

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Магистерская диссертация

Тема работы
АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ В СТРУКТУРНЫХ КОМПОНЕНТАХ ПОДВОДНОГО ШЛАНГОКАБЕЛЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ААА (ВЬЕТНАМ)

УДК 621.315.28-462:622.276(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Ван Хоанг		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД	Абраменко Никита Сергеевич			

По разделу «Компьютерное проектирование»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер лаборатории нефтегазового дела	Соловьев Василий Васильевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «нефтегазовое дело»	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Зятиков П.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Фам Ван Хоанг

Тема работы:

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ В СТРУКТУРНЫХ КОМПОНЕНТАХ ПОДВОДНОГО ШЛАНГОКАБЕЛЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ААА (ВЬЕТНАМ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1396/с от 01.03.2018 г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	23 мая 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Физические параметры материалов из библиотеки материалов программного продукта ANSYS Workbench 18.1; геометрические параметры морских шлангокабелей
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Компьютерное проектирование; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность; Заключение
Перечень графического материала	Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама, Сечение трубки шлангокабеля, Структурное районирование месторождения «ААА» 3D модель, Сводный литолого-

	стратиграфический разрез месторождения «ААА», Конфигурации сечений шлангокабеля, Схема расположения шлангокабеля и систем подводного оборудования при добыче нефти на море, Подводная фонтанная арматура(ёлка), Корпусная модель структуры шлангокабеля, Контактные поверхности корпусной модели шлангокабеля, Образец сетки деления компонентов шлангокабеля, Схема проведения теста шлангокабеля на осевую нагрузку, Эксперимент «Три точки изгиба», Модель «Три точки изгиба» в ANSYS Workbench 18.1, Распределение осевой нагрузки в моделях, Начальная стадия пластической деформации, Критические элементы моделей, Две стадии воздействия изгибающей нагрузки, Результаты испытания моделей шлангокабеля на изгиб и растяжение.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич
«Компьютерное проектирование»	Соловьев Василий Васильевич

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н, профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фам Ван Хоанг		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результаты образовательной деятельности
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях;
P4	Проявлять глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства; использовать основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110с., 72 рис., 18 табл., 22 источников, 2 прил.

Ключевые слова: подводный шлангокабель, распределение напряжений, нефтяное месторождение, проектирование, Ansys Workbench 18.1.

Объектом исследования являются проектирование и симуляция подводного шлангокабеля, применяемого в процессе добычи нефти на шельфе месторождении «ААА» (Вьетнам), с помощью программы Ansys Workbench 18.1.

Цель работы – изучение компонентов подводного шлангокабеля, их классификации и назначения, а также исследование влияния нагрузок на него для проектирования и симуляции такого кабеля применительно к условиям платформа XX месторождения «ААА».

В процессе исследования проводились дизайн поперечного сечения подводного шлангокабеля, симуляция и испытания его под воздействием осевой и изгибающей нагрузок с помощью программы Ansys Workbench 18.1.

В результате исследования рассмотрены распределение напряжение в структуре моделей подводного шлангокабеля и анализ полученных результатов. В итоге был получен лучший выбор модели шлангокабеля для дальнейшей работы в реальном условии.

Область применения: месторождения на шельфе и в более глубоком море.

Экономическая эффективность/значимость работы: выбор наилучшей модели на изготовления, что сокращается затрат на него, и получение эффективной работы шлангокабеля.

Содержание

Введение	4
I. Особенности геологического строения нефтяного месторождения «ААА»	5
I. Особенности геологического строения нефтяного месторождения «ААА»	5
1.1. Общие природные географические характеристики	5
1.2. Геологические характеристики месторождения «ААА»	9
II. Подводные шлангокабели	12
2.1. Определение, назначение и конфигурация	12
2.1.1. Определение. Назначение	12
2.1.2. Конфигурация шлангокабелей	13
2.2. Компоненты шлангокабелей	16
2.3. Классификация подводных шлангокабелей	18
2.3.1. Электрогидравлические шлангокабели	18
2.3.2. Шлангокабель для закачки химических реагентов	20
2.3.3. Шлангокабели добывающей скважины	20
2.3.4. Силовые шлангокабели	21
2.3.5. Шлангокабели со стальными трубками	22
2.4. Требования к шлангокабелю	23
III. Анализ нагрузок в компонентах подводного шлангокабеля	26
3.1. Аналитические методы	26
3.1.1. Растягивающее напряжение	26
3.1.2. Изгибное напряжение	29
3.1.2.1. Расчетные допущения	29
3.1.2.2. Упругое изгибное напряжение	29
3.1.2.3. Усилия трения	33
3.1.3. Аналитическая модель напряжения	37
3.2. Метод конечных элементов и его применение	38
3.3. Краткое содержание предыдущих исследований	40
3.3.1. Анализ многослойных структурных нитей	40
3.3.2. Трехмерное аналитическое моделирование структуры стенки гибкой трубы	41
3.3.3. Исследования напряжений в гибких трубах	42
IV. Проектирование и симуляция подводного шлангокабеля	44
4.1. Компьютерное программное обеспечение	44
4.1.1. ANSYS Workbench 18.1	44
4.1.2. Microsoft Excel 2016	45
4.2. Эксплуатационные потребности	46
4.3. Процесс проектирования шлангокабеля	49

4.3.1. Определение технических параметров и предварительный проект	49
4.3.2. Дизайн поперечного сечения шлангокабеля	52
4.3.2.1. Общие положения дизайна.....	52
4.3.2.2. Конфигурация поперечного сечения шлангокабеля	56
4.3.3. Компьютерное проектирование	56
4.3.3.1. Геометрия и размеры шлангокабеля	60
4.3.3.2. Трехмерная (3D) геометрия шлангокабеля.....	60
4.3.3.3. Материалы	61
4.3.3.4. Контакты	61
4.3.3.5. Мешинг.....	62
4.3.4. Симуляция нагрузок и испытания прототипа	63
4.3.4.1. Тест на осевую нагрузку	64
4.3.4.2. Испытание на нагрузку изгиба.....	65
V. Результат проектирование. Обсуждение.....	67
5.1. Результаты испытания шлангокабеля	67
5.1.1. Испытание на растяжение	67
5.1.2. Критические элементы	73
5.1.3. Аналитический расчет	74
5.1.4. Испытание на изгиб	75
5.2. Анализ результатов и обсуждение.....	78
VI. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	81
6.1. Анализ эффективности использования шлангокабеля	81
6.2. Исходные данные для расчета эффективности внедрения подводного шлангокабеля.....	84
6.3. Расчет экономической эффективности внедрения подводного шлангокабеля	85
VII. Социальная ответственность	90
7.1. Производственная безопасность.....	90
7.1.1. Анализ выявленных вредных производственных факторов	91
7.1.2. Анализ опасных производственных факторов	94
7.2. Экологическая безопасность	96
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	100
Заключение	102
Список использованных источников	105
Приложение	107
Приложение А	107
Приложение Б.....	109

Введение

В настоящее время постепенное истощение запасов углеводородов на месторождениях, расположенных на суше и наличие на морских и океанских шельфах огромных запасов этих энергоресурсов, приводят к наращиванию добычи углеводородов на моря. Во Вьетнаме нефть добывается на шельфе, в основном на крупнейшем месторождении «ААА», находящемся на южном шельфе и 130 км от городского порта ВунгТау.

При добыче нефти на море используются системы оборудования, такие как системы стабилизации положения, система устьевого оборудования скважины, подводные манифольды, подводные фонтанные арматуры, подводные компрессоры, темплейты, подводные многофазные насосы и др. Для обеспечения работы подводного оборудования применяется система подводных шлангокабелей. Подводный шлангокабель предназначен для передачи электропитания между поверхностью моря и оборудованием, расположенным на дне моря; гидравлической жидкости и химреагентов на объекты подводных добычных комплексов.

В течение последних лет добыча нефти в некоторых скважинах на месторождении «ААА» останавливается из-за того, что скважины имеют большую обводненность и не пригодны к дальнейшей эксплуатации. В связи с этим изменяются системы подводного оборудования, в том числе, подводных шлангокабелей. Кроме этого входящие в составе системы добычи нефти новые скважины также приводят к изменению конструкции подводного шлангокабеля.

Целью диссертации являются изучение компонентов подводного шлангокабеля, их классификации и назначения, а также исследование влияния нагрузок на него для проектирования и симуляции такого кабеля применительно к условиям платформы XX месторождения «ААА».

I. Особенности геологического строения нефтяного месторождения «ААА»

1.1. Общие природные географические характеристики

В настоящее время месторождение «ААА» является самым крупным месторождением на южном шельфе Вьетнама. Это месторождение расположено на Центральном поднятии Кыулонгского бассейна в блоке 09 на восточном море, на расстояние 100 км от берега и 130 км от городского порта Вунгтау. Глубина моря в пределах месторождения около 50 м (см. рис.1.1), что позволяет применять для бурения самоподъемные буровые установки.

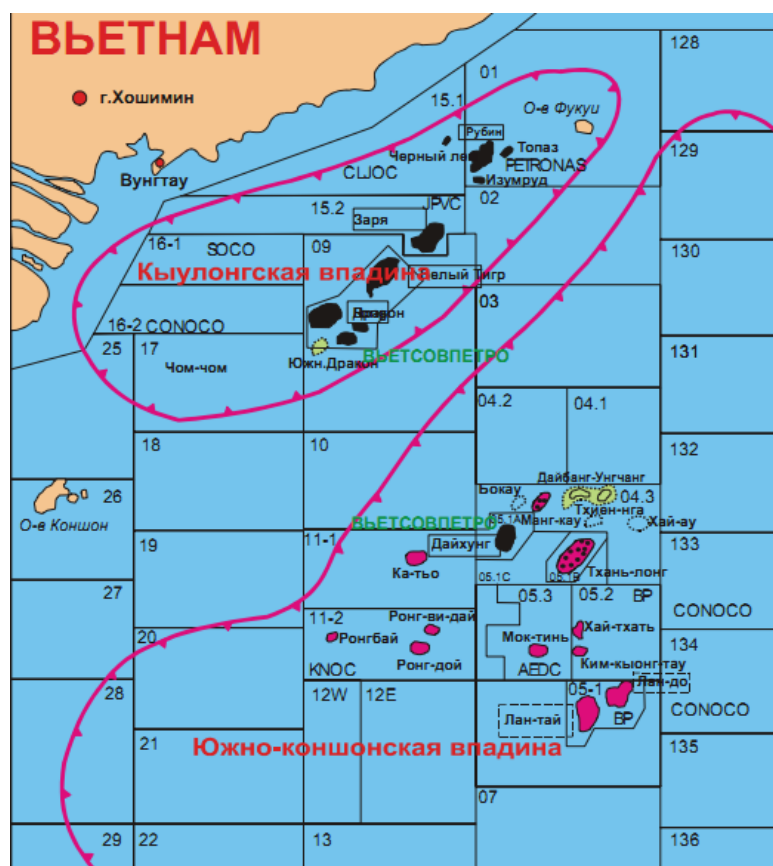


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама



В области моря месторождения «ААА» разность температур воды в году достигает максимального значения (5°C) на поверхности моря и имеет значительную величину до глубины 100 м (рис. 1.2). На глубине 400 м или около

того температура почти не изменяется со временем, но она продолжает уменьшаться с глубиной моря. В среднем 1 кг морской воды содержит 35 г соли (около 0,17 г воды в реке), около 35‰ и только несколько морей со специальными условиями соли в 1 кг морской воды достигают 40 г (40‰). На месторождении «ААА» средняя поверхностная температура воды составляет 24,5 °С и средняя солёность – 34,45 ‰.

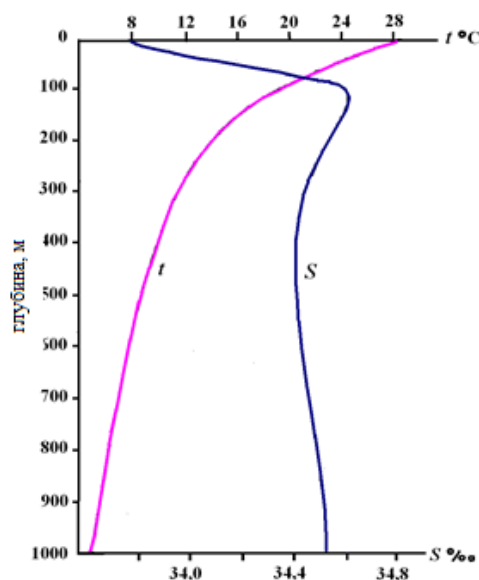


Рисунок 1.2 – Распределение температуры и солёности по глубине моря

Климат в районе месторождения тропический, муссонный, с дождливым летом и сухим сезоном в зимний период. Климатические особенности месторождения «ААА» приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические особенности месторождения «ААА»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Отн. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	Скорость подводных течений, м
Холодный (сухой)	с ноября по марту следующего года	22 - 27	65 - 68	10 - 20	0,5-1,2
Теплый (влажный)	с апреля по октябрь	26 - 32	87 - 89	30 - 60	0,3-0,7

По данным из таблиц 1.1, 1.2 и 1.3 благоприятным для выполнения работ в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, и переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов.

