

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка алгоритма выбора оборудования и проектирования процессов строительства скважин на шельфе и на море

УДК 622.24.085.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Полежаев Данила Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения нефтегазового дела	Епихин Антон Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К. М.	к.х.н.		

Томск – 2022 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции	
Тип задач профессиональной деятельности: технологический					
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»	ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»	И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами. И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины. И.ПК(У) -1.3. Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.	
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»	ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.	И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.	
	Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	И.ПК(У)-3.1. Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы. И.ПК(У)-3.2. Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств
	2.Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований. И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). ОТФ Г Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин. (ТФ Н/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).	И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31 декабря 2021	1. Проведение литературного обзора	30
1 марта 2022	2. Проведение аналитического обзора и обобщения опыта по тематике диссертации	20
10 марта 2022	3. Обзор технического и технологического оборудования, устанавливаемого на морских установках	20
15 апреля 2022	4. Анализ морских буровых установок и оборудования, используемого на них	20
5 июня 2022	5. Предварительная защита диссертации	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Полежаеву Даниле Алексеевичу

Тема работы:

Разработка алгоритма выбора оборудования и проектирования процессов строительства скважин на шельфе и на море

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, №39-41/с
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: морские буровые платформы, морское оборудование для строительства скважин. Область применения: алгоритм выбора оборудования для строительства скважин на акватории.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Провести литературный обзор по морским установкам и платформам, а также оборудованию, применяемому на них; 2. Провести анализ морских буровых установок и платформ; 3. Составить алгоритм выбора морской буровой установки для конкретных условий

	бурения, а также оборудования которое будет использоваться для строительства скважины. 4.Социальная часть 5.Финансовый менеджмент 6.Выводы по работе 7. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	4 алгоритма выбора установки и оборудования предоставленные в приложении А, Б, В, Г
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н. Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.
Часть на иностранном языке	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Development of an algorithm for selecting equipment and designing well construction processes on the shelf and at sea	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Полежаев Данила Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Полежаев Данила Алексеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве скважин на месторождении в шельфовой зоне
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СП IV-5-82
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности строительства скважины на территории шельфовой зоны Российской Федерации
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении операций по сооружению добывающей скважины на месторождении шельфовой зоны Крайнего Севера
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности строительства скважины в районе шельфовой зоны с морской стационарной платформы

Перечень графического материала

Алгоритмы выбора типа морской установки и оборудования, устанавливаемого на ней, локальная и сводная сметная стоимости строительства скважины в табличной форме

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Полежаев Данила Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ02		ФИО Полежаев Данила Алексеевич	
Школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР:

Разработка алгоритма выбора оборудования и проектирования процессов строительства скважин на шельфе и на море	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования – техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин на море и на шельфе.</i></p> <p><i>Цель – создание формирования теоретической базы, и создании алгоритма выбора буровой платформы и оборудования, предназначенного для использования при проектировании конкретных технических и технологических решений в области бурения морских и шельфовых скважин на планируемом месторождении.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства – Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка 	<p><i>Привести специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для вахтового метода осуществления работ.</i></p> <p><i>Привести требования, предъявляемые при обустройстве вахтового поселка.</i></p>
<p>8.2 Производственная безопасность при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования – Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования 	<p><i>Рассмотреть факторы, влияющие на персонал, работающий на морских буровых установках.</i></p> <p><i>Проанализировать следующие вредные факторы: повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации на рабочем месте; пониженная температура воздуха рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны.</i></p> <p><i>Проанализировать следующие опасные факторы: движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли.</i></p> <p><i>Рассмотреть источники возникновения каждого фактора; привести допустимые нормы; рассмотреть средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия каждого фактора.</i></p>

<p>8.3 Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ воздействия объекта исследования на атмосферу, методы защиты от выбросов в атмосферу – Анализ воздействия объекта исследования на гидросферу, методы защиты от загрязнения гидросферы 	<p><i>Провести анализ воздействия процессов, связанных со строительством морских скважин, на атмосферу и гидросферу. Рассмотреть правила и мероприятия, позволяющие уменьшить степень загрязнения атмосферы и гидросферы в процессе строительства морских скважин.</i></p>
<p>8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Наиболее типичная ЧС при бурении морских скважин, причины возникновения ЧС – Первоочередные действия в случае ЧС или ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов 	<p><i>Выделить наиболее типичную ЧС для бурения морских скважин. Представить мероприятия по предупреждению и недопущению данной ЧС. Рассмотреть первоочередные действия при возникновении ЧС и мероприятия по ее ликвидации.</i></p>

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Полежаев Данила Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 112 страниц текстового материала, 24 рисунков, 15 таблиц, 39 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: морское бурение, бурение на шельфе, морские буровые установки, подводное устьевое оборудование, геонавигационное оборудование, компенсаторы, техника безопасности.

Объектом исследования является алгоритм выбора техники и технологии, применяющиеся при выборе оборудования для строительства скважин на море и на шельфе.

Цель работы – обобщить и структурировать информацию, связанную с процессом бурения скважин на море и на шельфе. Выделить классификацию техники для морского бурения, выделить достоинства и недостатки морских буровых установок различного типа, а также оборудования, применяемого для строительства скважин на акваториях. Выделив эти классификации составить для каждого алгоритм выбора оборудования под данные места бурения.

В процессе исследования проводился анализ бурового оборудования применяемого на морских буровых установках различного типа, выделялись достоинства и недостатки оборудования и установок каждого типа.

В результате исследования удалось выделить классификацию морских буровых установок, выделить достоинства и недостатки оборудования буровых установок каждого типа и создать алгоритм выбора оборудования и тип буровой установки.

В процессе улучшения технологий планируется расширить и улучшить данный алгоритм, который позволит ещё более точнее производить подбор оборудования.

ABSTRACT

Master's thesis includes 112 pages of text material, 24 figures, 15 tables, 39 sources, 6 appendices.

Key words: offshore drilling, offshore drilling, offshore drilling rigs, subsea wellhead equipment, geosteering equipment, compensators, safety engineering.

The object of the study is the algorithm for selecting equipment and technology used in the selection of equipment for drilling wells at sea and on the shelf.

The purpose of the work is to summarize and structure information related to the process of drilling wells at sea and on the shelf. Highlight the classification of equipment for offshore drilling, highlight the advantages and disadvantages of offshore drilling rigs of various types, as well as equipment used for the construction of wells in water areas. Having singled out these classifications, create for each an algorithm for selecting equipment for these drilling sites.

In the course of the study, the analysis of drilling equipment used on offshore drilling rigs of various types was carried out, the advantages and disadvantages of equipment and installations of each type were highlighted.

As a result of the study, it was possible to identify the classification of offshore drilling rigs, highlight the advantages and disadvantages of the equipment of drilling rigs of each type, and create an algorithm for selecting equipment and the type of drilling rig.

In the process of improving technologies, it is planned to expand and improve this algorithm, which will allow more accurate selection of equipment.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- МБУ – морская буровая установка;
- ПБУ – плавучая буровая установка;
- ППБУ – полупогружная плавучая буровая установка;
- СПБУ – самоподъемная буровая установка;
- БС – буровое судно;
- ПБА – подводный буровой агрегат;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- НЭУ – накопленный экологический ущерб;
- СПО – спуско-подъемные операции.
- ВЗД – винтовой-забойный двигатель
- РУС – роторно-управляемая система
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- БК – бурильная колонна

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 Особенности морского бурения и его отличие от бурения на суше	19
1.1 Морское бурение на шельфе.....	19
1.2 Метеорологические и гидрологические особенности морского бурения..	20
2 Виды и особенности морских буровых установок	24
2.1 Классификация морских буровых платформ	24
2.1.1 Стационарные буровые платформы и острова	26
2.1.2 Передвижные морские буровые установки.....	28
2.1.3 Передвижные морские буровые установки.....	34
2.2 Алгоритм выбора типа буровой установки.....	36
3 Специальное подводное устьевое оборудование для бурения на море	38
3.1 Противовыбросовое устьевое оборудование	38
3.1.1 Палубное противовыбросовое устьевое оборудование	39
3.1.2 Подводное противовыбросовое устьевое оборудование	42
3.1.3 Алгоритм выбора устьевого оборудования.....	44
3.2 Компенсаторы вертикальных колебаний	45
3.2.1 Алгоритм выбора компенсаторов.....	50
3.3 Геонавигационное оборудование	51
3.3.1 Роторно-управляемые системы	52
3.3.3 Алгоритм выбора геонавигационного оборудования	57
4 Социальная ответственность	59
4.1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	60
4.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	60
4.2 Производственная безопасность	61
4.2.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования.....	62
4.2.2 Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	67

4.3 Экологическая безопасность.....	70
4.3.1 Анализ воздействия объекта исследования на атмосферу, методы защиты от выбросов в атмосферу.....	70
4.3.2 Анализ воздействия объекта исследования на гидросферу, методы защиты от загрязнения гидросферы.....	72
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
Список использованных источников	79
Приложение А Выбор типа буровой установки	83
Приложение Б Выбор устьевого оборудования.....	84
Приложение В Выбор компенсаторов	85
Приложение Г Выбор геонавигационного оборудования	86
Приложение Д Операции по бурению с нормативным временем	87
Приложение E Development of an algorithm for selecting equipment and designing well construction processes on the shelf and at sea.....	88

ВВЕДЕНИЕ

В связи с постепенным истощением запасов материковой нефти, а также увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, интерес к морскому бурению и бурению на шельфе с каждым годом возрастает.

Несмотря на достаточно большой опыт многих стран в области морского бурения и бурения на шельфе, в современной литературе практически отсутствует обобщенная, структурированная информация, связанная с техникой и технологией строительства скважин.

В первую очередь это связано с тем, что любая скважина, сооружаемая на море или на шельфе, имеет характерные особенности. Каждая скважина характеризуется индивидуальными горно-геологическими, гидрометеорологическими и геоморфологическими условиями, требующими применения специальной техники, специальных технологий строительства скважин.

Объектом исследования является техника и технологии, применяющиеся при выборе оборудования для бурения скважин на море и на шельфе. Конечная цель данной работы заключается в создании алгоритма выбора бурового оборудования, предназначенного для правильного выбора буровой установки и оборудования при проектировании конкретных технических и технологических решений в области бурения морских и шельфовых скважин.

Результаты работы, полученные в рамках выполнения магистерской диссертации, могут быть использованы в научной и практической деятельности при проектировании технических и технологических решений в области бурения морских и шельфовых скважин организациями, занимающимися проектированием или бурением скважин на море и на шельфе.

1 Особенности морского бурения и его отличие от бурения на суше

1.1 Морское бурение на шельфе

Морское бурение – вид буровых работ, выполняемых на акваториях, в основном на территории континентального шельфа, а также на внутренних морях с целью разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Континентальный шельф океанов и морей — это подводное продолжение материка, имеющие с ним общее геологическое строение. Внешняя граница континентального шельфа очерчивается изобатой — линией, которая соединяет глубины в 200 м. Шельф – прибрежная зона Мирового океана, глубина которой составляет от 0 до 200 м. Эту зону, окаймляющую материки, ограничивают материковые склоны. Во второй половине XIX века прибрежные страны начали оспаривать свои права на владение открытыми морями и океанским дном, в результате чего вскоре был установлен трехмильный предел территориальных вод (равен расстоянию пушечного выстрела). Территориальные воды – зона, на которую распространяется суверенитет прибрежного государства. В начале XX века этот предел был увеличен сначала до 6, а впоследствии до 12 миль. В 1945 году была принята Декларация Трумэна, объявившая свободу морей, а затем взятая в качестве основы для Женевского Международного соглашения по материковому шельфу, принятого в 1958 году. Исходя из положений данного соглашения, внешняя часть материкового шельфа (глубиной до 200 метров или более) стала считаться попадающей под суверенитет прибрежного государства при наличии у него технических средств для эксплуатации ресурсов шельфа.

Строительство нефтяных и газовых скважин на шельфе и на море – процесс намного более дорогостоящий и трудозатратный, по сравнению со строительством скважин на суше. Ввиду наличия водного пространства над устьем скважины, которое зачастую располагается на дне и применением различных морских конструкций, предназначенных для выполнения с них комплекса мероприятий по строительству и обслуживанию скважины, а также для

размещения на них бурового оборудования. Кроме этого, удорожание процесса бурения можно связать с наличием сложных гидрологических и метеорологических условий работы на акваториях (волнения и ветры, снег, туманы, ограниченная видимость, наружная температура воды и воздуха, ледовый режим и т.д.) [1].

Ветры, течения и волнения водного пространства, способны вызывать качку плавучих буровых установок, дрейф и снос буровых установок в направлении течения или ветра. Волнение моря так же может оказывать пагубное влияние не только при бурении с плавучих буровых, но и при выполнении различных видов работ с неподвижных (стационарных) установок. Это вызвано тем, что волны, обрушивающиеся на основания опорных конструкций буровых установок, которые в свою очередь могут привести к их повреждению или полному разрушению.

Рыхлые и сыпучие породы, слагающие верхнюю часть морского дна, как правило, отличаются своей сильной обводненностью и неустойчивостью. При проведении работ по сооружению скважины в таких породах для обеспечения устойчивости стенок скважины требуется проведение дополнительного комплекса технических средств. Появляется необходимость в осуществлении дополнительных технологических мероприятий, которые требуют дополнительных материальных затрат, по сравнению с бурением на суше, которые в свою очередь соответствовали экологическим требованиям.

1.2 Метеорологические и гидрологические особенности морского бурения

Метеорологические и гидрологические особенности бурения на акваториях преподносят ограничения на возможности и снижают эффективность применения технологий бурения и технических средств, используемых при бурении на суше. Отсюда, проблема, связанная с повышением эффективности сооружения скважин на акваториях, является одной из важных в процессе

разработки подводных месторождений.

Для строительства и последующей разработке и эксплуатации скважин на акватории финансово оправдано создание дорогостоящих стационарных/полустационарных, а также различных погружных и полупогружных конструкций основания, которые смогут позволить разместить на них необходимое буровое оборудование, обсадные трубы, осуществлять добычу, сбор и подготовку флюидов и газа к транспортировке.

Строительство и сооружение разведочных скважин на акваториях, в том числе на арктическом шельфе требует использование самых последних технологий бурения, а также оборудования, которые обеспечат ведение работ, удовлетворяющих требованиям экологичности и безопасности, а также высокое качество работ и безопасность. Для создания таких технических средств и технологий необходимо в первую очередь произвести классификацию основных факторов, способных оказать влияние на показатель эффективности сооружения скважин на море и на арктическом шельфе. Наличие классификации поможет точнее определить пути развития, усовершенствования уже существующих технологий, а также технических средств, используемых для разработки и строительства скважин на акватории.

На процесс строительства скважин на акватории сильное влияние оказывают многие факторы, такие как технологические, технические и естественные, последние в свою очередь оказывают наибольшее влияние. Они полностью определяют то, как будут организованы работы по строительству платформы, ее конструктивные особенности, особенности технологического оборудования, а также экономической части и т.п. К естественным факторам относятся геоморфологические условия, гидрометеорологические, горно-геологические.

Гидрометеорологические условия представлены температурными режимами, в том числе и ледовым покрытием при отрицательных температурах, уровнем волнения моря, различными подводными течениями. Туманы, облачность, осадки и ветра, также можно отнести к гидрометеорологическим

факторам.

Большую опасность при бурении на акваториях представляют отрицательные температуры воздуха, которые доставляют много проблем, такие как обледенение опорных частей платформы, обледенение оборудования и логистика. Низкие и отрицательные температуры становятся причиной дополнительных экономических затрат, а также времени на восстановление работоспособности силового оборудования после остановки или при транспортировке.

Также на протяжении безледового периода ведения работ по строительству и разработке скважин на акваториях ограничивает снижение видимости, которое отмечается в утреннее и вечернее время.

Геоморфологические условия представлены:

- очертаниями берегов и их строением;
- топографией и почвой, слагающей дно акватории;
- удаленностью от берега места разработки скважины от суши или баз.

Следует отметить наличие практически у всех шельфов наличие на дне различных ям, впадин, неустойчивыми породами, такими как глины, пески, ил чередуются со скоплениями ракушек.

Подробную классификацию основных факторов, влияющих на эффективность строительства скважин на акватории, представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Естественные факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на акваториях

Естественные	Горно-геологические	Геологическое строение месторождения, физико-механические свойства пород, морфологические особенности продуктивных отложений
	Гидрометеорологические	Ветер, волнения, колебания уровня воды (сгоны – нагоны, приливы – отливы), течения, ледовый и температурный режимы, видимость (туманы, метели, осадки)
	Геоморфологические	Очертания берегов, характер дна, почва дна, глубина воды, удаленность от мест укрытия
Технические	Типы морских буровых оснований	Плавающие, опорные на дно
	Способы стабилизации морских буровых оснований	Статическая, динамическая
	Типы буровых станков, инструмента и схем их компоновки	Специальные морские, наземные, комбинированные
Технологические	Специфика бурения	С поинтервальным опробованием, с выносом породы потоком воды в виде пульпы, сплошным забоем (без отбора керна)
	Способы бурения	Гидромеханический, вращательный, ударный, прочие, комбинированные
	Назначение скважины	Эксплуатационные, инженерно-геологические, структурно-картировочные, разведочные

2 Виды и особенности морских буровых установок

2.1 Классификация морских буровых платформ

Бурение на акваториях ведется с использованием специальных платформ или морских буровых установок (МБУ). Это обусловлено наличием водного пространства над придонным устьем скважины. Главным элементом МБУ является основание, предназначенное для размещения платформы с персоналом, бурового оборудования и специальной аппаратуры, необходимой для выполнения комплекса операций, связанных со строительством скважин на акватории.

