

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Совершенствование техники и технологии строительства морских скважин</b>
УДК 622.242.4-048.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Рудов Иван Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	—		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

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

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Рудову Ивану Андреевичу

Тема работы:

Совершенствование техники и технологии строительства морских скважин
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования – техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин на море и на шельфе. Цель – создание теоретической базы, способной помочь нефтяным компаниям при выборе техники и технологии для бурения новых скважин на море и на шельфе.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. История бурения скважин и добычи газа и нефти на морских месторождениях;</li><li>2. История бурения скважин и добычи нефти и газа в Арктике;</li><li>3. Буровое оборудование для строительства скважин на море и на шельфе;</li><li>4. Специальное подводное устьевое и прочее оборудование для бурения на море и в Арктике;</li></ol>

	5. Особенности ведения работ на море и в Арктике; 6. Техника безопасности при ведении работ на море и в Арктике.
<b>Перечень графического материала</b>	Необходимость в графических материалах отсутствует.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Ассистент, Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н., Задорожная Татьяна Анатольевна
Разделы, выполненные на иностранном языке	Доцент, к.ф.н., Стрельникова Анна Борисовна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Types of Mobile Drilling Units	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Д	Рудов Иван Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Д	Рудову Ивану Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>	
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление</b>	«Нефтегазовое дело»

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

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования – техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин на море и на шельфе. Цель – создание теоретической базы, способной помочь нефтяным компаниям при выборе техники и технологии для бурения новых скважин на море и на шельфе.</i>
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

7.1 SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть»	<i>Провести SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть». Выявить сильные и слабые стороны компании, обозначить возможности и угрозы.</i>
7.2 Структура и организационные формы работы компании ПАО «НК «Роснефть»	<i>Рассмотреть структуру и организационные формы работы компании ПАО «НК «Роснефть».</i>
7.3 Анализ решения компании ПАО «НК «Роснефть» по переходу на двухколонную конструкцию скважин на Ванкорском месторождении	<i>Провести анализ решения компании ПАО «НК «Роснефть» по переходу на двухколонную конструкцию скважин на Ванкорском месторождении. Построить линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин.</i>
7.4 Расчет экономической эффективности применения двухколонной конструкции скважины на Ванкорском месторождении	<i>Произвести расчет экономической эффективности применения двухколонной конструкции скважины на Ванкорском месторождении.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

- Матрица SWOT*
- Линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин*

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	—		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Рудов Иван Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Д	Рудову Ивану Андреевичу

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение нефтегазового дела</b>	
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление</b>	«Нефтегазовое дело»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Объект исследования – техника и технологии, применяющиеся при бурении скважин на море и на шельфе.*

*Цель – создание теоретической базы, способной помочь нефтяным компаниям при выборе техники и технологии для бурения новых скважин на море и на шельфе.*

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

**8.1 Производственная безопасность**

8.1.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования

8.1.2 Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования

*Рассмотреть факторы, влияющие на персонал, работающий на морских буровых установках.*

*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.*

*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.*

*Рассмотреть источники возникновения каждого фактора; привести допустимые нормы; рассмотреть средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия каждого фактора.*

**8.2 Экологическая безопасность**

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

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

*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.*

<p><b>8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>  8.3.1 Наиболее типичная ЧС при бурении морских скважин, причины возникновения ЧС  8.3.2 Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация открытых газовых и нефтяных фонтанов</p>	<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>
<p><b>8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  8.4.1 Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства  8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка</p>	<p><i>Привести специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для вахтового метода осуществления работ.  Привести требования, предъявляемые при обустройстве вахтового поселка.</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Рудов Иван Андреевич		

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела  
Уровень образования: Магистратура  
Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

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)
	<i>Выполнение теоретической части работы</i>	50
	<i>Создание каталога морских буровых установок</i>	40
	<i>Устранение недочетов в работе</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 136 страниц, 18 рисунков, 7 таблиц, 26 литературных источников, 2 приложения.

Ключевые слова: МОРСКОЕ БУРЕНИЕ, БУРЕНИЕ НА ШЕЛЬФЕ, МОРСКИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ, ПОДВОДНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Объектом исследования является техника и технологии, применяющиеся при бурении 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.

В процессе исследования проводился анализ морских буровых установок различного типа, выделялись достоинства и недостатки установок каждого типа.

В результате исследования удалось выделить классификацию морских буровых установок, выделить достоинства и недостатки буровых установок каждого типа, создать каталог морских буровых установок.

В будущем планируется расширить каталог морских буровых установок.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина**: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **конструкция скважины**: Система крепления ствола скважины колоннами обсадных труб, обеспечивающая достижение скважиной проектной глубины, возможность ее исследования, изоляцию проницаемых горизонтов и осуществление запроктированных режимов эксплуатации.
- **буровой раствор**: Технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.
- **буровая установка**: Комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.
- **газонефтеводопроявление**: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.
- **шельф**: Выровненная область подводной окраины материка, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением.

