

4 СТРОИТЕЛЬСТВО МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1 Классификация способов укладки морских трубопроводов

При разработке организационных схем производства основных видов работ и технологической документации на строительство морских участков трубопровода следует учитывать выбранные при проектировании способы укладки, представленные в общей классификации (рисунок 4.1).

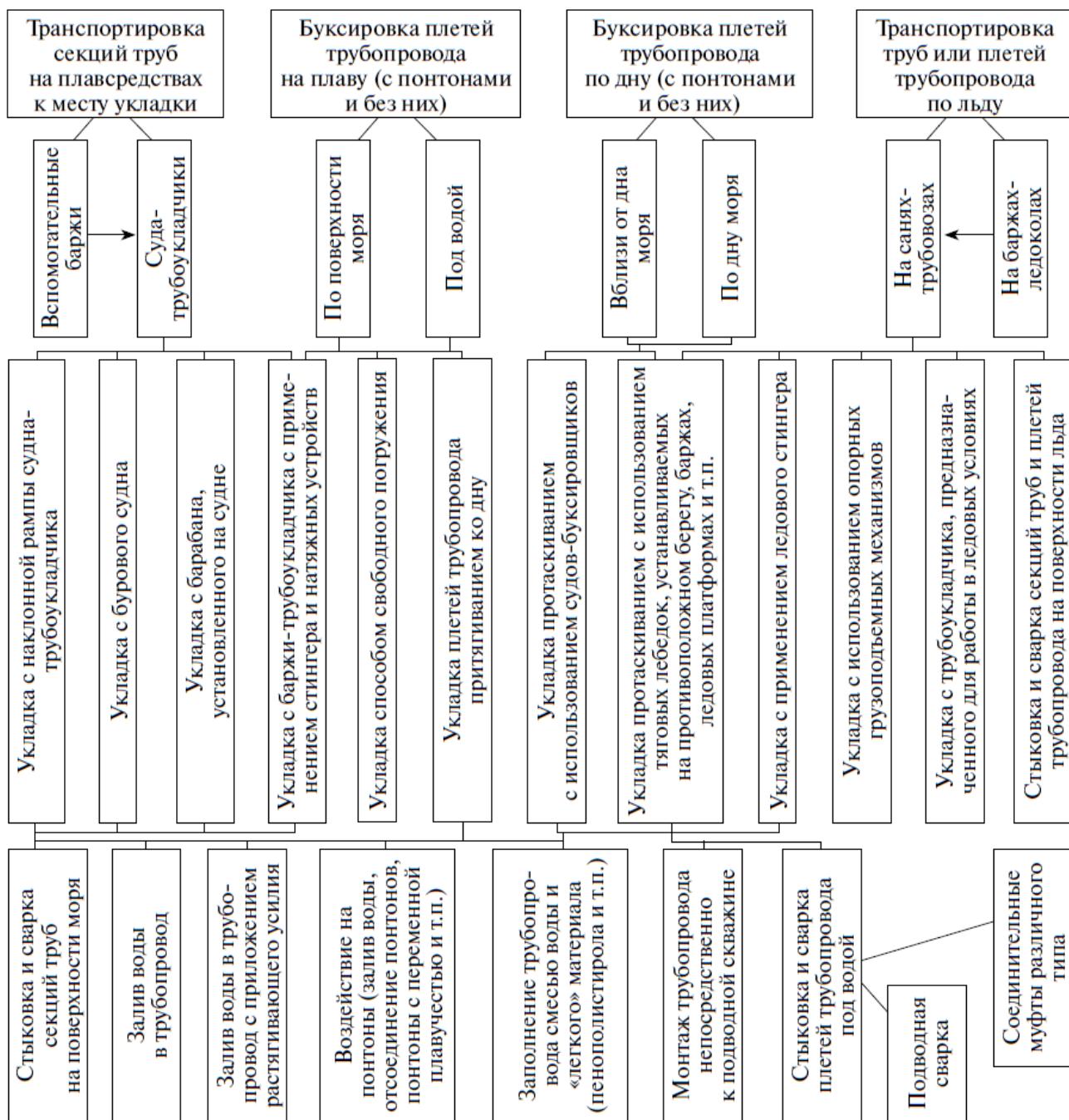
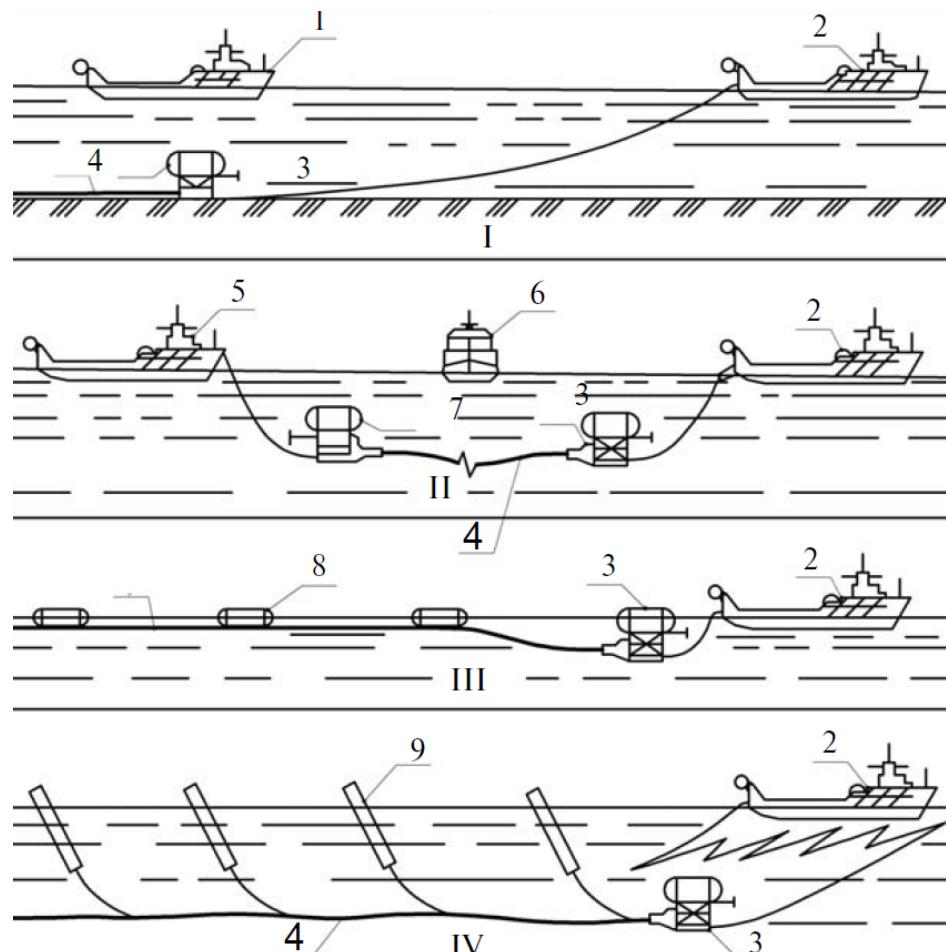


Рисунок 4.1 – Классификация способов прокладки трубопроводов в морских условиях

К числу основных способов укладки трубопроводов на морское дно относятся:

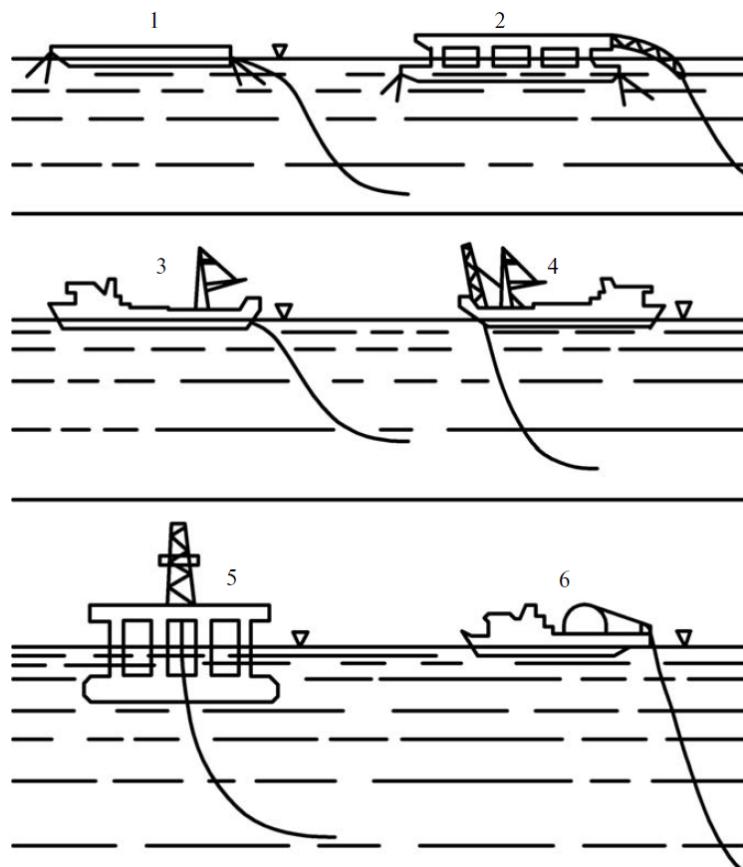
- а) укладка с помощью буксировки (рисунок 4.2);
- б) укладка с поверхности с помощью трубоукладочного судна (рисунок 4.3).

В отдельную категорию стоит выделить способы укладки трубопроводов в акваториях замерзающих морей в период ледостава, например, способ укладки с применением ледового стингера.



I – донная буксировка; II – укладка трубопровода на средней глубине или околодонная буксировка; III – поверхностная буксировка; IV – околоповерхностная буксировка;
 1 – сопровождающее судно; 2 – буксир; 3 – направляющие салазки;
 4 – трубопровод; 5 – судно поддержки; 6 – инспектирующее судно;
 7 – задние салазки; 8 – понтоны; 9 – столбовидные буи

Рисунок 4.2 – Буксировка трубопровода



- 1 – укладка с помощью традиционных плоскодонных трубоукладочных барж;
 2 – укладка с помощью полупогружных барж с системами якорного позиционирования;
 3 – укладка с помощью трубоукладочных барж с системами динамического позиционирования S-методом; 4 – укладка с помощью трубоукладочных барж с системами динамического позиционирования J-методом; 5 – вертикальная укладка;
 6 – укладка с помощью барж, оборудованных специальным барабаном, на который намотана протяженная стальная трубная плеть

Рисунок 4.3 – Укладка трубопровода на морское дно с поверхности

Строительство морских трубопроводов на прибрежных участках (от уреза воды до глубин, как правило, не более 30 м) в зависимости от рельефа береговой зоны, длины прибрежного участка и других проектных характеристик может производиться комбинированными способами. К наиболее распространенным способам относятся:

- изготовление плети трубопровода требуемой длины на трубоукладочном судне (барже) и протаскивание ее к берегу по дну предварительно подготовленной подводной траншееи с применением тяговой лебедки, установленной на берегу;
- изготовление плети трубопровода на береговой площадке, проведение гидростатических испытаний и протаскивание ее в море по дну подводной траншееи с помощью тяговой лебедки, установленной на трубоукладочном судне.

4.2 Укладка морского трубопровода методом буксировки

Сущность метода буксировки проста – подготовленная и испытанная на берегу плеть трубопровода перемещается к месту укладки на морское дно с помощью буксиров. Применение данной технологии позволяет перемещать один или несколько протяженных секций за раз. Вследствие чего обеспечивается высокая скорость строительства и отличное качество работ по сборке и монтажу трубопровода, проводимых предварительно на берегу. Длина буксируемых плетей непосредственно зависит от операции позиционирования.

Достоинства метода:

- монтаж и сборка осуществляются на берегу;
- минимальный объем работ в море.

Недостатки:

- ограничение судоходного пространства;
- сезонность применения;
- ограничения по скорости и высоте волн;
- ограничение по рабочей глубине (максимально допустимая глубина, как правило, не более 30 м);
- необходимость обеспечения тягового усилия.

Важным и ответственным этапом является спуск плети трубопровода на воду. Для этого на берегу моря устраивают спусковую дорожку. Также в некоторых случаях для вывода плети трубопровода в открытое море может понадобиться сооружение в береговой зоне канала.

В настоящее время выделяют следующие схемы буксировки плетей к месту их укладки: поверхностная, донная, околоповерхностная или околодонная.

4.2.1 Поверхностная буксировка трубопровода

Подготовленные к укладке плети, имеющие положительную плавучесть, без применения pontонов доставляют к месту укладки буксировкой по поверхности моря. Как было указано ранее, целесообразно осуществлять буксировку не отдельных плетей, а комплекта, составленного из нескольких параллельных плетей. Буксировку производят достаточно мощным головным морским буксиром (рисунок 4.4). При этом задний обрез комплекта плетей удерживается от «рыскания» более слабым буксиром. Этот буксир притормаживает движение комплекта, создавая тем самым некоторые продольные усилия. Это позволяет обеспечить сохранность продольной оси комплекта в прямолинейном

состоянии. Иногда применяют и третий буксир «свободный», который в необходимых случаях поддерживает прямолинейность комплекта.