В настоящий момент многие организации занимаются бурением морских скважин. Большинству из них приходится заказывать необходимый тип морских буровых установок, который определяется назначением и параметрами скважины, материальным обеспечением строительства и возможностями конструирования. В связи с этим, на настоящий момент времени существует достаточное количество типов морских буровых установок, обладающих при этом индивидуальными эксплуатационно- технологическими возможностями.

Для того чтобы сделать обоснованный выбор типа МБУ для бурения скважины в конкретных условиях, и имеющей конкретное назначение, требуется систематизировать и классифицировать установки. Основание выбирается по таким критериям как:

- назначение скважины;
- глубины моря и характера ее изменения;
- метеорологических условий;
- глубины залегания продуктивного горизонта.

В первую очередь классификацию МБУ производят по возможности их передвижения с одной точки ведения работ на другую. Исходя из этого признака, можно выделить две группы морских буровых установок: передвижные и стационарные (рисунок 1).

Передвижные установки могут быть классифицированы на надводные и

подводные, исходя из местоположения бурового оборудования по отношению к придонному устью скважины.

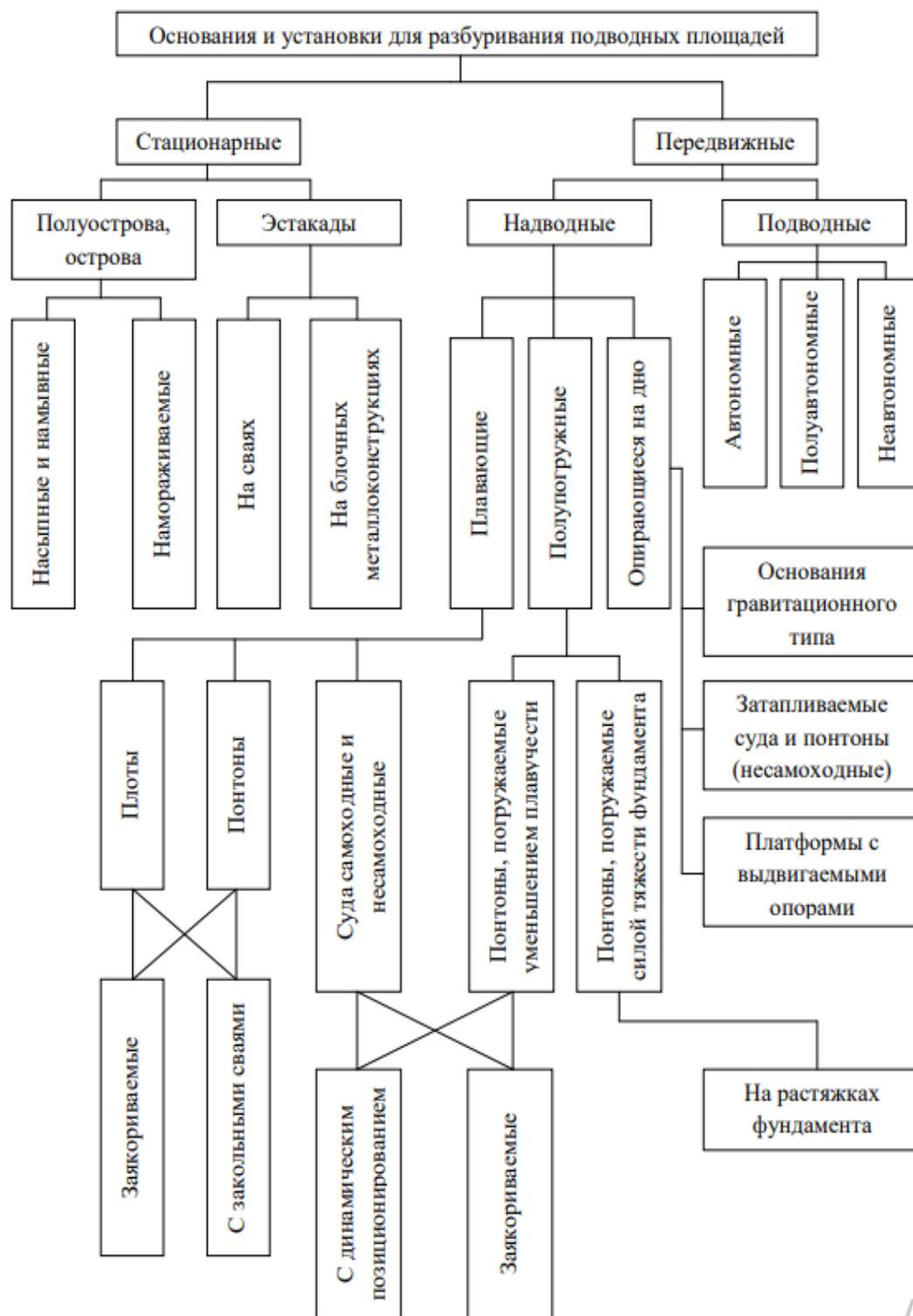


Рисунок 1 – Основания и установки для бурения на территории акватории

2.1.1 Стационарные буровые платформы и острова

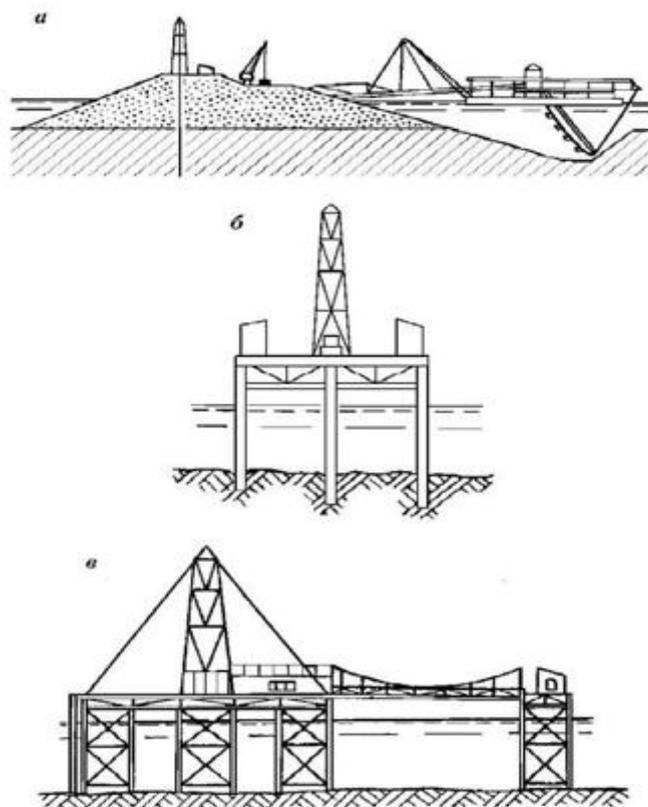
Стационарная морская платформа – морская платформа, опорная часть которой зафиксирована на морском дне на все время использования платформы по назначению.

Отличительными особенностями СМП является бурение кустовым методом, длительная эксплуатация, невозможность передвижения, а также длительное строение платформы.

В основном устанавливаются на крупные месторождения, где бурение будет производиться кустовым методом, на длительный срок бурения и эксплуатации месторождения. Более глубокие места делают установку платформ затруднительной, более мелкие затрудняют подход к платформам танкеров или строительство подводных нефте и газопроводов.

Исходя из глубины акватории стационарные основания бывают в виде искусственных островов и полуостровов, которые образуют путем намораживания льда, намывают или отсыпают. Такие основания надежно соединены с поверхностью дна моря, поэтому процесс бурения с них не зависит от волнения моря (рисунок 2, а). Однако при глубине моря более 20 м. строительство таких островов становится экономически не так выгодно и требует много времени на строительство.

Стационарные основания на металлоконструкциях возводят при глубине моря до 60 м, их монтаж производят путем забивания в грунт свай в месте бурения (рисунок 2, б), или путем монтажа конструкций состоящих из крупных блоков стержневой конструкции призматической формы (рисунок 2,в) [2].



а – насыпные и намывные; б – на металлических сваях; в – на крупных блоках стержневой конструкции призматической формы

Рисунок 2 – Виды стационарных оснований

Ледовые острова для строения скважин в основном путем намораживания ледяного острова тонкими слоями воды. Постепенно ледяной остров погружается в толщу воды, вплоть до полного опуская на дно тем самым опираясь на грунт, так же существуют типы островов, которые не касаются дна.

У ледяных островов существует значительное преимущество по сравнению с металлическими конструкциями на сооружение которых уходит от 2 месяцев до 5 лет, это экономически более выгодно, при глубине толщии воды до 20 м., далее идет значительное увеличение стоимости. Также отсутствует потребность в последующем демонтаже после окончания строительства скважин [2]. Ледяные острова должны иметь следующие требования, высокую прочность для удержания конструкций, которые будут возводиться на ней, а также качественное удержание на морском дне, для сдерживания контакта с

окружающими остров льдинами. Прочность такого острова зависит от многих факторов, таких как время выдержки при намораживании слоев, температуры окружающего воздуха, а также силы ветра в районе намораживания.

Рекомендуется снижать соленость воды, и контролировать температуру, для увеличения прочности и качество льда. Единственным недостатком ледяных островов, если в месте его установки, в летний период там бывают положительные температуры, в таких случаях дополнительно в летний период применяют различного типа морозильные установки.

2.1.2 Передвижные морские буровые установки

К передвижным буровым установкам, которые крепко опираются на дно моря, относятся самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ), погружные, а также полупогружные буровые установки, с погружаемыми на дно опорными понтонами.

Основания с погружаемыми опорами– это конструкция, состоящая из надводной части, которая представлена платформой с буровым оборудованием, и подводной части, состоящей из металлических элементов, которые соединяют платформу с понтонами платформы [3].

Для транспортировки по морю установки с подвижной платформой вместе с оборудованием опускают в ее крайнее нижнее положение для снижения центра тяжести и увеличения устойчивости.

Буровая платформа с выдвигаемыми опорами, представляет собой платформу с комплексом необходимого оборудования для строительства скважин и выдвигаемыми опорами, в основном имеют 3-4 выдвигаемых опоры, но есть и такие СПБУ которые имели до 10 опор. При транспортировке основания опоры поднимают, а секции при необходимости укладывают на платформу для снижения центра тяжести и уменьшения габаритов (в случае транспортировки по каналам с мостами), а также увеличения устойчивости при волнении моря.

В точке заложения скважины монтаж производят следующим образом,

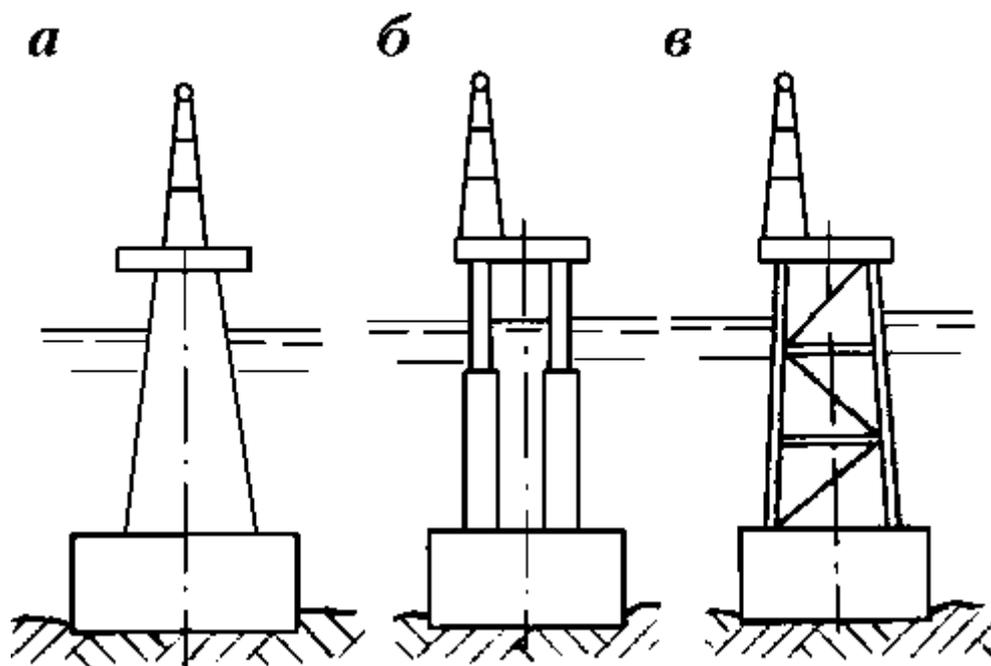
опоры наращивают секциями, опускают, углубляют в морское дно, и платформу с буровым оборудованием поднимают по ним на безопасную для шторма высоту. По окончании бурения демонтаж платформы производят следующим образом, платформу опускают на воду, опоры извлекают из грунта и поднимают, верхние секции опор демонтируют и укладывают на платформе. Операции по монтажу и демонтажу выполняются при помощи специальных домкратов, которые установлены на платформе.

СПБУ представляют возможность производить монтаж на тяжелых участках дна, где рельеф не равномерен, за счет независимых опор. Комфортной глубиной установки СПБУ являются глубины до оснований таких конструкций рассчитаны на бурение при глубинах моря до 55 м, но есть случаи, когда их монтаж производят на глубинах до 120 м. при отсутствии течений и сильных ветров.

При бурении неглубоких разведочных скважин на небольшой глубине 10-15 м иногда применяются легкие СПБУ, где основанием являются соединенные понтоны или катамараны. Опоры опускают и поднимают через отверстия в понтонах или с их внешней стороны с домкратов [4].

Основания гравитационного типа – это тип платформ, которые в процессе постановки на место бурения опираются на дно. На фундаменте закреплены несущие конструкции, поддерживающие платформу с буровым оборудованием, которые могут быть выполнены из бетона в форме башни, из стальных колонн или ферм (рисунок 3). Преимущества таких оснований по сравнению с СПБУ:

- повышенная устойчивость;
- не большие по времени монтажные работы, так как почти все основание сооружается в условиях завода производителя;
- меньшая стоимость конструкции, так как для изготовления используется бетон, а не металл;
- более простая транспортировка на место строительства скважины;



а – формой башни из бетона; б – формой двух стальных колонн; в –
формой металлической фермы

Рисунок 3 – Виды гравитационных оснований

Платформы гравитационного типа являются одними из основных при строительстве скважин на акватории при глубине моря от 400 до 600 метров и более [3].

Полупогружные плавучие буровые установки.

При развитии бурения на акваториях, появилась потребность сооружения скважин на глубинах недоступных для различного типа гравитационных оснований. Так в начале 70-х годов были сконструированы и построены первые полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ). Их отличительная особенность заключается в легкости перемещения до точки бурения, и демонтаже соответственно. При росте глубины моря, затраты на строительство лишь незначительно увеличиваются. Также следует отметить повышенную устойчивость к воздействиям ветра, волнениям и течениям, а также возможность вести бурение при глубине акваторий до 5-6 тыс. метров.

На настоящий момент времени существует несколько типов самоходных и буксируемых ППБУ. Их можно поделить на три группы:

- контроль положения специальными оттяжками;
- контроль положения системой динамического позиционирования;
- контроль положения использованием якорной системы.

Установки с якорной системой удержания состоят из основания и установленной на нем платформы, содержащей буровое оборудование. В состав основания входят опоры под платформы, имеющие положительную плавучесть, и понтоны, обладающие переменной плавучестью (рисунок 4). После транспортировки на точку бурения производят заполнение понтонов водой в результате платформа занимает необходимое положение, которое защитит ее от волн во время шторма, затем производят заякоривание.