### Обозначения и сокращения

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

- МБУ – морская буровая установка;
- ПБУ – плавучая буровая установка;

- ППБУ – полупогружная плавучая буровая установка;
- БС – буровое судно;
- ПБА – подводный буровой агрегат;
- ПУО – противовыбросовое устьевое оборудование;
- НЭУ – накопленный экологический ущерб;
- СПО – спуско-подъемные операции.

### **Нормативные ссылки**

В данной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

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

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

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

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

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

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

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

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

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

## Оглавление

Введение.....	13
1 История бурения скважин и добычи газа и нефти на морских месторождениях .....	14
2 История бурения скважин и добычи нефти и газа в Арктике .....	24
3 Буровое оборудование для строительства скважин на море и на шельфе...	33
4 Специальное подводное устьевое и прочее оборудование для бурения на море и в Арктике .....	52
5 Особенности ведения работ на море и в Арктике .....	62
6 Техника безопасности при ведении работ на море и в Арктике .....	74
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	82
8 Социальная ответственность .....	95
Заключение .....	116
Список использованных источников .....	117
Приложение А .....	120
Приложение Б .....	136

## **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 бурении скважин на море и на шельфе. Конечная цель данной работы заключается в формировании теоретической базы, предназначенной для использования 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 История бурения скважин и добычи газа и нефти на морских месторождениях**

Каспийское море принято считать первым морем, исследованным нефтяниками. В 1781-1782 гг. для изучения территорий Каспийского моря была направлена специальная экспедиция. В путевых журналах было указано, что в условиях шторма эскадра приблизилась к берегам острова Жилой. Участники экспедиции уловили характерный запах нефти, разлившейся по поверхности воды. В путевой журнал экспедиции была внесена следующая запись: «Явление сие иначе растолковано быть не может, как тем, что плавающая оная на поверхности моря нефть выходит из самородных ключей, на дне оною находящихся, и по легкости своей наверх выплывает, ибо, как весь Бакинский берег изобилует та сими ключами, то весьма вероятно, что некоторые из них простираются подземными своими проходами и до глубины морской» [3].

Житель Баку Касымбек Селимханов в начале XIX века начал добычу нефти с морского дна на расстоянии около 18 и 30 м от побережья Биби-Эйбата. Касымбек Селимханов соорудил два нефтяных колодца, из которых ему удавалось добывать 3-4 ведра нефти. Эти колодцы были защищены от воды специальными срубам, состоящими из плотно сколоченных между собой досок. В 1825 г. произошел сильный шторм, разрушивший колодцы, и прекративший существование первого в истории морского промысла.

12 апреля 1819 г. горный чиновник Эйхфельд написал рапорт относительно состояния нефтяных источников на имя генерала Ермолова, командующего на Кавказе. В своем рапорте он попытался обратить внимание главнокомандующего на следующее: «Особенно замечательно по Бакинской провинции чрезвычайное множество нефти вокруг морского залива... Местами ключи являются недалеко от берегов в самом даже море, поднимаясь под водою вверх изо дна оною....» [3]. В 1848 году академик Герман Вильгельмович Абих написал: «За несколько дней перед сим я

открыл в Бакинском заливе обширную группу газовых источников, освобождающих горючий газ с такой силой и в таком количестве, что вблизи них едва может двигаться лодка». В период времени с 1859 по 1861 год Герман Вильгельмович описал морское нефтяное месторождение «Нефтяные Камни», приложив подробную схему, отражающую местоположение камней. В 1885 году после посещения южной части Каспия академик К.М. Бэр описал «извержение нефти» из моря. В 1904 году геологу Д.В. Голубятникову удалось доказать простираие нефтеносных толщ под дном Биби-Эйбатской бухты, после чего он опубликовал геологическую карту Биби-Эйбата.

На территории Северной Америки морскую нефть начали добывать в 1894 году в Калифорнии. В 1897 году недалеко от Сомерланда, расположенного в пределах приливной полосы Тихого океана, производилось бурение неглубоких морских скважин (до тысячи метров). При этом буровые вышки, не имеющие защитных шахт, были установлены на обычные деревянные сваи и соединялись с побережьем при помощи деревянных пристаней. Производительность скважин составляла не более 1-2 баррелей в день. В 1899 году произошел сильный шторм, вследствие чего в скважинах, не оборудованных защитными шахтами, были сломаны колонны, и внутрь скважин попала морская вода. В тот момент времени добыча морской нефти не могла составить конкуренцию интенсивной добыче нефти на суше. По этой причине предприимчивые американские нефтяники отказались от бурения скважин на море.

