

5 ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1 Основные проблемы при эксплуатации морских трубопроводов

Разработка морских нефтяных и газовых месторождений породила специфичные проблемы в трубопроводном транспорте. Одна из главных – несовместимость стали и морской воды. Несмотря на разработанные совершенные технику и технологию преодоления наиболее суровых природных условий, эта проблема остается одной из наиболее актуальных. Вследствие чего достаточно серьезной задачей, которую приходится постоянно решать, является внешняя коррозия металла стенки трубы.

Отдельно стоит выделить «зону брызг» или «зону периодического смачивания» – участки конструкции, попадающие в область периодического воздействия воды вследствие колебаний уровня моря. Постоянный вымывающий эффект характерный для зоны брызг представляет большую опасность для железобетонных конструкций и металла, находящегося под слоем защитного бетона. Эффект вымывания материала может быть увеличен за счет удара волн о конструкцию, их последующего разрушения и разбрызгивания. Вследствие синергизма коррозионно-эрэзионного процесса ситуация может быстро выйти из-под контроля.

Другой не менее актуальной проблемой при эксплуатации морских подводных переходов является действие внешних силовых факторов, часто не предусмотренных проектом.

Одними из основных причин непредвиденных ситуаций являются ударные повреждения трубопроводов, механические дефекты, подвижки дна. Большой ущерб трубопроводам наносят якоря, чаще во время их протаскивания, а не при опускании на дно. Также наблюдаются случаи прямых ударов судов, протаскивающих рыхлители поперек трассы трубопровода. Особенно подвержены повреждениям трубопроводы на неглубоких морских участках. Часто осложнения возникают во время протаскивания траулером креветочных сетей, тяжелых рыболовных траолов, которые цепляются за оголенные трубопроводы.

Серьезную опасность для целостности морских нефтегазовых сооружений, в частности подводных трубопроводов, также представляют штормы.

Шторм – ветер со скоростью более 20 м/сек., вызывающий большое волнение на море и разрушения на суше. Высота волн при этом может составлять от 5 до 17 метров.

При интенсивном волнении на поверхности моря трубопровод, расположенный на глубине меньше половины длины волны, подвергается активному воздействию волнового давления, которое стремится приподнять и сдвинуть его. Волновое давление на трубопровод снижается по мере погружения в воду, однако в непосредственной близости от дна оно вновь

возрастает. Такое изменение давления объясняется увеличением асимметрии обтекания трубы потоком воды у дна: при соприкосновении трубопровода с дном происходит одностороннее обтекание трубы и повышение волнового давления.

Кроме штормов однозначную угрозу для морских трубопроводов представляют незначительные повседневные волнения и течения на море. Непосредственное заглубление трубопровода в грунт, укладка его в траншею может уменьшить или вовсе обезопасить от влияния волн, в целом гидродинамического воздействия. Но бывают ситуации, когда волны и течения, направленные поперек продольной оси трубопровода, размывают дно, оголяют трубопровод, образуют провисающие участки. В зависимости от пролета (длины) провисающего участка и стрелы прогиба трубопровода от действия веса могут возникнуть опасные изгиблые напряжения, в результате чего возможны повреждения труб. Положение усугубляется тем, что от действия волн, течений и движения транспортируемого продукта провисающий участок трубопровода испытывает дополнительно знакопеременные циклические нагрузки – вибрацию, что значительно сокращает его ресурс.

Важно отметить, что морские трубопроводы являются достаточно трудными объектами в плане визуальной инспекции снаружи, поэтому последствия ударов, размывов, различных механических воздействий, как правило, обнаруживаются с опозданием.

При проектировании и строительстве морских трубопроводов в северных морях необходимо учитывать ряд проблем, которые не характерны для теплых морей. К таким проблемам относятся: ледовое пропахивание дна, ледовая эрозия дна, выход льда на берег, потеря устойчивости берегового грунта, таяние льдов.

Пропахивание дна или экзарация возникает при движении торосов, айсбергов под действием ветра и течений. Данный процесс представляет серьезную опасность для целостности уложенного на дно трубопровода, даже при обеспечении заглубления в грунт.

Ледовая эрозия дна образуется во время таяния, когда вода из разливающихся рек поступает на поверхность льда. Активный эрозионный процесс может привести к уменьшению защитного слоя грунта засыпки, глубины залегания трубопровода на дне с последующим его оголением.

Береговая линия подвергается воздействию подвижного льда во время его намерзания или вскрытия. В результате вдоль береговой линии образуются нагоны, постепенно приводящие к выходу ледяных глыб на берег. Данный процесс опасен для участков трубопроводов, пересекающих береговую линию.

Кроме внешних сил, оказывающих активное влияние на надежность трубопроводов, следует отметить также внутреннюю коррозию металла стенки трубы под действием агрессивной транспортируемой среды.

В данном случае опасность представляет многофазный поток, который состоит из газа, жидких углеводородов, соленой воды, бурового раствора и механических примесей. Особую опасность представляют соединения, содержащие углекислый газ и сероводород. Наиболее неприятны соединения углерода, в частности CO_2 , вступающие под давлением в реакцию со свободной водой и образующие угольную кислоту, отрицательно действующую на стальные трубы. Угольная кислота концентрируется на участках, где нарушены нормальные условия течения, например, в тройниках и отводах. Коррозия заметна также в зонах микроструктурных изменений и изменений условий потока, наблюдавшихся в местах сварки.

Некоторые микроорганизмы, например, сульфатвосстановливающие бактерии, могут вызвать сероводородную коррозию при анаэробных условиях. Эти организмы потребляют водород из воды органических материалов в период своего роста и восстанавливают сульфат в сульфид. Ничтожное количество серы в виде сульфатов, а также вода и органические материалы, содержащиеся в газовом потоке, являются пищей для бактерий. Они быстро размножаются и сложная химическая реакция между выделяемыми бактериями веществами с загрязнениями, находящимися в трубопроводе, может быть очень вредной для стальной трубы. Особенно опасны в этом отношении зоны в вертикальных кривых трубопроводах или участки с медленным потоком, позволяющие бактериям быстро размножаться.

Не менее опасными являются механические примеси, которые выпадают на дно трубы в процессе транспорта сырья и при движении вызывают абразивный износ трубы по нижней образующей, способствуя тем самым росту интенсивности коррозии в данной области. На скорость эрозионной коррозии влияют два фактора: скорость течения и pH среды.

Необходимо понимать, что вышеуказанные причины, вызывающие развитие внутренней коррозии, действуют комплексно. В частности, на перегибах трубопровода механические примеси, вода и углеводороды располагаются слоями. Механические примеси осаждаются на дне и создают среду для размещения бактерий. Эти отложения служат щитом, прикрывающим поверхность трубы и тем самым позволяющим функционировать коррозионным элементам, что впоследствии приводит к активной потере металла в прикрытой зоне.

5.2 Методы решения проблем, возникающих при эксплуатации морских трубопроводов

Чаще всего коррозия трубопроводов, подверженных воздействию агрессивной среды, может быть предотвращена путем нанесения надежного и долговечного покрытия, а система

электрохимической защиты может предохранить от коррозии участки трубопровода, находящиеся ниже зоны брызг.

В качестве пассивной защиты на морских трубопроводах следует предусматривать трехслойные полимерные покрытия усиленного типа заводского нанесения, а в качестве активной – установки катодной защиты (в тех местах, где имеются источники сетевого электроснабжения или установлены автономные источники тока) или протекторы при отсутствии этих источников. Расстроим систему протекторной защиты более подробно.

Схема размещения протектора на подводном трубопроводе с бетонным утяжеляющим (балластным) покрытием представлена на рисунке 5.1. Следует отметить, что внешний диаметр протектора по конструктивным соображениям должен выбираться равным диаметру бетонного утяжеляющего покрытия трубопровода. Установка браслетного протектора осуществляется на антикоррозионное или теплоизоляционное покрытие на стадии заводского изготовления труб (как правило, на стадии нанесения бетонного балластного покрытия).

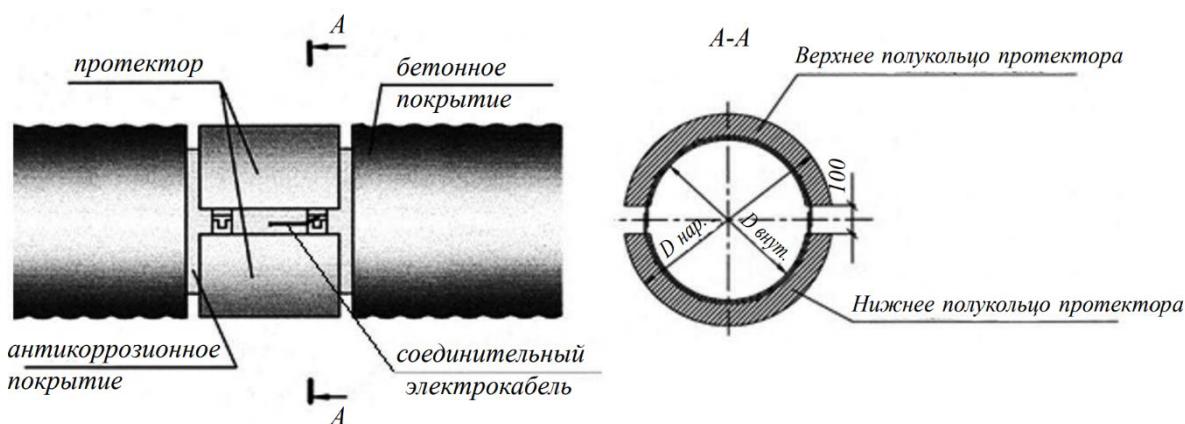


Рисунок 5.1 – Схема установки протектора на обетонированный трубопровод

Очевидно, что в процессе эксплуатации трубопровода необходимо обеспечить для протектора надежный электрический контакт с телом трубы, а также достаточную прочность крепления протектора на сдвиг, так как трубы с протекторами проходят при укладке через рабочий орган натяжителя трубоукладочного судна. Это достигается установкой соединительных кабелей (как правило, двух с каждой стороны) и заливкой в образовавшиеся зазоры между протектором и бетонным покрытием заполнителя (битумной полимерной мастики, полиуретанового компаунда).

При использовании для трубопровода необетонированных труб установка протекторов, как правило, осуществляется непосредственно на трубоукладочном судне на позициях технологических линий, расположенных после натяжительного устройства. В

качестве примера на рисунке 5.2 приведена схема установки браслетного протектора на необетонированный трубопровод с использованием приварных присоединительных пластин с обязательным восстановлением антикоррозионного покрытия в местах их установки.

