

ТРАНСПОРТ

УДК 656.615:005.511

Казарезов А.Я.

Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова

Галь А.Ф.

Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова

Гайдай А.Ю.

Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова

Грешинов А.Ю.

Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова

ЛОГИСТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

В статье рассмотрены основные технические характеристики крупнейших морских трубопроводных систем. Выполнен анализ особенностей эксплуатации данных линейных объектов океанотехники. Исследованы статистические характеристики морских газопроводов. Разработана методика оценки строительной стоимости морских газопроводов.

Ключевые слова: морская логистика, подводный трубопровод, океанотехника, линейный объект, позиционирование.

Постановка проблемы. Линейные гидротехнические сооружения, в частности подводные трубопроводы и тоннели, в последнее время получают все большее развитие в мировой практике освоения океана в связи с развитием морской инфраструктуры для обеспечения транспортировки грузов под водой. Глубины моря, на которых размещаются такие гидротехнические сооружения, год от года увеличиваются. Сегодня океанотехника освоила технологию строительства и эксплуатации подводных трубопроводов на участках моря глубиной свыше 1000 м [14]. При этом существует необходимость обеспечения устойчивого и надежного позиционирования в условиях интенсивного морского волнения на мелководье и действия высокого гидростатического давления на глубине.

При строительстве, транспортировке на плаву, а также эксплуатации подводных трубопроводов, расположенных на морском дне и в толще воды, на них оказывают силовые воздействия морские подводные течения, ветровые волны (если трубопровод находится в зоне их действия), динамическое воздействие транспортируемого по нему газа или нефти, проходящие вблизи трубопроводов надводные суда. Удержание (позиционирование)

подводных трубопроводов под водой в «некотором» фиксированном положении обеспечивает их надежную эксплуатацию и работоспособность.

Анализ последних исследований и публикаций. Морским подводным трубопроводным системам посвящено множество отечественных трудов, среди которых нужно особенно выделить таких авторов, как П.П. Бородавкин [1], И.А. Искандеров [3], К.Я. Капустин [4], В.П. Нагорный [6] и др. Что касается зарубежных источников, то здесь также большое внимание уделено такого рода линейным объектам [11–17]. Однако данные работы в основном посвящены непосредственно проектированию и строительству данных гидротехнических сооружений, в результате чего существует необходимость проведения логистического анализа проектов современных трубопроводных систем.

Постановка задания. Целью статьи является разработка методики расчета и оценки строительной стоимости морских подводных нефтегазопроводов.

Изложение основного материала исследования. Высокая эффективность и надежность трубопроводного транспорта нефти и газа обусловили стабильный рост протяженности морских

подводних трубопроводов. В различных странах земного шара проложено более 60 000 тыс. км морских подводных нефтепроводов и газопроводов диаметром свыше 100 мм. Наиболее освоенными морскими нефтегазодобывающими регионами, в которых проложено большое число подводных трубопроводов, являются Мексиканский залив и Северное море с существенно различными условиями строительства и эксплуатации нефтегазотранспортных систем. К другим районам активного морского строительства относятся Карибское море между Венесуэлой и Тринидадом; Тихий океан вдоль побережья южной части штата Калифорния и побережья Аляски; моря Тихого океана, омывающие острова Индонезии; весь Персидский залив Аравии; южная часть Средиземного моря. В последнее время к этим районам прибавился шельф острова Сахалин [5; 6; 8].

При этом морские трубопроводные системы – сложнейшие технические объекты, работающие в трудных природных условиях. Они должны сохранять работоспособность при воздействии штормов, течений, ветров, приливов и отливов, выдерживать ледовые нагрузки, быть защищенными от айсбергов. Стоимость прокладки одного километра подводного трубопровода существенно зависит от множества факторов: технологии его прокладки, глубины моря, удаленности от береговых баз, продолжительности штормов, безледного периода, вида донных грунтов – и может составить от 50 тыс. долл. США (для теплого климата) до 8–10 млн. долл. США (для арктических условий).

Суровые и специфические условия сооружения и эксплуатации трубопроводов, обусловленные значительной глубиной, волнами и течением, донными переформированиями и штормами, судоходством и рыболовством, трудоемкостью и капиталоемкостью строительных и ремонтных работ, а также непосредственный контакт с высокочувствительной к загрязнению водной средой предъявляют исключительные требования к материалам, конструкции трубопровода, технологии его прокладки, соблюдению режимов перекачки и обслуживания [17].

