



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Инв. № 12077552

Заказчик – ПАО «Газпром»
(Агент – ООО «Газпром инвест»)

ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Этап 67 (седьмой этап обустройства)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

0108.001.008.П67.0004-ПЗ1

Том 1.1



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик – ПАО «Газпром»
(Агент – ООО «Газпром инвест»)

ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Этап 67 (седьмой этап обустройства)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

0108.001.008.П67.0004-ПЗ1

Том 1.1

Главный инженер Саратовского филиала

Р.А. Туголуков

Главный инженер проекта

Д.Д. Салотопов

Инов. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Обозначение	Наименование	Примечание
0108.001.008.П67.0004-ПЗ1-С	Содержание тома 1.1	00
0108.001.008.П67.0004-СП	Состав проектной документации	Отдельный том
0108.001.008.П67.0004-ПЗ1-ТЧ	Раздел 1. Пояснительная записка Часть 1. Общая пояснительная записка Текстовая часть	00
0108.001.008.П67.0004-ПЗ1-КМ	Раздел 1. Пояснительная записка Часть 1. Общая пояснительная записка Ведомость картографических материалов, применяемых в электронной версии документации	00
		000

Согласовано		

Подпись и дата	

Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

0108.001.008.П67.0004-ПЗ1-С					
Содержание тома 1.1					

Инв. № подл.	ГИП	Салотопов				Стадия	Лист	Листов
						П		1
	Содержание тома 1.1							



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

ОБУСТРОЙСТВО ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Этап 67 (седьмой этап обустройства)

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Общая пояснительная записка

Текстовая часть

0108.001.008.П67.0004-ПЗ1-ТЧ

Список исполнителей

Бюро управления проектами объектов добычи № 1

Главный инженер проекта

(подпись, дата)

Д.Д. Салотопов

Содержание

Заверение проектной организации.....	4
Заключение генерального проектировщика	5
Заключение о применяемых альбомах УПР	6
Перечень принятых сокращений	7
Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов	9
Введение.....	10
1 Общие сведения о месторождении и районе работ	11
2 Природные условия района работ	13
2.1 Топографические условия	13
2.2 Природно-климатические условия	14
2.3 Гидрометеорологические условия	15
2.4 Атмосферные явления.....	18
2.5 Ветер	20
2.6 Ледовые условия.....	23
2.7 Гидрологические условия	28
2.8 Сведения об особых природных климатических условиях территории	35
2.9 Сведения о инженерно-геологических характеристиках грунта трассы морского трубопровода.....	36
3 Сведения о сырьевой базе. Проектная мощность.....	39
4 Сведения о функциональном назначении объекта, состав и характеристики производства. Технологические решения	52
4.1 Назначение и состав объекта.....	52
4.2 Номенклатура продукции	54
4.3 Технологические решения по морскому технологическому комплексу	57
4.3.1 Общие сведения	57
4.3.2 Основы проектирования.....	58
4.3.3 Схема технологического процесса.....	59
4.3.4 Подводное оборудование	62
4.3.5 Ингибиторная защита от гидратов	67
4.3.6 Ингибиторная защита от углекислотной коррозии	68
5 Инженерные системы обеспечения объекта	68
5.1 Назначение и цели создание системы АСУ ТП МТК.....	68
5.2 Система автоматизации технологических процессов АСУ ТП МТК	69

6	Характеристика земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства	71
6.1	Сведения о площадях отторжения под объекты проектирования	71
6.2	Описание организации рельефа вертикальной планировкой	72
6.3	Описание решений по благоустройству территории	72
6.4	Зонирование территории земельного участка	72
6.5	Обоснование схем транспортных коммуникаций	72
7	Дополнительные сведения по проекту	72
7.1	Обоснование решений по инженерной подготовке территории, в том числе решений по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных геологических процессов, паводковых, поверхностных и грунтовых вод	72
7.2	Организация аварийно-спасательного обеспечения морских объектов Южно-Кириного месторождения	73
7.3	Численность персонала	74
7.4	Сведения об использовании возобновляемых источников энергии	75
7.5	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков	75
7.6	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	75
7.7	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	75
7.8	Сведения о компьютерных программах, используемых для расчетов конструктивных элементов	76
7.9	Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения	76
7.10	Сведения о применяемой при разработке проектной документации инновационной, в том числе нанотехнологической продукции	76
	Таблица регистрации изменений	77

Главный инженер
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»

_____ Р.А. Туголуков

«_____» _____ 2022 г

№ 81ДС-ГПС-0108/01-22

Заверение проектной организации

Проектная документация «Обустройство Южно-Кириного месторождения». Этап 67 (седьмой этап обустройства) разработана в соответствии с заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, действующими законодательными, нормативными правовыми актами Российской Федерации, с соблюдением требований нормативных документов.

Проектные решения обеспечивают взрыво-пожаробезопасность объекта, экологическую безопасность, безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектной документацией мероприятий, технологических режимов и правил эксплуатации опасного производственного объекта.

Главный инженер проекта

Д.Д. Салотопов

Главный инженер
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»

_____ Р.А. Туголуков

«_____» _____ 2022 г

№ 81ДС-ГПС-0108/02-22

Заключение генерального проектировщика

Проектная документация «Обустройство Южно-Киринского месторождения». Этапы 67 (седьмой этап обустройства) соответствует утвержденному заданию на проектирование, техническим требованиям на проектирование.

Главный инженер проекта

Д.Д. Салотопов

Главный инженер
Саратовского филиала
ООО «Газпром проектирование»

_____ Р.А. Туголуков

«_____» _____ 2022 г

№ 81ДС-ГПС-0108/03-21

Заключение о применяемых альбомах УПР

Применение Альбомов унифицированных проектных решений (УПР) в соответствии с «Перечнем утвержденных Альбомов УПР» в составе проектной документации «Обустройство Южно-Кириного месторождения». Этап 67 (седьмой этап обустройства) не представляется возможным в виду того, что в «Перечне утвержденных Альбомов УПР» отсутствуют унифицированные решения, возможные к применению при разработке проектной документации по данному объекту.

Главный инженер проекта

Д.Д. Салотопов

Перечень принятых сокращений

В настоящем текстовом документе проектной документации используются следующие сокращения и обозначения:

PLET	оконечное устройство трубопровода;
SDU	модуль распределения основного шлангокабеля;
APM	автоматизированное рабочее место
АСО	аварийно-спасательное обеспечение
АСУ	автоматизированная система управления;
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
ВЖК	вахтовый жилой городок;
ГКМ	газоконденсатное месторождение;
ГМС	гидрометеостанция;
ГСУ (НРУ)	гидравлическая силовая установка
ИБП(UPS)	система берегового электроснабжения
КИП	контрольно-измерительные приборы
МТК	морской технологический комплекс;
НМУ(MCS)	наземный модуль управления
ПМУ	подводный модуль управления
ПТК	производственно-технологический комплекс
ПТС	программно-технические средства
САУ	система автоматического управления
СОД	средства очистки и диагностики;
ТНПА	телеуправляемый необитаемый подводный аппарат;
УКПГ	установка комплексной подготовки газа;
ФА	фонтанная арматура;

ЭАО	экстренный аварийный останов
ЭСН	электростанция собственных нужд;
ЭСУ (ЕРУ)	электрическая силовая установка

Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов

Данный раздел проектной документации разработан в соответствии с требованиями действующих законодательных и нормативных правовых актов Российской Федерации, технических регламентов, стандартов, сводов правил и других нормативных документов, содержащих установленные требования, а именно:

- Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию, утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87;
- СТО Газпром 2-1.12-434-2010 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО «Газпром»;
- СТО СМК 17-2008 Стандарт организации. Система менеджмента и качества. «Правила оформления проектной и рабочей документации»;
- Распоряжение №1 ООО «Газпром проектирование» Саратовский филиал от 10.01.2020 г. «О мерах по оформлению текстовой и графической частей проектной документации».

Введение

Целью настоящей работы является разработка проектной документации по объекту «Обустройство Южно-Киринского месторождения». Этап 67 (седьмой этап обустройства) в соответствии с технологической схемой разработки Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения, утвержденной Протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 20.09.2019 № 7623. В соответствии с принятым в основных технических решениях вариантом разработки максимальный проектный уровень годовой добычи свободного газа составляет 21 млрд.м³/год. на 7-й год разработки.

Основаниями для проектирования объекта являются:

- План мероприятий по реализации инвестиционного проекта обустройства Южно-Киринского месторождения с началом добычи в 2023 году, утвержденный приказом ПАО «Газпром» от 11.05.2017 № 319;
- Поручение Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера от 15.03.2018 №01-900;
- Поручение заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова № 03-2458 от 18.03.2019.
- Заказчиком является ПАО «Газпром»;
- Агентом заказчика – ООО «Газпром инвест»;
- Эксплуатирующей организацией – ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

В качестве исходных данных и условий для подготовки проектной документации по объекту использовано:

- Задание на проектирование «Обустройство Южно-Киринского месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Киринского месторождения» от 09.12.2015 №092-2015/1001297, утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым;
- Изменение № 1 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Киринского месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Киринского месторождения» от 13.08.2017 №033-2017/1001297/и1, утвержденное Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым;
- Изменение № 2 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Киринского месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Киринского месторождения» от 20.07.2020 №033-2020/1001297/и2, утвержденное Заместителем Председателя Правления – начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним;
- Изменение № 3 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Киринского месторождения» от 21.12.2021 №209-2021/1001297/и3, утвержденное

Заместителем Председателя Правления – начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним;

- Дополнение к изменению № 3 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» от 21.12.2021 № 209-2021/1001297/и3. Этапы 1-21 (первый этап обустройства), утвержденное Заместителем генерального директора по проектным работам ООО «Газпром инвест» С.В. Пигиным 04.03.2022;

- Изменение № 4 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Кириного месторождения» от 19.09.2022 №233-2022/1001297/и4, утвержденное Заместителем Председателя Правления – начальником Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютиним;

- Технологическая схема разработки Южно-Кириного нефтегазоконденсатного месторождения, утвержденная Протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 20.09.2019 № 7623;

- Комплексные морские инженерные изыскания по проекту «Обустройство Южно-Кириного месторождения». Этап 67 (седьмой этап обустройства) (ш. 0108.001.007.ИИ.0004);

- Протокол рассмотрения и согласования основных технических решений по объекту «Обустройство Южно-Кириного месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Кириного месторождения» №03/36-21 от 15.04.2016;

- «Рекомендации для учета при формировании регламентной проектной документации, разрабатываемой для освоения шельфовых месторождений с применением подводного добычного комплекса» (резолюция заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» В.А. Маркелова от 21.04.2015 № 03-2836).

1 Общие сведения о месторождении и районе работ

Южно-Кириное газоконденсатное месторождение открыто в 2010 г. на северо-восточном шельфе о. Сахалин и находится в пределах Кириного блока проекта «Сахалин-3». Блок примыкает к центральной части острова Сахалин в районе Лунского залива. Западная граница Южно-Кириного месторождения находится на расстоянии 35 км от берега и в 6 км на юго-восток от Кириного месторождения.

Расположенный у тихоокеанского побережья юго-востока России о. Сахалин омывается Охотским и Японским морями. На юго-западе к острову подходит ветвь теплого течения Куроисио, на севере и востоке - холодные воды Охотского моря. Протяженность острова в меридиональном направлении составляет около 948 км, ширина колеблется от 20 до 160 км, общая площадь – 76400 км². Остров отделен от материковой части Татарским проливом. Южная оконечность о. Сахалин находится на расстоянии 45 км от северного побережья японского острова Хоккайдо.

Климат о. Сахалин определяется общими закономерностями атмосферной циркуляции, географической широтой, близостью острова к Азиатскому материку и Тихому океану. Характерная сезонная смена центров действия атмосферы создает «муссонный цикл», который в основном определяет общие климатические условия на острове. На

климатические условия Сахалина и его шельфа влияет также система течений Охотского моря и орография побережья.

На побережье, в районе примыкания к Киринскому блоку, в который входит Южно-Кириновское месторождение, населенные пункты и морские порты отсутствуют. Ближайшие крупные населенные пункты – это административный центр муниципального образования «Городской округ Ногликский» п.г.т. Ноглики и административный центр «Тымовского городского округа». Расстояние от северной части блока до поселка Ноглики составляет около 45 км, до поселка Катангли – 30 км по прямой, а от берега до поселка Тымовское – 68 км. Месторождение расположено в 65 км к юго-востоку от пос. Ноглики.

Автомобильные дороги от побережья, примыкающего к Киринскому блоку, до населенных пунктов Тымовского и Ногликского округов отсутствуют, за исключением дороги для вывоза леса, соединяющей поселок Комрво, находящийся на побережье, с поселками Арги-Паги и Ныш. От поселка Ноглики на юг острова Сахалин идет железная дорога, которая проходит через поселок Тымовское. В устье Набильского залива, в 6 км к востоку от поселка Катангли, расположена пристань, предназначенная для паромных перевозок техники и оборудования через пролив Асланбекова, соединяющий Набильский залив с Охотским морем. Из Охотского моря к пристани Набиль могут заходить суда с осадкой до 3 м. Расстояние от Кириновского блока до пристани Набиль составляет около 35 км.

Административно береговые объекты обустройства Южно-Кириновского месторождения находятся на территории муниципального образования «Городской округ Ногликский». Ближайший крупный населенный пункт – административный центр муниципального образования «Городской округ Ногликский» пгт Ноглики.

Глубина моря на месторождении меняется в интервале 110 – 320 м. По морфологическим особенностям дно является однородным. Рельеф дна представляет собой пологую равнину с небольшим уклоном в сторону моря.

Участок строительства расположен в сейсмически активной зоне. В соответствии с выполненным микросейсмораионированием сейсмическая интенсивность (по шкале MSK 64) на участке строительства составляет:

- для периода повторяемости 1 раз в 500 лет – 5.9 - 7.6 балла;
- для периода повторяемости 1 раз в 1000 лет – 6.1 - 7.8 балла;
- для периода повторяемости 1 раз в 5000 лет – 6.8 - 8.1 балла.

Весь шельф о. Сахалина и Курильских островов относится к водным объектам высшей (особой) категории («Показатели состояния и правила таксации рыбохозяйственных водных объектов. ГОСТ 17.1.2.04-77 (п. 7.2.1.)», «Правила охраны от загрязнения прибрежных морей (свод законов) 1984 г.»). Данный факт обуславливается тем, что шельфовые воды являются местом массового нагула и нереста особо ценных видов (рыбы лососевых пород – горбуша, кета, кижуч, сима, камчатский краб, синий краб, краб-стригун) и других промысловых видов (сельдь тихоокеанская, минтай, навага, различные виды камбал и др.).

В пределах северо-восточной части шельфа о. Сахалин расположены следующие особо охраняемые природные территории:

- комплексный памятник природы регионального значения «Лунский залив»;
- зоологический памятник природы остров «Чаячий»;
- комплексный памятник природы остров «Лявро»;
- государственный биологический заказник «Ногликский»;
- территории питания и нагула серых китов.

В Красную книгу России и в Список угрожаемых видов животных Международного Союза Охраны Природы «МСОП» (IUCN) занесены 22 вида морских млекопитающих Охотского моря. Освоение месторождений на шельфе Сахалина может представлять угрозу для крайне малочисленной Охотско-Корейской популяции серых китов, насчитывающей сейчас не более 100 голов, находящейся на грани полного исчезновения и поэтому включенной в I категорию Красной книги России и Списка МСОП.

Морские птицы в изобилии встречаются в Охотском море, более 20 млн. особей используют ресурсы региона в течение года. Большая часть видов размножается в других регионах и останавливается на берегах о. Сахалин на зимовку, в период сезонной миграции или во время перелетов. Кроме того, побережье залива на северо-востоке о. Сахалин является местом массового отёла оленей.

2 Природные условия района работ

2.1 Топографические условия

Основными морфологическими зонами в рельефе дна являются: шельф (материковая и островная отмель о. Сахалин), материковый склон, на котором выделяются отдельные подводные возвышенности, впадины и острова, и глубоководная котловина. Шельфовая зона (0-200 м) имеет ширину 180-250 км и занимает около 20% площади моря. Широкий и пологий, в центральной части бассейна, материковый склон (200-2000 м) занимает около 65%, а самая глубоководная котловина (более 2500 м), расположенная в южной части моря – 8% площади моря. В пределах участка материкового склона выделяются несколько возвышенностей и впадин, где глубины резко меняются (возвышенности Академии наук СССР и Института океанологии, впадины Дерюгина и ТИНРО). Дно глубоководной котловины представляет собой плоскую абиссальную равнину, а Курильская гряда является естественным порогом, отгораживающим котловину моря от океана.

Также, следует отметить, что рельеф поверхности дна Охотского моря территории представляет собой морскую террасу, осложненную серией береговых валов, расположенных параллельно береговой черте. Грунты песчаные, в связи с чем на территории развиты эоловые процессы в местах с нарушенным, либо отсутствующим растительным покровом. Другим не менее важным процессом, определяющим лито-морфодинамику подводного берегового склона и прибрежной полосы, является ледовая экзарация.

Береговая линия на исследуемом участке в целом выровнена в результате действия абразионных процессов.

2.2 Природно-климатические условия

Проектируемый объект расположен на северо-восточном шельфе острова Сахалин (Охотское море) и находится в пределах Киринского блока проекта «Сахалин-3». Блок примыкает к центральной части острова Сахалин в районе Лунского залива, с севера Кирировский блок ограничивается линией на широте южной границы Набильского залива, с юга – на траверзе устья реки Нампи. Восточная граница блока проходит, примерно, по изобате 320 м и удалена от береговой линии на расстояние около 75 км.

Климат о. Сахалин определяется общими закономерностями атмосферной циркуляции, географической широтой, близостью острова к Азиатскому материку и Тихому океану. Характерная сезонная смена центров действия атмосферы создает «муссонный цикл», который в основном определяет общие климатические условия на острове. На климатические условия Сахалина и его шельфа влияет также система течений Охотского моря и орografia побережья.

Побережье, примыкающее к Кирировскому блоку, административно относится к муниципальному образованию «Городской округ Ногликский» Сахалинской области. В непосредственной близости от района проведения работ населенные пункты и морские порты отсутствуют. Ближайшие населенные пункты - это административный центр муниципального образования «Городской округ Ногликский» поселок городского типа Ноглики и административный центр Тымовского района поселок Тымовское. Расстояние от участка работ до поселка Ноглики составляет порядка 100 км, до поселка Катангли – 90 км по прямой, а до поселка Тымовское – 135 км. Для производства морских работ использовался реконструированный для проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» порт Корсаков. Расстояние до порта Корсаков по морю составляет 700 км (380 морских миль).

Автомобильные дороги от побережья, примыкающего к Кирировскому блоку, до населенных пунктов Тымовского и Ногликского районов отсутствуют, за исключением дороги для вывоза леса, соединяющей поселок Комрво, находящийся на побережье, с поселками Арги-Паги и Ныш. От поселка Ноглики на юг острова Сахалин идет железная дорога, которая проходит через поселок Тымовское. В устье Набильского залива, в 6 км к востоку от поселка Катангли, расположена пристань, предназначенная для паромных перевозок техники и оборудования через пролив Асланбекова, соединяющий Набильский залив с Охотским морем. Из Охотского моря к пристани Набиль могут заходить суда с осадкой до 3 м. Расстояние от Кирировского блока до пристани Набиль составляет около 35 км.

Краткие метеорологические и климатические условия (сухопутные объекты)

Район площадки строительства характеризуется природно-климатическими условиями, представленными в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Краткие метеорологические и климатические условия

№№ пп	Наименование показателей	Значения показателей	Обоснование
1	Расчетные температуры наружного воздуха: Температура воздуха наиболее холодной пяти- дневки обеспеченностью 0.92 Температура воздуха наиболее холодной пяти- дневки обеспеченностью 0.98 Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92 Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98	Минус 30°С Минус 31°С Минус 32°С Минус 34°С	СП 131.13330.2020
2	Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	253 суток	
3	Средняя температура воздуха периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$:	Минус 7,1°С	
4	Нормативное значение веса снегового покрова VII снегового района	3,5 (350) кПа (кгс/м ²)	СП 20.13330.2016
5	Нормативное значение ветрового давления для V ветрового района	0,6 (60) кПа (кгс/м ²)	СП 20.13330.2016
6	Наибольшая скорость ветра, возможная 1 раз в 5 лет	28 м/с	По данным метеостанции Ноглики
7	Средняя скорость ветра за три наиболее холодных месяца	4,2 м/с	По данным метеостанции Ноглики
8	Гололедная нагрузка для IV гололедного района	Толщина стенки гололеда – 15мм	СП 20.13330.2016
9	Климатический район по воздействию климата на технические изделия и материалы	II ₄	ГОСТ 16350-80 “Климат СССР”, чертеж 1
10	Климатический подрайон строительства	IВ	СП 131.13330.2020
11	Строительно-климатическая зона	1 – наименее су- ровые условия	СП 131.13330.2020
12	Зона влажности территории России	1 - влажная	СНиП 23-02-2003 “Тепловая защита зданий”, приложение В и СП 50.1333.2012
13	Сейсмичность района строительства	8 баллов	По результатам Инженерно- геологических и инженерно- геотехнических изысканий, сейсморазведки для карты «В»

2.3 Гидрометеорологические условия

Сроки навигационного периода

Навигационный период в исследуемом районе продолжается с июня по ноябрь. В то же время ввиду того, что осенние месяцы характеризуются высокой штормовой активностью, проведение работ в октябре-ноябре также представляется нецелесообразным.

