

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	2
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	4
1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	5
1.1 Характеристика блока Mahalo	5
1.2 Геоморфология и гидрология Средиземного моря	7
1.3 Климатическая ситуация района проектирования	9
1.4 Проектирование трассы трубопровода	9
2 ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ МОРСКОГО ГАЗОПРОВОДА	12
2.1 Конструкция морского трубопровода.....	12
2.2 Трубоукладочные и вспомогательные суда	14
2.3 Технология сооружения морского трубопровода.....	16
2.3.1 Подготовительные работы	16
2.3.2 Земляные работы.....	17
2.3.3 Сварочно-монтажные работы	17
2.4 Защита от коррозии.....	24
2.4 Очистка.....	25
2.5 Испытание трубопровода	26
3 РАСЧЕТЫ	28
3.1 Расчет трубопровода на прочность	28
3.2 Расчет устойчивости трубопровода на дне моря	30
3.2 Расчет режима сварки	33
3.3 Расчет необходимого количества материалов	36
3.4 Гидравлический расчет.....	38
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	41
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	42

ВВЕДЕНИЕ

Поиск, разведка и добыча нефти и газа на шельфе Мирового океана приняли в настоящее время широкий размах. Поисковые геолого-геофизические исследования проводятся у берегов почти всех стран.

В настоящее время нефтегазовый комплекс является основным видом энергоснабжения населения и промышленности. Не является исключением и Египет. Так, по данным Всемирного банка, внутреннее потребление природного газа в Египте в 2014 году составило 44 млрд куб. м. Разведка и разработка месторождений в Египетском секторе Средиземного моря является ключевым фактором независимости Египта от импорта углеводородов и колебаний рынка.

Важным фактором является увязка добычи газа с потреблением. Добывающие скважины находятся далеко от берега, поэтому вопросы сооружения морских трубопроводов являются актуальными.

С освоением морских нефтяных и газовых месторождений связано сооружение многочисленных подводных трубопроводов — по существу отдельной отрасли гидротехнического строительства.

Под морской трубопроводной системой подразумевается взаимосвязанная система морских магистральных трубопроводов и стояков, обеспечивающих транспортировку жидких и газообразных углеводородов (нефть, конденсат, природный бензин, сжиженный газ, нефтепродукты и их фракции в жидком виде, углеводороды в газообразной форме) от морских месторождений к береговым базам. Морской нефтегазопровод представляет собой ту часть трубопровода, которая расположена ниже водной поверхности при максимальном приливе.

					Проектирование морского газопровода «Блок Mahalo – газоперерабатывающий завод Osiris Petroleum»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Пранничук А.В.			Введение				
Руковод.		Дутова Е.М.							
Консульт.		Шадрина А.В.							
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.							
					Лит.	Лист	Листов		
						10			
					ТПУ гр. 2Б2А				

Подводные переходы наземных трубопроводов в лиманах приливно-отливных зон и через морские участки также относятся к морским трубопроводам. Стояк нефтегазопровода представляет собой соединительный вертикальный трубопровод между морским трубопроводом и оборудованием на добывающей платформе.

Обычно проектирование трубопровода выполняют в три стадии: технико-экономическое обоснование (ТЭО), технический проект, рабочие чертежи. Две последние стадии часто объединяют в одну — технорабочий проект. ТЭО разрабатывают на основании имеющихся картографических материалов и минимального объема инженерных изысканий вдоль намеченной трассы трубопровода. Оно необходимо для определения оптимального варианта трассы трубопровода и выбора основных конструктивных элементов его, а также для выбора способов укладки и заглубления трубопроводов и определения номенклатуры оборудования для строительства.

Объектом исследования в данной работе является проектирование морского газопровода от добывающей платформы, находящейся на шельфе до нефтеперерабатывающего завода, расположенного на берегу. Данная работа может применяться в качестве основы для ТЭО и технического проекта.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

По данной тематике особенно стоит выделить два патента:

1. Патент RU 2229053 «Судно-трубоукладчик и способ прокладки трубопроводов». Предлагаемое изобретение относится к строительству и используется при сооружении подводных трубопроводов. В патенте описываются способы укладки трубопровода на дно моря “S-способом” и “J-способом” при помощи барж или трубоукладочных судов.

2. Патент RU 2230967 «Судно-трубоукладчик (варианты) и способ прокладки трубопроводов (варианты)» более подробно описывает укладку трубопровода, выделяя основные особенности технологических процессов и применяемой техники.

Авторами патентов являются Бьянки Стефано и Синьяролди Терезио, а владелец — компания Saipem S.p.A., предоставляющая услуги по технологии, организации поставок, управлению проектами и строительству в нефтегазовой сфере.

Свод правил СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» является основным документом, регулирующим строительство и эксплуатацию магистральных трубопроводов. Расчеты, представленные в документе, используются для определения прочности и устойчивости трубопроводов. Кроме того свод правил устанавливает мероприятия по охране окружающей среды, требования к защите трубопроводов от коррозии, материалам и изделиям, применяемым для строительства.

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

Разработка блока Mahalo является самым перспективным из всех проектов добычи сырья в Египетском секторе Средиземного моря.

Район строительства морского газопровода «Блок Mahalo — ГПЗ Osiris Petroleum» расположен в Средиземном море на северо-западе от береговой линии города Александрия (Арабская Республика Египет).

1.1 Характеристика блока Mahalo

Блок Mahalo находится в северо-западной части региона, в 110 километрах от береговой линии. Глубина моря здесь достигает 2200 метров. По результатам проведенной 3D-сейсморазведки эксперты «Osiris Petroleum» оценивают вероятность открытия залежи на блоке в 100 %. Газоносный пласт месторождения залегает на глубине 4000 метров ниже уровня моря, предполагаемая площадь месторождения оценивается в 114 квадратных километров, а эффективная мощность — в 30 метров. Насыщенность продуктивного пласта залежи углеводородами составляет 80 %. Пористость пород-коллекторов составляет 22%. Объемный коэффициент газа — 0,0203. [1]

В основном, при прогнозировании показателей разработки месторождений представляются запасы, подсчитанные объемным методом. По этому методу запасы газа определяются по формуле [2]:

$$Q_{\text{зан}} = \frac{F_{\Gamma} \cdot h_{\Gamma} \cdot m_{\Gamma} \cdot \alpha_{\tau}}{b}$$

где F_{Γ} — площадь газоносности, м²;

h_{Γ} — газонасыщенная толщина, м;

					Проектирование морского газопровода «Блок Mahalo – газоперерабатывающий завод Osiris Petroleum»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Пранничук А.В.			Характеристика района строительства	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Дутова Е.М.					13		
Консульт.		Шадрина А.В.				ТПУ гр. 2Б2А			
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.							

m_T – газонасыщенная пористость;

α_T – газонасыщенность пористой среды;

b – объемный коэффициент газа.

$$Q_{зан} = \frac{114 \cdot 10^6 \cdot 30 \cdot 0,22 \cdot 0,8}{0,023} = 29,65 \cdot 10^9 \text{ м}^3$$

Исходя из предположительного времени добычи газа на месторождении Mahalo-1 (10 лет) подбирается диаметр газопровода с целью оптимизации затрат. Исходя из расчетов, приведенных в разделе 3, наружный диаметр газопровода принят равным 820 мм.

Суточный объемный расход газа, при этом составит:

$$Q = \frac{Q_{зан}}{t}$$

где t – время, сут.

$$Q = \frac{29,65 \cdot 10^9}{3650} = 8,123 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

Соответственно, секунднй объемный расход составит 94,02 м³/с.

При разработке газовых месторождений можно выделить четыре периода, которые называются стадиями.

Первая стадия (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), когда происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода.

Вторая стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти.

Третья стадия (стадия падающей добычи нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки.

Четвертая (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки.

					Характеристика района строительства	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исходя из периодизации разработки месторождений, предполагается транспортировка углеводородов, добытых на других месторождениях блока, через данный газопровод.

В начале третьей стадии разработки месторождения Mahalo-1 предполагается начало добычи на месторождении Mahalo-2 и так далее. Таким образом, расход в газопроводе «Блок Mahalo — ГПЗ Osiris Petroleum» будет поддерживаться на одном уровне.

1.2 Геоморфология и гидрология Средиземного моря

Сейсмологическая ситуация района спокойная. Вероятность возникновения землетрясений, которые могут повлиять на работу трубопровода крайне низка. [3] Максимальный интервал усилий подземных толчков, возникающих в районе прокладки трубопровода оценивается в $0,4 - 0,8 \text{ м/с}^2$, что соответствует низкому уровню опасности.