Нужно отметить, что пока стоимость прокладки подводных трубопроводов, как правило, намного выше, чем сухопутных. Снижение стоимости строительства является одной из основных задач, стоящих перед морским трубопроводным транспортом. Однако подсчитано, что при протяженности морских трасс порядка нескольких сотен километров строительство трубопроводов для магистрального транспорта газа более предпочтительно, чем его перевозка танкерами, что связано с большими

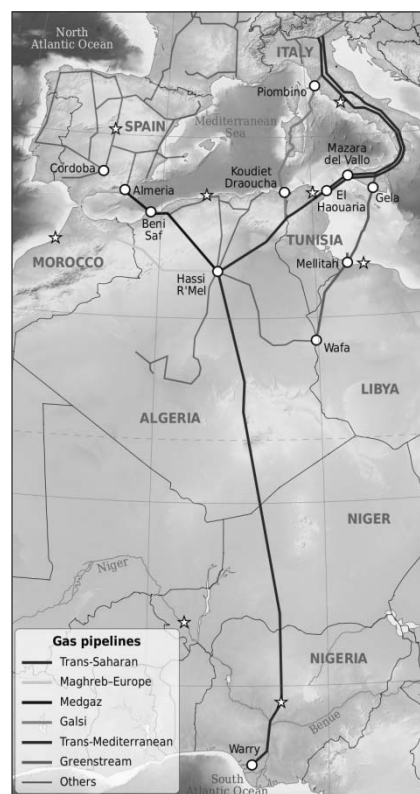


Рис. 1. Маршруты основных трубопроводных систем

затратами на строительство и эксплуатацию мощностей по сжижению природного газа.

При строительстве трансконтинентальных морских трубопроводов экономический эффект достигается за счет отсутствия необходимости платежей за транзит газа через территорию третьих стран. Кроме того, протяженность трасс морских трубопроводов обычно ниже, чем при преодолении водных преград по берегу. Этот эффект особенно сильно проявляется при переходе через относительно узкие и в то же время протяженные акватории, такие как, например, Байдарацкая губа Карского моря.

В качестве примеров строительства трансконтинентальных газопроводов (рис. 1) можно привести Транссредиземноморский трубопровод (ТрансМед), проложивший свой маршрут из Алжира через Тунис и Сицилию в Италию по дну Средиземного моря [11]. Включает в себя следующие участки: алжирский (550 км), тунисский (370 км), подводный переход от африканского побережья на о. Сицилия (96 км), сухопутный сицилийский участок (340 км), подводный переход от о. Сицилия до материковой Италии (15 км), сухопутный участок по территории Италии с отделением в Словению (1055 км).

Технические характеристики морских газопроводов

Наименование газопровода/ начало поставок	Маршрут	Стоимость, млрд. дол. США	Пропускная способность, млрд. м ³ в год	Длина нити, км	Диаметр труб морского участка, мм	Максим. глубина прокладки труб, м
Транссредиземно-морской/ 1983	Алжир-Италия (Средиземное море)	1,6	30,2	общая: 2475; морск.: 111	–	610
Магриб-Европа/ 1996	Алжир-Испания-Португалия (Гибралтарский пролив)	2,3	11,5	общая: 1620; морск.: 45	560	–
Голубой поток/ 2003	Россия-Турция (Черное море)	3,2	16	общая: 1213; морск.: 396	610	2150
Зеленый поток/ 2004	Ливия-Италия (Средиземное море)	6,6	8–11	540	810	1127
Лангелед/ 2007	Норвегия-Великобритания (Северное море)	7,1	25	1200	1200	360
Северный поток/ 2011	Россия-Германия (Балтийское море)	7,4	55 (2 нити)	1224	1220	210
Medgaz/ 2011	Алжир-Испания (Средиземное море)	0,9	8	общая: 784; морск.: 210	610	–
Galsi (не реализован)/ 2014 (план)	Алжир-Италия (Средиземное море)	2,0	10	1505	1219	–
Южный поток (не реализован)/ 2015 (план)	Россия-Болгария (Черное море)	15,5	63 (4 нити по 15,57 каждая)	подвод. часть: 900 км	–	2250
Турецкий поток (в процессе реализации)/ 2018 (план)	Россия-Турция (Черное море)	7,0	31,5 (2 нити)	общая: 1100; морск.: 937	813	2200
Трансадриатический газопровод/ 2020 (план)	Греция-Албания-Италия (Адриатическое море)	–	10...20	878	–	–
Северный поток 2/ 2020 (план)	Россия-Германия (Балтийское море)	9,5	55 (2 нити)	1224	1153	210
Северные ворота/ 2022 (план)	Норвегия-Польша (через Данию)	2,0	10	230	–	–