В соответствии с Приказом Госкомрыболовства РФ от 01.06.2001 N 154 "Об утверждении "Положения о сроках навигации для флота Дальневосточного бассейна" для судов

неограниченного плавания на акватории Охотского моря прилегающей к о. Сахалин от мыса Терпения до мыса Елизаветы установлен навигационный период с 15.06 по 01.11. В отдельные годы возможно более раннее начало навигации в связи с освобождением акватории от льда. Так в 2016 г. (умеренная зима) полное освобождение акватории установилось уже к 25 мая. К середине мая лед на акватории исчез в 2014 г. (мягкая зима). Однако в 2015 г. (очень мягкая зима) прохождение циклонов над южной частью Охотского моря и преобладание ветров с восточной составляющей привело к скоплению в начале июня остатков массива льда в узкой береговой зоне и окончательное его разрушение произошло только в начале второй декады июня.

Температура воздуха

Годовой ход средней многолетней температуры воздуха характеризуется смещением сезонов примерно на один месяц: самым теплым месяцем года является август, а средняя месячная температура воздуха в сентябре выше, чем в июне. Многолетняя средняя годовая температура воздуха по данным ГМС Комрво отрицательна и составляет минус 1,6°С. Абсолютный минимум температуры воздуха за более чем 50-летний период наблюдений составляет минус 41,3°С, а абсолютный максимум – 36,5°С.

Таблица 2.2 - Средние (1966- 2012 гг.) и экстремальные (1959- 2012 гг.) температуры воздуха (°С) по месяцам, ГМС

Параметр	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Абс. минимум	-40,3	-39,7	-36,7	-27,3	-10,1	-5,1	-2,5	-1,5	-3,9	-17,3	-27,1	-41,3	-41,3
Минимальная средняя	-20,2	-19,7	-14,9	-5,9	-0,9	2,7	6,4	8,3	5,7	-0,3	-9,8	-17,2	-5,5
Средняя	-15,8	-14,6	-9,5	-2,4	1,7	5,6	9,2	11,6	9,7	3,6	-5,7	-12,8	-1,6
Максимальная средняя	-11,3	-9,9	-4,8	1,3	5,3	9,4	12,8	15,9	14,3	8,1	-1,5	-8,4	2,6
Абс. максимум	0,9	4,5	15	21,4	29,6	33,4	34,7	36,5	30,3	22,6	16,6	7,4	36,5

В таблице 2.3 приводятся даты наступления и окончания периода устойчивых морозов, который на ГМС Комрво составляет около полугода, а в таблице 2.4 – расчетные температуры самой холодной пятидневки различной обеспеченности по данным ГМС Комрво.

Таблица 2.3 - Средние даты наступления, прекращения и средняя продолжительность устойчивых морозов, ГМС Комрво

Дата наступления	Дата прекращения	Продолжительность (дни)
1 XI	29 IV	181

Таблица 2.4 - Расчетная температура самой холодной пятидневки с обеспеченностью 0,98 и 0,92, ГМС Комрво

Обеспеченность	Температура, °С
0,98	-32,6
0,92	-27,6

Влажность и осадки

Основными факторами осадкообразования над Охотским морем являются циклоническая деятельность и адвекция влажного воздуха с Тихого океана в период летнего муссона. Наибольшее количество осадков в районе выпадает в сентябре, наименьшее – в феврале. Среднее количество осадков по месяцам и за год на ГМС Комрво за период более 45 лет приводится в таблице 2.5, для трех точек вдоль трассы трубопровода по данным ретроспективного гидродинамического моделирования за 30 летний период – в таблице 2.6. Как видно из приводимых данных, по мере удаления от побережья среднее годовое количество осадков снижается.

Таблица 2.5 - Среднее количество осадков (мм) по месяцам и за год, ГМС Комрво

Месяц												VI-XI	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
42	34	42	53	63	52	66	99	95	94	59	45	465	744

Таблица 2.6 - Среднее количество осадков (мм) по месяцам и для года в целом в точках А1, А3 и А2 по данным моделирования WRF, 1985-2015 гг

Точка	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
А1	38,4	33,9	52,9	52,6	68,9	54,2	63,8	92,2	78,1	70,9	55,4	48,4	709,6
А3	38,7	32,8	50,1	51,5	67,2	54,8	57,6	90,9	74,5	72,1	58	49,5	697,7
А2	39,9	32,6	49,2	53,1	64,6	49,9	55,6	83	69,9	73,8	62,5	51,7	685,8

В таблице 2.7 представлена информация по относительной влажности воздуха. Наименьшие средние значения относительной влажности наблюдаются в холодный период (в январе), а наибольшие – в середине лета (в июле). Годовая амплитуда относительной влажности воздуха, по данным станции Комрво, составляет 13% .

Годовой ход средних значений относительной влажности объясняется муссонным характером циркуляции региона. В зимнее время на режим увлажнения сильное влияние оказывает перемещающийся с Азиатского материка к УВ, характеризующийся низкими температурами и малым влагосодержанием. Летом же происходит интенсивный перенос теплого и влажного воздуха с океана на континент.

Таблица 2.7 - Средняя многолетняя относительная влажность воздуха (%) по месяцам и за год, ГМС Комрво

Месяц												VI-XI	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
70	71	76	81	87	91	93	90	85	78	73	72	85	81

2.4 Атмосферные явления

Туманы

Сахалинские туманы обуславливаются муссоном, по своему происхождению являются адвективными, образуются при движении теплых воздушных масс над поверхностью холодных течений с последующим выносом на берег острова. Радиационные туманы возникают лишь во внутренних долинах и наблюдаются сравнительно редко. Наибольшее годовое число дней с туманами наблюдается на восточном побережье, подверженном непосредственному воздействию охладившегося в нижних слоях морского воздуха.

На северо-восточном побережье острова Сахалин, в том числе в районе исследования, туманы наиболее часты. В районе работ по данным ГМС Комрво наблюдается в среднем за год 72 дня с туманом (таблица 2.8).

Туманы наблюдаются преимущественно с апреля по сентябрь. Туманы имеют ярко выраженный суточный ход, и по мере удаления от берега моря он становится отчетливее. Наибольшую повторяемость туманы имеют в ночные часы, днем ослабевают или рассеиваются. В связи с тем, что туманы образуются в приземном слое холодного воздуха, при выносе их на берег понижается температура воздуха. В периоды выноса туманов устанавливается холодная сырая погода со слабыми, а иногда еле заметными в приземном слое воздуха ветрами.

Наибольшее число дней с туманами приходится на июнь-июль и составляет на побережье у района работ в среднем 15-19 дней, в отдельные годы число дней с туманом в июле может достигать 28 дней.

Таблица 2.8 - Средние характеристики туманов по данным ГМС Комрво

Месяцы												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Среднее число дней с туманом												
-	0,0	0,9	4,6	10,7	15,1	18,5	13,6	5,6	1,7	0,6	0,2	71,6
Наибольшее число дней с туманом												
-	1	6	13	17	25	28	26	18	11	4	3	101
Средняя суммарная месячная продолжительность тумана (ч)												
-	0,0	5,0	34,8	90,3	160,9	208,9	131,0	46,5	15,2	3,9	0,7	692,6

Туман может длиться от нескольких часов до нескольких суток подряд. С удалением в море повторяемость и продолжительность туманов в летние месяцы существенно возрастает. Наибольшая средняя месячная продолжительность летних туманов приходится на июль и составляет 209 часов.

Зимой туманы крайне редки и непродолжительны. Среднее многолетнее число дней с туманом в это время года менее 1 по всем районам Сахалина. Это означает, что в эти месяцы туман может наблюдаться не каждый год. По многолетним данным метеорологической станции Комрво за январь не наблюдалось ни одного тумана, а в феврале повторяемость туманов составляет 0,3 случая в 10 лет.

Под ограниченной видимостью понимается метеорологическая дальность видимости 1000 м и менее. На ГМС Комрво наблюдения за метеорологической дальностью видимости производились только в светлое время суток, в ночные сроки наблюдения за видимостью не производились. К светлоте времени суток относятся метеорологические сроки за 21, 00, 03, 06 и 09 UTC в марте–сентябре; 21, 00, 03, и 06 UTC в октябре; 00, 03, и 06 UTC в ноябре–феврале.

По данным за период с 1966 по 2012 гг. была рассчитана повторяемость ограниченной видимости как отношение суммы сроков наблюдений с ограниченной видимостью ко всем срокам наблюдений, в которые производились наблюдения за видимостью, умноженное на 100% (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Повторяемость (%) ограниченной видимости (1000 м и менее) по месяцам, ГМС Комрво

Месяц												VI-XI	Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
6,5	5,3	6,2	7,8	14,1	21,6	27,2	18,4	6,2	3,5	4,8	6,5	14,9	11,8

Примечание: Повторяемость рассчитана по данным наблюдений в светлое время суток.

Обледенение

По многолетним данным ГМС Ноглики атмосферное обледенение может наблюдаться, в основном, с декабря по май (таблица 2.10). В зимние месяцы наиболее часто наблюдается изморозь. Несмотря на то, что максимум повторяемости гололедно-изморозевых отложений приходится на зиму, наиболее опасны они в ноябре-декабре и апреле-мае и связаны с возникновением гололеда и выпадением мокрого снега.

Таблица 2.10 - Число дней и продолжительность обледенения по месяцам по данным ГМС Ноглики

Вид обледенения	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	год
Среднее число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям)											
Гололед		0,04	0,1	0,2	0,7	0,2	0,6	2	3	0,1	7
Изморозь		0,1	1	4	4	5	7	4	0,8		26
все виды		0,1	1	4	5	5	7	5	3	0,1	30
Наибольшее число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям)											
Гололед	1	1	1	3	7	5	3	5	6	2	16
Изморозь		2	6	11	12	16	14	12	3		59
все виды	1	2	6	14	15	16	14	14	8	2	69

2.5 Ветер

Режим ветра исследуемого района определяется муссонным характером циркуляции атмосферы, что выражается в сезонной смене преобладающего направления ветра. Выраженная сезонная смена воздушных течений, обусловленная формирующимся термическим контрастом между континентом и океаном, а также изменением положения основных барических образований, отражается на режиме ветра по всей территории. Сложный горный рельеф и изрезанность береговой линии оказывают влияние на перенос воздушных масс и скорость их перемещения.

Зимой преобладают ветры западного и северо-западного направлений. В летний период господствующими направлениями являются ветры южной и юго-восточной четверти (летний муссон). Летом возрастает повторяемость штилей по сравнению с зимой, преобладающих ветров зимних направлений на летние и наоборот. В начале весны, в марте, все еще преобладают ветры зимних направлений, в мае – летних; перелом осуществляется в апреле, для которого характерно более равномерное распределение повторяемости ветров по румбам. Осенью наблюдается обратная картина. В начале осени, в сентябре, все еще преобладают летние юго-восточные ветры, в ноябре – зимние западные, северо-западные; переходным месяцем является октябрь, в котором так же, как и в апреле, наблюдается более равномерное распределение повторяемости ветра по румбам.

По мере удаления от побережья по трассе трубопровода отмечается уменьшение повторяемости западных ветров и рост северо-западных, а в летнее время рост повторяемости южных румбов.

По данным ГМС Комрво (таблица 2.11) среднее годовое значение скорости ветра составляет 3,6 м/с. Наибольшие средние скорости ветра здесь наблюдаются зимой (максимум – в январе, 4,2 м/с), а наименьшие – летом (в июле и августе, 2,7 м/с). Наибольшая скорость ветра за рассматриваемый период наблюдений отмечалась в ноябре и составила 21 м/с, что объясняется приходящимся на осень максимумом циклонической активности в данном районе. Наименьшие максимальные скорости ветра приходятся на весенне-летний период, а минимум отмечается в июне (12 м/с), что связано со сглаживанием барического поля в эту часть года. Максимумы порыва скорости ветра отмечались в марте и январе и составили 34 и 30 м/с, соответственно, что связывается с прохождением глубоких циклонов.

Таблица 2.11 - Среднемесячные, максимальные скорости и порывы ветра (м/с), ГМС Комрво

Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средняя скорость ветра, м/с (1973-2009 гг.)											
4,2	4,0	3,8	3,7	3,5	3,0	2,7	2,7	3,3	3,8	3,7	4,0
Максимальная скорость ветра, м/с (1973-2009 гг.)											
18	17	21	16	14	12	14	15	14	19	21	20
Максимальный порыв скорости ветра по анеморумбометру, м/с (1977-2009 гг.)											
30	27	34	24	23	17	20	23	23	28	29	27

В течение почти четырех лет (с ноября 2006 по июнь 2010 гг.) в открытом море вблизи Южно-Кириного месторождения, на Лунской площади производились инструментальные измерения скорости ветра, статистики которых приводятся в таблицах 2.12 и 2.13. Как видно из приводимых данных над открытым морем наблюдаются существенно более высокие скорости ветра в сравнении с многолетними наблюдениями ГМС Комрво, располагающейся вблизи побережья. Средние месячные скорости ветра в этот почти четырехлетний период инструментальных наблюдений превышали многолетние значения для побережья более чем в 2 раза. Иной характер имело и относительное распределение скоростей по месяцам: летний минимум скоростей сместился на весну. В зимнее время по результатам этих измерений в среднем в течение зимних месяцев более трети дней наблюдались максимальные скорости ветра (включая порывы) более 15 м/с. Максимальное число дней с такими скоростями за год составило 110, что почти в 2 раза превышает этот максимум для ГМС Комрво (61 день).

Таблица 2.12 - Среднемесячные, максимальные скорости и порывы ветра (м/с), Лунская площадь, ноябрь 2006 – июнь 2010 г

Месяцы											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Средняя скорость ветра, м/с											
12,2	10,2	7,9	6,0	6,8	6,4	6,8	7,5	8,1	10,2	10,6	10,9
Максимальная скорость ветра, м/с											
33	28	25	25	21	22	24	22	25	32	30	33
Максимальный порыв скорости ветра по анеморумбометру, м/с											
42	33	32	35	26	27	25	25	28	36	44	36

Таблица 2.13 - Максимальное число дней со скоростью ветра (включая порывы) более 15 м/с, Лунская площадь, ноябрь 2006 – июнь 2010 г.

Месяцы												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее												
13,5	8,5	6,5	2,5	4,5	1,8	1,7	6,0	5,3	7,8	10,5	12,3	–
Максимальное												
18	11	15	5	6	4	2	12	8	13	13	17	110

На рисунке 2.1 приводятся розы повторяемости ветра для центральных месяцев сезонов (январь, апрель, июль и октябрь) для ГМС Комрво (1977-2012 гг.)

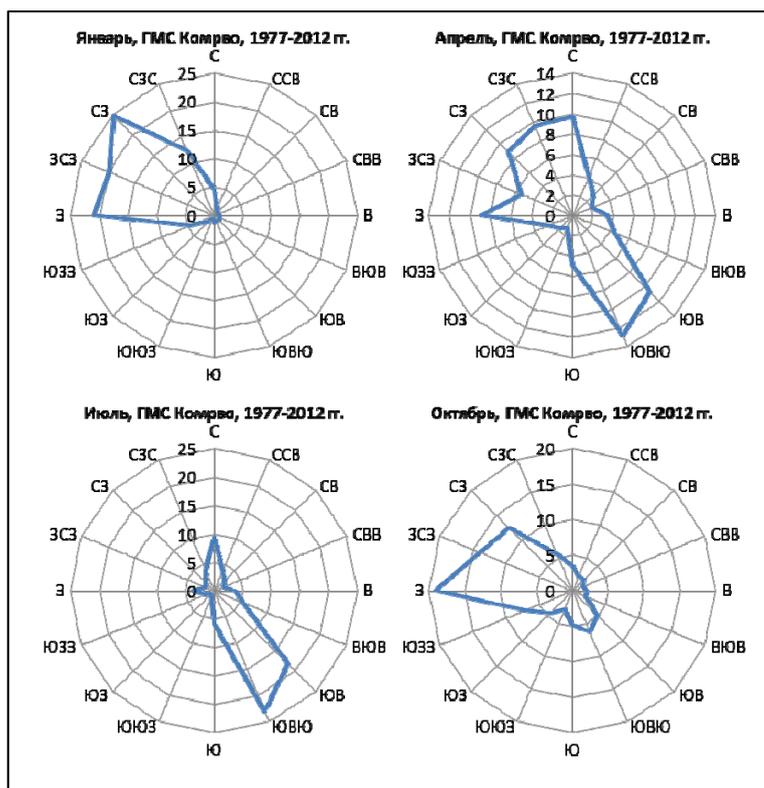


Рисунок 2.1 - Розы повторяемости (%) направлений ветра в январе, апреле, июле и октябре, ГМС Комрво, 1977-2012 гг.

В таблице 2.14 для ГМС Комрво (1977-2012 гг.) приводятся расчетные наибольшие скорости ветра редкой повторяемости с осреднением 10 мин и в порыве.

Таблица 2.14 - Наибольшие скорости ветра (м/с), возможные 1 раз в год, 5, 10, 25, 50 и 100 лет, с интервалом осреднением 10 минут и для порывов ветра, ГМС Комрво, 1977–2012 гг.

Осреднение	Период повторяемости, лет					
	1	5	10	25	50	100
10 мин.	10,4	19,2	20,3	21,3	21,9	22,5
Порыв	23,0	29,6	30,3	32,1	32,9	33,5

2.6 Ледовые условия

Продолжительность ледового периода

Ледообразование на акватории северо-восточного шельфа о. Сахалин начинается в прибрежной зоне и происходит практически одновременно вдоль всего северо-восточного побережья острова. В районе ГМС Комрво самое раннее появление льда было отмечено во

второй декаде ноября. В среднем первое появление льда у берега наблюдается в конце ноября – первой декаде декабря (таблица 2.15). Выход трубопровода ЮКМ находится в 30 км севернее ГМС Комрво, но анализ спутниковых снимков показывает, что начало ледообразования в этих районах происходит практически в одно время. Так в условиях мягкой зимы 2014-2015 гг. появление льда в районе выхода трубопровода и ГМС отмечено 30 ноября, в умеренную зиму 2015–2016 гг. – в первых числах декабря. Устойчивое ледообразование происходит практически сразу за появлением льда в период со второй декады ноября до середины января в зависимости от суровости зимы.

Таблица 2.15 - Основные даты ледовых фаз в период ледообразования в прибрежной зоне

Параметры	Ранняя (мин.)	Средняя	Поздняя (макс.)
Дата устойчивого перехода температуры воздуха через 0° осенью	17.окт	31.окт	23.ноя
Дата устойчивого перехода температуры воды через 0° осенью	30.окт	16.ноя	05.дек
Дата первого ледообразования	13.ноя	25.ноя	11.дек
Дата устойчивого ледообразования	13.ноя	28.ноя	13.января
Дата первого образования заберега или припая	18.дек	29.января	06.апр
Дата начала образования устойчивого припая	21.дек	08.фев	27.мар
Дата первого появления приносного льда	25.ноя	24.дек	17.января

В открытом море лёд появляется на 1-1,5 декады позже (таблица 2.16), практически одновременно на всем протяжении от мелководья до акватории ЮКМ. По результатам анализа спутниковых изображений Landsat в границах 143,25°-144,5°в.д., 51°-52°с.ш. самое раннее появление льда в районе отмечено в начале третьей декады ноября (23.11.2000 г.), самое позднее в первой половине первой декады января. Устойчивое ледообразование происходит, как правило, не позднее пяти дней с момента первого появления льда.

Таблица 2.16 - Основные сведения о ледовом режиме в районе трассы газопровода (143,25°-144,5°в.д., 51°-52°с.ш.)

Характеристика	Даты (период)		
	ранняя	средняя	Поздняя
Первое появление льда ¹	23.11-05.12	11.12-15.12	01.01-05.01
Устойчивое ледообразование ²	05.12-10.12	11.12-15.12	05.01-10.01
Полное очищение ³	04.04-10.04*	16.05-20.05	16.06-20.06
Продолжительность безледного периода	16 декад	20 декад	25 декад
Продолжительность ледового периода	20 декад	16 декад	11 декад

Характеристика	Даты (период)		
	ранняя	средняя	Поздняя
Примечание: *Полное очищение ото льда наблюдается непосредственно в районе наблюдения, восточнее и западнее площадки лед может существовать.			
¹ - днем первого появления льда считается день, когда в осенне-зимний период впервые на наблюдаемом пространстве появляется лед независимо от вида, количества и места образования. Случаи обмерзания свай или камней во внимание не принимаются. Когда это целесообразно, в прогнозах отмечается: ² - днем устойчивого появления льда считается день, когда впервые появился лед и больше не исчезал. ³ - днем полного очищения моря ото льда считается первый день безо льда или день, когда на видимом пространстве моря наблюдаются отдельные льдины (менее 1 балла); наличие стамух и остатков льда на берегу и отмелях во внимание не принимается.			

В районе ЮКМ лед появляется в первые декады декабря. По данным ледовых авиаразведок (1956–1991 гг.) и измерений со спутников установлено, что вероятность встречи льда любого возраста и формы в районе ЮКМ в первой декаде декабря равна 50%. К третьей декаде декабря вероятность близка 100% [Атлас, 2012]. Анализ спутниковых снимков после выхода атласа подтверждает установленную закономерность. Вне зависимости от суровости погодных условий в начале января ледяной покров формируется на всем протяжении от побережья до ЮКМ и далее к востоку вплоть до 150-152° в.д. [Тамбовский и др., 2001]. В январе и феврале ледяной покров достигает максимальной сплоченности. Ширина сплошного ледяного массива может достигать 80 миль.