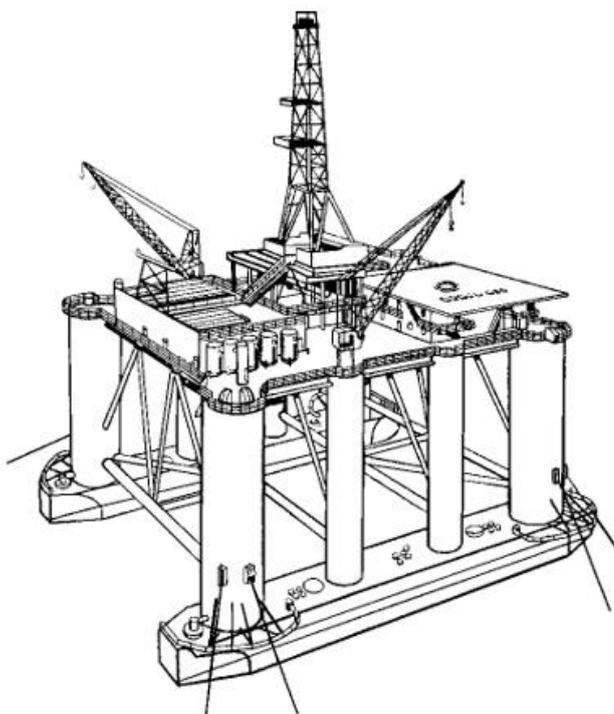
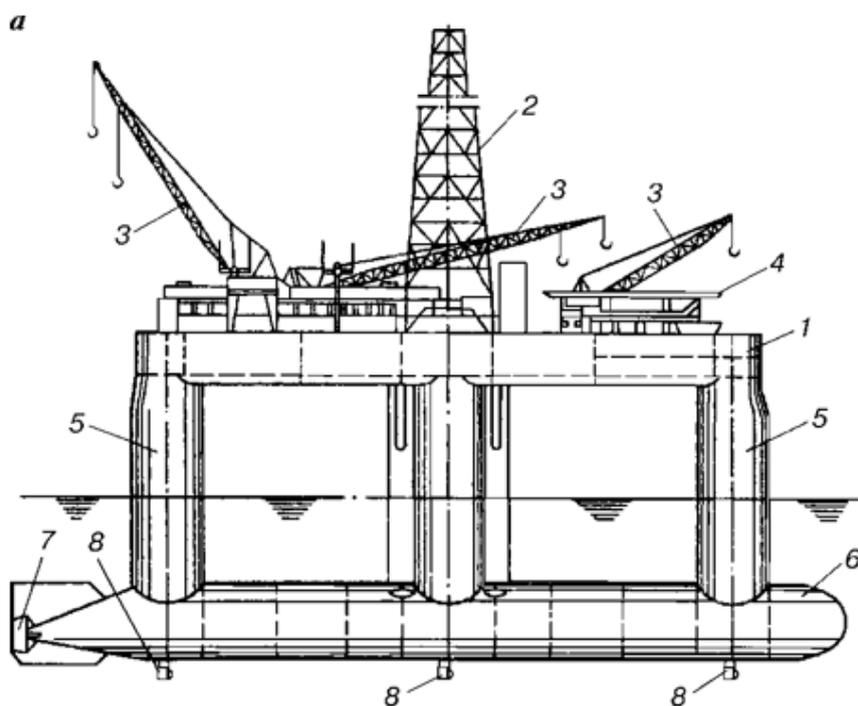


Рисунок 4 – Полупогружная плавучая буровая установка

Разновидность ППБУ, использующая якорную систему удержания, ограничена максимальной глубиной моря над скважиной – 300 метров. Это вызвано тем, что длины якорных тросов, масса и габариты якорных лебедок существенно увеличиваются с глубиной.

В полупогружных установках с динамической системой

позиционирования (рисунок 5), в отличие от якорного способа удержания используются 8 винтов поперечного и продольного перемещения, специальное оборудование позволяющее производить круглосуточный контроль положения такой установки. При малейшем изменении положения полупогружной установки, автоматически подключаются необходимые двигатели, и установка тут же корректирует свое положение.



1 – основание под буровое оборудование с емкостями; 2 – буровая вышка; 3 – грузоподъемные краны; 4 – вертолетная площадка; 5 – опоры; 6 – понтоны; 7 – главный гребной винт; 8 – стабилизационные винты.

Рисунок 5 – Полупогружная плавучая буровая установка

Устойчивость и эффективность таких установок с глубиной моря лишь увеличивается. При увеличении глубины увеличивается соотношение горизонтального смещения к глубине воды, при этом стоимость системы стабилизации никак не меняется, поэтому применение таких типов платформ допустимо до 6000 м.

Среди всех полупогружных платформ, основную часть занимают платформы использующие натяжные опоры (рисунок 6). Главными элементами

данного типа ППБУ являются:

- понтоны;
- опоры под платформу;
- фундамент, устанавливающийся на дно в точке бурения;
- растяжки.

В качестве растяжек, имеющих положительную плавучесть, используют загерметизированные по концам трубы. Устойчивость такого типа установок, зависит от силы натяжения растяжек [4].

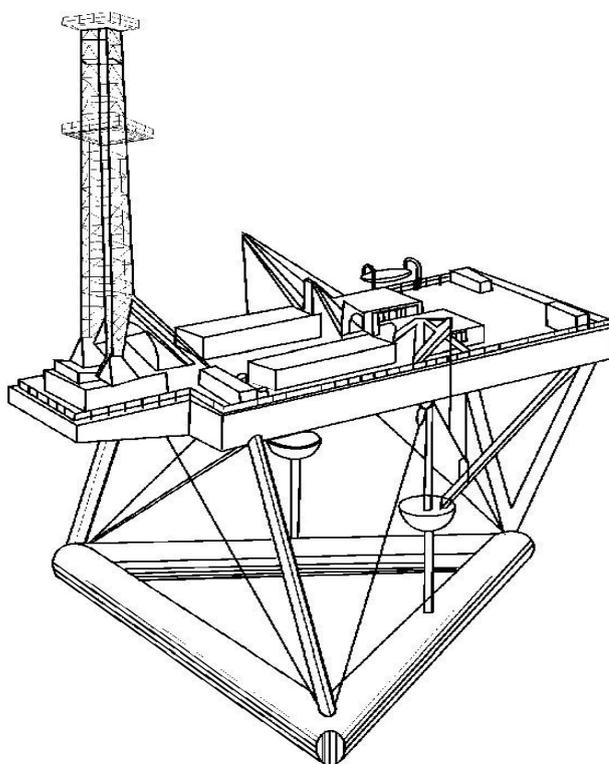


Рисунок 6 – Схема полупогружной буровой установки

В рабочем положении, понтоны погружены в воду на расчетную величину, для предотвращения изменения положения установки в случае отливов и приливов, так что силы натяжения специальных оттяжек практически не зависят от приливов и отливов. Благодаря этому положение установок относительно устья скважины и дна акватории остается неизменным, что позволяет не усложнять процесс ведения работ по бурению. Установки, использующие натяжные опоры для удержания над точкой бурения,

устанавливаются при глубине моря менее 800 метров.

Главными преимуществами такого типа ППБУ принято считать простоту при доставке на место бурения, монтаже и демонтаже соответственно. В случае шторма основание может быть отсоединено от натяжных опор, а затем может снова присоединено к опорам без потери скважины. Это позволяет использовать их на акваториях, где высока вероятность штормов, а также ледников и айсбергов.

2.1.3 Передвижные морские буровые установки

Высокие затраты на транспортировку к месту строительства одиночных разведочных скважин, а также их монтаж и демонтаж, сподвигли нефтяные компании изготавливать и активно применять буровые суда, которые самостоятельно могли бы добираться до места строительства скважины (рисунок 7).

Отличительной особенностью буровых судов является малое отношение ширины к осадке. Практически все современные морские буровые суда имеют длину от 140 до 260 метров, ширину от 25 до 45 метров и водоизмещение 10000-90000 тонн соответственно. На палубе такого судна смонтирована вышка и буровое оборудование, аналогичное применяемому на ППБУ и СПБУ. Помимо оборудования для строительства скважины, они имеют емкости для хранения бурового раствора и шлама в объеме до 5 тыс. м³, стеллажи и отсеки для хранения обсадных труб, бурового инструмента и необходимого запаса химических реагентов в случае возникновения осложнений в процессе строительства скважины [4].

Морские буровые суда обладают большой скоростью передвижения (до 30 км/ч), что позволяет оперативно, без применения буксиров после завершения работ над скважиной, переезжать на другую цель.

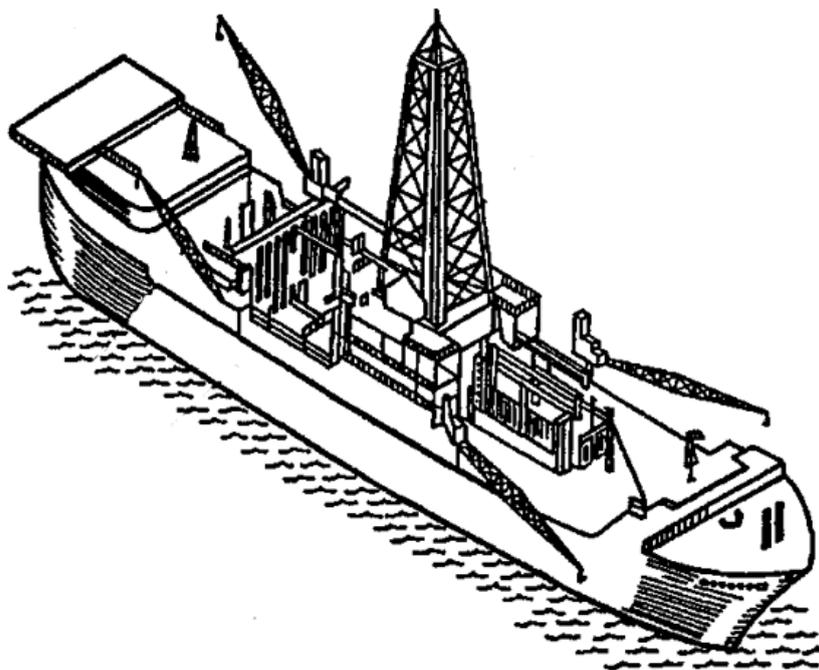


Рисунок 7 – Буровое судно

Основной недостаток БС – значительное ограничение процесса ведения работ при наличии сильных морских течений, волнения моря и ледового покрова. В процессе строительства скважины судно перемещается по отношению к подводному устью скважины, закрепленного на морском дне. Для компенсации этих перемещения, между крюком и талевым блоком устанавливается специальный компенсатор вертикальных колебаний. При этом между палубой судна и противовыбросовым оборудованием устанавливается водоотделяющая колонна (райзер), играющая роль компенсатора горизонтальных перемещений. Для стабилизации бурового судна, используется система, состоящая отдельных двигателей с винтами, которые автоматически управляются с пульта, к которому подключены все такие двигатели.

Технология бурения с использованием буровых морских судов, за исключением оборудования подводного устья, практически не отличается от технологии бурения скважин на суше. Вследствие этого, для укомплектования бурового судна используется, в основном, стандартное оборудование. Однако существуют и некоторые особенности, присущие оборудованию, применяемому на БС, и вызванные перемещением площадки относительно буримой скважины.

К основным особенностям можно отнести следующие моменты:

Во-первых, из-за постоянных колебаний при качке, на морских буровых судах нет возможности использовать стандартную желобную систему очистки с самотечным движением раствора. По этой причине, циркуляционная система бурового раствора на БС характеризуется наличием замкнутой принудительной циркуляции.

Во-вторых, в связи с постоянными колебаниями судна затрудняется, а в некоторых ситуациях становится полностью невозможной, установку бурильных труб на подсвечник при проведении спускоподъемных операций. По этой причине, для ускорения проведения спускоподъемных операций используются специальные механизированные стеллажи. Данная технология обеспечивает механическую подачу труб со стеллажей, расположенных на палубе БС, на приемные мостки.

На данном этапе развития отрасли основной проблемой при морском бурении является проблема, связанная с удержанием судна над точкой ведения работ при жестком условии ограничения перемещений. На настоящий момент времени, используются различные по принципу работы и мощности системы удержания БС над точкой бурения, определяющиеся размерами судна, глубиной бурения и районом плавания.

2.2 Алгоритм выбора типа буровой установки

Таким образом, проанализировав все вышеперечисленные типы платформ, и буровых установок, можно составить алгоритм выбора типа буровой установки, под заданные условия.

Во-первых, узнав цель бурения, будь то эксплуатационное бурение кустовым методом или же поисковоразведочное бурение, то есть одиночные скважины, мы можем определить типы платформ, которые будут удовлетворять нашим целям и требованиям. Далее производится уточнение глубины акватории в месте строительства скважины.

Во-вторых, очередь мы определяемся с гидрометеорологическими условиями, температурными режимами, в том числе и ледовым покрытием при отрицательных температурах, уровне волнения моря, различными подводными течениями. Туманы, облачность, осадки и ветра, также можно отнести к гидрометеорологическим факторам. Исходя из этих данных мы также формируем определенные типы платформ и установок под точные условия. Далее обращаем внимание на такие критерии как волнение моря и ветра.

В-третьих, необходимо определиться с геоморфологическими критериями, такими как топографией и почвой, слагающей дно акватории, а также подводными течениями.

Руководствуясь данными, предоставленными о месте установки буровой платформы или судна, был составлен алгоритм выбор типа морской платформы (буровой установки) под конкретные условия, который представлен в приложении А.

3 Специальное подводное устьевое оборудование для бурения на море

3.1 Противовыбросовое устьевое оборудование

При бурении морских скважин с поверхности морских платформ и судов применяются специализированные конструкции подводного противовыбросового устьевое оборудования, которые устанавливаются непосредственно на дно. Преимуществом такого расположения противовыбросового устьевое оборудования является небольшое смещение плавучего средства от центра скважины, а также меньше вероятность механических повреждений.

Комплексы ПУО был разработан для:

- обеспечения для создания связи в процессе строительства скважины между перемещающимися под воздействием внешних сил неподвижным подводным устьем и установкой с которой ведется процесс строительства;
- направления бурильного инструмента в скважину, при обеспечении замкнутой циркуляции раствора, а также управления скважиной в процессе бурения;
- оперативного перекрытия и контроля за скважиной в случае возможного выброса пластового флюида.

Конструкции ПУО можно разделить на две категории, которые используются для строительства скважин при глубине толщи воды – от 50 до 2000 м и более [5].

К подводному устьевому оборудованию предъявляются жесткие требования по прочности его конструкции, качеству используемых материалов, устойчивости к различным видам вибраций и давлений, которые будут оказываться на него в процессе строительства скважин. Так как такое оборудование устанавливается на большой глубине, оно должно быть герметичным и дистанционно управляемым. Главным минусом расположения ПУО на дне, является сложность при эксплуатации, управлении и ремонте, а

также большие материальные затраты.

При сооружении и строительстве скважин с ППБУ или буровых судов, обычно, используют одноблочные или двухблочные конструкции ПУО.

По технологии проектирования и закачивания скважин морское бурение различают по расположению устья.

Надводное расположение устья применяют на стационарных гидротехнических сооружениях, самоподъемных буровых установках, а также на буровых островах. Технология процесса бурения, заканчивания, и испытания таких скважин, аналогична процессу бурения на суше.

Подводное расположение устья скважин в основном производится при работе с буровых судов, полупогружных платформ, а также с плавучих ледовых островов.

При бурении с самоподъемных платформ, зачастую используют консольное расположение вышечного блока, что значительно сокращает и упрощает работу над строительством скважин. При таком расположении устья строительство скважин осуществляется как с подводным, так и с надводным расположением устья, в последнем варианте устье располагается на отдельной стационарной платформе.

3.1.1 Палубное противовыбросовое устьевое оборудование

3.1.1.1 Одноблочный комплекс ПУО

Одноблочные комплексы (рисунок 8) применяют в процессе всего строительства скважины; главным плюсом такого комплекса, является сокращение времени на монтаж и демонтаж, монтаж такого комплекса подразумевает использование на протяжении всего времени бурения. Главным минусом такого комплекса является его масса, которая равно примерно 180-220 тоннам, что в 3 раза больше по сравнению с двухблочным комплексом ПУО [5].

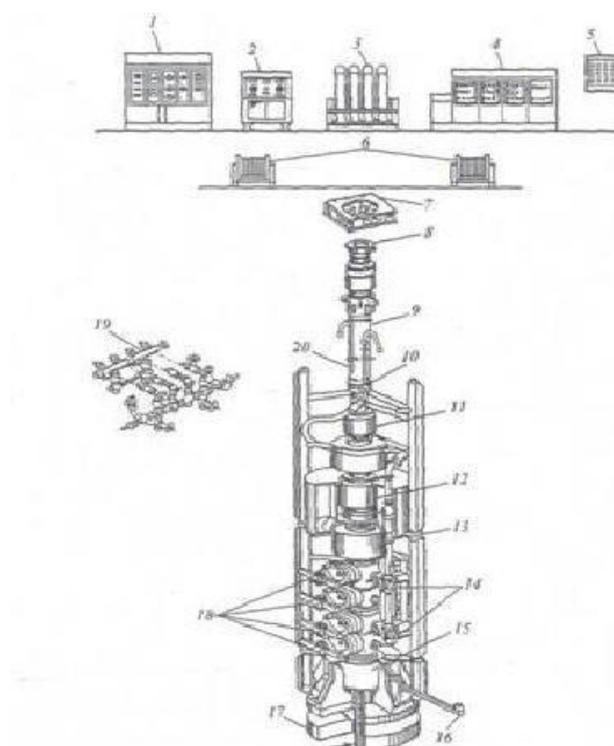


Рисунок 8 – Одноблочный подводный устьевой комплекс

Особенностью такого комплекса является то, что данный элемент выдерживает большие сжимающие и растягивающие нагрузки, а также срезающие силы. При появлении изгиба морского дна данный компенсатор отклоняется в нужном направлении вокруг своего центра.

Одноблочные комплексы используют при глубинах более 400 м, при волнении моря менее 4 б. и простых конструкций скважин, состоящим из 2-3 секций.

3.1.1.2 Двухблочный комплекс ПУО

Двухблочные комплексы ПУО подразделяются на две части, палубную смонтированную непосредственно на платформе и подводную, смонтированную на специальных бетонных или металлических плитах на морском дне, применяются на СПБУ и ППБУ.

Первый блок представлен плащечным превентором, с проходным

отверстием равным 540 мм. Монтаж первого блока производится непосредственно на направление и обеспечивает безопасность работ при бурении под кондуктор [5].

Второй блок состоит из двух сдвоенных плашечных превенторов и универсальным превентором. Монтаж этого блока производится на колонную головку первой промежуточной колонны диаметром, что обеспечивает безопасное строительство скважин на глубинах до 6000 м. Помимо этого, такой комплекс ПУО имеет два водоотделяющих стояка(райзера), дистанционная система управления каждым блоком превенторов и другое скважинное и палубное оборудование.