Таблица 1.2 – Статистику по высоте волн на море месторождения «ААА», м

год	месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1977	1-2	0,75-2	0,75-1,5	0,5-2	1-1,5	0,5-1,5	0,75-1	0,5-2	1-1,5	0,75-1,75	1-2,25	0,75-2
1978	0,75-1,75	1-1,5	0,5-1,5	1-1,5	0,5-1	0,2-0,75	0,5-1,25	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1,5	1-1,75	1,25-2,5
1979	1-2,75	0,5-2	1-2,25	0,75-1,5	1-1,75	0,75-1,5	0,3-0,7	0,75-1,25	1-1,75	0,75-2	1,25-2,5	0,75-2
1980	1-2,5	1,25-2,5	0,75-2	1-1,75	0,75-1,75	0,5-1	0,75-2	0,3-0,8	1,25-2	0,75-1,5	1-2,5	1,25-3
1981	1,5-2,5	0,75-2	0,5-1,5	1-1,5	1-2	0,75-1,5	0,75-1,25	0,5-1,5	1-2,25	0,75-2	1,25-3	1,25-2,75
1982	1-2,25	1,25-2,5	0,75-2	1-1,75	0,5-1	0,2-0,75	0,5-1,25	0,75-1,25	1-1,75	0,75-2	1,5-3,25	1,25-3
1983	1,5-2,5	1-1,5	0,5-1,5	1-1,5	1-1,5	0,5-1,5	0,3-0,7	0,75-1,25	1-1,5	0,75-1,75	1,25-3	1,25-2,75
1984	1,5-3	1-1,5	0,5-1,5	0,75-1,75	0,5-1	0,75-1,5	1,25-2	0,75-1,5	1-1,75	1,25-2,5	1-2,5	1,75-3
1985	2-2,75	1-2,25	0,75-1,5	1,5-2,5	0,75-2	0,5-1,5	1-2,25	0,75-1	0,5-2	1,25-3	1,25-2,75	1,5-2,5
1986	1,25-2,5	0,75-2	1-1,5	0,5-1	0,5-1	0,75-2	0,5-1	0,2-0,75	0,5-1,5	1-1,75	0,75-2	1,5-3,25
1987	1,25-3	1-2,75	1,5-2,5	0,75-2	0,75-1,5	0,5-2	0,5-1,5	0,5-1,5	0,75-1,25	0,5-1,5	1-1,75	0,75-2
1988	1-2,25	1-2,5	1,25-2,5	0,5-1,5	1-1,5	0,5-1	0,2-0,75	0,2-0,75	0,3-0,8	1,25-2	0,75-2	1,5-3,25
1989	1,25-2,75	1,5-2,5	1-1,5	0,5-1,5	1-1,5	0,5-1,5	1-1,5	0,5-1,5	0,5-2	1-1,5	0,75-1,75	1,25-2,5
1990	1,75-2,5	1-1,75	0,5-1	1,25-2,5	0,75-2	0,75-1,75	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1,5	1,5-3,25	1-1,75	1,25-3
1991	1,25-2,5	1,25-3	1-2,75	0,5-2	1-2,25	1-1,5	0,5-1,5	0,5-2	0,75-1,25	1-1,5	1,5-3,5	1,25-3
1992	1,75-3	1,25-2,5	1-2,5	1-1,5	0,5-1,5	0,5-1	0,2-0,75	0,5-1	0,75-2	0,75-1,5	1,25-3	1-2,5
1993	1,25-2,75	1,5-2,5	1-1,5	1-1,5	0,5-1,5	0,75-1,5	0,75-1,25	0,5-1,5	1-2,25	1,25-3	1,25-2,75	1,25-2,75
1994	1,25-2,5	1,75-2,5	1-1,75	0,75-2	1-1,75	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1	0,75-1,25	2,5-3,75	1,25-2,5	1,5-3,25
1995	1,25-3	1-2,75	1-2,25	0,75-1,5	0,75-1,5	0,75-1,25	0,5-1,5	1-2,25	0,75-2	1,25-3	1,5-2,5	1,25-3
1996	1-1,5	1,25-2,5	0,75-2	0,5-1	1-1,75	0,5-1	0,3-0,8	0,75-2	0,75-1,75	1,25-2	1,5-3,25	1,25-2
1997	1-2,25	0,75-1,5	0,75-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,3-1,0	0,3-1,0	0,3-0,7	0,75-1,25	1-1,5	0,5-2	0,75-2
1998	1-1,75	0,75-2	1-1,5	1-1,75	0,5-1,5	0,75-1,5	0,5-1	0,75-1,5	1-1,75	1,5-3,5	1,75-3,5	1,0-2,0
1999	0,75-2,75	1,0-2,0	1,5-2,5	1,0-2,5	0,5-1,5	0,5-2	0,5-1,5	0,3-1,0	1,75-2,75	1,0-2,0	0,75-1,75	0,5-1,5
2000	1-2,5	1,25-2,5	0,5-1,5	1-1,5	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1	0,5-1	0,75-1,5	1-1,75	1,5-3,25	0,75-2
2001	1-2,75	1,5-2,5	0,75-2	0,5-2	0,5-1,5	0,3-0,7	0,5-1,5	1-2,25	1-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,75-1,25

год	месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2002	1,25-2,5	0,75-2	0,5-1,5	0,5-1	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1	0,5-1	0,5-1	0,75-1,25	0,75-2	1-1,75
2003	1-2,25	0,75-1,5	0,5-2	0,5-1,5	0,3-1,0	0,3-0,7	0,75-1,25	1-1,5	0,5-1,5	1-2,25	0,75-2	0,75-2
2004	1,5-3,25	1-1,75	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1	0,5-1,5	0,75-1,5	0,75-1,5	1-1,75
2005	1-2,25	1-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,3-1,0	0,5-1	1-1,5	0,5-1,5	0,75-1,25	1-1,5	1,25-2,75	0,75-2
2006	0,75-1,5	1,0-2,0	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1	0,5-1,5	0,5-1	1,0-2,5	1,0-2,5	1,5-3,5	1,75-3,5	2,5-4,25
2007	1,5-3,0	1,75-2,75	1,0-2,0	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1	0,3-1,0	0,3-0,7	0,3-1,0	1,75-2,75	1,0-2,0	0,5-2,0
2008	0,75-1,5	1,5-3,0	0,5-1	0,75-1,5	1-1,75	0,5-1	0,3-0,7	0,5-1	0,5-1	1,0-2,0	1-1,75	1,5-3,5
2009	1,5-2,5	1-1,5	0,5-1,5	0,5-2	0,3-1,0	0,3-0,7	0,3-1,0	0,5-1	0,5-1	0,75-1,25	1-1,5	1,0-2,0
2010	1,75-3,5	0,75-1,5	1,5-3,5	1-1,75	0,5-1,5	1-1,5	0,5-1	0,5-1,5	0,2-0,75	0,75-1,75	1,25-2	2-3,25
2011	1,25-2,75	0,75-2	1,0-3,0	0,5-2,0	0,3-1,0	0,3-1,0	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-2	0,75-1,25	0,75-2	1,25-3
2012	1,25-2,5	1,25-2,5	1,5-3,25	0,75-2	1-1,5	0,5-1	0,75-1,5	0,5-1	0,75-1,5	0,75-1,75	1,0-2,5	1,0-2,5
2013	0,75-1,25	1,5-3,5	0,75-1,5	0,75-1,25	0,5-1,5	2,0-3,0	0,75-2,0	1,0-3,0	1,75-2,75	1,0-2,0	0,75-1,25	1,5-2,5
2014	0,75-1,5	0,75-1,5	1-1,75	0,5-1,5	0,5-1	0,5-1	1,5-3,5	1,75-3,5	0,75-1,5	1,0-2,0	0,75-2,5	0,75-2,5
2015	0,3-1,0	1,75-2,75	1-2,25	1,5-2,5	1-1,5	1,0-2,5	0,5-1,5	1-1,5	1,0-2,0	0,5-1,75	0,5-1,5	2,0-4,0
2016	1,5-3	2,0-3,5	1,25-2,5	0,75-2	0,5-1	0,5-1,5	0,5-1,5	0,75-1,5	0,75-1,5	1-1,75	1,5-3,0	0,5-1,5
2017	1,0-2,0	0,75-1,25	1-1,5	1,75-2,75	1,0-2,0	0,75-2,75	0,5-2	0,75-1,25	1,0-3,0	0,5-2,0	0,75-2,75	1,5-3,0
ср. знч.	1,2-2,4	1,1-2,2	0,85-1,9	0,78-1,72	0,67-1,43	0,6-1,37	0,58-1,34	0,63-1,43	0,78-1,66	0,98-2,03	1,06-2,36	1,41-2,54

Таблица 1.3 – Особенная высота волн из-за бурь на море месторождении «ААА», м

Год	1991	1994	1996	1998	2000	2006	2010	2012	2017
Месяц	01.ноя	26.окт	16.ноя	17.ноя	06.дек	02.дек	13.дек	30.мар	05.ноя
Высота волн, м	4,0-6,0	5,0-6,5	3,0-5,0	3,0-5,5	3,0-5,0	5,0-8,0	3,0-4,5	4,0-5,5-	4,0-6,0

1.2. Геологические характеристики месторождения «ААА»

Месторождение «ААА» разрабатывается с июня 1986 г. Добыча нефти ведется из залежей:

- нижнего миоцена – с 26.06.1986 г. (скв.БТ-1);
- нижнего олигоцена – с 13.05.1987 г. (скв.БТ-14);
- верхнего олигоцена – с 25.11.1987 г. (скв.БТ-70);
- фундамента – с 06.09.1988 г. (скв.БТ-1).

Тектоническая деятельность в данном районе привела к формированию сложной и типичной морфологии поверхности фундамента. Серией разломов поверхность фундамента разделена на ряд прогибов и поднятий (рис.1.3).

Вскрытый бурением геологический разрез района подразделяется на 3 структурных этажа: докайнозойский фундамент, олигоценый и миоценовый структурно-тектонический этажи.

Олигоценый структурно-тектонический этаж в отношении к нижележащим, в целом, носит унаследованный характер. Все основные структурно-тектонические элементы наследуются от фундамента и проявляются в олигоцене. В морфологическом отношении, влияние структурно-тектонического строения фундамента на строение олигоцена уменьшается снизу вверх по разрезу.

Миоценовый структурно-тектонический этаж характеризуется сравнительно пологим рельефом и резким уменьшением количества разрывных нарушений.

На основании структурно-тектонических особенностей, разрывных нарушений, литолого-петрографических характеристик и нефтегазоносности месторождение «ААА» разделяется на отдельные своды (блоки) и участки: Северный, Центральный, Южный, Западный и Северо-Восточный участки (рис.1.3).

(скв.БТ-17) и граниты (скв.БТ-8). Породы фундамента в различной степени изменены вторичными процессами. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены цеолит и кальцит. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента находится в пределах $[245^{+7}$ (поздний триас); 89^{+3} (поздний мел)] млн. лет.

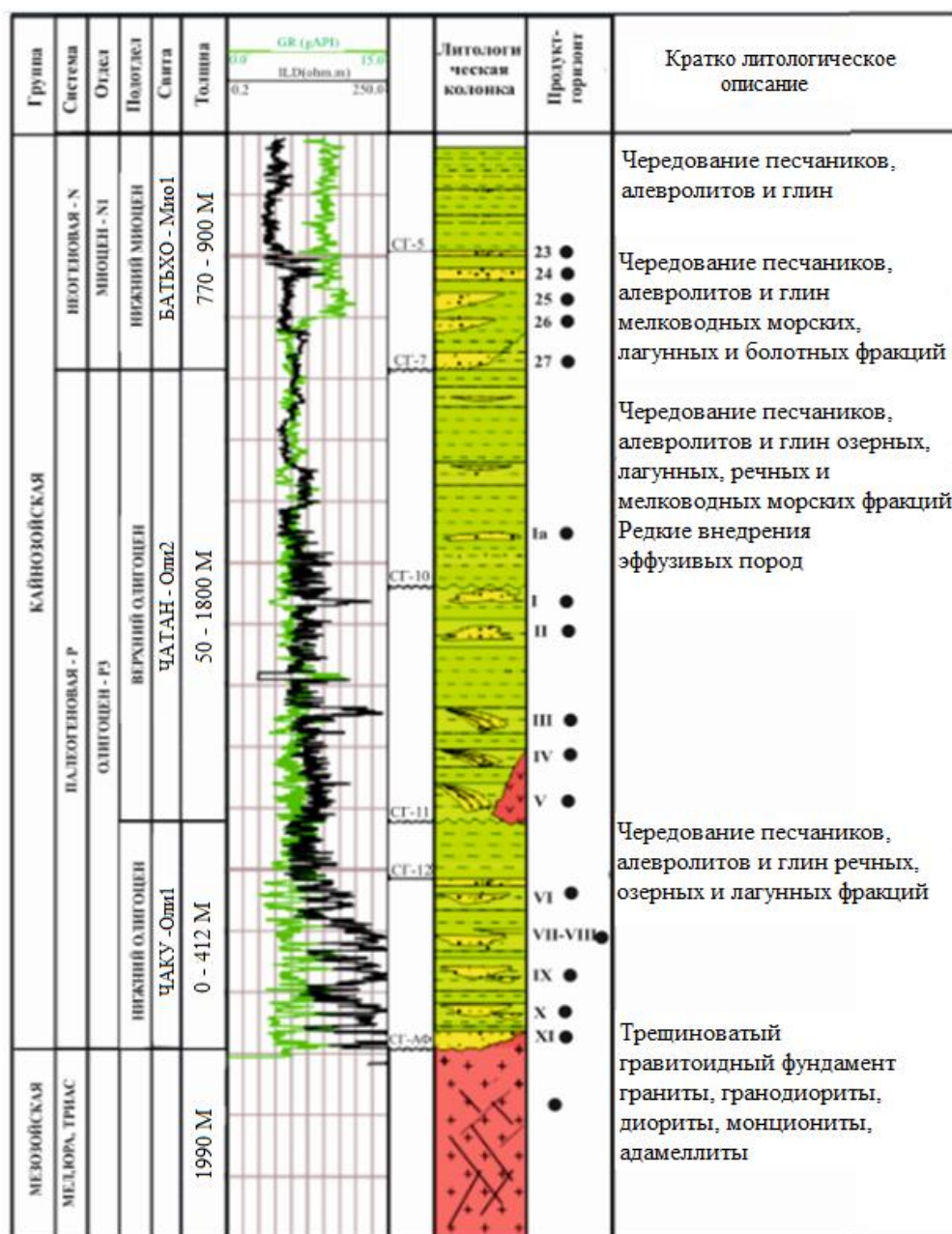


Рис. 1.4 – Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения «ААА»

На месторождении «ААА» гранитоиды обладают повышенной трещиноватостью и кавернозностью.