Наибольшее развитие ледового массива в районе изысканий наблюдается в период с конца февраля по середину апреля. Для этого периода характерно образование ледяных полей наибольшего размера и толщины, наличие гряд торосов, большое разнообразие форм льда, существование полыньи в прибрежной зоне. В этот период исследуемая область практически всегда целиком покрыта льдом, сплоченность которого меняется от 90%-100% в умеренные и суровые зимы до 78–90% в мягкие зимы. И только в очень мягкие зимы под влиянием смены режима атмосферной циркуляции ледяной массив прижимается к берегу и в районе ЮКМ и прилегающего участка трубопровода возможно образование области чистой воды или сильно разреженных льдов. Подобная ситуация наблюдалась в самую мягкую зиму 2014-2015 г. в период со второй декады февраля по третью декаду марта, когда акватория ЮКМ была практически свободна ото льда, но уже в апреле акватория ЮКМ была снова покрыта льдом.

В марте-апреле кромка дрейфующего льда достигает своего максимального восточного положения. С середины апреля начинают преобладать весенние процессы разрушения ледяного покрова. В мае наблюдается интенсивное таяние и разрушение льда. Кромка льда смещается к берегу. Окончательное очищение моря ото льда в районе месторождения в среднем происходит во второй декаде мая. Самая ранняя дата очищения акватории – вторая половина первой декады апреля (например, 2006 г.), самая поздняя – 17 июня (например, Landsat-7, 2009 г.).

В июне происходит окончательное раздробление ледяных полей до битых форм, исчезают молодые льды, в ледяном массиве отмечаются только однолетние льды. К концу июня происходит очищение всей акватории северо-восточного шельфа о. Сахалин ото льда.

По данным спутникового многолетнего мониторинга ледовой обстановки (Japan Meteorological Agency) в исследуемом районе (1971-2015 гг.) самая ранняя дата освобождения моря ото льда в районе проектируемого МТК ЮКМ была 31 марта, а в прибрежной зоне – в районе предполагаемого современного выхода трубопровода на берег – 05 апреля. В таблице 2.17 приведена повторяемость очищения моря ото льда в районе МТК и выхода трубопровода.

Таблица 2.17 - Повторяемость (%) очищения моря ото льда по декадам, район обустройства Южно-Киринского месторождения по данным спутникового мониторинга. 1971-2015 гг.

Месяц	Декада	МТК	Выход трубопровода на берег
Апрель	1	4	2
	2	7	2
	3	11	13
Май	1	11	7
	2	29	27
	3	36	29
Июнь	1	0	18
	2	2	2

За исследуемый период времени в районе МТК чаще всего – в 75% случаев – море освобождалось ото льда во второй – третьей декаде мая. В 23% случаев это происходило в более ранние сроки, в апреле – начале мая. Освобождение моря ото льда в районе МТК в очень ранние даты – первая и вторая декады апреля, происходило 2 и 3 раза за 45 лет наблюдений. В июне море практически свободно ото льда и возможно редкое появление дрейфующего сильно разреженного льда в районе площадки. Один раз за 45 лет наблюдений в 2011 г. лед в районе МТК сохранялся до второй декады июня.

В районе выхода трубопровода на сушу в зоне ЮКМ море освобождалось ото льда в 29% случаев – в третьей декаде мая; в 27% случаев – во второй декаде мая; в 18% случаев – в первой декаде июня и в 13% случаев – в третьей декаде апреля. Более поздние и более ранние даты очистки моря ото льда в прибрежной зоне случались по одному разу за 45 лет (2%).

С мая происходит постепенное очищение прибрежной части района изысканий от припая; окончательное очищение наблюдается в среднем в первых числах июня, а в отдельные суровые годы – в конце июня. Продолжительность ледового периода по наблюдениям в Комрво составляет около 200 дней в году.

Сплоченность и толщина льда. Линейные размеры ледяных полей

Ледовый массив в районе изысканий характеризуется разнообразием линейных размеров и форм присутствующего льда. Этому способствуют процессы дробления льда и

смерзания льда в крупные формы под воздействием динамических и термических процессов в регионе, а также поступление дрейфующего льда из районов северо-западной части Охотского моря, где гидрометеорологические условия способствуют более раннему ледообразованию. В прибрежной зоне этому также способствуют процессы становления и взлома припая. Сплоченность льда в исследуемом районе как в мягкие, так и в суровые зимы в январе - марте достигает максимального значения.

По историческим данным (таблица 2.18) в наиболее суровом в сезонном плане периоде (январь-апрель) на всем исследуемой акватории преобладают льды крупных размеров – свыше 0.5 км. На начальном (декабрь) и конечном (май) этапе ледового периода относительная доля крупных форм льда (более 0,5 км.) существенно уменьшается, и начинают преобладать льды более мелких размеров (до 0,5 км.). В декабре это связано с динамическими процессами, приводящими к активному дроблению крупных форм льда небольшой толщины (взлом припая, деформация льда, вынос льда соответствующих форм с северных акваторий). В мае же это связано с замедлением процессов смерзания мелких форм льда в более крупные за счет повышения температурного фона.

Таблица 2.18 - Среднемесячная повторяемость (%) градаций сплоченности (баллы) и толщины льда (см) и размера льдин (км) в районе изысканий. 1960-2014 гг.

Месяц	Сплоченность (баллы)					Толщина льда (см)						Размеры льда (км)					
	0	1-3	4-6	7-8	9-10	<10	10-15	15-30	30-70	70-120	>120	<0,02	0,02-0,1	0,1-0,5	0,5-1	1-2	2-10
Прибрежный участок (51,0-51,5°с.ш., 143,0-144,0°в.д.)																	
декабрь	7	9	7	27	50	9	50	17	24	0	0	6	8	26	43	17	6
январь	0	0	2	6	92	2	22	24	52	0	0	4	10	16	54	16	4
февраль	0	0	0	2	98	4	22	16	22	33	2	0	7	26	39	28	0
март	0	0	2	4	93	4	7	22	22	24	20	11	11	13	38	27	0
апрель	4	2	4	8	82	0	0	0	34	25	41	40	14	17	6	23	0
Май	26	22	14	14	24	0	0	0	41	21	38	44	37	10	7	2	0
Морской участок (51,0-51,5°с.ш., 144,0-145,0°в.д.)																	
декабрь	21	16	23	16	23	3	25	39	33	0	0	8	18	14	44	16	8
январь	0	0	2	8	90	0	6	16	76	2	0	2	8	30	48	12	2
февраль	0	0	2	4	94	2	2	10	45	37	4	0	18	24	35	33	0
март	0	0	0	2	98	0	0	4	30	49	17	11	22	11	30	26	0
апрель	4	0	2	20	74	0	0	0	37	23	40	46	19	8	4	23	0
Май	38	18	20	14	10	0	0	0	44	22	33	40	51	9	0	0	0

В архиве Landsat имеются изображения, на которых в исследуемом районе зарегистрированы единичные ледяные поля с линейными размерами около 30 км (например,

Landsat-4 от 27 марта 1985 г. и 14 марта 1986 г., рисунок 7). Самое обширное поле в марте 1985 г. со спутника Landsat-5. Его размеры составляли примерно 40×20 км.

По результатам измерений ледяных образований в марте умеренной зимы 2016 г. на космических снимках высокого разрешения средняя длина ледовых образований составляет 2587 м в длину и 1858 м в ширину. Максимальные размеры ледяного поля однолетнего льда составили 11 957 м в длину и 11 207 м в ширину. Анализ спутниковых снимков с начала 21 века для условий разных зим подтверждает, что наибольшего размера ледяные поля характерны для марта и могут достигать 20 км. Вместе с тем ледяные образования такого размера единичны и с большей вероятностью формируются в условиях суровых и умеренных зим. В условиях мягких зим размеры ледяных образований немного меньше. Максимальные размеры ледяных образований в марте 2014 г. (мягкая зима) составили 18 км, а в марте 2015 г. (наиболее мягкая зима) – не превысили 10 км. В целом для марта на акватории изысканий характерны большие ледяные поля, обломки ледяных полей, крупнобитый лед. В апреле размеры ледяных полей не превышают 2 км.

2.7 Гидрологические условия

Волнение

Наиболее полные сведения о характере ветрового волнения на Охотском море приводятся в изданиях [Гидрометеорология..., 1998] и [Справочные данные..., 2003].

Ввиду интенсивной штормовой деятельности и большого водного пространства, вытянутого в направлении преобладающих ветров, Охотское море можно отнести к наиболее бурным морям России. Так, повторяемость штормов в Охотском море составляет 13%, при этом их средняя продолжительность варьируется от 13 суток в западном районе до 26 суток в южном [Гидрометеорология..., 1998]. К характерным чертам штормовой активности на Охотском море относятся следующие особенности:

- с октября по март над Охотским морем преобладает циклоническая деятельность, достигающая своего максимума, как правило, в декабре;
- с апреля по сентябрь усиливается антициклоническая деятельность, достигающая максимума в июне—июле;
- приблизительно половина циклонов выходит на Охотское море в декабре—феврале [Гидрометеорология..., 1998].

Оперативные характеристики

Инструментальные наблюдения за параметрами ветрового волнения на исследуемой акватории осуществлялись ФГБУ «ГОИН» во время полевого сезона 2015 г., а также в ходе ИГМИ прошлых лет в период с осени 2013 г. по лето 2015 гг. (таблица 2.17). В данном разделе рассматриваются результаты обработки данных этих измерений в хронологическом порядке.

Таблица 2.19 - Сроки измерения волнения на акватории Южно-Кириного месторождения в рамках полевых работ

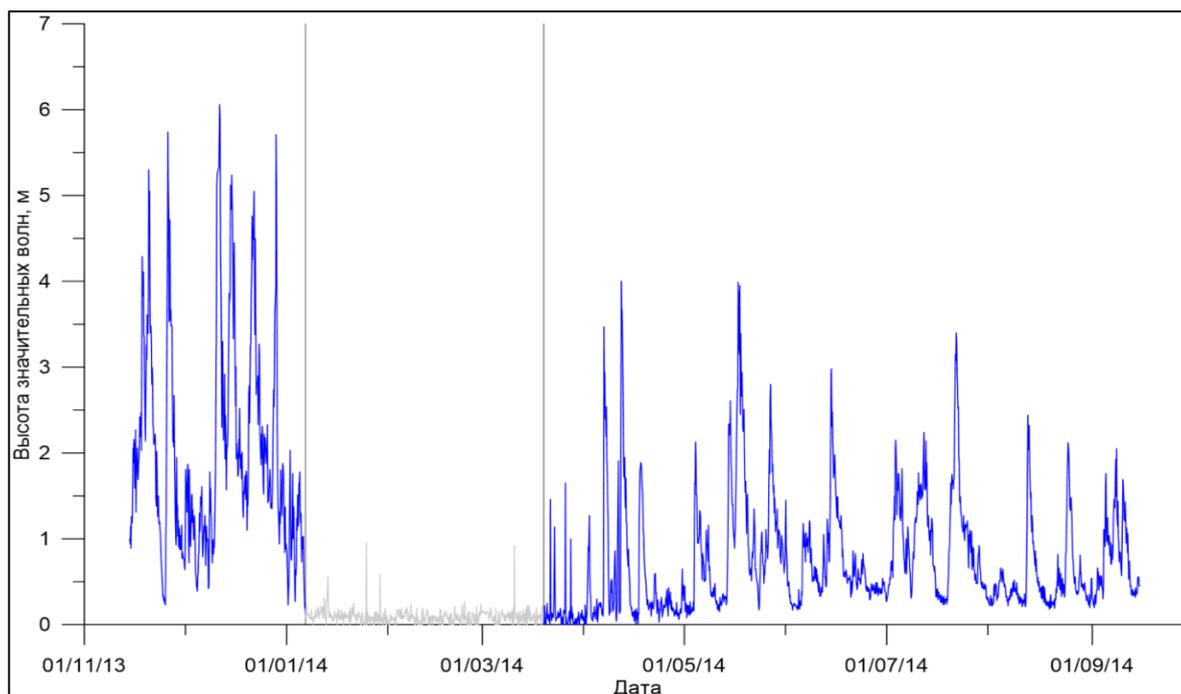
**ФГБУ «ГОИН» и ИГМИ прошлых лет. 2013—2015 гг.
Сроки ледостава. Объем полученных данных**

Станция	Координаты и глубина	Срок измерений	Ледостав	Количество измерений	
				Всего	Без льда
13-1	143° 44,301' E; 51° 25,294' N 64 м В UTM 54 (X, Y, м) 690104.9874 5698209.9452	14.11.2013 – 15.09.2014 г.	6.10—19.03.2014 г.	2411	1844
13-2	143° 54,8' E; 51° 20,34' N 95,5 м В UTM 54 (X, Y, м) 702988.8592 5691567.9975	14.11.2013 – 02.10.2014 г.	6.01—19.03.2014 г.	2331	1778
14-1	143° 45,547' E; 51° 27,653' N 72 м В UTM 54 (X, Y, м) 692973.4264 5703673.1871	06.12.2014 – 02.06.2015 г.	24.12.14—22.05.15 г.	1025	138
АГДС	143,57782° E ; 51,45824° N 35 м В UTM 54 (X, Y, м) 679083.56609 5703936.8616	26.09.2015- 28.11.2015	-	1528	1528
АГБС	144,23964° E; 51,37172° N 185 м В UTM 54 (X, Y, м) 725476.5756 5696145.0821	15.10.2015- 29.11.2015	-	1073	1073

Исходные ряды наблюдений на АГС оказались зашумлены, поэтому к ним применялись следующие методы фильтрации:

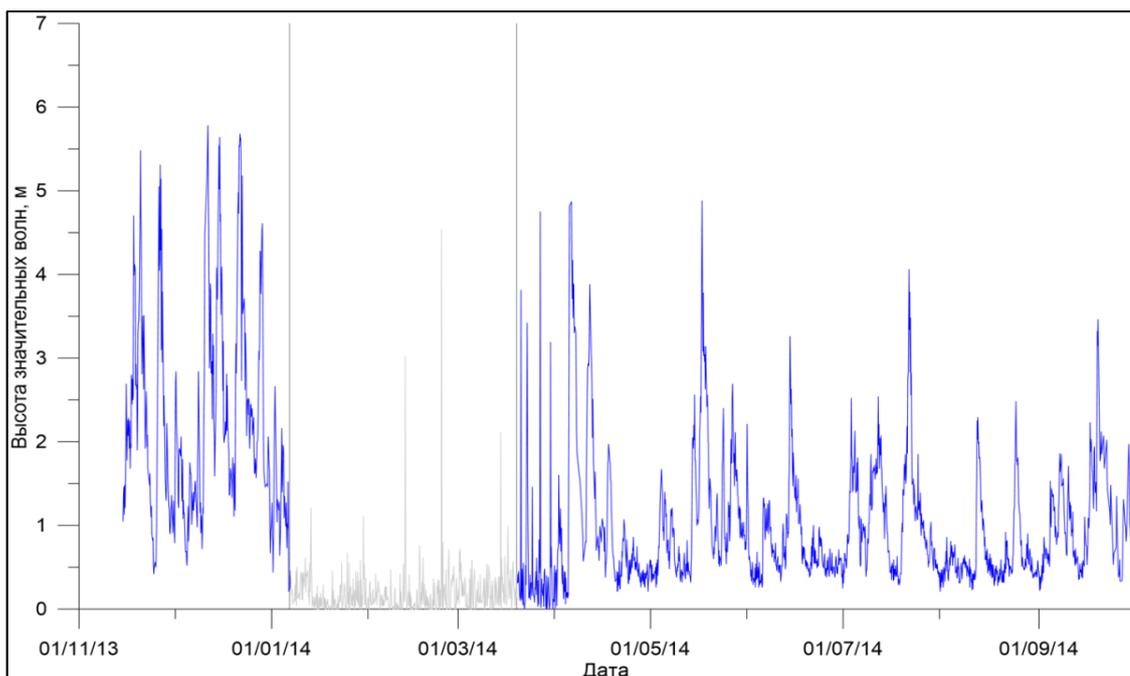
- исключение сбоев измерительного оборудования, при которых параметры волнения оказывались отрицательными;
- фильтрация данных по принципу «трёх сигм».

Помимо этого целесообразным является отсечение данных, соответствующих периоду ледостава, поскольку в это время волнение не наблюдается. Такие периоды выявлялись путем экспертной оценки графиков временного хода высоты волн по их заметному понижению. Определение периода ледостава на примере данных с АГС 13-1 и 13-2 показано на рисунках 2.2 и 2.3 соответственно. К дальнейшей обработке принимались только измерения, выполненные в свободный от льда период. Данные со станции №14-1 не учитывались, т.к. её измерения приблизительно на 87% приходятся на период ледостава.



**Рисунок 2.2 - Временной ход высоты значительных волн на станции № 13-1.
Период ледостава выделен серым цветом**

В осенний период 2015 г. измерение параметров волнения велось на АГДС с помощью прибора Teledyne Sentinel V100. Временной ход высоты значительных волн во время измерений представлен на рисунке 2.4. Видно, что за время наблюдений было зафиксировано три особенно сильных шторма – 3, 10 и 24—31 октября 2015 года. В первых двух случаях высота значительных волн превышала 7 м, во втором – 6 м. За время шторма 3 октября направление волн изменилось с юго-восточного на северо-восточное, во время штормов 10 и 24—31 октября направление штормов в целом не менялось и было восточным и северо-восточным соответственно. Во время затухания шторма 24—31 октября направление волн сменилось с северо-восточного на юго-восточное.



**Рисунок 2.3 - Временной ход высоты значительных волн на станции № 13-2.
Период ледостава выделен серым цветом**

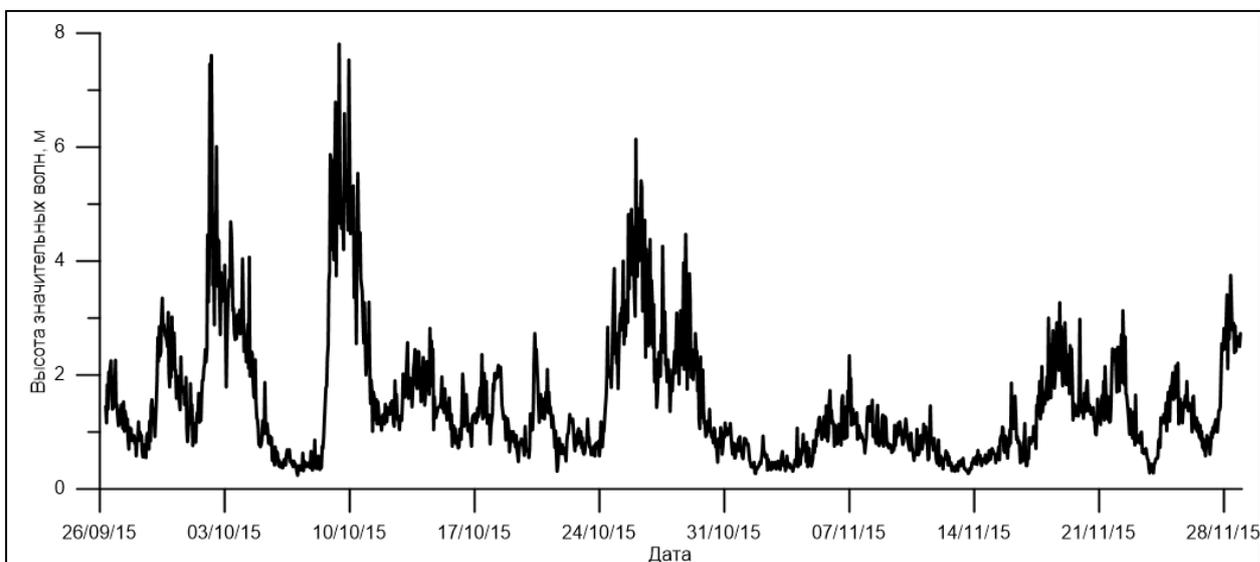


Рисунок 2.4 - Временной ход высоты значительных волн на АГДС

Наиболее высокие волны соответствуют юго-восточному, северному и восточному направлениям – максимальные высоты значительных волн для этих направлений составляют 7,81, 7,61 и 7,46 м соответственно, волн 0,1% обеспеченности – 14,50, 14,13 и 13,85 м соответственно (таблица 2.20). Наименее высокие волны приходят с северо-запада и запада – высоты значительных волн этих направлений не превышают 1,30 и 1,21 м соответственно.

Таблица 2.20 - Распределение максимальных величин средних высот волн (\bar{h}), высот значительных волн (волн 13% обеспеченности ($h_{13\%}$)), высот волн 3% обеспеченности ($h_{3\%}$) и 0,1% обеспеченности ($h_{0,1\%}$) по направлениям на АГДС

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Все направления
\bar{h} , м	4,76	3,67	4,66	4,88	2,54	2,74	0,76	0,81	4,88
$h_{13\%}$, м	7,61	5,87	7,46	7,81	4,07	4,38	1,21	1,30	7,81
$h_{3\%}$, м	10,04	7,74	9,84	10,30	5,37	5,78	1,60	1,71	10,30
$h_{0,1\%}$, м	14,13	10,90	13,85	14,50	7,55	8,13	2,25	2,41	14,50

В терминах осредненной высоты волн различной обеспеченности (таблица 2.21) наиболее высокие волны соответствуют восточному направлению – средние величины высот значительных волн и волн 0,1% обеспеченности этого румба составляют 2,06 и 3,83 м соответственно. Следующими по интенсивности волнения румбами являются северный и северо-восточный, для которых средние высоты значительных волн составляют 1,74 и 1,55 м соответственно. На фоне соседних выделяется юго-западное направление, где средние высоты значительных волн составляют 1,40 м. Наименее высокие волны приходят с запада – средняя высота значительных волн этого направления составляет 0,60 м.