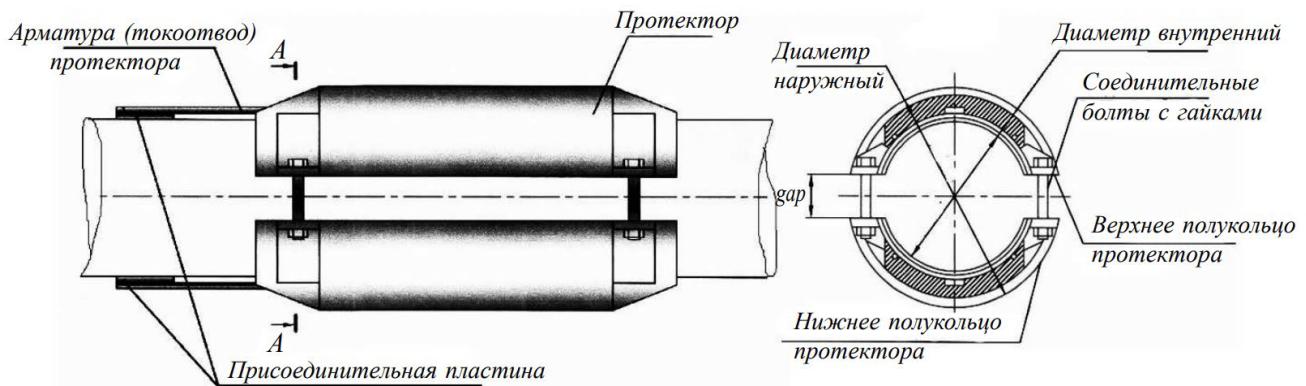


Рисунок 5.2 – Схема установки протектора на необетонированный трубопровод

При выборе защитного покрытия от коррозии внутренней поверхности морских трубопроводов должны учитываться следующие факторы:

- характеристика транспортируемого продукта;
- содержание воды в транспортируемой среде;
- рабочее давление и температура;
- водородный показатель транспортируемой среды;
- количество сероводорода, углекислого газа, других активных химических соединений в транспортируемой среде;
- скорость потока, режимы перекачки, количество песка и других механических примесей.

Для защиты от коррозии внутренней поверхности труб следует применять жидкие с высоким сухим остатком и порошковые лакокрасочные материалы на основе эпоксидных и полиуретановых смол заводского изготовления.

Для защиты участков трубопроводов от *внешних силовых факторов* предусматривают проектом погружение трубопровода на морское дно на достаточную проектную глубину или защитные конструкции. В качестве примера указанного конструктивного решения можно назвать оградительные решетки, закрепляемые над оголенными участками трубопровода. Края конструкции заглубляются в грунт, оставляя непосредственно над трубопроводом защитную часть решетки высотой не менее 30 см. Для удержания решетки используются якоря. Как показывает практика, применение оградительных решеток является весьма

эффективным методом, резко сокращается число сетей (почти в 100 раз), запутывающихся в трубопроводах.

Проектом также могут предусматриваться защитные маты. Маты кроме функции защиты трубопровода от механических воздействий могут решать и другие задачи, в частности – стабилизация положения морского трубопровода. В зависимости от назначения маты могут быть проложены как под трубопроводом, так и над ним. Перечислим некоторые конструкции мат:

– бетонные или железобетонные маты. Применяются для защиты и удержания трубопровода на месте, в меньшей степени для уменьшения вымывания грунта. Как правило, изготавливаются из большого количества блоков, соединённых между собой стальной широкоячеистой сеткой;

– противоэрозионные гибкие маты. Способствуют накоплению донного грунта подобно морским водорослям. Их используют для предотвращения вымывания грунта;

– комбинированные маты. Это сочетание бетонных мат с прикреплёнными сверху противоэрозионными матами.

5.3 Испытания морских подводных трубопроводов

Испытание на прочность и проверка на герметичность играют важную роль в обеспечении надежности трубопроводов, так как позволяют оценить запас прочности по отношению к рабочим нагрузкам, выявить и устранить дефектные элементы перед сдачей трубопровода в эксплуатацию.

Испытание на прочность и проверка на герметичность морских подводных трубопроводов проводятся гидравлическим способом, однако для морских газопроводов допускается их проводить пневматическим способом по специальной инструкции, согласованной с заказчиком.

До начала испытаний должно быть проведено обследование уложенного трубопровода, проверено наличие участков провисания и их соответствие допустимым расчетным данным. Глубоководные участки морских трубопроводов обследуют при помощи дистанционно управляемых подводных аппаратов. Также перед испытаниями проводится очистка трубопровода путем промывания его водой и контроль внутренней полости с применением скребков, оснащенных приборами контроля.

Специальные устройства, так называемые «скребки» или «поршни», запускают в трубопровод для одновременной проверки правильности геометрических параметров труб и очистки их внутренней поверхности.



Рисунок 5.3 – Устройство для очистки и калибровки

Скребок с полиуретановыми дисками или манжетами перемещается в потоке воды. Манжеты очищают внутреннюю поверхность трубопровода. Проверка правильности геометрических параметров труб (калибровка) осуществляется с помощью тонких алюминиевых дисков, установленных на каждый из поршней. Отсутствие повреждений на дисках подтверждает отсутствие сужений проходного сечения трубопровода, механических повреждений.

Специальная камера запуска поршней представляет собой оголовок, приваренный к торцу испытуемого участка морского трубопровода, внутри которого располагаются поршни для очистки, калибровки и заполнения участка подготовленной водой до нагнетания давления.

Заполнение участка трубопровода водой и контроль за ходом испытаний обычно проводятся со специальных судов, на которых размещены наполнительные и опрессовочные агрегаты необходимой мощности, оборудование для забора, очистки и обработки морской воды.

В процессе заполнения испытуемого участка водой применяются наполнительные агрегаты, которые обладают высокой подачей для сокращения времени заполнения.

После заполнения участка водой закачка воды продолжается с помощью опрессовочных агрегатов, значение подачи которых невелико, но высокое значение напора, благодаря чему достигается необходимое значение внутреннего давления.

Во время заполнения испытуемого участка необходимо принять меры предосторожности, чтобы ограничить наличие воздушных пузырей до величины 0,2 %

общего объема заполнения. Замеры воздушных пузырей на испытываемом участке выполняются при помощи диаграммы «давление-объем», основанной на величинах давления и объема, измеренных в процессе повышения давления.

Испытательной средой при гидравлических испытаниях является профильтрованная морская вода, подвергнутая химической обработке (ингибирированию) для предотвращения внутренней коррозии трубопровода.

В качестве ингибитора обычно применяют безопасный для окружающей среды бисульфат натрия (NaHSO_3), который поглощает растворенный в воде кислород. Кроме того, возможно применение ультрафиолетового облучения и микрофильтрации воды для очистки ее от микроорганизмов и, следовательно, снижения биокоррозионной активности.

Скорость подъема/броса давления в трубопроводе при испытании должна быть не более 0,1 МПа/мин, при достижении величины давления, равной 0,9 испытательного давления, скорость подъема давления должна быть снижена до 0,01 МПа/мин.

Испытание трубопроводов давлением проводится для проверки возможности работы трубопровода при рабочем давлении с определенным запасом. Поэтому испытательное давление должно быть больше рабочего давления. Согласно СП 378. 1325800.2017 «Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства» минимальное давление при гидравлических испытаниях на прочность должно быть в 1,25 раза выше расчетного давления, а при проверке на герметичность – в 1,1 раза.

Нужно отметить, что в случае морских подводных трубопроводов, испытуемые участки имеют значительную протяженность (сотни километров). Из-за большой протяженности и разнообразного рельефа морского дна, перепад высот между верхней и нижней точками трубопровода может достигать сотен метров. Поэтому при гидравлических испытаниях необходимо учитывать гидростатическое давление воды, закачанной в трубопровод.

В результате его действия суммарное давление при гидроиспытаниях в нижней точке испытуемого участка больше, чем в верхней. Разница давлений может достигать больших значений. К примеру, при перепаде высот в 200 метров, эта разница составит около 2 МПа. Поэтому, во избежание разрушения или пластических деформаций трубопровода в процессе испытаний, введено требование к величине максимального давления в нижней точке испытуемого участка. Суммарные напряжения в трубопроводе, создаваемые давлением, не должны превышать 96% предела текучести металла труб, то есть величины, при которой в трубопроводе возникнут пластические (необратимые) деформации.

Время выдержки трубопровода под испытательным давлением (без учета времени нагнетания/броса давления, а также выдержки для выравнивания температуры и давления)

должно составлять не менее 12 ч [14].

Скорость подъема и сброса давления в трубопроводе при испытании должна быть не более 0,1 МПа/мин, а при достижении величины давления, равной 0,9 испытательного давления, скорость подъема давления должна быть снижена до 0,01 МПа/мин.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение последних четырех часов испытания не было зарегистрировано падений давления [13], а суммарное падение давления за весь период испытаний составляет не более 1% при непрерывном мониторинге или дискретных замерах через каждые 15 мин [14].

После испытания на прочность давление в испытуемом участке снижают до величины, превышающей рабочее давление в 1,1 раза, для проведения проверки на герметичность. Продолжительность проведения испытания на герметичность определяется временем, необходимым для осмотра всего испытуемого участка, но должна составлять не менее 12 ч.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на герметичность, если за период испытания не обнаружены утечки, а изменение давления составляет не более +0,2 % при непрерывном мониторинге величины давления и температуры или дискретных замерах через каждые 15 мин. При колебаниях температуры окружающей среды и уровня моря во время испытаний допускается изменение давления в трубопроводе до $\pm 0,4 \%$.

Если же в процессе испытаний обнаружится утечка или произойдет разрыв трубопровода, то дефект должен быть устранен, а трубопровод подвергнут *повторному испытанию*. Кроме того, на протяжении заполнения водой и испытания морской трубопровод должен сохранять проектное положение.

После окончания гидравлического испытания трубопровода проводят его обследование. Результаты анализа проведенного обследования состояния металла труб, изоляционного покрытия и других элементов конструкции трубопровода должны быть занесены в паспорт данного объекта и служить контрольными данными для определения изменения состояния трубопровода в процессе его эксплуатации.

Вытеснение из трубопровода воды после гидроиспытания производится с помощью поршней, перемещающихся по трубопроводу под давлением сжатого воздуха. Скорость движения поршней должна составлять 0,5-1,0 м/с. Результаты удаления воды из трубопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и он вышел из трубопровода неразрушенным. В противном случае пропуск контрольного поршня-разделителя по трубопроводу необходимо повторить. Вода вытесняется на специальное плавучее судно, где фильтруется, проходит лабораторные

анализы, а затем сбрасывается в море. Сброс испытательной воды или ее утилизация должны быть согласованы с национальным органом надзора.

Для удаления водяной пленки с внутренних стенок трубопровод производится его осушка потоком сухого воздуха.

Для предотвращения внутренней коррозии необходимо произвести консервацию испытываемого участка после испытаний под давлением. Для этого трубопровод заполняется инертным газом, как правило, азотом, и остается в таком состоянии до начала эксплуатации.

Морской трубопровод, не введенный в эксплуатацию после испытания и проверки на герметичность более полугода, подлежит повторному испытанию.

5.4 Инспектирование морских подводных трубопроводов

Инспектирование трубопровода – неотъемлемая часть системы контроля целостности конструкции, направленной на обеспечение ее надежности и безопасности. Инспектирование морского подводного трубопровода (МПТ) включает в себя:

- 1) общее внешнее обследование МПТ и его трассы;
- 2) внутритрубную диагностику МПТ;
- 3) диагностику технического состояния МПТ или его участков, для которых требуется уточнение результатов внутритрубной диагностики (ВТД) или проведение ВТД невозможно или нецелесообразно.

Внешнее подводное обследование МПТ и его трассы должно проводиться в целях:

- фиксации любых внешних воздействий по трассе;
- выявления внешних дефектов МПТ;
- контроля планово-высотного положения МПТ;
- определения параметров донной ледовой экзарации, размыва или наноса донного грунта;
- контроля гидрологических характеристик;
- контроля средств электрохимической защиты трубопровода от коррозии;
- выполнения фото-видеосъемки по трассе МПТ.