II. Подводные шлангокабели

2.1. Определение, назначение и конфигурация

2.1.1. Определение. Назначение

Подводный шлангокабель представляет собой совокупность электрических и волоконно-оптических кабелей, линий передачи или приема сигналов, систем подачи химических реагентов, гидравлических трубопроводов, а также трубопроводов системы гидравлического управления или технического обслуживания, как самостоятельно, так и в виде комбинации, ограниченные вместе, которые обеспечивает большую гибкость.

На рис. 2.1 представлена схема расположения объектов системы подводной добычи, в том числе, подводного шлангокабеля (3).

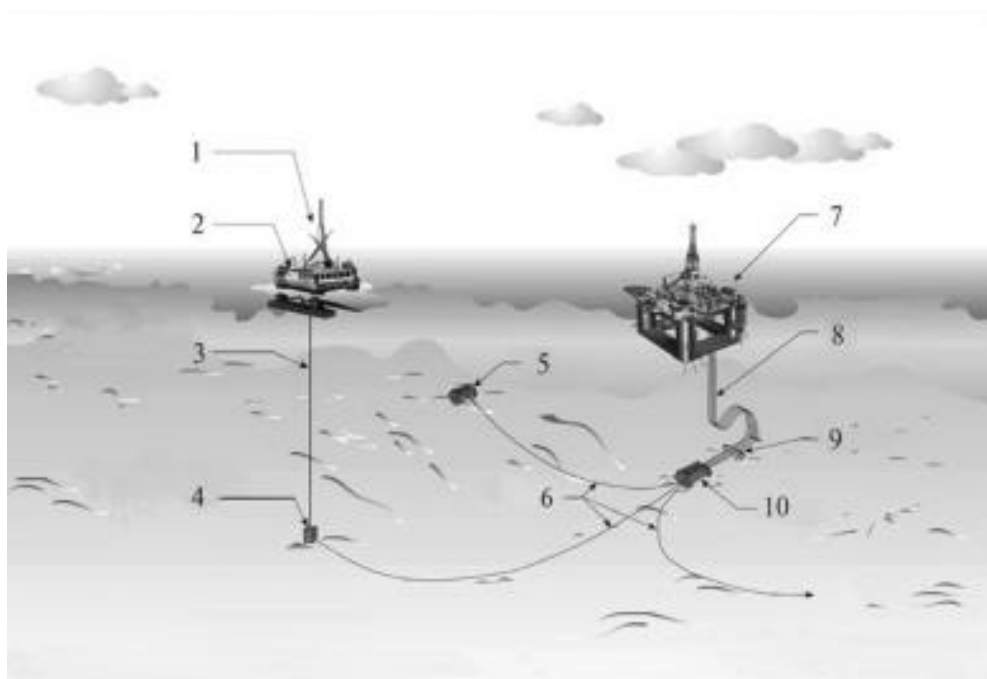


Рисунок 2.1 – Схема расположения объектов системы подводной добычи: 1 – оборудование для спуска и извлечения инструмента; 2 – средства управления монтажом и капитальным ремонтом скважин; 3 – шлангокабель управления; 4 – одиночная скважина; 5 – опорная плита куста скважин; 6 – промысловые трубопроводы; 7 – средства управления добычей; 8 – эксплуатационный райзер; 9 – основание райзера/подводный запорный клапан; 10 – манифольд

Подводный шлангокабель предназначен для передачи электроэнергии, сигналов связи, химических реагентов и гидравлической энергии на оборудование подводной добычной системы, т.е. обеспечивает связь надводного

модуля управления и подводных устройств (для большей надежности шлангокабели могут быть соединены с подъемным тросом или армированы).

Сигналы связи могут передаваться по силовому кабелю (сигнал по питанию), сигнальному кабелю или волоконно-оптической линии.

Гидравлические линии в составе шлангокабеля предназначены для ввода реагентов через подводную распределительную систему в точки закачки подводной добычной системы.

Подача и распределение электроэнергии осуществляются с помощью электрических кабелей в составе шлангокабеля и подводной электрораспределительной системы.

2.1.2. Конфигурация шлангокабелей

В настоящее время используется несколько типов установки систем шлангокабеля. Существует ряд факторов принятия решений, которые выбирают такие, как расположение полей или географическое месторождение, которое является одним из основных, и некоторые из них связаны с этим, такие как глубина воды, окружающие нагрузки, движение плавучего основания и бюджет всего проекта. Наиболее распространенные конфигурации систем шлангокабеля представлены на рис. 2.2.

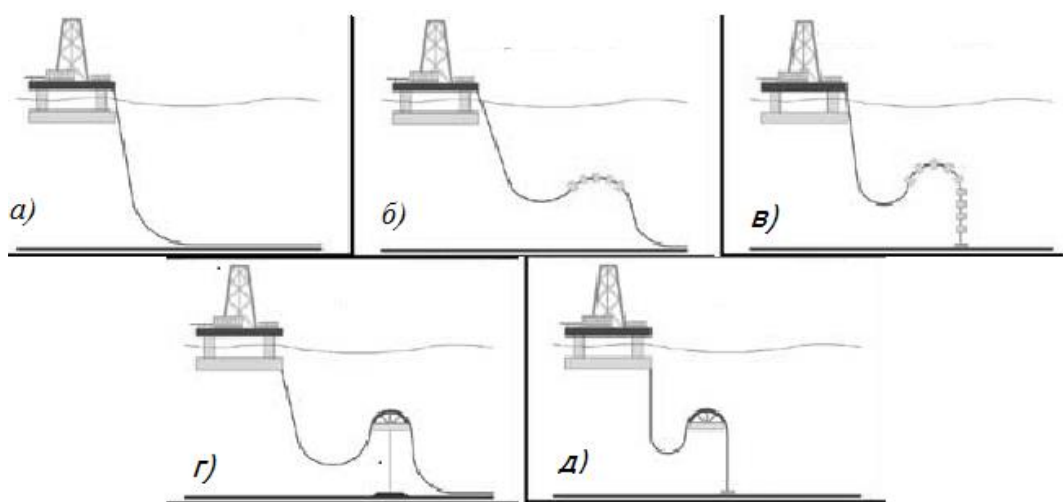


Рисунок 2.2 – Основные виды шлангокабелей: а – свободно подвешенный шлангокабель; б – шлангокабель типа пологой волны; в – шлангокабель типа крутой волны; г – шлангокабель типа пологой S-образной волны; д – шлангокабель типа крутой S-образной волны

Свободно подвешенный шлангокабель (рис. 2.2 - а) свисает с плавучего основания, ложится на морское дно и широко используется в глубоководных районах. Процесс укладки кабеля (см. рис. 2.3) предусматривает вертикальный спуск конца шлангокабеля с последующим соединением с подводной конструкцией. Судноукладчик смещается и укладывает шлангокабель в необходимое положение. По мере перемещения судна шлангокабель изгибается, доходит до своего конечного положения, после чего для соединения используется механический или гидравлический соединитель.

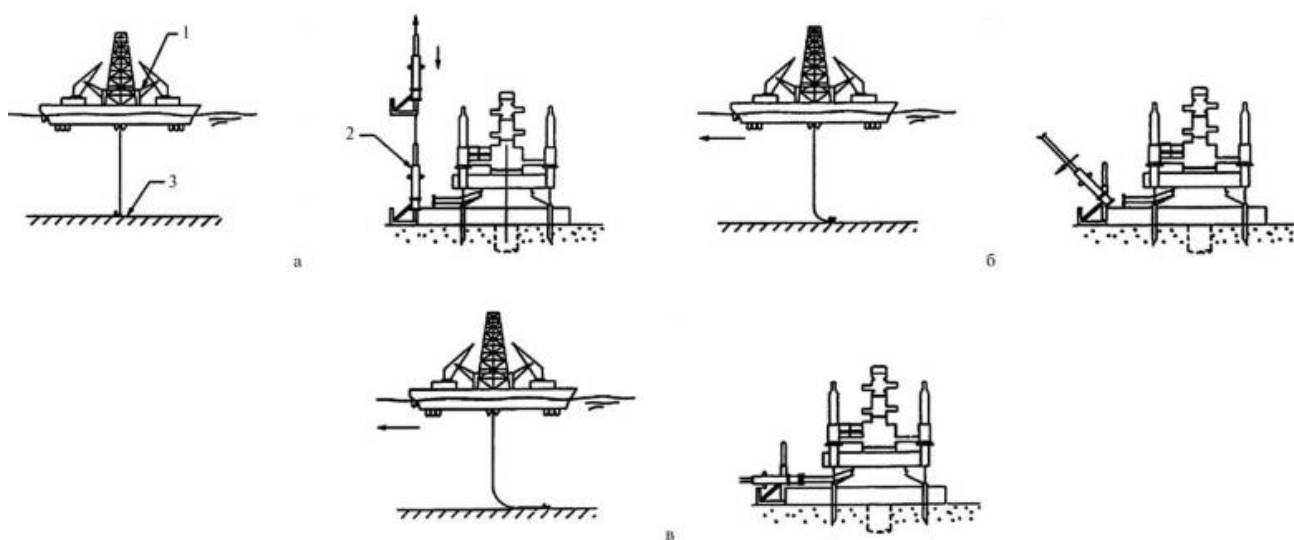


Рисунок 2.3 – Укладка путем вертикального опускания шлангокабеля с его последующим изгибом: а – начальное положение; б – начало движения кабеля; в – укладка кабеля: 1 – требуется компенсация вертикальной качки; 2 – узел цапфы; 3 – кабель опускается и фиксируется на подводной конструкции

Одно из преимуществ заключается в том, что при использовании такого типа шлангокабеля не нужно оборудование компенсации качки, поскольку когда шлангокабель перемещается вверх и вниз одновременно с сосудом, он просто поднимается к судну или опускается в сторону морского дна. Из-за поддерживаемого длинного шлангокабеля существует большое верхнее натяжение при использовании в глубокой воде. Для установки жесткой трубы может потребоваться оснащение судна-укладчика устройствами компенсации вертикальной качки, чтобы снизить величину продольного изгиба и чрезмерного натяжения трубы после ее фиксации в подводной конструкции.

Особенностью шлангокабеля типа пологой и крутой волн (рис. 2.2 - б, в) является то, что плавучие буи и нагрузки добавляются вдоль некоторых участков шлангокабеля, чтобы отделить движение плавучего основания от точки, где шлангокабель начально укладывается на морское дно. Поскольку пологая волна требует минимальной подводной инфраструктуры, это более предпочтительный метод, чем крутая волна.

Шлангокабель типа пологой S-образной волны (рис. 2.2 - г) представляет собой кабель с двумя точками подвеса, спущенную на морское дно через трубный желоб на средней глубине воды и поддерживаемую закрепленным на морском дне бумом. Шлангокабель типа крутой S-образной (рис. 2.2 - д) волны подобен предыдущему типу шлангокабеля за исключением того, что нижняя секция кабеля между бумом и основанием шлангокабеля натянута.

Целью бумов является отделение движения судна от точки соприкосновения, поглощая изменение натяжения, вызванное сосудом, таким образом, точка касания падает только с небольшим воздействием нагрузки или вообще не испытывает нагрузки.