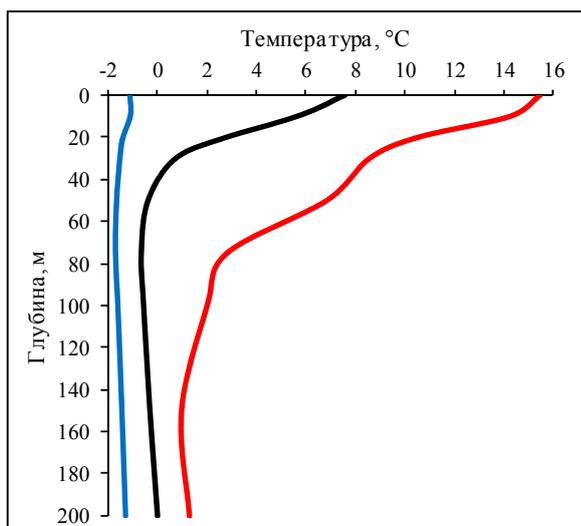
Таблица 2.21 - Распределение осредненных величин средних высот волн (\bar{h}), высот значительных волн (волн 13% обеспеченности ($h_{13\%}$)), высот волн 3% обеспеченности ($h_{3\%}$) и 0,1% обеспеченности ($h_{0,1\%}$) по направлениям на АГДС

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Все направления
\bar{h} , м	1,09	0,97	1,29	0,78	0,72	0,88	0,37	0,46	1,29
$h_{13\%}$, м	1,74	1,55	2,06	1,25	1,16	1,40	0,60	0,73	2,06
$h_{3\%}$, м	2,29	2,05	2,72	1,65	1,52	1,85	0,78	0,96	2,72
$h_{0,1\%}$, м	3,23	2,88	3,83	2,32	2,14	2,60	1,10	1,36	3,83

Температура и соленость воды

Одной из основных характеристик термической структуры вод Охотского моря является холодный промежуточный слой, который формируется в результате осенне-зимнего охлаждения и опускания поверхностных вод. Глубина залегания ядра ХПС в районе ЮКМ составляет 40-50 м [Гидрометеорология, 1998].

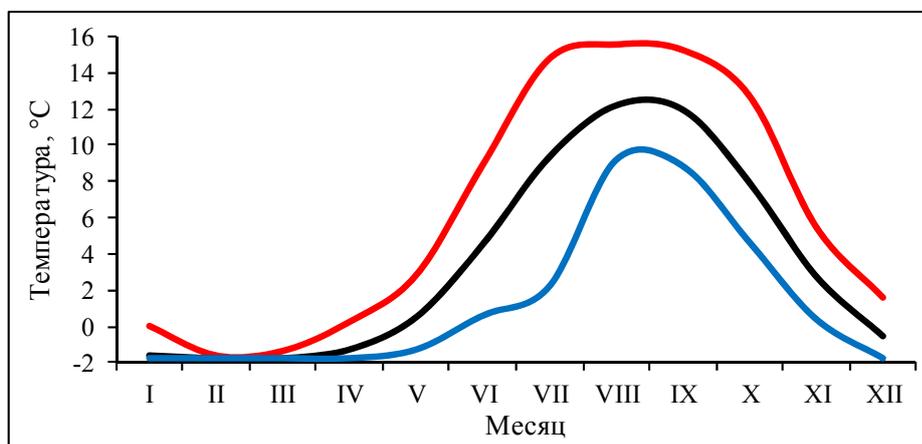
Самый верхний (деятельный) слой – наиболее динамически активный, с хорошо развитым сезонным термоклином. Его отличительная черта – понижение температуры воды с глубиной до ядра ХПС в теплое время года. С глубиной временная изменчивость температуры воды резко уменьшается и, начиная с горизонта 50 м, не превышает 2–4°C. В районе ЮКМ нижняя граница деятельного слоя (колебания температуры в течение года составляют менее 10%) находится на глубине 100-150 м (рисунок 2.5). Под термоклином и ХПС до дна простирается глубинный слой, в котором в глубоководных областях температура постепенно увеличивается с глубиной [Гидрометеорология, 1998].



Красная линия – максимум, черная – среднее, синяя – минимум.

Рисунок 2.5 - Среднее за навигационный период вертикальное распределение температуры

В деятельном слое наиболее изменчива температура воды на поверхности. В целом, для рассматриваемой акватории характерно постепенное повышение температуры воды в весенне-летний период и резкий спад при осенне-зимнем охлаждении (рисунок 2.6). Минимальная температура поверхностных вод в рассматриваемом районе наблюдается в декабре – марте. В это время температура поверхностных вод моря обычно не опускается ниже температуры замерзания ($-1,6...-1,8^{\circ}\text{C}$ при значениях солёности 31–33,5‰) [Гидрометеорология, 1998; ЕСИМО].



Красная линия – максимум, черная – среднее, синяя – минимум.

Рисунок 2.6 - Сезонное изменение температуры поверхности моря

Максимальная среднемесячная температура воды регистрируется на поверхности в августе-сентябре (таблица 69) и составляет $8-9^{\circ}\text{C}$, в течение непродолжительного времени может приближаться к 20°C . Глубже максимум температур смещается на октябрь (таблица 70) [Гидрометеорология, 1998; ЕСИМО].

Соленость вод рассматриваемого района находится под влиянием влагооборота между водной поверхностью и атмосферой, материкового стока, ледообразования и таяния льда, течений и процессов перемешивания. Наибольшая изменчивость солености наблюдается у поверхности, с глубиной она резко уменьшается и на глубине 50 м составляет около 0,5‰ [Гидрометеорология..., 1998].

Горизонтальное распределение солености на поверхности моря и подповерхностных горизонтах находится под сильным влиянием берегового стока, стока р. Амур и преобладающих течений. Сильное распреснение наблюдается в прибрежных районах.

Максимум солености на поверхности наблюдается при существовании ледяного покрова, т.е. с декабря по март в зависимости от сроков появления и наибольшего развития ледяного покрова. Начинаясь процесс разрушения ледяного покрова в апреле приводит к уменьшению солености на поверхности. На поверхности моря в безледный период наибольшая среднемноголетняя соленость наблюдается в августе, а на промежуточных и глубинных горизонтах – в июне. Распреснение вод происходит все лето и достигает максимума в августе, значения солености опускаются до 28‰. В октябре поверхностные воды охлаждаются, и начинается термическая конвекция, прибрежная зона распреснения сокращается и начинается соленостная конвекция. Вследствие этих факторов соленость на поверхности начинает расти до 32,2‰ [Гидрометеорология..., 1998].

Главная особенность вертикального распределения солености – повсеместное и во все периоды года (кроме ледообразования) возрастание солености с глубиной. Максимум солености на глубине 50 м наблюдается при существовании ледяного покрова, он составляет 33‰ [Гидрометеорология..., 1998]. С глубиной амплитуда сезонных и межгодовых колебаний солености быстро и существенно уменьшается. На поверхности моря в течение безледного периода соленость изменяется в пределах 26 – 32,5‰, на горизонте 20 м – 28,3 – 33,0‰ и на глубине 50 м – 31,0 – 33,6‰.

Суммарный уровень моря

В таблице 2.22 показаны результаты наблюдений на АГС, выполненных в районе изысканий.

Таблица 2.22 - Характеристики суммарного уровня моря (м) относительно среднего по данным натуральных измерений в районе ЮКМ

Станция	Минимум	Максимум	Размах	СКО
13-1	-0,99	0,85	1,84	0,32
13-2	-0,87	0,79	1,66	0,28
14-1	-0,76	0,88	1,64	0,30
14-2	-1,54	1,55	3,09	0,41
14-3	-1,05	0,85	1,90	0,27
14-4	-0,72	1,15	1,87	0,33
14-5	-0,88	0,80	1,68	0,40
10-1	-0,85	0,85	1,70	0,31
10-2	-1,04	0,92	1,96	0,38
АГДС (ГОИН)	-0,82	0,76	1,58	0,30
АГБС (ГОИН)	-0,77	0,73	1,50	0,34

Течения

Общая схема циркуляции

Под влиянием ветров и притока вод через Курильские проливы формируются характерные черты циркуляции Охотского моря. Общий характер системы течений Охотского моря – циклонический, что обусловлено преобладанием циклонической циркуляции атмосферы в прилегающей части Тихого океана. На фоне общего циклонического движения вод в Охотском море выделяются квазистационарные циклонические и антициклонические вихревые образования [Атлас..., 2007; Гидрометеорология..., 1998].

Общий режим суммарных течений в поверхностном слое характеризуется наибольшей повторяемостью южных, юго-западных, северных, северо-восточных направлений. С глубиной происходит поворот основной оси потока против часовой стрелки, поэтому в придонном слое генеральное направление переноса происходит вдоль оси северо-южного направления. Средние скорости течений на поверхности могут достигать более 50 см/с, в придонном слое – 30 см/с, а максимальные, соответственно, 150–200 см/с и 50–100 см/с. Наибольшие скорости суммарного потока наблюдаются в направлении южных румбов (таблица 2.23).

Таблица 2.23 - Средние и максимальные скорости суммарных течений в приповерхностном горизонте по данным изысканий прошлых лет

Станция	Период постановки	Горизонт, м	Скорость в приповерхностном слое, см/с		Направление среднего переноса, градусы
			Средняя	Максимальная	
13-1	11.11. 13–15.09.14	2,3	75	208	150
13-2	14.11. 13–02.10.14	4	82	292	180
14-1	06.12.14–01.06.15	2,6	48	170	150
14-2	06.12.14–01.06.15	1,4	99	246	172
15-4	25.09.15–22.10.15	3	27	110	196

2.8 Сведения об особых природных климатических условиях территории

Согласно отчету ОАО «МАГЭ» 4650ИЗМ.00.П.ИИ.ТХО-ИГЛТИ4.2.23 Приложение 6. ОТЧЁТ ИФЗ РАН по Микросейсмрайонированию исходная сейсмичность района обустройства ЮКМ согласно используемым картам ОСР-97 составляет 8-9 баллов для периода повторяемости сотрясений 500 лет, 8-9 баллов для периода повторяемости сотрясений 1000 лет и 9-10 баллов для периода повторяемости сотрясений 5000 лет. Нормативные карты ОСР-2015 создавались как уточнение карт ОСР-97 с учетом новых событий. Исходная сейсмичность для данного района в них не пересматривалась.

Для исследуемой территории построены карты распределения скоростей V_{s30} и приращения балльности по методу сейсмических жесткостей и расчетному методу, в последнем случае для трех частотных диапазонов 0.5-2, 2-3 и 3-10 Гц. Значения итоговых приращений балльности лежат в диапазоне 0.08 – 0.96 балла. Итоговая сейсмическая интенсивность для территории объекта составляет для периода повторяемости 1 раз в 500 лет – 5.9 – 7.6 балла, для периода повторяемости 1 раз в 1000 лет – 6.1 – 7.8 балла, для периода повторяемости 1 раз в 5000 лет – 6.8 – 8.1 балла по шкале MSK 64.

Для всех точек СМР рассчитаны спектры реакций с использованием в качестве входных сигналов синтетических акселерограмм для уровней входных воздействий 5, 6, 7 и 8 баллов (таблица 2.24). Построены результирующие спектры реакции, которые отражают весь диапазон грунтовых условий. Сейсмическая интенсивность на территории объекта составляет:

- для периода повторяемости 1 раз в 500 лет - 6 - 8 баллов;
- для периода повторяемости 1 раз в 1000 лет – 6 - 8 баллов,
- для периода повторяемости 1 раз в 5000 лет – 7 – 8 баллов по шкале MSK-64 для конкретных естественных грунтовых условий.

Таблица 2.24 - Итоговые значения приращений и балльности для всех точек СМР

№ точки СМР	балл итоговый (500 лет)	балл итоговый (1000 лет)	балл итоговый (5000 лет)
СМ1	6.1	6.4	7.2

2.9 Сведения о инженерно-геологических характеристиках грунта трассы морского трубопровода

Подробное описание инженерно-геологических условий трассы морского трубопровода представлены в техническом отчете инженерно-геологических изысканий 4650ИЗМ.00.П.ИИ.ТХО-ИГЛТИ 4.1.1.

В пределах проектируемых сооружений на разведанную глубину 30 м принимают участие отложения четвертичного возраста (mQIV).

Грунты комплекса четвертичных отложений залегают субгоризонтально, с заметным уклоном в восточном, северо-восточном направлении, повторяющим уклон дна, с частым выклиниванием слоев. Эти грунты относятся к нерасчлененным морским отложениям.

По результатам лабораторных испытаний и результатам анализа пространственной изменчивости геологического строения территории, в районе изысканий выделено 16 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Классификация грунтов дана в соответствии с ГОСТ 25100-2011. В основу нумерации инженерно-геологических элементов в этой схеме принята система кодировки, разработанная ПАО «ВНИПИГаздобыча».

900001 - Ил глинистый текучий с примесью органики.

Мощность слоя - 0,2-5,1 м.

По трудности разработки: группа 1, категория 1.

Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,67 \text{ г/см}^3$, $\rho=1,61 \text{ г/см}^3$, $W=64,3\%$, $e=1,75$, $I_p=22,7$, $I_L=1,43$, $I_{om}=5,8\%$, $\gamma_{взв.}=6,07 \text{ кН/м}^3$.

- 910001** - Ил суглинистый текучий с примесью органики.
Мощность слоя - 0,2-5,2 м.
По трудности разработки: группа 1, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,67$ г/см³, $\rho=1,71$ г/см³, $W=49,8\%$, $e=1,34$, $I_p=13,0$, $I_L=1,67$, $I_{om}=4,9\%$, $\gamma_{взв.}=7,14$ кН/м³.
- 130001** - Глина твердая с примесью органики.
Мощность слоя - 0,5-8,3 м.
По трудности разработки: группа 5, категория 2.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,74$ г/см³, $\rho=1,88$ г/см³, $W=31,2\%$, $e=0,91$, $I_p=20,8$, $I_L=-0,07$, $I_{om}=3,6\%$, $\gamma_{взв.}=9,1$ кН/м³.
- 130401чпп** - Глина текучепластичная с примесью органики чрезвычайно низкой прочности.
Мощность слоя - 0,4-29,0 м.
По трудности разработки: группа 3, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,70$ г/см³, $\rho=1,69$ г/см³, $W=52,4\%$, $e=1,44$, $I_p=22,6$, $I_L=0,80$, $I_{om}=5,6\%$, $\gamma_{взв.}=6,97$ кН/м³.
- 130401сн** - Глина текучепластичная с примесью органики средней прочности.
Мощность слоя - 0,1-26,2 м.
По трудности разработки: группа 3, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,67$ г/см³, $\rho=1,69$ г/см³, $W=54,3\%$, $e=1,44$, $I_p=21,9$, $I_L=0,85$, $I_{om}=6,8\%$, $\gamma_{взв.}=6,8$ кН/м³.
- 130501** - Глина текучая с примесью органики.
Мощность слоя - 0,2-20,8 м.
По трудности разработки: группа 3, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,68$ г/см³, $\rho=1,67$ г/см³, $W=55,7\%$, $e=1,50$, $I_p=20,0$, $I_L=1,24$, $I_{om}=5,7\%$, $\gamma_{взв.}=6,72$ кН/м³.
- 140000** - Суглинок твердый.
Мощность слоя - 0,4-2,8 м.
По трудности разработки: группа 5, категория 2.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,71$ г/см³, $\rho=2,01$ г/см³, $W=20,3\%$, $e=0,63$, $I_p=11,9$, $I_L=-0,04$, $I_{om}=2,4\%$, $\gamma_{взв.}=10,49$ кН/м³.
- 140201** - Суглинок тугопластичный с примесью органики.
Мощность слоя - 0,3-7,7 м.
По трудности разработки: группа 4, категория 2.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,70$ г/см³, $\rho=1,85$ г/см³, $W=32,4\%$, $e=0,94$, $I_p=13,7$, $I_L=0,36$, $I_{om}=4,8\%$, $\gamma_{взв.}=8,76$ кН/м³.

- 140401** - Суглинок текучепластичный с примесью органики.
Мощность слоя - 0,2-20,0 м.
По трудности разработки: группа 3, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,69$ г/см³, $\rho=1,82$ г/см³, $W=39,8\%$, $e=1,07$, $I_p=14,0$, $I_L=0,78$, $I_{om}=4,7\%$, $\gamma_{взв.}=8,16$ кН/м³.
- 140501** - Суглинок текучий с примесью органики.
Мощность слоя - 0,3-6,2 м.
По трудности разработки: группа 3, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,66$ г/см³, $\rho=1,73$ г/см³, $W=48,1\%$, $e=1,28$, $I_p=13,4$, $I_L=1,49$, $I_{om}=4,7\%$, $\gamma_{взв.}=7,28$ кН/м³.
- 150200** - Супесь текучая, с прослоями суглинка туго-, мягкопластичного.
Мощность слоя - 0,1-4,6 м.
По трудности разработки: группа 2, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,67$ г/см³, $\rho=1,87$ г/см³, $W=32,0\%$, $e=0,89$, $I_p=6,2$, $I_L=1,30$, $I_{om}=3,1\%$, $\gamma_{взв.}=8,8$ кН/м³.
- 160220** - Песок пылеватый рыхлый водонасыщенный.
Мощность слоя - 0,2-4,8 м.
По трудности разработки: группа 2, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,66$ г/см³, $\rho=1,91$ г/см³, $W=29,1\%$, $e=0,81$, $I_{om}=2,2\%$, $\gamma_{взв.}=9,17$ кН/м³.
- 170220** - Песок мелкий рыхлый водонасыщенный.
Мощность слоя - 0,2-6,5 м.
По трудности разработки: группа 2, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,66$ г/см³, $\rho=1,85$ г/см³, $W=23,6\%$, $e=0,79$, $I_{om}=1,6\%$, $\gamma_{взв.}=9,27$ кН/м³.
- 180210** - Песок средней крупности средней плотности водонасыщенный.
Мощность слоя - 0,1-5,8 м.
По трудности разработки: группа 3, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,66$ г/см³, $\rho=1,91$ г/см³, $W=17,2\%$, $e=0,62$, $I_{om}=0,8\%$, $\gamma_{взв.}=10,24$ кН/м³.
- 200210** - Песок гравелистый средней плотности водонасыщенный с линзами гравийного грунта.
Мощность слоя - 0,3-2,6 м.
По трудности разработки: группа 4, категория 1.
Нормативные значения свойств грунта: $\rho_s=2,65$ г/см³, $\rho=1,94^*$ г/см³, $W=14,0\%$, $e=0,63^*$, $\gamma_{взв.}=10,12$ кН/м³.

3 Сведения о сырьевой базе. Проектная мощность

По состоянию на 01.01.2019 на государственном балансе числятся запасы по оперативному подсчету, выполненному ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе комплексного анализа материалов сейсморазведочных работ, поисково-разведочного бурения и комплекса лабораторных исследований, полученных за период с 2010 по 2018 г.

Суммарные запасы сухого газа месторождения, принятые к проектированию по категории С1+С2, составляют 814,462 млрд. м³, из них поставлены на Госбаланс по категории С1 – 777,993 млрд. м³, по категории С2 – 36,469 млрд. м³.

Запасы конденсата по категории С1+С2 составляют 199,779 млн. т. (геол.) и 129,974 млн. т. (извл.).

Протоколом ЦКР Роснедра по УВС № 7623 от 20.09.2019 года утвержден документ «Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Кириного месторождения» в качестве «Технологической схемы разработки Южно-Кириного месторождения» по варианту разработки 2 по газоконденсатному объекту. Утвержденный вариант предусматривает разработку газоконденсатных залежей пластов 1-2 дагинского горизонта.

Согласно технологической схеме разработки ЮКМ по варианту 2 уровень годовой добычи газа составляет 21 млрд. м³/год при выходе «на полку», общий фонд эксплуатационных скважин составляет 37 единиц, объединенных в 16 эксплуатационных центров (кустов) и одиночной скважины СК43. Максимальный проектный уровень годовой добычи свободного газа в объеме 21 млрд. м³ планируется на 7-й год разработки. Проектный период эксплуатации месторождения составляет 30 лет.

В рамках седьмого этапа обустройства Южно-Кириного месторождения предусматривается подключение дополнительной скважины СК46. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнило пересчет показателей разработки месторождения с учетом эксплуатации СК46 и сохранением общего количества добываемого газа за счет снижения добычи с остальных скважин, входящих в состав месторождения. Технологические показатели разработки представлены в таблице 3.1.

Актуализированные усредненные составы пластового газа по годам разработки ЮКМ и свойства фракций приведены в таблицах 3.2 и 3.3 соответственно.