В 1896 году, в России горный инженер В.К. Згленицкий обратился в Управление государственными имуществами Бакинской губернии и Дагестанской области с просьбой предоставить ему несколько участков для разведки на нефть. В.К. Згленицкий планировал проводить разведку, используя вышки, сооружаемые в открытом море. Названное управление отклонило прошение Згленицкого, сославшись на то, что море и морское дно не находятся в его ведении. Получив отказ от Управления государственными имуществами, В.К. Згленицкий направил свое прошение министру

государственного имущества и земледелия. Згленицкий считал, что открытие новых нефтяных районов должно стать важным этапом развития нефтяной промышленности Баку. В своем прошении он писал, что одним из наиболее перспективных районов является территория Каспийского моря [3].

Однако министр государственного имущества и земледелия так же отказал Згленицкому, сославшись на то, что «территории, занятые морем, могут быть предоставлены в пользование частным лицам только при наличии особых привилегий». В тот же период времени министр отклонил аналогичное прошение, направленное горным инженером Хатисовым.

Получив отказ от министра, В.К. Згленицкий написал новое прошение и направил его на рассмотрение в Горный департамент. В данном прошении он указывал, что уровень развития техники позволит производить разведку морского дна без каких-либо технологических затруднений. Единственной проблемой Згленицкий считал большую стоимость ведения работ по сравнению с разведкой, производимой на суше.

После рассмотрения данного прошения горный департамент, не оценив по достоинству идею В.К. Згленицкого и, сославшись на целый ряд причин (высокая себестоимость нефти, добываемой из морских скважин, вред для прохода судов и рыболовства, опасность фонтанов и т.д.), отказал В.К. Згленицкому в его просьбе. Несмотря на отказ, сотрудники Горного департамента были вынуждены признать, что дно Каспийского моря близ Баку с большой долей вероятности является нефтеносным, вследствие чего решено было подвергнуть этот вопрос более тщательному изучению.

По результатам данного решения в 1897 году Кавказским горным управлением вопрос о добыче нефти на территории Каспийского моря был передан на обсуждение технической комиссии по охране Бакинских нефтяных промыслов. Вместе с тем, инженером управления Н.И. Лебедевым было получено поручение о сборе данных, связанных с нефтеносностью области, прилегающей к Апшеронской бухте.

10 февраля 1898 года прошло заседание Горного департамента, на котором были рассмотрены геологические разрезы и описание нефтеносности области, прилегающей к Апшеронской бухте, предоставленные инженером Н.И. Лебедевым. По результатам заседания вопрос о нефтеносности рассматриваемого участка был решен положительно.

В 1898 году техническая комиссия согласовала использование нефтеносного дна для разведки и добычи морской нефти. Несмотря на это, комиссия признала морское бурение экономически неэффективным, указав, что «в той области морского дна, где по результатам геологических исследований установлено присутствие нефти и где наличие нефтяного промысла не нанесет вред судоходству и рыболовству, может быть произведена добыча нефти, но не с поверхности моря, а со специального насыпного основания» [3].

Для того чтобы подготовить к добыче нефти прибрежную полосу Каспийского моря в Баку была организована специальная комиссия. На заседании данной комиссии 29 июля 1900 года В.К. Згленицкий представил разработанную им методику и технику разведки морского дна при помощи бурения. В разработанном им проекте описывалась:

- технология установки буровой вышки на сваи;
- технология изготовления прочной наружной и внутренней обшивки вышки и непроницаемого помоста, возвышающегося над поверхностью моря не менее чем на 12 футов. Помост конструировался для того, чтобы получить возможность спускать добываемую нефть самотеком в баржи.

Согласно проекту В.К. Згленицкого подразумевалось дальнейшее оборудование буровой вышки, заключающееся в следующем: в установке непроницаемых бортов (высотой около 4 футов), расположенных по периметру непроницаемого помоста. За бортом планировалась установка специальной неширокой панели, оборудованной перилами, кроме того, на

уровне поверхности воды должна была быть установлена другая спасательная неширокая панель, с которой при возникновении пожара рабочий персонал садился бы в лодки или, надев спасательные круги, бросался бы в море. Согласно проекту Згленицкого обе панели соединялись друг с другом при помощи лестницы, обшитой железом. На одной из сторон вышки проектировался специальный непроницаемый борт. Данный борт снабжался наклонной плоскостью, имеющей форму желоба, и предназначался для спуска нефти при возникновении фонтана. Фонтанная нефть должна была накапливаться на полу вышки вместе с песком, как бы в большом амбаре, а затем переливаться в виде каскада через низкую часть борта (порог) прямо в большую (200 тыс. пудов) баржу. В целях обеспечения пожарной безопасности на объекте панели, перила, борта, пол и выступающие над морской поверхностью сваи согласно проекту обшивались толстым листовым железом. Каждая буровая вышка должна была быть оснащена спасательными нагрудниками и кругами.