Процесс укладки шлангокабеля типа пологой-S, так и крутых-S образной волны является сложным и требует небольшие элементы, такие как арки, троса, буи, основание для троса и бум с жесткой резинкой. Следовательно, эти типы шлангокабеля рассматриваются только в том случае, если другие не подходят для разработки проекта.

Метод укладки с отходом судна-укладчика от плавучего основания. Данный метод (см. рис. 2.4) предполагает, что шлангокабель заводится с судна-трубоукладчика через низ буровой шахты плавучего основания, устанавливающего подводную устьевую арматуру. Шлангокабель закрепляется на буровом судне к елке до начала его спуска. При этом необходима четкая координация между буровым судном и трубоукладчиком. По мере опускания подводной устьевой арматуры на морское дно судно-укладчик начинает

стравливать шлангокабель и отплывать от плавучего основания с такой скоростью, чтобы исключить перегиб шлангокабеля.

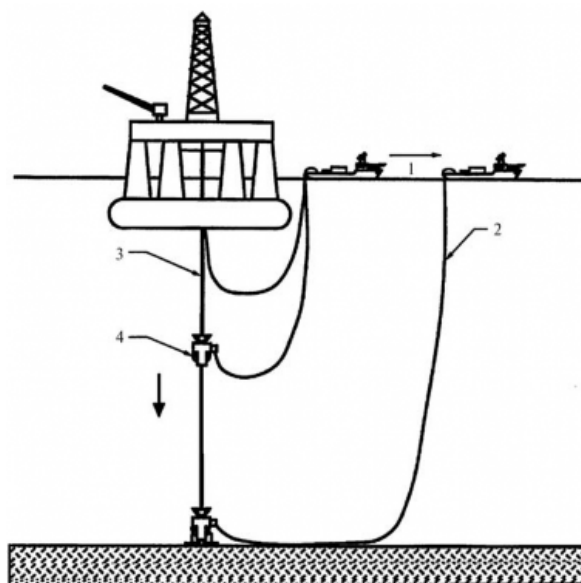


Рисунок 2.4 – Метод укладки с отходом судна-укладчика от плавучего основания: 1 – судно-укладчик; 2 – шлангокабель; 3 – райзер заканчивания скважины; 4 – устьевая арматура

2.2. Компоненты шлангокабелей

Поскольку подводные шлангокабели спроектированы и изготовлены в виде сложных конструкций, они состоят из большого количества различных компонентов, изготовленных из разных материалов.

В зависимости от их функций и требований при сооружении существует несколько типов шлангокабелей. Обычно в подводных шлангокабелях много компонентов, таких как стальные гидравлические трубопроводы, электрические кабели, волоконно-оптические кабели, линии передачи или приема сигналов, системы подачи химических реагентов, защищены от сброшенных предметов бронированным слоем и от коррозии внешними покрытиями. Поперечное сечение типичного шлангокабеля представлено ниже на рис. 2.5.

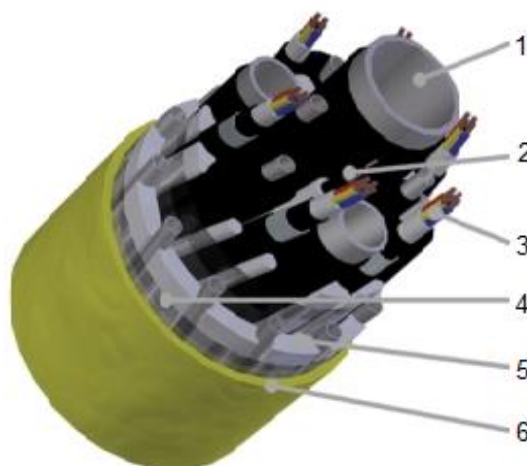


Рисунок 2.5 – Поперечное сечение подводного шлангокабеля: 1. Стальная труба; 2. Волоконно-оптический кабель; 3. Электрический кабель; 4. Брони; 5. Полимерный наполнитель; 6. Оболочка

Все компоненты, показанные выше, соединены вместе, чтобы сделать всю структуру более гибкими и уменьшать влияние нагрузок. Каждый из компонентов имеет свои функции, описанные в таблице 2.1 ниже.

Таблица 2.1 – Компоненты подводного шлангокабеля и их назначение

Компоненты	Функция
Стальные гидравлические трубы	Перемещение жидкостей на подводное оборудование для управления процесса добычи и обеспечение потока. Термопластические шланги и стальные трубы используются в качестве основного типа проводников.
Волоконно-оптический кабель	Передача данных и сигналов между плавучими основаниями и подводным оборудованием
Электрический кабель	Электропитание является основной функцией. Проводники могут быть высоким и низким напряжением в зависимости от функции. Иногда защищается дополнительный слой брони для более высокого уровня безопасности.
Брони, покрытие	Которые обернуты вокруг элементов, поскольку они связаны и скручены в шлангокабелях. Это удерживает всю сборку вместе, пока она не пройдет через экструзионную головку, чтобы получить ее оболочку. Представлены в виде полимерных оболочек или связывающая лента.
Полимерный наполнитель	Чтобы создать правильную геометрию поперечного сечения.
Оболочка	Защита всех внутренних компонентов, чтобы противостоять влиянию изгиб и растягивающие нагрузки, повреждения третьей стороны (сброшенные объекты, привязка)

2.3. Классификация подводных шлангокабелей

Согласно группы Prysmian (2014), крупнейший производитель кабелей в мире (Integer Research Ltd, 2014г.), в настоящее время наиболее распространенными типами подводных шлангокабелей являются электрогидравлические шлангокабели, шлангокабель для закачки химических реагентов, шлангокабель добывающей скважины, силовой шлангокабель, шлангокабель со стальными трубками.

2.3.1. Электрогидравлические шлангокабели

Большинство эксплуатируемых в настоящее время систем являются мультиплексными электрогидравлическими системами, так как они обеспечивают очень короткое время срабатывания при аварийной остановке и возможность контроля значительного числа параметров.

Типовые мультиплексные электрогидравлические системы используют многожильный электрогидравлический шлангокабель, в котором для передачи сигналов управления (обычно мультиплексированные цифровые данные) и электроэнергии могут использоваться отдельные или общие жилы.

Электрогидравлические шлангокабели делятся на две подгруппы, с точки зрения их функций, для многозадачных электро-гидравлических систем и для контроля за нефтегазовой добычей. Они применяются при глубине воды до 1000 м в статических и динамических положениях, и предназначены для подачи гидравлических жидкостей через шланги высокого давления и электрической энергии, а также для подачи сигналов через центр управления волоконно-оптического кабеля.

В дополнение к проводникам для передачи сигналов управления и электроэнергии многожильный электрогидравлический шлангокабель обычно содержит гидравлические линии для различных флюидов, включая жидкости гидравлической системы управления и химические реагенты для подводного оборудования. Отдельные шланги или трубы для флюидов могут быть

изготовлены из обычных и коррозионно-стойких сталей или термопластических материалов. На рис. 2.6 и 2.7 показаны два возможных сечения шлангокабеля такого типа.



Рисунок 2.6 – Поперечное сечение электрогидравлического шлангокабеля для многозадачных систем (Группа Prysmian, 2015)



Рисунок 2.7 – Поперечное сечение электрогидравлического шлангокабеля для контроля за нефтегазовой добычей (Группа Prysmian, 2015)

Все компоненты шлангокабеля плотно упакованы и покрыты внешним полимерным слоем. Пустоты заполнены полимерным наполнителем, устойчивым к термическому воздействию большой амплитуды. Чтобы исключить любое негативное воздействие при монтаже и эксплуатации, шлангокабели бронируются двойным защитным слоем плоской стальной проволоки. Кроме того, он улучшает гидродинамическую стабильность

шлангокабеля. Наружный термопластичный слой обеспечивает защиту из потертость.

2.3.2. Шлангокабель для закачки химических реагентов

Шлангокабели для закачки химических реагентов применяются на глубине до 1000 метров и обеспечивают закачки химических и этанольных реагентов через шланги высокого давления, также может использоваться для контроля скважин гидравлическими шлангами высокого давления и электрическими кабелями.



Рисунок 2.8 – Поперечное сечение шлангокабеля для закачки химических реагентов (Группа Prysmian, 2015)

Как показано на рисунке 2.8, в центре сечения находятся три пары электрических кабелей, каждая из которых отделена от других изолирующим слоем. Затем все электрические пары кабелей покрыты одним защитным армированным слоем. Самую большую часть шлангокабеля занимает слой с трубками высокого давления для гидравлических жидкостей и химических реагентов, а также наполнитель между ними для заполнения пустот и уплотнения компонентов. Снаружи все компоненты покрыты двойным армированным слоем кассетного типа и покрытием из термопластика.

2.3.3. Шлангокабели добывающей скважины

Шлангокабели добывающей скважины очень похожи на шлангокабели для закачки химических реагентов по сравнению их состава и функций. Тем не

менее, шлангокабели добывающей скважины могут использоваться в более глубокой воде до 2000 метров благодаря различной геометрии поперечного сечения, как показано на рис. 2.9.



Рисунок 2.9 – Шлангокабели добывающей скважины (группа Prysmian, 2015)

Усиленная защитная оболочка шлангокабеля добывающей скважины состоит из слоя термопластика, двух слоев плоских гальванизированных стальных армированных пластин, и еще одного слоя термопластика, последовательно расположенных от центра сечения.

2.3.4. Силовые шлангокабели

Подводные силовые кабели используются в офшорной промышленности на глубинах до 2000 метров для обеспечения электроэнергии и двухсторонней связи между производственными подразделениями. На рисунке 2.10 показано, что они имеют высокую степень защиты (брони), состоящий из два слоя термопластика и два слоя плоских гальванизированных стальных армированных пластин.



Рисунок 2.10 – Поперечное сечение силового шлангокабеля (Группа Prysmian, 2015)

Кроме того, каждый из силовых кабелей индивидуально защищен этиленпропиленовым каучуком и внешним изоляционным покрытием. Геометрия позволяет также добавить еще несколько компонентов в зависимости от проекта, ввиду большого свободного объема, занимаемого наполнителем.

2.3.5. Шлангокабели со стальными трубками

Шлангокабели со стальными трубками предназначены для работы в самых суровых условиях и при глубине воды до 3000 метров. На рисунке 2.11 показан типичное сечение шлангокабеля со стальными трубками. В зависимости от функций количество и размер компонентов меняются и могут включать стальные трубы высокого давления, гидравлические шланги и трубки для управления, шланги для закачки химических реагентов.



Рисунок 2.11 – Стальной трубный шлангокабель (Группа Prysmian, 2015)

Высоколегированная нержавеющая сталь является предварительным материалом для стальных трубок, что дает им очень высокий уровень коррозионной стойкости даже при высоких температурах и высоконапорной жидкости, протекающей через трубки. Кроме того, современная технология лазерной сварки и системы контроля сварки позволяют изготавливать длинные непрерывные длины стальных труб, которые нужны для разработки месторождений на больших глубинах.

2.4. Требования к шлангокабелю

Существует множество общих требований к конструкции, связанных с дизайном шлангокабелей таких как подбор материалов и положение каждого компонента внутри структуры. Эти требования незначительно отличаются от проекта к проекту в зависимости от требований и соглашений между производителем и покупателем (добывающей углеводородов компании).

Согласно DNV-RP-F401 (2012 г.), системы изоляции разработаны с учетом того, что компоненты в ее составе должны быть отделены друг от друга изоляцией с присутствием двух связанных между собой слоев, называемые экранирующая оплетка и сама изоляция. Экранирующая оплетка должна быть расположена в слое шлангокабеля, наименее подверженном динамическим изгибам.

Шлангокабель должен содержать все необходимые силовые кабели, волоконнооптические линии, сигнальные кабели типа «витая пара» и коаксиальные кабели для передачи сигналов и энергии. Необходимо иметь, по меньшей мере, по одному запасному силовому, волоконно-оптическому, коаксиальному и сигнальному кабелю.

Каждый из компонентов в шлангокабеле должен выдерживать гидростатическое нагружение под давлением, которая зависит от глубины воды и ее плотности, которая зависит от солености воды, температуры и давления. Основная прочность на растяжение обеспечивается стальными компонентами, однако в некоторых случаях наличие внутреннего давления является обязательным для поддержки структуры шлангокабеля. В шлангокабелях, имеющих гидравлические линии, давление в возвратной гидравлической линии должно превышать внешнее давление во избежание проникновения морской воды.

Шлангокабели должны быть спроектированы в отношении изгибающей, растягивающей и крутильной нагрузок, силы натяжения и относительного удлинения, потому что все время эксплуатации они находятся в динамической

среде. Шлангокабели должны быть защищены бронями и оболочками, чтобы выдерживать нагрузки. Шлангокабель должен обладать необходимой гибкостью и небольшой массой для удобства в обслуживании и эксплуатации.

С точки зрения теплового контроля системы морского шлангокабеля предназначенные для удовлетворения наихудших тепловых нагрузок. Материалы для морских шлангокабелей подобраны с учетом потенциально возможных критических температур, которые могут достигаться по действием температур жидкостей, текущих по внутренним трубкам шлангокабеля. Если в шлангокабеле присутствует электропроводники, то они тоже оказывают термическое воздействие и должны учитываться при выборе материалов. Внутренняя температура компонентов не должна превышать тепловой предел для любого из материалов, используемых при изготовлении кабелей.