Таблица 3.1 – Характеристика основных технологических показателей разработки Южно-Киринского месторождения с вовлечением СК46

Годы	Добыча пластового газа, млрд м ³		Добыча конденсата, млн т		Годовая добыча воды, тыс. т		Отбор пластового газа от НБЗ, %	Отбор конденсата от НБЗ, %	Фонд действующих скважин, ед.	Среднее давление по действующему фонду, МПа		
	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная				пластовое	устьевое	депрессия
1	0,01	0,0	0,002	0,002	0,2	0	0,0	0,002	8	27,5 - 28,1	20,2 - 20,4	0,90
2	6,63	6,6	1,36	1,4	74	74	0,8	0,7	15	26,1 - 28,1	20,2 - 20,4	1,03
3	11,45	18,1	2,28	3,6	131	205	2,2	1,9	18	24,9 - 28,1	19,6 - 20,8	0,89
4	14,28	32,4	2,77	6,4	170	375	3,9	3,3	23	23,7 - 28,0	18,8 - 20,6	1,08
5	16,64	49,0	3,16	9,6	201	576	5,9	4,9	29	22,7 - 28,0	18,1 - 20,4	1,36
6	20,38	69,4	3,84	13,4	252	828	8,3	6,9	33	21,8 - 27,9	17,7 - 20,2	1,22
7	21,00	90,4	3,88	17,3	261	1089	10,9	8,9	38	21,1 - 26,1	17,7 - 19,8	0,96
8	21,06	111,4	3,79	21,1	264	1353	13,4	10,9	38	20,5 - 24,9	16,8 - 18,8	1,10
9	21,00	132,4	3,65	24,7	270	1623	15,9	12,8	38	19,9 - 24,0	16,0 - 18,2	1,19
10	21,00	153,4	3,53	28,3	277	1900	18,4	14,6	38	19,2 - 23,3	15,3 - 17,7	1,26
11	21,00	174,4	3,44	31,7	285	2185	21,0	16,4	38	18,5 - 22,7	14,7 - 17,0	1,35
12	21,06	195,5	3,36	35,1	293	2478	23,5	18,1	38	17,9 - 22,0	14,0 - 16,3	1,44
13	21,00	216,5	3,27	38,3	300	2778	26,0	19,8	38	17,3 - 21,3	13,4 - 15,4	1,57
14	21,00	237,5	3,21	41,5	308	3086	28,5	21,4	38	16,7 - 20,6	12,7 - 14,3	1,68
15	21,00	258,5	3,13	44,7	317	3403	31,1	23,1	38	16,0 - 19,9	12,1 - 13,8	1,75
16	21,06	279,6	3,07	47,7	328	3731	33,6	24,6	38	15,2 - 19,3	11,5 - 13,3	1,79
17	21,00	300,6	3,00	50,7	338	4069	36,1	26,2	38	14,5 - 18,8	10,9 - 12,9	1,85
18	21,00	321,6	2,94	53,7	350	4419	38,6	27,7	38	13,7 - 18,2	10,2 - 12,4	1,92
19	21,00	342,6	2,89	56,6	364	4783	41,2	29,2	38	13,0 - 17,7	9,6 - 12,0	1,98
20	21,00	363,5	2,84	59,4	378	5161	43,7	30,7	38	12,2 - 17,1	9,0 - 11,6	2,02
21	20,06	383,6	2,69	62,1	375	5536	46,1	32,1	38	11,6 - 16,6	8,6 - 11,2	1,97
22	19,05	402,6	2,52	64,6	369	5905	48,4	33,4	38	11,0 - 16,1	8,2 - 10,8	1,91
23	18,25	420,9	2,40	67,0	367	6272	50,6	34,6	38	10,4 - 15,6	7,7 - 10,4	1,94
24	17,83	438,7	2,33	69,3	373	6645	52,7	35,8	38	9,8 - 15,1	7,3 - 10,0	1,95
25	17,34	456,1	2,25	71,6	378	7023	54,8	37,0	38	9,2 - 14,7	6,8 - 9,6	1,97
26	16,91	473,0	2,19	73,8	384	7407	56,8	38,1	38	8,7 - 14,2	6,4 - 9,3	1,99
27	16,44	489,4	2,12	75,9	391	7798	58,8	39,2	38	8,1 - 13,8	6,0 - 8,9	2,00
28	16,02	505,4	2,05	78,0	399	8197	60,7	40,2	38	7,6 - 13,3	5,6 - 8,6	2,01
29	15,48	520,9	1,98	79,9	404	8601	62,6	41,3	38	7,0 - 12,9	5,1 - 8,2	2,05
30	14,75	535,7	1,88	81,8	404	9005	64,4	42,2	38	6,6 - 12,5	4,9 - 7,9	1,98
31	13,87	549,5	1,77	83,6	396	9401	66,0	43,1	38	6,2 - 12,1	4,6 - 7,6	1,93
32	13,09	562,6	1,67	85,3	391	9792	67,6	44,0	38	5,9 - 11,7	4,4 - 7,2	1,86
33	12,25	574,9	1,56	86,8	381	10173	69,1	44,8	38	5,6 - 11,3	4,2 - 6,9	1,82
34	11,50	586,4	1,47	88,3	372	10545	70,5	45,6	38	5,3 - 10,9	4,0 - 6,6	1,77
35	10,88	597,3	1,39	89,7	366	10911	71,8	46,3	38	5,0 - 10,5	3,8 - 6,3	1,72
36	10,24	607,5	1,31	91,0	359	11270	73,0	47,0	38	4,8 - 10,2	3,6 - 6,0	1,68
37	9,61	617,1	1,23	92,2	349	11619	74,2	47,6	38	4,6 - 9,8	3,5 - 5,8	1,64
38	9,03	626,2	1,15	93,4	341	11960	75,3	48,2	38	4,4 - 9,5	3,3 - 5,5	1,60
39	8,48	634,6	1,08	94,4	331	12291	76,3	48,7	38	4,2 - 9,2	3,2 - 5,2	1,56
40	7,98	642,6	1,02	95,5	323	12614	77,2	49,3	38	4,1 - 8,8	3,1 - 5,0	1,50

Таблица 3.2 – Прогноз состава пластового газа по годам разработки

Годы		1	2	3	4	5
Содержание C ₅₊		204,02	200,85	199,58	194,64	191,79
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3664	0,3628	0,3551	0,3484	0,3478
Диоксид углерода	CO ₂	2,1328	2,1132	2,0837	2,0610	2,0160
Метан	CH ₄	84,0172	84,0505	84,0937	84,2558	84,2846
Этан	C ₂ H ₆	4,7562	4,7485	4,7317	4,7156	4,7144
Пропан	C ₃ H ₈	2,5513	2,5575	2,5552	2,5340	2,5665
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6554	0,6565	0,6558	0,6511	0,6612
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,0313	1,0281	1,0214	1,0124	1,0217
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5280	0,5325	0,5363	0,5312	0,5413
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,3883	0,3955	0,4045	0,4045	0,4159
фракции:	60-70	0,5347	0,5482	0,5629	0,5545	0,5569
	70-80	0,3837	0,3920	0,4014	0,3964	0,4005
	80-90	0,3177	0,3231	0,3297	0,3256	0,3237
	90-100	0,2711	0,2747	0,2794	0,2758	0,2729
	100-110	0,2374	0,2400	0,2437	0,2405	0,2370
	110-120	0,2115	0,2137	0,2170	0,2139	0,2102
	120-130	0,1908	0,1928	0,1958	0,1928	0,1891
	130-140	0,1747	0,1756	0,1775	0,1746	0,1705
	140-150	0,1640	0,1637	0,1645	0,1615	0,1572
	150-160	0,1493	0,1477	0,1469	0,1441	0,1395
	160-170	0,1341	0,1312	0,1289	0,1261	0,1211
	170-180	0,1179	0,1146	0,1118	0,1089	0,1041
	180-190	0,1009	0,0977	0,0951	0,0925	0,0885
	190-200	0,0868	0,0839	0,0816	0,0793	0,0761
	200-210	0,0781	0,0752	0,0729	0,0706	0,0676
	210-220	0,0697	0,0667	0,0644	0,0622	0,0596
220-230	0,0586	0,0558	0,0537	0,0517	0,0498	
230-240	0,0479	0,0453	0,0435	0,0417	0,0402	
240-250	0,0399	0,0375	0,0358	0,0340	0,0328	
250-260	0,0342	0,0318	0,0301	0,0284	0,0273	
260-270	0,0301	0,0276	0,0258	0,0242	0,0231	
270-280	0,0264	0,0239	0,0221	0,0205	0,0195	
280-290	0,0214	0,0192	0,0177	0,0164	0,0158	
290-300	0,0167	0,0148	0,0135	0,0123	0,0120	
	300 +	0,0754	0,0580	0,0468	0,0378	0,0356

Продолжение таблицы 3.2

Годы		6	7	8	9	10
Содержание C ₅₊		189,69	188,19	186,44	182,71	179,08
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3472	0,3354	0,3283	0,3300	0,3313
Диоксид углерода	CO ₂	2,0520	2,2000	2,2899	2,2700	2,2577
Метан	CH ₄	84,2326	84,2599	84,2817	84,3470	84,4087
Этан	C ₂ H ₆	4,6919	4,6212	4,5765	4,5866	4,5936
Пропан	C ₃ H ₈	2,6076	2,5759	2,5623	2,5619	2,5616
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6684	0,6505	0,6405	0,6414	0,6418
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,0305	1,0107	0,9998	0,9999	0,9995
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5561	0,5541	0,5540	0,5520	0,5503
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4296	0,4310	0,4336	0,4314	0,4295
фракции:	60-70	0,5648	0,5676	0,5695	0,5661	0,5629
	70-80	0,4056	0,4014	0,3987	0,3969	0,3949
	80-90	0,3212	0,3179	0,3154	0,3139	0,3122
	90-100	0,2686	0,2646	0,2617	0,2604	0,2589
	100-110	0,2322	0,2290	0,2263	0,2250	0,2234
	110-120	0,2058	0,2042	0,2025	0,2009	0,1991
	120-130	0,1855	0,1854	0,1849	0,1829	0,1808
	130-140	0,1667	0,1669	0,1665	0,1644	0,1622
	140-150	0,1531	0,1530	0,1523	0,1501	0,1478
	150-160	0,1349	0,1348	0,1339	0,1317	0,1294
	160-170	0,1163	0,1161	0,1152	0,1130	0,1107
	170-180	0,0996	0,0993	0,0983	0,0962	0,0939
	180-190	0,0847	0,0845	0,0837	0,0815	0,0793
	190-200	0,0732	0,0729	0,0723	0,0701	0,0678
	200-210	0,0650	0,0646	0,0638	0,0616	0,0593
	210-220	0,0574	0,0571	0,0563	0,0539	0,0516
	220-230	0,0482	0,0477	0,0468	0,0446	0,0423
230-240	0,0390	0,0385	0,0378	0,0357	0,0336	
240-250	0,0319	0,0314	0,0308	0,0288	0,0268	
250-260	0,0265	0,0259	0,0252	0,0233	0,0214	
260-270	0,0223	0,0216	0,0207	0,0189	0,0172	
270-280	0,0188	0,0181	0,0173	0,0155	0,0139	
280-290	0,0155	0,0151	0,0145	0,0127	0,0111	
290-300	0,0122	0,0120	0,0115	0,0099	0,0085	
300 +	0,0349	0,0314	0,0275	0,0218	0,0172	

Продолжение таблицы 3.2

Годы		11	12	13	14	15
Содержание C ₅₊		175,81	172,83	170,07	167,50	164,64
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3316	0,3318	0,3326	0,3342	0,3350
Диоксид углерода	CO ₂	2,2522	2,2463	2,2373	2,2196	2,2127
Метан	CH ₄	84,4626	84,5101	84,5471	84,5775	84,6230
Этан	C ₂ H ₆	4,5956	4,5966	4,5997	4,6069	4,6107
Пропан	C ₃ H ₈	2,5621	2,5644	2,5708	2,5807	2,5830
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6419	0,6424	0,6441	0,6472	0,6478
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,9987	0,9983	0,9994	1,0021	1,0022
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5495	0,5494	0,5503	0,5519	0,5513
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4289	0,4292	0,4301	0,4315	0,4309
фракции:	60-70	0,5610	0,5600	0,5596	0,5596	0,5577
	70-80	0,3935	0,3927	0,3924	0,3928	0,3915
	80-90	0,3106	0,3093	0,3082	0,3075	0,3059
	90-100	0,2573	0,2559	0,2546	0,2535	0,2520
	100-110	0,2218	0,2202	0,2187	0,2174	0,2157
	110-120	0,1973	0,1957	0,1940	0,1924	0,1906
	120-130	0,1789	0,1770	0,1752	0,1734	0,1714
	130-140	0,1601	0,1582	0,1561	0,1541	0,1519
	140-150	0,1456	0,1434	0,1412	0,1390	0,1367
	150-160	0,1271	0,1248	0,1224	0,1199	0,1176
	160-170	0,1083	0,1060	0,1035	0,1009	0,0985
	170-180	0,0916	0,0892	0,0867	0,0842	0,0819
	180-190	0,0770	0,0747	0,0724	0,0700	0,0677
	190-200	0,0656	0,0633	0,0611	0,0588	0,0566
	200-210	0,0570	0,0548	0,0525	0,0503	0,0481
	210-220	0,0493	0,0471	0,0448	0,0426	0,0404
	220-230	0,0402	0,0381	0,0360	0,0340	0,0319
230-240	0,0316	0,0297	0,0278	0,0260	0,0241	
240-250	0,0250	0,0232	0,0215	0,0199	0,0182	
250-260	0,0197	0,0181	0,0165	0,0151	0,0136	
260-270	0,0155	0,0140	0,0126	0,0113	0,0100	
270-280	0,0123	0,0109	0,0097	0,0085	0,0073	
280-290	0,0097	0,0084	0,0073	0,0063	0,0053	
290-300	0,0073	0,0062	0,0052	0,0044	0,0036	
300 +	0,0136	0,0108	0,0086	0,0068	0,0052	

Продолжение таблицы 3.2

Годы		16	17	18	19	20
Содержание C ₅₊		161,54	158,58	155,79	153,13	150,69
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3354	0,3357	0,3359	0,3361	0,3364
Диоксид углерода	CO ₂	2,2133	2,2145	2,2162	2,2184	2,2204
Метан	CH ₄	84,6825	84,7392	84,7929	84,8439	84,8904
Этан	C ₂ H ₆	4,6127	4,6142	4,6152	4,6159	4,6166
Пропан	C ₃ H ₈	2,5786	2,5745	2,5709	2,5675	2,5648
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6464	0,6450	0,6437	0,6425	0,6414
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,9999	0,9978	0,9958	0,9939	0,9922
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5488	0,5465	0,5444	0,5424	0,5408
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4285	0,4263	0,4243	0,4225	0,4210
фракции:	60-70	0,5542	0,5509	0,5479	0,5450	0,5424
	70-80	0,3886	0,3860	0,3835	0,3811	0,3789
	80-90	0,3038	0,3018	0,2998	0,2979	0,2961
	90-100	0,2501	0,2482	0,2464	0,2445	0,2428
	100-110	0,2139	0,2120	0,2102	0,2084	0,2067
	110-120	0,1886	0,1867	0,1848	0,1829	0,1812
	120-130	0,1693	0,1672	0,1652	0,1632	0,1613
	130-140	0,1498	0,1476	0,1455	0,1434	0,1414
	140-150	0,1344	0,1321	0,1299	0,1277	0,1256
	150-160	0,1153	0,1130	0,1108	0,1085	0,1064
	160-170	0,0963	0,0941	0,0918	0,0896	0,0875
	170-180	0,0797	0,0775	0,0752	0,0730	0,0709
	180-190	0,0655	0,0633	0,0611	0,0589	0,0569
	190-200	0,0544	0,0522	0,0499	0,0478	0,0457
	200-210	0,0458	0,0435	0,0413	0,0391	0,0371
	210-220	0,0381	0,0358	0,0336	0,0315	0,0295
	220-230	0,0297	0,0276	0,0256	0,0236	0,0218
230-240	0,0222	0,0203	0,0185	0,0168	0,0153	
240-250	0,0164	0,0148	0,0132	0,0118	0,0105	
250-260	0,0120	0,0106	0,0093	0,0081	0,0070	
260-270	0,0087	0,0074	0,0063	0,0054	0,0045	
270-280	0,0062	0,0051	0,0043	0,0035	0,0029	
280-290	0,0043	0,0035	0,0028	0,0022	0,0018	
290-300	0,0028	0,0022	0,0017	0,0013	0,0010	
300 +	0,0038	0,0028	0,0021	0,0015	0,0011	

Продолжение таблицы 3.2

Годы		21	22	23	24	25
Содержание C ₅₊		148,85	147,31	145,85	144,47	143,20
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3367	0,3368	0,3373	0,3374	0,3376
Диоксид углерода	CO ₂	2,2182	2,2148	2,2122	2,2128	2,2127
Метан	CH ₄	84,9222	84,9468	84,9706	84,9953	85,0177
Этан	C ₂ H ₆	4,6181	4,6199	4,6217	4,6221	4,6230
Пропан	C ₃ H ₈	2,5657	2,5678	2,5693	2,5691	2,5691
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6415	0,6420	0,6423	0,6421	0,6419
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,9919	0,9920	0,9921	0,9915	0,9911
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5403	0,5403	0,5400	0,5395	0,5390
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4206	0,4206	0,4203	0,4199	0,4194
фракции:	60-70	0,5411	0,5402	0,5392	0,5380	0,5368
	70-80	0,3778	0,3771	0,3763	0,3753	0,3743
	80-90	0,2949	0,2939	0,2930	0,2920	0,2911
	90-100	0,2416	0,2406	0,2396	0,2386	0,2377
	100-110	0,2054	0,2043	0,2032	0,2022	0,2012
	110-120	0,1797	0,1785	0,1774	0,1763	0,1753
	120-130	0,1598	0,1584	0,1572	0,1560	0,1549
	130-140	0,1398	0,1383	0,1370	0,1357	0,1345
	140-150	0,1238	0,1222	0,1207	0,1194	0,1181
	150-160	0,1045	0,1029	0,1014	0,0999	0,0987
	160-170	0,0856	0,0839	0,0824	0,0810	0,0797
	170-180	0,0691	0,0675	0,0660	0,0646	0,0633
	180-190	0,0551	0,0535	0,0521	0,0507	0,0495
	190-200	0,0440	0,0425	0,0411	0,0398	0,0386
	200-210	0,0354	0,0339	0,0326	0,0313	0,0301
	210-220	0,0279	0,0265	0,0252	0,0240	0,0229
	220-230	0,0204	0,0192	0,0180	0,0170	0,0160
230-240	0,0140	0,0130	0,0121	0,0112	0,0104	
240-250	0,0095	0,0086	0,0079	0,0072	0,0066	
250-260	0,0062	0,0056	0,0050	0,0044	0,0040	
260-270	0,0039	0,0035	0,0030	0,0026	0,0023	
270-280	0,0024	0,0021	0,0018	0,0015	0,0013	
280-290	0,0015	0,0012	0,0010	0,0008	0,0007	
290-300	0,0008	0,0007	0,0006	0,0004	0,0004	
300 +	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0003	

Продолжение таблицы 3.2

Годы		26	27	28	29	30
Содержание C ₅₊		142,10	141,16	140,38	139,74	139,34
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3378	0,3379	0,3381	0,3382	0,3385
Диоксид углерода	CO ₂	2,2125	2,2121	2,2118	2,2127	2,2093
Метан	CH ₄	85,0372	85,0532	85,0659	85,0755	85,0796
Этан	C ₂ H ₆	4,6238	4,6246	4,6253	4,6252	4,6268
Пропан	C ₃ H ₈	2,5691	2,5694	2,5700	2,5706	2,5729
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6418	0,6419	0,6419	0,6419	0,6426
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,9908	0,9906	0,9905	0,9905	0,9912
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5386	0,5383	0,5382	0,5382	0,5386
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4190	0,4187	0,4185	0,4185	0,4189
фракции:	60-70	0,5359	0,5351	0,5346	0,5343	0,5343
	70-80	0,3735	0,3729	0,3724	0,3721	0,3722
	80-90	0,2903	0,2896	0,2891	0,2886	0,2885
	90-100	0,2369	0,2362	0,2357	0,2352	0,2350
	100-110	0,2004	0,1997	0,1991	0,1986	0,1983
	110-120	0,1744	0,1736	0,1730	0,1724	0,1721
	120-130	0,1539	0,1531	0,1524	0,1518	0,1514
	130-140	0,1335	0,1326	0,1318	0,1312	0,1308
	140-150	0,1170	0,1160	0,1152	0,1145	0,1140
	150-160	0,0975	0,0965	0,0956	0,0949	0,0944
	160-170	0,0786	0,0775	0,0767	0,0760	0,0754
	170-180	0,0622	0,0612	0,0603	0,0596	0,0591
	180-190	0,0484	0,0474	0,0466	0,0459	0,0454
	190-200	0,0375	0,0366	0,0358	0,0351	0,0346
	200-210	0,0291	0,0282	0,0274	0,0268	0,0263
	210-220	0,0219	0,0210	0,0203	0,0197	0,0193
	220-230	0,0151	0,0144	0,0138	0,0133	0,0129
230-240	0,0097	0,0091	0,0086	0,0082	0,0079	
240-250	0,0060	0,0056	0,0052	0,0049	0,0047	
250-260	0,0036	0,0033	0,0030	0,0027	0,0026	
260-270	0,0020	0,0018	0,0016	0,0015	0,0014	
270-280	0,0011	0,0010	0,0008	0,0007	0,0007	
280-290	0,0006	0,0005	0,0004	0,0004	0,0003	
290-300	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001	
300 +	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	