Преимуществами двухблочного комплекса является то, что его монтаж производится на направление, используется при строительстве сложных скважин, состоящих до 4-5 секций, имеет относительно не большую массу каждого элемента ПУО по сравнению с одноблочными комплексами. Недостатками такого комплекса являются как финансовые траты, так и временные на монтаж и демонтаж его блоков.

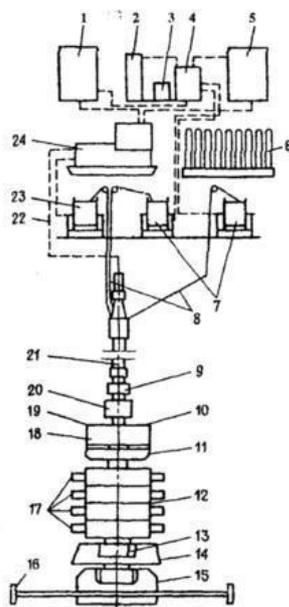
3.1.1.3 Палубной комплекс ПУО

Первый, палубный блок смонтирован на основании платформы в безопасной зоне, где установлена панель для управления комплексом в случае проявления пластовых флюидов, когда подход к главной панели невозможен. На этой палубе также размещены:

- секции морских стояков с узлом для соединения с превенторным блоком и платформой;
- отклоняющего устройства (дивертора), предназначенного для оперативного закрытия затруба и предотвращения выхода флюидов в рабочую зону;
- комплекта инструментов для оперативного обслуживания и вспомогательных кранов.

3.1.2 Подводное противовыбросовое устьевое оборудование

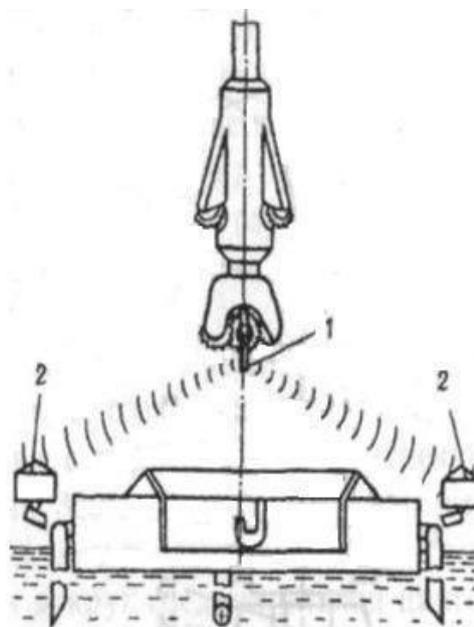
В процессе освоения месторождений на акваториях при больших глубинах, появилась потребность в создании принципиально новых и совершенных комплексов ПУО, в особенности морских стояков, в результате было создано ПУО без оттягивающих канатов. На рисунке 9 приведена схема ПУО без оттягивающих канатов, которая зарекомендовала себя как на территории РФ, так и за границей [6].



1 – пункт управления; 2 – электроустановка; 3 – батареи; 4 – разделительная установка; 5 – главный пункт управления; 6 – блок аккумуляторов; 7 – лебедки кабелей; 8 – коммуникационные и силовые кабели; 9 – шарнирное соединение; 10 – соединительная муфта (верхняя); 11 – универсальный превентор; 12 – предохранительный клапан; 13 – соединительная муфта (нижняя); 14 – воронка; 15 – основание; 16 – оборудование для акустического управления; 17 – комплекс плащечных превенторов; 18 – вертлюг; 19 – система управляющего манифольда; 20 – кольцевой превентор; 21 – линия глушения и дросселирования; 22 – дополнительная линия подачи жидкости; 23 – аварийная лебедка; 24 – установка управления дивертором

Рисунок 9 – Конструкция подводного устьевого комплекса без канатов

В первую очередь производят монтаж буровой плиты с направляющим основанием 15 на морское дно. Перед спуском к плите монтируют кронштейны, со смонтированными отражателями 16. После монтажа плиты, начинают бурение под направление, которое затем встает в плиту, смонтированную на дне. Затем производят его крепление и приступают к спуску блока превенторов. Благодаря камерам, отражателям и сонарам (рисунок 10) производится контроль спуска комплекса с центра управления установленном на платформе. Специальная воронка 14, облегчает процесс совмещения с основанием.



1 – сонар; 2 – отражатели

Рисунок 10 – Схема ввода в опорную плиту бурового инструмента

Соединение спущенного противовыбросового комплекса с колонной головкой направления производят при помощи гидравлической, после чего вспомогательное оборудование поднимается на верх. После чего производят спуск стояка, который проходя через гидравлическую муфту он соединяется с ней и с вертлюгом, который установлен в верхней части комплекса. Затем производят поворот до скачка момента, для совмещения гидравлических

соединений, а также линий глушения и дросселирования, после чего производят опрессовку этих линий.

Особенности эксплуатации таких комплексов на больших глубинах создали потребность в особенных конструкциях узлов.

С помощью телескопического узла обеспечивается перемещение установки по вертикали до 20 м. [7].

В состав данного комплекса при непредвиденных ситуациях входит система аварийного отсоединения. Она включает приваренные на противоположных сторонах узла нижней секции стояка кронштейны, на концах которых установлены приемные раструбы аварийного отсоединения.

Также в состав данного комплекса входит электрогидравлические системы управления, которые позволяют дистанционно производить все необходимые операции для контроля процесса строительства скважины, а также аварийная акустическая система.

3.1.3 Алгоритм выбора устьевого оборудования

Проанализировав все вышеперечисленные виды ПУО и их комбинации, можно составить алгоритм выбора устьевого оборудования для буровой платформы, под заданные условия.

Существуют различные комбинации морского противовыбросового устьевого оборудования, выбор и комбинации которого зависят от таких факторов как, глубина моря, сложность конструкции скважины и волнение моря. Стоит отметить, что использование двухблочных комплексов рекомендуется применять только при глубинах более 400 м., и при ведении работ по строительству и разработке скважин с буровых судов, полупогружных и самоподъемных буровых установок, а также с плавучих ледовых островов. Применение данного комплекса требует существенных затрат времени на демонтаж и монтаж отдельных блоков, а также сложности его обслуживания. Одноблочные комплексы намного проще в обслуживании и не требуют много

времени при монтаже и демонтаже, их эксплуатация и обслуживание, требуют значительно меньше времени и средств.

Также существуют платформы с консольным расположением вышечного блока, бурение с которых ведется в основном с одноблочными комплексами, когда устье располагается на отдельной стационарной платформе.

Руководствуясь данными, предоставленными о месте установки буровой платформы или судна, а также проекта о строительстве скважины, откуда можем узнать данные о конструкции скважины, был составлен алгоритм выбора противовыбросового оборудования под конкретные условия. Данный алгоритм представлен в приложении Б.

3.2 Компенсаторы вертикальных колебаний

Основной проблемой с которой сталкиваются при бурении с буровых платформ и судов это обеспечение безаварийности и безопасности ведения работ. Платформа подвержена воздействию таких факторов как:

- продольные нагрузки;
- поперечные нагрузки;
- вертикальные перемещения установки;
- горизонтальные перемещения установки;
- угловые перемещения установки;
- подводные течения;
- ветра.

Компенсаторы вертикальных колебаний предназначены для полного или частичного предотвращения влияния вертикальных перемещений судна на оборудование и БК подвешенную на талевом блоке. Также для качественной проводки ствола скважины, и предотвращения ударов КНБК о забой необходимо использовать данный тип компенсаторов, так как он поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение буровой колонны

относительно забоя скважины. В случае ГНВП компенсаторы вертикальных колебаний положительно влияют на безопасность и оперативность закрытия плашек для предотвращения повреждения резиновых уплотнений и попадания муфты в случае качки в зону закрытия.

Такие компенсаторы могут быть установлены на кронблоке и между талевым блоком и крюком. Конструктивными особенностями компенсатора, устанавливаемого на кронблоке, является:

- 1) автономность (нет шлангов между кронблоком и роторным столом)
- 2) увеличение массы
- 3) смещение центра тяжести вышки
- 4) сложность обслуживания

Конструктивными особенностями компенсатора, устанавливаемого между талевым блоком и крюком, является:

- 1) меньшие габаритные размеры и масса по сравнению с компенсаторами устанавливаемыми на кронблоке
- 2) по бокам имеют гидроцилиндры для компенсации колебаний

На акваториях, которые сильно подвержены приливно-отливными силами и подводными течениями, МБК испытывает максимальные нагрузки. Так что глубина установки таких комплексов зависит от гидродинамических условий в месте установки платформы.

Главным критерием качественной работы комплекса, является изгиб в нижней точке устья скважины, у дна моря. Для предупреждения слома кондуктора и повреждения других соединений угол в нижней точке не должен превышать 3° , если он превышает 3° , то необходимо незамедлительно принять меры для корректировки положения комплекса.

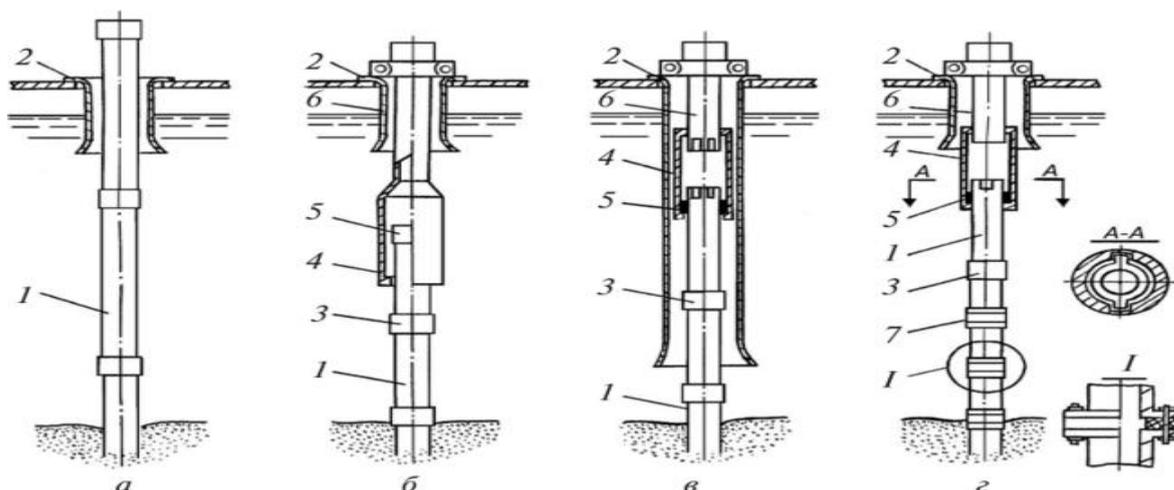
Смещение платформы по горизонтали от подводной части устья скважины ограничивается до 4-5 % от глубины. При значительных вертикальных перемещениях БС на волне не удается поддерживать постоянным необходимое натяжение МБК. Поэтому для предотвращения возникновения предельных напряжений в МБК его оснащают компенсаторами горизонтальных и

вертикальных перемещений [8].

Бурильная колонна при бурении с МБК находится внутри него, и он ограничивает ее горизонтальные перемещения. При бурении без МБК большие горизонтальные смещения бурильной колонны менее опасны, чем смещения обсадной колонны, так как диаметр и жесткость бурильной колонны значительно меньше, чем обсадной. Поэтому при любой схеме бурения нет необходимости устанавливать в бурильной колонне компенсаторы ее горизонтальных перемещений. Без компенсаторов вертикальных перемещений бурильной колонны не удастся выдерживать в требуемых пределах нагрузку на буровую коронку.

Компенсаторы горизонтальных перемещений МБК обычно устанавливают непосредственно в кондукторе. По принципу действия они являются пассивными, т.е. без систем контроля и активного поддержания необходимого положения кондуктора.

Простейшая конструкция МБК представляет собой колонну 1 жестко соединенных обсадных труб, нижний конец которой заглублен в породы морского дна, а верхний при бурении установлен в направляющей 2 МБУ (рисунок 11, а). Процесс бурения с применением такого кондуктора незначительно зависит от качки МБУ только при ударном способе, причем при волнении моря до 3 баллов и на сравнительно малых его глубинах. Если волнение моря больше 3 баллов, бурение приостанавливают и ожидают прекращения шторма.



а — без компенсаторов; б — с телескопическим компенсатором; в — с телескопическим компенсатором и ограничителем изгиба кондуктора; г — с компенсатором вертикальных и горизонтальных перемещений

Рисунок 11 – Морские буровые кондукторы

Кондуктор с компенсатором данной конструкции работает следующим образом:

- 1) производят сборку и спуск в толщу воды нижней секции кондуктора, длины которой будет достаточно для перекрытия всех рыхлых пород;
- 2) производится монтаж на верхнюю часть нижней колонны наковальню, патрубков-ударник и ограничитель;
- 3) далее производят монтаж к ударному механизму и производят наращивание секциями, постепенно производя спуск кондуктора до контакта с дном;
- 4) далее путем поднятия и опускания, производятся удары, которые погружают нижнюю секцию;
- 5) по мере погружения из колонны отбирают породу, а верхнюю секцию наращивают, не допуская постановки верхней секции на нижнюю во избежание возникновения изгиба или же его слома;
- 6) во время сильного волнения моря или же шторма верхнюю секцию приподнимают и подвешивают на БУ на элеваторе или хомуте;
- 7) точно такое же положение нижняя и верхняя секция колонны

кондуктора занимает при продолжении дальнейшего строительства скважины вращательным способом.

Данный тип компенсаторов предохраняет и сокращает число слов от продольных изгибов, а также повышенного износа оборудования и БК, благодаря подвешиванию верхней секции. Данный тип компенсаторов позволяет расширить пространство разведываемых акваторий до глубины моря 40-60 м, но только при волнении моря до 3-4 баллов. Подвижность верхней колонны относительно нижней снижает отрицательные воздействия на кондуктор вертикальных колебаний ПБУ. Такой компенсатор ограничивает отход ПБУ от точки устья (кондуктора).

Пассивный тип компенсаторов подвешивается к талевому блоку и представляет цилиндр, закрепленный над талевым блоком, состоящий из перемещающегося поршня, который соединен с корпусом подвижного вращателя. Состоит из надпоршневого пространства, которое сообщается с атмосферой и подпоршневого, которое заполнено жидкостью под давлением, нижняя подпоршневая часть соединена шлангом с пневмогидросистемой. В последнем имеется «свободноплавающий» поршень, отделяющий гидравлическую камеру от пневматической, связанной с батареей газовых баллонов. Когда БС при волнении идет вниз, давление жидкости перемещает поршень компенсатора вверх. При этом объем жидкости в системе не меняется, так как сжатый воздух перемещает поршень в пневмогидроаккумуляторе. Применение такой системы позволяет компенсировать 5-10 % нагрузки на забой, от колебаний созданных волнением моря или ветров.

Монтаж компенсаторов на буровой установке предусматривает наличие вертикальных направляющих, по которым перемещается талевый блок с подвешенным к нему грузовым крюком. Компенсатор подвижного типа выполнен в виде подвижной каретки, корпус которой связан с направляющими и несет талевый блок и систему гидроцилиндров. Гидроцилиндры траверсой соединяются с грузовым крюком для подвески вертлюга.

3.2.1 Алгоритм выбора компенсаторов

Проанализировав все вышеперечисленные виды как вертикальных, так и горизонтальных компенсаторов, можно составить алгоритм выбора компенсаторов для буровой установки, под заданные условия строительства скважины.

Компенсаторы вертикальных перемещений БК подразделяются на кронблочные и размещенные в подвижной части талевой системы. Стоит отметить, что кронблочные компенсаторы имеют высокую стоимость, так что устанавливаются преимущественно на больших глубинах от 200 м. и при большом волнении моря. Ввиду большой массы и трудности обслуживания, устанавливается на погружные и полупогружные буровые установки. Компенсаторы вертикальных колебаний, устанавливаемые между талевым блоком и крюком, в свою очередь подходят для всех типов платформ, являются более простыми в эксплуатации и более дешевыми, но их эффективность при глубинах более 200 м резко падает.

Компенсаторы горизонтальных колебаний (райзеры),

При бурении с буровых судов и полупогружных платформ над вертлюгом монтируют компенсатор вертикальных перемещений, который в свою очередь позволяет поддерживать постоянную нагрузку на буровой инструмент при вертикальных перемещениях судна, вызванных волнением моря. Подобную технологию также используют при бурении с плавучих ледовых островов.

При бурении же с платформ, которые жестко опираются на дно акватории, используют жесткое направление, которое соединяется с платформой, а на дне с бетонной плитой.

Прочность и надежность работы, является главной проблемой при бурении на акватории с МБК, так как он подвержен одновременному воздействию как продольных, так и поперечных нагрузок, возникающих из-за собственного веса, а также волнения моря и подводных течений.

При условии бурения с полупогружных платформ на глубинах более 1000

м. и профиле скважины с углом превышающим 25° необходимо комбинирование двух типов компенсаторов.

Руководствуясь данными, предоставленными о типе буровой платформы или судна, а также проекта о строительстве скважины, откуда можем узнать данные о профиле скважины и глубине моря, был составлен алгоритм выбора компенсаторов горизонтальных и вертикальных колебаний под конкретные условия. Данный алгоритм представлен в приложении В.