Данные работы могут проводиться с использованием водолазов и/или приборных средств, установленных на плавсредствах или судах в зависимости от протяженности трассы, вида и глубины акватории.

Обследование трассы МПТ должно завершаться:

- построением трехмерной цифровой модели рельефа (ЦМР) трассы МПТ;
- составлением карты рельефа дна вдоль трассы МПТ.

Цифровая модель рельефа и картографические материалы должны отражать:

- плановое проектное и фактическое положение МПТ с указанием границ и длин провисающих или обнаженных участков МПТ;
- батиметрические данные с указанием следов внешнего воздействия на дно и МПТ.

Наиболее распространенными приборами для построения цифровой модели рельефа являются многолучевые эхолоты, которые выполняют измерения глубины в поперечном направлении в обе стороны от акустической антенны. По мере того, как судно движется, поперечный профиль зарегистрированных значений глубин образует полосу измерений на дне, формируя в результате движения сплошную полосу акустического покрытия дна, состоящую из множества акустических лучей (рисунок 5.4).

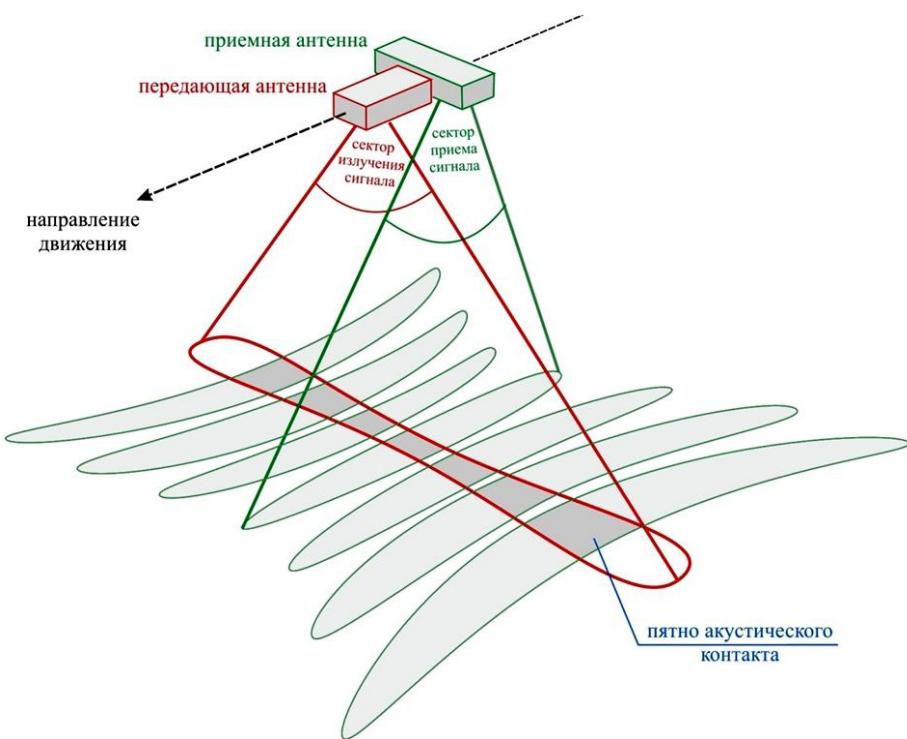


Рисунок 5.4 – Схема излучения и приёма акустических импульсов системой многолучевого эхолота

Современные многолучевые эхолоты способны измерять ещё и интенсивность отражённого сигнала по каждому лучу и на основе этой информации создавать геометрически правильное акустическое изображение участка дна в виде гидролокационного снимка.

Передающая и приемная антенные решетки многолучевого эхолота, предназначенные для создания двух вееров лучей, имеют конфигурации в виде латинской буквы «L» или «T» – так называемый «крест Миллса». Антенны могут быть криволинейными (сферическими) или плоскими (рисунок 5.5).

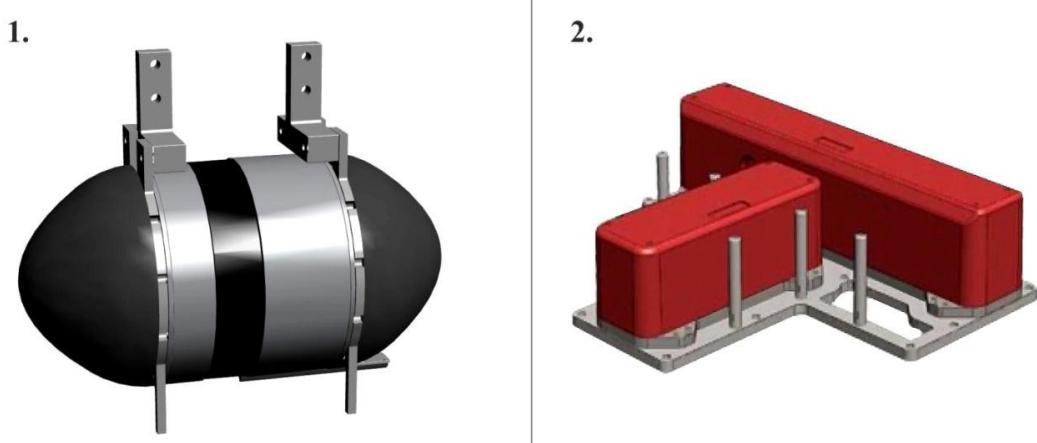


Рисунок 5.5 – Сферическая антенна многолучевого эхолота ResonSeabat7101 (1)
и плоская антенна эхолота KongsbergSimradEM2040 (2)

Все многолучевые эхолоты используют единый подход при определении глубин: производится акустическое освещение полосы обзора на основе эхосигналов по наклонным лучам с известными углами приема и таким образом рассчитываются глубины. Время распространения акустического сигнала по каждому лучу пересчитывается в наклонную дальность, а затем с учетом угла луча и данных профиля скорости звука рассчитываются глубина центра пятна луча и его горизонтальное расстояние от центра антенны (рисунок 5.6).

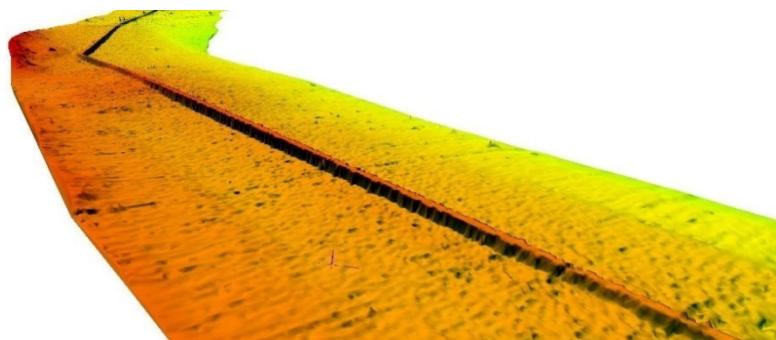


Рисунок 5.6 – Подводный трубопровод диаметром 530 мм,
снятый с помощью эхолота на глубине 8 м

Поскольку измерения наклонных дальностей производятся с судна, имеющего шесть степеней свободы – три поступательные и три вращательные (рисунок 5.7), то для расчета

глубин и их планового положения необходимы точные данные о широте, долготе, вертикальных перемещениях, а также углах крена, дифферента и курса. Поэтому, использование многолучевого эхолота невозможно без его сопряжения с системой датчиков. Вследствие чего правильнее говорить о системе на базе многолучевого эхолота.

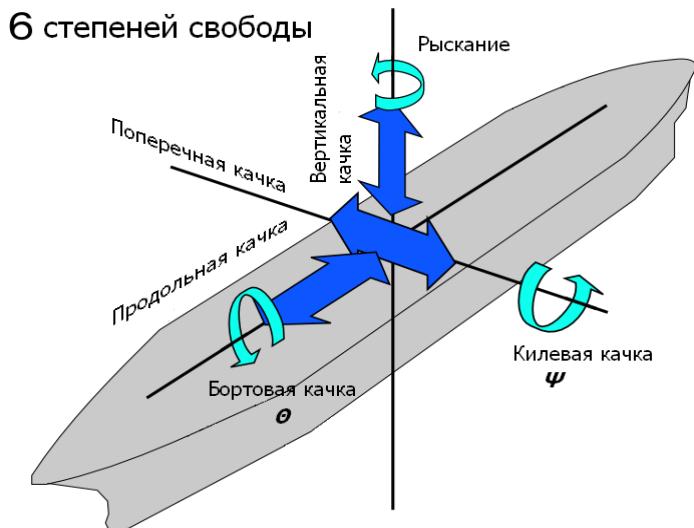


Рисунок 5.7 – 6 степеней свободы судна

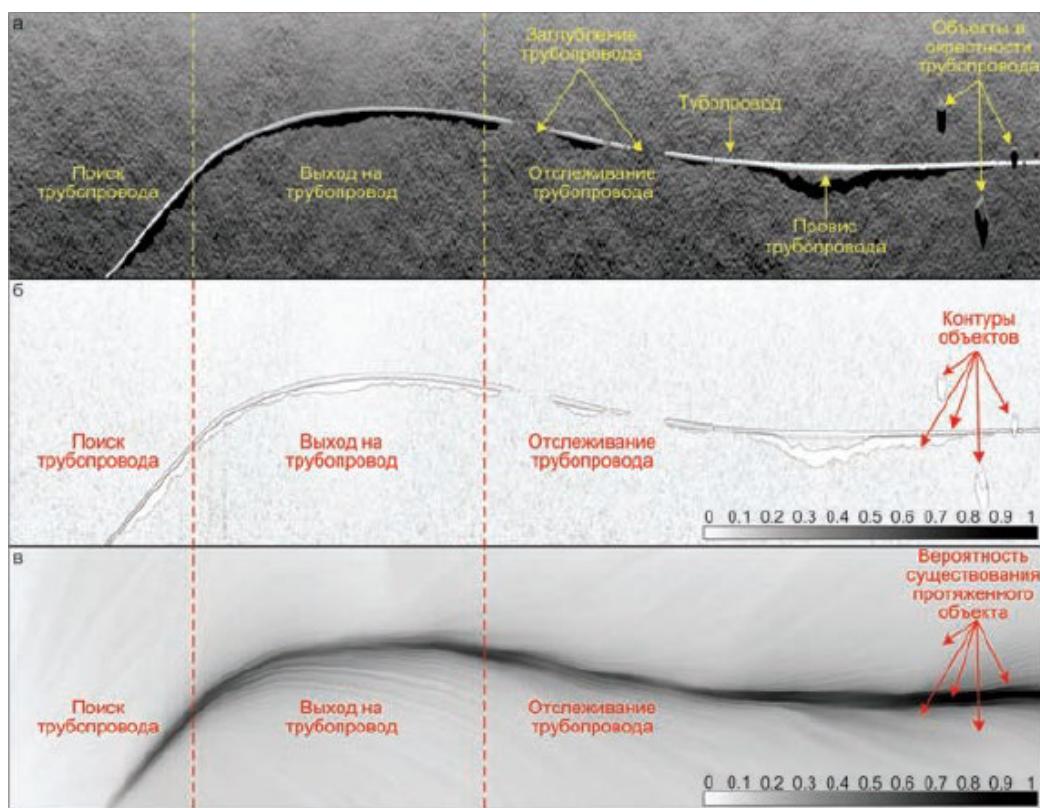
Многолучевая система кроме эхолота включает в себя:

- 1) датчик пространственной ориентации (ДПО), для измерения пространственных углов и вертикального перемещения носителя;
- 2) датчик курса;
- 3) зонд-профилограф скорости звука (для измерения профиля скорости звука в воде);
- 4) спутниковая система позиционирования.