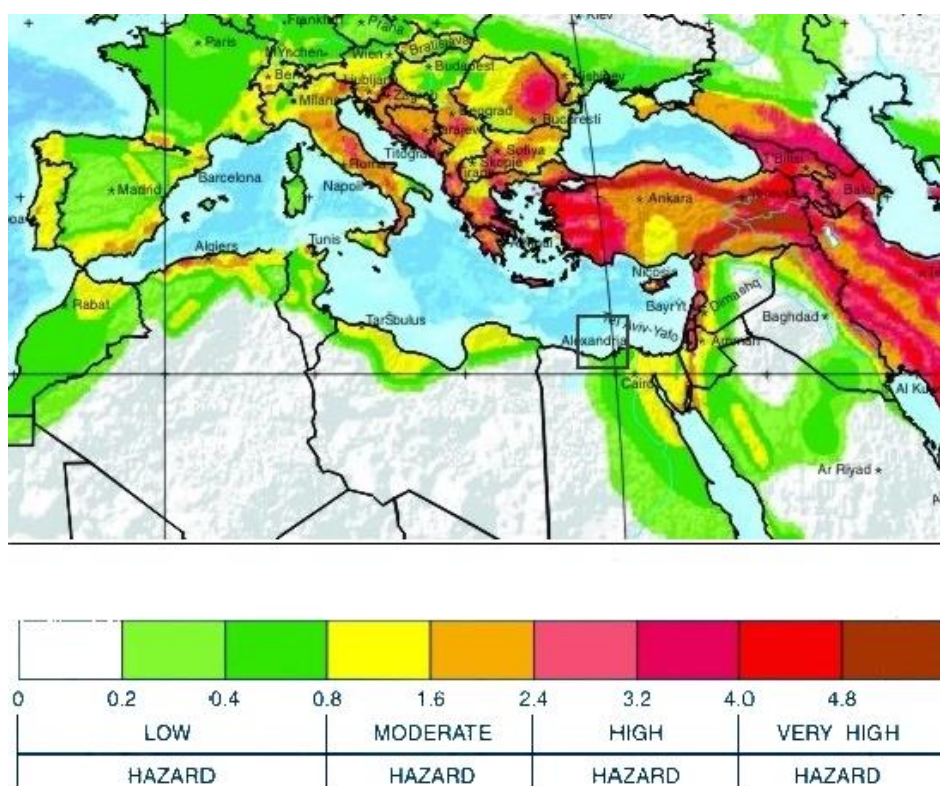


Рисунок 1.1 – Сейсмическая ситуация района проектирования трубопровода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Характеристика района строительства

Лист

15

Дно Средиземного моря распадается на несколько котловин с относительно крутыми материковыми склонами, глубиной 2000—4000 м; вдоль берегов котловины окаймлены узкой полосой шельфа, исключением не является и египетское побережье Средиземного моря, что подтверждает карта глубин

Часть Центрального и Восточный (Левантинский) бассейны заполнены осадочными толщами, в том числе мощными продуктами речных выносов, особенно Нила. На дне этих котловин, по данным геофизических исследований, выделены Гелленский глубоководный жёлоб и Центральный Средиземноморский вал — крупный свод высотой до 500—800 м. Вдоль подножия материкового склона Киренаики прослеживается Ливийский жёлоб, очень четко выраженный в рельефе и слабо заполненный осадками.

Дно во многих местах слагается желтым карбонатным илом, ниже которого залегает синий ил. Вблизи устьев крупных рек синие илы перекрываются дельтовыми отложениями, занимающими большую площадь.

Сопоставляя эти данные со схемой средней многолетней циркуляции поверхностных вод Средиземного моря, представленной на рисунке 1.2, делаем заключение, что дельтовые отложения в районе проектирования трубопровода незначительны или вовсе отсутствуют.

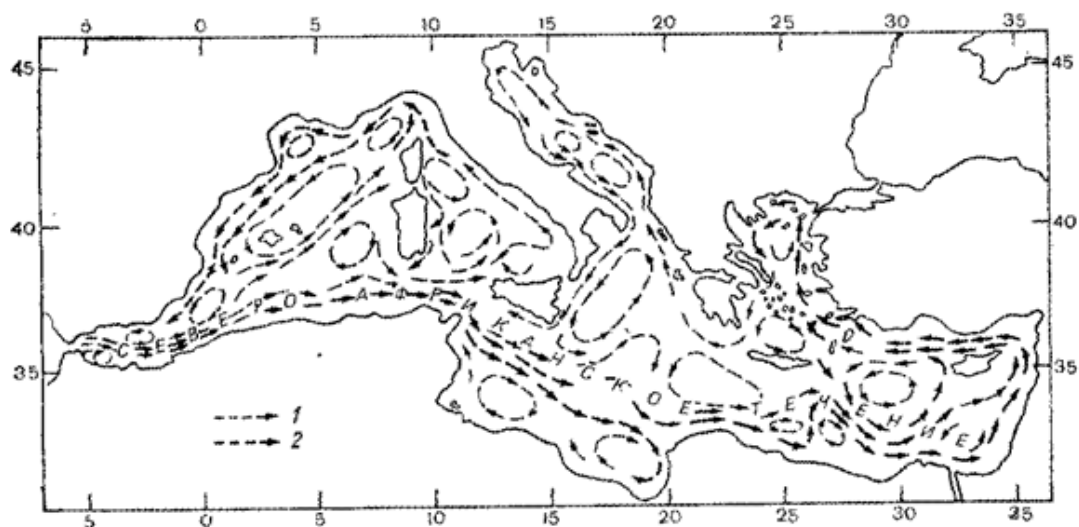


Рисунок 1.2 – Схема средней многолетней циркуляции поверхностных вод Средиземного моря

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Плотность воды составляет 1024 кг/м³. Глубинная толща вод характеризуется весьма однородной температурой. На горизонте 2000 м ее значения составляют 12,9—13°С, в придонном слое — 12,6— 12,7°С в Алжиро-Прованском бассейне и 13,2—13,4°С в море Леванта. В целом температура глубинных вод Средиземного моря отличается высокими значениями. [4]

1.3 Климатическая ситуация района проектирования

Климат данного района определяется положением Средиземного моря в субтропическом поясе и отличается большой спецификой, которая выделяет его в самостоятельный средиземноморский тип климата, характеризующийся мягкой зимой (январь, февраль) и жарким сухим летом (июль август).

Ветровой режим в силу климатических особенностей и географического положения непостоянен.

Зимой над морем устанавливается ложбина пониженного давления атмосферы, что определяет неустойчивую погоду с частыми штормами и обильными осадками; холодные северные ветры понижают температуру воздуха. В летние месяцы наблюдаются сухие туманы и пыльная мгла, выносимая из Африки южным ветром сирокко. В Восточном бассейне развиваются устойчивые северные ветры — этезии.

На основании данных по климатическому режиму, наиболее благоприятные отрезки времени для строительства трубопровода – март-июнь и сентябрь-декабрь. [5]

1.4 Проектирование трассы трубопровода

Основываясь на данных карты глубин Средиземного моря, выбирается наиболее технико-экономически выгодный профиль трассы трубопровода.

					Характеристика района строительства	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