Поверхностная буксировка может быть применима и для трубопроводов с отрицательной плавучестью на основе системы поддерживающих pontонов. Однако сборка отдельных плетей, оснащенных pontонами, в комплект значительно сложнее, чем «гладких» плетей. Тем не менее, такие работы в практике также встречаются.



Рисунок 4.4 – Буксировка комплекта плетей

4.2.2 Донная буксировка или буксировка по дну

Метод эффективен в том случае, когда требуется точное позиционирование при окончательном подсоединении трубы к устью подводной скважины, манифольду или прохождении береговой линии с последующим присоединением сухопутного и морского участков трубопровода. Основной недостаток способа – необходимость выполнения детального предварительного осмотра и постоянного контроля за трассой трубопровода для того, чтобы выбрать наиболее подходящий, с точки зрения минимального риска повреждения, маршрут буксировки, а также, в случае необходимости, предварительной подготовки трассы буксировки или разработки подводной траншеи.

4.2.3 Околоповерхностная или околодонная буксировка

В зависимости от волнения поверхности моря, его глубины, состояния морского дна, сезонности, интенсивности судоходства, параметров плетей трубопровода (плавучести,

протяженности, количества в комплекте) могут предусматриваться методы околоверхностной или околодонной буксировки.

Поддерживая трубопровод на определенной глубине с помощью понтонов, находящихся на поверхности, плеть, собранная из труб с отрицательной плавучестью, может транспортироваться в подводном состоянии к месту укладки. Глубина, на которой буксируется плеть, зависит от высоты и длины волн в море (рисунок 4.5).



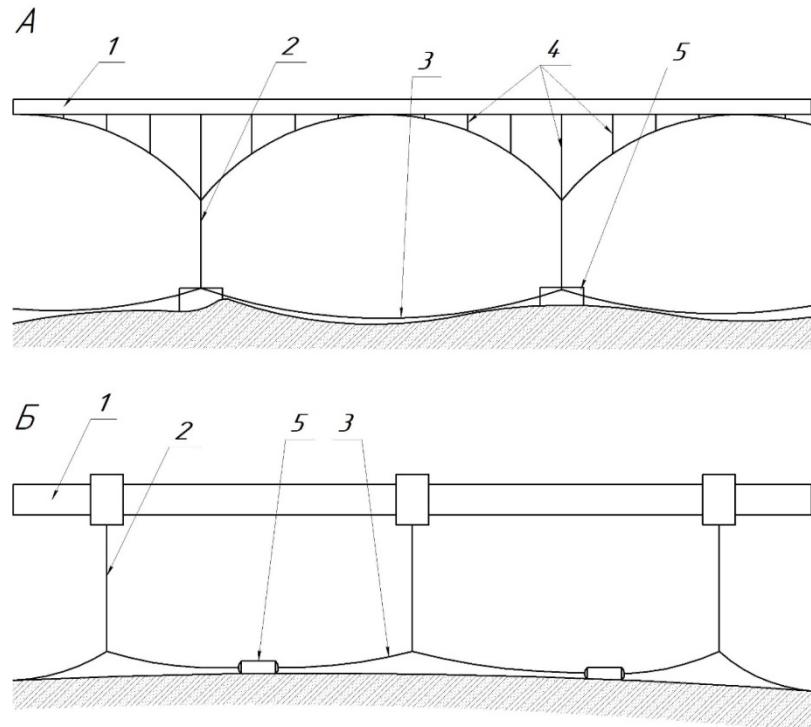
Рисунок 4.5 – Буксировка плети, оснащенной понтонами

Для обеспечения сохранности продольной оси подводной плети трубопровода в прямолинейном состоянии также важно буксировку производить с распределением тягового усилия по всей длине. Вследствие чего положение системы поддерживающих понтонов, соединенных между собой последовательно на поверхности, в равной мере следует контролировать и регулировать с помощью головного и хвостового буксиров.

Для удержания трубопровода с положительной плавучестью под водой на расчетной глубине и распределения усилия буксировки по всей длине плеть оснащают системой грузов-балластов, подвесок и распределительного троса от головного буксира, тянущегося по дну (рисунок 4.6). Тяговое усилие, передаваемое на буксируемую плеть трубопровода каждой подвеской, равно общей силе протаскивания, деленное на количество подвесок. Поэтому растягивающее напряжение в трубопроводе значительно снижается. Расстояние между подвесками зависит от величины положительной плавучести трубопровода, скорости поперечного течения воды, напряжений, возникающих от изгиба трубопровода. Как правило,

это расстояние принимается равным нескольким десяткам метров. При большой плавучести трубопровода можно использовать дополнительные подвески.

Грузы-балласты кроме регулирования плавучести трубопровода создают силу трения, удерживающую трубопровод от смещения под действием поперечного течения.



A – груз закреплен у подвески; *B* – груз закреплен между подвесками;
1 – трубопровод; 2 – подвеска; 3 – распределительный трос;
4 – дополнительные подвески; 5 – груз-балласт

Рисунок 4.6 – Схема протаскивания с грузами, прикрепленными к распределительному тросу

После доставки плетей к месту назначения необходимо их уложить в проектное положение. Выделяют следующие способы укладки подводного трубопровода:

а) укладка трубопровода способом свободного погружения с заливом в полость воды.

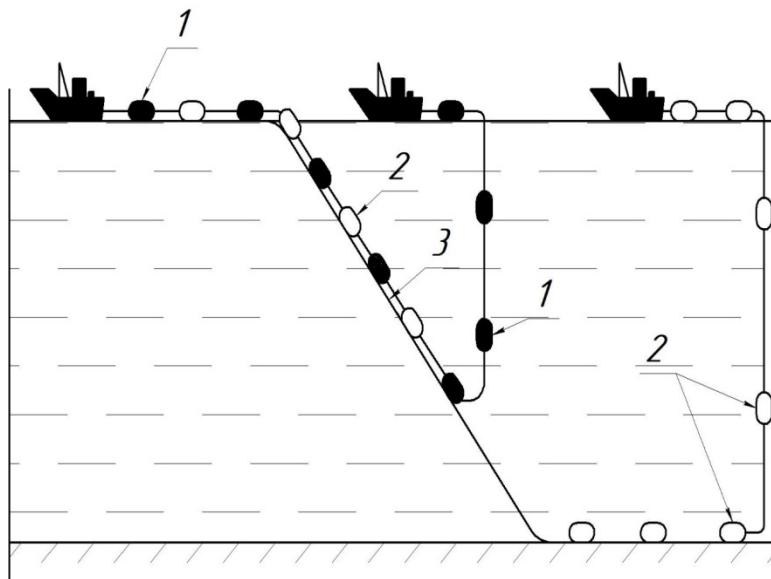
Метод применяется для трубопроводов с положительной плавучестью.

Трубопровод заводится в створ и удерживается над траншеей при помощи тросовых оттяжек, далее погружается на дно заполнением в него воды через патрубки. Воздух, находящийся в трубопроводе, вытесняется через воздушные вентили (вантузы), устроенные на концах погружаемой плети;

б) укладка трубопровода с поверхности воды с использованием pontонов.

Сначала плеть трубопровода оснащается pontонами первой группы или разгружающими pontонами, основное назначение которых – уменьшение отрицательной плавучести. Затем плеть оснашают pontонами второй группы или погружающими

понтонами для обеспечения минимальной расчетной положительной плавучестью. Понтоны каждой группы соединяются между собой. Трубопровод погружается отстроповкой pontonov второй группы или заполнение воды (рисунок 4.7). После укладки трубопровода на дно отсоединяются и pontony первой группы.



1 – pontоны второй группы; 2 – pontоны первой группы; 3 – трубопровод

Рисунок 4.7 – Схема погружения трубопровода ступенчатой отстроповкой pontonов

4.3 Технологии укладки трубопроводов с использованием трубоукладочных судов и барж

Основным методом укладки морских подводных трубопроводов является укладка с помощью специализированных трубоукладочных судов, обладающих высокой эксплуатационной эффективностью, сравнительной независимостью от береговых баз, значительной автономностью, возможностью быстрого перехода в новые районы строительства, сравнительно высокой скоростью и высокой надежностью процесса укладки.

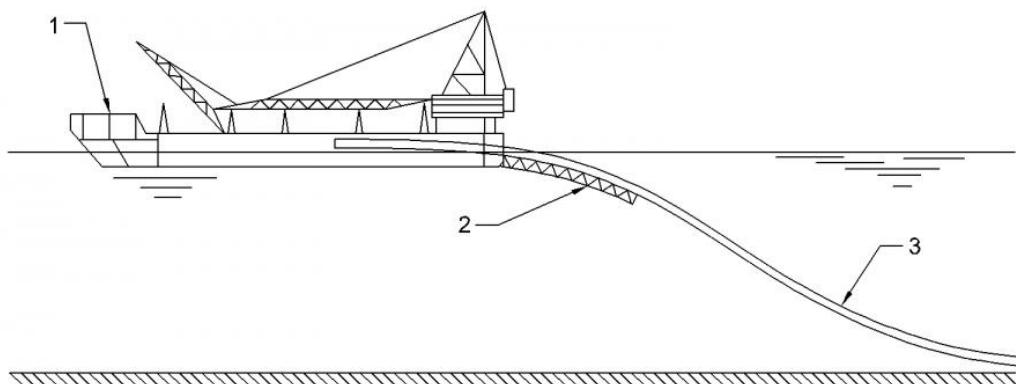
Как правило, укладка трубопровода с трубоукладочного судна последовательным наращиванием выполняется по общей технологической схеме: трубы доставляются на борт судна, хранятся на палубе, свариваются в единую плеть. Во время сварки по мере наращивания трубопровода на одну трубу или секцию судно перемещается вперед на отрезки, равные длине звена трубы, а трубопровод сходит на дно путем свободного погружения.

Основная задача, которую необходимо решать при укладке трубопровода с трубоукладочного судна – контроль и регулирование чрезмерных напряжений в материале

труб в пределах переходной кривой, то есть участка трубопровода, свободно провисающего между судном и морским дном.

Самыми распространёнными формами переходных кривых, создаваемых с помощью трубоукладочных судов, а также дополнительных технических средств (стингеров, поддерживающих систем и т.п.) являются S-образная и J-образная формы.

Способ укладки трубопровода, при котором участок трубопровода между судном и морским дном принимает форму S-образной кривой, носит название *S*-метода укладки (рисунок 4.8). Это один из самых первых методов, который стал применяться при морской укладке трубопроводов.



1 – трубоукладочное судно; 2 – стингер; 3 – трубопровод

Рисунок 4.8 – Схема S-метода укладки морского подводного трубопровода

Достоинствами данного метода являются возможность сварки толстостенных труб, использование поточно-расчлененного метода организации сварки на нескольких постах, минимальный риск развития пластических деформаций при укладке труб, высокая скорость строительства. В зависимости от условий строительства трубопровода скорость укладки может достигать 4–7 км/сутки.

Технология укладки заключается в наращивании трубопровода с последовательной сваркой секций труб. Сварка в нитку и все работы по сооружению трубопровода выполняют на наклонном участке палубы (пандусе), оборудованном роликовыми опорами, который одновременно является спусковым устройством. Для плавного схода трубопровода с кормы судно оборудуют специальным поддерживающим устройством – стингером. Укладка на небольших глубинах может осуществляться непосредственно с криволинейного спускового устройства без применения стингера. Удержание самого судна в стационарном положении в процессе укладки осуществляется с помощью системы якорей или динамического позиционирования.

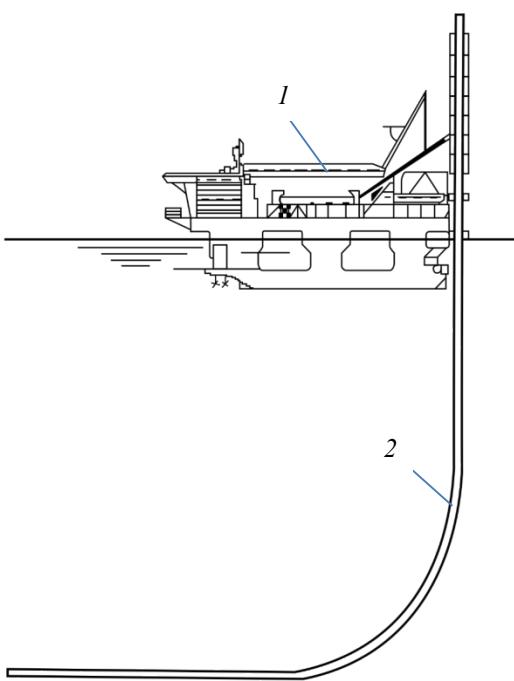
При укладке трубопровода наибольшие напряжения могут возникнуть на выпуклом (у поверхности) или вогнутом (у морского дна) участках S-образной кривой изогнутого трубопровода. Напряжения на вогнутом участке регулируются с помощью натяжных устройств, расположенных на трубоукладочном судне, а напряжения на выпуклом участке ограничиваются стингером, форма которого может изменяться в процессе укладки трубопровода.