Продолжение таблицы 3.2

Годы		31	32	33	34	35
Содержание C ₅₊		139,11	138,95	138,92	138,95	138,91
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3391	0,3397	0,3401	0,3405	0,3413
Диоксид углерода	CO ₂	2,2015	2,1938	2,1867	2,1793	2,1715
Метан	CH ₄	85,0794	85,0782	85,0747	85,0701	85,0669
Этан	C ₂ H ₆	4,6300	4,6334	4,6358	4,6383	4,6420
Пропан	C ₃ H ₈	2,5768	2,5805	2,5843	2,5882	2,5917
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6440	0,6454	0,6467	0,6481	0,6494
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,9926	0,9940	0,9953	0,9967	0,9982
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5394	0,5401	0,5411	0,5421	0,5427
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4195	0,4200	0,4209	0,4217	0,4221
фракции:	60-70	0,5347	0,5351	0,5358	0,5365	0,5368
	70-80	0,3727	0,3732	0,3739	0,3747	0,3752
	80-90	0,2886	0,2887	0,2890	0,2893	0,2894
	90-100	0,2350	0,2350	0,2351	0,2353	0,2354
	100-110	0,1982	0,1982	0,1982	0,1983	0,1983
	110-120	0,1719	0,1718	0,1717	0,1717	0,1717
	120-130	0,1511	0,1509	0,1508	0,1508	0,1507
	130-140	0,1304	0,1302	0,1300	0,1299	0,1298
	140-150	0,1137	0,1134	0,1132	0,1131	0,1129
	150-160	0,0940	0,0936	0,0934	0,0932	0,0931
	160-170	0,0750	0,0746	0,0744	0,0742	0,0740
	170-180	0,0586	0,0583	0,0581	0,0579	0,0577
	180-190	0,0450	0,0447	0,0445	0,0443	0,0442
	190-200	0,0343	0,0340	0,0338	0,0337	0,0336
	200-210	0,0259	0,0257	0,0255	0,0254	0,0253
	210-220	0,0189	0,0187	0,0186	0,0185	0,0184
	220-230	0,0126	0,0124	0,0123	0,0122	0,0122
230-240	0,0077	0,0076	0,0075	0,0074	0,0073	
240-250	0,0045	0,0044	0,0043	0,0042	0,0042	
250-260	0,0025	0,0024	0,0023	0,0023	0,0022	
260-270	0,0013	0,0012	0,0012	0,0011	0,0011	
270-280	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0005	
280-290	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
290-300	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
300 +	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Продолжение таблицы 3.2

Годы		36	37	38	39	40
Содержание C ₅₊		138,97	139,03	139,09	139,15	139,16
Мольные доли						
Азот	N ₂	0,3418	0,3423	0,3429	0,3434	0,3439
Диоксид углерода	CO ₂	2,1638	2,1562	2,1491	2,1422	2,1367
Метан	CH ₄	85,0613	85,0561	85,0507	85,0455	85,0418
Этан	C ₂ H ₆	4,6448	4,6477	4,6505	4,6533	4,6557
Пропан	C ₃ H ₈	2,5958	2,5996	2,6034	2,6070	2,6100
Изо-бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,6509	0,6523	0,6536	0,6549	0,6560
Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,9997	1,0011	1,0026	1,0039	1,0051
Изо-пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,5437	0,5447	0,5456	0,5464	0,5471
Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,4229	0,4237	0,4244	0,4250	0,4255
фракции:	60-70	0,5376	0,5382	0,5389	0,5395	0,5397
	70-80	0,3760	0,3767	0,3774	0,3781	0,3785
	80-90	0,2898	0,2900	0,2903	0,2906	0,2907
	90-100	0,2356	0,2358	0,2360	0,2362	0,2362
	100-110	0,1985	0,1986	0,1987	0,1988	0,1988
	110-120	0,1717	0,1718	0,1718	0,1718	0,1718
	120-130	0,1506	0,1506	0,1506	0,1506	0,1505
	130-140	0,1297	0,1296	0,1295	0,1295	0,1294
	140-150	0,1128	0,1127	0,1127	0,1126	0,1125
	150-160	0,0929	0,0928	0,0927	0,0926	0,0925
	160-170	0,0739	0,0737	0,0736	0,0735	0,0734
	170-180	0,0576	0,0575	0,0573	0,0572	0,0571
	180-190	0,0441	0,0440	0,0439	0,0438	0,0437
	190-200	0,0335	0,0334	0,0333	0,0333	0,0332
	200-210	0,0252	0,0252	0,0251	0,0251	0,0250
	210-220	0,0183	0,0183	0,0182	0,0182	0,0181
	220-230	0,0121	0,0121	0,0120	0,0120	0,0120
	230-240	0,0073	0,0073	0,0072	0,0072	0,0072
	240-250	0,0042	0,0041	0,0041	0,0041	0,0040
250-260	0,0022	0,0022	0,0021	0,0021	0,0021	
260-270	0,0011	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	
270-280	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	
280-290	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
290-300	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	
300 +	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Таблица 3.3 – Физико-химические характеристики фракций

Фракция	Температура кипения, °С	Молярная масса, г/моль	Плотность, кг/м ³	Критическая температура, °С	Критическое давление, бар
60-70	64,4	82,26	700,706	236,8	33,29
70-80	74,7	86,59	706,256	248,1	32,23
80-90	84,8	91,21	712,576	259,3	31,25
90-100	94,9	96,11	719,746	270,4	30,26
100-110	104,9	101,24	725,850	281,1	29,18
110-120	114,9	106,62	732,413	291,8	28,20
120-130	124,9	112,09	738,739	302,3	27,25
130-140	135,0	117,65	744,843	312,6	26,34
140-150	145,0	123,47	751,084	322,9	25,48
150-160	154,9	129,41	757,080	333,0	24,65
160-170	164,9	135,57	762,948	343,0	23,85
170-180	174,9	141,90	768,626	352,9	23,08
180-190	184,9	148,42	774,239	362,7	22,33
190-200	194,9	155,21	779,763	372,5	21,61
200-210	204,9	162,34	785,197	382,1	20,91
210-220	214,9	169,68	790,467	391,6	20,25
220-230	224,8	177,02	794,538	400,7	19,53
230-240	234,8	185,18	801,013	410,5	19,00
240-250	244,9	193,86	806,489	419,9	18,42
250-260	254,9	202,47	811,757	429,3	17,86
260-270	264,9	211,62	816,896	438,6	17,32
270-280	274,9	220,82	821,785	447,7	16,78
280-290	284,8	230,09	826,356	456,6	16,26
290-300	294,8	239,16	830,589	465,4	15,73
300 +	348,5	287,50	852,127	507,8	13,48

Система разработки на газоконденсатном объекте предусматривается на газовом режиме естественного истощения пластовой энергии. Размещение газоконденсатных скважин проведено с учетом ряда вопросов:

- равномерной отработки запасов (более плотная сетка в зоне высокой плотности запасов);
- минимизации геологических рисков строительства скважин, обусловленных приповерхностным газом;
- минимизацией осложнений при бурении в продуктивных отложениях, связанных с пересечением разломов;
- совместного вскрытия продуктивных отложений пластов N1dg дагинские, пл. I и N1dg дагинские, пл. II;
- удаления нижней точки ствола от предполагаемого положения ГВК не менее чем на 30 м в газоводяных зонах.

Предусматривается кустовое размещение скважин с субгоризонтальным окончанием с длиной ствола в продуктивном интервале 500 м, оборудованных противопесочными фильтрами.

Схема компоновки скважин в кусты – в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Схема компоновки скважин в кусты

№ куста	№ скважины	Тектонический блок
1	СК 1, СК 2, СК 3	I, II, VI
2	СК 4, СК 5	I, II, VI
3	СК 6, СК 7, СК 8	I, II, VI
4	СК 9, СК 10	I, II, VI
5	СК 11, СК 12, СК 13	I, II, VI
6	СК 14, СК 15	I, II, VI
7	СК 16, СК 17, СК 18	I, II, VI
8	СК 19, СК 20, СК 46	I, II, VI
10	СК 23, СК 24	VII
11	СК 25, СК 26	VII
12	СК 27, СК 28	VII
13	СК 29, СК 30	VIII
14	СК 31, СК 32	VIII
15	СК 37, СК 38	III- IV
16	СК 39, СК 40	III- IV
17	СК 41, СК 42	III- IV
18	СК 43	V

По газоконденсатному объекту разработки порядок ввода в эксплуатацию скважин различных эксплуатационных участков определяется рядом критериев. Первыми вводятся скважины участков, находящихся в чисто газовой зоне по обоим пластам, так как в этой части максимальная плотность запасов газа. Затем в эксплуатацию вводятся все скважины законченного обустройством куста. Следующим этапом вводятся скважины кустов, подключаемых к сборному манифольду СМ2. Последними вводятся скважины, вскрывающие нижний пласт Dg II на участках, близких к контурам нефтяного объекта разработки, для сохранения пластовой энергии для добычи нефти. Ввод скважин представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Ввод скважин в эксплуатацию

Годы разработки	Ввод скважин			
	Всего	По кусту		
		Кол-во скв-н, ед.	№ куста	кол-во скв-н, ед.
1	10	2	2	СК 4, СК 5
		3	3	СК 6, СК 7, СК 8
		4	2	СК 9, СК 10
		8	3	СК 19, СК 20, СК 46
2	5	1	3	СК 1, СК 2, СК 3
		6	2	СК 14, СК 15
3	3	5	3	СК 11, СК 12, СК 13
4	5	7	3	СК 16, СК 17, СК 18
		10	2	СК 23, СК 24
5	4	11	2	СК 25, СК 26
		13	2	СК 29, СК 30
6	6	12	2	СК 27, СК 28
		14	2	СК 31, СК 32
		16	2	СК 39, СК 40
7	5	15	2	СК 37, СК 38
		17	2	СК 41, СК 42
		18	1	СК 43

4 Сведения о функциональном назначении объекта, состав и характеристики производства. Технологические решения

4.1 Назначение и состав объекта

Объекты обустройства Южно-Кириного месторождения проектируются с целью сбора добываемого флюида (сырого природного газа) от скважин, устья которых расположены на дне Охотского моря, доставки его на береговую установку для разделения на товарную продукцию, имеющую качественные характеристики, позволяющие выполнять ее транспортировку и дальнейшую реализацию.

В составе обустройства Южно-Кириного месторождения выделяются береговой технологический комплекс и морской технологический комплекс, границей которых является площадка управления МТК, расположенная на берегу в районе выхода газосборных коллекторов.

Обустройство Южно-Кириного месторождения разделено на 8 этапов обустройства с разделением по этапам строительства. На каждый этап обустройства предусмотрен самостоятельный комплект проектной документации.

- Этапы 1-21 (первый этап обустройства);
- Этапы 23-31 (второй этап обустройства);
- Этап 22 (третий этап обустройства);
- Этап 32 (четвертый этап обустройства);
- Этапы 33-53 (пятый этап обустройства);
- Этапы 54-66 (шестой этап обустройства);
- Этап 67 (седьмой этап обустройства).
- Этап 32.2 (восьмой этап обустройства).

Ввод объектов, входящих в первый этап обустройства, позволяет начать эксплуатацию месторождения с выпуском товарной продукции. В первый этап обустройства включены:

- Площадка установка комплексной подготовки газа, газосборный коллектор (1 нитка) с трубопроводом ингибитора коррозии, газосборный коллектор (2 нитка) с трубопроводом ингибитора гидратообразования, конденсатопровод подключения в нефтепровод компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД»;
- Площадка канализационных очистных сооружений;
- Площадка водозаборных сооружений;
- Площадка ЭСН (в районе УКПГ);
- Понижительная подстанция 110/10 кВ;
- Центральная дожимная компрессорная станция в составе УКПГ;
- Площадка промбазы и ВЖК;

- Площадка управления морским технологическим комплексом;
- Площадки крановых узлов и приема запуска очистных устройств трубопроводов;
- Газопровод подключения от УКПГ Южно-Киринского месторождения до площадки узла замера газа в составе НПС-1 (район ОБТК Лунского месторождения) компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД»;
- Газосборный коллектор (1 нитка), газосборный коллектор (2 нитка), трубопровод ингибитора гидратообразования (МЭГ), основной шлангокабель, сборный манифольд СМ1;
- Площадка управления морским технологическим комплексом;
- Кустовой манифольд КМ1, трубопровод-шлейф КМ1-СМ1, внутрипромысловый шлангокабель ВШ1;
- Кустовой манифольд КМ2, трубопровод-шлейф КМ2-СМ1, внутрипромысловый шлангокабель ВШ2;
- Кустовой манифольд КМ3, трубопровод-шлейф КМ3-СМ1, внутрипромысловый шлангокабель ВШ3;
- Обустройство скважины СК1;
- Обустройство скважины СК2;
- Обустройство скважины СК3;
- Обустройство скважины СК4;
- Обустройство скважины СК5;
- Обустройство скважины СК6;
- Обустройство скважины СК7;
- Обустройство скважины СК8.

Проектная документация «Обустройство Южно-Киринского месторождения». Этапы 1-21 (первый этап обустройства) разработана в полном объеме и получила положительное заключение государственной экспертизы ФАУ «Главное управление государственной экспертизы» от 13.09.2022 № 65-1-1-3-065613-2022.

Последующие этапы обустройства Южно-Киринского месторождения обеспечивают наращивание производительности объекта или повышение качества товарной продукции до требований внешних потребителей.

В частности, объекты второго этапа обустройства позволяют ввести в эксплуатацию 6 добывающих скважин и подключить их к системам, запроектированным в рамках первого этапа обустройства:

- Этап 23. МТК: кустовой манифольд КМ4, трубопровод-шлейф КМ4-СМ1, внутрипромысловый шлангокабель ВШ4.
- Этап 24. МТК: кустовой манифольд КМ6, трубопровод-шлейф КМ6-СМ1, внутрипромысловый шлангокабель ВШ6.

- Этап 25. МТК: кустовой манифольд КМ8, трубопровод-шлейф КМ8-СМ1, внутрипромысловый шлангокабель ВШ8.
- Этап 26. МТК: обустройство скважины СК9.
- Этап 27. МТК: обустройство скважины СК10.
- Этап 28. МТК: обустройство скважины СК14.
- Этап 29. МТК: обустройство скважины СК15.
- Этап 30. МТК: обустройство скважины СК19.
- Этап 31. МТК: обустройство скважины СК20.

В состав седьмого этапа обустройства, технические решения по которому предусматриваются данной проектной документацией входит один этап строительства:

- Этап 67. МТК: обустройство скважины СК46.

На скважине СК46 предполагается установка оборудования оканчивания скважины и ее подключения к газосборной сети и системам питания и управления отечественного производства. Непосредственное подключение СК46 предусматривается к кустовому манифольду КМ8, запроектированному в рамках второго этапа обустройства. Включение в добычной фонд Южно-Киринского месторождения скважины СК46 не предполагает увеличение добычи из-за сопутствующего сокращения объемов добычи в скважинах предыдущих этапов обустройства.

Седьмой этап обустройства является зависимым этапом и не может быть реализован без ввода в эксплуатацию первого и второго этапов обустройства.

Процессы добычи пластового флюида и его подготовки к транспорту описаны в проектной документации первого этапа обустройства. В текущей документации представлены решения по морскому технологическому комплексу непосредственно необходимые для подключения СК46 к ранее запроектированным системам и краткое описание этих систем.

4.2 Номенклатура продукции

Процесс обработки скважинной продукции предусматривает получение товарных, подготовленных для транспортировки осушенного природного газа и конденсата газового стабильного, также технологический процесс предусматривает получение промежуточной продукции – конденсата газового нестабильного.

Товарный газ, поступающий в сухопутный газопровод, по температуре точки росы по углеводородам соответствует требованиям изменения №2 к заданию на проектирование «Обустройство Южно-Киринского месторождения» (1 этап) в составе стройки «Обустройство Южно-Киринского месторождения» (минус 5°С). По остальным показателям товарный газ соответствует СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». Требования СТО Газпром 089-2010 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов		Метод испытания
	умеренного	холодного	
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
2 Температура точки росы по воде (ТТРВ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: - зимний период - летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0	По 8.2
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТРУВ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: - зимний период - летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0	По 8.3
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,020)		По 8.4
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 (0,036)		По 8.4
6 Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030 (0,070)		По 8.5
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)		По ГОСТ 31369
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001		По ГОСТ 22387.4
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно		По 8.6
Примечания			
1 Макроклиматические районы определяют по ГОСТ 16350.			
2 Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля. Периоды могут быть изменены по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.			
3 Для ГПП, в котором содержание углеводородов C5+вышш не превышает 1,0 г/м ³ , показатель 3 допускается не нормировать.			
4 Приведенные в скобках значения норм для показателей 4-6 действительны до 01.01.2013г.			
5 Если значение любого из показателей 4-6, 10 в течение года не превышает 0,001 г/м ³ , то в дальнейшем данный показатель определяют не реже 1 раза в год по согласованию между поставляющей и принимающей сторонами.			
6 Стандартные условия для определения показателей 7-11 указаны в ГОСТ 31369 (таблица Р.1). Стандартная температура при проведении объема ГПП к стандартным условиям 20,0°С.			
7 При расчетах показателя 7 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.			
8 Для месторождений и подземных хранилищ, введенных в действие до 2000г., допускается превышение норм показателей 2, 3, 9 по согласованию с ОАО «Газпром».			
9 Для магистральных газопроводов, вводимых с 01.2011г., рекомендуется устанавливать в специальных технических условиях нормы для показателей ТТРВ и ТТРУВ при давлении в точке отбора пробы на 5,0°С ниже проектной минимальной температуры газа в газопроводе.			

Конденсат газовый нестабильный, получаемый на выходе с установки НТС, соответствует требованиям СТО Газпром 5.11-2008 «Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия» (см.табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Требования СТО Газпром 5.11-2008 к качеству конденсата газового нестабильного

Наименование показателя	Значение для группы		Метод испытания
	1	2	
	Коды по ОК 005		
	02 7131 0100	02 7131 0110	
1 Компонентно-фракционный состав	Не нормируют		По 8.7
2 Массовая доля воды, %, не более	0,50	1,00	По 8.8
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		По 8.9
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	400	По 8.10
5 Массовая доля общей серы, %	Не более 0,01	Не нормируют, определение обязательно	По 8.11
6 Массовая доля сероводорода, %	Не определяют	Не нормируют	По 8.12
7 Массовая доля меркаптановой серы, %	Не определяют	Не нормируют	По 8.13
8 Плотность при рабочих условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно		По 8.14
9 Кажущаяся плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно		По 8.15
10 Давление насыщения (давление начала кипения) при t=37,8°C, кПа (мм рт. ст.), не менее:			По 8.16
- зимний период	93,3 (700)		
- летний период	66,7 (500)		
Примечания			
1 Показатель 1 определяют по согласованию между поставщиком и потребителем, но не реже одного раза в месяц.			
2 К показателю 2 относят воду и водные растворы технологических примесей.			
3 Определение показателя 5, если его полученное ранее значение меньше 0,01% масс., проводят с периодичностью, согласованной между поставщиком и потребителем.			
4 Показатели 6, 7 для группы 2 определяют только для КНГ, содержащего более 0,01 % масс. сернистых соединений (в пересчете на общую серу).			
5 Стандартные условия, принятые в РФ: - температура Tc=293,15 К; - абсолютное давление Pc=101,325 кПа.			
6 Летний период – с 1 мая по 30 сентября. Зимний период – с 1 октября по 30 апреля. Сроки начала и окончания периодов могут быть изменены по согласованию между поставщиком и потребителем.			
7 При необходимости по согласованию между поставщиком и потребителем допускается определение показателей качества КНГ и внесение нормативных требований, не указанных в таблице.			
8 Если хотя бы по одному из показателей КНГ относят к группе 2, то КНГ признают соответствующим группе 2.			
9 При необходимости по согласованию между поставщиком и потребителем допускается определение давления насыщения (давления начала кипения) КНГ по ГСССД МР 107-98 и методикам системы стандартизации ОАО «Газпром», введенным в установленном порядке.			
10 Для показателей КНГ 1-7 и 9-10 значения границ погрешности измерений установлены в соответствующих нормативных документах, разрядность записи результатов определений – согласно таблице.			

Подготовка конденсата газового стабильного на УКПГ осуществляется до требований ГОСТ Р 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный». Требования, предъявляемые ГОСТ Р 54389-2011 к конденсату, приведены в таблице 4.3.

**Таблица 4.3 – Требования ГОСТ Р 54389-2011 к качеству
подготовленного конденсата**

Наименование показателя	Норма для групп	
	I	II
1 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	
2 Массовая доля воды, % не более	0,5	
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,005	
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300
5 Массовая доля серы, %	Не нормируют, определение по требованию потребителя	
6 Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более	20	100
7 Массовая доля метил- и этил меркаптанов в сумме, млн-1 (ppm), не более	40	100
8 Плотность при 20 °С, кг/м ³ при 15 °С, кг/м ³	Не норм., определение обязательно Не норм. определение по требованию потребителя	
9 Выход фракций, % до температуры, °С (100; 200; 300; 360)	Не норм. определение обязательно	
10 Массовая доля парафина, %	Не нормируют, определение по требованию потребителя	
11 Массовая доля хлорорганических соединений, млн-1 (ppm)	Не нормируют, определение по требованию потребителя	
Примечания		
1 По согласованию с потребителями допускается выпуск КГС давлением насыщенных паров не более 93,3 (700) кПа (мм рт. ст.).		
2 Для организаций, перерабатывающих сернистое сырье и введенных в эксплуатацию до 1990 г., допускается по согласованию с потребителями и транспортными компаниями превышение значения по показателю 6 для КГС группы 2 до 300 млн-1 (ppm) и по показателю 7 для КГС группы 2 до 3000 млн-1 (ppm).		
3 Если хотя бы по одному из показателей КГС относят к группе 2, а по другим - к группе 1, то КГС признают соответствующим группе 2.		
4 Показатели 5-7 определяют по требованию потребителя только для конденсатов с содержанием сернистых соединений (в пересчете на серу) более 0,01 % массовых.		

4.3 Технологические решения по морскому технологическому комплексу

4.3.1 Общие сведения

Принципиальная схема обустройства Южно-Киринского месторождения предусматривает добычу, сбор и транспортировку на сушу пластового газа посредством применения оборудования морского технологического комплекса с подводным расположением устьев скважин и технологических сооружений.