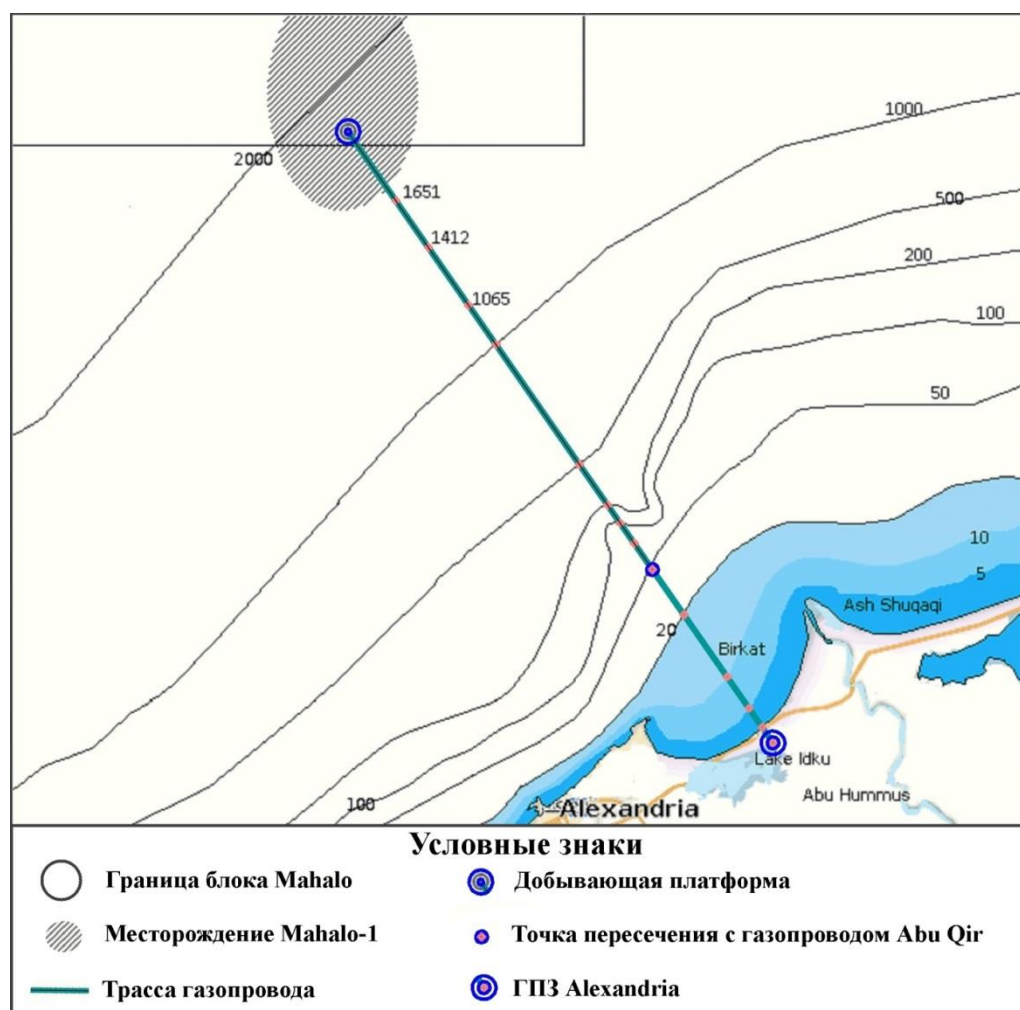


Рисунок 1.3 – Предполагаемая трасса трубопровода

Таблица 1.1 – Глубины и расстояния

№ Точки	Описание точки	Глубина, м	Расстояние от добывающей платформы, км
0	Платформа	1884	0
1		1651	14,1
2		1412	23,715
3		1065	35,578
4		1000	43,679
5		500	68,274
6		200	76,646
7		100	80,3
8		73,8	84,455
9		50	89,465
10	Пересечение с трубопроводом	48,7	89,853
11		20	99,102

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Характеристика района строительства

Лист

18

Продолжение таблицы 1.1

12		10	111,855
13		5	118,341
14	Береговая линия	0	122,226
15	ГПЗ "Alexandria"	-	125,415

Строится продольный профиль по трассе трубопровода на основании таблицы 1.1

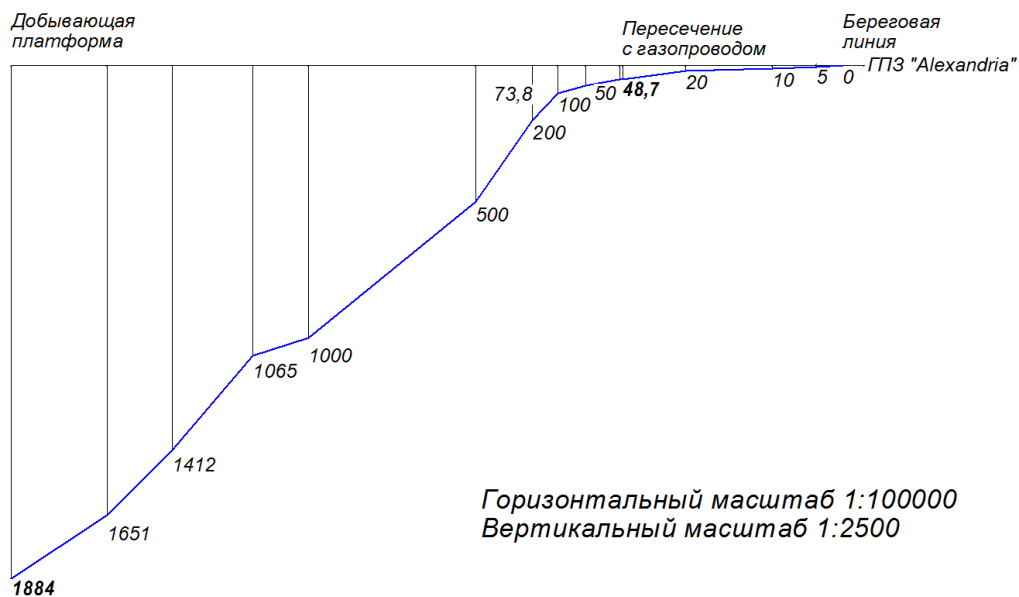


Рисунок 1.4 – Профиль трассы газопровода

2 ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ МОРСКОГО ГАЗОПРОВОДА

2.1 Конструкция морского трубопровода

К строительству подводного трубопровода между платформой Mahalo-1 и ГПЗ “Alexandria” приняты трубы диаметром 820 мм с толщиной стенки 30 мм по стандарту ГОСТ 31447-2012 [6] согласно расчетам на прочность, представленным в разделе 3. Условное обозначение трубы – Труба 3-820х30-K52 ГОСТ 31447-2012. Марка стали 09Г2С – сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций, широко применяется при производстве труб и другого металлопроката. [7]

Механические свойства основного металла труб:

временное сопротивление σ_B – 510 МПа;

предел текучести σ_T – 390 МПа;

относительное удлинение δ_5 – 20 %.

Таблица 2.1 – Химический состав в % стали марки 09Г2С

C	до 0,12
Si	0,5 - 0,8
Mn	1,3 - 1,7
Ni	до 0,3
S	до 0,04
P	до 0,035
Cr	до 0,3
N	до 0,008
Cu	до 0,3
As	до 0,08
Fe	~96-97

					Проектирование морского газопровода «Блок Mahalo – газоперерабатывающий завод Osiris Petroleum»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пранничук А.В.			Технология сооружения морского газопровода		Лит.	Лист
Руковод.		Дутова Е.М.						20
Консульт.		Шадрина А.В.					ТПУ гр. 2Б2А	
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Протяженность трубопровода по участкам представлена в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Протяженность трубопровода по участкам

	Общая протяженность трассы трубопровода	127299 м
1	Линейный участок трубопровода, с аникоррозионным покрытием и футеровкой	125415 м
2	Стояк с аникоррозионным покрытием и футеровкой	1884 м

Каждая труба должна составлять не менее $12 \pm 0,1$ м.

Форма и размеры разделки кромок торцов труб под сварку для толщины стенки более 16 мм на основании СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [8] представлены на рисунке 2.1.

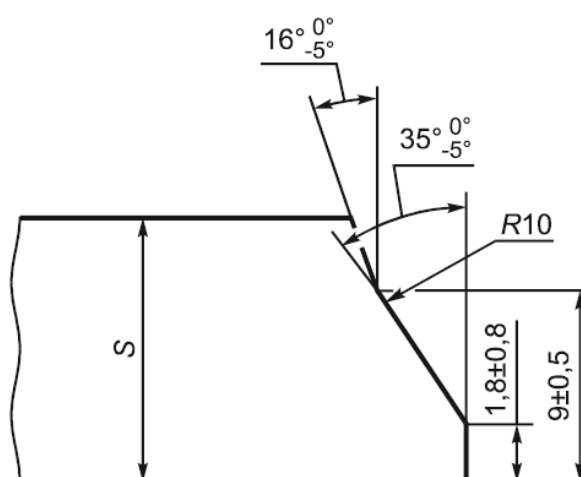


Рисунок 2.1 – Форма и размеры разделки торцов труб

Каждый сварной стык должен быть подвергнут 100% радиографическому контролю в соответствии с НД [8].

На каждый сварной стык наносится противокоррозионное покрытие.

Прокладка линейной части трубопровода производится трубоукладочным судном с использованием трехсекционного стингера.