3.3 Геонавигационное оборудование

Ввиду ограниченного пространства при бурении с морских буровых установок, расстояния между устьями соседних скважин, в отличии от бурения на суше, составляет:

- между устьями скважин в ряду выбирается по условиям удобства обслуживания при эксплуатации и ремонте, но не менее 2 м;
- между устьями газовых и газоконденсатных скважин в ряду и между рядами не менее 3 м;
- между двумя рядами скважин, разбуриваемых одной буровой установкой (парами) не менее 2 м.

Из-за этого вертикальные участки (направления) находятся в опасной близости друг от друга. Непосредственно в процессе бурения для предотвращения пересечения стволов необходимо обеспечить вертикальность верхней части ствола. Даже небольшое искривление в 1-2 градуса на этом участке, особенно в направлении движения станка, может привести к пересечению стволов. Поэтому на морских платформах применяются наилучшие технологии ненавигационного сопровождения траектории стволов скважин.

Сейчас, для строительства скважин наиболее часто применяются инклинометры, которые для контроля и измерения зенитного угла в процессе бурения используют акселерометры или маятниковые индикаторы горизонта, а

для контроля и определения азимута (угла отклонения от меридиана) магнитные или гироскопические компасы. Существенным недостатком для магнитных инклинометров является то, что он не может дать точных данных по углам, из-за того что он подвержен влиянию магнитных полей от обсадных труб, а также магнитных аномалий выбуриваемых пород, которые сильно искажают данные по определению азимута, которые крайне необходимы, при кустовом разбуривании месторождения и направленном бурении.

Следовательно, применение обычных инклинометров при выходе из-под башмака предыдущей колонны при бурении на акватории, не допустимо. Требуется постоянное контролирование при помощи гироскопических инклинометров.

В сложных скважинах, где выход из-под башмака предыдущей обсадной колонны, или при опасной близости пересечениях соседних стволов скважин, применяют гироскопические инклинометры. Такой инклинометр работает, основываясь на свойстве гироскопа — сохранении оси вращения неизменной в пространстве (маховик устройства вращается от электромотора). Один из двух гироскопов инклинометра служит для измерения азимутов, другой — для измерения углов наклона. Измерение угла наклона происходит путем совмещения оси вращения гироскопов и вектора направления скважины путем составление специальных электрических схем [9].

3.3.1 Роторно-управляемые системы

Самой современной системой для наклонно-направленного бурения на данный момент является – роторно-управляемые система (рисунок 12). Основным преимуществами данной системы считается непрерывное вращение бурильной колонны и высокая точность при направленном бурении [10].



Рисунок 12 – Роторно-управляемая система

Применение РУС предоставляет следующие преимущества, по сравнению с ВЗД:

- Улучшенный процент выноса шлама;
- Увеличение механической проходки;
- Увеличение длины горизонтального участка ствола;
- Уменьшение вероятности прихватов, как дифференциальных, так и механических.

Существует два основных типа конструкции РУС: push-the-bit и point-the-bit. В первом типе (рисунок 13) за отклонение скважины отвечают отклоняющие лопатки, которые попеременно выдвигаются при направленном бурении, создавая упор для отклонителя.



Рисунок 13 – Типовая схема конструкции РУС push-the-bit

В конструкции point-the-bit для направленного бурения искривляется

гибкий вал, находящийся в корпусе отклоняющего блока, за счет поршней, которые выдвигаются гидравлической системой и создают боковое усилие на вал РУС (рисунок 14).

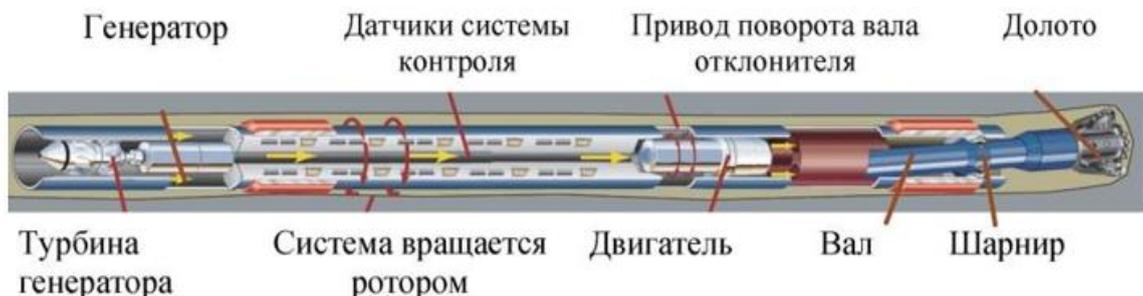


Рисунок 14 – Типовая схема конструкции РУС point-the-bit

Такие роторно-управляемые системы обеспечивают качественную проводку ствола сложных скважин при бурении по пласту мощностью менее 3 м и при отходе более 500 м. В отличие от ВЗД, где ствол скважины имеет множество перегибов, при помощи РУС можно безаварийно и проблемно производить строительство самых сложных конструкций скважин, а также безопасности работ, что является необходимым критерием при бурении на акватории. Высокая скорость проходки с постоянным вращением бурильного инструмента предотвращает вероятность его прихватов, уменьшается время на очистку ствола от шлама, а также предоставляет ряд дополнительных преимуществ по качеству и безопасности вскрытия продуктивных пластов. Применение РУС позволяет бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы, так как бурение с вращением бурильной колонны снижает вероятность зашламовывания скважины и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу [11].

Отличительной особенностью данной технологии является двусторонняя связь. Команды управления передаются с поверхности на блок управления РУС, а система с забоя может передавать данные об исследуемом пласте.

Преимущества РУС:

- дополнительная энергия для вращения долота за счёт гидравлической энергии бурового раствора;
- высокая частота вращения породоразрушающего инструмента;
- вращение всех элементов КНБК со скоростью вращения бурильной колонны;
- применение в широком диапазоне скоростей вращения бурильной колонны;
- строительство сложных скважин с отходом более 500 м и более сложными профилями.

Недостатки технологии:

- интенсивность набора угла – не более $0.9^\circ/10$ м;
- необходим дополнительный перепад давления, около 50 атм.;
- высокая стоимость, по сравнению с ВЗД.

3.3.2 Винтовой-забойный двигатель

Винтовой забойный двигатель в настоящее время является наиболее экономически рациональным отклонителем для наклонно-направленного бурения. Данный тип двигателя относится к машинам объемного (гидростатического) действия. Момент и частота вращения на валу двигателя зависят от количества зубьев ротора и статора (рисунок 15). В общем случае, при увеличении количества зубьев ротора уменьшается частота вращения и увеличивается момент силы.



Рисунок 15 – Винтовой забойный двигатель

Основные параметры двигателя регулируется расходом промывочной жидкости. Так при увеличении расхода увеличивается частота вращения,

развиваемый момент и гидравлическая мощность. При увеличении длины и количества шагов двигательной секции пропорционально увеличиваются максимальная мощность и момент на валу двигателя. Типовая схема конструкции винтового забойного двигателя представлена на рисунке 16.



Рисунок 16– Типовая схема конструкции винтового забойного двигателя

Контроль при направленном бурении осуществляется на разнице дифференциального давления бурового раствора. При бурении возможно осуществлять контроль работы двигателя по изменению дифференциального перепада давления.

При использовании двигателя с раствором на углеводородной основе требует использование в качестве эластомера нефтестойкую резину, но даже ее применение не обеспечивает длительность работы, как при использовании РВО [12].

Использование двигателей на горизонтальных участках свыше 1000м при общей длине скважины более 4500м не рационально, так как временные затраты, на выставление отклонителя, будут превышать время чистого бурения, что негативно скажется на экономической рентабельности скважины.

3.3.3 Алгоритм выбора геонавигационного оборудования

Проанализировав все вышеперечисленные виды геонавигационного оборудования, применяемого в условиях акватории, можно составить алгоритм выбора геонавигационного оборудования, под заданные условия строительства скважины.

Ввиду ограниченного пространства при бурении с морских буровых установок, где вертикальные участки (направления) находятся в опасной близости друг от друга, поэтому геонавигационное оборудование для строительства скважин, отличается от того которое применяют на суше.

В первую очередь, нужно узнать цель бурение, будь то эксплуатационное кустовое или же разведочное, где в основном производится строительство лишь одной скважины с буровой установки, где применение более точного и дорогостоящего оборудования для сооружения скважины не имеет смысла.

Если разработка месторождения будет производиться кустовым методом, то таким интервалам, как направление, промежуточные колонны (в случае осложнений) и эксплуатационным уделяется особое внимание и применяется точное геонавигационное оборудование. При бурении направления и дальнейшем выходе из него при бурении секции под кондуктор применение обычных инклинометров при выходе из-под башмака предыдущей колонны на акватории, не допустимо. Требуется постоянное контролирование траектории ствола скважины при помощи гироскопических инклинометров.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну на акватории, а именно бурении по пласту при глубине скважины более 2500 м, интервалах бурения по пласту более 500 м, а также мощности пласта 3 м и менее, необходимо использовать самое точное как инклинометрическое оборудование и РУС.

Руководствуясь данными, предоставленными о конструкции скважины, мы можем узнать данные о профиле скважины, толщине пласта и протяженности горизонтального участка. Составим алгоритм выбора инклинометрического

оборудования и способа передачи энергии долоту, под данную скважину.
Данный алгоритм представлен в приложении Г.

4 Социальная ответственность

В рамках данной работы проводится изучение вопросов, связанных с бурением скважин на море и на шельфе. В работе подробно рассматриваются различные типы морских буровых установок (МБУ), а также другого оборудования, которое отличается от оборудования для бурения на суше. Выявляются преимущества и недостатки характерные для каждого типа МБУ и оборудования отмечаются наиболее перспективные направления дальнейшего развития техники и технологии бурения скважин на море и на шельфе.

Конечная цель данной работы заключается в формировании теоретической базы, и создании алгоритма выбора буровой платформы и оборудования, предназначенного для использования при проектировании конкретных технических и технологических решений в области бурения морских и шельфовых скважин на планируемом месторождении.

Социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае работодателя) к обществу (рабочему персоналу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе ВКР более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в сфере бурения морских нефтяных и газовых скважин. Будут рассмотрены вредные и опасные факторы, влияющие на человека, работающего на морской буровой установке, и методы защиты способные снизить данное влияние. Будет подробно рассмотрено воздействие объекта исследования на состояние атмосферы и гидросферы. Также будет рассмотрена ЧС наиболее характерная для бурения морских скважин. Причины возникновения данной ЧС, методы предупреждения, первоочередные действия при данной ЧС и методы ее ликвидации.

4.1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющего деятельность вахтовым методом, прописаны в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297 [13]. Рассмотрим некоторые особенности, характерные именно для вахтового метода ведения работ.

Работа вахтовым методом характеризуется периодической передислокацией объектов (участков) работ, например переход к строительству нового объекта, бурению следующей скважины. Данная специфика не противоречит статье 72 ТК, поскольку не является временным переводом на

другую работу. В связи с этим не требуется согласия работников.

В частности, не действуют нормы статей 166-168 ТК, а применяются нормы главы 47 ТК, об особенностях регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [13]. При вахтовом методе работники, в отличие от общего правила, предусмотренного статьей 106 ТК, ограничиваются в использовании определенных видов времени отдыха по своему усмотрению. Это касается выбора места использования других, кроме междусменного, видов отдыха (междувахтового, отпусков и т.п.) - можно выбирать любое место, кроме вахтового поселка. Данная норма зафиксирована в пункте 3.6 Основных положений о вахтовом методе организации работ [15]. Она гласит, что проживание в вахтовых поселках вахтового (сменного) персонала в период междувахтового отдыха запрещается.

4.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – система мер по защите жизни и здоровья персонала предприятий и граждан, их имущества, окружающей природной среды от вредных и опасных факторов, возникающих при авариях на опасных производственных объектах.

Согласно статистике, примерно половина от всех занятых трудом лиц Российской Федерации работает на опасных технических производствах. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности по праву считается одной из наиболее опасных производственных площадок. Рассмотрим вредные и опасные факторы, способные воздействовать на человека, работающего в сфере бурения морских скважин (таблица 2).

Таблица 2 – Вредные и опасные факторы, характерные для бурения морских скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Различные виды работ на морских буровых установках: работа в насосном блоке; в блоке очистки раствора от шлама; работа на столе ротора при выполнении СПО; работы на столе ротора при бурении; работы на столе ротора при спуске обсадных колонн; работа на площадке верхового при проведении СПО и спуске обсадных колонн.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Повышенный уровень вибрации; 3. Пониженная температура воздуха рабочей зоны; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 4. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; 5. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.003-2014 [15] 2. ГОСТ 12.1.012-90 [16] 3. Р 2.2.2006-05 [17] 4. СанПиН 2.2.4.548-96 [18] 5. СП 52.13330.2011 [19] 6. ПБ-08-624-03 [20]

4.2.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования

Шум – неизбежная составляющая практически всех работ, ведущихся при бурении скважины как на суше, так и на море. Основными источниками шума на буровой являются дизельные двигатели, обеспечивающие работоспособность буровой установки. Наибольшая концентрация шума характерна для насосно-очистного блока. Во время углубления здесь непрерывно работают буровые насосы, нагнетающие раствор в скважину, а также многоступенчатая система очистки, неизменно включающая в свой состав вибросита – мощный источник шума и вибрации.

Шум, возникающий при работе бурового оборудования, пагубно воздействует на органы слуха, а также на центральную нервную и вегетативную систему человека (особенно при длительном непрерывном воздействии).

Следует отметить, что длительное воздействие шума, уровень которого превышает нормативные показатели, может вызвать у человека развитие нейросенсорной тугоухости (шумной болезни).

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Допустимые нормы уровня шума регламентируются в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [15]. Согласно общим требованиям безопасности, уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. При этом категорически запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ [15].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием с участием разных сторон. На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение безопасности при воздействии шума. В первую очередь, он должен обеспечить снижение риска, связанного с воздействием шума на работников. Эти меры могут включать в себя, в частности:

- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации (кожухи, глушители, другие звукоизоляционные и звукопоглощающие конструкции);
- оптимальное размещение шумных машин, позволяющее минимизировать воздействие шума на рабочем месте;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие шума не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопоказаний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований с применением средств аудиометрии;
- контроль правильности использования средств индивидуальной

защиты от шума (наушники, вкладыши, шлемы).

При выборе средств индивидуальной защиты от шума следует учитывать не только технические данные, указанные изготовителем, но и коэффициент снижения эффективности защиты средств в процессе их эксплуатации. Поскольку ношение средств индивидуальной защиты от шума увеличивает риск воздействия других неблагоприятных факторов (психологический дискомфорт, ухудшение восприятия информативных сигналов опасности и пр.), выбор вида и эффективности средств индивидуальной защиты от шума должен представлять собой компромисс в отношении данного риска и риска развития у работника тугоухости.

Ответственность за последствия отказа следовать установленным правилам и применять предписанные средства индивидуальной защиты лежит на работнике [15].

Повышенный уровень вибрации.

Основными источниками вибраций, возникающих при бурении морских скважин, являются винтовые забойные двигатели (ВЗД), дизельные двигатели, буровые насосы, вибросита и др.

У человека, находящегося под воздействием вибрации, повышается риск проявления различных патологий вплоть до профессиональной вибрационной болезни, также повышаются показатели физической нагрузки и нервно-эмоционального напряжения.

Уровень вибрации на морских буровых установках не должен превышать допустимые по ГОСТ 12.1.012-90 [16]. При проведении оценки уровня вибрации нормируемыми параметрами являются средние квадратичные значения виброскорости или виброускорения для локальных вибраций в октавных полосах частот, а для общей вибрации – в октавных или третьоктавных полосах [16]. Таким образом, согласно нормативной документации, нормируемый диапазон частот вибрации устанавливается:

– для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц.

из наиболее вероятных величин в зимние месяцы) [17].

Рассмотрим поподробнее классы условий труда по показателю температуры воздуха для открытых территорий в зимний период года характерные для данного климатического пояса. К допустимым климатическим условиям труда относится диапазон температур до $-3,4^{\circ}\text{C}$ (без перерывов на обогрев) и до $-5,9^{\circ}\text{C}$ (с перерывом на обогрев после двухчасового пребывания на открытой территории). К вредным условиям труда относится диапазон температур от $-3,4^{\circ}\text{C}$ до $-14,0^{\circ}\text{C}$ и от $-5,9^{\circ}\text{C}$ до $-20,0^{\circ}\text{C}$ соответственно. Диапазон температур более $-14,0^{\circ}\text{C}$ (без перерывов на обогрев) и $-20,0^{\circ}\text{C}$ (с перерывами на обогрев) приравнивается к опасным (экстремальным) условиям труда [17].

Для предупреждения заболеваний и обморожений необходимо предусмотреть максимально возможное укрытие рабочих мест, наличие у рабочего персонала зимней спецодежды. Все работы на открытой территории должны проводиться в зимних перчатках, категорически запрещается работа в зимнее время в летних перчатках. Также в графике работ должно быть отведено время на обогрев сотрудников (10-15 минут после двух часов пребывания на открытом воздухе) [18].

В процессе бурения морских скважин персоналу приходится работать как на открытой территории, так и в закрытых помещениях. Недостаточная освещенность рабочей зоны, как правило, характерна для обоих случаев.