В.К. Згленицкий предложил установить вышки правильными рядами, оставив между ними десятисаженные каналы для прохода судов. Он планировал разместить 24 вышки на одной десятине. Для того чтобы предотвратить проникновение воды в скважину проектировалось сооружение специальной шахты в виде железного кессона с тампонажем внизу. Согласно проекту нефть, добываемая из скважин, принималась на наливные суда и транспортировалась к нефтяному амбару, сооруженному в удобном месте. При возникновении фонтана нефть размещалась на специальной железной барже вместимостью до 200 тысяч пудов нефти. На барже размещались насосы большой мощности, подъемный кран и приспособления для регулирования фонтана. Баржа должна была играть роль посредника между наливными судами и фонтанирующей скважиной.

На том этапе развития отрасли проект В.К. Згленицкого посчитали слишком инновационным и противоречащим установившейся практике бурения скважин. По этой причине комиссия отказалась эксплуатировать

морское дно при помощи надводных установок. По результатам заседания В.К. Згленицкий не получил разрешение комиссии на реализацию разработанного им проекта.

В дальнейшем было предпринято еще несколько попыток разрешить проблему эксплуатации нефтяных горизонтов, скрытых под морским дном. 24 ноября 1905 года И.С. Заковенко подал ходатайство на право проведения разведки и разработки морских нефтяных месторождений по спроектированной им технологии. Он изобрел кессон-понтон, оборудованный собственными механизмами для перемещения по морю. И.С. Заковенко представил чертежи, на которых изображались план, поперечный и продольный разрезы кессона, и его точное описание. С помощью своего изобретения, способного свободно передвигаться по морю, он предлагал осуществлять добычу нефти, и других залежей, расположенных в недрах земли, скрытой поверхностью моря.

Рассмотрев проект И.С. Заковенко, Горный ученый комитет отказал инженеру в реализации проекта, сославшись на недостаточное количество расчетов и сведений. 7 июля 1906 года И.С. Заковенко подал второе ходатайство, содержащее ответы на вопросы комитета, однако оно также было отклонено [3].

Таким образом, можно сделать вывод о том, что именно российские инженеры впервые разработали проекты об эксплуатации морских нефтяных залежей, однако из-за консервативности руководящего аппарата их проекты не были приведены в жизнь. Через некоторое время многие разработки наших инженеров были реализованы специалистами США, разрабатывавшими морские месторождения на территории Мексиканского залива и Калифорнии.

Например, компания «Товарищество братьев Нобель» в 1906 году пробурила скважину на дне озера, расположенного недалеко от поселения Кала в районе выхода на поверхность природных газов. Глубина пробуренной скважины составила около 600 м. В процессе бурения на

глубине примерно 400 м были получены незначительные дебиты белой нефти с удельным весом 0,775-0,780 г/см<sup>3</sup> и сильные притоки газа.

Комиссии, заседавшие в период с 1898 по 1900 годы, признали необходимость продолжить работы по разработке морских месторождений и использованием технологии засыпки морского дна. Согласно данной технологии морское дно засыпалось до слияния прибрежной материковой полосы с вновь образуемой площадью. Комиссии обосновали использование методики засыпки морского дна в отношении Биби-Эйбатской бухты тем, что бухта окружена высотами с внушительными запасами камня и земли, которые можно использовать при засыпке.

Для создания проекта по засыпке территории Биби-Эйбатской бухты был объявлен международный конкурс. К концу 1906 года было получено 16 проектов, в том числе: четыре проекта из Баку, четыре проекта из других городов России, пять проектов из Германии и три проекта из Франции. Несмотря на это технический отдел конкурса по засыпке бухты составил свой собственный проект. Работы по реализации проекта засыпки территории Биби-Эйбатской бухты начались 15 августа 1909 года. В 1910 году П.Н. Потоцкий, руководивший в то время сооружением канала Херсон-Очаков, получил предложение возглавить работы по засыпке бухты, поступившее от Бакинских нефтепромышленников. П.Н. Потоцкий принял предложение и посвятил следующие 20 лет своей жизни работе над этим проектом. По предложению Потоцкого в 1910 году Сормовскому заводу было заказано производство каравана землечерпательных машин, которые удалось изготовить лишь в 1916 году. В караван входили шесть буксирных пароходов, два землесоса мощностью до 1100 л.с. и десять барж, обладающих вместимостью до 1100 м<sup>3</sup> каждая. Также в состав каравана входило два понтона и ряд других объектов. Однако караван был направлен на Балтику для военных целей, не успев поучаствовать в работе по засыпке бухты. К 1917 году на реализацию проекта по засыпке бухты было вложено

более 5 миллионов рублей золотом, при этом была засыпана территория в 193 га.