2.2 Трубоукладочные и вспомогательные суда

В качестве средств проложения трубопровода по дну моря предполагается использовать судна-трубоукладчики «Solitaire» и «Castoro Dieci». ТУС «Castoro Dieci» способно выполнять свои задачи в прибрежной зоне и условиях мелководья. Трубоукладчик «Solitaire», принадлежащий компании «Allseas» (Швейцария) с 1998 года, участвовал в таких проектах, как «Nord Stream» и «Williams Perdido Norte», с максимальной глубиной заложения 2530 метров. [9] Выбор данных судов определяется исходя из особенностей морского дна в районе строительства (максимальная глубина 1884 метра), наличия мелководной части, в которой невозможна работа ТУС «Solitaire». Объем работ, выполняемый данными трубоукладочными судами представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Протяженность трубопровода по участкам

Трубоукладочное судно	Участок трассы, км	Длина нитки газопровода, км
ТУС «Castoro Dieci»	3,189 – 26,313	23,124
ТУС «Solitaire»	26,313 – 125,415	99,102

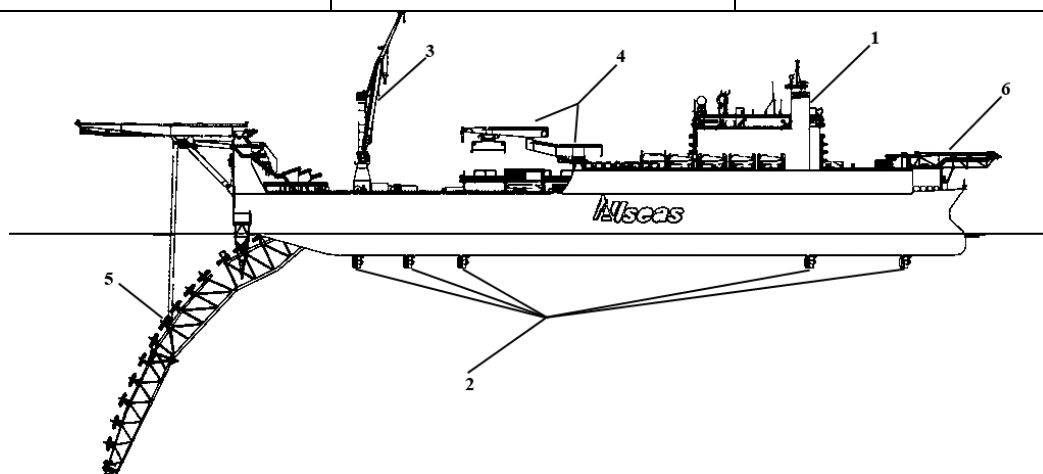


Рисунок 2.2 – Трубоукладочное судно «Solitaire»: 1 – рубка; 2 – движители; 3 – кран, предназначенный для подъема и перемещения труб и грузов с транспортного корабля; 4 – краны, предназначенные для подъема и перемещения труб в пределах палубы ТУС; 5 – трехсекционный стингер;

Таблица 2.4 Характеристики ТУС «Solitaire»

Характеристика	Значение
Длина	300 м
Ширина	41 м
Длина стингера	97 м
Осадка	10 м
Система позиционирования	LR DP (AAA), полностью дублируется системой DP(AA)
Двигатели	10 x 5550 кВт неубирающиеся, с винтами фиксированного шага
Максимальная скорость	13,5 узлов (25 км/ч)
Средняя скорость трубоукладки	2,4 км/сутки
Персонал	420 человек (2 смены)
Цеха	Склад для труб, сварочный цех (5 постов), цех неразрушающего контроля (1 пост), цех нанесения покрытий (2 поста)
Диаметры трубопроводов	От 2” до 60” (от 50,8 мм до 1524 мм)

СДП 3 класса LR DP (AAA) представляет из себя автоматическое и ручное управление местоположением и курсом, при максимальных погодных условиях, во время и после любого единичного отказа активных и пассивных элементов, находящихся в любом из водонепроницаемых отсеков в результате затопления или пожара (две независимые компьютерные системы должны быть разделены водонепроницаемыми или противопожарными переборками. При любом отказе оборудования (включая пожар или затопление одного из машинных отделений, неумышленные действия персонала, вызывающие аварийную ситуацию) судно должно сохранять установленную позицию и курс.

Данная система продублирована СДП 2 класса DP (AA). При выходе из строя единичного активного элемента (генератора, поворотной колонки, распределительного щита, дистанционно управляемого клапана и т.п.) судно

должно сохранять установленную позицию и курс. Смещение судна допускается при выходе из строя единичного пассивного элемента (кабеля, трубопровода, клапана с ручным управлением и т.п.). [10]

Посменная работа позволяет укладывать трубопровод на дно моря без остановки технологических процессов.

Помимо данных судов в прокладке трубопровода будут задействованы транспортное судно для доставки труб «Ocean Spirit», участвовавшее в проекте «Nord Stream», и судно, целью которого является предварительное исследование дна, необходимое для подтверждения результатов предыдущих изысканий и обеспечения безопасности работ (суда обеспечения).

2.3 Технология сооружения морского трубопровода

2.3.1 Подготовительные работы

Требования к погодным условиям при работе трубоукладочного судна: операции по укладке трубопровода должны проводиться при благоприятных погодных условиях на ближайшие __ суток. Если погода может поставить под угрозу точность и безопасность работ, судно будет находиться в режиме ожидания до установки приемлемых погодных условий, при необходимости положение судна будет дополнительно поддерживаться якорями до глубин 150 м; необходимо постоянно проводить контроль изменения погодных условий для остановки работ по строительству трубопровода при ухудшении данных условий

Требования к запасу труб: запас труб на трубоукладочном судне составляет до 500 штук, поэтому для выполнения прокладки трубопровода необходимо использовать дополнительное судно для хранения труб и материалов.

					Технология сооружения морского газопровода	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подготовительные мероприятия на дне моря:

- установка бетонных опор на дне моря в месте пересечения нового трубопровода с существующими трубопроводами;
- выравнивание дна моря.

2.3.2 Земляные работы

Земляные работы на берегу – подготовка траншей для укладки трубы. Ширина траншей, без учета креплений при сварном соединении трубопроводов согласно НД равна 1200 мм. Угол откоса определяется из параметров грунта. [11] Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки 3 м, не более 1:1 [12]

Земляные работы на дне моря – заглубление трубопровода в прибрежной зоне. [13]

2.3.3 Сварочно-монтажные работы

При сооружении морских газо–нефтепроводов широкое применение получила ручная электродуговая сварка. Этот метод сварки ввиду специфических особенностей строительно-монтажных работ продолжает применяться при прокладке морских трубопроводов. Применение автоматических методов сварки при строительстве морских трубопроводов обусловлено прежде всего необходимостью обеспечения высокого качества сварных соединений в связи со сложностью условий эксплуатации и ремонта.

Соединения труб при строительстве выполняются сваркой отдельных труб в непрерывную нитку. ТУС «Solitaire» обеспечено аппаратом автоматической сварки УП в среде защитного газа.

Основными достоинствами способа сварки в углекислом газе являются:

1. Хорошее использование тепла сварочной дуги, вследствие чего обеспечивается высокая производительность сварки;

					Технология сооружения морского газопровода	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Высокое качество сварных швов;
3. Возможность сварки в различных пространственных положениях с применением аппаратуры для полуавтоматической и автоматической сварки;
4. Низкая стоимость защитного газа;
5. Возможность сварки на весу без подкладки;

Наибольшее применение сварка в углекислом газе нашла в судостроении, в машиностроении, при сварке трубопроводов, в том числе магистральных, при выполнении монтажных работ, изготовлении котлов и аппаратуры из теплоустойчивых и легированных сталей, заварке дефектов стального литья, наплавке и др.

Применяемые материалы: сварочная проволока и углекислый газ.

Сварочная проволока.

В качестве электрода применяют проволоку марок Св-08ГС, Св-08Г2С, Св-12ГС и др. по ГОСТ 2246—60 [14] в соответствии с маркой основного металла, имеющую повышенное содержание марганца и кремния. Поверхность проволоки должна быть чистой, не загрязненной смазкой, органическими антикоррозионными веществами, ржавчиной, окалиной и др., повышающими разбрызгивание металла и вызывающими пористость шва.

Иногда проволоку подвергают травлению в 20%-ном растворе серной кислоты с последующей прокалкой в печи при 250-280° С в течение 2-2,5 ч. Это обеспечивает получение плотного наплавленного металла с минимальным содержанием водорода. Хорошие результаты дает сварка омедненной проволокой.

Углекислый газ.

Углекислый газ бесцветен, неядовит. При давлении 760 мм рт. ст. плотность углекислого газа 1,98 кг/м³. При температуре 31°С и давлении 75,3 кгс/см² углекислый газ сжижается. Давление сжижения уменьшается при понижении температуры. При минус 78,5°С углекислый газ переходит в жидкость при атмосферном давлении (760 мм рт. ст.). Испарение 1 кг жидкой

углекислоты дает 505 дм³ углекислого газа (при 0° и 760 мм рт. ст.). Хранят и транспортируют углекислый газ в стальных баллонах под давлением 60-70 кгс/см². Баллоны окрашены в черный цвет и имеют надпись желтого цвета «Углекислота». В стандартный баллон емкостью 40 дм³ вмещается 25 кг жидкой углекислоты, которые при испарении дают 12 625 дм³ газа. Жидкая кислота занимает 60-80% объема баллона, остальной объем заполнен газом.

Согласно ГОСТ 16037-80 “Соединения сварные стальных трубопроводов” [14] и ГОСТ 14771-76* “Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные” [15] подбирается тип сварного соединения. Таковым является сварное соединение с условным обозначением С17.