Недостаточная освещенность рабочей зоны вызывает у персонала преждевременную усталость, делает работу менее продуктивной. При этом повышается риск допущения ошибки, что при бурении может вызвать возникновение аварийной ситуации. Также из-за недостаточной освещенности повышается риск получения травм различной тяжести. Помимо этого, работа при недостаточном уровне освещения может спровоцировать развитие профессиональных заболеваний, например, близорукости.

Освещенность рабочей зоны должна соответствовать требованиям, представленным в своде правил СП 52.13330.2011 (СНиП 23-05-95*) [19].

Согласно требованиям данного свода правил, освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсаций. При этом искусственное освещение должно находиться в спектре, близком к естественному. Помимо естественного и искусственного освещения на морской буровой установке должен быть предусмотрен третий тип освещения – аварийный.

Согласно нормативной документации освещенность рабочих мест персонала при бурении скважин на море должна соответствовать следующим значениям:

- освещенность пульта бурильщика – 50 лк;
- освещенность роторной площадки – 40 лк;
- освещенность площадки верхового рабочего – 10 лк;
- освещенность пульта управления системой очистки БР – 30 лк;
- освещенность пульта управления буровыми насосами – 25 лк;
- освещенность пульта управления ПВО – 40 лк.

4.2.2 Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

На морской буровой установке используется огромный перечень различного бурового оборудования, представляющего различные степени опасности для рабочего персонала. Наибольшую опасность для человека представляют машины и механизмы, характеризующиеся наличием подвижных частей. В качестве ярких примеров подобного оборудования можно назвать ротор, вращающийся при бурении, или элеватор, находящийся в движении при проведении СПО, и др. Несоблюдение персоналом буровой установки техники безопасности при работе с подобным оборудованием может привести к серьезным физическим травмам, а иногда и к летальному исходу.

Для того чтобы минимизировать вероятность получения травм от взаимодействия с движущимися элементами оборудования, необходимо строго выполнять инструкции и требования, представленные в документе ПБ-08-624-03 [20].

Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т.д.), строго запрещается находиться на буровой без каски. Запрещается находиться между автоматическим ключом бурильщика (АКБ) и бурильной колонной при включенном пульте управления АКБ. Запрещается находиться под элеватором при проведении спускоподъемных операций. Запрещается проводить какие-либо действия с манифольдом высокого давления при наличии остаточного давления в системе. Запрещается откручивать/наворачивать бурильные трубы при помощи вращения ротора и др.

Следует еще раз отметить, что для минимизации возможности получения травмы на буровой необходимо беспрекословно следовать своду правил, прописанных в документе ПБ 08-624-03 [20].

1. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов. При выполнении работ, связанных с бурением, персоналу неизбежно приходится взаимодействовать с вращающимися и движущимися механизмами. Некоторые из данных механизмов очень сильно нагреваются, что способствует увеличению температуры воздуха.

Термический ожог может быть получен при взаимодействии с горячим паром. В зимнее время года работу на морской буровой установке невозможно представить без использования горячего пара, так как оборудование находится на открытом пространстве и подвержено замерзанию. Горячий пар используют для отогрева узлов и агрегатов буровой установки.

Согласно правилам из ПБ 08-624-03 [20] температура наружных поверхностей технических устройств не должна превышать температуру самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность

ожогов. Именно этот нормативный документ регламентирует обеспечение безопасности относительно высокой температуры поверхностей оборудования. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что работник может получить ожог только вследствие несоблюдения правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

При получении ожога необходимо выполнить следующее: необходимо охладить место ожога под слабой струей проточной воды; необходимо использовать препараты, предназначенные для профилактики ожогов на водной основе; в случае получения серьезного ожога, пострадавшего необходимо срочно доставить в ближайший медицинский пункт.

2. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

При проведении спускоподъемных операций или операций, связанных со спуском обсадных колонн, на площадке верхового постоянно работает один или два человека. Работа на значительной высоте представляет опасность для жизни не только непосредственно верхового, но и для людей, работающих на роторной площадке. Верховой может получить серьезные травмы, вплоть до несовместимых с жизнью, в случае падения с площадки на стол ротора. Работники, находящиеся на роторной площадке, могут пострадать в случае падения на них каких-либо инструментов, используемых верховым.

В документе ПБ 08-624-03 [20] прописано несколько правил, способных минимизировать вероятность подобных происшествий. Во-первых, все инструменты, используемые верховым, должны быть закреплены на люльке верхового и защищены от падения на стол ротора. Во-вторых, при работе на высоте рабочий должен быть в обязательном порядке обеспечен страховым поясом, который в свою очередь должен крепиться к люльке. В-третьих, между бурильщиком и верховым рабочим должна быть обеспечена надежная связь, в том числе путем установления четкого порядка обмена сигналами между верховым рабочим и бурильщиком.

4.3 Экологическая безопасность

При строительстве морских скважин основными видами пагубного воздействия на окружающую среду являются выбросы в атмосферу, а также загрязнение морской среды. При этом объем и интенсивность техногенного воздействия на окружающую среду зависит от реализуемой технологии строительства скважины.

4.3.1 Анализ воздействия объекта исследования на атмосферу, методы защиты от выбросов в атмосферу

При оценке воздействия на атмосферу в процессе строительства морских скважин необходимо учитывать наличие отдельных этапов работ, их длительность, состав механизмов, производящих выбросы, концентрацию загрязняющих веществ в выбросах и возможность возникновения опасных концентраций на различных расстояниях от источников выбросов.

Загрязнение атмосферы происходит в процессе испытания скважины на продуктивность. Данный процесс предусматривает ряд достаточно сложных технических операций, сопровождающихся выбросами ПНГ и других газов в атмосферу. Количество объектов и режимов испытания определяется проектом и назначением скважины, а также реальными условиями пласта-коллектора. Несмотря на кратковременный характер, загрязнение атмосферы на данном этапе работ может быть весьма интенсивным за счет сторания газа, объемы которого обусловлены дебитом флюидов.

Однако наиболее серьезное загрязнение атмосферы происходит непосредственно в процессе бурения эксплуатационных морских скважин и зависит от типа используемого оборудования.

Во время бурения эксплуатационной скважины основными источниками выбросов в атмосферу на буровых площадках являются дизельные установки. Одновременно может быть задействовано до 5-6 установок. В этом случае

вследствие засорения воздушных фильтров, износа двигателей и др. могут наблюдаться отклонения количества вредных выбросов от номинальных величин до 300-400 %.

Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе регламентируются в соответствии с ГН 2.1.6.1338-03 [21]. Мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период проведения работ носят организационно-технический характер. Основные технические мероприятия при строительстве скважин заключаются в применении оборудования и техники, характеристики выбросов в атмосферу которых, отвечают техническим нормативам, действующим на территории России и закрепленным ГОСТами и действующей нормативно-методической базой. Основные организационно-технические мероприятия заключаются в соблюдении оптимальных параметров работы оборудования, применение сертифицированного топлива и смазочных материалов, в проведении периодического контроля условий работы двигателей.

Снижение объемов выбросов в атмосферу загрязняющих веществ может достигаться путем выполнения следующих мероприятий:

- проверка технического состояния машин и механизмов, плановое проведение техосмотров и текущих ремонтов;
- контроль выхлопных газов от двигателей на содержание в выбросах диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода и углеводородов;
- запрет на оставление техники, не задействованной в технологии строительства, с работающими двигателями в ночное время [22].

4.3.2 Анализ воздействия объекта исследования на гидросферу, методы защиты от загрязнения гидросферы

Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны регламентируются в соответствии с требованиями нормативной документации [23].

Настоящий стандарт предназначен для применения при разведке и освоении морских месторождений углеводородов с целью минимизации негативного воздействия на морскую (водную) среду. Рассмотрим общие требования охраны вод при разведке и освоении морских месторождений.

Согласно данным требованиям не допускается:

- проведение работ по разведке и освоению нефтегазовых месторождений, связанных с водоотведением и удалением отходов в морскую среду на объектах высшей рыбохозяйственной категории, в районах водопользования населения и зонах санитарной охраны, в установленных и намечаемых к установлению особо охраняемых природных объектов;
- сброс в море буровых растворов на нефтяной основе, а также шлама, полученного при бурении скважин с использованием растворов на нефтяной основе.

При разработке проектной технологической документации на освоение и обустройство морских нефтегазовых месторождений, программ морских буровых работ должен предусматриваться сравнительный анализ всех возможных технологий обращения с отходами (обезвреживание, переработка, закачка в подземные горизонты, хранение, транспортирование и захоронение на берегу, сброс в морскую среду).

Не допускается разбавление сточных вод забором свежей морской воды с целью достижения нормативных требований для сброса в морскую среду.

Предпочтительным способом удаления пластовых вод является их закачка в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления

в соответствии с действующими правилами и регламентами.

Пластовый песок, осадки после отстоя и другие твердые отходы, получаемые в процессе буровых и технологических операций и загрязненные нефтью, подлежат транспортированию на берег для захоронения, обработки или иного использования по согласованию с федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный контроль (надзор) в области охраны окружающей среды.

Запрещается сброс и захоронение в море:

- отработанных буровых растворов на нефтяной основе и с добавками нефтяных углеводородов;
- отработанных буровых эксплуатационных реагентов;
- отработанных смазочных материалов;
- отработанных растворов после химической очистки котлоагрегатов, утилизационных котлов и опреснителей;
- несгоревших продуктов опробования скважин и твердых отходов (осадков, образующихся в результате отстоя в емкостях);
- продуктов фильтрации, остатков сыпучих реагентов, отходов, образующихся при подготовке морской воды к закачке в пласты;
- отходов энергетического комплекса;
- отходов, образующихся при регулярной зачистке нефтепроводов, мусора и т.д.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или

окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

4.4.1 Наиболее типичная ЧС при бурении морских скважин, причины возникновения ЧС

Наиболее опасными аварийными событиями, способными привести к возникновению чрезвычайной ситуации, при разведке и разработке морских месторождений являются выбросы в форме различных флюидопроявлений – самопроизвольных выделений из скважины газа, нефти, воды или их смеси, способных переходить в открытое фонтанирование при нарушении барьеров безопасности. С фонтанами связаны наиболее крупные аварии за всю историю нефтегазовых работ, включая морские проекты.

Условиями возникновения и развития открытых фонтанов являются отказы оборудования, ошибки персонала при предупреждении, обнаружении и ликвидации ГНВП, превышение пластового давления над давлением столба жидкости в стволе скважины (нарушение первичного барьера безопасности) и потеря герметичности скважины и/или противовыбросового оборудования (нарушение вторичного барьера безопасности).

Основные причины нарушения первичного барьера безопасности:

- поглощение бурового раствора;
- недостаточная плотность бурового раствора в стволе скважины;
- недолив бурового раствора в скважину при подъеме инструмента и

т.п.

К наиболее распространенным причинам аварий по вине персонала обычно относят:

- неправильное определение литолого-стратиграфического разреза, неверные интерпретацию данных контроля скважины и расчет пластового давления;

- отказ или неисправность приборов контроля давления в скважине;
- несвоевременные действия при обнаружении ГНВП.

Для предупреждения флюидопроявлений и открытых фонтанов необходимо выполнять требования, прописанные в РД 08-254-98 [24].

4.4.2 Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация открытых газовых и нефтяных фонтанов

В случае возникновения открытого фонтана ответственное лицо, находящееся на аварийном объекте, должно оповестить об этом руководство предприятия и противofонтанное профессиональное подразделение. Ответные меры должны соответствовать плану действий на объекте в условии ЧС.

При возникновении открытого фонтана персонал обязан запустить аварийный источник электрической энергии для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки.

Необходимо подготовить коллективные спасательные средства и индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Для разработки организационно-технических мероприятий и проведения работ по ликвидации открытого фонтана приказом по предприятию, а при необходимости и вышестоящей организацией должен быть создан штаб, несущий ответственность за состояние и результаты проведения этих работ.

Суда, выделенные для производства работ по ликвидации открытого фонтана, должны подчиняться начальнику штаба, иметь неограниченный район плавания, иметь надежную связь (рацию, световой телефон и др.) и спасательные средства. При этом число судов определяется штабом в зависимости от характера открытого фонтана, его дебита и технических возможностей этих судов.

Запрещается нахождение лиц, не связанных с работами по ликвидации открытого фонтана, на аварийном объекте, а также на плавучих средствах, выделенных для участия в аварийных работах.

При ликвидации открытого фонтана необходимо постоянно орошать струю фонтана, металлические конструкции платформы водяными струями из стационарных и переносных стволов, находящихся на пожарных судах и МНГС.

В процессе ликвидации открытого фонтана необходимо принимать все меры против скопления у устья фонтанирующей скважины и прилегающей акватории продуктов фонтанирования скважины (нефти, конденсата).

Перед входом пожарного судна в зону горения необходимо включить защитное водяное орошение корпуса судна и принять меры по предупреждению опасности окружения судна огнем.

Работы по тушению горящих фонтанов на МНГС должны осуществляться в соответствии с Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-85), утвержденными Миннефтепромом СССР, Правилами пожарной безопасности на объектах нефтяной промышленности континентального шельфа (ППБОБ-88), утвержденными Миннефтепромом СССР, и другими руководящими документами [25].

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В связи с наличием научной новизны результатов исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы была выделена классификация морских буровых установок, подводного противовыбросового оборудования, компенсаторов вертикальных и горизонтальных колебаний, а также геонавигационного оборудования, применяемого на акваториях. Подробно были изучены и были выделены преимущества и недостатки каждой установки и оборудования, применяемого на них.

Также в рамках магистерской диссертации были выделены основные особенности, связанные с ведением работ на море и на Арктическом шельфе. Была создана классификация факторов, влияющих на эффективность процесса бурения морских и шельфовых скважин. Удалось выделить и подробно рассмотреть факторы, оказывающие наиболее сильное влияние на процесс ведения работ.

По результатам анализа были составлены подробные алгоритмы выбора морских буровых установок и платформ, а также оборудования которое применяется на них для качественного и безопасного ведения работ в условиях акватории.

По данным алгоритмам, зная геологические, гидрометеорологические и геоморфологические особенности конкретного места бурения, а также проектные данные скважины можно с легкостью выбрать тип буровой установки и оборудования, используемого на ней, которое оптимально подойдет под заданные условия.

Список использованных источников

1. Кузнецов В.Г., Щербич Н.Е., Сазонов А.И., Кузьменко С.Е. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.
2. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. – М.: ВМФ, 2010. с. 53-62.
3. Конторович А. Э., Суслов В. И., Брехунцов и др. Стратегия социально- экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа // Регион: экономика и социология. 2003. № 3. с. 3-38.
4. Конторович А. Э., Эпов М. И., Бурштейн Л. М. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 1. с. 7-17.
5. Конторович А. Э., Эпов М. И., Бурштейн Л. М. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 1. с. 7-17.
6. Марков О.А. Подводное противовыбросовое оборудование и особенности управления скважиной на море: учебное пособие. – МАКС Пресс, 2010.
7. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2006. – 412 с.
8. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. 2011. №1. с. 26-37.
9. Мельников Н.Н., Калашник А.И. Шельфовые нефтегазовые разработки западного сектора российской Арктики: геодинамические риски и безопасность // Газовая промышленность. – 2011. – № 661. – с. 46-55.
10. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин А.

С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий; под общ.ред. доктора технических наук, профессора А. Г. Калинина. – М. : Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.

11. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн – Ухта : УГТУ, 2014.

12. Нескоромных, В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: рукопись / В.В. Нескоромных. – Красноярск.

13. Марков О.А. Подводное противовыбросовое оборудование и особенности управления скважиной на море: учебное пособие. – МАКС Пресс, 2010.

14. Мельников Н.Н., Калашник А.И. Шельфовые нефтегазовые разработки западного сектора российской Арктики: геодинамические риски и безопасность // Газовая промышленность. – 2011. – № 661. – с. 46-55.

15. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

16. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

17. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

18. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

19. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

20. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

21. ГН 2.1.6.1338–03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

22. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в

нефтегазовом комплексе. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2011. – 352 с.

23. ГОСТ Р 53241-2008 Геологоразведка морская. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны.

24. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

25. Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 58 "Об утверждении правил безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе".

26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.

27. Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ".

28. К вопросу уточнения экспресс методик расчета капитальных затрат на обустройство нефтяных месторождений, расположенных в пределах континентального шельфа РФ, с учетом географо-климатических условий // ГеоКИН [Электронный ресурс] <https://www.geokin.su/kapzraty-dlya-mestorozhdenij-na-s>.