Одним из самых длинных магистральных газопроводов является «Лангелед» [17], проложенный между Норвегией и Великобританией по дну Северного моря и соединяющий норвежское газовое месторождение Ормен Ланге с британским терминалом Исингтоном (протяженность 1200 км). До завершения «Северного потока» был самым длинным подводным трубопроводом в мире. Пропускная способность «Лангелед» соот-

ветствует 1/5 части годовой потребности Великобритании. Газопровод делится на две части, протяженностью 600 км каждая.

В настоящее время наиболее известными проектами являются «Голубой поток», «Северный поток», «Зеленый поток» [2; 10; 16; 18] и др., маршруты которых нанесены на рис. 1–3, а основные технические характеристики занесены в таблицу 1.



Рис. 2. «Северный поток» на карте



Рис. 3. «Голубой поток» на карте

Нереализованным международным проектом газопровода явился «Южный поток» [10], который планировалось проложить по дну Черного моря из Анапского района в болгарский порт Варну к 2015 году (см. таблицу 1).

На смену «Южному потоку» в 2016 году пришел «Турецкий поток» (рис. 4) [10] – реализуемый в настоящее время международный проект газопровода из Анапского района (Россия) по дну Черного моря в западную часть Турции (Люлебургаз).

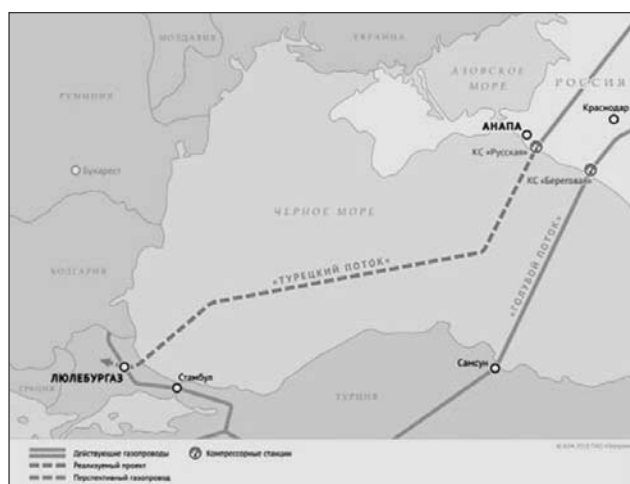


Рис. 4. «Турецкий поток» на карте

Трубопровод будет иметь протяженность 1100 км, из которых 937 км – морская часть, и состоять

из двух ниток (первая нитка будет предназначена для поставок газа турецким потребителям, вторая – для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы).

Следует также отметить нереализованный проект магистрального газопровода «Набукко» протяженностью 3300 км из Туркмении и Азербайджана в страны ЕС, прежде всего Австрию и Германию. Проектная мощность 26–32 млрд. кубометров газа в год. Прогнозировалась стоимость проекта 7,9 млрд. евро. В конце февраля 2011 года уже сообщалось, что реальная стоимость проекта составляет порядка 14 млрд. евро, подорожание связано с ростом цен на сырьё, в частности железную руду, необходимую для выплавки металла для труб. Подготовка проекта велась с 2002 года. Первоначально строительство планировалось начать в 2011 году, а завершить к 2014 году, однако реализация проекта несколько раз откладывалась из-за проблем с возможными поставщиками газа. В конце 2011 года было сообщено, что сроки запуска проекта сдвинулись к 2018 году. Однако 28 июня 2013 года было объявлено, что проект «Набукко» закрыт [11].

В 2017 году началась постройка газопровода «Северные ворота» [7], также известного как «Норвежский коридор» (см. таблицу 1). Трубопровод будет доставлять газ из шельфа Норвегии через Данию в Польшу, откуда определенное количество норвежского газа может быть отправлено в другие страны Центральной Европы, такие как Чехия, Словакия, Венгрия, страны Балтии и даже Украина.