Таблица 2.5 – Сварное соединение

Условное обозначение сварного соединения	С17
Тип соединения	Стыковое
Форма подготовленных кромок	Со скосом двух кромок
Характер выполненного шва	Односторонний
Толщина свариваемых деталей, мм, для сварки УП	3 - 60

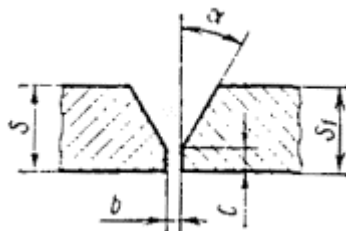


Рисунок 2.3 – Конструктивные элементы подготовленных кромок свариваемых деталей

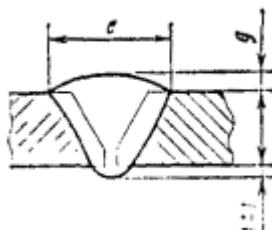


Рисунок 2.4 – Конструктивные элементы шва сварного соединения

Размеры конструктивных элементов, мм приведены в таблице 2.6

Таблица 2.6 – Размеры конструктивных элементов подготовленных кромок, мм

Способ сварки	S=S ₁	b		c		e		g		α, град, ± 2°
		Ном.	Пред. Откл.	Ном.	Пред. Откл.	Ном.	Пред. Откл.	Ном.	Пред. Откл.	
УП	28,0 - 30,0	2,0	+ 1,0 - 2,0	2,0	+ 1,0 - 2,0	28	± 4,0	2	+ 1,0 - 2,0	20

Расчет режима сварки, необходимого количества проволоки и углекислого газа представлен в разделе 3.

2.3.4 Способ укладки трубопровода

Укладка трубопровода будет осуществляться в три этапа:

- 1) подземная укладка на сухопутной части трассы (3192 м) с помощью трубоукладчиков;
- 2) укладка трубопровода в прибрежной зоне с заглублением трубопровода в грунт с помощью ТУС «Castoro Dieci» (23124 м);
- 3) укладка трубопровода в глубоководной части трассы с помощью ТУС «Solitaire» (99102 м).

При строительстве трубопровода «Блок Mahalo — ГПЗ Osiris Petroleum» используют S-метод укладки. На палубе судна находятся несколько сварочных постов. Они расположены в местах, защищенных от дождя и ветра, и предназначены для сварки 12- и 24-метровых отрезков изолированной трубы. По мере движения судна трубу опускают в воду, где она сгибается вниз до тех пор, пока не достигнет точки касания дна, после чего ее форма напоминает латинскую букву S (рисунок 2.5)

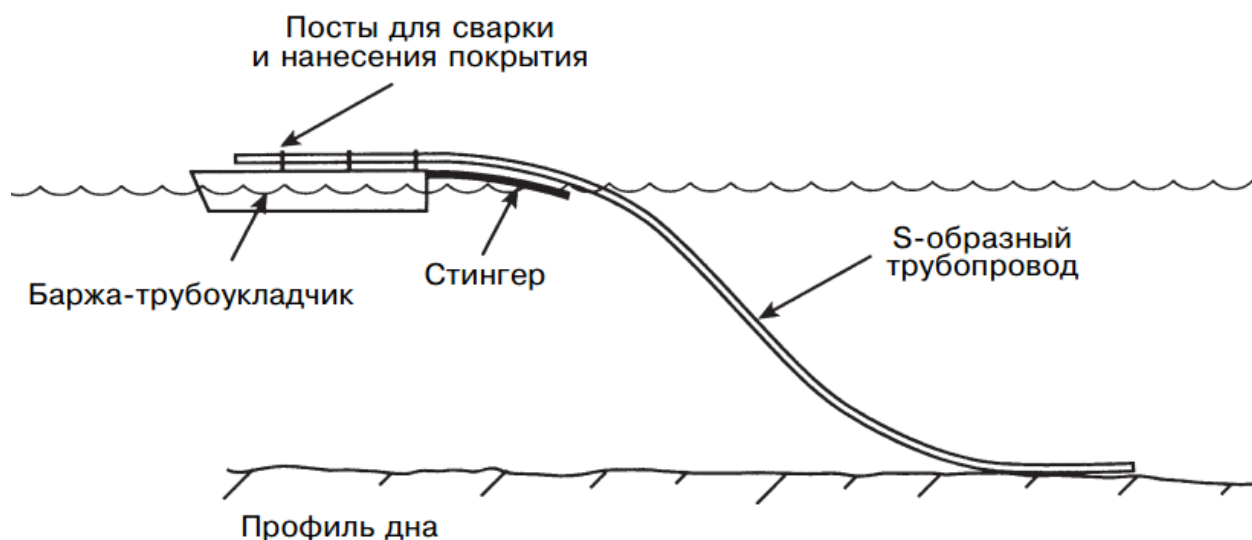


Рисунок 2.5 – Прокладка глубоководного трубопровода по S-образной кривой

Судно при помощи движителей перемещается по трассе, а трубопровод, уложенный на рольганги, сходит с палубы. В кормовой части корпуса судна закреплен шарнирный стингер криволинейной конфигурации, предназначенный для уменьшения изгибающих напряжений в сечениях укладываемого трубопровода.

Специальное спусковое устройство (стингер), выполнено в виде наклонной кормовой рамы ферменной конструкции, служит для поддержания и формирования радиуса кривизны верхней части укладываемого трубопровода.

Наклон стингера может изменяться в зависимости от глубины воды в месте укладки трубопровода. По мере продвижения трубоукладочного судна вдоль трассы трубопровод наращивается при помощи сварочно-монтажного оборудования, установленного на борту судна. При этом применяют следующую технологию укладки:

1. со склада трубы подают на вспомогательную монтажную линию с помощью двух неподвижных кранов малой грузоподъемности;
2. на вспомогательной монтажной линии трубы подвергают разделке кромок, центрируют и сваривают в секции из двух или трех труб, причем качество сварки проверяется средствами рентгенографического контроля;
3. секции труб перемещают на основную монтажную линию с помощью кранов и поперечного конвейера;
4. на сварочных постах монтажной линии трубы стыкуют между собой, центрируют и накладывают сварной шов;
5. трубоукладочное судно перемещается по трассе на длину секции, стык секции и трубопровода перемещается на пост, где производят неразрушающий контроль сварного шва;
6. стык секции и трубопровода в результате перемещения судна по трассе попадает на посты очистки и изоляции стыка, далее трубопровод спускается в воду.

2.3.5 Вертикальная секция трубопровода

Вертикальные секции, выходящие с нефтедобывающей платформы и входящие на нее, могут иметь шесть различных конфигураций: прикрепленный стояк, стояк в трубе, стальной провисающий стояк, стояк с верхним натяжением, колонна труб и гибкий стояк.

Выбор конфигурации осуществляется исходя из типа добывающей платформы и глубины моря. Предполагается добыча газа на платформе одного из двух типов: FPS (floating production systems) и TLP (tension leg platform), которые представлены на рисунке 2.6. Конструкции данных платформ подразумевают под собой транспортировку углеводородов по средствам стального провисающего стояка.

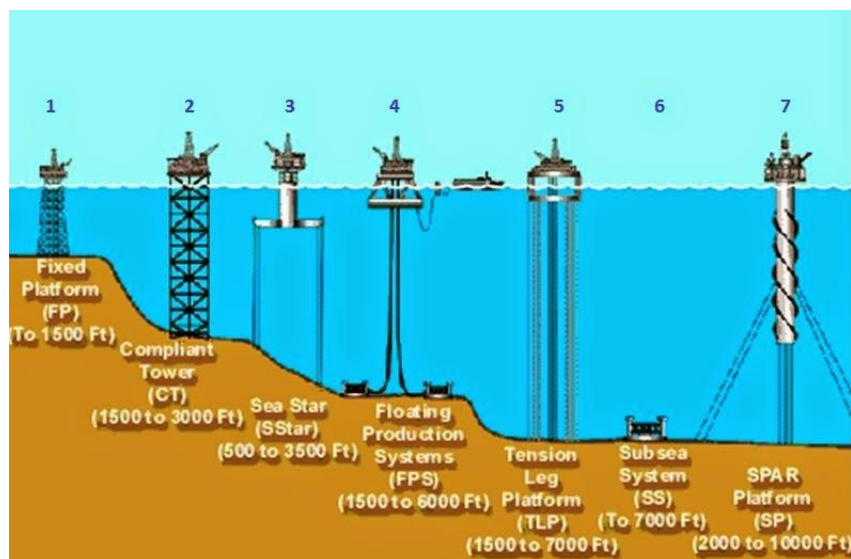


Рисунок 2.6 – Типы добывающих платформ. 1: FP – стационарная (неподвижная) платформа; 2: CT – платформа с основанием типа "гибкая башня"; 3: SStar – платформа типа "морская звезда"; 4: FPS – плавучая нефтедобывающая система; 5: TLP – платформа с натяжным вертикальным якорным креплением; 6: SS – подводная добывающая система; 7: SP – платформа с подводным основанием цилиндрического типа

Стальные провисающие трубопроводы представляют собой изящное решение для соединения с плавучими основаниями на глубоководье. Монтаж таких трубопроводов осуществляется прокладыванием труб предварительно заданной длины, что облегчает их соединение. Они выдерживают значительный дрейф платформы, поэтому могут быть использованы на платформах с натяжным вертикальным якорным креплением (TLP) и плавучих нефтедобывающих системах (FPS). Однако значительные движения могут вызвать усталость металла в точках касания и подвеса, либо неподалеку от них.