Возможности укладки с применением S-метода имеют ограничения по глубине моря, которые зависят от диаметра и толщины стенки подводных трубопроводов. Как правило, данный метод используется при прокладке трубопроводов диаметром до 1220 мм на глубинах до 300 – 350 м и диаметром до 800 мм на глубинах до 700 м. При этом с увеличением диаметра или глубины воды требуются все более мощные системы натяжения и крупногабаритные стингеры. В свою очередь, увеличение радиуса кривизны и общей длины стингера осложняет его управление и делает уязвимым к воздействию волн и течений.

Поэтому для строительства глубоководных трубопроводов большого диаметра широкое применение находит так называемый J-метод укладки (рисунок 4.9), который также, как и S-метод, получил свое название по форме изогнутого участка наращиваемого трубопровода.

В верхней части упругая линия трубопровода принимает форму приблизительно прямой линии с углом наклона к горизонтали от 40 до 90°, что значительно больше по сравнению с S-образной формой укладки. На судне или барже трубопровод опирается на спусковую наклонную рампу и не имеет изогнутого (с выпуклостью, обращенной вверх) участка. Кривизна в провисающей части трубопровода контролируется созданием натяжения.

Основное отличие J-метода укладки от S-метода заключается в отсутствии стингера и в вертикальном расположении верхнего конца трубопровода в процессе укладки на большие глубины, что обуславливает отсутствие напряжений от изгиба на верхнем конце трубопровода.



1 – трубоукладочное судно/баржа; 2 – трубопровод

Рисунок 4.9 – Схема J-метода укладки морского подводного трубопровода

При укладке трубопроводов J-методом напряженно-деформированное состояние провисающего участка формируется при совместном действии собственного веса трубопровода, гидростатического давления столба морской воды и изгибающего момента. Каждая из этих нагрузок изменяется по мере укладки трубопровода на дно моря. При этом наиболее опасным местом является точка с наибольшей кривизной (наименьшим радиусом изгиба) в непосредственной близости от поверхности дна. Наружное гидростатическое давление в этой точке также близко к своему максимальному значению (рисунок 4.10).

Наращивание трубопровода при J-методе производится секциями с помощью кранов, установленных на трубоукладочном судне. Сваркастыка, соединяющего секцию с уже опущенным в воду трубопроводом, производится на вертикальной (или близкой к вертикальному положению) рампе. При этом судно удерживается в заданном положении якорной системой и перемещается вперед по мере опускания наращенной секции под воду. Метод позволяет укладывать в зависимости от условий строительства от 50 до 150 м/час.

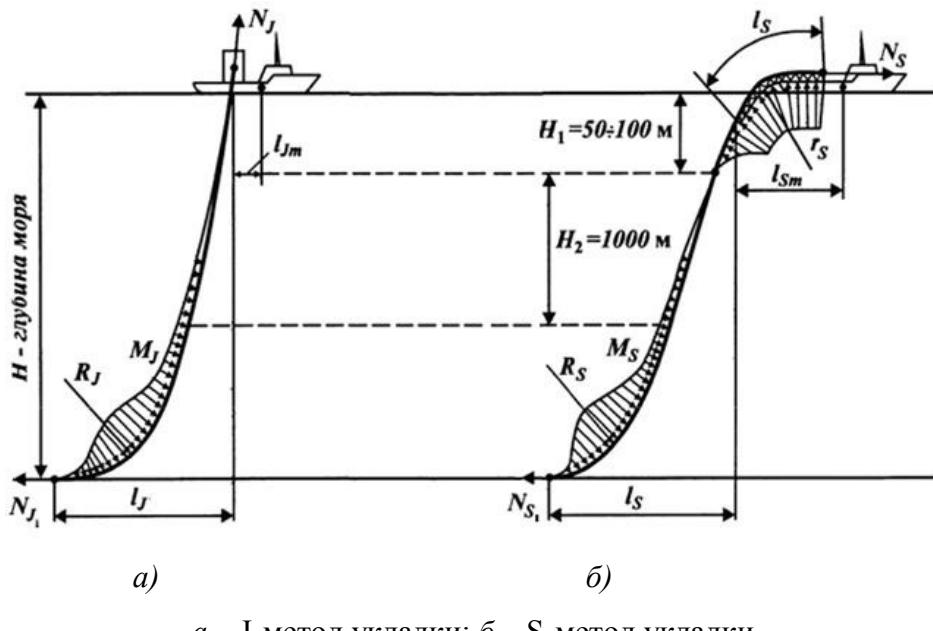


Рисунок 4.10 – Эпюры изгибающих моментов при укладке различными способами

Недостатками данного метода укладки являются ограниченность пространства для сварки, контроля и изоляции стыков, а также необходимость использования мощного оборудования для удержания трубопровода, что в целом ограничивает его производительность.

Поскольку S-метод имеет ограничение по глубине сверху, а применение J-метода, наоборот, ограничено минимальной глубиной, на практике приходится применять сочетание обеих технологий, а именно, строить прибрежные участки с помощью судов, реализующих S-метод, а продолжать монтаж вглубь моря J-методом.

Ещё одной разновидностью укладки морских трубопроводов с трубоукладочных судов является укладка трубопровода сматыванием его с барабана, установленного на трубоукладочном судне.

Главное преимущество такого метода перед предыдущими состоит в том, что весь производственный процесс, включая сварку, инспектирование и нанесение защитных покрытий проводится на берегу, а не на борту судна, что значительно сокращает затраты производственного времени и средств. Значительный угол наклона трубопровода, сматываемого с барабана, к горизонту воды в сочетании со значительным натяжением позволяет вести укладку трубопровода на больших глубинах без стингеров.

В процессе строительства выполняются следующие технологические операции:

- на береговой базе свариваются и подготавливаются к укладке плети трубопровода, которые будут наматываться на барабан;
 - плети наматываются на специальные катушки, установленные на береговой

площадке;

- после подхода трубоукладочного судна к строительной площадке трубопровод сматывают с катушки на барабан судна;
- трубоукладочное судно с намотанным на барабан трубопроводом направляется к месту, где находится конец укладываемого трубопровода;
- конец трубопровода на барабане соединяют с ранее уложенным участком трубопровода, а в начальной стадии укладки прикрепляют к заранее подготовленной анкерной системе.

Барабанная технология обеспечивает более безопасные и стабильные условия работы по сравнению с другими технологиями строительства, увеличивая скорость укладки до 1 км/час, что особенно важно при малых временных интервалах, доступных для строительства (например, погодные условия). Данный метод применим для трубопроводов диаметром до 450 мм.

Основными недостатками метода являются:

- возможность применения только на малых диаметрах;
- значительное количество времени, требуемое для намотки и доставки к месту строительства нового барабана;
- значительные пластические знакопеременные (при наматывании и разматывании) напряжения и связанное с этим изменение свойств материала трубы;
- остаточные деформации, как в поперечном сечении, так и по длине трубопровода;
- невозможность использования труб с бетонным покрытием.

4.4 Трубоукладочные суда

В процессе развития технологии строительства подводных трубопроводов с увеличением диаметра прокладываемого трубопровода и глубины прокладки, расширением возможностей по гидрометеоусловиям происходило совершенствование трубоукладочных судов и определилось несколько архитектурно-конструктивных типов. Архитектурно-конструктивные типы ТУС классифицируются по четырём признакам:

- технологии укладки трубопровода на морское дно (S-, J-, барабанный методы укладки);
- форме корпуса (понтонная, с судовыми обводами, с несколькими корпусами, в том числе погружными);
- системе позиционирования (якорная, динамическая, комбинированная);
- наличию пропульсивной установки (несамоходные, самоходные).

По степени эффективности выполнения работ современные трубоукладочные суда подразделяются на несколько поколений, в частности, выделяют суда второго, третьего, четвертого и пятого поколений.

Трубоукладочное судно второго поколения представляет собой обычную плоскодонную баржу (ТУБ). ТУБ продвигается вперед за счет подтягивания на якорях, которые периодически перемещают специальные буксиры для перекладки якорей.

Таблица 4.1 – Основные показатели для ТУС II поколения

Параметры трубы	Параметры трубоукладочной баржи
Диаметр: 36–60 дюймов Предел текучести: до 448 МПа Отношение диаметра к толщине стенки трубы: $30 < D/t < 60$	Длина 90–180 м Ширина 40 м Якорное позиционирование Осадка от 5 до 10 м Прямой или секционный стингер фиксированной кривизны, длина до 120 м Натяжение тенсионеров: 60–200 т

Трубоукладочное судно третьего поколения – это довольно большое несамоходное (баржа) или самоходное судно традиционного типа или полупогруженного типа. Количество сварочных постов превышает имеющееся на ТУС второго поколения, что значительно увеличивает скорость укладки. Перемещение судна при укладке осуществляется также с помощью якорей и, иногда, с дополнительным использованием подруливающих устройств или колонок.

Таблица 4.2 – Основные показатели для ТУС III поколения

Параметры трубы	Параметры трубоукладочной баржи
Диаметр: 36–60 дюймов Предел текучести: 448–482 МПа Отношение диаметра к толщине стенки трубы: $D/t < 30$	Длина 180 м Ширина 45 м Якорное позиционирование Секционный стингер, длиной 110–120 м Натяжение тенсионеров: 200–500 т

К современным трубоукладочным судам относят суда четвертого поколения. На них используется комбинированное или динамическое позиционирование (ДП). При ДП не требуются транспортные буксиры для разноски якорей. Основная технологическая линия имеет большое количество сварочных постов. На этих ТУС, в основном, имеются вспомогательные сварочные линии для сварки двухтрубных секций. Очевидно, что ТУС четвертого поколения имеют одни из лучших технических показателей.

Таблица 4.3 – Основные показатели для ТУС IV поколения

Параметры трубы	Параметры трубоукладочной баржи
Диаметр: до 36-60 дюймов Предел текучести: 448 - 482 МПа Отношение диаметра к толщине стенки трубы: $D/t < 30$	Длина 180 – 220 м Ширина 45 м Динамическое позиционирование Секционный стингер, длиной 120 – 140 м Натяжение тенсионеров: 500 – 1000 т

Современные тенденции развития трубоукладочного флота связаны с использованием концепции модульности и многоцелевого использования. Суда пятого поколения вбирают в себя преимущества ТУС предыдущих поколений и, как правило, объединяют в себя достоинства нескольких методов укладки. Суда оборудованы как вертикальной, так и горизонтальной системой укладки труб, а также карусельной системой, крановой системой и использует динамическое позиционирование. ТУС пятого поколения позволяют вести строительство на глубинах более 2000 м.

Для многих морских операций очень важно держать судно в фиксированном положении и курсе, поэтому одним из существенных показателей определения класса судна является система позиционирования трубоукладочного судна.

По технологии позиционирования выделяют суда с системами якорного и динамического позиционирования.

Система якорного позиционирования (ЯП), применяемая на ТУС II и III поколений, имеет ряд особенностей.

Основным преимуществом системы якорного позиционирования необходимо указать экономию топлива.

В свою очередь, среди недостатков следует выделить:

- нецелесообразность использования на больших глубинах;
- трудности установки якорей вблизи морских платформ, трубопроводов, островов, маршрутов движения судов;
- привлечение дополнительных судов – завозчиков якорей;
- необходимость перекладки якорей, возможные задержки при штормах.

Системы динамического позиционирования (ДП) автоматически контролируют положение и курс судна с помощью постоянно действующих движителей и уравновешивают силы окружающей среды (ветер, волны, течение и т.д.).

Система динамического позиционирования ТУС управляет курсом и положением судна, активируя двигатели на основе информации, полученной от гирокомпаса, датчика ветра, а также заданного положения (рисунок 4.11).

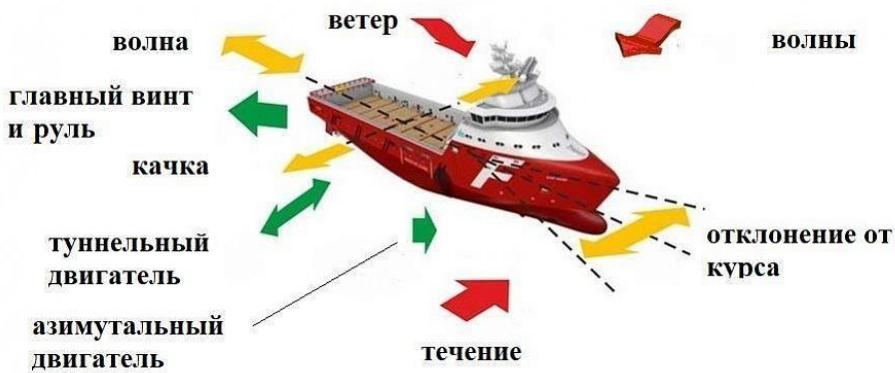


Рисунок 4.11 – Система динамического позиционирования.