Шлангокабель должен отвечать установленным требованиям в отношении устойчивости к усталостным нагрузкам при сгибе и нагрузкам при транспортировке. Двигающаяся часть шлангокабеля (динамическая секция) свободно висит и должна быть квалифицированы в отношении анализа усталости. Так как при движении плавучего основания эта часть шлангокабеля подвергается силам натяжения. Шлангокабели, лежащие на морском дне, находятся под статическим состоянием, их квалификационная усталость не обязательна. Динамические секции предназначены для выдерживания высоких нагрузок при растяжении и усталостных механизмов из-за движения плавучего основания (платформа).

Окончания шлангокабелей должны быть легкими, чтобы перемещение, соединение и разъединение могли осуществлять двое операторов. Подводное окончание шлангокабеля должно быть оснащено ограничителем изгиба

Габаритные размеры всех внутренних компонентов подбираются исходя, во-первых, из операционных потребностей индивидуально для каждого проекта, а во-вторых, из разницы внутреннего и гидростатических давлений. В зависимости от этих параметров изменяют диаметр отверстия и толщину стенок.

В свою очередь, жесткость на изгиб варьируется с величиной осевой нагрузки и трением между слоями в шлангокабеле, что делает прочностные характеристики сложно писываемыми.

Для шлангокабелей следует выбирать материал изоляции электрического кабеля с учетом всех типов транспортируемых флюидов. Материалы, используемые для связи жил кабеля, должны быть аналогичны материалу шлангокабеля, для того чтобы обеспечить хорошую связь между разными слоями. Металлические и полимерные материалы, используемые в электрических кабелях, имеющих внешнюю защиту (распределительные жгуты), и в соединителях системы распределения, следует проверять на совместимость с диэлектрическими жидкостями, жидкостями для компенсации давления и морской водой. Необходимо документально подтвердить функционирование на протяжении всего срока службы отдельных элементов защиты от воздействия морской воды.

Шлангокабели необходимо проектировать таким образом, чтобы их можно было эксплуатировать в намотанном на барабан лебедки состоянии при полной нагрузке с учетом выделяемого в шлангокабеле тепла.

III. Анализ нагрузок в компонентах подводного шлангокабеля

В этой главе рассматриваются все преимущества и недостатки аналитических методов для расчета напряжений в подводных шлангокабелях, рассмотрены упрощенный метод и процедура расчета напряжений подводных спиральных компонентов в деталях с формулами, рисунками и шаг за шагом объяснения.

3.1. Аналитические методы

3.1.1. Растягивающее напряжение

На рис. 3.1 показана геометрическая конфигурация спирального компонента, где угол наклона (α) можно вычислить по следующей формуле:

$$\tan \alpha = \frac{\phi R}{l} \quad (3.1)$$

где R представляет радиус наклона спирального компонента, ϕ - угол вращения спирального компонента вокруг центральной линии подводного шлангокабеля, l обозначает длину сечения шлангокабеля.

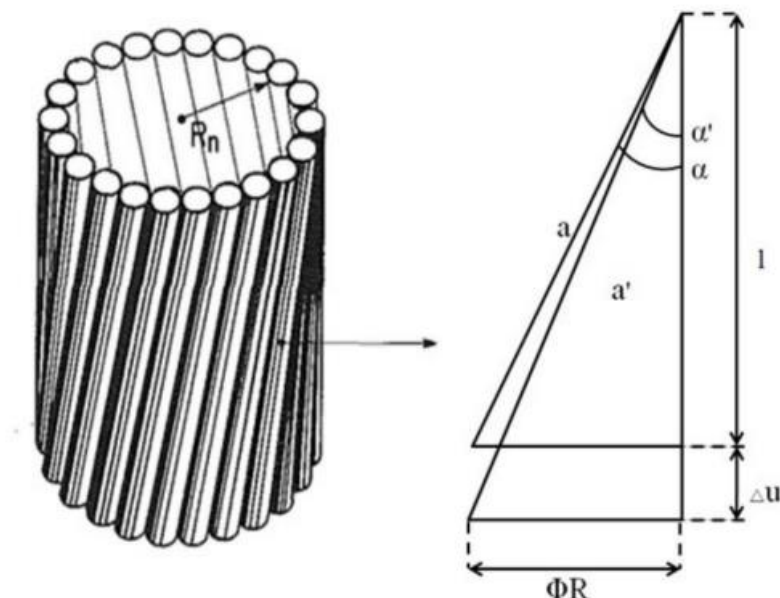


Рисунок 3.1 – Геометрия спирального компонента (Chen;Fu;Song и др., 2013)

Δu - осевое удлинение, как показано выше. Осевая деформация удлиненного спирального компонента может быть найдена в соответствии с

геометрической зависимостью между исходной и деформированной фигурами как:

$$\varepsilon = \frac{a' - a}{a} \quad (3.2)$$

где a и a' - длина спирального компонента до и после удлинения соответственно.

Эти две длины до и после удлинения можно рассчитать как:

$$a = \frac{l}{\cos \alpha} \quad (3.3)$$

$$a = \frac{l}{\cos \alpha'} \quad (3.4)$$

Где угол наклона (α') после удлинения может быть выражен как:

$$\cos \alpha' = \frac{l + \Delta u}{\sqrt{(l + \Delta u)^2 + (l \tan \alpha)^2}} \quad (3.5)$$

Теперь, используя уравнения 3.3-3.5 и 3.2, осевая деформация удлиненной спирального компонента равна:

$$\varepsilon = \sqrt{(1 + \Delta u/l)^2 (\cos \alpha)^2 + (\sin \alpha)^2} - 1 \quad (3.6)$$

Уравнение 3.6 можно линеаризовать, пренебрегая величинами деформаций второго порядка:

$$\varepsilon = \frac{\Delta u (\cos \alpha)^2}{l} \quad (3.7)$$

Затем, согласно закону Гука:

$$\sigma_a = \frac{E \Delta u (\cos \alpha)^2}{l} \quad (3.8)$$

$$F_a = \frac{AE \Delta u (\cos \alpha)^2}{l} \quad (3.9)$$

где σ_a представляет собой осевое напряжение, A - площадь сечения, F_a и E соответственно выражают осевую силу и модуль упругости материала спирального компонента.

Составляющая сила от спирального компонента к суммарной силе шлангокабеля может быть выражена путем проецирования осевого усилия спиральной компоненты на оси подводного шлангокабеля:

$$F'_a = \frac{AE\Delta u(\cos\alpha)^3}{l} \quad (3.10)$$

Чтобы рассчитать осевое напряжение (σ'_a) и осевую силу прямого компонента (F'_a) были получены на основе закона Гука:

$$\sigma'_a = \frac{E\Delta u}{l} \quad (3.11)$$

$$F'_a = \frac{AE\Delta u}{l} \quad (3.12)$$

Теперь, основываясь на предыдущих уравнениях, полная осевая сила F шлангокабеля с осевым удлинением может быть рассчитана следующей формулой:

$$F = \sum_{i=1}^n \frac{A_i E_i \Delta u_i (\cos\alpha_i)^3}{l} \sum_{j=1}^m \frac{A_j E_j \Delta u_j}{l} \quad (3.13)$$

где $A_i E_i$ и $A_j E_j$ представляет собой осевую жесткость спирального компонента i и j соответственно; α_i - угол наклона спирального компонента i ; l - длина шлангокабеля; n и m - число спиральных и прямых компонентов, соответственно.

Наконец, можно получить осевую жесткость K_a из предыдущего уравнения как:

$$K_a = \frac{F}{\Delta u/l} = \sum_{i=1}^n A_i E_i (\cos\alpha_i)^3 \sum_{j=1}^m A_j E_j \quad (3.14)$$

3.1.2. Изгибное напряжение

Деформация материалов и силы трения между подводными компонентами шлангокабеля являются двумя основными причинами изгибающего напряжения в спиральных компонентах, которые по причинам можно разделить на упругие изгибные напряжения и усилие трения.

3.1.2.1. Расчетные допущения

Чтобы продолжить вывод напряжения изгиба, сделаны некоторые предположения:

1. Поперечное сечение не зависит от длины кабеля;
2. Спиральные компоненты могут скользить по их собственным осям (Saevik, 2011);
3. Контактное напряжение постоянно по всему интерфейсу;
4. Изменения контактного давления, вызванного изгибом, могут пренебречь (Saevik, 2011);
5. Статические и динамические коэффициенты трения равны (Chen, Fu, Song et al., 2013).

3.1.2.2. Упругое изгибное напряжение

Правосторонняя декартова система координат используется для описания геометрии спирально ограниченных компонентов шлангокабеля, как показано на рис. 3.2. Точка начала координат (0; 0; 0) фиксирована на центре поперечного сечения шлангокабеля. Оси X и ось Z параллельны нейтральной оси изгиба и начальной осевой линии шлангокабеля, соответственно.

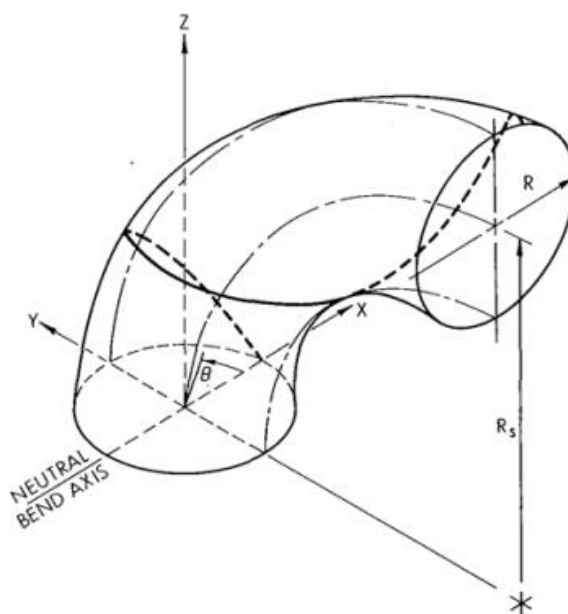


Рисунок 3.2 – Правосторонняя декартова система координат геометрии подводного шлангокабеля (Chen; Fu; Song и др. 2013)

Используя представленную систему координат, вектор положения точки (r) на спиральном компоненте может быть выражен как функция полярного угла (θ):

$$r = \begin{pmatrix} R \cos \theta \\ R_s [1 - \cos k \theta (1 - \delta \sin \theta)] \\ R_s (1 - \delta \sin \theta) \sin k \theta \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

где R_s - радиус изгиба сечения шлангокабеля, δ и k определяются как:

$$\delta = \frac{R}{R_s} \quad (3.16)$$

$$k = \frac{R}{\tan \alpha} \quad (3.17)$$

Согласно Липшуцу (1969), вектор параметрической кривизны k спиральных компонентов может быть определен в картезианской справке как:

$$k = \frac{r' r''}{|r'|^3} \quad (3.18)$$

где r' и r'' соответственно первая и вторая производные вектора положения точки на спиральных компонентах относительно полярного угла θ .

Затем вектор кривизны спирального компонента можно вычислить путем объединения функции полярного угла и параметрическую кривизну:

$$k = \begin{pmatrix} \frac{Y'Z'' - Z'Y''}{(X'^2 + Y'^2 + Z'^2)^{3/2}} \\ \frac{Z'X'' - X'Z''}{(X'^2 + Y'^2 + Z'^2)^{3/2}} \\ \frac{X'Y'' - Y'X''}{(X'^2 + Y'^2 + Z'^2)^{3/2}} \end{pmatrix} \quad (3.19)$$

где X' , Y' , Z' и X'' , Y'' , Z'' - первая и вторая производные координатов точки на спиральных компонентах относительно полярного угла θ , соответственно.

$$\begin{aligned} X' &= -R \sin \theta \\ Y' &= kR_s \sin(k\theta) - \delta k R_s \sin(k\theta) \sin \theta + \delta R_s \cos(k\theta) \cos \theta \\ Z' &= kR_s \cos(k\theta) + \delta k R_s \cos(k\theta) \sin \theta + \delta R_s \sin(k\theta) \cos \theta \end{aligned} \quad (3.20)$$

$$\begin{aligned} X'' &= -R \sin \theta \\ Y'' &= k^2 R_s \cos(k\theta) - \delta(1 + k^2) R_s \cos(k\theta) \sin \theta \\ Z'' &= -k^2 R_s \sin(k\theta) + \delta(1 + k^2) R_s \sin(k\theta) \sin \theta - 2\delta R_s \cos(k\theta) \cos \theta \end{aligned} \quad (3.21)$$

Вектор кривизны должен проектироваться в нормальном и би-нормальном направлениях, как показано на рис. 3.3, чтобы представить изменение кривизны до и после изгиба.