2.4 Защита от коррозии

Морские трубопроводы в процессе длительной эксплуатации подвержены наружной и внутренней коррозии. Интенсивность наружной коррозии труб, возрастающая в морской среде, зависит от многих факторов и имеет тенденцию к постепенному снижению во времени. Для предотвращения коррозионных разрушений, и, следовательно, увеличения срока службы проектируемого морского газопровода предусмотрена пассивная система защиты трубопровода защитным покрытием.

Требования к защитным покрытиям и показатели свойств защитных покрытий представлены в ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»[16]. На основании данного НД выбирается конструкция защитных покрытий строящихся трубопроводов №11.

Условия нанесения покрытия – заводское или базовое.

Тип покрытия – усиленное.

Конструкция (структура) защитного покрытия – мастичное полимерное армированное: грунтовка полимерная; мастика изоляционная битумно-полимерная толщиной не менее 2,0 мм; нитепрошивная стеклосетка, пропитанная битумно-полимерной мастикой, толщиной не менее 1,8 мм; лента изоляционная липкая толщиной не менее 0,6 мм; обертка защитная полимерная толщиной не менее 0,6 мм в один слой.

Толщина защитного покрытия не менее 5мм.

Максимальная температура эксплуатации, К (°C) – 313 (40).

Помимо заводского покрытия предполагается использовать футеровку «Полинит EL-CH» толщиной 40 мм, которая будет защищать трубопровод от механических повреждений и коррозии.

2.4 Очистка

Для очистки внутренней полости трубопровода применяются камеры запуска и приема СОД. В качестве средств очистки и диагностики применяются очистные скребки, профилемеры, дефектоскопы.

Устройство камер запуска и приема ОУ представлено на рисунках 2.7 и 2.8 соответственно.

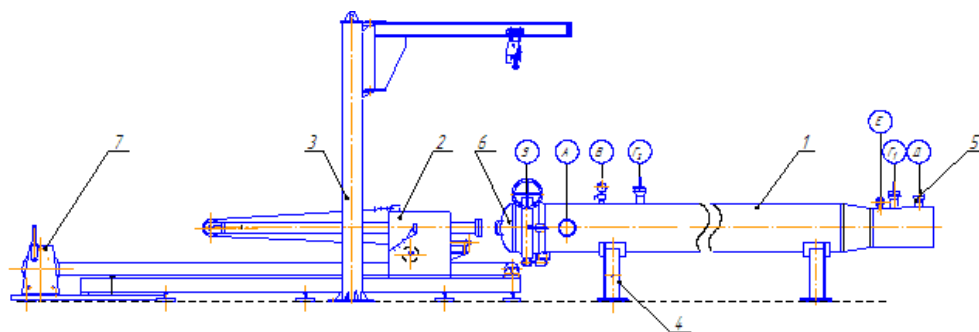


Рисунок 2.7 – Устройство камеры запуска. 1 – корпус камеры запуска;

2 – устройство заправки; 3 – устройство подъемное; 4 – опора;

5 – сигнализатор прохождения; 6 – затвор; 7 – лебедка

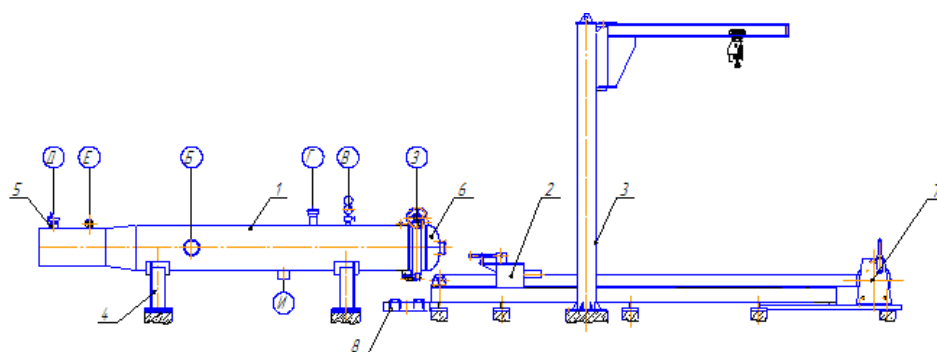


Рисунок 2.8 – Устройство камеры приема. 1 – корпус камеры приема;

2 – устройство извлечения; 3 – устройство подъемное; 4 – опора;

5 – сигнализатор прохождения; 6 – затвор; 7 – лебедка; 8 – лоток

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2.5 Испытание трубопровода

Гидравлическое испытание проводится с целью проверки трубопровода на прочность и герметичность. В соответствии с требованиями СНиП III-42-80 [17] испытания трубопроводов подводных переходов газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки должны производиться в три этапа.

Первый этап – после сварки на строительной-монтажной площадке или стапеле, но до изоляции участков, укладываемых с помощью подводно-технических средств. Испытание производится только гидравлическим способом. Давление при испытании на прочность должно быть равно гарантированному трубным заводом испытательному давлению без учета осевого подпора, продолжительность испытания – 6 ч. Давление при испытании на герметичность должно быть равным рабочему, продолжительность испытания не менее 12 ч.

Второй этап – после укладки, но до засыпки. Испытание нефтепроводов и продуктопроводов должно производиться только гидравлическим способом, газопроводы могут испытываться гидравлическим или пневматическим способом. Давление при испытании на прочность гидравлическим способом должно быть в нижней точке равно гарантированному заводом испытательному давлению без учета осевого подпора, в верхней точке не менее 1,5 рабочего давления для трубопроводов категории В и 1,25 рабочего давления – для трубопроводов категории I; продолжительность испытания – 12 ч. Давление при испытании на герметичность должно быть равным рабочему, продолжительность испытания – не менее 12 ч.

Третий этап – одновременно с прилегающими участками. Испытание нефтепроводов и продуктопроводов должно производиться только гидравлическим способом, газопроводы могут испытываться гидравлическим или пневматическим способом.

					Технология сооружения морского газопровода	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжительность испытания на прочность – 24 ч. При испытании гидравлическим способом давление в нижней точке должно быть равным гарантированному заводом испытательному давлению; для труб, уложенных на прилегающих участках, в верхней точке давление должно быть равным 1,25 рабочего, если прилегающие участки имеют 1 – II категорию, и должно быть равным 1,1 рабочего, если прилегающие участки имеют III-IV категорию. При испытании пневматическим способом давление должно быть равным 1,1 рабочего. Давление при испытании на герметичность должно быть равным рабочему, продолжительность испытания – не менее 12 ч.

Гидравлическое испытание включает следующие основные работы:

установку и снятие заглушек;

установку и снятие испытательной арматуры;

непосредственно испытание трубопровода на прочность и проверку его на герметичность.

При испытании трубопроводов используют плоские и сферические заглушки, а также инвентарные узлы заводского изготовления с заглушками и арматурой. Инвентарный узел состоит из отрезка трубы длиной около 1 м того же диаметра, что и испытываемый трубопровод, с заглушкой и арматурой.

При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения должны применяться проверенные, опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление, равной около $4/3$ от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

О производстве и результатах очистки полости, а также испытаниях трубопроводов на прочность и проверке их на герметичность составляют соответствующие акты.

3 РАСЧЕТЫ

3.1 Расчет трубопровода на прочность

Расчеты трубопровода на прочность и устойчивость приняты согласно НД [8].

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по стандартам на трубы.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

$$R_1 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H},$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый равным 0,66;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые равными соответственно 1,34 и 1,15;

k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый равным 1,15.

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,66}{1,34 \cdot 1,15} = 218,43 \text{ МПа}$$

					Проектирование морского газопровода «Блок Mahalo – газоперерабатывающий завод Osiris Petroleum»								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Пранничук А.В.			Расчеты				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Дутова Е.М.									36		
Консульт.		Шадрина А.В.							ТПУ гр. 2Б2А				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

$$R_2 = \frac{390 \cdot 0,66}{1,15 \cdot 1,15} = 194,631 \text{ МПа}$$

В процессе строительства и эксплуатации морской трубопровод испытывает внешнее гидростатическое и внутреннее (рабочее) давление. Исходя из этого, определена расчётная толщина стенки трубопровода.