На данный момент (2018 год) началось строительство газопровода «Северный поток 2» [9], который является расширением «Северного потока». Транспортировка газа в данном случае будет осуществляться в направлении Россия-Германия через Балтийское море. При этом запуск газопровода планируется на 2020 год (см. таблицу 1).

Анализ данных таблицы 1 позволяет сделать следующие выводы:

– максимальная пропускная способность среди реализованных проектов газопроводов присуща «Северному потоку» (55 млрд. м³ в год), причем стоимость данного проекта также достаточно высокая;

– наиболее глубоководным трубопроводом является «Голубой поток» (глубина – 2150 м), который также отличается большой протяженностью и непростыми геологическими условиями; при этом «Турецкий поток» должен превысить данную отметку до 2200 м;

Относительные характеристики некоторых морских газопроводов

Наименование газопровода	Прим. кол-во КС	Стоимость газопровода без стоим. КС, млрд. дол. США	Стоим.* 10 ³ , дол. США дл. нити, м	Стоим.* 10 ³ , дол. США дл. нити x глуб., м	Стоим.* 10 ³ , дол. США дл. нити x глуб. x диам., м
Зеленый поток	4	5,0	9,259	0,010	0,010
Лангелед	8	5,3	4,417	0,012	0,010
Северный поток	7	5,6	4,575	0,021	0,018
Турецкий поток	8	5,3	4,818	0,002	0,003
Северный поток 2	7	7,1	5,801	0,030	0,024

КС – компрессорная станция.

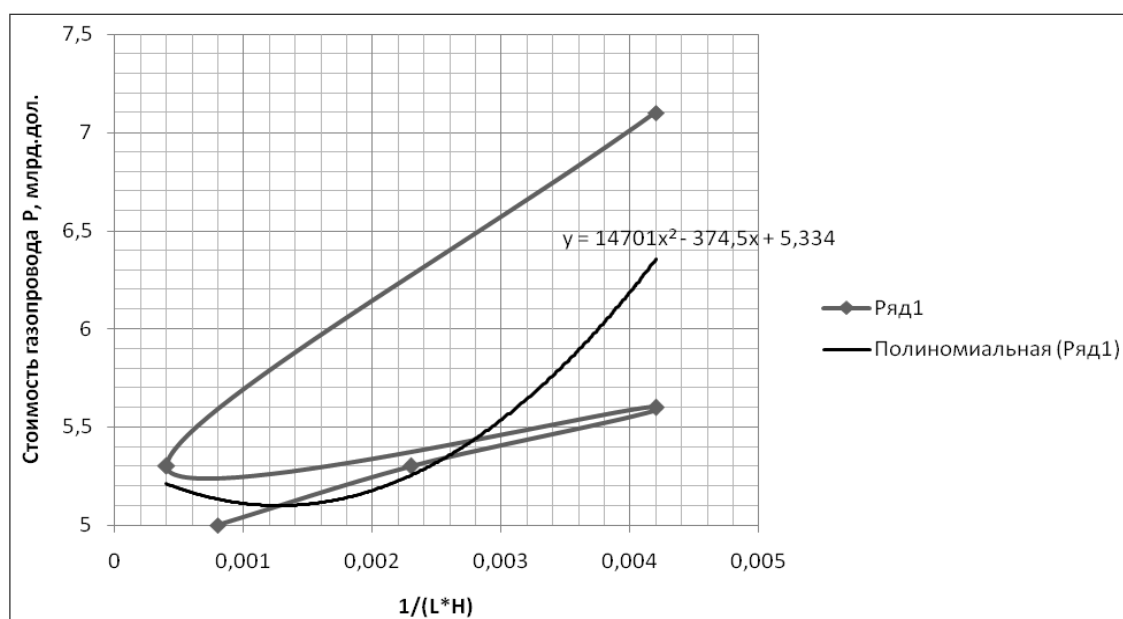


Рис. 5. Зависимость стоимости газопровода от длины нити и глубины прокладки

– наибольшая общая протяженность (включая сухопутную часть) соответствует Транссредиземноморскому газопроводу (2475 км), а максимальная протяженность морского участка принадлежала сначала газопроводу «Лангелед» (1200 км), а затем перешла к «Северному потоку» (1224 км).