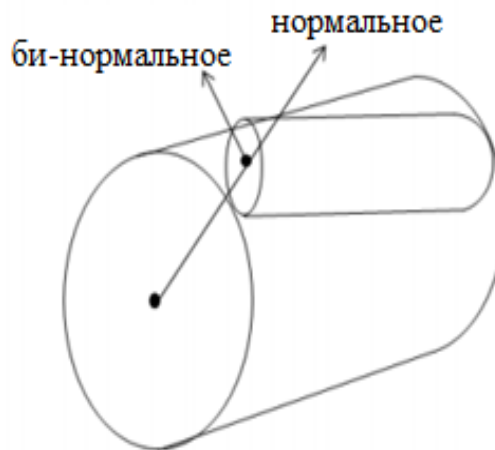


Рисунок 3.3 – Нормальное и би-нормальное направления спирального компонента подводного шлангокабеля (Chen;Fu;Song и др., 2013)

Эти направления можно определить как

$$k_n = k \cdot n_n \quad (3.22)$$

$$k_{bi} = k \cdot n_{bi} \quad (3.23)$$

где k_n и k_{bi} - кривизны спирального компонента в нормальном и би-нормальном направлениях, соответственно; n_n и n_{bi} - нормальный и би-нормальный векторы направления и могут быть определены как

$$n_n = \begin{pmatrix} R \cos \theta \\ R \sin \theta \cos \alpha \\ -R \sin \theta \sin \alpha \end{pmatrix} \quad (3.24)$$

$$r = \begin{pmatrix} R^2 \cos^2 \theta - \frac{R^3 \sin \theta \cos \alpha}{R_s} \\ R^2 \cos^2 \alpha - \frac{R^3 \sin \theta \cos^2 \alpha}{R_s} - R^2 \sin \alpha \\ R^2 \cos^2 \alpha - \frac{R^3 \sin \theta \cos^2 \alpha}{R_s} + R^2 \cos \alpha \end{pmatrix} \quad (3.25)$$

Тогда выражения кривизны спирального компонента в нормальном и би-нормальном направлениях выражаются следующим образом:

$$k_n = \frac{(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.26)$$

$$k_{bi} = \frac{\sin^2 \alpha}{R} - \frac{(\cos^2 \alpha - \sin^2 \alpha) \sin^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s} \quad (3.27)$$

В случае, когда шлангокабель прямой и не ограничен, радиус изгиба R_s бесконечен, что делает спиральный компонент

$$k_{n(\text{прямой})} = 0 \quad (3.28)$$

$$k_{bi(\text{прямой})} = \frac{\sin^2 \alpha}{R} \quad (3.29)$$

Соответствующие изменения кривизны как в нормальном, так и в би-нормальном направлениях могут быть определены путем вычитания 3.28 и 3.29 из 3.26 и 3.27 соответственно:

$$\Delta k_n = \frac{(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.30)$$

$$k_{bi} = -\frac{(\cos^2 \alpha - \sin^2 \alpha) \sin^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s} \quad (3.31)$$

Учитывая, что нормальные и би-нормальные перпендикулярны друг другу, общее изменение кривизны выражается следующим образом:

$$\Delta k = \sqrt{\Delta k_n^2 + \Delta k_{bi}^2} \quad (3.32)$$

Согласно Witz and Tan (1995), изменения кривизны в би-нормальном направлении можно пренебречь из-за его небольшого влияния, а общая кривизна теперь упрощается как:

$$\Delta k = \frac{(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.33)$$

Максимальная упругая деформация изгиба ε_e и изгибное напряжение σ_e с соответствующим изгибающим моментом M_e спирального компонента могут быть выражены в соответствии с теорией изгиба балки Эйлера:

$$\varepsilon_e = \frac{r(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.34)$$

$$\sigma_e = \frac{Er(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.35)$$

$$M_e = \frac{EI(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.36)$$

где I и r - момент инерции и радиус поперечного сечения соответственно.

3.1.2.3. Усилие трения

Из-за того, что сдвиговые силы спирального компонента меньше сил трения между компонентами, шлангокабель будет деформироваться как интегрированная сплошная структура. Осевая деформация (ε_f) секции спирального элемента определяется как:

$$\varepsilon_f = \frac{ds}{ds_0} - 1 \quad (3.37)$$

где ds_0 и ds - дифференциальная длина спирального компонента до и после изгиба соответственно.

$$ds = \sqrt{X'^2 + Y'^2 + Z'^2} d\theta \quad (3.38)$$

Объединяя 3.20 и 3.38 с 3.37 и пренебрегая высшими членами, осевая деформация становится:

$$\varepsilon_f = \frac{R \cos^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s} \quad (3.39)$$

Осевое напряжение (σ_f) и осевая сила (F_f) на спиральный компонент из-за трения могут быть определены на основе закона Гука:

$$\sigma_f = \frac{ER \cos^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s} \quad (3.40)$$

$$F_f = \frac{EAR \cos^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s} \quad (3.41)$$

Сила сдвига (f_f) на единицу длины может быть определена после дифференциации осевой силы (F_f) относительно длины (s')

$$f_f = \frac{EA \cos^2 \alpha \cdot \sin \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} \quad (3.42)$$

Когда кривизна изгиба увеличивается, чтобы достичь критического значения, трение между компонентами недостаточно и произойдет скольжение. До достижения критического значения сила сдвига равна силе трения.

$$f = \mu(q^i + q^e) \quad (3.43)$$

где μ - коэффициент трения, q^i и q^e представляют собой соответственно контактное давление на внутренней и внешней поверхностях, созданных силой растяжения F и силами давления P , и могут быть рассчитаны как:

$$q^i = q^e = \frac{FEA \cos^2 \alpha_i \sin^2 \alpha_i}{R_i K_a} + \frac{2\pi R_i P}{k_i} \quad (3.44)$$

где α_i , R_i и k_i – угол наклона, радиус наклона и число спиральных компонентов в слое i соответственно; и K_a – осевая жесткость подводного шлангокабеля.

Теперь критический радиус изгиба (R_{cr}) может быть выражен как:

$$R_{cr} = \frac{EA \cos^2 \alpha \cdot \sin \alpha}{\mu(q^i + q^e)} \quad (3.45)$$

В допущении (3) напряжение сдвига вдоль спирального компонента является константой. Напряжение трения (σ_f') и сила трения (F_f') теперь могут быть выражены путем интегрирования напряжения сдвига:

$$\sigma_f' = \int_0^\theta \frac{\mu(q^i + q^e)}{A} d \frac{R\theta}{\sin \alpha} = \frac{\mu R(q^i + q^e)}{A \sin \alpha} \theta \quad (3.46)$$

$$F_f' = \frac{\mu R(q^i + q^e)}{\sin \alpha} \theta \quad (3.47)$$

Объединив уравнения 3.40 и 3.46, усилие трения при различной кривизне может быть выражено как:

$$\sigma_f = \begin{cases} \frac{ER \cos^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s}; & R_s \geq R_{cr} \\ \frac{\mu R \theta (q_r^i + q_r^e)}{A \sin \alpha}; & R_s < R_{cr} \end{cases} \quad (3.48)$$

и объединяя уравнения 3.41 и 3.47, изгибающий момент может быть также выражен как:

$$M_f = \begin{cases} \frac{EAR^2 \cos^3 \alpha \cdot \sin^2 \theta}{R_s}; & R_s \geq R_{cr} \\ \frac{\mu R^2 (q_r^i + q_r^e)}{\tan \alpha} \theta \sin \theta; & R_s < R_{cr} \end{cases} \quad (3.49)$$

Чтобы выразить максимальное напряжение изгиба в поперечном сечении шлангокабеля, упругие изгибные напряжения и усилие трения добавляются, чтобы получить следующее:

$$\sigma_b = \begin{cases} \frac{Er(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} + \frac{ER \cos^2 \alpha \cdot \sin \theta}{R_s}; & R_s \geq R_{cr} \\ \frac{Er(1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta}{R_s} + \frac{\mu R \theta (q_r^i + q_r^e)}{A \sin \alpha}; & R_s < R_{cr} \end{cases} \quad (3.50)$$

Можно видеть, что изгибное напряжение является функцией кривизны изгиба, контактного напряжения слоя и коэффициента трения.

Снова используя теорию изгиба балки Эйлера, напряжение и момент прямого компонента в шлангокабеле можно определить как:

$$\sigma' = \frac{E'r'}{R_s} \quad (3.51)$$

$$M' = \frac{E'I'}{R_s} \quad (3.52)$$

где r' , E' и I' - радиус, модуль упругости и момент инерции прямого элемента, соответственно.

Теперь, чтобы выразить полный изгибающий момент шлангокабеля с радиусом изгиба R_s , моменты спиральных компонентов добавляются к моментам прямых компонентов:

$$M = \begin{cases} \sum_{k=1}^r \sum_{i=1}^n \left(\frac{E_k I_k (1 + \sin^2 \alpha_k) \cos \theta_i}{R_s} + \frac{E_k A_k R_k^2 \cos^3 \alpha_k \sin^2 \theta_i}{R_s} \right) + \sum_{j=1}^m \frac{E_j I_j}{R_s}; & R_s \geq R_{cr} \\ \sum_{k=1}^r \sum_{i=1}^n \left(\frac{E_k I_k (1 + \sin^2 \alpha_k) \cos \theta_i}{R_s} + \frac{\mu_k R_k^2 (q^i + q^e)}{\tan \alpha_k} \theta_i \sin \theta_i \right) + \sum_{j=1}^m \frac{E_j I_j}{R_s}; & R_s < R_{cr} \end{cases} \quad (3.53)$$

где $E_k A_k$ и $E_k I_k$ представляют собой осевую и изгибную жесткость слоя k соответственно; α_k и R_k - угол наклона и радиус наклона соответственно; n выражает количество спиральных компонентов в слое k , а r - количество этих слоев; $E_j I_j$ - изгибная жесткость прямой компоненты j с числом m прямых компонентов.

Наконец, изгибная жесткость K_b может быть выражена как:

$$K_b = \begin{cases} \sum_{k=1}^r \sum_{i=1}^n (E_k I_k (1 + \sin^2 \alpha_k) \cos \theta_i + E_k A_k R_k^2 \cos^2 \alpha_k \sin^2 \theta_i) + \sum_{j=1}^m E_j I_j; & R_s \geq R_{cr} \\ \sum_{k=1}^r \sum_{i=1}^n E_k I_k (1 + \sin^2 \alpha_k) \cos \alpha_k \cos \theta_i + \sum_{j=1}^m E_j I_j; & R_s < R_{cr} \end{cases} \quad (3.54)$$

3.1.3. Аналитическая модель напряжения

Теперь можно выразить напряжение спиральных компонентов под действием силы растяжения (F) и радиуса изгиба R_s :

$$\sigma = \eta F + \frac{\lambda}{R_s} \quad (3.55)$$

где η и λ выражаются следующим образом:

$$\eta = \frac{E \cos^2 \alpha}{K_a} \quad (3.56)$$

$$\lambda = \begin{cases} E r (1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta + E R \cos^2 \alpha \cdot \sin \theta; & R_s \geq R_{cr} \\ E r (1 + \sin^2 \alpha) \cos \alpha \cdot \cos \theta + \frac{\mu R_s \theta (q_r^i + q_r^e)}{A \sin \alpha}; & R_s < R_{cr} \end{cases} \quad (3.57)$$

Уравнение 3.56 можно было бы использовать для вычисления эквивалентного напряжения в терминах осевых напряжений для винтовых сухожилий, однако, поскольку этот проект ориентирован на стальные трубки шлангокабеля, эквивалентным напряжением должно быть напряжение по фон Мизесу, которое может быть определено в цилиндрической системе координат:

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{(\sigma_h - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2 + (\sigma_h - \sigma_r)^2}{2}} \quad (3.58)$$

где σ_h , σ_a и σ_r соответственно соответствуют оброчу (hoop), осевому и радиусному напряжению.

$$\sigma_a = \sigma_{a(Tension)} + \sigma_{a(Bending)} + \sigma_{a(Presure)} \quad (3.59)$$

Где $\sigma_{a(Tension)}$ и $\sigma_{a(Bending)}$ должны быть найдены с использованием уравнения модели анализа 3.56. Осевое напряжение давления $\sigma_{a(Presure)}$ может быть определено как:

$$\sigma_{a(Presure)} = \frac{P_i r_i^2 - P_{ex} r_0^2}{r_0^2 - r_i^2} \quad (3.60)$$

где P_i и P_o - внутреннее и внешнее давление соответственно; r_i и r_o - соответственно радиусы внутренних и внешних трубок.

Согласно ISO 13628-5 (2009), обруч можно определить как:

$$\sigma_h = \frac{r_o + r_i}{2(r_o - r_i)} (P_i - P_o) \quad (3.61)$$

Радиус напряжения зависит от толщины стенки труб $r(x)$, а в DNV-RP-F401 (2012) выражается следующим образом:

$$\sigma_h = \frac{P_i r_i^2 - P_o r_o^2}{r_0^2 - r_i^2} + \frac{r_i^2 r_o^2 (P_o - P_i)}{r(x)^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad (3.62)$$

3.2. Метод конечных элементов и его применение

Анализ конечных элементов был разработан немецким математиком Курантом в 1943 году, который получил приближенные решения метода Ритца численного анализа для вибрационных систем Pelosi (2007). Затем в 1956 году статья, опубликованная Тернера, Clough, Martin и др. (1956), раскрывала более широкое определение численного анализа.