Система ДП позволяет судну:

- двигаться по заранее установленной траектории, для точного маневрирования или удержания курса в рамках трубоукладки;
- двигаться с заранее заданной скоростью;
- быстро отсоединиться с позиции и отплыть в случае необходимости;
- безопасно работать на участках с перегруженным морским дном со многими трубопроводами, захороненными боеприпасами, швартовыми от других судов или подводных сооружений, таких как коллекторы, устья скважин и т.д.;
- работать в сверхглубоких водах, где трудно установить причальные линии.

Тем не менее для системы динамического позиционирования также характерны недостатки:

- высокие капитальные затраты на проектирование и установку систем ДП;
- высокий расход топлива и повышенная стоимость обслуживания;
- низкая конкурентоспособность на мелководье по сравнению с якорной системой позиционирования;
- риск серьезных последствий в случае отказа оборудования во время прокладки труб или во время операций вблизи стационарных морских платформ (МП).

Основными элементами системы ДП являются:

- система питания;
- движительно-подруливающий комплекс;
- система ориентирования (система контроля позиции, система контроля курса, сенсоры);
- элементы контроля самой системой.

4.5 Технологические операции по сборке и монтажу плети трубопровода на борту трубоукладочного судна

Технологический процесс сборки и монтажа плети трубопровода начинается с доставки труб, плетей труб из 2-х или более секций на борт трубоукладочного судна посредством вспомогательных судов.

При проведении трубоукладочных операций запас труб, как наиболее расходуемая статья запасов, обуславливает автономность трубоукладочного судна. Поэтому на большинстве трубоукладочных судов складское хозяйство занимает около 70% площади верхней палубы и значительную часть грузоподъемности. Это обеспечивает 5-10-суточную автономность работы. Как правило, склад труб представляет собой площадку на верхней палубе, огражденную вертикальными опорами, предотвращающими раскатывание труб во время волнения (рисунок 4.12).



Рисунок 4.12 – Склад труб на верхней палубе трубоукладочного судна

Со склада трубы перемещают кранами на поперечный конвейер, где происходит нормоконтроль и последующая подготовка труб к сборке и монтажу на основном конвейере.

Операции предварительной сборки, выполняемые на судне, могут включать любую или все из следующих операций:

- снятие фасок сварных кромок на концах одиночных труб или коротких секций труб для последующего их соединения;
- выполнение сварки между одиночными трубами или короткими секциями в предварительно изготавливаемые длинномерные или составные секции труб;

- выполнение неразрушающего контроля качества полученного сварного шва;
- покрытие полученного соединяющего сварного шва (т.е. частичное или полное восстановление покрытия трубы, которое приходится убирать для того, чтобы обеспечить сварку труб между собой);
- снятие фасок сварных кромок на концах составных секций труб.

Подготовленные таким образом составные длинномерные секции труб могут быть временно складированы в части судна, которая используется для снабжения основной монтажной линии (участка сварочных работ). С тем, чтобы избежать излишнего простоя, такая зона хранения может быть приспособлена для хранения заранее заданного минимального количества длинномерных секций для обеспечения надежной и бесперебойной их подачи в дальнейшем на участок сварочных работ. Склад может получать составные секции труб более чем от одной системы предварительной сборки. Также следует иметь в виду, что технологические станции на участке сварочных работ располагаются последовательно и обычно отделены друг от друга расстоянием, равным длине секций трубопровода.

Технологические посты в системе предварительной сборки обычно работают параллельно и предназначены для проведения разных операций, например, сварки (первый, последующий и чистовой проход), контроля (НКК – контроль качества без разрушений) и восстановления зоны соединения (покрытие сварного шва, включая балластировку). Технологические посты на трубоукладочном судне должны быть защищены от сквозняков и попадания атмосферных осадков и оснащены системой вентиляции.

Как правило, используется от двух до пяти сварочных станций, одна станция контроля качества и по крайней мере одна, возможно, более, станция покрытия сварного шва и станция балластировки. Каждое сварное соединение, таким образом, последовательно обрабатывается на нескольких станциях. В конце цикла укладываемый трубопровод удлиняется на длину одной составной секции труб. Продолжительность цикла определяется технологической станцией с самой медленной операцией (критическая станция).

Сварку труб участков морских трубопроводов следует выполнять автоматическими способами сварки и их комбинациями. В качестве вспомогательного процесса допускается ручная дуговая сварка заполняющих и облицовочного слоев шва электродами с основным видом покрытия методом «на спуск».

Заготовленная длинномерная секция труб, поставляется на 1-ый рабочий пост основного конвейера, где происходитстыковка секции труб с основным трубопроводом с помощью внутреннего центратора. Сборка стыка производится без зазора и прихваток. После стыковки накладывается корневой шов стыка.

Трубоукладочное судно перемещается по трассе на длину секции, стык секции и трубопровода перемещается на 2-й пост, где накладывают последующие слои сварного шва, затем на 3-й, 4-й и последующие сварочные посты.



Рисунок 4.13 – Сварка плети трубопровода

Для поддержания необходимой межслойной температуры стыка в процессе сварки технологическая линия должна быть оснащена электрическими или газовыми подогревателями.

Неразрушающий контроль сварных швов трубопроводов, должен выполняться специалистами лаборатории качества, компетенция и статус которых удовлетворяют требованиям к аккредитации в соответствии с национальными и/или международными стандартами.

Объем контроля всех видов сварных соединений подводных трубопроводов устанавливается в размере [12]:

- визуальный и измерительный контроль (ВИК) – 100 %;
- автоматический ультразвуковой контроль (АУЗК) – 100 % (по согласованию как альтернатива допускается использование радиографического контроля в объеме 100 %);
- АУЗК или ручной ультразвуковой контроль ремонтных сварных соединений – 100%;
- магнитопорошковый контроль ремонтных выборок – 100 %.

Оценка производится путем определения первоначальных критериев приемки дефектов сварных соединений при АУЗК и должна гарантировать, что данные дефекты, допущенные в стыковых кольцевых сварных швах при постройке трубопровода, не станут причиной хрупкого разрушения как в исходном состоянии, так и в период срока службы трубопровода, когда их размер может увеличиваться из-за эксплуатационного нагружения.

Следующая технологическая операция – *изоляция зоны стыка*. На трубоукладочном

судне сварныестыки обетонированных труб изолируют по следующей технологической схеме: стыки труб очищают и обезжиривают, наносят слой грунтовки и первый слой горячей мастики, устанавливают манжету или ленту, затем наносят второй слой мастики и производят следующую обмотку. Исходя из технологических условий строительства, время изоляции стыка не должно превышать 10-20 минут, с увеличением диаметра труб до 1000-1400 мм и толщине стенки более 18 мм время изоляции, как правило, составляет уже 15-20 минут.

Защитное антикоррозионное покрытие, наносимое на зону стыковых сварных соединений, по своим свойствам должно быть в максимальной степени тождественно качеству основного покрытия труб, обеспечивать совместимость, надежное соединение с ним и тем самым достигать равнозначности антикоррозионной защиты всего трубопровода.

При выборе типа покрытия – термоусаживающийся манжеты/ленты, для зоны сварных стыков должно учитываться:

- требуемая степень очистки монтажных соединений;
- продолжительность выполнения работ по нанесению покрытия;
- максимальная эксплуатационная температура покрытий в период нанесения и эксплуатации;
- совместимость с электрохимической защитой, в качестве которой часто выступает протекторная защита. Протектор представляет собой браслет, состоящий из двух полуколец, либо «встроенный» на заводе-изготовителе в конструкцию обетонированной трубы анодный элемент. Для увеличения производительности укладки, монтаж протекторов браслетного типа также производится на трубном заводе.

Антикоррозионное покрытие в районе сварных стыков труб должно быть защищено от механических воздействий в процессе укладки трубопровода и в процессе эксплуатации, в том числе при заглублении трубопровода в донный грунт. Это достигается благодаря применению защитных кожухов (типа «скальный лист», обворачиваемые и закрепляемые на трубе в месте установки манжет) и нанесению полимерных заполнителей, в первую очередь пенополиуретана (ППУ), в пространство между утяжеляющими и теплоизолирующими покрытиями смежных труб.

В мировой практике строительства морских трубопроводов в целях защиты зоны стыка применяют также его бетонирование. Как показывает опыт, себестоимость заполнения технологических разрывов высокопрочным быстросхватывающимся бетоном не превышает затрат в случае применения в тех же целях пенополиуретана или мастик.

Бетон более пригоден для использования в морской среде без опасности его разрушения и обеспечивает надежную защиту сварных стыков труб. По своим прочностным

и весовым характеристикам применяемый бетон отвечает всем требованиям и является экологически безопасным по отношению к чувствительным экосистемам морских акваторий.

Применение бетона для заполнения разрывов пригружающего покрытия позволяет достичь оптимального распределения деформаций и напряжений на стыках, повысить их защищенность, а также необходимого эффекта балласта.

На процесс отвердения высокопрочного быстросхватывающегося бетона, как правило, уходит от 4 до 10 мин, после чего он приобретает прочность на сжатие порядка нескольких тысяч кПа, а еще через час – твердость, соответствующую твердости бетонного покрытия труб из портландцемента.

После выполнения всех основных технологических операций участок трубопровода готов к плавному погружению на морское дно.

4.6 Методы и оборудование для заглубления морских подводных трубопроводов

Трубопроводы, прокладываемые по морскому дну без заглубления, в большей степени подвержены воздействиям подводных течений и коррозии, чем заглубленные в грунт.

В настоящее время используют два основных метода заглубления подводных трубопроводов в грунт. Первый аналогичен наземному: морской трубопровод укладывают в заранее разработанную траншею, которую затем засыпают. При устройстве траншей по такому принципу требуется разработка излишнего объема грунта, превышающего иногда в несколько раз его полезный объем, необходимый для заглубления трубопровода. Увеличение объема земляных работ обусловливается: конструктивными особенностями земснарядов, разрабатывающими траншеи с минимальной шириной, значительно превышающей оптимальную (в 5–10 раз больше диаметра трубопровода); необходимостью выполнения запасов по глубине и ширине траншеи на заносимость (особенно на участках со значительными расходами донных наносов); неровностью разработки дна; непрямолинейностью в плане и технологическими особенностями укладки трубопровода. Кроме того, нельзя забывать о конструктивных особенностях земснарядов, ограничивающих максимальную рабочую глубину разработки грунта.

При втором способе трубопровод укладывают непосредственно на дно, а специально оборудованный агрегат, устанавливаемый на него, разрабатывает грунт и последовательно заглубляет трубопровод на необходимую проектную глубину (рисунок 4.14). Укладка трубопровода по данной технологической схеме не требует разработки дополнительного (бесполезного) объема грунта. Применение трубозаглубительных снарядов увеличивает

производительность заглубления трубопроводов, значительно сокращает сроки и стоимость выполнения земляных работ. Поэтому этот способ более эффективен по сравнению со способом устройства траншей с последующей укладкой трубопровода. Тем не менее, применение трубозаглубительных снарядов становится затруднительным, если дно водоема сложено скальными грунтами, крупными камнями и валунами и если имеются кривые вставки и повороты трассы в плане.

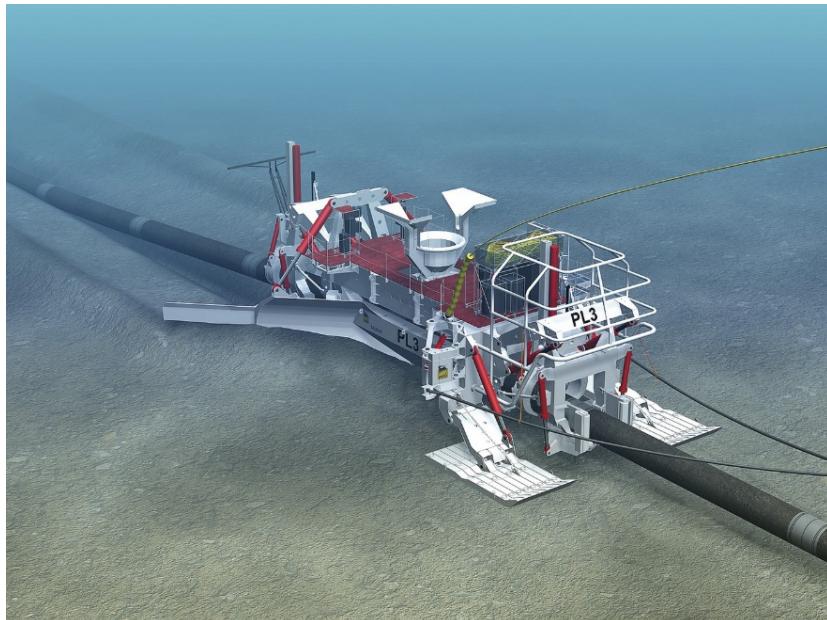


Рисунок 4.14 – Трубозаглубитель

Технология заглубления подводных трубопроводов, предварительно проложенных по дну моря, включает в себя следующие операции:

- спуск рабочего органа или всего трубозаглубительного агрегата на трубопровод;
- предварительную установку агрегата на трубопроводе;
- пуск механизмов для разработки грунта и заглубления агрегата с его установкой в рабочее положение;
- пуск ходовых и грунторазрабатывающих механизмов агрегата и заглубление трубопровода;
- повторные (при необходимости) проходы агрегата с реверсированием направления его движения для заглубления трубопровода на требуемую величину;
- демонтаж трубозаглубителя с трубопровода и его подъем на базовое судно.