Засыпка, произведенная для эксплуатации нефтяных залежей, расположенных под морским дном в районе Биби-Эйбатской бухты, является единственной в мировой практике. Успешная реализация проекта стала возможна благодаря благоприятным гидрометеорологическим условиям, характерным именно для данного района, а также благодаря наличию богатейших нефтяных залежей.

Работы по засыпке производились круглосуточно, при этом для формирования каждого гектара суши расходовалось до 65 тысяч м<sup>3</sup> грунта. 6 ноября 1922 года на насыпном основании Биби-Эйбатской бухты началось сооружение первой буровой, получившей имя А. Енукидзе. К сожалению, первые пробуренные скважины не дали притока нефти, так как их стволы попали в жерло грязевого вулкана. Именно по этой причине начались новые дискуссии о целесообразности добычи морской нефти. Следует отметить, что большинство специалистов требовало срочно прекратить работы, считая грязевой вулкан неизлечимым дефектом месторождения и доказывая, что добыча нефти в данном районе не представляется возможной.

Активная дискуссия велась и на страницах технических журналов того времени. Статьи за и против реализации проекта по засыпке печатались в таких журналах как: «Нефтяное и сланцевое хозяйство» и «Азербайджанское нефтяное хозяйство», а также на страницах газеты «Бакинский рабочий».

Все эти разногласия привели к тому, что 1 мая 1924 года засыпка бухты была приостановлена. Работы по бурению были возобновлены только к осени 1924 года, и вскоре после этого несколько скважин (№ 2, 5, 23, 27) показали значительные дебиты нефти (от 50 до 100 тысяч пудов нефти в сутки).

В общей сложности в прибрежной части Биби-Эйбатской бухты, занимающей площадь примерно 350 гектар (из них было освоено 300 гектар),

в период времени с 1923 по 1935 годы удалось добыть 15 миллионов тонн нефти. При этом была произведена разработка только одного верхнего отдела продуктивной толщины. Следует отметить, что В.С. Мелик-Пашаев и Н.С. Тимофеев в рамках своей оценки указывали, что за оградительным молом осталась нефтесодержащая территория, при этом примерно 90 гектар было засыпано напрасно [3].

К концу 1920-х годов интерес нефтяников к изучению морских просторов начал расти. Несмотря на практический опыт, связанный с организацией работ по бурению морских скважин, до 1933-1935 годов в литературе СССР отсутствовали статьи, обобщающие опыт ведения работ на морских месторождениях. Лишь к 1934 году в журналах начали появляться статьи, связанные с изучением опыта эксплуатации морских месторождений и определением дальнейших направлений развития отрасли. Автором данных публикаций являлся Ф.Б. Рустамбеков. Его статьи можно считать первыми работами, направленными на обобщение опыта разработки морских нефтяных месторождений Каспия.

Значительный вклад в развитие добычи морской нефти внес инженер Н.С. Тимофеев, который разработал первое металлическое основание, предназначенное для бурения скважин на море. Позднее инженер Б.А. Рагинский разработал другой тип основания. В 1945 году инженер Л.А. Межлумов разработал первые крупноблочные основания ЛАМ. Через несколько лет (в 1947 году) аналогичное основание разработала американская компания «J. Ray McDermott». В 1949 году инженеры С.А. Оруджев, Ю.А. Сафаров и Л.А. Межлумов предложили конструкцию крупноблочных оснований МОС.

Первая морская эстакада начала строиться в 1947 году в СССР по проекту Н.С. Тимофеева, Е.Н. Крылова, Б.А. Рагинского и Н.В. Озерова. Согласно проекту эстакада должна была иметь примыкающие площадки, предназначенные для оборудования.

В 1947 году в США компании «Керр-Макджи» удалось первой применить тендерную установку для бурения скважины в открытом море. Именно с этого момента началось стремительное освоение морских месторождений. Для бурения морских скважин на значительных глубинах появились плавучие установки различных конструкций. Началось интенсивное освоение новых территорий: Аляска в 1959 году, Северное море в 1964 году [7].

В 1956 и 1958 году появились первые книги, написанные советскими учёными Ю.А. Сафаровым и И.П. Кулиевым. В данных книгах были рассмотрены вопросы, связанные со строительством и эксплуатацией морских месторождений. И.П. Кулиев внес огромный вклад в развитие добычи морской нефти. Следует отметить, что ему удавалось пропагандировать идеи развития технологий и техники, которые он грамотно и доступно освещал в своих многочисленных статьях. К сожалению, в настоящий момент его книги недоступны для специалистов и считаются библиографической редкостью.