Помимо многолучевых эхолотов, широкое распространение на практике нашли необитаемые подводные аппараты (НПА) с гидролокатором бокового или кругового обзора (ГБО и ГКО соответственно). Данное устройство зарекомендовало себя как средство с большей разрешающей способностью и большим радиусом действия.

Действие ГБО и ГКО основано на периодическом излучении зондирующих звуковых посылок и детектировании эхосигналов обратного рассеивания от удаленных участков дна. Дальность до объектов рассчитывается как половина пути, пройденного акустической волной.

Выделение линий и контуров морского дна и объектов на нем на ГБО- и ГКО-изображениях производится по границам, которые определяются величиной и направлением градиента яркости (рисунок 5.8).



а – исходное изображение; б – карта модулей градиентов;
в – местоположение распознанного объекта

Рисунок 5.8 – Обработка изображения ГБО во время инспекции подводного трубопровода

На данный момент также проводятся работы по внедрению автономных необитаемых подводных аппаратов (АНПА) с лазерным сканирующим органом.

В состав сенсорного оборудования АНПА входят видеокамера (возможно применение как монокулярной, так и стереокамеры) и зеленый лазер, обеспечивающий синхронное с видеосъемкой сканирование.

Алгоритм обнаружения и слежения за трубопроводом основывается на экстраполяции линии направления трубопровода на каждом шаге по ранее получаемым точкам, принадлежащим трубопроводу. В качестве таких точек рассматриваются характерные точки максимальной высоты на пространственных профилях трубы, получаемые по измерениям лазера (рисунок 5.9).

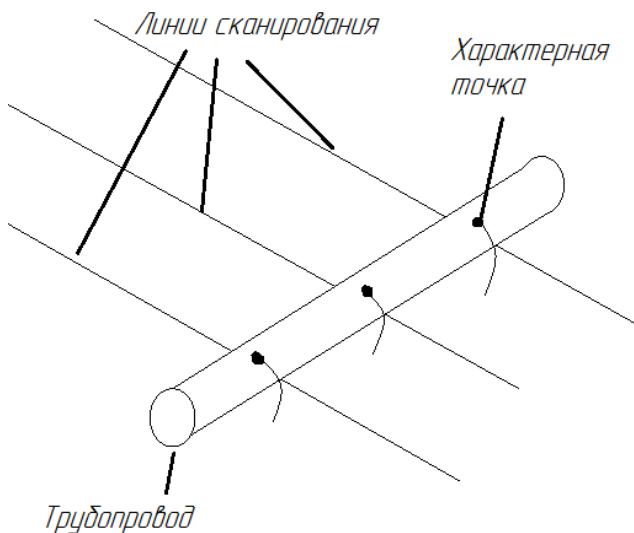


Рисунок 5.9 – Характерные точки, определяющие направление трубопровода

Получаемые с помощью этого метода параметры положения трубопровода включают признак обнаружения точки (среза) трубопровода, её положение в локальной системе координат, а также ориентацию видимого фрагмента трубы.

При небольших объемах подводных работ состояние МПТ определяется водолазным осмотром или применением НПА, оснащенных телевизионными системами.

Для контроля состояния антикоррозионной изоляции МПТ и определения мест ее повреждения могут применяться электромагнитные и другие системы, обеспечивающие выявление мест нарушения изоляции с вероятностью не менее 0,8 (рисунок 5.10). Абсолютная погрешность измерения планового положения мест повреждения при этом должна составлять не более 0,5 м относительно судна или места измерения со льда.



Рисунок 5.10 – Контрольно-диагностический пункт, служащий для контроля состояния изоляции подводного трубопровода

Для случаев, в которых невозможно проведение внутритрубной диагностики и

водолазных работ разработана технология инспекции подводных трубопроводов методом магнитной томографии, позволяющей осуществлять бесконтактное обследование на некотором удалении от оси трубопровода.

Метод основан на физическом явлении обратной магнитострикции (эффект Виллари), отражающем пропорциональную связь между распределением уровней механических напряжений (деформаций) вдоль протяженного ферромагнитного объекта и его магнитными характеристиками. Аномалии распределения магнитного поля позволяют определить местоположение и косвенно измерить локальные механические напряжения в границах каждого участка с дефектами металла или повышенными нагрузками, которые вызывают концентрацию напряжений. Данная технология предназначена для обеспечения надежности трубопроводов, не оборудованных камерами пуска-приема или по иным причинам не подлежащих внутритрубному диагностированию.

5.5 Внутритрубная диагностика

На ликвидацию последствий аварий трубопроводов, проложенных на суше, расходуются миллионы долларов в год. Борьба с авариями трубопроводов, проложенных на морском дне, значительно сложнее и дороже. В связи с этим остро встает задача обеспечения надежной эксплуатации морских подводных трубопроводов, которая во многом успешно решается благодаря своевременной внутритрубной диагностике.

Основные понятия и определения:

Внутритрубная диагностика (ВТД) – комплекс работ, обеспечивающий получение информации о состоянии основного металла труб и сварных швов с определением местоположения выявленных аномалий или дефектов с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля.

Дефект – каждое отдельное несоответствие продукции (труб, сварных соединений) требованиям, установленным нормативной документацией.

Аномалия – дефекты в металле трубопровода, зарегистрированные диагностическим оборудованием, тип которых невозможно идентифицировать по результатам ВТД.

Внутритрубный инспекционный прибор (ВИП) – устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположения.

Маркер – приспособление, устанавливаемое над осью трубопровода для привязки к

трассе трубопровода данных ВТД.

Внутритрубная диагностика с помощью снарядов-дефектоскопов должна проводиться в целях выявления, регистрации и установления координат следующих аномалий и конструктивных элементов:

- нарушений формы поперечного сечения трубы (овальность, гофр, вмятины);
- дефектов стенок труб и сварных соединений;
- трещин и трещиноподобных дефектов;
- смещения кромок кольцевых сварных швов;
- уменьшения толщин стенок труб;
- регистрации сварных швов, конструктивных элементов морского трубопровода и раскладки труб;
- измерения радиусов поворотов, определения пространственного положения и длины трубопровода.

Процесс внутритрубной диагностики, как правило, включает в себя следующие этапы:

- калибровка внутритрубных диагностических снарядов;
- очистка и калибровка внутренней полости морского трубопровода;
- профилометрия внутренней полости трубопровода;
- сам процесс обследования;
- расшифровка данных диагностики;
- оценка критичности дефектов;
- подготовка отчета.

Проведение операций очистки и диагностики подводного трубопровода является более сложной задачей с технической и организационной точек зрения, чем ВТД сухопутного трубопровода. В связи с этим возникает ряд отличительных особенностей характерных именно для диагностики морских подводных трубопроводов.

Внутритрубные снаряды, применяемые на морских подводных трубопроводах, должны быть в обязательном порядке оснащены системами слежения за их местоположением в полости трубы и регистрации факта и времени их прохождения через маркерные пункты.

Расстояние между маркерами, устанавливаемыми снаружи морских трубопроводов, должно составлять, как правило, не более 2,0 км (рисунок 5.11).

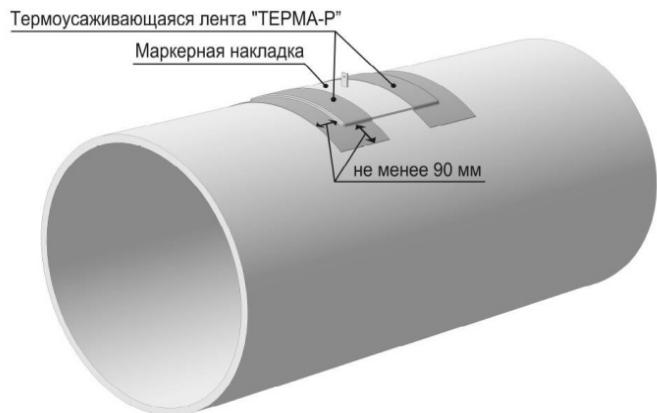
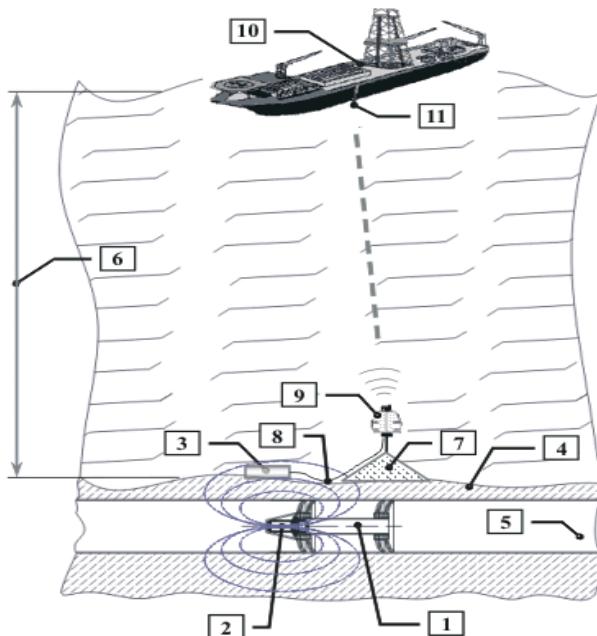


Рисунок 5.11 – Маркерный пункт

После укладки/заглубления морского подводного трубопровода должны быть установлены его GPS/ГЛОНАСС координаты. Рекомендуется для заглубленных трубопроводов в процессе засыпки траншеи выводить на поверхность донного грунта какие-либо метки (придонный буй, грузило и т.п.), соответствующие местам установки маркеров.

При корректировке данных модуля навигации с использованием координат маркеров точность определения координат самого трубопровода в горизонтальной плоскости должна составлять не более 1,0 м, в вертикальной – не более 0,5 м (при этом скорость движения ВИП, как правило, должна составлять не более 1–2 м/с).

Также существуют возможности подводного маркирования с помощью гидроакустических систем, позволяющих передавать под водой на различные расстояния акустические сигналы и определять с высокой точностью положение гидроакустических излучателей на ВИП (рисунок 5.12).



1 – внутритрубный снаряд; 2 – низкочастотный передатчик;

3 – приёмник-регистратор; 4 – дно водоема; 5 – трубопровод; 6 – глубина до 1000 м;

7 – груз; 8 – короткий кабель для соединения приёмника-регистратора с гидроакустическим излучателем; 9 – гидроакустический излучатель;

10 – судно сопровождения; 11 – гидрофон

Рисунок 5.12 – Использование приёмника-регистратора в связке с существующими гидроакустическими системами

При использовании низкочастотного приёмника-регистратора в комплекте с гидроакустическим излучателем можно отслеживать прохождение маркерных точек внутритрубным снарядом в режиме реального времени, находясь на судне сопровождения без использования кабеля связи. Приёмник-регистратор сквозь стенку трубопровода, бетонное покрытие и слой донного грунта принимает сигнал низкочастотного передатчика, находящегося на снаряде, и передаёт сигнал на гидроакустический излучатель. Гидроакустический излучатель излучает сигнал в виде акустических колебаний на частоте 100 кГц с радиусом действия до 500 м, или на частоте 8–15 кГц с радиусом действия до 10 км. Сигналы гидроакустических излучателей принимаются гидрофонами на судне сопровождения. Имеющиеся системы приёма и обработки сигналов позволяют определить точное положение излучателей, а также выделить полезный сигнал о прохождении снарядом маркерной точки.