Газосборная сеть МТК предусматривает сбор пластового продукта 38 скважин от 17 эксплуатационных (буровых) центров через соединительные секции до кустовых манифольдов, затем через внутрипромысловые трубопроводы-шлейфы до сборных манифольдов, далее до установки комплексной подготовки газа по двухниточному газосборному коллектору, состоящему из морского и сухопутного участков.

Выход на берег трассы проектного газосборного коллектора Ø 813 мм Южно-Киринского месторождения находится севернее (порядком 250 м) от коридора трубопроводов газосборного коллектора Ø 508 мм Киринского ГКМ.

Площадка управления морским технологическим комплексом расположена на восточном берегу о. Сахалин, в районе выхода морских трубопроводов на берег Охотского моря, на расстоянии 730 м от уреза воды.

В непосредственной близости от объектов Южно-Киринского месторождения ведется добыча углеводородного сырья на Кирином газоконденсатном месторождении (оператор добычи ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск») и на Лунском газоконденсатном месторождении (оператор добычи компания «Сахалин Энерджи»).

4.3.2 Основы проектирования

Проектное количество скважин седьмого этапа обустройства Южно-Киринского месторождения – 1 ед. (СК46), объединенной с двумя скважинами второго этапа обустройства СК19 и СК20 в эксплуатационный куст 8. На скважине установлена подводная фонтанная арматура. Для эксплуатационного куста предусмотрен кустовой манифольд КМ8.

Скважинную продукцию предусматривается подавать в газосборную сеть (в сборный манифольд СМ1), сооружаемый в рамках первого этапа обустройства Южно-Киринского месторождения.

Продукция от фонтанной арматуры скважины СК46 поступает в кустовой манифольд КМ8 через трубные соединительные секции 8” (219,1 мм). Транспортировка сырого газа от кустового манифольда к сборному манифольду СМ1 осуществляется по газопроводу-шлейфу наружным диаметром 406,4 мм, запроектированному в рамках второго этапа обустройства.

От сборного манифольда СМ1 к кустовому манифольду КМ8 в рамках второго этапа обустройства укладывается внутрипромысловый шлангокабель, по которому осуществляется подача моноэтиленгликоля, метанола, ингибитора коррозии, контроль и управление кустовым подводным оборудованием. Трасса внутрипромыслового шлангокабеля проходит параллельно трассе газопровода-шлейфа.

Фонтанная арматура к кустовому манифольду подключаются с помощью гидравлических и электрических перемычек, через которые осуществляется подача моноэтиленгликоля, метанола, ингибитора коррозии, контроль и управление фонтанной арматурой.

От сборного манифольда СМ1 до береговой установки комплексной подготовки газа (УКПГ) продукция доставляется по двум ниткам газосборного коллектора, сооружаемого в рамках первого этапа обустройства месторождения.

На берегу на площадке управления МТК в рамках первого этапа обустройства предусматриваются сооружения автоматизированной системы управления и контроля технологическими процессами МТК.

4.3.3 Схема технологического процесса

Система сбора газа МТК Южно-Киринского месторождения представляет собой совокупность газосборного коллектора, газопроводов-шлейфов и подводного оборудования, предназначенную для сбора продукции скважин и транспортировки ее до УКПГ.

В рамках реализации 1 этапа обустройства Южно-Киринского месторождения добыча пластовой продукции осуществляется с использованием 8 скважин, объединенных в 3 куста (эксплуатационных центра): СК1, СК2, СК3 (куст 1); СК4 и СК5 (куст 2); СК6, СК7, СК8 (куст 3). Для каждого эксплуатационного куста предусмотрен кустовой манифольд, соответственно КМ1, КМ2 и КМ3.

На 2 этапе обустройства вводится 6 скважин (СК9, СК10, СК14, СК15, СК19, СК20), объединенных в 3 эксплуатационных куста (4, 6 и 8). Эксплуатационный куст 4 включает скважины СК9 и СК10, эксплуатационный куст 6 включает скважины СК14 и СК15, эксплуатационный куст 8 – скважины СК19 и СК20, к которому в рамках седьмого этапа обустройства подключается скважина СК46. Для каждого эксплуатационного куста предусмотрен кустовой манифольд, соответственно КМ4, КМ6 и КМ8.

Добываемый продукт скважин собирается в кустовые манифольды и далее по газопроводам-шлейфам поступает в сборный манифольд СМ1 для последующей транспортировки по 2-ух ниточному газосборному коллектору до объектов береговой инфраструктуры (УКПГ). Протяженность газосборного коллектора от СМ1 до УКПГ, составляет около 78,4 км, в том числе морской участок от СМ1 до берега моря (61,6 км) и сухопутный участок от берега моря до УКПГ (16,8 км).

Подключение трубопроводов к сборному и кустовым манифольдам предусматривается жесткими соединительными трубными секциями соответствующего диаметра через оконечные устройства трубопроводов (PLET). Подключение фонтанных арматур эксплуатационных скважин к кустовым манифольдам предусматривается жесткими трубными соединительными секциями диаметром 219,1 мм.

Диагностика газопроводов-шлейфов в период эксплуатации будет осуществляться с применением подводных камер запуска-приема СОД, устанавливаемых на оконечных устройствах трубопровода PLET и кустовом манифольде КМ8.

Сборный манифольд СМ1, обе нитки газосборного коллектора, а также кустовые манифольды КМ1, КМ3 и КМ8, предусматривают дополнительные узлы для подключения трубопроводов на дальнейших этапах обустройства месторождения.

По мере истощения запасов и естественного снижения пластового давления, с целью обеспечения технологических показателей разработки месторождения и необходимо-

го давления на входе в УКПГ для осуществления технологических процессов, на дальнейших этапах обустройства месторождения потребуются ввод подводной дожимной компрессорной станции (ПДКС). Подключение ПДКС к подводной газосборной сети предусматривается трубными соединительными секциями диаметром 813 мм через линейные узлы подключения к трубопроводу, установленные на каждой нитке газосборного коллектора.

Для предотвращения внутренней коррозии стальных трубопроводов, обусловленной содержанием в добываемой пластовой продукции CO_2 , предусматривается непрерывная подача ингибитора коррозии в ствол каждой эксплуатационной скважины.

Для предотвращения гидратообразования пластовой смеси в период нормальной эксплуатации на устья скважин подаётся МЭГ с концентрацией 80/20. На случай запуска скважин и разрушения гидратных пробок предусматривается применение метанола.

Контроль и управление технологическими процессами МТК (ТП МТК) осуществляется в автоматическом режиме (основной - дистанционно с УКПГ, вспомогательный - с береговой станции управления МТК) посредством основного и внутрипромысловых шлангокабелей через интегрированные модули управления сборных и кустовых манифольдов, фонтанных арматур эксплуатационных скважин. Береговая станция управления МТК (далее УМТК) включает в себя оборудование подключения и распределения линий основного шлангокабеля, подачи гидравлической и электрической энергии до подводного оборудования и приборов АСУ ТП МТК, приема, обработки, хранения и передачи сигналов. Центральное управление ТП МТК осуществляется с автоматизированного рабочего места в операторной УКПГ.

Присоединение основного и внутрипромысловых шлангокабелей к сборному СМ1 и кустовым манифольдам осуществляется непосредственно к оборудованию через технологические узлы подключения. Подключение фонтанных арматур эксплуатационных скважин к системе управления кустовых манифольдов предусматривается посредством соединительных перемычек.

Принципиальная схема системы сбора пластового флюида Южно-Киринского месторождения представлена на рисунке 4.1.

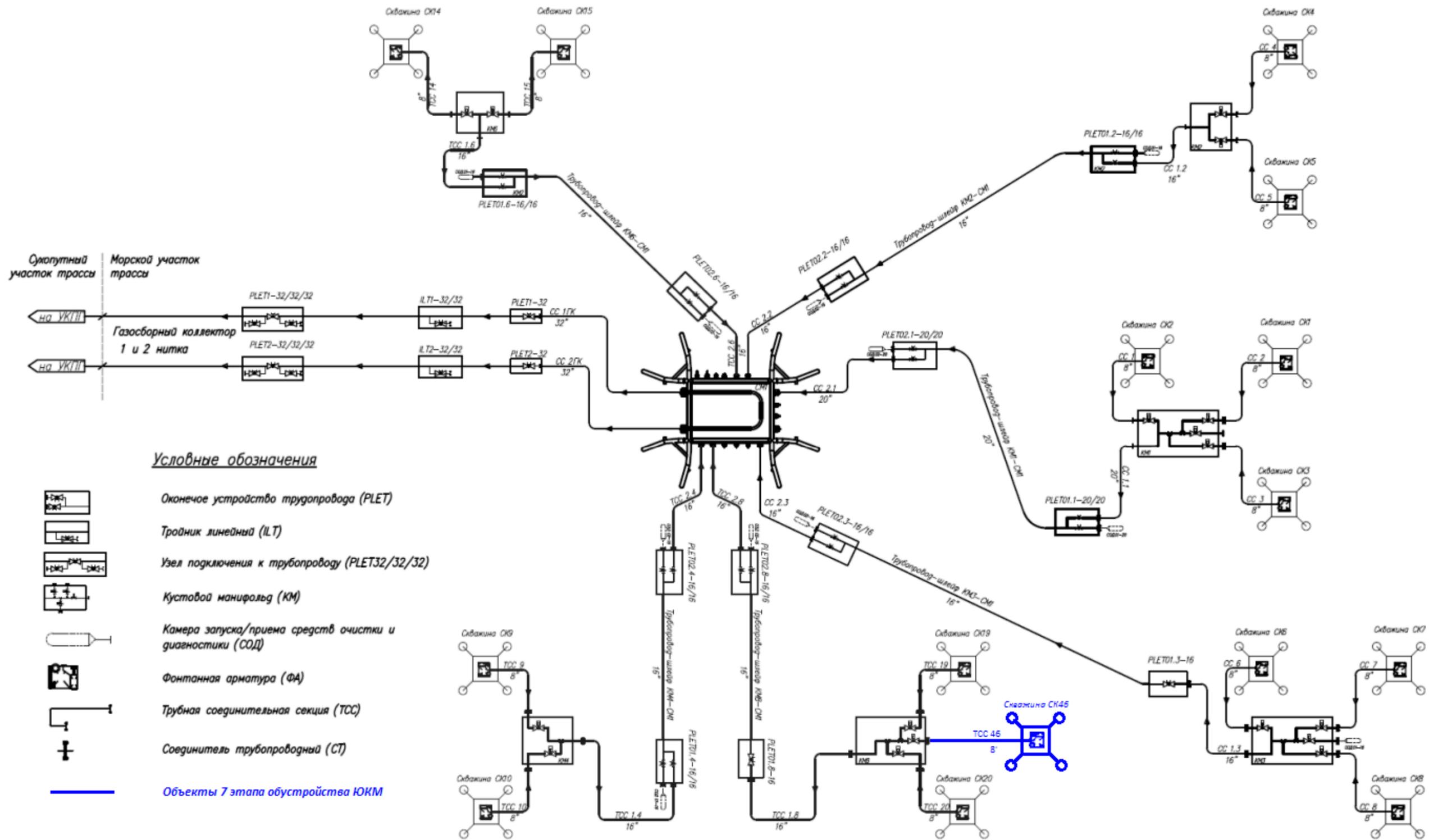


Рисунок 4.1 - Система сбора газа Южно-Кириинского месторождения

4.3.4 Подводное оборудование

В рамках седьмого этапа обустройства Южно-Киринского месторождения для подключения фонтанной арматуры скважины СК46 к кустовому манифольду КМ8 предусмотрены:

- трубные соединительные секции;
- соединительные гидравлические переключки;
- соединительные электрические переключки;
- соединительные волоконно-оптические переключки.

Трубная соединительная секция

Подключение фонтанных арматур эксплуатационных скважин к кустовым манифольдам предусматривается жесткими трубными соединительными секциями диаметром 219,1 мм.

В таблице 4.4 приведены обозначения и диаметры трубных соединительных секций применяемых на седьмом этапе обустройства Южно-Киринского месторождения.

Таблица 4.4 –Трубные соединительные секции системы сбора газа

Назначение	Обозначение	Диаметр, мм
<i>Манифольд кустовой КМ8</i>		
Подключение ФА скважины СК46 к кустовому манифольду КМ8	ТСС 46	219,1

Трубные соединительные секции выполнены в «жестком» исполнении, т.е. из стальных труб. Прямолинейные участки в жестких трубных соединительных секциях соединяются отводами. Отводы изготавливаются из того же материала, что и трубы. Радиусгиба отводов составляет 5 DN. На концах трубных соединительных секций устанавливается система соединений горизонтального типа.

К основным достоинствам жестких соединительных секций относятся:

- стоимость изготовления и монтажа;
- наличие труб на месте производства работ;
- скорость монтажа;
- возможность поршневания;
- расчётный срок службы соответствует проектному периоду эксплуатации.

Для подводного подключения трубопроводов к оборудованию МТК используются элементы соединительной системы трубопроводов, обеспечивающие легкость и простоту монтажа при помощи ТНПА, без привлечения водолазов.

К основным функциям системы соединения относятся:

- обеспечение надежного герметичного соединения выкидных линий ФА с кустовыми манифольдами.

В системе соединения могут применяться два типа соединительных устройств, с хомутом и цангой.

Основными элементами системы соединения являются: направляющая рама, хомут (цанга), корпус и патрубок под приварку.

Направляющая рама предназначена для ориентирования трубных соединительных секций с ответными элементами, приваренными на оборудовании (КМ, СМ, ФА). Направляющая рама также является базой для установки элементов катодной защиты.

Хомут и цанга предназначены для смыкания втулки системы соединения трубопроводов и ответной втулки системы соединения расположенной на оборудовании.

Корпус является основной несущей конструкцией и обеспечивает сопряжение с инструментом подтягивания во время соединения.

Патрубки под приварку обеспечивают свариваемость системы соединения с металлом трубных соединительных секций.

Для изолирования потока перекачиваемой среды от окружающей среды и герметизации соединения втулки с ответным элементом системы соединения применяется уплотнение металл-металл изготовленное из никелевого сплава. Герметизация уплотнения проверяется гидравлическим давлением через внешний порт подключения блока испытания, устанавливаемого на ТНПА.

Конструктив системы соединения предусматривает возможность замены металлического уплотнения без демонтажа соединительной трубной секции с помощью вспомогательного инструмента, управляемого ТНПА.

В связи с необходимостью защиты от механического повреждения трубопроводов для объектов МТК Южно-Кириновского месторождения применима система соединения горизонтального типа, характеризующаяся минимальными габаритами.

Оборудование системы управления и контроля

Управление и контроль подводным оборудованием МТК осуществляется при помощи системы шлангокабелей, являющихся частью системы автоматизированного управления и контроля технологическими процессами Морского технологического комплекса (далее – АСУ ТП МТК), обеспечивающих непрерывную связь с надводным оборудованием площадки управления МТК.

Шлангокабель состоит из группы функциональных линий (трубки, электрические и волоконно-оптические кабели) размещенных в единой связке и защищенных общей несущей оболочкой. Концы шлангокабелей оборудованы оконечными головками для подключения к оборудованию МТК.

Система шлангокабелей обеспечивает следующие технологические процессы:

- подачу электроэнергии;
- передачу сигналов связи;
- подачу и возврат жидкости гидравлической системы управления по линиям высокого и низкого давления, линии возврата;

- подачу ингибитора углекислотной коррозии;
- подачу ингибитора гидратообразования;
- сервисные процедуры.

Шлангокабели МТК Южно-Кириного месторождения разделяются на основной и внутривнепромысловые. В рамках первого и второго этапов обустройства реализуются основной и внутривнепромысловый шлангокабель, связывающий сборный манифольд СМ1 с кустовым КМ8.

Схема системы шлангокабелей МТК 1 и 2 этапа обустройства Южно-Кириного месторождения приведена на рисунке 4.2.

Система шлангокабелей прокладывается от ПУМТК до подводных объектов МТК. Оконечные устройства на концах шлангокабелей обеспечивают герметичное подключение к оборудованию МТК.

Перемычка соединительная гидравлическая

Соединительные гидравлические перемычки применяются для подключения КМ к ПМУ ФА скважин. Содержат гидравлические неметаллические композитные трубы, многоканальные быстроразъемные соединители и ограничители изгиба.

На концах перемычки установлены оконечные устройства с многоканальным быстроразъемным соединителем для подключения к КМ и ФА, а также для корректной коммутации гидравлических линий. Быстроразъемные соединения, установленные в соединителе, предотвращают вытекание гидравлической жидкости из гидравлических линий перемычек, а также попадание в них морской воды.

Гидравлические соединительные перемычки изготавливаются согласно требованиям ISO 13628-5, ISO 13628-6 для эксплуатации в морских условиях.

В месте подсоединения перемычки к оконечному устройству устанавливаются ограничители изгиба.

Монтаж и подключение гидравлических перемычек к подводному оборудованию осуществляется с помощью ТНПА. Для спуска перемычек на дно должны применяться специальные корзины/рамы

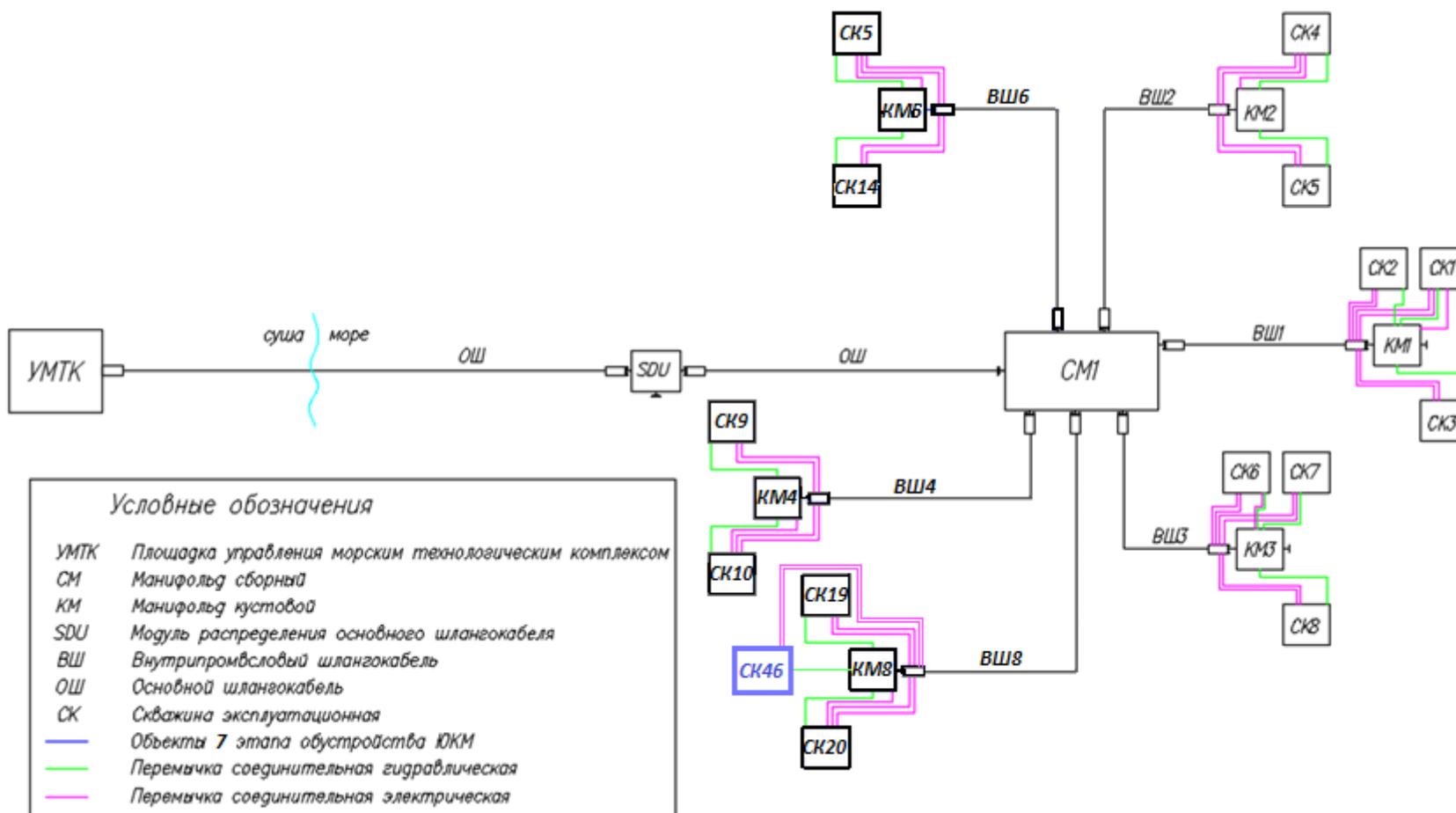


Рисунок 4.2 – Схема системы шлангокабелей Южно-Кириинского месторождения (1 и 2 этап)

Перемычка соединительная электрическая

Соединительные электрические перемычки применяются для подключения подводного оборудования (ФА и СМ) к УТН шлангокабелей, внутренней электропроводки КМ, а также для подключения КМ к ПМУ ФА одной из скважин в кусте. Соединительные электрические перемычки состоят из медных электрических кабелей в маслonaполненном шланге под давлением, с многоконтактными разъемами с обоих концов пригодными для подключения под водой.

Соединительные электрические перемычки от ПМУ ФА к УТН внутрипромысловых шлангокабелей и к КМ устанавливаются под водой с помощью ТНПА. Для спуска и монтажа используются специальные корзины. В конструкции корзины имеются держатели, обеспечивающие легкое снятие и предотвращающие чрезмерный изгиб и запутывание перемычек.