Одним из основных параметров, определяющих универсальность трубозаглубителя, возможную глубину работы и сложность его конструкции, является степень его автономности при работе. По этому параметру трубозаглубители можно подразделить на

следующие классы:

- автономные устройства с погружным гидро- или электроприводом рабочих устройств и движителей (по типу подводных бульдозеров и/или экскаваторов);
- устройства, конструктивно связанные с судном-носителем жесткой рамой, по которой производится подача рабочей жидкости или транспортировка разработанного грунта;
- устройства, жестко не связанные с судном-носителем; спуск их на трубопровод производится с борта судна-носителя.

Чаще всего на практике трубозаглубители представлены последним вариантом конструктивного обустройства. В этом случае трубозаглубительный комплекс состоит из плавучей базы и самого трубозаглубительного агрегата – рабочего органа. На плавучей базе размещаются насосы, компрессоры, энергетические установки, крановое оборудование или лебедки для установки трубозаглубителя на трубопровод и подъема его на палубу, якорные лебедки, лебедки для перемещения снаряда, приборы контроля и управления и вспомогательные помещения.

Основное назначение рабочего органа – заглубление трубопровода путем разработки и удаления грунта из-под трубопровода.

Трубозаглубитель подразделяется по следующим принципам действия:

- разработка грунта под трубопроводом и его транспорт к надводному судну для дальнейшей доставки к месту отвала;
- разработка и отвал грунта непосредственно за бровку траншеи;

Конструкция самого трубозаглубителя обычно представлена несущим каркасом, опорными и фиксирующими катками, рабочими элементами (гидромониторные насадки, фрезы, грунтососы) и стабилизатором устойчивости положения.

Несущая конструкция гидравлических трубозаглубителей выполняется трубчатой, часто внутренняя полость ее используется для подачи воды к рабочим элементам. Несущая конструкция воспринимает вес трубозаглубителя и передает его на трубопровод или на опорные полозья. Размеры и вес несущей конструкции зависят от диаметра трубопровода, типа и расположения рабочих органов.

Для уменьшения нагрузок на трубопровод от трубозаглубителя используют разгружающие понтоны. Фиксирующие каткидерживают трубозаглубитель от смещений и перекосов в горизонтальной плоскости, расстояния между катками зависят от диаметра и могут регулироваться.

Для обеспечения устойчивости положения трубозаглубителя от гидродинамического воздействия потока, реактивных сил при разработке грунта применяются стабилизаторы. В качестве стабилизаторов также используют опорные полозья или загружающие понтоны.

Рабочие органы трубозаглубительных снарядов подразделяются на пять типов: струйные, гидроэжекторные или пневматические, фрезерно-гидравлические, бестраншейные (гидродиффузионные) и плужные.

Струйные трубозаглубители представляют собой систему гидравлических струй. При помощи мощных насосов с выходным давлением порядка 10 МПа струйные трубозаглубители размывают грунт и удаляют его за пределы траншеи. Эффективность заглубления трубопровода повышается с увеличением числа насадок и дополнительной подачи сжатого воздуха. Струйные трубозаглубители могут разрабатывать связные и несвязные грунты.

Гидроэжекторные и пневматические трубозаглубители применяются для разработки песчано-гравийных грунтов, суглинков и неплотных глин и наиболее эффективны на размываемых грунтах. Разрабатываемый водяными и воздушными струями грунт отсасывается гидроэжекторами или пневматическими грунтососами и подается по подводному рефулерному трубопроводу. Трубозаглубители этого типа имеют в несколько раз меньшие мощности и производительность по сравнению со струйными трубозаглубителями.

Фрезерно-гидравлические трубозаглубители рыхлят грунт с помощью фрез, расположенных с двух сторон от трубопровода. Вращение фрез осуществляется с помощью гидро- или электропривода. Наличие фрезерного рыхлителя способствует образованию насыщенной пульпы, которая подается на отсос в пульпопровод и транспортируется по нему на поверхность воды или выбрасывается за бровку траншеи по отводной трубе. Фрезерно-гидравлические трубозаглубители по сравнению с гидроэжекторными могут разрабатывать более тяжелые связные грунты.

Бестраншевые (гидродиффузионные) трубозаглубители работают за счет изменения физико-механических характеристик грунта путем его псевдоразжижения подачей большого количества воды в грунтовой массив или ликвидации структурных связей между частицами грунта вследствие приложения к нему вибрационных нагрузок. В этом случае грунт проявляет тиксотропные свойства, обеспечивающие погружение трубопровода до более плотного слоя грунта или до момента прекращения воздействия на грунтовый массив.

Плужные устройства являются одними из наиболее распространенных на практике. При их использовании обеспечивается высокая производительность и минимальное воздействие на окружающую среду, так как разрабатываемый грунт располагается на

бровках траншеи и не рассеивается в воде.

При укладке трубопровода с трубоукладочного судна плужное устройство можно протаскивать непосредственно этим же судном.

Если у трубопровода бетонное покрытие отсутствует, то для исключения повреждения изоляции трубопровод должен располагаться над плутом. Во избежание появления вертикальной составляющей тягового усилия, действующего на плуг, увеличивают длину провисающего участка укладываемого трубопровода путем создания дополнительного натяжения или оснащения понтонами.

Обратная засыпка уложенного трубопровода разработанным и перемещенным ранее в отвал грунтом может осуществляться искусственно с помощью траншееезасыпателя или естественно путем замывки или засыпки траншеи морскими донными течениями.

4.7 Вспомогательный флот. Состав вспомогательных судов, обеспечивающих строительство морских трубопроводов

Под термином «вспомогательный флот» понимается совокупность судов, обеспечивающих выполнение вспомогательных и обслуживающих производственные процессы функций при освоении морских ресурсов нефти и газа.

Современный вспомогательный нефтегазопромысловый флот довольно условно можно подразделить на крупные функциональные группы, которые, в свою очередь, также в зависимости от района плавания, глубин использования и специфики выполняемых работ разбиваются на определённые разновидности судов:

- суда инженерно-геологические;
- суда обеспечения (для доставки различного рода грузов, в том числе сыпучих и жидким);
- суда аварийно-спасательные (в том числе и для ликвидации разливов);
- суда поддержки водолазных и подводно-технических работ;
- суда служебно-вспомогательные (наиболее разнородные по выполняемым функциям).

Суда инженерно-геологические – осуществляют мониторинг морского дна, контроль за укладкой и эксплуатацией подводных трубопроводов и проведение других сложнейших подводно-технических работ.

С помощью данных судов выполняется широкий спектр работ, включающий:

- изучение рельефа и построение цифровой модели дна;
- определение планово-высотного положения оси трубопровода;

- оценку глубины залегания трубопровода;
- контроль геометрических размеров участков частичного/полного замыва/размыва;
- инспекцию повреждений трубопровода от воздействия льда, рыбопромыслового оборудования, якорей и якорных цепей;
- фиксацию утечек углеводородного сырья из трубопровода, деформаций, повреждений металлических манжет, стыков труб на открытых участках;
- оценку состояния бетонного покрытия трубопровода на открытых участках;
- определение дефектов с помощью электрометрии: повреждения изоляции, измерения параметров анодной защиты на открытых участках, визуальное обследование лакокрасочных покрытий на предмет повреждений, анализ состояния защиты;
- обнаружение наличия посторонних предметов на морском дне, в том числе представляющих опасность для трубопровода.

Суда обеспечения – наиболее многочисленная группа, что связано с большим количеством работ, выполняемых ими. По классификации Регистра Морского судоходства «судно обеспечения» – судно, предназначенное в основном для перевозки снабжения и грузов к морским плавучим и стационарным установкам различного назначения и имеющее, как правило, надстройку в носовой и открытую грузовую палубу в кормовой части для обработки груза.

Суда обеспечения осуществляют:

- буксировку несамоходных краново-монтажных и трубоукладочных судов, транспортных барж и прочих объектов;
- работу по постановке судов на якорь над заданной точкой позиционирования, так называемая завозка якорей для судов с системой якорного позиционирования;
- съемку судов с точки (съемка с якорей);
- снабжение, ремонтно-восстановительные работы, техническое обеспечение и обеспечение повседневной деятельности судов, в том числе доставка продовольствия и топлива;
- проводку судов во льдах и прочее.
- снабжение трубоукладочных судов строительным оборудованием и материалами, трубными изделиями и деталями, в том числе трубами со сплошным бетонным или железобетонным покрытием и запорно-регулирующей арматурой;
- несение на борту контейнерного водолазного комплекса, комплекса телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА), специализированного модульного оборудования для локализации и ликвидации разливов нефти.

Условно суда обеспечения можно разделить на три основных типа:

- транспортно-буксирное судно – «классическое судно обеспечения», которое может выполнять все описанные выше операции;
- судно снабжения морских сооружений – «чистый снабженец», имеющий большую грузовместимость, чем транспортно-буксирное судно, однако ввиду отсутствия буксирно-якорной лебедки не имеющий возможности проводить операции с якорями краново-монтажных судов, трубоукладочных судов, а также ограниченный в проведении буксировочных операций;
- морской буксир завозчик якорей, его основное назначение – проведение буксировочных операций и работа с якорями краново-монтажных судов, трубоукладочных судов. Однако может быть использован для доставки на морские сооружения небольших партий палубных грузов, несения аварийно-спасательного дежурства и ликвидации аварийных разливов нефти.

Основное назначение группы *аварийно-спасательных судов* является борьба с пожарами на морских объектах, оказание помощи терпящим бедствие судам, спасение людей и оказание им медицинской помощи, проведение буксировочных операций, а также ликвидация аварийных разливов нефти.

Суда поддержки водолазных и подводно-технических работ предназначены для проведения обследования площадей подводных частей морских сооружений, трубопроводов, а также для выполнения специальных и ремонтных работ. Основное отличие от других судов, в том числе, наличие на борту специальных систем жизнеобеспечения водолазов (водолазной шахты, барокамеры, сатурационной системы и т.д.).

Служебно-вспомогательные суда предназначены для материально-технического обеспечения транспортного флота и служб, организующих их эксплуатацию.

Баржа лихтер предназначена для транспортировки под буксиром тяжеловесных габаритных грузов, в т.ч. блоков конструкций морских сооружений, труб различных диаметров.



Рисунок 4.15 – Баржа лихтер

Понтон (плавсредство) значительно облегчает работы по прокладке трубопроводов через водные преграды. Помимо перевозки труб и инструмента, рабочий понтон может использоваться как полноценное плавсредство для проведения работ. На понтоне может быть установлено дополнительное крановое оборудование для осуществления погрузки и установки участков трубопровода.

Самоподъемная платформа может использоваться для вспомогательных работ совместно с трубоукладочной баржей, для протаскивания тросов, забивки шпунта. Самоподъемная платформа создана для выполнения всего комплекса монтажно-стыковочных и ремонтных операций при строительстве и ремонте морских подводных трубопроводов и других подводно-технических объектов. Платформа может использоваться для энерго- и технического обеспечения работ, может быть оборудована мобильным краном, тяговой лебедкой и полнокомплектной сборочно-сварочной линией для стыковки трубопроводов.

Крановое судно – самоходное судно, оснащенное одним или несколькими кранами большой грузоподъемности (от 250 до 3000 т с вылетом стрелы до 40 м и высотой подъема главного гака более 100 м), имеющее площади для перевозки грузов, и обладающие повышенной мореходностью. Крановые суда предназначены для доставки и установки крупногабаритных блоков и забивки свай при строительстве стационарных морских нефтегазопромысловых сооружений. Крановые суда имеют обычные обводы корпуса, в том числе катамаранного или полупогружного типа.

Грунтоотвозная шаланда – судно, приспособленное для перевозки грунта, извлекаемого земснарядами. При выполнении дноуглубительных работ грунтоотвозная

шаланда швартуется к земснаряду, который производит погрузку на неё извлеченной грунтовой массы с целью дальнейшей доставки на специально отведенную подводную свалку. Грунтовозные шаланды могут быть буксируемыми и самоходными.