В период времени с 1950 по 1965 год было написано значительное количество публикаций, связанных с морской нефтедобычей. Однако в то время было открыто богатейшее нефтяное месторождение в Тюменской области, из-за чего интерес к эксплуатации морских недр в СССР начал ослабевать. Статьи, рассказывающие о развитии морской нефтедобычи, начали исчезать со страниц научных газет и журналов. Этот пробел сумел заполнить переводной журнал «Нефть, газ и нефтехимия за рубежом», появившийся во второй половине 1970-х годов. В отечественных журналах публикация статей, связанных с морской нефтедобычей, возобновилась в середине 1980-х годов [7]. Это было связано со значительным интересом нефтяников к исследованию шельфовой зоны северных морей и острова Сахалин. Благодаря этому появилось большое количество монографий, в которых рассказывалось о результатах изучения процесса эксплуатации морских месторождений.

## **2 История бурения скважин и добычи нефти и газа в Арктике**

Континентальный шельф океанов и морей имеет площадь приблизительно 27 миллионов квадратных километров и хранит в себе 60% мировых запасов газа и нефти. Шельф – прибрежная зона Мирового океана, глубина которой 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.

В 1950-х годах некоторые латиноамериканские страны объявили о распространении своего суверенитета на прибрежные территории, находящиеся в пределах 200 миль от берега. Начиная с 1970 года, ООН был принят ряд важных положений, в результате чего XXV Генеральной ассамблеей ООН была принята Декларация принципов управления морским дном вне пределов национальной юрисдикции. В данной декларации принцип морского дна как общего достояния человечества возводился в норму международного закона.

В 1973 году по решению Генеральной ассамблеи была созвана Международная конференция ООН по вопросам морского права. Первая сессия конференции была проведена в Каракасе в период с июня по август 1974 года, вторая сессия прошла в марте-мае 1975 года на территории

Женевы. Именно во время второй сессии участники конференции приняли решение о создании двухсотмильной «экономической зоны».

Поиск потенциальных месторождений газа и нефти на континентальном шельфе Российской Арктики был начат в 30-е годы XX века. Следует отметить, что другие страны, имеющие выход к Арктическому шельфу, в тот период времени не вели разведочных работ.

В 1930 году на территории Республики Коми было открыто первое во всем мире Арктическое нефтяное месторождение – Чибьюское, которое удалось ввести в разработку уже к концу того же года. В 1932 году было открыто крупное Ярегское месторождение, введенное в разработку в 1935 году. Таким образом, можно сделать вывод о том, что СССР – первое государство в мире, организовавшее поиски, разведку и эксплуатацию Арктических месторождений [5].

22 июня 1936 года по постановлению Совета народных комиссаров СССР было создано Главное Управление Северного морского пути при Совете народных комиссаров (СНК) СССР (Главсевморпуть). Согласно постановлению СНК СССР на Главсевморпуть возлагалось несколько задач: окончательно освоить Северный морской путь от Берингова пролива до Баренцева моря; организовать морские, речные и воздушные сообщения, радиосвязь и научно-исследовательскую работу на территории Советской Арктики; развивать производительные силы и осваивать природные богатства Крайнего Севера, обеспечить хозяйственный и культурный подъем коренного населения Крайнего Севера и привлечь это население к участию в социалистическом строительстве.

В целом, на Главное Управление Северного морского пути были возложены следующие обязанности: организация геологических работ, а также работ, связанных с поиском и разведкой полезных ископаемых; создание предприятий, занимающихся добычей этих ископаемых. Для достижения поставленных целей в структуре Главсевморпути было организовано горно-геологическое управление.

В 1935 году Нордвикской экспедицией под руководством Т.К. Емельянцева был описан выход нефти на поверхность в Нордвикском районе на берегу моря Лаптевых. Годом позже, в низовьях реки Енисей Усть-Енисейской экспедицией, организованной Горно-геологическим управлением, был обнаружен выход на поверхность метанового газа. В 1942 году в низовьях Енисея (на Малохетской структуре) удалось получить первый приток природного газа, а впоследствии и нефти. В военные годы геологическими изысканиями на территории арктических районов Западной Сибири руководил В.Н. Сакс. Именно он в 1945 году рекомендовал низовье реки Надым в качестве наиболее перспективного района для поисков залежей углеводородов [5].

В 1948 году в Ленинграде был организован Научно-исследовательский институт геологии Арктики (НИИГА), сыгравший заметную роль в области изучения геологии и перспектив рудоносности и нефтегазоносности арктического региона страны. В 1950 году томские и новосибирские геологи (В.С. Шацкий, В.А. Николаев и др.) получили поручение, связанное с геологической съемкой северных районов Западной Сибири. Именно это событие стало отправной точкой для последующих крупномасштабных поисков углеводородов на территории ЯНАО. Во второй половине 50-х годов XX века Н.Н. Ростовцеву удалось предсказать открытие гигантского газового месторождения на севере Западной Сибири.

В 60-е годы XX века начался настоящий штурм нефтегазовых месторождений Арктики. Ведением геологоразведочных работ в Арктике в 60-80-е годы XX века руководило большое количество блестящих ученых и крупных организаторов науки и геологоразведочного производства.