Кабельная продукция перемычек соответствует требованиям ГОСТ 22483, МЭК 60288:2004, МЭК 60287, МЭК 60229 и пригодна для постоянного использования в морской воде в течение всего расчетного срока эксплуатации.

Перемычка соединительная волоконно-оптическая

Соединительные волоконно-оптические перемычки внутренней проводки СМ1 применяются для подключения к УТН шлангокабелей. Эти перемычки предназначены для соединения волоконно-оптических линий частей шлангокабелей между собой. Содержат волоконно-оптические кабели, многоконтактные быстроразъемные соединители, и в случае внутренней проводки элементов оборудования МТК - монтажные коробки разветвители.

В объеме поставки включены волоконно-оптические соединительные перемычки для подключения ПМУ ФА к УТН внутрипромысловых шлангокабелей в количестве по 2 шт. на каждую скважину. Эти перемычки используются в качестве резервной системы связи.

Гидравлические перемычки между ФА и КМ, также, как и электрические перемычки между УТН и ФА, ФА и КМ защищаются полимерконтейнерами, заполненными песком (рисунок 4.3). Основные характеристики используемых полимерконтейнеров приведены в таблице 4.5.

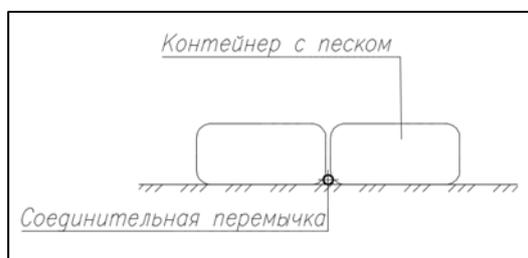


Рисунок 4.3. - Поперечное сечение соединительной перемычки, защищенной полимерконтейнерами с песком

**Таблица 4.5 – Основные характеристики контейнера
противоэрозионного – ромбического типа КП-Р-0,4**

Марка КП-Р	Объем емкости, м ³	Габариты		
		Длина, м	Ширина, м	Высота, м
КП-Р-0,4	0,30	0,75	0,92	0,92

4.3.5 Ингибиторная защита от гидратов

Газ при пластовых условиях насыщен водой, за счет теплообмена с окружающей средой и эффекта Джоуля-Томсона температура транспортируемого флюида понижается, что приводит к конденсации, содержащейся в нем воды. При определенных термобарических условиях из воды и газа могут образовываться гидраты, что приводит к уменьшению проходного сечения трубопроводов, и как следствие нарушению режимов работы газосборной сети. По мере извлечения запасов месторождения пластовое давление снижается, что способствует увеличению содержания воды в добываемой продукции и, следовательно, ведет к увеличению объемов подачи ингибитора гидратообразования.

Для предотвращения образования гидратов в оборудовании и трубопроводах Южно-Кириного месторождения предусматривается непрерывная подача ингибитора. В качестве ингибитора предполагается использование раствора «моноэтиленгликоль-вода» в регенерированном состоянии в массовом соотношении 80/20.

Раствор МЭГ будет непрерывно подаваться от установки нагнетания МЭГ, расположенной на площадке УКПГ, непосредственно в каждую скважину.

При нормальном режиме эксплуатации месторождения максимальное количество МЭГ 80/20 потребуется на 20-й год эксплуатации месторождения и составит примерно 141 м³/ч.

При первоначальном запуске скважины или запуске после длительного останова, когда температура транспортируемого продукта понижается до температуры окружающей среды, температура, в месте штуцера ФА, понижается, за счет эффекта Джоуля-Томсона. При повышении давления за штуцером эффект Джоуля-Томсона снижается. Минимальное необходимое давление после штуцера при запуске скважин составляет не менее 6 МПа, при этом температура на штуцере при запуске скважины составляет минус 24°С.

Для предотвращения гидратообразования при запуске скважин предполагается применение, в качестве ингибитора раствора метанола (массовой концентрацией 90% метанол + 10% вода).

В период добычи на Южно-Кирином месторождении в условиях непрерывной подачи МЭГ образование гидратных пробок не ожидается. Однако в случае нарушения подачи МЭГ или других непредвиденных событий, влияющих на систему подачи МЭГ, гидратные пробки могут образовываться.

При образовании гидратных пробок в трубопроводах или оборудовании МТК их разрушают путем ввода метанола и/или снижением давления в системе сбора газа. Место нахождения гидратной пробки определяют по росту перепада давления на определенном участке (трубопроводы-шлейфы, газосборные коллекторы).

4.3.6 Ингибиторная защита от углекислотной коррозии

Внутренняя коррозия в трубопроводах Южно-Киринского месторождения обусловлена содержанием в добываемом продукте углекислого газа (CO_2). Углекислый газ вступает в реакцию с водяной фракцией и образуется угольная кислота (H_2CO_3). Угольная кислота вызывает коррозию на внутренней поверхности труб.

Согласно с п. 5.2 СТО Газпром 9.3-011-2011 Изменение 1 средняя скорость общей коррозии не должна превышать 0,1 мм/год. Таким образом, для защиты внутренней поверхности оборудования и трубопроводов от воздействия углекислотной коррозии на Южно-Киринском месторождении предусматривается применение ингибиторной защиты.

Подача ингибитора осуществляется от установки дозирования химреагентов, расположенного на УКПГ, по отдельному трубопроводу диаметром 89 мм до площадки управления МТК. Далее по линии подачи химреагентов в основном шлангокабеле до сборного манифольда СМ1.

Ингибитор коррозии подается от сборных манифольдов в кустовые через линии подачи химреагентов во внутривидеальных шлангокабелях, откуда, посредством гидравлических соединительных переключателей, подается в фонтанные арматуры и далее в район забойного клапана отсекающего.

Схема подачи ингибитора коррозии предусматривает постоянный ввод химреагента в забой скважины для получения защитной пленки по всей внутренней поверхности трубопроводов.

5 Инженерные системы обеспечения объекта

5.1 Назначение и цели создание системы АСУ ТП МТК

АСУ ТП МТК предназначена для автоматизированного контроля и управления запорной и регулирующей арматурой технологической обвязки МТК, основными и вспомогательными технологическими объектами.

Целями создания АСУ ТП МТК являются:

- обеспечение заданного уровня контроля и управления технологическими процессами путем применения современных программно-технических средств с высокими показателями надежности и развитыми функциональными возможностями, позволяющими реализовывать полный набор функций для решения задач контроля, управления, регулирования, защиты технологического оборудования;
- осуществление автоматизированного оперативного контроля и управления производительностью производственно-технологического комплекса МТК, качеством производимой продукции и услуг в реальном масштабе времени;

- обеспечение надежной и эффективной работы технологического комплекса МТК за счет рационального управления режимами работы технологических объектов в рамках плановых заданий и установленных технологических ограничений с возможно меньшими производственными затратами и меньшим количеством эксплуатационного и обслуживающего персонала;

- снижение роли «человеческого фактора» в управлении технологическими процессами;

- обеспечение требуемого уровня безопасности производства и надежности газоснабжения, улучшение экологической обстановки в районе добычи.

Поставленные цели достигаются за счет:

- оптимизации режимов работы технологических объектов МТК;

- внедрения комплексных алгоритмов автоматического управления и регулирования производительностью и качеством подготовки газа;

- создания интегрированных баз данных;

- снижения затрат на создание систем автоматизации, а также на их реконструкцию и техническое перевооружение на последующих этапах жизненного цикла производственно-технологического комплекса, за счет использования надежных программно-технических комплексов с открытой архитектурой, позволяющей наращивать мощность систем автоматизации как по горизонтали, так и по вертикали без замены базовых ПТС;

- совершенствования систем сбора и отображения оперативной информации;

- обеспечения информационного взаимодействия АСУ ТП МТК с производственно-диспетчерскими службами общества в соответствии со Стратегией информатизации ПАО «Газпром»;

- применения систем автоматического контроля режимов работы и противоаварийной защиты процессов и оборудования технологических установок основного назначения на базе применения современных сертифицированных КИП, средств и систем автоматизации, а также распределенных ПТК с высокой эксплуатационной надежностью;

- использования унифицированных средств и систем автоматизации, ПТК и интерфейсов взаимодействия организационных уровней систем управления;

- оптимизации структуры автоматизированных систем, исключая избыточность технических средств, уменьшения затрат кабельной продукции, снижения трудоемкости технического и ремонтного обслуживания систем управления.

5.2 Система автоматизации технологических процессов АСУ ТП МТК

АСУ ТП МТК является распределенной, масштабируемой автоматизированной системой, обеспечивающей информационное взаимодействие всех звеньев управления технологическими процессами, и включает в себя следующие уровни управления:

- I уровень – уровень оперативного управления;

- II уровень – уровень систем автоматического управления (САУ).

АСУ ТП МТК выполняет функции контроля и управления технологическими процессами, технологических блокировок и локальных агрегатных защит, а также противоаварийной защиты по объекту в целом.

Оборудование АСУ ТП МТК рассчитано на непрерывную работу в течение всего срока службы при выполнении регламентированного обслуживания, за исключением рабочих станций (срок службы 5 лет) и серверного оборудования (срок службы 10 лет).

В составе ПТС АСУ ТП МТК в рамках реализации 1-го этапа обустройства месторождения (этапы 1-21) предусматривается следующее оборудование:

1. АРМ удаленного доступа МТК (в составе пульта управления месторождением);
2. Наземный модуль управления (НМУ) - главный блок управления (MCS);
3. Гидравлическая силовая установка (ГСУ (НРУ));
4. Электрическая силовая установка электроснабжения подводного оборудования МТК, подключаемого к газосборному манифольду СМ1 (ЭСУ (ЕРУ)) в составе шкафов:
 - а. Шкаф электроснабжения вводной (ШЭВ);
 - б. Шкаф электроснабжения силовой (ШЭС);
 - в. Шкаф управления электроснабжением (ШУЭ).
5. Система берегового электроснабжения подводного оборудования МТК, подключаемого к газосборному манифольду СМ1 (ИБП (UPS)) в составе шкафов:
 - а. Шкаф блока батарей (ШББ);
 - б. Шкаф гарантированного питания (ШГП).
6. Надводная панель подключения шлангокабеля (TUTU);
7. Подводный распределительный блок основного шлангокабеля (ПРБ (SDU));
8. Подводные модули управления фонтанной арматуры (ПМУ ФА) и модули управления сборного манифольда (ПМУ СМ1);
9. Коммуникационное оборудование и кабельная продукция для связи компонентов системы;
10. Шкафы для размещения компонентов системы:
 - а. Шкаф серверный (ШС);
 - б. Шкаф управления (ШУ1);
 - в. Шкаф управления (ШУ2);
 - г. Шкаф управления (ШУ3);
 - д. инженерная станция и станция оператора (ИС).
11. – Электрическое испытательное устройство (ЭИУ).

Выше указанное оборудование учтено техническими решениями в проектной документации по объекту «Обустройство Южно-Киринского месторождения». Этапы 1-21 (первый этап обустройства) и предусматривается для обеспечения работы подводного технологического оборудования МТК как для первого (этапы строительства 1-21), так и для второго (этапы строительства 23-31) и седьмого (этап строительства 67) этапов обустройства.

АРМ удаленного доступа МТК располагается в помещении операторной в здании СЭБ на площадке УКПГ (поз. ГП 301) в составе пульта управления месторождением. Данный АРМ оснащается двумя мониторами диагональю не менее 24". Системный блок АРМ оперативного персонала размещается в помещении серверной здания операторной (поз. ГП 301) в пылезащищенном шкафу с физически ограниченным доступом (замки).

На пульте управления месторождением располагается пульт экстренного аварийного останова (ЭАО) – в составе оборудования АСУ ТП УКПГ, предусмотренного проектом «Обустройство Южно-Киринского месторождения. Этапы 1-21 (первый этап обустройства)». На пульте ЭАО предусматривается кнопка запуска аварийного останова МТК.

Кнопка на пульте ЭАО предусматривается с фиксацией оснащается защитным колпаком. При нажатии кнопки предусматривается передача сигнала в НМУ с последующей активизацией запуска противоаварийной защиты (в соответствии с алгоритмом) и записью в журнале событий.

Для отображения информации о состоянии МТК, помимо мониторов АРМ оператора, применяется система видеоотображения из состава оборудования АСУ ТП УКПГ, предусмотренного проектом «Обустройство Южно-Киринского месторождения. Этапы 1-21 (первый этап обустройства)», состоящая из трех ЖК-панелей диагональю 70". Видеостена размещается в помещении операторной.

Размещение НМУ на площадке управления МТК предусматривается в береговом здании (поз. ГП 1) в помещении аппаратной АСУТП. Размещение ГСУ, ЭСУ, ИБП и TUTU МТК на площадке управления МТК предусматривается в береговом здании (поз. ГП 1) в технологическом помещении, помещении РУ-0,4кВ и помещении гарантированного питания.

6 Характеристика земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства

6.1 Сведения о площадях отторжения под объекты проектирования

Сведения по площадям отторжения морского дна под объекты проектирования представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Площади отторжения дна под объекты проектирования

Наименование	Площадь, м ²
Площадка под сооружения кустового манифольда КМ8	
Кустовой манифольд КМ8	270 (в рамках второго этапа обустройства)
Оконечное устройство трубопровода-шлейфа с опорным основанием PLET 02.4	180 (в рамках второго этапа обустройства)
Защитные конструкции соединительных секций	1100

6.2 Описание организации рельефа вертикальной планировкой.

Решений по организации рельефа вертикальной планировкой не предусматривается.

6.3 Описание решений по благоустройству территории

Решений по благоустройству территории не предусматривается.

6.4 Зонирование территории земельного участка

В районе манифольда кустового КМ8 в рамках седьмого этапа обустройства размещены:

- фонтанная арматура скважины СК46 (не входит в состав ПД);
- защитная конструкция фонтанной арматуры СК46;
- трубная соединительная секция ТСС 46 диаметром 219,1 мм;
- защитная конструкция трубной соединительной секции ТСС 46;
- соединительные перемычки две электрические и одна гидравлическая к фонтанной арматуре;
- защитные конструкции соединительных перемычек из секций полимерконтейнеров, заполненных песком.

6.5 Обоснование схем транспортных коммуникаций

Транспортные коммуникации, обеспечивающие внешние и внутренние грузоперевозки, проектом не предусмотрены.

7 Дополнительные сведения по проекту

7.1 Обоснование решений по инженерной подготовке территории, в том числе решений по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных геологических процессов, паводковых, поверхностных и грунтовых вод

Защита оборудования от тралового воздействия и падающих предметов предусматривается при помощи интегрированных защитных конструкций, проектируемыми защит-

ными конструкциями – трубных соединительных секций и участков шлангокабелей на выходе из траншеи. Обоснование конструктивных решений по защите соединительных секций приведено в Томе 4.1.1 «Конструктивные и объемно-планировочные решения по защитным конструкциям морских объектов обустройства. Книга 1. Основные решения».

Электрические и гидравлические соединительные переключки укрываются полимерконтейнерами, заполненными песком. Обоснование решений по защите соединительных переключек, приведено в Томе 5.7.1.10 Книга 10. «Морские объекты. Система шлангокабелей. Текстовая часть».

7.2 Организация аварийно-спасательного обеспечения морских объектов Южно-Киринского месторождения

Разработка документации по организации аварийно-спасательного обеспечения (АСО) морских объектов на период обустройства Южно-Киринского месторождения и обустройства (подключения) эксплуатационных скважин с указанием необходимого состава и характеристики дежурных сил и средств аварийно-спасательного обеспечения, их дислокации и готовности на этапах строительства (для летнего и зимнего периодов) выполняется генеральной подрядной организацией, осуществляющей строительство, на этапе подготовки к производству работ.

Документация по организации АСО разрабатывается под конкретные суда, привлекаемые к выполнению работ, с учетом оборудования и персонала задействованного на них. При формировании документации АСО на этапе обустройства месторождения и обустройства (подключения) эксплуатационных скважин учитывается структура управления, распределение обязанностей, организация взаимодействия между подразделениями и должностными лицами Заказчика по реализации инвестиционного проекта по обустройству месторождения и подрядчиками, участвующими в строительстве.

Документацию по организации АСО разрабатывается в соответствии с требованиями:

Федерального закона от 22.08.1994 № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей»;

Федерального закона от 30.11.1995 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации»;

Федерального закона от 31.07.1998 № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации»;

Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Постановления Правительства Российской Федерации от 30.11.2020 № 2366 «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации Российской Федерации»;

Постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;

Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

документов Системы стандартизации ПАО «Газпром» по аварийно-спасательному обеспечению;

национальных стандартов, международных конвенций и кодексов, руководств ИМО (ИМКО), стандартов ИСО.

Генеральная подрядная организация в составе документации по организации АСО разрабатывает и представляет на утверждение в ООО «Газпром инвест» следующие основные документы:

- План аварийно-спасательного обеспечения обустройства Южно-Кириного месторождения и обустройства (подключения) эксплуатационных скважин;

- Схему организации оповещения, связи и взаимодействия при возникновении чрезвычайных ситуаций и аварий на морских объектах Южно-Кириного месторождения на этапе обустройства месторождения и обустройства (подключения) эксплуатационных скважин;

- Схему организации управления при выполнении аварийно-спасательных работ на морских объектах Южно-Кириного месторождения на этапе обустройства месторождения и обустройства (подключения) эксплуатационных скважин;

- Схему организации управления при выполнении поисково-спасательных работ на морских объектах Южно-Кириного месторождения на этапе обустройства месторождения и обустройства (подключения) эксплуатационных скважин.

Генеральная подрядная организация привлекает в качестве подрядчика на оказание услуг по несению аварийно-спасательной готовности и выполнению аварийно-спасательных работ при возникновении чрезвычайных ситуаций на морских объектах Южно-Кириного месторождения в акватории Охотского моря профессиональное аварийно-спасательное формирование, аттестованное согласно действующих нормативных правовых актов Российской Федерации.

Решения по организации аварийно-спасательного обеспечения на период эксплуатации объектов обустройства Южно-Кириного месторождения даны в разделе «Иная проектная документация предусмотренная договором с заказчиком» в томах 0108.001.005.П23-31.0004-АСО1, 0108.001.005.П23-31.0004-АСО2, 0108.001.005.П23-31.0004-АСО3.

7.3 Численность персонала

По данному Проекту «Обустройство Южно-Кириного месторождения». Этап 67 (седьмой этап обустройства) дополнительная численность эксплуатационного персонала ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» не предусматривается. Обслуживание проектируемых объектов Этап 67 предусматривается подрядными организациями, оказы-

вающим услуги на договорной основе, сведения о которых приведены в томе «Обеспечение работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов МТК, организация ремонта скважин и охрана окружающей среды» (0108.001.008.П67.0004-ТОР).

Затраты на подготовку и жилищное обеспечение эксплуатационного персонала не предусматриваются проектными решениями в связи с отсутствием дополнительной численности эксплуатационного персонала ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в рамках этапа 67 (седьмой этап обустройства).

7.4 Сведения об использовании возобновляемых источников энергии

Возобновляемые источники энергии в рамках данного проекта не применяются.

7.5 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков

Объекты строительства располагаются на дне акватории Охотского моря на глубине 195 м на расстоянии порядка 60 км от береговой линии. Аренда земельных участков не требуется. Выплат в части краткосрочной и долгосрочной аренды земельных участков не предусматривается.

7.6 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

В соответствии с требованиями СТО Газпром 6.7-2012 «Механизм обеспечения правовой охраны технических решений при проектировании объектов капитального строительства, их строительстве и эксплуатации законченных строительством объектов» изучение и анализ объектов проектирования для выбора, содержащих в нем технических (технологических) решений, подлежащих оценке патентной чистоты по источникам патентной информации, позволил исключить технические (технологических) решения, которые на дату проектирования известны более 20 лет (срок действия патентов), и разрабатываются в строгим соответствии с требованиями всех действующих на дату проектирования нормативных документов (технических регламентов, СП, ГОСТ Р, СТО Газпром и т.д.)

В связи с выше изложенным патентные исследования не проводились.

7.7 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями действующих законодательных и нормативных правовых актов Российской Федерации, технических регламентов, стандартов, сводов правил и других нормативных документов, содержащих установленные требования. При выборе проектных решений отступления от нормативно-технической документации не предусматривалось.

7.8 Сведения о компьютерных программах, используемых для расчетов конструктивных элементов

Напряжения в элементах защитных конструкций соединительных секций от тралового воздействия и падающих предметов от ударных нагрузок были рассчитаны с учетом возможности возникновения пластических деформаций с использованием программного комплекса Simulia Abaqus.

Для проверки несущей способности грунта для объектов, располагаемых на морском дне, применялся программный комплекс Plaxis.

Свойства газовой смеси и расчет необходимого количества ингибитора гидратообразования были рассчитаны в программном комплексе PVTsim (версия 20.0.0).

Для гидравлических и тепловых расчетов использовались программные комплексы PIPESIM и OLGA компании Schlumberger. Для расчета теплоотдачи трубопроводов в программном комплексе OLGA использован модуль FemTherm.

7.9 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения

В соответствии с результатами инженерных изысканий на территории строительства объекта объекты, подлежащие сносу, отсутствуют.

7.10 Сведения о применяемой при разработке проектной документации инновационной, в том числе нанотехнологической продукции

При разработке проектной документации по объекту «Обустройство Южно-Киринского месторождения». Этап 67 (седьмой этап обустройства) не применялась инновационная, в том числе нанотехнологическая продукция, согласно приложения №2 к протоколу ПАО «Газпром» №03/36/04-2015 от 27.11.2017.