Запуск внутритрубных снарядов осуществляется из камер пуска средств очистки и диагностики (СОД), которые расположены в береговой зоне. Однако на морских подводных трубопроводах большой протяженности могут применяться особые подводные, в том числе, временные камеры запуска. Также внутритрубные очистные и диагностические снаряды могут запускаться непосредственно с добывающей платформы.

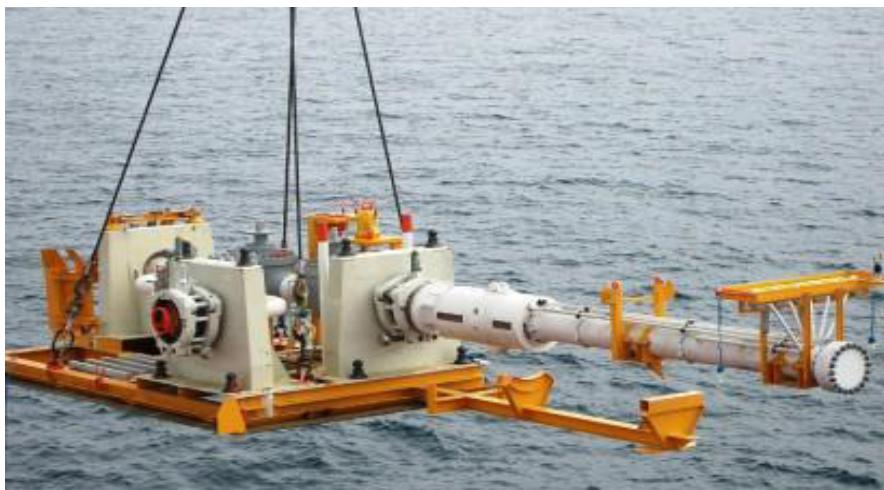


Рисунок 5.13 – Подводная камера запуска СОД

Применение поршней. Перед началом внутритрубной диагностики внутренняя полость трубопровода должна быть очищена и откалибрована с помощью очистных скребков и магнитного очистного поршня-шаблона диаметром, как правило, не менее 85 % от внутреннего диаметра трубопровода.

Пропуск очистных снарядов в общем случае выполняется в следующей последовательности:

- пропуск скребка-калибра для оценки возможности прохождения ВИП и очистки полости трубопровода;
- пропуск очистного поршня для удаления из полости трубопровода немагнитного мусора;
- пропуск магнитного очистного поршня для сбора металлических предметов.

Выделяют следующие конструкции ВИП:

- магнитные дефектоскопы с системой продольного (MFL) или поперечного (CMFL или TFT) намагничивания;
- ультразвуковые ВИП с преобразователями прямой направленности (WM) и наклонными (CD) преобразователями;
- комбинированные ВИП;
- профилемеры.

При проведении внутритрубной диагностики различными ВИП или разными поставщиками услуг должна быть обеспечена синхронизация данных диагностики (так называемое «совмещение прогонов» — использование единой нумерации сварных стыков и труб) внутритрубных снарядов для возможности отслеживания динамики изменения существующих дефектов и выявления новых.

По итогам проведения ВТД выпускается отчет с результатами диагностирования.

Окончательный отчет по результатам ВТД содержит:

- главу об используемом оборудовании при проведении диагностирования;
- главу, содержащую технические характеристики и данные работы ВИП, применявшиеся при диагностировании;
- главу с результатами обработки данных дефектоскопов (журнал выявленных особенностей, выявленных аномалий).

Все обнаруженные дефекты (аномалии) должны быть зафиксированы и ранжированы по степени соответствия принятым критическим параметрам дефектов. Полученная таким образом совокупность дефектов подлежит статистической обработке в целях определения концентрации определенных видов дефектов и их распределению по всей длине морского подводного трубопровода.

На основании расчетов статической прочности, коррозионного развития и усталостной прочности определяется ресурс каждого дефекта, превышающего установленный уровень. По результатам расчетов проверяется величина допустимого рабочего давления и рекомендуемый срок устранения дефектов для последующего формирования заказчиком программы ремонта и восстановления, если необходимо, эксплуатационных характеристик трубопровода.

5.6 Подводно-технические и водолазные работы

Во время строительства и эксплуатации морских нефтегазовых сооружений, в том числе трубопроводов, необходимо производить ответственные операции непосредственно под водой в различных условиях.

В зависимости от глубины, скорости течения, температуры воды, поставленных задач и других природных условий данные операции выполняются с помощью подводно-технических аппаратов или специально обученных водолазов.

Необитаемый подводный аппарат (НПА) – это техническое средство для проведения или обеспечения различных работ и исследований под водой, в том числе сбора информации о рельефе дна, о строении верхнего слоя осадков, о наличии на дне предметов и препятствий.

До 1980-х годов, из-за отсутствия высокотехнологичных камер и телекоммуникаций на глубинах недоступных водолазам, использовались дорогостоящие батискафы с экипажем. На данный момент используют необитаемые подводные аппараты различных классов для определенных типовых задач (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Классификация АНПА

Класс	Тип
1	НПА обследовательского класса с минимумом функций, как правило, это видеонаблюдение
2	НПА обследовательского класса с возможностью несения целевой полезной нагрузки
3	НПА рабочего класса с манипуляторами устройствами и инструментами
4	Буксируемые и передвигающиеся по дну НПА
5	Опытные образцы подводной робототехники, включая НПА

НПА доставляется на место работы с помощью обслуживающего судна, оборудованного грузоподъемным механизмом и блоком управления для оператора (рисунок 5.14).

Виды работ, выполняемых с помощью НПА:

- поисковые работы;
- строительство и обслуживание элементов подводных МНГС;
- обследовательские работы, в том числе изыскания инженерно-геологические;
- осмотр конструкций МНГС, морского дна, в большинстве случаев визуальный без измерений;
- инспекция, измерения параметров подводных объектов, среды;
- разработка подводных траншей, засыпка уложенного в траншею трубопровода и прочее.



Рисунок 5.14 – Спуск НПА с обслуживающего судна

По способу управления НПА подразделяются на дистанционно управляемые оператором и автоматически управляемые по программе.

Управление НПА в реальном времени производят с помощью кабеля, так называемые телекоммуницируемые (ТНПА), или гидроакустической связи – автономные (АНПА) (*гидроакустическая связь* – это процесс обмена информацией через водную среду, по которой распространяются гидроакустические сигналы между надводными судами сопровождения и НПА). Так же существуют комбинированные методы связи посредством буксировки подводным аппаратом модуля связи (рисунок 5.15) или буксировки судном плотов с гидроакустическим оборудованием.

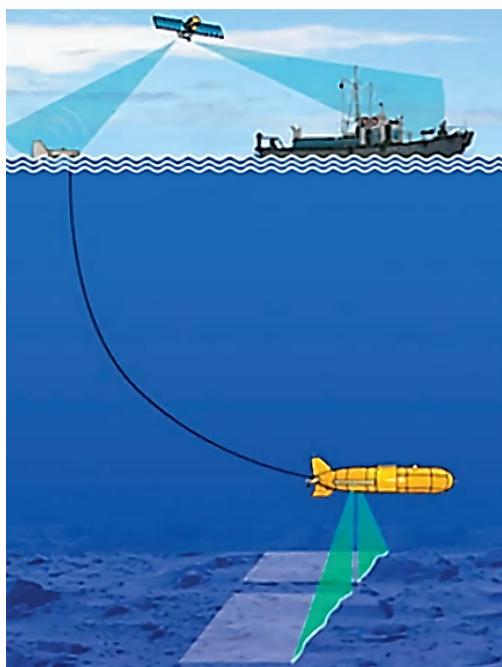


Рисунок 5.15 – НПА с буксируемым модулем связи

АНПА применяют при обследовании обширных территорий морского дна и объектов МНГС, находящихся на нем. В частности, в течение одного автономного погружения с помощью АНПА с высокой точностью может быть обследовано до 100–150 км трассы морского подводного трубопровода.

На ТНПА, обслуживаемых с помощью кабеля с борта судна, обеспечивается одновременное управление и питание. Из преимуществ данной схемы можно выделить отсутствие помех, неограниченное время работы, а также более легкий вес НПА из-за отсутствия аккумуляторных батарей.

Многие задачи могут быть выполнены с помощью НПА, достаточно совершенных для того, чтобы передать информацию на поверхность, производить работы при помощи манипуляторов. Однако такие работы как доскональный контроль состояния посадочных поверхностей, вязка узлов мягкими концами, то есть задачи, требующие тактильной чувствительности, пока лежат за пределами технических возможностей манипуляторов.

Кроме того, на данный момент не существует подводных аппаратов способных проводить сварку под водой. В таких случаях, прибегают к услугам водолазов и к водолазным работам.

Водолазное дело – область научно-технической и практической деятельности людей, охватывающая все вопросы, связанные с погружением человека под воду в водолазном снаряжении.

Водолаз – специалист, умеющий выполнять работы под водой в водолазном снаряжении и допущенный к производству водолазных спусков в установленном порядке. Профессия водолаза относится к числу профессий с особо вредными и особо тяжелыми условиями труда.

Нормальные условия водолазного спуска – условия, когда спуск проводится на глубины до 12 м, в дневное время, при температуре окружающего воздуха выше 0 °C и атмосферном давлении больше 700 мм рт. ст., температуре воды от плюс 4 до 37 °C, видимости под водой не менее 1 м, скорости течения не более 0,5 м/с, волнении не более 2 баллов, когда вода не заражена отравляющими и радиоактивными веществами, не содержит нефтепродуктов и хозяйствственно-бытовых отходов, а также когда работа выполняется на чистом грунте или открытой палубе затонувшего судна.

Кессонная болезнь – это комплекс симптомов, формирующийся при образовании газовых пузырьков в сосудах и тканях на фоне быстрого снижения атмосферного давления. Патология может быть острой либо хронической. Проявляется болями в суставах, мышцах, диспепсией, признаками поражения нервной системой.

В зависимости от занимаемой должности водолазный состав подразделяется на водолазов 3-, 2- и 1-го класса, старшин водолазных станций, водолазов-инструкторов, мастеров водолазных работ, водолазных специалистов, старших водолазных специалистов, главных водолазных специалистов, а также водолазов-матросов, матросов-водолазов и водолазов.

Так, например, водолаз 2-го класса выполняет такие задачи как обследование морского дна, подводной части МНГС, в том числе трубопроводов и кабелей.

Водолаз 1-го класса выполняет следующие задачи:

- полное обследование и работы по ремонту подводной части МНГС;
- укладка дюкеров, подводных трубопроводов и кабелей;
- контроль правильности укладки подводных трубопроводов и кабелей;
- установка грузов на подводной трубопровод, монтаж и демонтаж муфт, полумуфт и защитных решеток и т.д.

По глубине погружения различают водолазные спуски:

- на малые глубины – до 12 м;

- на средние глубины – от 12 м до 60 м;
- глубоководные водолазные спуски – на глубину более 60 м.