В 60-е и 70-е годы XX века основная часть геологоразведочных работ была сосредоточена в Западной Сибири, в связи с открытием большого количества нефтяных и газовых месторождений. В 1962 году открылось Тазовское месторождение, которое можно считать первым газовым месторождением Ямало-Ненецкого автономного округа, расположенным в

арктической части Западной Сибири. В последующие годы было открыто сразу несколько крупных и уникальных месторождений:

- 1964 год – крупное Новопортовское нефтегазоконденсатное;
- 1965 год – уникальное Заполярное газовое и крупное Губкинское нефтегазоконденсатное;
- 1966 год – уникальное Уренгойское нефтегазоконденсатное;
- 1967 год – уникальное Медвежье газовое;
- 1968 год – Арктическое газовое и Русское нефтяное;
- 1969 год – уникальное Ямбургское [6].

В 70-х годах XX века основные открытия выпали на долю полуострова Ямал. Здесь в 1971 году было открыто Бованенковское уникальное газовое месторождение, а в 1974 году – Южно-Тамбейское и Харасавейское.

В 80-х и 90-х годах прошлого века было сделано несколько громких открытий на северо-востоке Западной Сибири. В низовье реки Енисей, на территории Красноярского края, были открыты крупные Лодочное, Тагульское и Сузунское месторождения, а также уникально Ванкорское месторождение.

В 1970-е и 1980-е годы XX века на территории Архангельской области Ненецкого автономного округа было открыто большое количество крупных месторождений. В общей сложности за этот период времени было открыто порядка двадцати средних и крупных месторождений, при этом наиболее крупными считаются Тобойско-Мядсейское, Харьягинское и месторождение имени Р. Требса.

В первой половине 80-х годов XX века были начаты работы по поисковому бурению на территории Баренцева и Карского моря (западный сектор Российской Арктики). В 1982 году одна из скважин, пробуренных на арктических островах, дала положительный результат, удалось открыть Песчаноозерное месторождение, характеризующееся наличием нефтяных и

газоконденсатных залежей. В 1985 году началась опытная эксплуатация данного месторождения [4].

В последующие годы работы по поисковому бурению на территории Баренцева и Карского моря были продолжены. К середине 80-х годов удалось открыть три месторождения: Поморское, Мурманское и Северо-Кильдинское. Во второй половине восьмидесятых годов были открыты уникальные газовые месторождения: Русановское и Штокмановское, а также нефтяные: Приразломное и Северо-Гуляевское. Восемь месторождений удалось открыть в 1990-е годы, среди них уникальное Ленинградское и шесть крупных месторождений. Согласно оценке, суммарные запасы данных месторождений превышали 0,5 млрд. тонн нефти и 10 трлн. м<sup>3</sup> газа. Несколько лет назад компания «Роснефть» открыла еще одно перспективное месторождение на территории Карского моря, получившее название «Победа» [1].

Согласно оценкам экспертов, на сегодняшний день более 45% запасов шельфовой нефти и около 90% запасов шельфового газа сосредоточено именно на территории Российского Западно-Арктического шельфа морей Северного Ледовитого океана. Север нефтегазоносной провинции Западной Сибири (ЯНАО), может по праву считаться крупнейшим газодобывающим регионом в мире.

Колоссальные объемы газа и нефти, добытые на территории Арктики за последние 40 лет, могут создать иллюзию того, что так было всегда. Громкие открытия, разведка, освоение месторождений, создание транспортной инфраструктуры, создание техники, предназначенной для эксплуатации шельфовых месторождений, все это было бы невозможно без участия отечественных ученых и инженеров. Успехи нашей страны на шельфе – результат героической работы нескольких поколений ученых Академии наук СССР, вузов страны, отраслевых институтов Министерства геологии СССР, и многих других министерств и ведомств.

В 1946 году начались разведочные работы, направленные на поиск нефтяных и газовых месторождений, на арктическом шельфе США, на Аляске. Благодаря этому, в конце 1940-х годов удалось открыть первые месторождения: нефтяное месторождение Умиат и газовое – Барроу. 1967 год был ознаменован открытием уникального газонефтяного месторождения Прудхо-бей. Через несколько лет было открыто крупное месторождение Купарук-Ривер. Следует отметить, что еще в 1965 году было открыто месторождение Пойнот Томпсон, однако оно было без разведки законсервировано. Разведка данного месторождения была начата лишь в 1977 году. Было установлено, что в его недрах заключено 400 млн тонн запасов нефти и 3 трлн. м<sup>3</sup> запасов газа.