Метод конечных элементов (FEA) - это способ, используемый для оценки структур и систем, обеспечивающий точное прогнозирование реакции компонентов на анализ материала или объекта и определение влияния прикладных напряжений на материал (Pelosi, 2007). Анализ помогает определить и предсказать любые точки слабости в проектируемой модели еще до ее изготовления. Другими словами, это помогает проверить целостность конструкции и определить критические местоположения. Анализ конечных элементов осуществляется путем создания сетки точек в форме модели (рис. 3.4), содержащей данные о свойствах материала.



Рисунок 3.4 – Проектные сетки (Probyn, 2011)

Решение близко аппроксимируется в каждом элементе системы сеток, в результате получается ряд уравнений, которые решаются для каждого из элементов. Однако поведение сложно вычислено из-за сложного взаимодействия между компонентами. Следовательно, все уравнения из всех элементов всей структуры решаются одновременно, что может быть выполнено только на компьютерах, способных одновременно запускать большое количество процессов. Очевидно, что чем больше число элементов, тем большее количество одновременных уравнений необходимо решить, и требуются мощность компьютера и время вычисления. Поэтому, когда это возможно, более мелкие сетки предпочтительно используется только там, где прогнозируется наибольшее напряжение, что позволяет быстрее решать проблему.

Помимо сложности решения и мощного требования к оборудованию, необходимо учитывать другие недостатки компьютерных решений. Например, этот метод не обязательно показывает, как на напряжения влияют важные переменные задачи как материальные свойства или геометрические особенности. Таким образом, есть некоторые предположения, которые так или иначе влияют на решение.

Подводя итог, нужно сказать, что метод конечных элементов - это точный способ, используемый для анализа недостаточности для количественного определения дефектов конструкции, усталости, потери устойчивости и

соответствия кода. Он также может использоваться для различения отказов из-за дефектов материала, ошибок изготовления или проектной недостаточности.

3.3. Краткое содержание предыдущих исследований

3.3.1. Анализ многослойных структурных нитей

Рауф и Хоббс (1988) разработали и проанализировали модель с большим количеством проволок, где отношение диаметра проволоки к диаметру нити настолько мало, что изгиб и кручение проволоки, по-видимому, имеют второстепенное значение по сравнению с осевой силой и контактными эффектами. Однако Костелло и Филлипс (1973) уделяли большое внимание значимости изгиба и кручения в отдельных проволоках, которые состоят всего из нескольких проволок. Вот почему необходимо разработать модель многослойных структурных нитей, показанных на рис. 3.5.

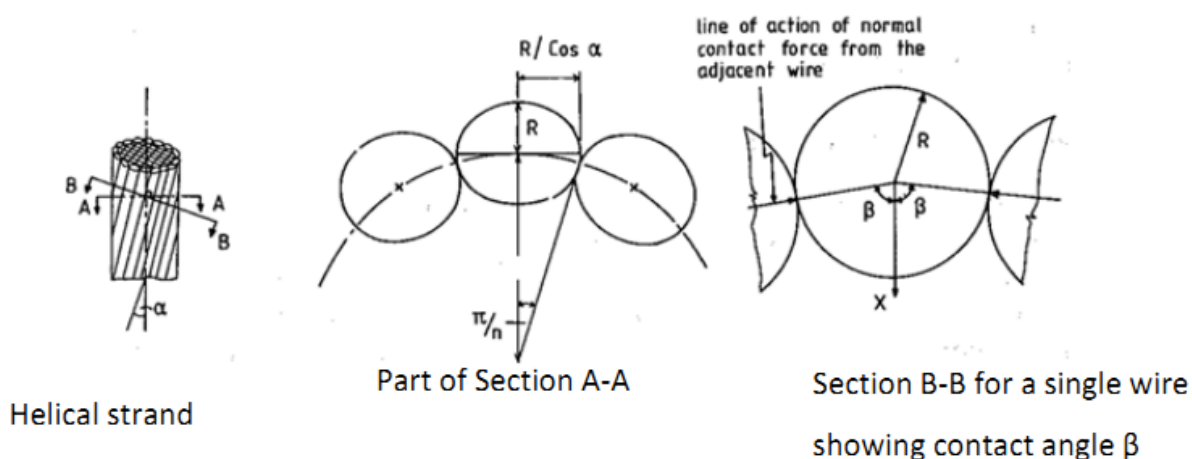


Рисунок 3.5 – Струнный слой с n-проводами (Raouf and Hobbs, 1988)

Как было заключено, предсказания осевой жесткости подтверждались экспериментальными результатами на спиральных нитях большого диаметра с широко изменяющейся нитью, диаметрами проволоки и углами укладки. Кроме того, модель учитывает фрикционные эффекты и способна оценивать контактные силы и смещения между проволоками.

3.3.2. Трехмерное аналитическое моделирование структуры стенки гибкой трубы

Спустя четыре года Макнамара и Харт (McNamara and Harte, 1992) разработали трехмерное аналитическое моделирование механической реакции многослойной гибкой секции трубопровода под нагрузкой и давлением. Чтобы сформировать уравнение общей жесткости сечения, состоящее из межслойных давлений и радиальных деформаций, были разработаны и объединены соотношения жесткости для изотропных, ортотропных спирально навитых слоев армирования. Конструкции трубопроводов и межслойные радиальные деформации и давления представлены на рис. 3.6 и 3.7.

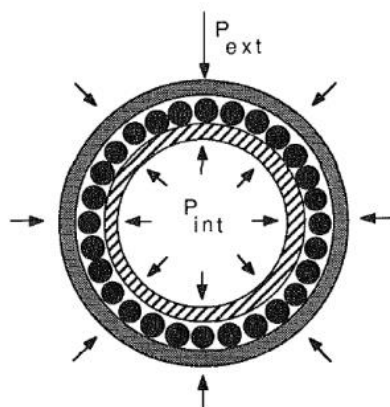


Рисунок 3.6 – Межслойные радиальные деформации (McNamara and Harte, 1992)

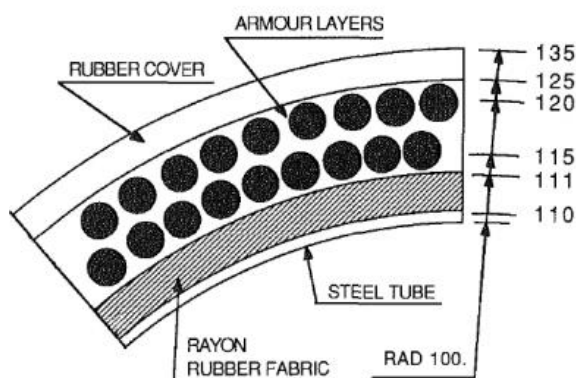


Рисунок 3.7 – Конструкция трубопровода (McNamara and Harte, 1992)

Для демонстрации использовались три разных материала слоя, и было показано, что стальные нити имеют доминирующее влияние при переноске

окружающих нагрузок. Был сделан вывод о том, что представленная модель может служить хорошей основой для оценки скольжения, разрыва, износа, коллапса каркас и других критических показателей гибких структур в подводной среде.

3.3.3. Исследования напряжений в гибких трубах

Саевик (2011) представил модели, которые были разработаны для прогнозирования напряжений от осесимметричных эффектов в рамках нелинейной технологии конечных элементов, а также двух альтернативных составов для прогнозирования изгибающих напряжений в несвязанных гибких трубопроводах. В анализе допускались большие перемещения и небольшие деформации. Элементы спирали были испытаны под осесимметричными нагрузками, как показано на рис. 3.8.

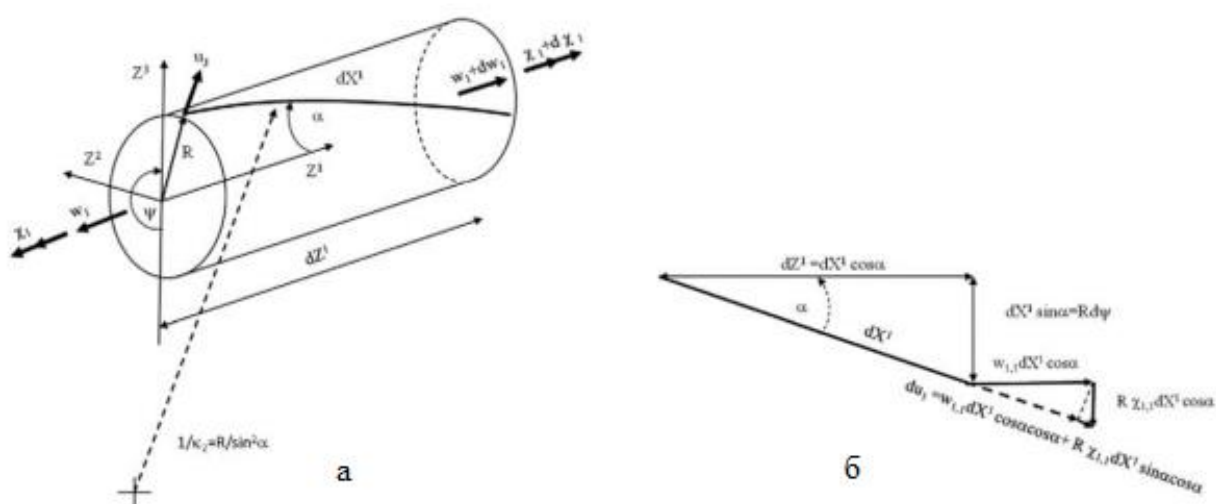


Рисунок 3.8 – Кинематическое описание спирали из-за осесимметричных нагрузок (Saevik, 2011): а - осесимметричные деформационные величины; б - величины деформаций спирали образуют осевые и торсионные деформации

Чтобы найти напряжение гибких конструкций под изгибными нагрузками, были предложены аналитические модели, разделив изгибное напряжение на эластическую и фрикционную составляющие. Эластическая нагрузка была получена на основе предположения о локсодромической кривой, а фрикционная нагрузка – на напряжении сдвига скрученных элементов.

Локальный эластичный изгиб скрученного армированного слоя был составлен путем применения дифференциальной геометрии. Для рассмотрения сдвиговых взаимодействий в отношении межслойного трения было использовано два способа: учитывая результирующую сечения в отношении фрикционного момента и применение «сэндвич» модели для каждого из компонентов. Аналитический результат исчисления динамических нагрузок затем был подтвержден экспериментальными данными с определенной долей погрешности.

VII. Социальная ответственность

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен анализу опасных и вредных производственных факторов и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала при производстве подводного шлангокабеля и его дальнейшей эксплуатации при добыче нефти на шельфовых месторождениях.

Работа проводится на шельфовом платформе. На рабочем месте возможно возникновение вредных факторов, таких как недостаточная освещенность рабочего места, интенсивный производственный шум, повышенная либо пониженная температура воздуха, загрязнение рабочей зоны опасными веществами.

Также на данном рабочем месте могут иметь место проявления опасных факторов среды, например, поражение электрическим током. Возможной чрезвычайной ситуацией на рабочем месте является лишь возникновение пожара.

В соответствии с действующим законодательством РФ основные организационно-технические и технологические мероприятия должны обеспечивать безопасность работников и населения, охрану окружающей среды от возможных вредных воздействий.

7.1. Производственная безопасность

При выполнении работы присутствуют опасные и вредные факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ). Опасные и вредные факторы приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке технического состояния подводного перехода нефтегазопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Транспортировка оборудования на рабочем месте (платформе) 2. Сооружение подводного шлангокабеля на шельфе	1. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3. повышенный уровень шума на рабочем месте 4. тяжесть и напряженность физического труда	1. Поражение электрическим током 2. Пожаровзрывоопасность	СанПиН 2.2.4-548-96 СН 2.2.4/2.1.8.562-96

7.1.1. Анализ выявленных вредных производственных факторов

а) Возникновение токсических веществ в рабочей зоне

Токсические: по пути проникновения в организм человека через органы дыхания (отравление токсическими веществами, необходимо использование защитных масок). Чем выше концентрация токсических веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Особенно опасным для воздуха рабочих мест является оксид углерода (угарный газ), образующегося при неполном сгорании топлива. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования".

Источниками негативных химических факторов являются различные вредные вещества, применяемые на промыслах - это деэмульгаторы, различные химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), разлитые на определенной территории или вредные газы, выбрасываемые в атмосферу при проведении ремонтных работ на трубопроводах. Отравление нефтяными газами и различного рода ингибиторами случается вследствие не герметичности обвязки скважины, труб, емкостей для хранения ядовитых веществ.

Во время работы в закрытых помещениях, а также при плановых ремонтах и ликвидации аварий, необходимо контролировать загазованность воздушной среды стационарными датчиками либо переносными газоанализаторами. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК – 300 м²/м³, ГОСТ 12.1.005–88.

б) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Особенностью условий труда операторов по добычи нефти является работа, в основном на открытом воздухе, а также перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте над уровнем моря или над другими строениями, находящимися ниже.

Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового арктического климата является метеорологический фактор. При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

Для безопасной работы необходимо соблюдать показатели микроклимата, в этом случае приведены оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах по СанПиН 2.2.4.548-96 (табл. 7.2).