На основе таблицы 1 рассчитаны относительные характеристики морских газопроводов, а именно отношение стоимости газопровода к его геометрическим параметрам. При этом стоимость газопровода бралась без учета стоимости компрессорных станций (КС), которые устанавливаются на трубопровод на расстоянии 100...150 км друг от друга для поддержания необходимого уровня давления газа. При этом исходили из того, что стоимость компрессорных станций составляет 20...25% от общей стоимости газопровода [6]. Полученные относительные характеристики

занесены в таблицу 2, причем приведены лишь те из них, которые соответствуют газопроводам, схожим по своим параметрам.

Данные таблицы 2 позволили сделать выборку тех газопроводов, технические характеристики которых максимально схожи, в результате чего построена зависимость стоимости газопровода P от длины нити L и глубины прокладки H (рис. 5).

Анализ полученного графика позволил вывести полиномиальную зависимость вида:

$$P(L, H) = 14701 \cdot \left(\frac{1}{L \cdot H}\right)^2 - 374,5 \cdot \left(\frac{1}{L \cdot H}\right) + 5,334.$$

Данная зависимость позволяет получать оценочную стоимость постройки морских газопроводов без учета компрессорных станций в зависимости от их технических характеристик.

Следует отметить, что эксплуатация морских трубопроводов, по отношению к эксплуатации трубопроводов на суше, имеет определенную

специфику. В частности, это положительная плавучесть трубопровода. Чем больше его диаметр, тем больше возможная архимедова сила, стремящаяся поднять трубу над дном. Таким образом, при проектировании и строительстве надежность и безопасность морских трубопроводов обеспечиваются по повышенным требованиям по отношению к проложенным на суше. Это вызвано особыми (морскими) условиями, такими как достаточно агрессивная морская среда, подводное расположение, повышенная протяженность без промежуточных компрессорных станций, воздействие морского волнения, ветра и течений, сейсмичность, сложный рельеф дна, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы, затрудненность или невозможность реализации стандартного для магистральных газопроводов регламента обслуживания и ремонтов и т. д.

Следует отметить, что для обеспечения устойчивого положения подводный трубопровод (в особенности газопровод) должен иметь отрицательную плавучесть, т. е. полный вес трубопровода в воздухе должен быть больше вытесненной им воды.

На устойчивость подводного трубопровода большое влияние оказывает объемный вес воды в придонной зоне (при размыве грунта от действия волн), а также гидродинамическое давление от волнения и течений. Изменение объемного веса воды с 1,0 до 1,20–1,25 т/м³ может привести к уменьшению величины отрицательной плавучести и всплытию трубопровода [13].

Таким образом, при подсчете веса трубы в воде, кроме значения отрицательной плавучести, следует учитывать и другие факторы, имеющие дополнительное влияние на устойчивость подводного трубопровода. Необходимое значение веса балласта определяется по условному «удельному весу» трубопровода (отношение веса трубопровода с балластом в воздухе к весу воды, вытесняемой трубопроводом и балластом). Так, по американским техническим условиям морские трубопроводы, укладываемые в прибрежных зонах, должны иметь условный «удельный вес» не менее 1,30 [12]. В отдельных случаях, в зависимости от естественных условий района прокладки, когда при волнениях объемный вес грунтовой смеси в придонной зоне доходит до 1,8 т/м³, величины условного «удельного веса» морского трубопровода рекомендуется увеличивать до 2 [8].

В практике для балластировки подводных трубопроводов применяют сплошные монолитные бетонные и асфальтобетонные мастики, наносимые на изоляцию, а также одиночные чугунные,

железобетонные или бетонные грузы. Однако одиночные грузы могут создавать сосредоточенные нагрузки, повреждать изоляцию, затруднять протаскивание их по дну и исключать применение трубозаглубительных механизмов.

В последнее время при строительстве морских трубопроводов нашли применение пригрузки сплошными покрытиями из бетона, усиленного арматурой, поверх слоя антикоррозионной изоляции.

Бетонные и другие сплошные покрытия часто применяют при протаскивании трубопровода по дну моря без изгиба или с изгибом по кривой большого радиуса, чтобы предотвратить образование трещин.

Кроме того, сплошное покрытие хорошо защищает изоляцию и дает возможность применять наиболее производительные трубозаглубительные снаряды, перемещающиеся вдоль уложенных трубопроводов.