Толщину стенки трубопровода по внешнему давлению определяют по формуле:

$$\delta = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot n \cdot r^3 \cdot H \cdot \rho_B}{E}}$$

где n – коэффициент перегрузки расчетного давления, принимаемый равным 1;

r – наружный радиус трубы, см;

H – глубина моря, см;

ρ_B – плотность морской воды, кг/см³;

E – модуль упругости материала трубопровода, кг/см².

$$\delta = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot 1 \cdot 41^3 \cdot 1,884 \cdot 10^5 \cdot 0,001024}{2 \cdot 10^6}} = 2,98 \text{ см}$$

Толщину стенки трубопровода по внутреннему давлению определяют по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}$$

где n – коэффициент перегрузки расчетного давления, принимаемый равным 1,1;

D_H – наружный диаметр, см;

P – расчетное давление в трубопроводе, кг/см²;

					Расчеты	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

R_l – расчетное сопротивление материала.

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

$$P = P_{\text{ЭКС}} - P_B$$

где $P_{\text{ЭКС}}$ – расчетное внутреннее эксплуатационное давление, кгс/см² принимаемое согласно проекта 220 кгс/см²;

P_B – давление столба воды над рассматриваемой точкой трубопровода, кгс/см².

$$P = 220 - 193 = 27 \text{ кгс} / \text{см}^2$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 27 \cdot 82}{2 \cdot (2227 + 1,1 \cdot 27)} = 0,54 \text{ см}$$

Исходя из полученных данных на основании (снп) толщину стенки трубопровода принимаем равной 30мм.

3.2 Расчет устойчивости трубопровода на дне моря

Вес 1 м трубопровода без изоляционного покрытия, Н:

$$G_{TP} = \rho_T \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot (D_H^2 - D_B^2)}{4}$$

где D_B –внутренний диаметр, м;

ρ_T – плотность стали(7850 кг/м³);

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с².

$$G_{TP} = 7850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,82^2 - 0,76^2)}{4} = 5730 \text{ Н}$$

					Расчеты	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием, Н:

$$G_{ИЗ} = G_{ТР} + \rho_{ИЗ} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot (D_{ИЗ}^2 - D_H^2)}{4}$$

где $D_{ИЗ}$ – наружный диаметр трубопровода с изоляционным покрытием, м;

$\rho_{ИЗ}$ – плотность изоляционного покрытия (2250 кг/м³).

$$G_{ИЗ} = 5730 + 2250 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,83^2 - 0,82^2)}{4} = 6016Н$$

Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием и футеровкой, Н:

$$G_{ФУТ} = G_{ТР} + G_{ИЗ} + \rho_{ФУТ} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot (D_{ФУТ}^2 - D_{ИЗ}^2)}{4}$$

где $D_{ФУТ}$ – наружный диаметр трубопровода с изоляционным покрытием и футеровкой, м;

$\rho_{ФУТ}$ – плотность футеровки (2325 кг/м³).

$$G_{ФУТ} = 6016 + 2325 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,91^2 - 0,83^2)}{4} = 8508Н$$

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{газ}$, Н, следует определять по формуле:

$$q_{ГАЗ} = 0,215 \cdot \rho_{ГАЗ} \cdot g \cdot \frac{P_{ЭК} \cdot D_B^2}{z \cdot T}$$

где $\rho_{газ}$ – плотность газа, кг/м³ (при 0°C, 0,1013 МПа) принимаемая согласно ГОСТ 30319.1-96 [18] и результатов курсовой работы [19] 0,747 кг/м³;

z – коэффициент сжимаемости газа, принимаемый согласно [20] равным 0,9112;

T – абсолютная температура, К ($T = 273 + t$, где t – температура газа,

					Расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

°С, принимаемая равной температуре воды 13 °С).

$$q_{ГАЗ} = 0,215 \cdot 0,747 \cdot 9,81 \cdot \frac{22,42 \cdot 76^2}{0,9112 \cdot 286} = 783H$$

Выталкивающая сила воды q_B , Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле:

$$q_B = \frac{\pi}{4} \cdot D_{ФУТ}^2 \cdot \rho_B \cdot g$$

где ρ_B – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м³.

$$q_B = \frac{3,14}{4} \cdot 0,91^2 \cdot 1024 \cdot 9,81 = 6530H$$

Подводный трубопровод будет устойчив на всплытие, если его вес с продуктом будет с достаточным запасом больше выталкивающей силы воды.

Степень устойчивости подводного трубопровода на всплытие определяется коэффициентом запаса K_B , показывающим во сколько раз следовало бы увеличить выталкивающую силу, чтобы привести трубопровод в состояние предельного равновесия. В соответствии с этим, условие устойчивости трубопровода на всплытие можно записать в виде:

$$K_B = \frac{G_{ФУТ} + q_{ГАЗ}}{q_B}$$

$$K_B = \frac{8508 + 783}{6530} = 1,423$$

$K_B > 1$, поэтому трубопровод устойчив на всплытие.

Из результатов расчётов следует, что проектная устойчивость трубопровода из секций труб диаметром 820×30 с трехслойным защитным

					Расчеты	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

покрытием усиленного типа толщиной 5 мм и плотностью 2250 кг/м³ и футеровкой толщиной 40 мм плотностью 2325 кг/м³ при строительстве и эксплуатации обеспечена без дополнительной балластировки.

Таблица 3.1 – Результаты расчета трубопровода на прочность и устойчивость

	Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
1	Сопротивление растяжению (сжатию) R_1	R_1	МПа	218,43
2	Сопротивление растяжению (сжатию) R_2	R_2	МПа	194,631
3	Толщина стенки трубопровода по внешнему давлению	δ	мм	29,8
4	Толщина стенки трубопровода по внутреннему давлению	δ	мм	5,4
5	Вес 1 м трубопровода без изоляционного покрытия	$G_{\text{ТР}}$	Н	5730
6	Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием	$G_{\text{ИЗ}}$	Н	6016
7	Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием и футеровкой	$G_{\text{ФУТ}}$	Н	8508
8	Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода	$q_{\text{газ}}$	Н	783
9	Выталкивающая сила воды	$q_{\text{в}}$	Н	6530
10	Коэффициент запаса выталкивающей силы воды	$K_{\text{В}}$	-	1,423

3.2 Расчет режима сварки

Из данных, представленных в таблице 2.6 раздела 2, находится площадь поперечного сечения сварного шва, мм², согласно методическим указаниям расчета режимов дуговой сварки [21]:

$$F_{\text{ш}} = (S - c)^2 \cdot \text{tga} + b \cdot S + 0,75 \cdot e \cdot g$$

$$F_{II} = (30 - 2)^2 \cdot 0,364 + 2 \cdot 30 + 0,75 \cdot 28 \cdot 2 = 387 \text{ мм}^2$$

Глубина проплавления Н равна 4мм.

Выбирается сила сварочного тока, обеспечивающего заданную глубину проплавления:

$$I_{CB} = \frac{100 \cdot H}{k_h}$$

где k_h – коэффициент пропорциональности, зависящий от условий проведения сварки и принимаемый равным 2,1 мм/А.

$$I_{CB} = \frac{100 \cdot 4}{2,1} = 190,5 \text{ А}$$

Выбирается диаметр электродной проволоки. Ориентировочно он может быть определен по формуле:

$$d_{\text{э}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{I_{CB}}{\pi \cdot j}}$$

где I_{CB} – сила сварочного тока, А;

j – плотность тока, А/мм²;

В первом приближении величина j принимается равной 200 А/мм².

$$d_{\text{э}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{190,5}{3,14 \cdot 200}} = 1,1$$

Во втором приближении величина j принимается равной 160 А/мм².

$$d_{\text{э}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{190,5}{3,14 \cdot 160}} = 1,23$$

					Расчеты	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Диаметр проволоки принимается равным 1,2 мм

Для принятого диаметра электрода и силы сварочного тока определяют оптимальное напряжение дуги, В:

$$U_{\partial} = 20 + \frac{50 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{d_{\partial}}} \cdot I_{CB}$$

$$U_{\partial} = 20 + \frac{50 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{1,2}} \cdot 190,5 = 28,7 В$$

При расчете параметров режима сварки следует учесть рекомендации по количеству наплавленного металла за один проход. Так при сварке в среде защитных газов электродной проволокой диаметром 1,2 – 1,4 мм в вертикальном положении площадь поперечного сечения первого прохода составляет 20 – 40 мм², площадь второго прохода 40 – 60 мм², последующих 40 – 70 мм². Предполагаемые площади поперечных сечений проходов представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Площади поперечного сечения проходов

№ прохода	Площадь поперечного сечения, мм ²
1	25
2	45
3	53
4	53
5	53
6	53
7	53
8	53

