строительства трубопроводов. Испытание. Приемка в эксплуатацию 42

6. Ремонт трубопроводов 46

7. Мероприятия по защите окружающей среды 47

8. Техника безопасности 48

Приложения 5I

Литература I08

Рекомендации
по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов
Р 4I2-8I

Издание ВНИИСТа

Редактор Ф.Д.Остаева Корректор С.П.Михайлова
Технический редактор Т.В.Берешева

Л-78947 Подписано в печать I7/УШ I98I Формат 60x84/I6
Печ.л. 7,0 Уч.-изд.л. 6,0 Бум.л. 3,5
Тираж I20 экз. Цена 60 коп. Заказ 9I

gost.e-ecolog.ru

Ротапринт ВНИИСТа