Нефтесборщик (нефтемусоросборщик) – судно применяется для решения следующих задач:

- транспортировка и постановка плавучих боновых заграждений;
- прием с судов и транспортировка к местам переработки льяльных вод и мусора;
- выполнение работ по ликвидации загрязнения акватории мусором и разливов нефтепродуктов.

Дноуглубительное судно – самоходное или несамоходное судно, предназначенное для выемки и удаления грунта со дна водоёмов. По способу выемки грунта дноуглубительные суда делят на: землесосные снаряды и землечерпательные снаряды (одно- и многоковшовые).

Землесосный снаряд – извлекающие и перекачивающие грунт в виде пульпы с применением грунтового насоса.

Землечерпательные снаряды – являющиеся разновидностью экскаваторов, поднимающие и перемещающие грунт посредством ковшей или черпаков.

Представленная классификация является весьма условной, ввиду того, что многие современные вспомогательные суда являются многоцелевыми и могут обеспечивать выполнение широкого спектра задач при строительстве и обслуживании морских подводных трубопроводов.

4.8 Потеря устойчивости поперечного сечения трубопровода. Локальное и лавинное смятие. Методы предупреждения развития смятия

4.8.1 Потеря устойчивости поперечного сечения трубопровода

Потеря устойчивости поперечного сечения морского трубопровода (смятие) возникает под действием различных внешних и внутренних факторов, в числе которых: внешнее гидростатическое давление, продольные силы в трубопроводе, а также изгибающие моменты. Различают следующие типы потери устойчивости поперечного сечения трубопровода: **чистое, локальное и лавинное смятие**.

Наиболее простой формой из перечисленных является **чистое смятие**. Наряду с расчетом на действие внутреннего давления морской подводный трубопровод в обязательном порядке должен быть подвергнут прочностному расчету на действие внешнего гидростатического давления, которое способно на определенных глубинах смять стенку

трубопровода (т.е. вызвать потерю устойчивости сечения) или создать в ней кольцевые сжимающие напряжения, превышающие допустимые.

Расчеты на чистое смятие производятся для самого неблагоприятного сочетания нагрузок, т.е. максимального гидростатического давления (при максимальной глубине воды с учетом приливов, нагонов и т.д.) и минимального внутреннего давления (как правило, на стадии строительства и осушки полости трубопровода после гидроиспытаний).

Проверка несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления выполняется по формуле:

$$p_c \geq k_c p_{g\ max}, \quad (4.1)$$

где p_c – несущая способность поперечного сечения трубопровода;

k_c – коэффициент запаса;

$p_{g\ max}$ – максимальное внешнее давление на трубопровод.

Однако, несущая способность на смятие, представленная выше, не является самостоятельным критерием расчета, а входит в качестве составной части в методику расчета на локальное смятие.

4.8.2 Локальное и лавинное смятие

Локальное смятие – это потеря устойчивости первоначальной формы трубопровода в виде излома или коробления под действием внешнего гидростатического давления, продольных сил и изгибающего момента.

Изгибные деформации представляют потенциальную опасность для морских трубопроводов как в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации. Поэтому одним из основных вопросов строительства морских трубопроводов является создание такого начального натяжения на трубоукладочном судне, при котором сочетание вышеперечисленных факторов в наиболее опасной точке вблизи морского дна не приводило бы к локальному смятию трубы (рисунок 4.16).



Рисунок 4.16 – Зона возникновения максимальных изгибных деформаций при строительстве

Практика показывает, что расчет на локальное смятие является важнейшим вопросом механических расчетов, который, как правило, и будет определять окончательный выбор толщины стенки для глубоководных трубопроводов.

Несмотря на то, что современные методики расчета позволяют выбрать с необходимым запасом такую толщину стенки, которая будет обеспечивать устойчивость на смятие в поперечном сечении трубопровода, риск аварии все равно существует. Причина этого заключается в том, что зона смятия, которая возникла по той или иной причине, не остается локализованной, а будет распространяться по длине трубопровода по аналогии с лавинным распространением трещин.

Таким образом, **лавинное смятие** – явление распространения локального смятия сечения глубоководного трубопровода по трассе трубопровода (рисунок 4.17). Явление лавинного смятия имеет место при условии, когда внешнее гидростатическое давление на больших глубинах превышает некоторое критическое значение. Скорость распространения волны смятия может достигать 100–150 м/с. Лавиноопасный процесс смятия может самопроизвольно остановиться только при существенном снижении внешнего гидростатического давления воды.

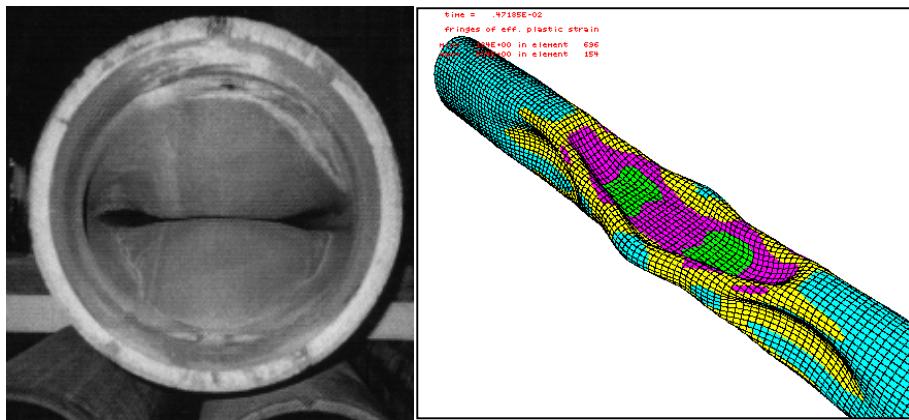


Рисунок 4.17 – Расчетные и экспериментальные исследования местной устойчивости и устойчивости трубопровода против лавинного смятия

Если же условие устойчивости на смятие для подводного трубопровода или же его отдельного участка не выполняется, требуется введение специальных конструктивных мер, направленных на предупреждение лавинного смятия.

4.8.3 Методы предупреждения развития смятия

Для защиты подводного трубопровода от лавинного смятия должны приниматься следующие меры:

- увеличение толщины стенки трубопровода по мере увеличения глубины моря;
- установка ограничителей смятия.

Увеличение толщины стенки трубопровода является одним из возможных способов предупреждения лавинного смятия. Однако, на больших глубинах толщина стенки трубопровода может достигать больших значений (до 50 мм), что нецелесообразно как технически, так и экономически.

Возможно применение наддува газом участков трубопровода в зоне экстремального уровня напряженно-деформированного состояния (вогнутый участок при непосредственном касании дна моря) в процессе строительства. Жидкость использовать нецелесообразно, так как при этом масса погруженного трубопровода значительно возрастает. Для создания локальной герметичной камеры в трубопровод вводят два разделителя, которые могут перемещаться вдоль трубопровода с помощью лебедок и тросов. Подобного результата добиваются путем введения в трубопровод специального устройства для предотвращения смятия в зону экстремального давления и протаскивания его в процессе укладки.

Однако наиболее приемлемым выходом в данной ситуации является установка ограничителей лавинного смятия (вставки трубы с увеличенной толщиной стенки) с определенным шагом вдоль всего глубоководного участка. Ограничители лавинного смятия

не позволяют полностью исключить явление лавинного смятия, но локализуют его в пределах участка между двумя соседними ограничителями, тем самым снижая вероятный будущий ущерб от смятия трубопровода, так как ремонту будет подлежать ограниченный участок.

На сегодняшний день известны следующие конструкции ограничителей: трубные секции полной длины с увеличенной толщиной стенки, кольцевые ограничители смятия и раструбные ограничители смятия (рисунок 4.18).

Одним из примеров применения ограничителей лавинного смятия служит морской участок газопровода «Турецкий поток». Согласно расчетам принятая в проекте толщина стенки труб в 39 мм явилась недостаточной для предотвращения возможного лавинного смятия в результате инцидента или аварии в ходе строительства. Для борьбы с этим явлением через каждые 4 км были предусмотрены гасители лавинного смятия в виде усиленных вставок, имеющие толщину стенки 74 мм.

При осуществлении строительства газопровода по проекту «Северный поток – 2» также были использованы ограничители лавинного смятия, представляющие собой трубные секции полной длины с увеличенной толщиной стенки, которые размещаются на глубоководных участках на протяжении 305 км с интервалом, как правило, 927 м.



Рисунок 4.18 – Конструкции ограничителей лавинного смятия: усиленная вставка (слева) и раструбный ограничитель смятия (справа)

В процессе монтажа трубопровода могут использоваться специализированные приборы – датчики контроля смятия.

Определение частоты расстановки ограничителей смятия представляет собой типичную вероятностную оптимизационную задачу, которая сводится к минимизации

совокупных затрат на установку ограничителей и ремонт поврежденного участка. Так, например, при строительстве газопровода по проекту «Голубой поток» было определено, что на российском и турецком континентальном склонах усиленные вставки необходимо устанавливать с шагом около 300 м, а на абиссальной равнине (зона наибольших морских глубин) шаг нужно увеличить до 900 м. По сравнению с исходным вариантом расстановки (равномерный шаг 1000 м), оптимизация дала снижение суммарного риска на 1,3 млн долл. США.

Схема монтажа глубоководного трубопровода, оборудованного ограничителями лавинного смятия, показана на рисунке 4.19.

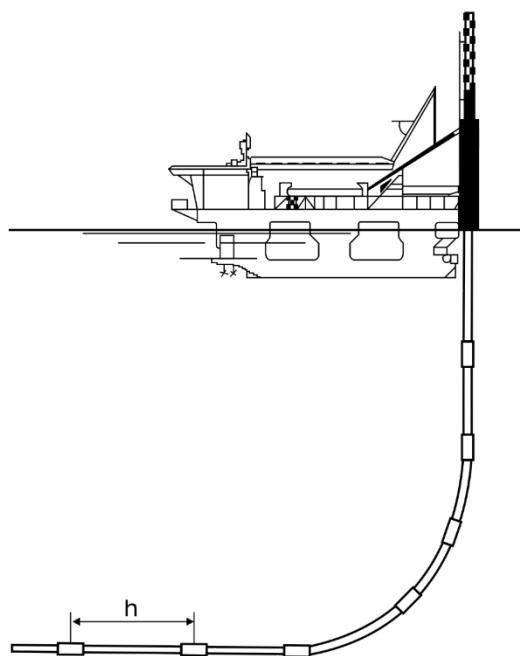


Рисунок 4.19 – Монтаж глубоководного трубопровода, оборудованного ограничителями лавинного смятия

4.9 Расчет напряженного состояния переходного участка при укладке трубопровода с помощью трубоукладочного судна

4.9.1 Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при S-методе укладки

При решении задач расчета напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода при его укладке на морское дно в отечественной и зарубежной литературе, как правило, использовалось приближенное дифференциальное уравнение прогиба балки, которое справедливо лишь при анализе укладки S-методом, да и то при небольших глубинах воды.

В общем случае точное дифференциальное уравнение прогиба балки имеет вид

$$M(x) = EI \frac{\frac{d^2y}{dx^2}}{\left[I + \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 \right]^{\frac{3}{2}}}; \quad (4.2)$$

Данное уравнение представляет собой нелинейное дифференциальное уравнение второго порядка, интегрирование которого, как известно, представляет определенные трудности.

В уравнении (4.2) $M(x)$ – изгибающий момент в произвольной точке x балки, E – модуль упругости материала, I – момент инерции поперечного сечения, y – прогиб балки.

Упругая кривая, получающаяся при решении этого уравнения, называется **эластикой Эйлера**. Для расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода, укладываемого S-методом, рассмотрим консольную балку трубопровода AB , изображенную на рисунке 4.20, погруженную на морское дно под действием собственного веса q на единицу его длины.

Угол поворота сечения трубопровода B обозначен через θ_B (θ – угол поворота произвольного сечения трубопровода, которое изменяется в пределах от 0° до 90°), а его горизонтальное и вертикальное перемещения – соответственно через δ_r и δ_B . Длина AB линии прогибов равна начальной длине l , так как изменением длины по оси, связанным с непосредственным растяжением, можно пренебречь.