Величина коэффициента расплавления рассчитывается по формуле:

$$\alpha_p = 9,05 + 3,1 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{I_{CB}} \cdot \frac{1}{d_{\partial}^2}$$

$$\alpha_p = 9,05 + 3,1 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{190,5} \cdot \frac{1}{1,2^2} = 9,08$$

Скорость подачи проволоки, см/с, определяется по формуле:

$$V_{\text{под}} = \frac{\alpha_p \cdot I_{\text{св}}}{3600 \cdot F_{\text{эл}} \cdot \gamma}$$

где $F_{\text{эл}}$ – площадь поперечного сечения электрода, см²;

γ – плотность электродного металла, принимаемая равной 7,8 г/см³.

$$V_{\text{под}} = \frac{9,08 \cdot 190,5}{3600 \cdot 0,0113 \cdot 7,8} = 5,451 \text{ см/с} = 196,3 \text{ м/ч}$$

3.3 Расчет необходимого количества материалов

При диаметре проволоки 1,2 мм необходимая длина электрода, м, для сварки одного стыка составит:

$$L_c = \frac{F_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_B}{0,785 \cdot d_{\text{э}}^2 \cdot 1000} = 817 \text{ м}$$

Общая протяженность подводной части газопровода составляет 124110 м. Так как длина труб согласно НД равна 12 м, определяется количество сварных стыков. Число стыков N равно 10343.

Длина проволоки, м, для сварки всех сварных соединений подводной части трубопровода находится из формулы:

$$L_{\text{п}} = L_c \cdot N$$

$$L_{\text{п}} = 817 \cdot 10343 = 8450231 \text{ м}$$

Производители электродной проволоки поставляют свою продукцию кассетами или в массовом эквиваленте, поэтому необходимо определить массу проволоки, кг:

					Расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$M_{\Pi} = F_{\text{эл}} \cdot L_{\Pi} \cdot \gamma$$

$$M_{\Pi} = 1,13 \cdot 10^{-6} \cdot 8450231 \cdot 7,8 \cdot 10^3 = 74481 \text{ кг}$$

Необходимое количество термоусаживающейся ленты для изоляции определяется размерами трубы и шириной оголенной части в зоне сварного стыка.

Поставка ленты от производителя для изоляции сварных стыков возможна погонными метрами. Требуемое количество ленты, м, находится по формуле:

$$L_{\text{л}} = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot N$$

$$L_{\text{л}} = 3,14 \cdot 0,82 \cdot 10343 = 26632 \text{ м}$$

Футеровка защищает трубопровод от механических повреждений и является дополнительной изоляцией, поэтому должна покрывать весь трубопровод. Необходимое количество футеровки, м², определяется по формуле:

$$S_{\text{фут}} = \pi \cdot D_{\text{из}} \cdot L$$

где L – длина газопровода, м.

$$S_{\text{фут}} = 3,14 \cdot 0,83 \cdot 124110 = 323456 \text{ м}^2$$

Углекислый газ расходуется с ориентировочной скоростью около одного баллона в час. Так как известна скорость подачи проволоки и общая необходимая длина электрода, определяется количество баллонов углекислого газа:

$$N_{\text{б}} = \frac{L_{\Pi}}{V_{\text{под}}}$$

					Расчеты	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_B = \frac{8450231}{196,3} = 43048$$

3.4 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет газопровода приведен согласно [22].

Объемный расход Q составляет $94,02 \text{ м}^3/\text{с}$.

Массовый расход, кг/с , составляет:

$$G = Q \cdot \rho_{\text{ГАЗ}}$$

$$G = 94,02 \cdot 0,747 = 70,233 \text{ кг} / \text{с}$$

Масса газа, кг , в одном метре трубы на основании расчета его веса $q_{\text{ГАЗ}}$ определяется по формуле:

$$M_{\text{ГАЗ}} = \frac{q_{\text{ГАЗ}}}{g}$$

$$M_{\text{ГАЗ}} = \frac{783}{9,81} = 79,817 \text{ кг}$$

Скорость потока газа v , м/с , составляет:

$$v = \frac{G}{M_{\text{ГАЗ}}}$$

$$v = \frac{70,233}{79,817} = 0,88 \text{ м} / \text{с}$$

Для расчета массового расхода газа по трубопроводу основной является формула:

					Расчеты	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot z \cdot R_g \cdot T} = \frac{\lambda \cdot 16 \cdot G^2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot D_B^5}$$

где P_1^2, P_2^2 – давление в начале и конце газопровода, соответственно, Па;

R_g – газовая постоянная, в соответствии с [19] равна 457,514 Дж/(кг·К);

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

T – абсолютная температура газа, принятая равной 286 К, в соответствии с температурой окружающей среды;

Давление в конце газопровода, Па:

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{\lambda \cdot 16 \cdot G^2 \cdot L \cdot 2 \cdot z \cdot R_g \cdot T}{2 \cdot \pi^5 \cdot D_B^5}}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{TP}}{E^2}$$

где λ_{TP} – коэффициент сопротивления трению для всех режимов течения газа в газопроводе;

E – коэффициент гидравлической эффективности, принимается равным 0,95, если на газопроводе имеются устройства для периодической очистки внутренней полости трубопроводов.

Коэффициент сопротивления трению для всех режимов течения газа в газопроводе определяется по формуле:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot \Delta}{D_B} \right)^{0,2}$$

где Δ – эквивалентная шероховатость труб, в соответствии с [23] для стальных новых труб равна 0,06;

					Расчеты	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Re – число Рейнольдса.

В первом приближении можно принять квадратичный режим течения газа:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot \Delta}{D_B} \right)^{0,2}$$

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,06}{760} \right)^{0,2} = 0,01163$$

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{0,01163}{0,95^2} = 0,01353$$

$$\begin{aligned} P_2^2 &= (22,42 \cdot 10^6)^2 - \\ &- \frac{0,01353 \cdot 16 \cdot 70,233^2 \cdot 125415 \cdot 2 \cdot 0,9112 \cdot 457,524 \cdot 286}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,76^5} = \\ &= 4,962 \cdot 10^{14} \text{ Па} \end{aligned}$$

$$P_2 = \sqrt{4,962 \cdot 10^{14}} = 22,275 \text{ МПа}$$

					Расчеты	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были изучены характеристики района проектирования, основные аспекты технологии строительства газопровода «Блок Mahalo — ГПЗ Osiris Petroleum». Кроме того, приведены расчеты на прочность и устойчивость трубопровода на дне моря, расчеты режима сварки, как неотъемлемой части строительства, и требуемого количества материалов.

К сожалению, отсутствие инженерных изысканий не позволяет точно определить особенности района строительства и накладывает некоторые ограничения на объем расчетов, которые необходимо провести для составления проекта строительства газопровода.

Тем не менее, представленная работа может служить основой для ТЭО и технического проекта.

					Проектирование морского газопровода «Блок Mahalo – газоперерабатывающий завод Osiris Petroleum»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пранничук А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Дутова Е.М.						
Консульт.		Шадрина А.В.				ТПУ гр. 2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Задание кейс-чемпионата Changellenge Cup Technical 2015
2. Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора: Печорское время, 2002. — 895 с.
3. D. Giardini Global Seismic Hazard Map, 1999
4. Б.С.Залогин Моря. Справочное издание "Природа мира" М.: Мысль, 1999. — 400с
5. И. М. Овчинников. Физико-географический очерк Средиземного моря, 1976
6. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
7. ГОСТ 19281-89 Прокат из стали повышенной прочности
8. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы
9. <http://allseas.com/> Официальный сайт компании Allseas Group S.A.
10. Холодов Г.Г. Требования национальных морских классификационных обществ к работам на морских шельфах и системам ориентации судов, оснащенных системами динамического позиционирования, и их классификация. Судоводительский факультет МА МГТУ
11. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты
12. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве
13. Капустин К.Я. Строительство морских трубопроводов. М., Недра, 1982. — 207 с.
14. ГОСТ 2246-60 Проволока стальная сварочная. Технические условия
15. ГОСТ 14771-76* Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные
16. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17. СНиП III-42-80 Очистка полости и испытание трубопроводов
18. ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки
19. Пранничук А.В. Пояснительная записка к курсовой работе «Технологический расчет магистрального газопровода» Томск, ТПУ, 2016
20. Лапшин В.И. Коэффициент сжимаемости газов и газоконденсатных смесей: экспериментальное определение и расчеты. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
21. Трущенко Е.А. Расчет режимов дуговой сварки. Методические указания. Томск, ТПУ, 2015
22. Чухарева Н.В. Расчет простых и сложных газопроводов. Методические указания. Томск, ТПУ, 2010.
23. Сумбатова А.Р. Гидравлический расчет простого трубопровода. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		