Особый интерес представляют специальные балластные покрытия, в состав которых входит асфальтовая мастика с частицами стекловолокна и утяжеляющими материалами. Такие сплошные покрытия имеют одновременно антикоррозионные свойства. Их объемный вес может составлять от 2,08 до 3,84 т/м³ в зависимости от количества добавляемых материалов [15].

Высокая пластичность этих покрытий исключает образование трещин при изгибе трубопровода в процессе укладки. Применение подобных покрытий, являющихся одновременно изоляционными материалами, допускает укладку трубопроводов методом наращивания с плавучих средств с изгибом в пределах упругих деформаций металла труб.

В отдельных случаях в спокойных акваториях с устойчивыми грунтовыми условиями, а также при прокладке трубопроводов через пойменные и заболоченные участки устойчивость может быть обеспечена винтовыми или другими видами металлических анкером.

Регулирование плавучести и установление определенной массы трубопроводов под водой имеют большое значение при их укладке различными методами. Оснащение трубопроводов понтонами (буями) необходимо при транспортировке их на плавку к месту укладки (рис. 6). Особенно точное регулирование массы трубопровода под водой необходимо при укладке на большие глубины для ограничения чрезмерных напряжений, возникающих от изгиба трубы, и установления оптимальных значений усилия натяжения трубопровода.

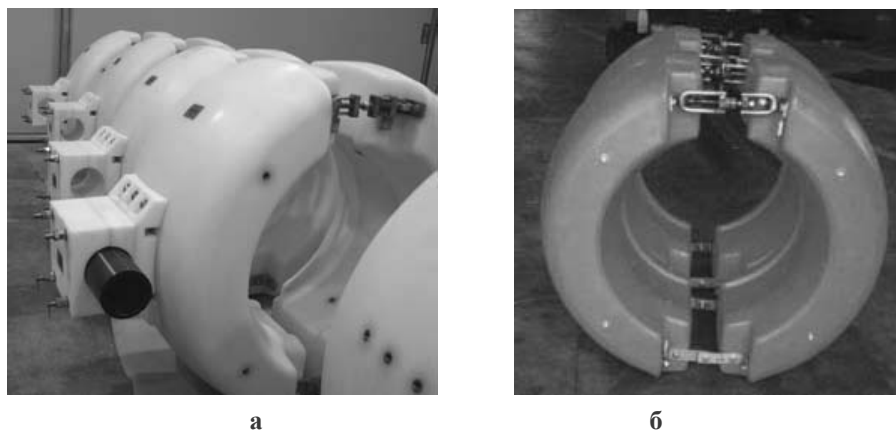


Рис. 6. Буи для подводных трубопроводов

При этом регулируемую плавучесть трубопровода можно создать и с помощью конструкции понтона, работающей по схеме поршень в цилиндре. Поршень отделяет сжимаемый газ от гидростатического давления окружающей воды. С увеличением глубины погружения поршень сжимает газ, и плавучесть понтона уменьшается, при подъеме понтона плавучесть его увеличивается [8].

Регулирование плавучести трубопровода вблизи дна можно осуществлять с помощью понтонов с присоединенными цепями. Понтоны с присоединенными цепями позволяют удерживать трубопровод на определенном расстоянии от дна. Для этого трубопровод оснащают понтонами таким образом, чтобы он имел небольшую положительную плавучесть, затем к понтонам присоединяют металлические цепи. Если трубопровод находится на значительном расстоянии от дна, то цепи свисают, не касаясь дна, и придают всей системе отрицательную плавучесть, и трубопровод погружается. Когда цепи частично лежат на дне, масса их свисающих частей уравнивает плавучесть трубопровода с понтонами, удерживая трубопровод на определенном расстоянии от дна.

Выводы. В результате анализа эксплуатирующихся на данный момент морских трубопроводных систем на примере морских газопроводов можно сделать следующие выводы:

1. Выполнен анализ проектов, в том числе реализованных на практике, морских подводных нефтегазопроводов. Эти линейные объекты оке-

анотехники являются эффективными средствами транспортировки нефти и газа при освоении нефтегазовых ресурсов континентального шельфа морей и океанов. В ближайшие десятилетия с увеличением мировой добычи газа и нефти из месторождений континентального шельфа потребности в морских трубопроводах будут нарастать.