Таблица 7.2 – Допустимые параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °C		Температура поверхности, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	IIб	15,0-16,9	19,1 - 22,0	14,0 - 23,0	15 – 75	0,2	0,4
Теплый	IIб	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0 - 28,0	15 - 75	0,2	0,5

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

в) Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум возникает когда насосы работает, отрицательно сказывается на работе человека тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, которые отрицательно отражаются на основной работе человека; повысит рабочую нагрузку.

Шум как внешний фактор угнетает иммунные реакции организма, снижает защитные функции последнего. Это видно на примере значительно высокой заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями (на 20-50% выше, чем обычно).

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 80дБА. В населенных пунктах (жилые комнаты квартир) установлены уровни шума: с 7 до 23 ч - 55дБА, с 23 до 7 ч - 45дБА согласно СН 3077-84.

Следовательно, для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты. Коллективные средства защиты: борьба с шумом в самом источнике; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция). Средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши.

г) Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией эксплуатации подводного шлангокабеля, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

7.1.2. Анализ опасных производственных факторов

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Выявлены следующие опасные производственные факторы:

- Поражение электрическим током;
- пожаровзрывобезопасность.

а) Поражение электрическим током

Одним из выявленным опасных факторов является поражение электрическим током, так как напряжение считается безопасным при $U < 42$ В, а вычислительная техника питается от сети 220 В 50 Гц. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ Р 12.1.009-2009].

Виды электротравм: местные электротравмы, к ним относятся: электрический ожог, электрические знаки, металлизация кожи, механические повреждения). Особую опасность представляют электрические травмы, которые выглядят в виде ожогов.

В результате механического повреждения могут разорваться кровеносные сосуды, нервные ткани, а также случаются вывихи суставов и даже переломы костей. Такие повреждения могут возникнуть в результате сокращений мышц под действием тока, который проходит через тело человека.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства. Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение. Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

б) Пожаровзрывобезопасность

Возникновение пожара на предприятии, является одним из опасных факторов производства. Одной из особенностей пожара на предприятии, горение паровоздушных смесей углеводородов, является образование огневых шаров время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры

шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки; движущиеся части разрушившихся аппаратов; электрический ток; взрыв.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА), в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

7.2. Экологическая безопасность

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях транспортных и строительных машин и механизмов.

Источниками неорганизованных выбросов являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов;
- работающие строительные машины и механизмы;

Источниками воздействия месторождения на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для монтажа подводного шлангокабеля.

Основными загрязняющими веществами являются: оксиды углерода и углеводороды, доля которых составляет 91% от общего количества валовых выбросов.

Воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде существующими и проектируемыми объектами при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа на шельфе предусмотрен ряд мероприятий в соблюдении строгих требований экологической безопасности.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала,
- улучшение рассеивания загрязняющих веществ за счёт выбора оптимальных параметров источников выбросов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- установка аварийной сигнализации на оборудовании;
- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

В целях рационального использования недр предусматривается сокращение потребления воды для производственных нужд и бурения с использованием систем оборотного водоснабжения. Для исключения потерь нефти и снижения пластового давления применяется способ добычи сырья с использованием системы ППД, исключающей нарушения равновесия геологической среды в эксплуатируемых нефтяных пластах. Для сбора мусора, мелкой тары и оберточных материалов на всех производственных площадках предусматривается установка урн и специальных контейнеров.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным ЧС на рабочем месте можно отнести внезапное обрушение здания, взрывы и пожары.

Наиболее вероятны – пожары вследствие замыкания электрической проводки, возгорания неисправного компьютера, несоблюдения правил пожарной безопасности.

К мерам пожарной профилактики относятся:

- повышение огнестойкости здания;
- использование исключительно исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ;
- курение в строго отведенном месте;
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

Для оповещения о возникшем пожаре установлены пожарные речевые системы оповещения, с требуемыми параметрами: уровень развиваемого

давления 70 – 110дБА, равномерность частотной характеристики не более 16 дБ. Также на каждом этаже в коридорах общежития есть огнетушитель ОП-4 и вывешен план эвакуации, расположенный на видном месте. В случаях, когда не удастся ликвидировать пожар самостоятельно, необходимо вызвать пожарную охрану и покинуть помещение, руководствуясь разработанным и вывешенным планом эвакуации.

Также необходимо проводятся обучения по правилам пожарной безопасности. При возникновении пожара необходимо принять по возможности меры по тушению пожара, эвакуации людей и сохранности материальных ценностей. Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам.
- в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д).

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении проектных работ по разработке, обустройству месторождения для обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности необходимо использовать и не нарушать следующие основополагающие действующие нормативно-правовые акты:

- Инструкции по охране труда по профессиям и видам работ. ООО «Газпромнефть-Хантос».
- Инструкция по противопожарной безопасности на объектах ООО «Газпромнефть-Хантос».
- ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов под давлением. М.: Госгортехнадзор России: ИПО ОБТ, 1994.
- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.» М., 2003г;

Настоящий Федеральный закон устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и направлены на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» должны выполняться основные требования:

1) требования к персоналу – определяют круг лиц, допущенных к работе на предприятии; порядок и сроки обучения рабочих и руководителей; порядок прохождения медицинских осмотров; обеспечение спецодеждой.

2) требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – определяют порядок строительства и эксплуатации территорий, объектов, помещений согласно проектным документам; организацию рабочего места для безопасного ведения работ.

3) требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования.

4) организационно-технические требования к электрооборудованию – при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).

5) требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

Заключение

Подводные шлангокабели представляют собой сложные структуры, которые играют решающую роль в морской нефтяной и газовой промышленности. Это означает, что перед изготовлением необходим точный структурный анализ, чтобы гарантировать, что шлангокабель способен выдерживать экологические и другие нагрузки. Этот тип анализа можно выполнить с использованием метода конечных элементов. Точность результатов зависит от того, насколько созданная модель представляет реальный шлангокабель, а также от того, насколько точно моделируются и применяются нагрузки, отображающие воздействие окружающей среды. Точность нагрузок во многом зависит от профессионализма и знания инженера, создающего модель. Насколько точная модель также зависит от разрешения сетки деления компонентов, что является одним из самых важных факторов, влияющих на количество элементов в расчетной модели. Поскольку число элементов сетки было ограничено версией программы, что могло сказаться на точности конечного результата, что было в некоторой степени доказано аналитическим расчетом для режима осевого натяжения.

Точность результатов также существенно зависит от граничных условий, которые не представляют реальных условий. Компоненты шлангокабеля фиксированы с одной стороны во время испытания не осевую нагрузку и с двух сторон при проведении тестов на поперечный изгиб. Однако подобные граничные условия лишь частично отображают реальную картину при морской добыче нефти и газа. Кроме того, длина модели была ограничена только 500мм, что также резко влияет на точность результатов.

Из трех спроектированных поперечных сечения подводного шлангокабеля, содержащих пять трубок-проводников из нержавеющей стали в каждом, были выбраны две для дальнейшего анализа в компьютерной программе ANSYS Workbench 18.1. Оба модели были успешно испытаны при пяти различных значениях осевых и растягивающих нагрузок с целью

проанализировать распределения напряжений в компонентах подводных шлангокабелей.

Также были изучены аналитические методы исследования стрессовой нагрузки внутри структур кабелей и подобран максимально близко подходящий вариант для разработки дизайнов шлангокабелей, который в итоге был применен для оценки адекватности результатов, полученных при симуляции осевой нагрузки.

Результаты симуляции показывают, что несмотря на абсолютно одинаковые размеры компонентов и материалы, из которых они были сделаны, две конфигурации расположения трубок внутри шлангокабеля обладают разной устойчивостью к внешнему воздействию, как осевому так и поперечному. Это означает, что этап разработки дизайна сечения является важнейшим как с технологической точки зрения, так и с экономической, потому что влияет также на эффективное и рациональное использование материалов при изготовлении шлангокабелей. Расчетные результаты показывают, что шлангокабель модели Б может выдержаться при осевой нагрузке меньше 15 кН и нагрузке изгиба меньше 10 кН, и также имеет экономическую выгоду, составляющую почти 20,8 млн рублей.

Расчетное время симуляции является одной из основных задач анализа моделирования конечных элементов, представленных в диссертации. Время моделирования зависит в основном от количества элементов и узлов сетки и от того, насколько сложна модель. Чтобы уменьшить неточность, вызванную сеткой, разрешение сетки деления должно быть увеличено. Таким образом, в будущем анализ должен запускаться с использованием более мощных компьютеров с большим количеством процессоров.

Кроме того, экспериментальная часть для подтверждения достоверности полученных результатов после симуляции не была проведена ввиду отсутствия материальной базы. Поэтому необходимо провести эксперименты с целью

проверки опытным путем адекватности аналитических расчетов и данных, полученных после симуляции.

Список использованных источников

1. С.В. Греков, О.А. Корниенко, А.И. Новиков. Управление процессом добычи газа при использовании подводных добычных систем // Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа.-2013.-№3(14) – с. 167–173.
2. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения ААА (2012г.). Том1 / Нгуен В.Д., Иванов А.Н., Фам С.Ш и др. -Вунгтау. Изд. СП «Вьетсопетро» НИИПИморнефтегаз, 2013 г.-153с.
3. Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения ААА по состоянию на 01.07.2011 г., г. Вунгтау, 2011 г.
4. Проект "RU-NO Barents", Отчет Целевой Группы "Трубопроводы и подводные установки", 6 июня, 2014 г.-103с.
5. ANSYS (2018) Особенности ANSYS Workbench. Доступны на: <http://www.ansys.com/Products/Workflow+Technology/ANSYS+Workbench+Platform>.
6. Кнапп Р.Х. «Вывод новой матрицы жесткости для спирально бронированных кабелей с учетом напряжения и кручения», Международный журнал для численных методов в технике.-1979.-№14 (4), с. 515-529.
7. Кнапп, Р.Х. «Методология проектирования для подводных пуповинных кабелей», 1991. стр. 1319-1327.
8. Prysmian Group (2015) Подводные пуповины. Доступны на: [http://prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/oil-and-gas/products/subsea-UMBILICALS-стояки-и-промысловые-трубопроводы-серфинг / UMBILICALS /](http://prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/oil-and-gas/products/subsea-UMBILICALS-стояки-и-промысловые-трубопроводы-серфинг/).
9. Акер квернер сабси АС. Шлангокабель / Фигенскоу Арильд / СССР/.- №2006146880/03; Заявлено 27.07.2008; Оpubл. 27.09.2009.-10с.
10. Общество с ограниченной ответственностью Научное инновационное предприятие "Дельта-Т" (RU). Шлангокабель для непрерывного перемещения по скважине и способ его применения / Плохов И.В., Малыцев П.Н. / СССР/.-№2523271; Заявлено 2012-10-10; Оpubл. 20.07.2014.-11с.
11. ГОСТ ИСО 13628-5-201. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 5. Подводные шлангокабели.- Киев: Изд- межгосударственный стандарт, 2009, -170с.
12. СТО Газпром 2-3.7-576-2011. Проектирование, строительство и эксплуатация подводных добычных систем.-М.: Изд- открытое акционерное общество «Газпром», 2012.-258с.

13. Тан Мин-банг и Джун, Ю. «Анализ жесткости на динамику океана силового шлангокабеля », China Ocean Engineering, -2013. №28 (2). 259-270
14. НД № 2-090601 -003. Правила классификации и постройки подводных добычных комплексов.-Санкт-Петербург: Изд- электронный аналог печатного издания, 2017.-106с.
15. Справочник бурового мастера, Учебно-практическое пособие в 2-х томах / В.П Овчинникова, С.И. Грачева, А.А. Фролова и др. - М.: Инфра-Инженерия, 2006. -608с.
16. Лобанов Д.С. Экспериментальные исследования деформационных и прочностных свойств полимерных композиционных материалов и панелей с наполнителем.- Дисс. на соискания учёной степени канд. техн. наук. 01.02.04. Пермь, 2015.-148с.
17. Фам К.Н. Поддержание пластовой энергии нагнетанием воды в фундаментных трещиноватых отложениях. // Нефть и Газ. -2016.-№8. 37
18. Thies P.R., Johanning L. и Smith G.H. Оценка механической нагрузки режимов и усталостных характеристик морских силовых кабелей в морских энергетических приложениях // журнал риска и надежности, 2011.-№226 (1), 18-32.
19. McNamara J. и Harte A. «Трёхмерное аналитическое моделирование Гибкая структура стенки труб // «Морская механика »и« Арктическая инженерия», -1992. -114с. 69-75.
20. Адриан Риса. Анализ конечных элементов морской пупочной. Норвежский университет науки и техники.-Дисс. на магистр естественных наук, 2011
21. Проектирование поперечного сечения стального трубного шлангокабеля» / Lu Q., Yang Z., Yan J., и др. / Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, -2014. 136с.
22. Квасняк А.Д. Совершенствование нормативной базы на системы райзеров объектов освоения месторождений российского арктического шельфа.-Дисс. на кандидат техн. Наук. 05.02.03. –М., 2010. -137с.