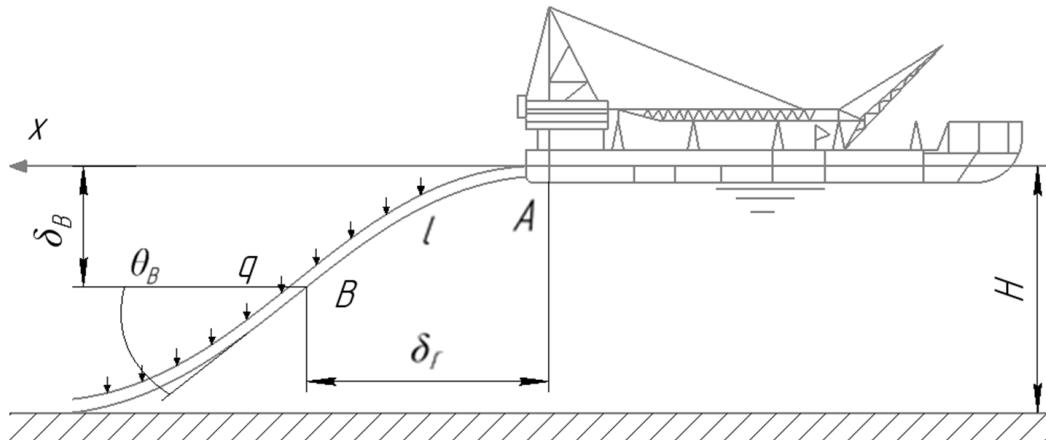


Рисунок 4.20 – Расчетная схема укладки трубопровода S-методом

Поскольку балка статически определима, легко найти выражение для изгибающего момента M и подставить его в уравнение (4.2). Затем после соответствующего преобразования уравнения, включая замену зависимой переменной, и учета соответствующих граничных условий можно получить решение уравнения в эллиптических функциях. Это решение приводит к уравнениям, из которых можно найти $\theta_B, l, \delta_B, \delta_f$. Конкретно в нашем случае трансцендентное уравнение для угла θ_B имеет вид

$$f(k) - f(k, a) = \sqrt{\frac{ql^3}{3EI}}, \quad (4.3)$$

$$f(k) = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \frac{d\theta}{\sqrt{1 - k^2 \sin^2 \theta}} \text{ – полный эллиптический интеграл первого рода,} \quad (4.4)$$

$$f(k, a) = \int_0^a \frac{d\theta}{\sqrt{1 - k^2 \sin^2 \theta}} \text{ – эллиптический интеграл первого рода,} \quad (4.5)$$

$$k = \sqrt{\frac{1 + \sin \theta_B}{2}}, \quad (4.6)$$

$$a = \arcsin \frac{1}{k\sqrt{2}}, \quad (4.7)$$

Для определения величины θ_B трансцендентное уравнение (4.3) решается методом последовательных приближений. Алгоритм решения такой следующий: задается ряд значений θ_B в интервале от 0 до $\pi/2$; из выражения (4.6) определяется k ; по формуле (4.4) вычисляется соответствующее значение $f(k)$; из выражения (4.7) вычисляется a ; для известных k и a вычисляется интеграл $f(k, a)$; из уравнения (4.3) находится длина трубопровода l . В конечном счете, этот процесс даст длину консоли l трубопровода,

которая соответствует частному выбранному значению θ_B

$$l = \sqrt[3]{\frac{3EI}{q} \left[f(k) - f(k, a) \right]^2}, \quad (4.8)$$

Повторяя расчеты для других значений θ_B , можно определить любое необходимое количество соответствующих величин θ_B и l .

Для вертикального перемещения точек трубопровода получается уравнение

$$\delta_B = l - \sqrt{\frac{12EI}{ql}} \cdot [u(k) - u(k, a)]. \quad (4.9)$$

Полный эллиптический интеграл второго рода

$$u(k) = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \sqrt{1 - k^2 \sin^2 \theta} d\theta. \quad (4.10)$$

Эллиптический интеграл второго рода

$$u(k, a) = \int_0^a \sqrt{1 - k^2 \sin^2 \theta} d\theta. \quad (4.11)$$

Горизонтальное перемещение конца консольной балки трубопровода определяется по следующей формуле

$$\delta_\Gamma = l - \sqrt{\frac{6EI}{ql} \cdot \sin \theta_B}. \quad (4.12)$$

4.9.2 Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода при J-методе укладки

На глубоководных участках для укладки трубопроводов свободным погружением на дно моря широко используется J-метод. Процесс укладки трубопровода состоит из двух этапов.

На первом этапе трубопровод опускается вертикально с трубоукладочного судна методом наращивания до тех пор, пока его край не коснется морского дна.

На втором этапе происходит изгиб трубопровода и по мере движения трубоукладочного судна трубопровод ложится на дно моря.

Определяется НДС трубопровода для двух этапов.

Расчетная схема трубопровода представлена на рисунке 4.21.

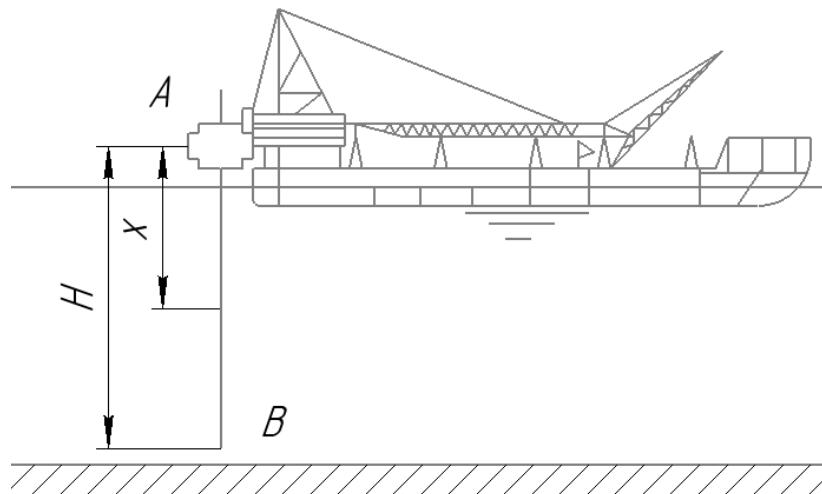


Рисунок 4.21 – Расчетная схема трубопровода, погруженного вертикально вниз на дно моря

Вертикальное удлинение произвольного поперечного сечения стальной оболочки трубопровода, расположенного на расстоянии x от точки закрепления A , под действием собственного веса (без учета гидродинамики и выталкивающей силы воды)

$$\delta(x) = \int_0^H \frac{\rho g x}{E} dx, \quad (4.13)$$

где H – глубина погружения конца трубопровода (сечение B);

ρ – плотность стали;

g – ускорение свободного падения.

Наибольшее вертикальное перемещение трубопровода имеет место в сечении B при $x = H$, то есть

$$\delta_B = \frac{\rho \cdot g \cdot H^2}{2E}, \quad (4.14)$$

При этом максимальная вертикальная растягивающая сила, действующая в точке закрепления трубопровода A определяется

$$P(H) = \rho g H \pi t (D - t), \quad (4.15)$$

где D, t – наружный диаметр и толщина стенки трубопровода соответственно.

Этому усилию соответствует максимальное растягивающее напряжение в точке A равное

$$\sigma_A = \rho g H. \quad (4.16)$$

Для расчета напряженно-деформированного состояния плети трубопровода, укладываемого J-методом, на втором этапе рассмотрим расчетную схему, представленную на

рисунок 4.22.

Изгиб упругой оси на приподнятом участке длиной l происходит под действием силы продольного натяжения N и собственного веса трубопровода q на единицу его длины. Правая же часть трубопровода уже лежит на дне моря. На границе двух участков трубопровода действует реактивное усилие R , величина которого определяется из уравнения равновесия.

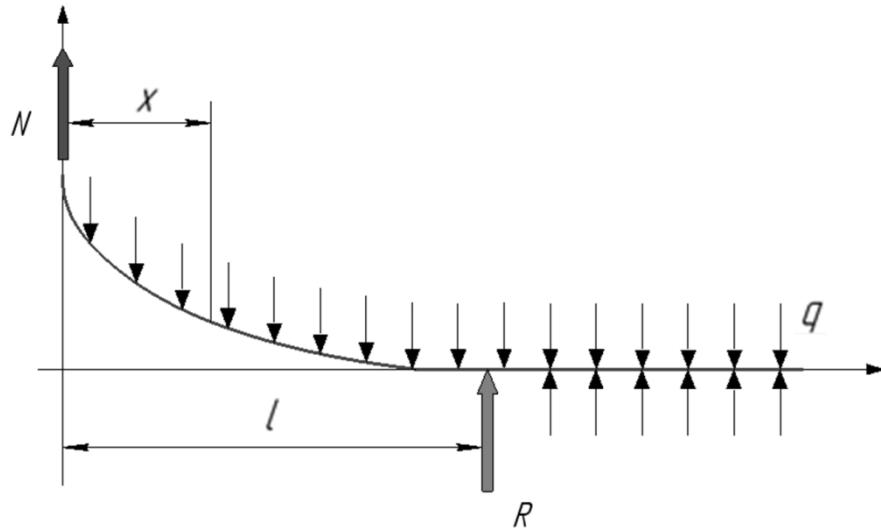


Рисунок 4.22 – Расчетная схема укладки трубопровода J-методом

Из уравнения статики следует, что

$$R = N = \frac{ql}{2}; \quad (4.17)$$

Изгибающий момент в произвольном сечении x приподнятого участка трубопровода с учетом выражения (4.17) запишется в виде

$$M(x) = N \cdot x - \frac{qx^2}{2} = \frac{qx}{2}(l - x), \quad (4.18)$$

$$M_{\max} = \frac{ql^2}{8}; \quad (4.19)$$

Максимальное напряжение в опасном сечении изогнутого участка трубопровода определяется

$$\sigma_{\max} = \frac{N}{F} \pm \frac{ql^2}{8W}, \quad (4.20)$$

где F и W – площадь и осевой момент сопротивления поперечного сечения трубопровода.

4.10 Методы пересечения береговой линии морскими подводными трубопроводами

При проектировании морских трубопроводных систем объект строительства разделяется в соответствии с методами организации производства работ и оборудованием на следующие участки строительства: основной, прибрежные участки и участки пересечения береговой линии (рисунок 4.23).

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

Изобата – изолиния на географической карте или плане, соединяющая точки одинаковых глубин водоёма (озера, моря).

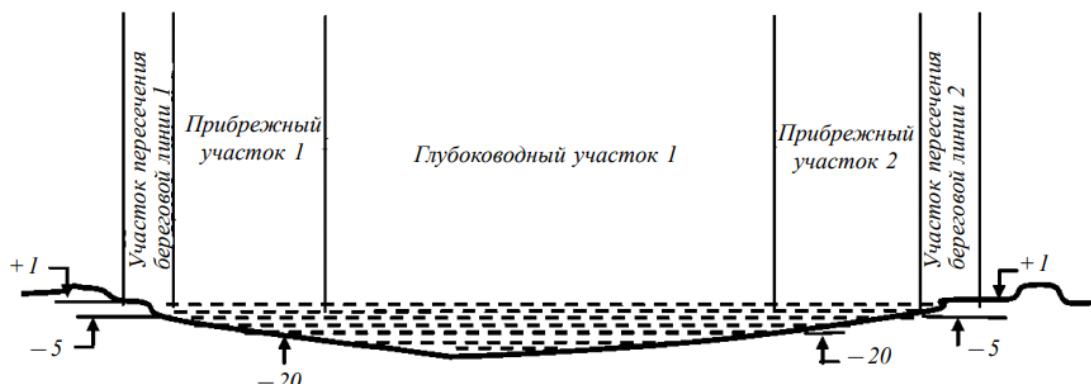


Рисунок 4.23 – Участки трассы морского трубопровода

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

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

- интенсивное волновое воздействие на участке;
- размыв грунта на участке строительства (приливы, течения);
- возможное воздействие килей ледовых образований при экзаракции дна;
- хозяйственная деятельность (воздействие оборудования рыболовного промысла,

якорей и т.д.);

– необходимость применения дополнительных мер для обеспечения устойчивости трубопровода.