Основной сложностью работы водолазов с увеличением глубины выше 12 метров является кессонная болезнь и избыточное давление, которое увеличивается на 1 атмосферу каждые 10 метров. При повышенном давлении газы дыхательной смеси вследствие диффузии в значительных количествах растворяются в крови капилляров легочной ткани. Когда давление снижается, наблюдается противоположное явление – газы «выходят» из жидкости, формируя пузырьки. Чем быстрее меняется давление, тем интенсивнее становится процесс обратной диффузии. При быстром подъеме кровь водолаза «закипает», выделяющиеся газы образуют множество крупных пузырьков, которые могут блокировать сосуды и повреждать различные органы.

Для предотвращения кессонной болезни водолазу необходимо делать паузы при всплытии на поверхность, что сказывается на продолжительности проведения работ. При работе на глубине в течение часа декомпрессионные паузы могут составлять до 75 минут. При частых и интенсивных работах на глубоководных участках для сокращения времени пребывания водолазов под водой используют декомпрессионные камеры.

5.7 Ремонт морских подводных трубопроводов

Анализируя отказы подводных трубопроводов, можно сделать выводы о том, что аварийные происшествия с ними происходят по следующим основным причинам:

- внешнее воздействие (деятельность посторонних судов, сейсмическая активность района);
- ошибка в проектировании (превышение расчетных нагрузок, в том числе ледовых, в процессе эксплуатации);
- брак при строительстве, в том числе применение некачественных материалов;
- нарушение режима эксплуатации, регламентов обслуживания и ремонта;
- комбинация перечисленных факторов.

Дефекты трубопроводной системы от внешнего воздействия возникают по следующим основным причинам:

- рыболовная деятельность (зацеп трубопровода орудиями рыбного лова);
- падение с судов посторонних предметов;
- зацеп якорями, протаскивание судовой якорной цепи по трубопроводу;
- сейсмическая активность, подмыв трубопровода.

В зависимости от вида повреждения трубопровода (рисунок 5.16), тяжести его последствий выбирают способ локализации аварии и технологию ремонта (рисунок 5.17).



Рисунок 5.16 – Виды повреждений трубопроводов

Рассматривая способы восстановления поврежденного подводного трубопровода, из всего многообразия можно отметить два основных направления ремонта:

- местное усиление трубопровода;
- замена поврежденного участка трубопровода (замена «катушки», трубы, секции труб или плети трубопровода).

Отдельно следует выделить восстановление проектного положения трубопровода на/в донном грунте, включая свободные пролеты недопустимой длины.

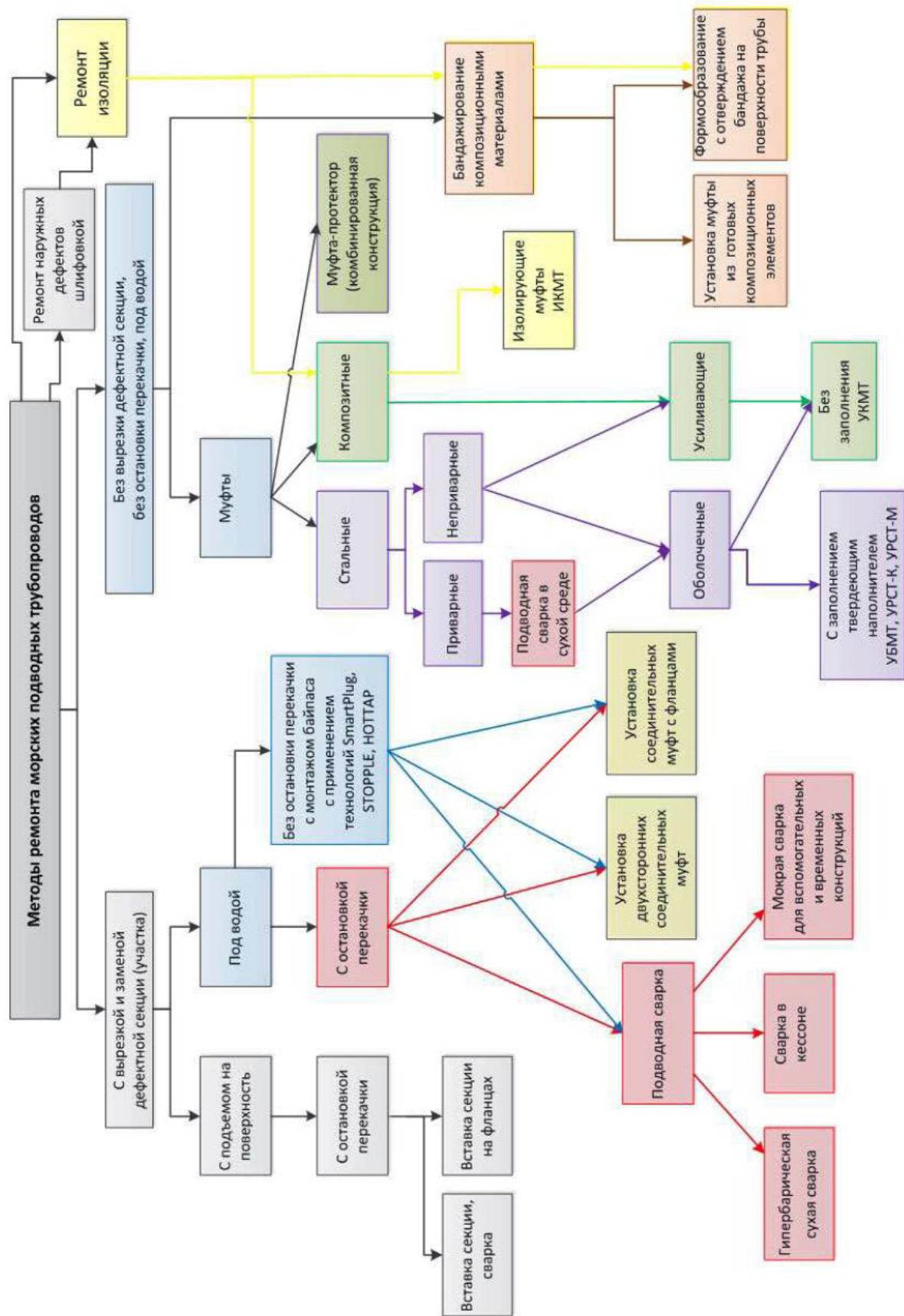
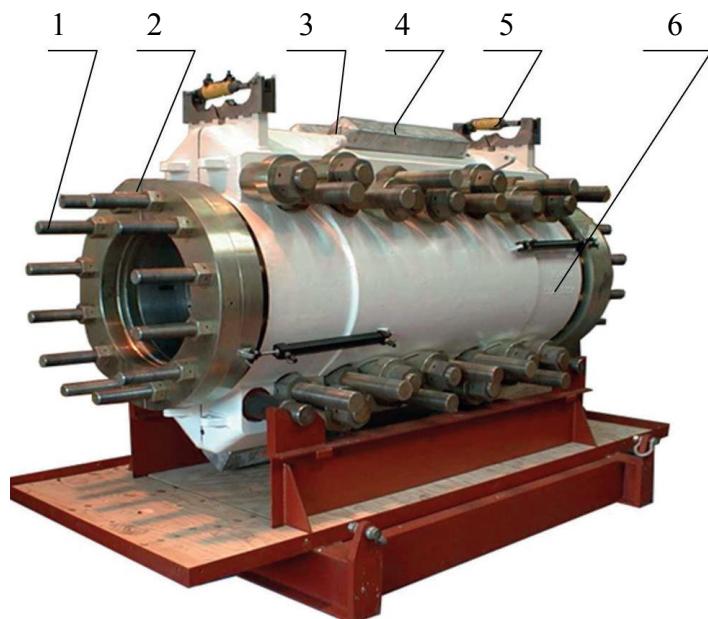


Рисунок 5.17 – Методы и технологии ремонта подводных трубопроводов на шельфовых месторождениях углеводородов на территории РФ

5.7.1 Усиление поврежденного участка

Местное усиление поврежденного участка трубопровода производится на таких дефектах, как утонение стенки в результате расслоения основного металла, коррозионных и эрозионных воздействий, а также при незначительных изгибах, вмятинах, изломах, несквозных трещинах. Наиболее оптимальное решение для выполнения такого вида ремонта – технология монтажа кольцевых хомутов. Как правило, хомуты представляют собой стальную конструкцию в форме полого цилиндра, разделенного вдоль на две одинаковые половины с двойными, стойкими к агрессивной среде уплотнительными элементами, комплектом поперечных и продольных крепежных элементов, деовализирующими кольцами и устройством предотвращения осевого смещения (рисунок 5.18).



- 1 – резьбовая шпилька осевого крепежного элемента;
- 2 – устройство предотвращения осевого смещения; 3 – подъемная проушина;
- 4 – анод протекторной защиты; 5 – гидравлический домкрат; 6 – корпус хомута

Рисунок 5.18 – Ремонтный хомут компании Furmanite

Двойное эластомерное уплотнение позволяет выполнять испытания на прочность и герметичность после монтажа хомута в межуплотнительной полости самого хомута без повышения давления в основном трубопроводе, что существенно сокращает, упрощает и удешевляет процедуру ремонта. Деовализирующие кольца предназначены для ликвидации 2-процентной овальности трубопровода в районе примыкания уплотнительных элементов хомута. Устройство предотвращения осевого смещения представляет собой стальные

кольцевые элементы, устанавливаемые с торцов хомута, фиксируемые затяжкой резьбовых крепежных элементов, ориентированных вдоль оси трубопровода, и монтируемые с целью предотвращения смещения хомута в случае разрыва трубопровода. Также в конструкции хомута предусмотрены жертвенные аноды протекторной защиты, штуцеры для контроля испытательного давления в межуплотнительной полости и штуцеры для заполнения камеры хомута герметизирующими составами.

В общем виде цикл выполнения ремонта поврежденного участка посредством установки ремонтного хомута представлен на рисунке 5.19.



Рисунок 5.19 – Цикл ремонта трубопровода с применением хомута

В некоторых ситуациях на неглубоких прибрежных участках для проведения ремонтных работ возможно использование герметизирующих кессонов. Сущность метода заключается в организации в околодефектном участке на трубопроводе «сухой» рабочей зоны, внутри которой возможно применение технологий ремонта трубопровода, используемых на суше, в том числе установкой ремонтных муфт или в определенных ситуациях вырезкой дефектной и врезкой бездефектной «катушки».

Кессон для ремонта подводных трубопроводов включает в себя герметизирующую камеру, сменные торцевые уплотнители для надежной установки кессона на трубопровод и опорное устройство. В зависимости от особенностей конструкции выделяют кессоны «шахтного» типа и типа «колокол» (рисунок 5.20).