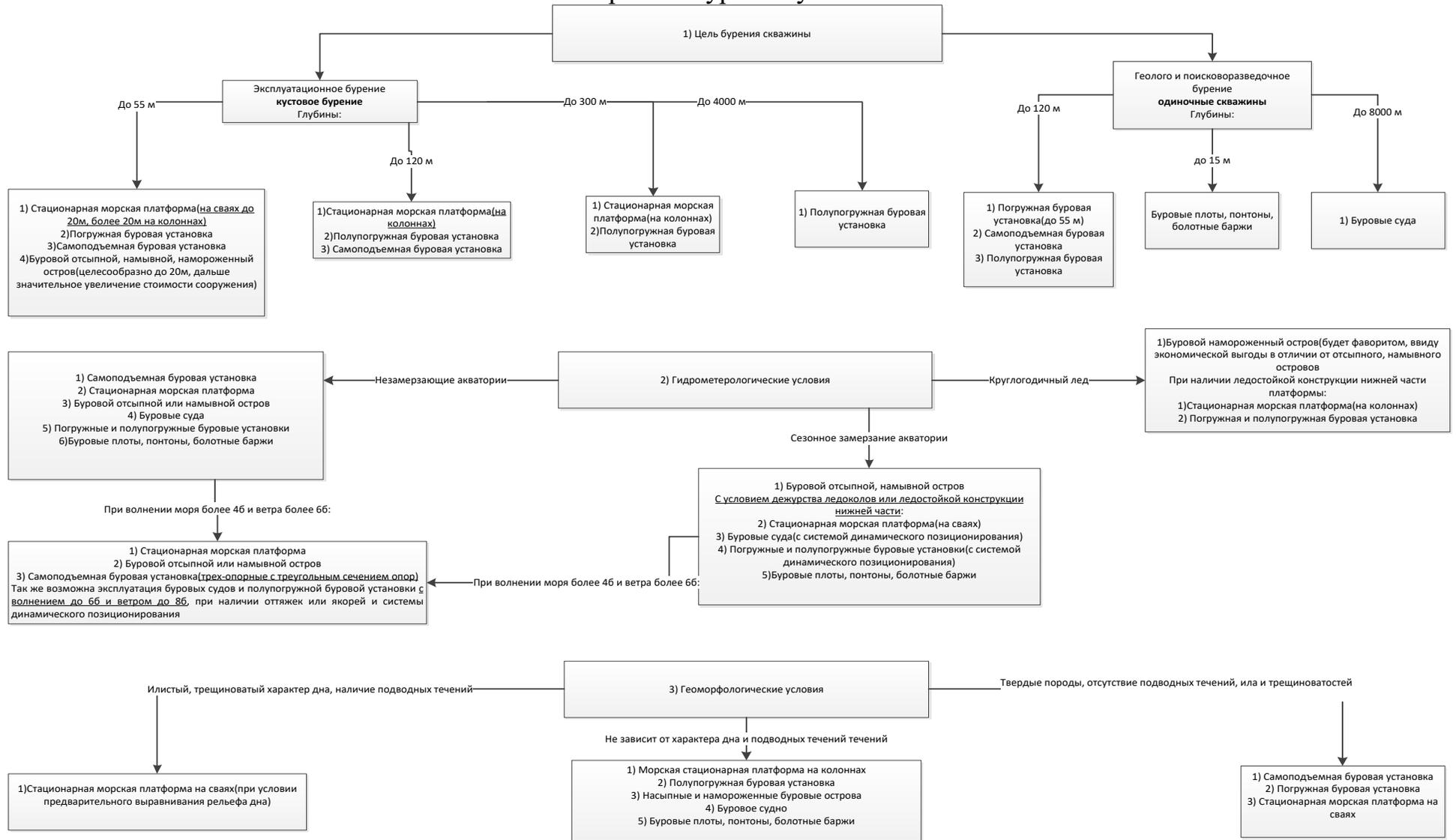
29. Машины и механизмы ФСНБ-2001: 210103. URL: <https://www.defsmeta.com/rgsn14mash/21/210103.php> (дата обращения: 04.06.2022).

30. Машины и механизмы ФСНБ-2001: 210211. URL: <https://www.defsmeta.com/rgsn14mash/21/210211.php> (дата обращения: 04.06.2022).

31. Машины и механизмы ФСНБ-2001: 210521. URL: <https://www.defsmeta.com/rgsn14mash/21/210521.php> (дата обращения: 04.06.2022).
32. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.
33. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf> (дата обращения: 03.06.2022).
34. ГЭСН 04-01-005-04. URL: https://www.defsmeta.com/rgsn/gsn_04/giesn-04-01-005-04.php (дата обращения: 04.06.2022).
35. ГЭСН 04-02-001-12. URL: https://www.defsmeta.com/rgsn14/gsn_04/giesn-04-02-001-12.php (дата обращения: 04.06.2022).
36. Bikram Pal Singh. Basics of Offshore Drilling: Types of Mobile Drilling Units. 2016.
37. Ren Xian-gang and Bai Yong. Comparison study of jack-up drilling unit's dynamic behavior. Journal of Ships and Offshore structures. 2012. – p. 457-467.
38. Alaa M. Mansour, Bill Greiner, Nithin Simon. Semi-submersibles. Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering. 2017. – p. 274.
39. Ning Xu. Static Stability of Tension Leg Platforms. Texas A & M University, 2010.

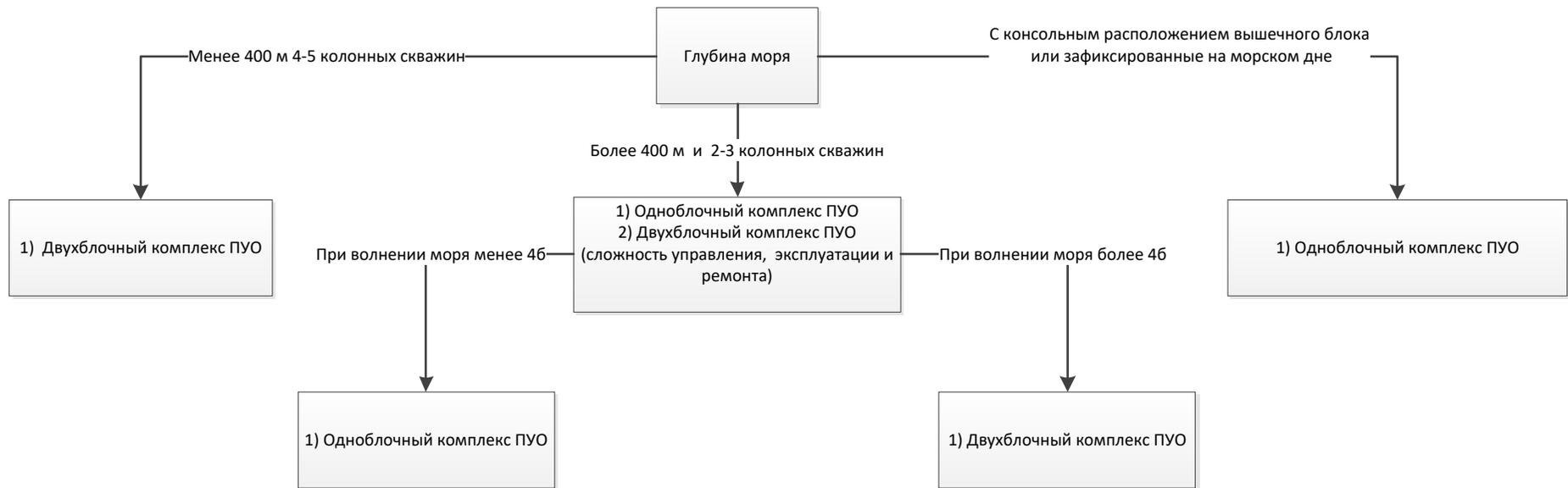
Приложение А

Выбор типа буровой установки



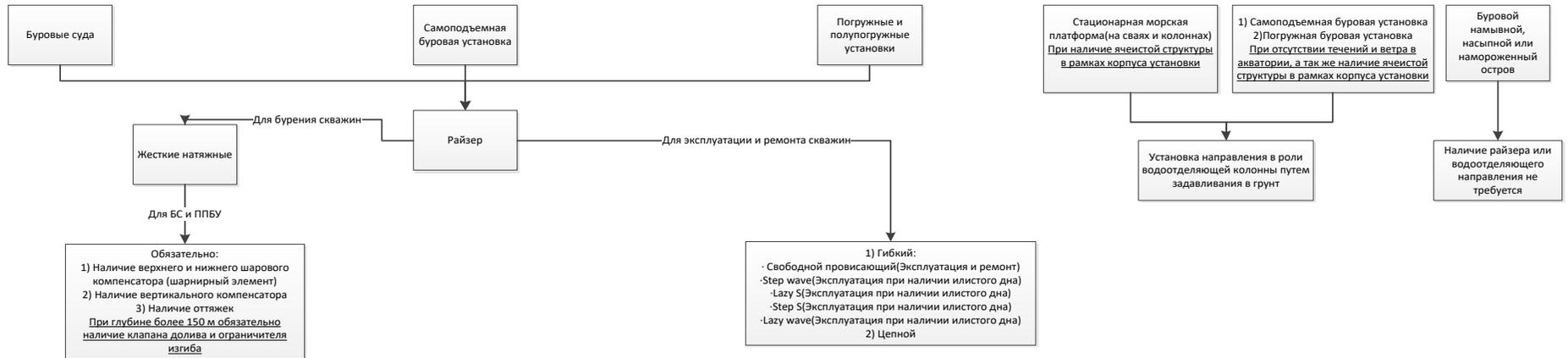
Приложение Б

Выбор устьевого оборудования

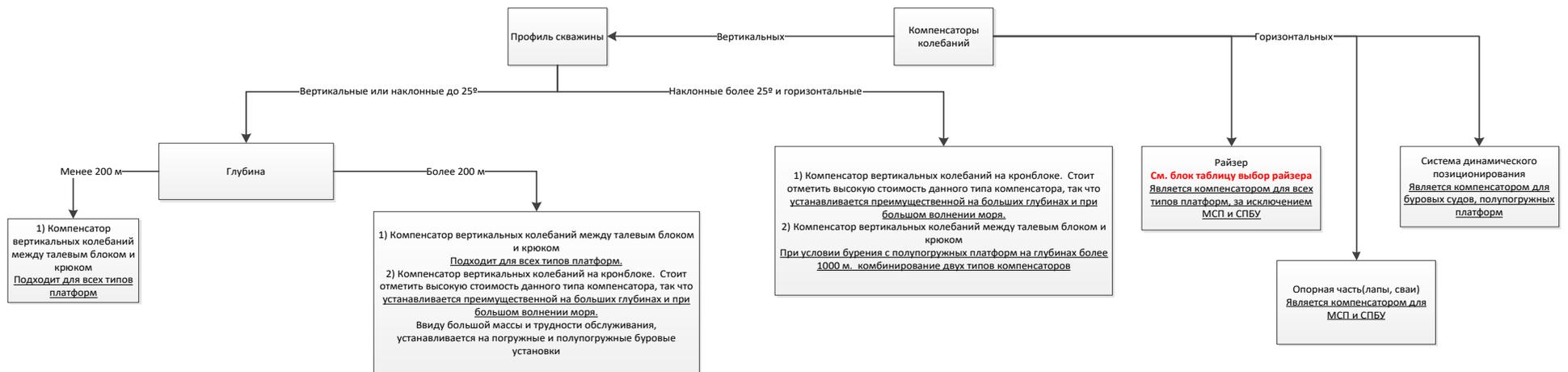


Приложение В

Выбор компенсаторов горизонтальных и вертикальных колебаний Водоотделяющая колонна (райзер)

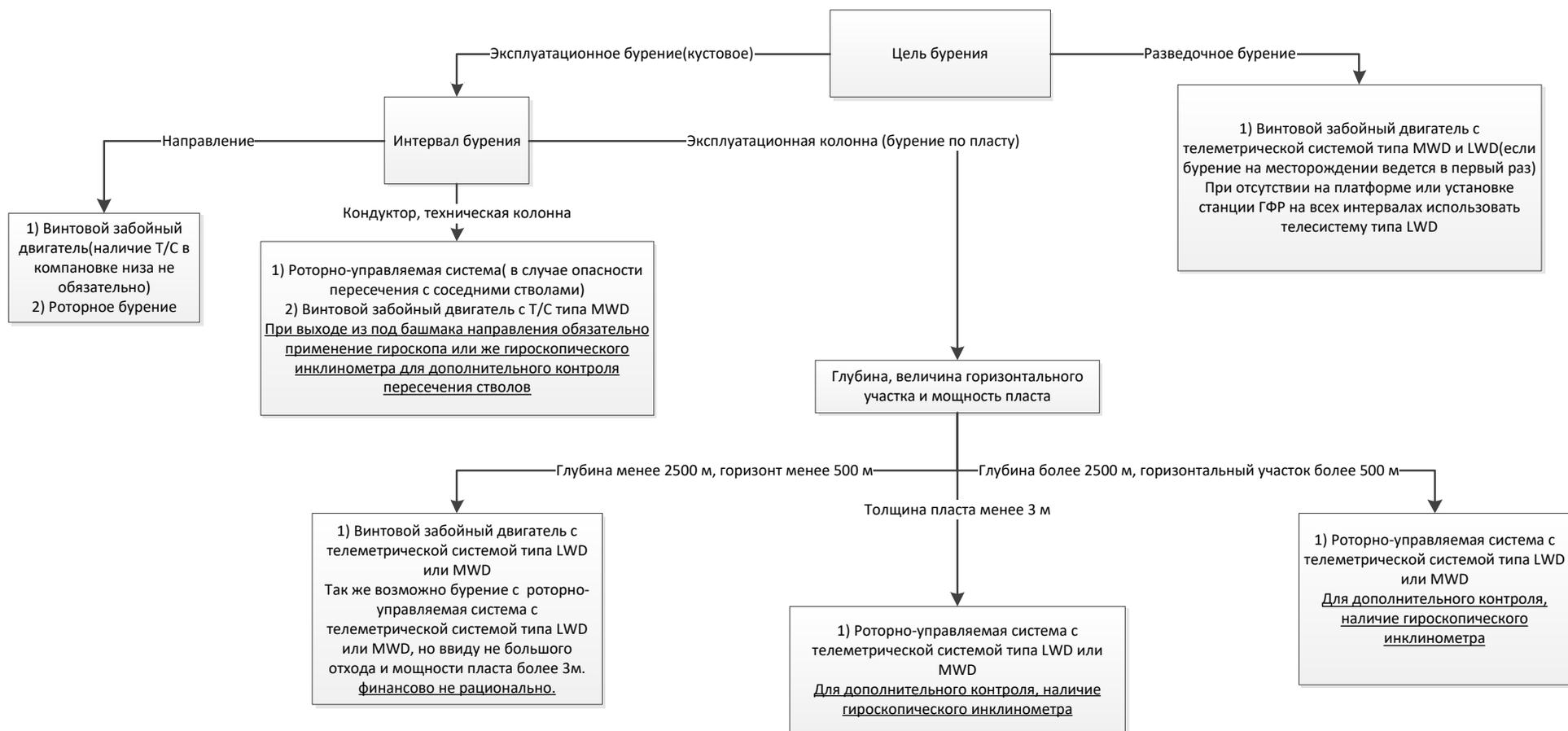


Компенсаторы вертикальных и горизонтальных колебаний



Приложение Г

Выбор геонавигационного оборудования



Приложение Д

Операций по бурению с нормативным временем

В связи с наличием научной новизны результатов исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

**Приложение Е
(справочное)**

**Development of an algorithm for selecting equipment and designing
well construction processes on the shelf and at sea**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Полежаев Данила Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностраных языков	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

Nowadays there are a lot of different mobile drilling units from which offshore drilling take place. Here can be used different bottom founded drilling rigs (swamp barges or jack up barges), combined production and drilling facilities either floating platforms or bottom founded, and deepwater mobile offshore drilling units including drill ships and semi-submersibles.

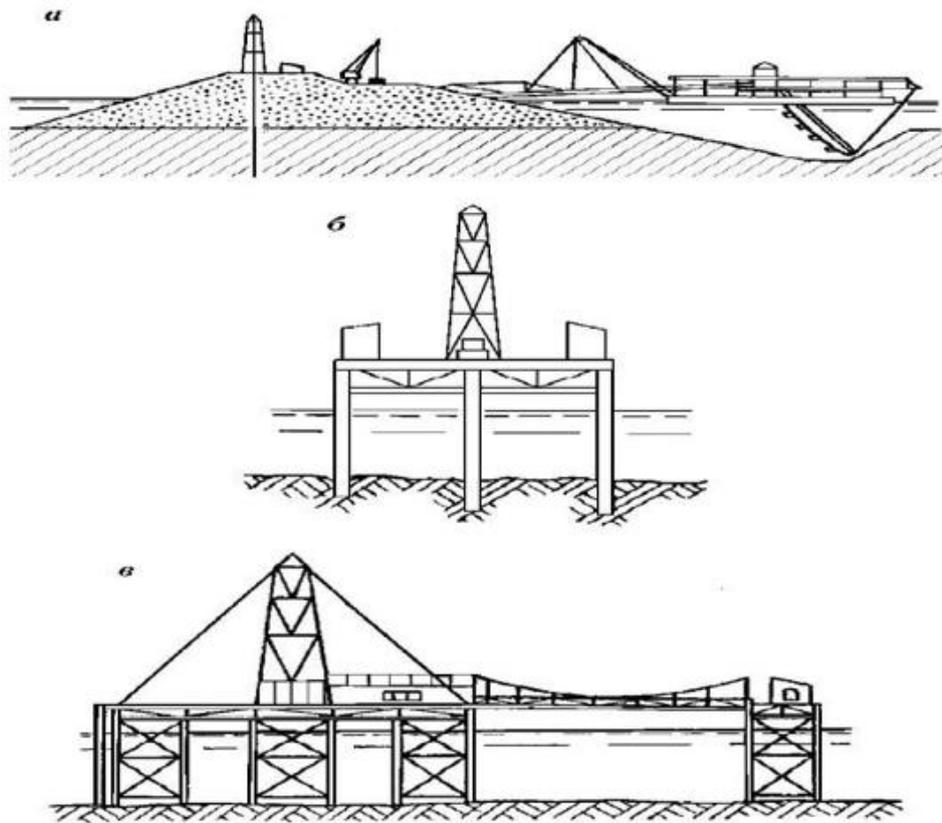
Fixed platforms

Fixed offshore platform – an offshore platform, the supporting part of which is fixed on the seabed. The stationary offshore platform mainly drills wells using the cluster method. Features are long-term operation, impossibility of movement, long-term structure. Depths of more than 20 m complicate the construction process, while depths of less than 20 m make it difficult to approach tanker platforms or build underwater oil and gas pipelines.