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

Методы пересечения береговой линии при укладке морских трубопроводов

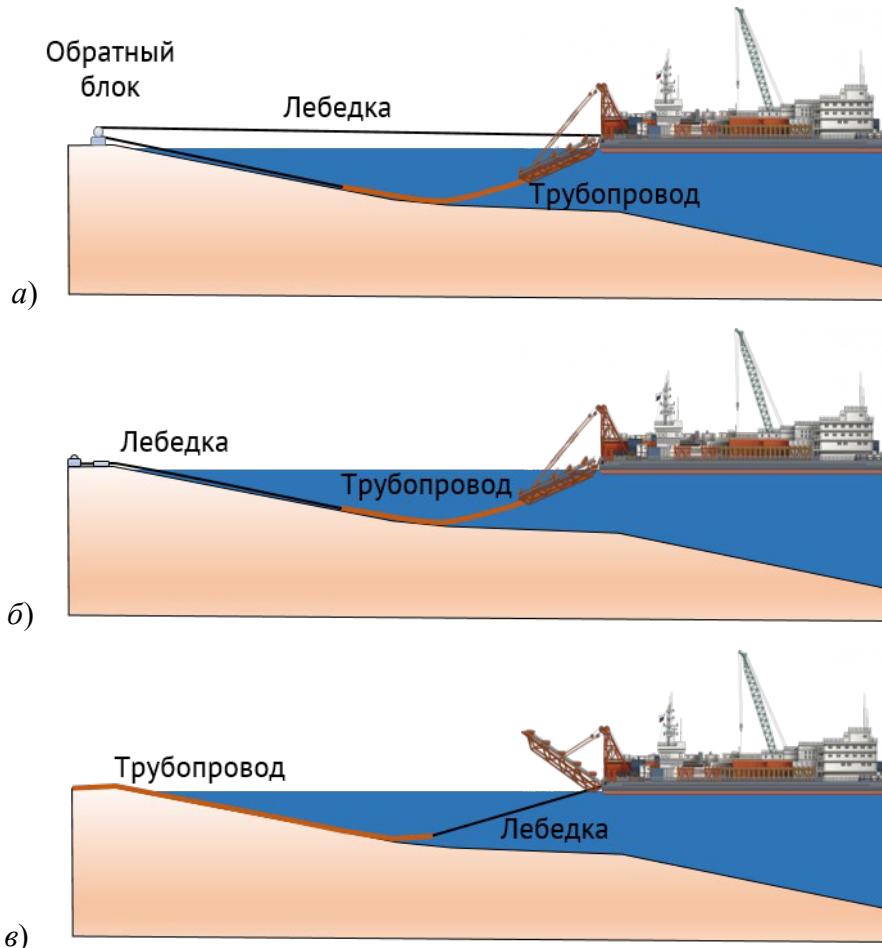
В результате анализа переходов береговой линии выделяют следующие основные методы пересечения береговой линии при строительстве МПТ:

- укладка трубопровода в предварительно подготовленную траншею в прибрежной зоне и на участке пересечения береговой линии;
- использование метода наклонно-направленного бурения (ННБ);
- использование метода микротоннелирование.

Рассмотрим каждое из этих условий более подробно.

Укладка трубопровода в траншею производится одним из следующих способов протаскивания (рисунок 4.24):

- трубопровод монтируется на ТУС и протаскивается на берег с помощью лебедки ТУС и обратного блока, расположенного на берегу;
- трубопровод монтируется на ТУС в море и затем протаскивается на берег при помощи лебедок на берегу;
- трубопровод монтируется на берегу и протаскивается в море с помощью ТУС (или специализированного плавсредства: технологической платформы, понтона и т.п.), оборудованного лебедками.



а – подготовка пletи на ТУС и протаскивание с ТУС; б – протаскивание с берега;
в – протаскивание с судна, оборудованного лебедками

Рисунок 4.24 – Методы укладки трубопровода протаскиванием
при постройке берегового перехода

В качестве примера можно привести работу по подготовке траншеи и укладка с протаскиванием с берега на затапливаемом береговом участке МПТ длиной более 8 км в Северной части Каспийского моря. Формирование плети трубопровода осуществлялось на ТУС, а обратная засыпка производилась грейферным земснарядом (рисунок 4.25).



Рисунок 4.25 – Грейферный земснаряд «Титан» при разработке траншеи

Выбор технологии подготовки траншеи зависит от свойств донных грунтов (рисунок 4.26).

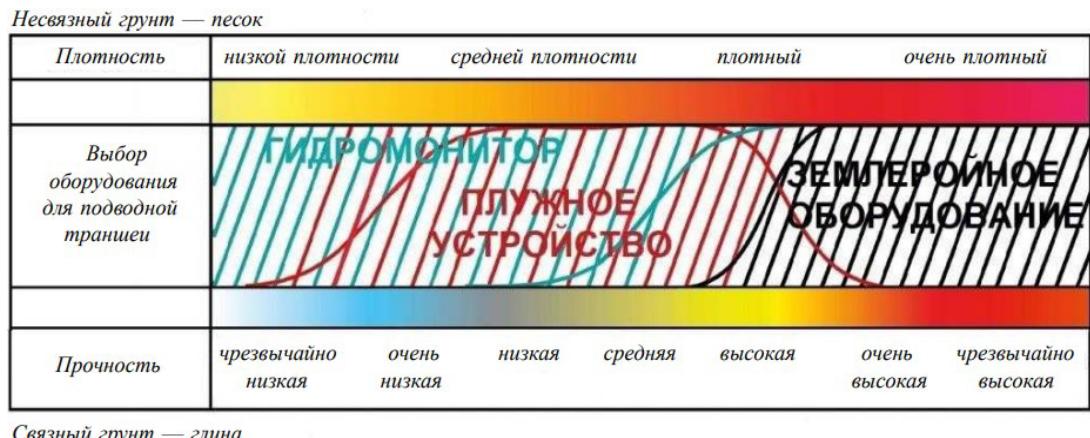


Рисунок 4.26 – Выбор технологии подготовки подводной траншеи

В ряде случаев в траншее для укладки МПТ в районе береговой черты оборудуется коффердам – конструкция, как правило, в виде шпунтовой стенки, обеспечивающая целостность траншеи, защищающая строящиеся трубопроводы от волновых воздействий и замыкающая траншеи (рисунок 4.27). После производства работ по прокладке и засыпке МПТ вся конструкция коффердама подлежит демонтажу.



Рисунок 4.27 – Коффердам для протаскивания трубопровода на берег на Киринском месторождении, остров Сахалин

Выбор трассы, места пресечения с береговой линией и величины заглубления МПТ в

донный грунт должны сократить влияние литодинамических процессов на работоспособность и надежность трубопровода.

Среди динамических явлений, имеющих место в морском ледяном покрове, особое место занимает дрейф крупных ледовых образований, которые при взаимодействии с морским дном могут привести к его экзарации особенно в районе берегового выхода МПТ. Заглубление МПТ по трассе, в том числе в районе пересечения с береговой линией, назначается на основании расчетной величины экзарации, которая может быть определена на основании: параметров распределений борозд; имитационно-статистического моделирования процесса экзарации; параметров ледовых образований.

Экзарация – экзогенный деструктивный процесс разрушения ледником слагающих его ложе горных пород с последующим выносом обломков.

В некоторых случаях применение метода открытой траншеи на участке целесообразней заменить пересечением береговой линии методом ННБ. Метод ННБ применяется в случаях, когда геологические условия не позволяют эффективное проведение земляных работ. Этот метод позволяет пересекать отвесный берег, а также объекты на берегу. Пересечение береговой линии с применением метода ННБ характеризуется наименьшим ущербом окружающей среды по сравнению с методом открытой траншеи.

Указанные выше методы протаскивания применяются и при протаскивании трубопровода в скважину, подготовленную методом ННБ, или в микротоннель.

Строительство прибрежных участков МПТ методом ННБ предпочтительно при обрывистых берегах, сильных течениях и значительных волновых воздействиях, когда устройство траншей для заглубления трубопровода представляет большие сложности (рисунок 4.28). Кроме того, строительство трубопровода методом ННБ на участке пересечения береговых линий может быть обусловлено наличием значительного количества коммуникаций.

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

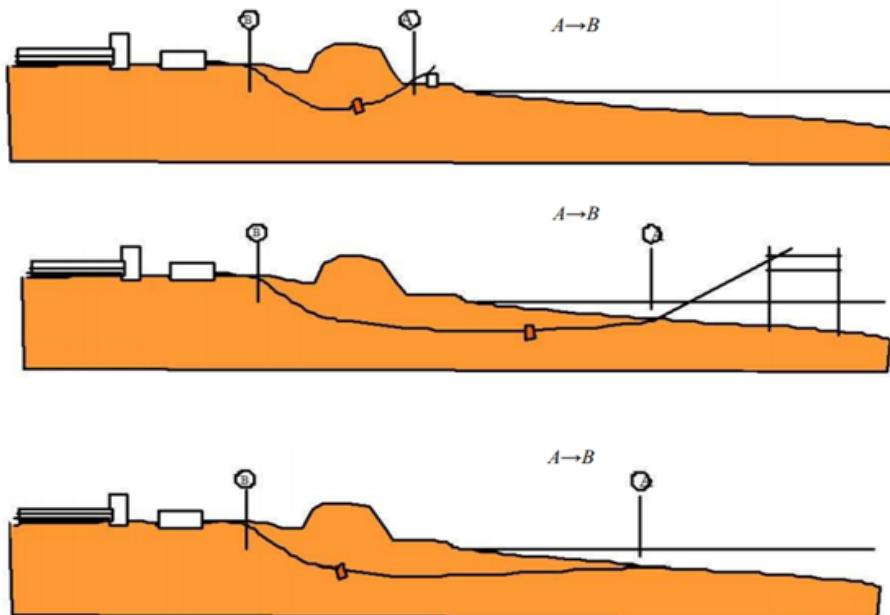


Рисунок 4.28 – Метод ННБ при пересечении береговой линии

Микротоннелирование основано на горизонтальном (наклонном) выбуривании в грунте тоннеля, в который домкратами проталкиваются железобетонные кольца, образующие прочную железобетонную обделку определённой длины. Подземная прокладка осуществляется по заданной траектории при помощи микрощита, который движется от стартового колодца до приёмного, с последующим демонтажем микрощита.

Преимущества метода: экологичность; высокая скорость строительства; отсутствие влияния на существующую береговую инфраструктуру; увеличенный срок службы трубопровода из-за отсутствия влияния на него внешних неблагоприятных условий.

Соединение концов прибрежного участка трубопровода с участком пересечения береговой линии может осуществляться на базе трубоукладочного судна. На судне имеются устройства для подъема концов плетей над водой. Секции трубопровода выравнивают по одной линии и сваривают с использованием автоматического, полуавтоматического или ручного сварного оборудования. Процесс осуществляется внутри передвижного укрытия, которое закрывает соединяемый участок трубопровода, а персонал, осуществляющий работу, таким образом контролирует условия, при которых осуществляется сварка. После сварки, контроля качества сварных соединений и нанесения защитного покрытия, трубопровод опускается на подготовленное морское дно или траншею.

Литература

1 СТО Газпром 2-3.7-380-2009. Инструкция по технологии сварки морских газопроводов.

2 П.П. Бородавкин Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть II. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.

3 Суда-трубоукладчики. Промышленно-строительный портал АЛЬФА АРС МЕТИЗЫ [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.alfa-industry.ru/news/104/96146/> (Дата обращения: 02.03.2021).

4 Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов: Учебник для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 200 с.: ил.

5 Морские трубопроводы / Ю.А. Горяинов, А.С. Федоров, Г.Г. Васильев [и др.] – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 131 с.: ил.

6 НД № 2-090601-007 Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов (Издание 2020 года).

7 Методы укладки морских трубопроводов [Электронный ресурс]. – URL: <https://studopedia.ru/2xbf81.html> (Дата обращения 14.03.2020).

8 Морин И.Ю. Разработка методов оценки напряженно-деформированного состояния морских газопроводов. Диссертация канд.техн.наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва. – 2013 – 210 с.

9 Информационно-аналитический портал Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. – URL: neftegaz.ru/

10 Официальный сайт Nord Stream 2 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nord-stream2.com/ru/>

11 НД 2-030101-002 Российский морской регистр судоходства: Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов // 2017. – 88с.

12 НД № 2-020301-005. Российский морской регистр судоходства. ПРАВИЛА КЛАССИФИКАЦИИ И ПОСТРОЙКИ МОРСКИХ подводных ТРУБОПРОВОДОВ // – 193 с.

13 Нефтегазовое строительство: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Менеджменторг» специализация Н58 «Менеджмент в отраслях нефтегазового комплекса» / Беляева В.Я. и др. под общ. ред. проф. И.И. Мазура и проф. В.Д. Шапиро. – М.: Изд-во ОМЕГА-Л, 2005. – 774 с: ил.

14 Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 207 с.

15 Гусейнов Чингиз Саибович, Кульпин Дмитрий Леонидович, Ефимова Галиэ Хамзаевна О необходимости создания подводного нефтегазопромыслового флота для освоения нефтегазовых месторождений на длительно замерзающих глубоководных арктических акваториях // Вестник АГТУ. Серия: Морская техника и технология. 2019. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-neobhodimosti-sozdaniya-podvodnogo-neftegazopromyslovogo-flota-dlya-osvoeniya-neftegazovyh-mestorozhdeniy-na-dlitelno> (дата обращения: 21.02.2021).

16 Флот. Официальный сайт АО МРТС / [Электронный ресурс]. – URL: http://mrtc.rpf/wp-content/uploads/2019/01/Fleet_ru_small.pdf

17 Бородавкин, П.П. Подводные трубопроводы. / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин, О.Б. Шадрин. – М.: Недра, 1979. – 415 с.

18 4. Горяинов, Ю.А. Несущая способность глубоководных трубопроводов: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.15.13 / Ю.А. Горяинов. – М., 2000. – 24 с.

19 ГОСТ Р 54382-2011. Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2012. – 144 с.

20 7. НД № 2-020301-005. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. СПб.: ФАУ «Российский морской регистр судоходства», 2017. – 193 с.

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

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