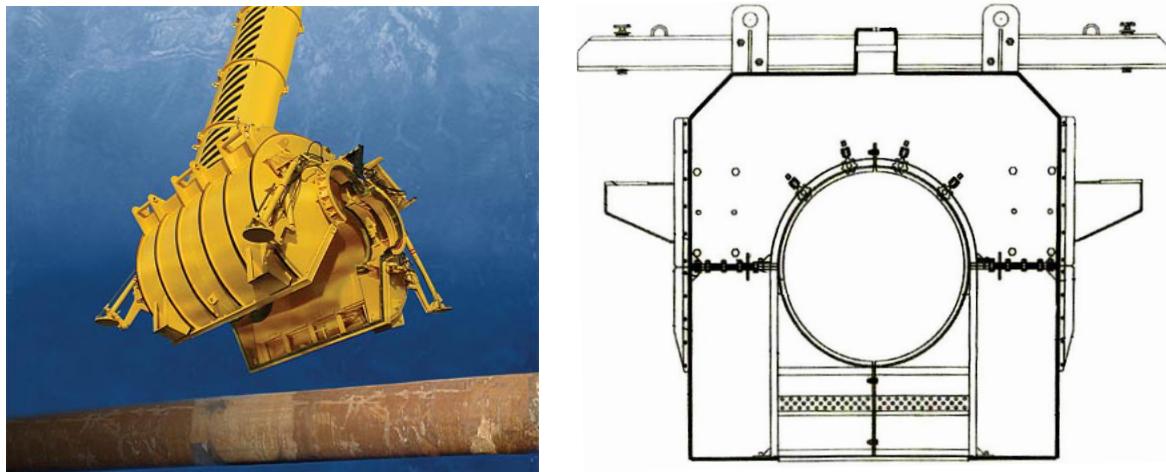


Рисунок 5.20 – Кессон для ремонта подводных трубопроводов «шахтного» типа и типа «колокол» соответственно

Для осуществления оперативного монтажа кессона на трубопровод и проведения безопасных ремонтных работ могут использоваться специализированные ремонтные суда (рисунок 5.21).



Рисунок 5.21 – Специализированное плавучее ремонтное судно (проект 91030)

Судно проекта 91030 АО «Завод Нижегородский Теплоход» оснащено опорно-подъемным устройством, предназначенным для его подъема над поверхностью воды на четырех опорах с целью исключения воздействия течения воды, ветра и волн на корпус во время выполнения ремонтных работ аналогично самоподъемным плавучим платформам. Сообщение между судном и ремонтным кессоном осуществляется при помощи сборной многосекционной переходной шахты. Сам кессон оснащен высокопроизводительным газорезательным и электросварочным специализированным оборудованием.

5.7.2 Замена поврежденного участка

Повреждения, связанные с утечкой продукта, а также протяженные повреждения ликвидируются заменой участка поврежденного трубопровода. Ликвидация дефекта поврежденного участка трубопровода может быть выполнена как с остановкой потока, так и без его остановки.

В мировой практике имеется положительный опыт выполнения подобных работ с привлечением водолазов (где позволяют глубины), так и с применением технологии врезки и перекрытия трубопровода под давлением без использования водолазов с помощью телекоммуницируемых необитаемых подводных аппаратов (ТНПА). Как пример – производства компаний IPSCO, T.D. Williamson, Oceaneering.

Замена поврежденного участка трубопровода без остановки потока выполняется с применением технологии врезки под давлением с перекрытием и устройством байпасной линии. Суть метода заключается в том, что до и после поврежденного участка осуществляется врезка в трубопровод, монтаж байпасной линии и перекрытие потока на поврежденном участке. После чего продукт пускают по байпасной линии, а перекрытый дефектный участок вырезается и заменяется новой катушкой. После замены поврежденного участка продукт пускают по основному трубопроводу, а байпасная линия ликвидируется, устройства перекрытия демонтируются, фланцы оборудования для врезки и перекрытия глушатся (рисунок 5.22).

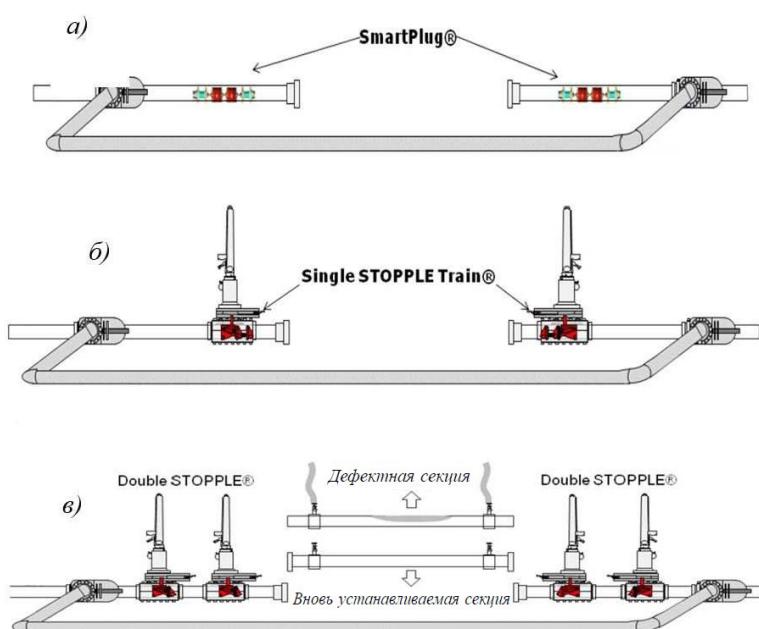
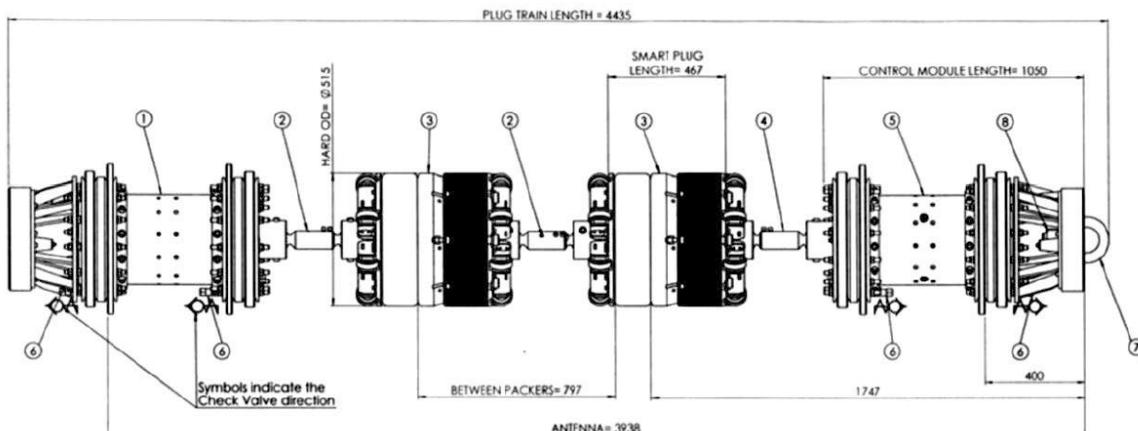


Рисунок 5.22 – Сооружение байпасной линии с использованием запорных устройств SmartPlug (а), технологии врезки Hot Tapping с применением устройств Single STOPPLE Train (б) и Double STOPPLE Train (в)

В некоторых ситуациях для отсечения дефектных участков морских трубопроводов, подлежащих ремонту или техническому обслуживанию, применяют беспривязные дистанционно управляемые затворы типа SmartPlug, перемещаемые внутри трубопроводов. Подобные устройства могут также использоваться на криволинейных участках с радиусом изгиба до 1,5 диаметров трубопровода и рабочем давлении транспортируемой среды до 21 МПа.

Комплект поставляемых устройств, как правило, состоит из:

- двух управляемых затворов типа SmartPlug, каждый из которых представляет из себя сцепку, состоящую из двух затворов (SmartPlug) и двух управляющих модулей (Pigging – Control Module);
- оборудования для управления работой на базе персонального компьютера;
- приемо-передающих антенн для дистанционного управления работой затвора, которые позволяют управлять затвором на расстоянии до 240 км при заглублении трубопровода в грунт морского дна до 9,0 м (рисунок 5.23).



- 1 – модуль управления; 2 – шарнирное соединение с фланцем; 3 – модуль затвора с пакером;
4 – шарнирное соединение; 5 – модуль управления; 6 – обратный клапан;
7 – рым-болт; 8 – гайка рым-болта

Рисунок 5.23 – Общий вид и компоновка затвора 2x24" типа SmartPlug

Для технического обслуживания трубопровода и его ремонта на сверхбольших глубинах также могут применяться дистанционно управляемые ремонтные системы.

В частности, рассмотрим дистанционно управляемую систему ремонта трубопроводов SiRCoS разработанную компанией Saipem S.p.A. для итальянской нефтегазовой компании *Eni*.

SiRCoS является комплексной системой ремонта проложенных на средних и больших глубинах трубопроводов, не предусматривающая участие водолазов в проведении работ.

Данная система позволяет осуществлять монтаж муфты (хомута) на локальном повреждении, а также замену плети трубопровода в случае значительных повреждений.

SiRCoS имеет следующие основные технические характеристики:

- максимальная глубина проведения ремонтных работ – 2200 м;
- максимальный угол наклона дна 10° в поперечном направлении, 15° в продольном направлении (30° для ремонтного хомута/ремонтной муфты);
- диапазон диаметров ремонтируемых трубопроводов 0,46 – 1,22 м;
- диапазон толщин стенки трубы 17,4 – 41,0 мм;
- материал трубы: сталь марок X60 – X70;
- удаление антакоррозионного и бетонного покрытия трубы толщиной до 100 мм.

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

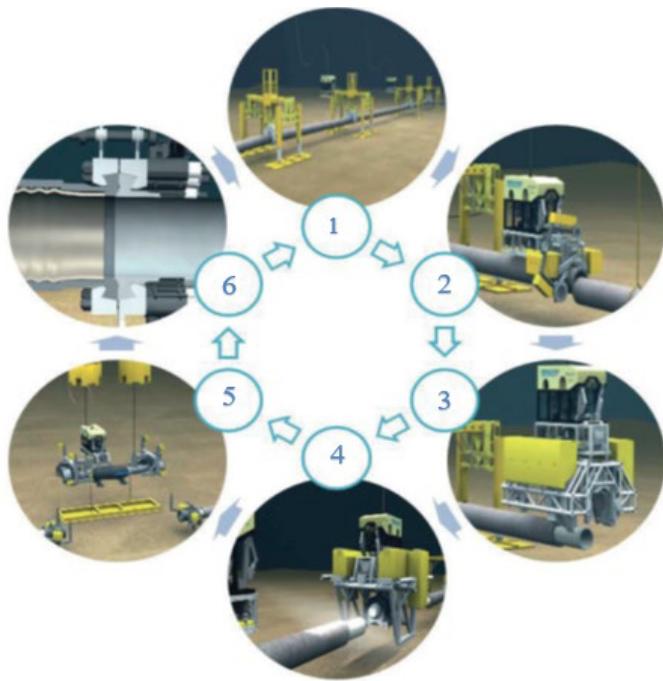
- ремонтная муфта (хомут) для устранения незначительных локальных повреждений (утечек и деформаций);
- катушка, используемая для замены участков трубопровода;
- концевые соединители.

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

Поэтапная последовательность замены участка морского подводного трубопровода системой ремонта трубопроводов SiRCoS включает в себя (рисунок 5.24):

- 1) подъем участков трубопровода с помощью четырех Н-образных опор;
- 2) обрезка и удаление поврежденного участка трубопровода;
- 3) удаление бетонного утяжеляющего покрытия;
- 4) монтаж коннекторов (концевых соединителей);
- 5) позиционирование и монтаж трубной вставки с помощью монтажного модуля;
- 6) соединение трубной вставки с основным трубопроводом.