2. Основным направлением в развитии подводных трубопроводов является увеличение протяженности трассы, глубины прокладки, а также пропускной способности системы за счет увеличения диаметра труб.

3. На надежную эксплуатацию данных подводных трубопроводных систем влияют волнение (особенно на мелководье), подводные морские течения, гидрологические условия, динамическое воздействие транспортируемого груза, гидростатическое давление воды (для глубоководных систем), а также методы и средства удержания в фиксированном положении под грунтом, на морском дне либо в толще воды.

4. В результате исследования статистических характеристик морских подводных трубопроводов, разработана методика расчета и оценки строительной стоимости морских нефтегазотрубопроводов. На основе использования полиномиальной зависимости строительной стоимости подводных трубопроводов от длины нити и глубины прокладки трубопровода можно получить оценочную стоимость постройки магистральных газопроводов на начальном этапе.

Список литературы:

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.П. Подводные трубопроводы. Москва, 1979. 207 с.
2. «Голубой поток». ПАО «Газпром», 2015. URL: www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/blue-stream.
3. Искандеров И.А. Вопросы проектирования и строительства морских трубопроводов. Баку: Азернешр, 1970. 213 с.

4. Капустин К.Я., Камышев М.А. Строительство морских трубопроводов. Москва, 1982. 135 с.
5. Морские трубопроводы / Ю.А. Горяинов, А.С. Федоров, Г.Г. Васильев и др. Москва: Недра-Бизнес-центр, 2001. 131 с.
6. Нагорный В.П., Глоба В.М. Магистральные трубопроводы. Киев: НАН Украины, Институт геофизики им. С.И. Субботина, 2012. 310 с.
7. Польща пропонує новий газопровід з Норвегії, щоб замінити поставки з РФ. *Європейська правда*. 19.10.2016. URL: <http://euointegration.com.ua/news/2016/10/19/7056115>.
8. Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов. Р 125-72. Москва: ВНИИСТ, 1972. 117 с.
9. «Северный поток-2». *Газпром*. 29.11.2018. URL: <http://www.gazprom.ru/projects/nord-stream2/>.
10. «Южный поток с препятствиями». *Вокруг газа*. 18.03.2011. URL: www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/juzhnyj-potok.
11. Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ali Ghalambor. Offshore Pipelines. USA: ELSEVIER, 2005. 303 p.
12. Gas Pipeline For Algeria. The New York Times. 1993-08-02. Retrieved 2009-07-29.
13. Germanischer Lloyd Allgemeine Grundsätze für Verlegung, Prüfung und Überwachung von Rohrleitungen unter Wasser. Hamburg, 1973.
14. Hayes, Mark H. Algerian Gas to Europe: The Transmed Pipeline and Early Spanish Gas Import Projects. – Working Paper #27. Stanford University, Program on Energy and Sustainable Development. Pp. 26–27. Retrieved 2009-07-29.
15. Improving the Safety of Marine pipelines. National Academies Press, 1994. 156 p.
16. Nord Stream. Consulting Services on Natural Gas Sector in Russia URL: www.eegas.com/nord_ru.htm. “Russian Gas Insight”, 2007.
17. Rules for, the design, construction and inspection of submarine pipelines and risers. Printed by Det norske Veritas, Oslo, 1976.
18. “Work begins on Maghreb-Europe gas pipeline”. Europe Energy. 1994-10-14. Retrieved 2009-07-29.

ЛОГІСТИЧНІ ПРОЕКТИ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВІДІВ

У статті розглянуто основні технічні характеристики найбільших морських трубопровідних систем. Виконано аналіз особливостей експлуатації цих лінійних об'єктів океанотехніки. Досліджено статистичні характеристики морських газопроводів. Розроблено методику оцінювання будівельної вартості морських газопроводів.

Ключові слова: морська логістика, підводний трубопровід, океанотехніка, лінійний об'єкт, позиціонування.

LOGISTIC PROJECTS OF SEA PIPELINES

The main technical characteristics of the largest offshore pipeline systems were considered. The analysis of the features of the ocean technology linear objects operating data was executed. The statistical characteristics of offshore gas pipelines were investigated. The method for estimating the construction cost of offshore gas pipelines has been developed.

Key words: maritime logistics, offshore pipeline, ocean technology, linear object, positioning.