Based on the depth of the water area, stationary bases are in the form of artificial islands and peninsulas. They are formed after blocking a part of the coastal water area with a dam and pumping water out of it. There are also those created by artificial freezing of ice, poured or washed.

Stationary foundations of alluvial and bulk types are securely connected to the surface of the seabed. Therefore, the process of drilling from them does not depend on sea waves (figure 1.1, a). However, the cost of building such foundations rises sharply with increasing sea depth. It is advisable to wash the islands at a water depth of up to 15-20 m.

Stationary foundations on metal structures are usually erected at sea depths of up to 60 m. They are mounted on piles driven into the ground at the drilling site (Figure 2.1, b), or on large blocks of a prismatic rod structure, lowered to the bottom (Figure 2.1, c) [1].



a - alluvial and bulk type; b - on piles; c - on large blocks of a prismatic rod structure

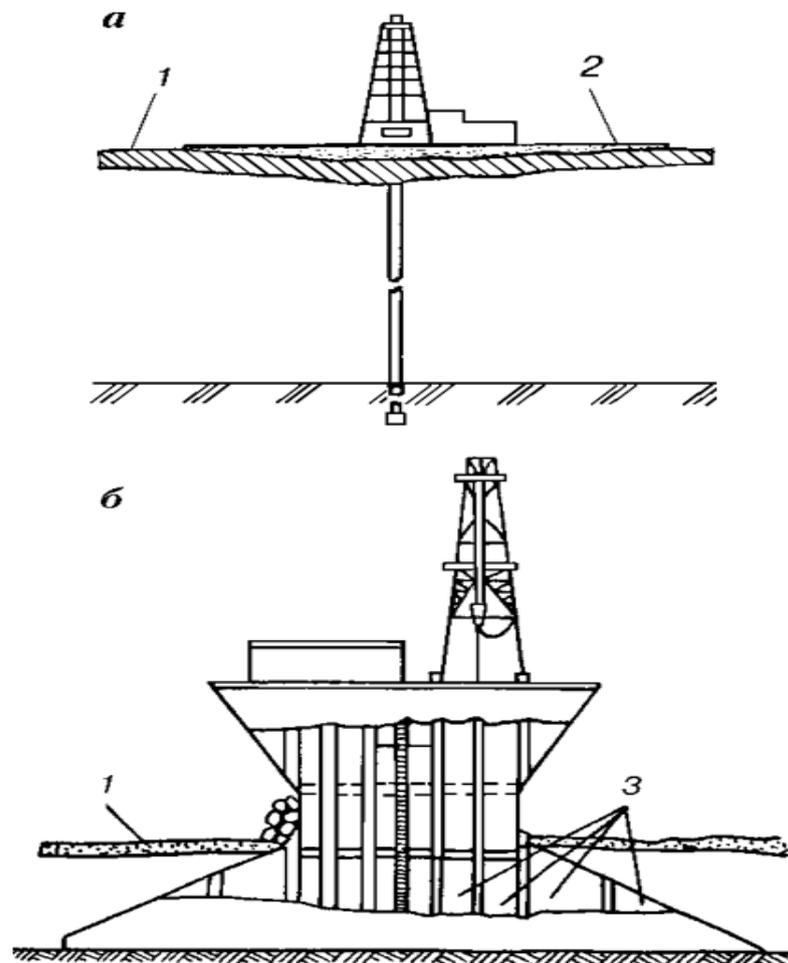
Figure 2.1 - Types of stationary bases

Ice bases for drilling wells are most often constructed in the Arctic seas by repeatedly covering the ice field with thin freezing layers of sea water. As the ice thickens, the ice mass sinks into the water and may sink to the bottom of the sea. In the practice of drilling at considerable depths of the sea, by freezing the thickness of ice, floating ice bases are formed (Figure 3.1, a), and at a shallow depth of the sea - ice islands resting on the ground.

The construction of ice islands is much more economical than metal foundations. Since the building material (water) is in place. There is no need to dismantle the island after drilling is completed, as it will melt in the summer. The construction of an ice island for drilling deep oil and gas wells takes from 2 to 6 months. For the construction of an island from metal structures - from 3 months to 2-5 years [2]. Ice islands must have sufficient strength and good adhesion to the seabed. The

strength of ice depends on the duration of exposure when water freezes, air temperature, and wind strength. To increase the strength of the ice, salinity should be reduced and the water temperature should be regulated. The disadvantage of ice islands is the limited drilling time from them, as they melt in summer.

If necessary, year-round work from the ice island is frozen with the help of refrigeration units. One island designed to operate in waters up to 21 m deep. It consists of two sealed metal containers in the form of cones (Figure 3.1, b). The lower cone is designed to break the moving ice, and the upper cone is designed to move the broken ice to the sides.



a - freezing area; b - island with refrigeration units; 1 - natural ice cover; 2 – artificially frozen ice rink; 3 - metal cavities with refrigeration units and water frozen by them

Figure 3.1 - Schemes of ice bases

The cone-shaped metal base has positive buoyancy and is transported to the work site by tugboats. At the point of drilling, the metal base sinks to the bottom of the sea as a result of filling the containers of the cones with water. Then the water in the tanks is frozen using a refrigeration unit that maintains the required ice temperature all year round.

Jack-up rigs

A jack-up rig or a self-elevating unit is a species of mobile drilling unit that consists of a buoyant hull equipped with a number of movable legs, capable of raising its hull over the surface of the sea. The buoyant hull allows transporting the platform and all attached machinery to the necessary location. On the necessary location the hull is raised to the required level above the sea surface supported by the sea bed. The legs of such platforms may be designed to penetrate the sea bed, may be fitted with enlarged footings or sections or may be attached to a bottom mat. Generally, jack-up drilling rigs are not self-propelled and rely on heavy lift ships or tugs for transportation.



Figure 4.1 – A jack-up oil rig

A jack-up rig is a barge equipped with long support legs that can be lowered or raised. The jack-up is maneuvered (by towing or self-propelled) into necessary location with its legs lifting up and its hull floating on the water surface. As soon as rig arrives to the work location, its legs are jacked down to the seabed. Then "preloading" takes place, where the weight of the barge and additional ballastwater are used to drive the legs securely into the sea bottom so they will not penetrate further while operations are carried out. Then the jacking system is used to raise the entire barge above the water to a predetermined height, so that current loading and tides act only on the barge legs and don't act on the barge hull [2].

The main reason why such jack-up drilling rigs came into existence was because the oil drilling procedure was often interrupted as a result of wind and water conditions. With the support of jack up platforms, it was ensured that a firm base was provided to the oil rig so that the procedure of oil drilling could carry on without any interruptions.

It needs to be noted that the first jack up rig was launched in the year 1954. Such jack-up platforms are examples of what is known as the Mobile Offshore Drilling Unit or MODU as it is very popularly called. The material used to create the jack up platform is made of steel so that there is no threat of erosion when the rigs are placed in the water. When these jack-up drilling rigs are seen from afar, they look like towers that supply electricity.

These platforms can be of two types:

Open-Truss: this type of platform is advantageous because it offers a lot of stability to the jack-up system. Open-Truss platforms are designed in a pattern that is criss-crossed which ensures the stability aspect of the oil rig mentioned in the previous point.

Columnar Platforms: unlike the previous version of jack up platform, the columnar platforms are constructed in a columnar or rectangular form. This reduces the effective weight-bracing facility of these platforms making them a problem in case strong wind conditions affect the water in which the oil rig stands [36].

A jack-up system is highly unique facility. This rarity along with the supreme

utility is what has enabled the jack up drilling rigs to be a part of the oil drilling operation for over six decades. It is also this uniqueness that will enable the jack up rig to be a major part of the oil drilling industry in the future, for years and years to come.

Semi-submersible rigs

Semi-submersible rigs are mainly used in marine operations carried out in the high seas like oil drilling and production platforms for oil.

The semi-submersible vessel was developed because of the need for vessels that could stay afloat and carry out their required functions in the high seas amidst the constant movement of the waves.



Figure 5.1 – Semi-submersible rig

The concept of a semi-submersible vessel emerged towards the early 21st century. According to many sources, Shell Company's Bruce Collipp is regarded as the pioneer and creator of these big ships. But it is also said at the same time that the

idea behind the semi-submersibles was that of Edward Robert Armstrong, who utilised the theory of landing planes in sea platforms supported by ballast tanks in a columnar form [37].

At first, semi-submersible rigs were designed only to be used in shallow waters. Such rigs could be used in water levels up to 30 meters. But later on as the need was felt for rigs which could be operated in more depths, the invention of the marine equipment developed and extended.

In simple terms, the semi-submersible vessel is supported by way of pontoons which are located under the water surface. Over the submerged pontoons, there are steel columns which provide support to the semi-submersible vessel.

The pontoons are ballasted which means that it becomes easy for the big ships to achieve submersion and buoyancy easily. Also, in case the vessel has to move from the deeper depths of the offshore areas to the shallow areas, by pushing out the water from the ballast tanks, the vessel height can be adjusted.

The anchoring of the semi-submersible vessel is provided by way of anchors attached to cables and wires in a set of 6 to 12.

Since the operating area of the semi-submersible rigs is located quite high from the submersible pontoons, there is no danger of the big ships collapsing into the water [37].

One of the most important advantages of a semi-submersible ship is that it helps to haul seemingly large cargo. The cargo carrying area of the semi-submersible ship is submerged under the water with the help of the ballast tanks. After the cargo is fully loaded into the loading area, the loading area (deck) is raised once again out of the water and the semi-submersible ship along with its cargo makes its journey to the specified destination.

With the help of marine technology like the semi-submersible vessel, a lot of marine operations are carried out with the least amount of problems. This is the most important factor that makes these vessels indispensable in important marine operations.

Drill ships

Drill ships are special purpose ships which are used for drilling on the ocean beds at deep seas.

Such offshore drilling ships, relative to their operational peers have come to be regarded as a safe and sure option for extracting oil and gas at the sea.

This is mainly because of the easy transportability that these vessels offer vis-à-vis the semi-submersibles and other kinds of ships that are used to carry out drilling operations in the high seas.



Figure 6.1 – Drill ship

Drill ships are inherently ships designed to provide optimum viability while on water, thus making it easy for the conglomerates to engage their services for better qualitative results in the overall scheme of drilling viability and functionality.

Drilling vessels can also be used as an analytical vessel to carry out sub-water researching operations in the high seas [1].

The drilling equipment aboard these vessels can penetrate to really greater depths (anywhere over 600 meters to over 3,000 meters) and can be relocated in the high seas as the requirement necessitates.

Likewise, the drilling equipments aboard the oil drilling vessels can also be employed to shoal areas to carry out the necessarily required maritime operations.

In order to help they stabilize in the water, these vessels utilize equipments like GP systems and exceedingly strong support cables and ground tackles to keep them firmly positioned in the drilling area.

The construction of a drill ship involves a crane-like framework to hoist and lower the required drilling apparatuses from and into the water from a hatchway specifically constructed to pass through the vessel, into the water's depths to aid the process. This feature of the offshore drilling ships makes them highly economical and conducive to the high seas drilling, in addition to the aforementioned aspects.

The concept of a drillship is comparatively newer as compared to the currently existing crop of offshore drilling ships. However, in spite of their founding nature in the high seas' drilling operations, many shipping corporations have thoroughly embraced the idea of these oil drilling vessels as being a worthy peer to the current creed of drilling ships [1].

In terms of their initiation, drill ships were pioneered by American maritime engineers as a way of tackling the unpredictable maritime conditions in and around the country's Pacific coastline in the mid-20th century. From their innovation till now, various technological developments have asserted the credibility of the drill ships. This has further emphasized its utility and functionality in the entirety of the international drilling sector.

There has been a huge spurt of growth in the demand for such drilling vessels. In the coming few years, it is expected that the demand for these ships will increase not just quantitatively but also qualitatively – in terms of their utilities and serviceable functionalities. If and when, such advancement comes to pass, it can be regarded as crossing a huge milestone in the international offshore drilling domain.

Tension Leg Platform (TLP)

Tension Leg Platform (TLP) is an offshore floating platform which is used for

oil and gas exploration.

A Tension Leg Platform (TLP Platform) is so referred because of its structural dynamics. The offshore platform consists of steeled sinewy pillars that are tautened on purpose and supported with cable-lines to provide weightlessness to the floating operational platform structure above the surface of the water.

One of the most extensively used type of oil platform, the oil platform design gains immense credibility primarily because of this structural singularity and secondly because of its high efficiency levels in comparatively deeper high seas operational areas.



Figure 7.1 – Tension Leg Platform (TLP)

The constructional configuration of the TLP platform can be categorized into three major components. The operational rectangular deck of the platform rising above the oceanic surface is quite akin to other types of high seas' drilling and rig decks.

Just below the operational platform are four pontoon-like pillars filled up with air that provide the necessary weightlessness to the above placed operating deck. These pontoon-like structures are regarded to be the mainframe torso of the entire tension leg platform [38].

Affixed to this torso are the aforementioned cable-lines that are appropriately tautened so as provide the necessary tenseness that would account for the weightlessness of the overall structure.

Extending from the pontoons are the steeled sinews, founded deep into the oceanic depths. These steeled structures enable the provision of stability to the entirety of the offshore oil drilling platform on a more permanent basis, as compared to other existing offshore rig platforms [38].

The structural paradigm of this type of oil platform prevents disruptions to the drilling operations arising on account of instability of the structure's foundation.

Thus while the tension leg platform is subject to slight sideways motions at its surface because of the tidal motions, the continuity of the drilling operations are well-accounted for because of the stability of the structure at its constructional base.

These kinds of oil platforms are highly suitable in areas prone to regular volatility of the oceanic conditions. Examples of some of the high seas where TLP platforms are currently operated include the Gulf of Mexico and in certain parts of the North Sea.

Alongside being utilised for excavation of oil from their sub-water reservoirs, these platforms have also been recommended to be utilised for the purposes of installing wind turbines in the high seas. The TLP platforms provide a high cost-to-benefit ratio and their installing in the required oceanic zone is carried out part-by-part by assembling the various components of the platforms [38].

These ingenious drilling instrumentations have been in operational existence since the latter part of the 20th century. In the course of the three decades since their pioneering, several advancements have been made to their initial engineering concept which had further catapulted the utility value of these engineering marvels while presenting the marine domain with yet another viable alternative to carry out the necessary maritime activities.

The FPSO (Floating Production Storage and Offloading) system

The FPSO (Floating Production Storage and Offloading) system is used extensively by oil companies for the purpose of storing oil from the oil rigs in the middle of the ocean and in the high seas. It is one of the best devised systems to have developed in the oil exploration industry in the marine areas.

The FPSO, as its name suggests, is a floating contraption that allows oil rigs the freedom not just to store oil but also to produce or refine it before finally offloading it to the desired industrial sectors, either by way of cargo containers or with the help of pipelines built underwater.



Figure 8.1 – The FPSO (Floating Production Storage and Offloading) system

The use of this system ensures that shipping companies do not have to invest even more money by ferrying the raw and crude oil to an onshore refinery before transferring it to the required industrial areas. In simple terms, the FPSO saves time and money effectively [39].

The following steps will elaborate on the different functions performed by the FPSO as a system:

Production: The ‘P’ in the FPSO stands for production. Production means evolving the crude oil obtained from the deeper parts of the ocean. The FPSO is enabled

and fitted with equipments that would act as a refinery of sort to distil the oil obtained from the ocean along with the gases that are emitted. This is the main feature of a FPSO as only with the help of this feature can a FPSO attain the reliability that it enjoys in today's times.

Storage: This is the second most important feature and the 'S' in the acronym FPSO. Second-most important because just as it is important to filter the excavated oil from its oceanic reservoirs, it is equally important to store it well. For this purpose, the FPSO is built in such a way that the tubes and the pipes and the tanks are perfect for storing the distilled product from the crude raw-material. They are safe and sturdy so as to resist any chances of unwanted oil spillage and thus contamination of the marine life-forms.

Offloading: This is 'O' in the concept of FPSO. The offloading aspect is important when the FPSO has to transfer its contents into ships designed as oil carriers or to pipelines that act as transfer agents. In simple terms, offloading refers to removing the cargo in a FPSO and transferring it to another cargo-carrying vessel or equipment. The offloading part is very tricky as the process is carried out in the middle of the sea and thus requires a lot of concentration and focus in order to avoid any sort of spillage [39].

It has to be noted that even while the entire working process of a FPSO is very intriguing, the designing aspect is very amazing. This is because the system has to be constructed in such a way that it remains invulnerable to the constant changes that take place in the middle of the ocean or the seas. The various tubes and pipes have to be built in such a way that they do not affect the pureness of the oil obtained and the same time do not get broken because of heavy storms or tide- currents.

The FPSO as a system has been in use from the seventies when major-scale oil exploration began in the oceans and seas. In these past four decades, given the way oil exploration industry has been on the rise, the use and relevance of a FPSO has increased even more. The system is foolproof, enables cost efficiency and thus becomes a very major asset when it comes to excavating oil in the marine areas.