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



1 – подъем и выравнивание трубопровода; 2 – обрезка трубы;
 3 – снятие изоляции и бетонного покрытия; 4 – монтаж муфт с фланцевым соединением;
 5 – монтаж ремонтной катушки; 6 – обтяжка фланцевых соединений

Рисунок 5.24 – Цикл работ по замене поврежденного участка трубопровода

5.8 Осложняющие факторы при эксплуатации гибких морских трубопроводов

В случаях, когда имеются ограничения по применению стальных труб, разрешается использовать гибкие трубы, которые благодаря своим рабочим показателям и физико-механическим свойствам материала, используемого при изготовлении, нашли широкое применение во многих отраслях промышленности, в том числе при освоении морских месторождений нефти и газа.

Гибкие трубы для морских подводных трубопроводов представляют собой полимерно-металлические трубы с концевыми соединительными фитингами, которые за счет своей конструкции допускают значительные отклонения от прямолинейности без существенного роста изгибных напряжений. Тело гибкой трубы представляет собой композиционный многослойный материал, состоящий из нескольких слоев полимерных оболочек и металлических армирующих элементов, образующих контур и работающих под давлением. В общем случае выделяют следующие конструктивные элементы: внутреннюю герметизирующую оболочку; внутренний и наружный повив металлокорда с промежуточными технологическими прослойками; внешнюю защитную оболочку.

Концевой фитинг является механическим устройством, формирующим переход между телом гибкой трубы и соединителем, в котором заделывают все трубные слои таким образом, чтобы обеспечить передачу нагрузок между гибкой трубой и соединителем.

Для гибкой трубы характерны следующие преимущества:

- малый предельный радиус изгиба;
- хорошие показатели теплопроводности;
- высокий коэффициент демпфирования;
- высокая ударная прочность;
- коррозионная стойкость.

Необходимо также отметить высокую скорость строительства трубопровода, в том числе из-за большой рабочей длины гибких труб (трубы длиной до 200 м могут поставляться в бухтах или намотанными на барабан); высокий экономический эффект за счет повышения сроков службы, снижения аварийности и простоев трубопровода; уменьшение затрат на строительство в результате сокращения объемов технологических операций или их полного отсутствия, которые сопровождают строительство стального трубопровода (в виде сварочных, изоляционных, очистных и прочих работ).

Согласно отраслевым нормативным документам срок службы коррозионностойких гибких трубопроводов должен быть не менее 25 лет. Однако ряд осложняющих объективных и субъективных факторов влияет на прогнозируемую долговечность труб.

Субъективные факторы в виде конструктивных недостатков или нарушения технологических процессов строительства и эксплуатации гибких трубопроводов должны быть исключены или максимально снижены.

Гораздо сложнее обстоят дела с объективными факторами. К ним можно отнести воздействие на трубу агрессивной среды (как изнутри трубы, так и снаружи) и значительных нагрузок.

Для оценки влияния окружающей среды на гибкий морской трубопровод при его эксплуатации необходимо учитывать природные явления и факторы, в том числе:

- глубину моря, а также все данные по колебанию глубин по трассе трубопровода;
- характеристики морской воды, такие как: плотность, значение pH , а также минимальную и максимальную температуру воды;
- свойства грунта и их изменение по трассе трубопровода, эрозию морского дна, наличие песчаных гряд;
- сведения о воздействии роста морских отложений и обрастаниях на трубопроводах;

- усилия воздействия льда на трубопроводную систему (для зон с образованием или нагоном льда);
- длину участков трубы, подверженных воздействию солнечного света в процессе эксплуатации и хранения;
- сведения о морских течениях;
- волновые и ветровые воздействия.

Не менее важными являются нагрузки, определяемые параметрами транспортируемого продукта (рабочее давление, физико-химический состав, максимальные и минимальные температуры).

Установлено, что механические свойства материалов гибких труб являются более подверженными изменениям вследствие влияния на них перечисленных факторов, чем стальных. В частности, речь идет о снижении прочностных характеристик полимерных компонентов. Кроме того, уменьшаются прочностные характеристики армирующего металлокорда. Особенno активен этот процесс в средах, насыщенных сероводородом. По разным оценкам чуть менее половины всех отказов, фиксируемых на гибких трубопроводах, происходят из-за снижения прочностных характеристик армирующих элементов трубы в процессе эксплуатации, а также ухудшения механических свойств полимера по сравнению с первоначальными значениями.

Также необходимо иметь в виду, что, несмотря на наличие полимерной защитной оболочки, в результате нарушения сплошности покрытия металлическая арматура может быть подвержена интенсивному коррозионному разрушению. Поэтому актуальным на сегодняшний день является использование в гибких полимерных трубах коррозионностойкого армирующего металлокорда.

Учитывая все вышеуказанное, можно сформировать ряд правил для обеспечения надежной работы гибких морских трубопроводов:

- выполнять требования по противокоррозионной защите армирующего металлокорда гибких труб (при использовании металла склонного к коррозионному разрушению). При этом необходимо учитывать и контролировать не только параметры пассивной защиты, но также и активной (на гибких трубопроводах дополнительно может предусматриваться система электрохимической защиты металлических компонентов трубы);

- обеспечивать конструктивные требования к гибким трубам при наличии постоянного или периодического теплового воздействия, воздействия солнечной радиации. Для снижения процесса разрушения трубы из-за нагрева возможно применение тепловой или

в экстремальных ситуациях огнезащитной изоляции. В последнем случае необходимо понимать, что гибкие трубы не являются огнестойкими и при воздействии на них открытого огня должны быть признаны непригодными к дальнейшей эксплуатации, кроме случаев, когда по результатам детального обследования трубы допускаются к использованию;

– предусматривать систему вентиляции газов для предупреждения чрезмерного увеличения давления в кольцевом пространстве трубы, которая позволяет безопасно удалять диффузионные компоненты транспортируемой среды;

– выбирать материалы менее подверженные временным изменениям в результате влияния на них внешних негативных факторов. В качестве примера можно назвать практически полный вывод из эксплуатационного фонда гибких труб с внутренней герметизирующей оболочкой из полиэтилена высокого давления и замена их трубами на основе полиэтилена низкого давления и других устойчивых полимеров.

Литература

1. Горяинов, Ю.А. Морские трубопроводы / Ю.А. Горяинов, А.С. Федоров, Г.Г. Васильев и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 131 с.
2. Интернет ресурсы: «Эксплуатация морских трубопроводов» <https://studfile.net/preview/7520374/page:5/> (Дата обращения 18.02.2021).
3. К.Л. Шамшетдинов, С.А. Швец. Защита от коррозии объектов обустройства газовых месторождений континентальных шельфов РФ // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». – 2010. – №3(17) – С. 26-30.
4. Гринева С.И., Коробко В.Н. Влияние внешних и внутренних факторов на скорость коррозии: Методические указания. – СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2004. – 12 с.
5. Мовсум-заде Э.М. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Э.М. Мовсум-заде, Б.Н. Mastobaev, Ю.Б. Mastobaev, М.Э. Мовсум-заде – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 191 с.
6. Бошкова И.Л. Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин, <https://studfile.net/preview/7520374/page:5/>
7. Решения для зоны брызг. Официальный сайт компании Belzona https://www.belzona.com/ru/focus/splash_zones.aspx
8. Морские трубопроводы в Арктике. Проблемы геотехнического мониторинга <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/473739-morskie-truboprovody-v-arktike-problemy-geotekhnicheskogo-monitoringa/>
9. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.
10. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Под ред. А.М. Шаммазова. – СПб.: Недра, 2006.
11. НД № 2-090601-007. Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов.
12. СП 378.1325800.2017. Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
13. СП 378.1325800.2017 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства
14. НД 2-020301-005 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов
15. НД №2-030301-002. Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов

16. Справочная информация. Подготовка к эксплуатации газопровода «Северный поток» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-pressy/biblioteka/?sort_documents=title_de&page=2
17. Энергия для Европы [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nord-stream.com/ru/informatsiya-dlya-pressy/biblioteka/?pk=245>
18. Капустин, К.Я. Строительство морских трубопроводов. / К.Я. Капустин, М.А. Камышев. – М.: Недра, 1982. – 207 с.
19. Внутритрубная дефектоскопия газопроводов [Электронный ресурс]. – URL: <https://thelib.info/tehnologii/2534424-obshchaya-harakteristika-vtd-preimushhestva-i-nedostatki/>
20. НД 2-030101-002 Российский морской регистр судоходства: Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов // 2017. – 88с.
21. Фирсов Ю.Г. Основы гидроакустики и использования гидрографических сонаров / Ю.Г. Фирсов. – СПб.: Нестор-История, 2010. – 303 с.
22. Багницкий А.В., Инзарцев А.В., Павин А.М., Мельнман А.В., Морозов М.А. Модельное решение задачи автоматической инспекции подводных трубопроводов с помощью гидролокаторов бокового обзора// Подводные исследования и робототехника. – 2011. – № 1. – С. 17-23.
23. Инзарцев А.В., Елисеенко Г.Д., Панин М.А., Павин А.М., Бобков В.А., Морозов М.А. Отладка алгоритмов инспекции подводных трубопроводов на борту АНПА с помощью удаленного высокопроизводительного моделирующего комплекса // Подводные исследования и робототехника. – 2018. – № 2. – С.28-36.
24. Белотелов В.Н., Хуснутдинов Л.А. Инновационная технология «АКВА-МТМ» инспектирования и обеспечения надежности трубопроводов нефтегазовых месторождений шельфа с учетом состояния металла и механических напряжений // ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – 2018. – № 4. – С. 192-197.
25. Р Газпром 2-3.7-936-2015 Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов // 2015. – 36с.
26. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования / М.: Газпром, 2016
27. Вестник науки и образования № 2(56). Часть 2 // 2019. – 103с.
28. Svaring портал о сварке – [Электронный ресурс].– <https://svaring.com/welding/vidy/svarka-pod-vodoj> (дата обращения: 15.02.2021);
29. Подводно-технические работы – [Электронный ресурс].–

<https://pandia.ru/text/78/109/12036.php> (дата обращения: 15.02.2021);

30. ГОСТ Р 54382-2011. Нефтяная и газовая промышленность: Подводные трубопроводные системы: общие технические требования. М.: Стандартинформ, – 2012. – 269 с.

31. Стратегия развития морской деятельности Российской Федерации до 2030 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 8 декабря 2010 г. № 2205-р // Собрание законодательства РФ. 2010. № 51.

32. Стенограмма совещания «О перспективах освоения ресурсов континентального шельфа России» (Новый Уренгой, 2013 г.). – [Электронный ресурс]. – URL: <http://government.ru/docs/22397/> (дата обращения: 15.02.2021);

33. С. Фаббри, Ф. Каваллини, Р. Джоло, К.М. Спинелли. Система SIRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов // Вести газовой науки, № 2 (22), 2015.

34. Сайт компании Hydratight: www.hydratight.com.

35. Сайт компании Furmanite: www.furmanite.com.

36. ГОСТ Р ИСО 13628-2-2013 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 2. Гибкие трубные системы многослойной структуры без связующих слоев для подводного и морского применения.

37. Нефтепромысловые трубопроводы из гибких труб [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neftepromyslovye-truboprovody-iz-gibkih-trub> (дата обращения 31.03.2021).