В 1977 году была начата добыча нефти на месторождении Прудхо-бей, при этом максимальную добычу удалось получить только в 1987 году (83 млн тонн). Добытая нефть транспортировалась через Транс-Аляскинский нефтепровод в порт Валдиз, расположенный на юге Аляски. Эксплуатация данного нефтепровода началась в 1977 году. В 1987 году началась добыча шельфовой нефти на месторождении Эндикотт. Следует отметить, что накопленная добыча нефти на морской и континентальной частях бассейна США к концу 2014 года составила примерно 2,5 млрд. тонн.

Согласно оценкам экспертов, в ближайшее время российский сектор Арктики продолжит играть ключевую роль в сфере добычи газа, при этом Ямало-Ненецкий автономный округ останется главной газовой провинцией в стране. Ожидается, что основные объемы газа будут добываться на территории полуострова Ямал (на Бованенковском месторождении, а также на Харасовейском, Тамбейских и других месторождениях).

Освоение и ввод в разработку новых газовых регионов должен производиться осторожно и с обязательным учетом всех рисков, связанных с обострением конкуренции между поставщиками газа на Мировые рынки.

На территории Архангельской области, в Красноярском крае и Ямало-Ненецком автономном округе удалось создать сырьевую базу,

необходимую для роста добычи нефти в условиях падающей добычи в «зрелых» регионах страны.

Компания ОАО «Лукойл», работающая в Республике Коми, планирует увеличение добычи на территории старейшего в регионе Ярегского месторождения. Следует отметить, что нефть на данном месторождении добывается уже на протяжении восьмидесяти лет, при этом суммарная добыча превысила 20 млн тонн. В разные периоды времени специалисты компании оценивали перспективный уровень добычи нефти на месторождении от 2 до 6 млн тонн в год. Для транспортировки вязкой тяжелой нефти Ярегского месторождения компаниями «Лукойл» и «Транснефть» была построена первая очередь стратегического нефтепровода Ярега-Ухта протяженностью 38 км. Пропускная способность нефтепровода составляет 1 млн тонн нефти в год. В настоящий момент проводится ряд испытаний новой технологии разработки, позволяющей повысить коэффициент извлечения вязкой нефти до 0,85. Также планируется в ближайшие 2-3 года увеличить в 1,3 раза объемы по строительству горных выработок, а объемы по бурению – в 1,2 раза [1].

На территории Печорского моря компания ОАО «Газпром нефть» запустила в разработку месторождение «Приразломное». В ближайшее время компания планирует начать разработку Долгинского месторождения.

В настоящий момент можно выделить три основных узла роста формирования новых центров добычи газа и нефти на территории нефтегазоносной провинции, расположенной на севере Западной Сибири.

Первый узел планируется сформировать по направлению трассы нефтепровода «Заполярье – Пурпе» в Ямало-Ненецком автономном округе. В связи с этим перед компанией ОАО «Транснефть» установлена первоочередная задача – в кратчайшие сроки завершить строительство данного нефтепровода. Согласно предварительным оценкам, введение в эксплуатацию месторождений, расположенных по направлению трассы нефтепровода «Заполярье – Пурпе», обеспечит увеличение добычи нефти в

Ямало-Ненецком автономном округе на 35-45 млн тонн. Для успешной реализации данного плана необходимо синхронизировать по времени процессы подготовки к введению в разработку месторождений и процесс завершения строительства трубопровода [7].

Также особого рассмотрения требует вопрос, связанный с добычей, транспортировкой и переработкой тяжелой вязкой нефти из залежей Русского и других месторождений. Эта нефть может оказаться отличным сырьем для производства дорожных битумов, арктических масел, для бальнеологических целей и так далее.

Второй узел планируется сформировать на базе Новопортовского месторождения, также расположенного на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. В будущем планируется подключить к данному узлу Ростовцевское месторождение.

Следует отметить, что третий узел уже создан. Базой третьего узла является гигантское Ванкорское месторождение, расположенное на территории Красноярского края. Данное месторождение было введено в разработку компанией «Роснефть». Введение в разработку Лодочного, Тагульского и Сузунского месторождений, находящихся недалеко от Ванкорского, позволит данному району на долгие годы обеспечить добычу нефти около 30 млн тонн в год.

В акватории морей Северного Ледовитого океана планируется провести региональные и организовать систематические поисковые работы. В западном регионе арктического шельфа после проведения региональных геофизических работ запроектировано создание и выполнение программ по параметрическому бурению.

На шельфах арктических морей Дальнего Востока и Восточной Сибири необходимо завершить проведение региональных геофизических работ и начать реализацию проектов по параметрическому бурению. На территории Чукотского моря в 2013-2014 году проводились грави- и магниторазведка на площади в 440 тысяч км<sup>2</sup>. Также удалось разработать

программу проведения сейсморазведочных работ МОГТ 2D в Восточно-Сибирском море. В данной программе предусмотрено выполнение сейсморазведочных профилей общей длиной до 10 тысяч километров. В то же время вдоль сейсморазведочных профилей проводятся геохимические, магнитометрические и гравиметрические исследования.

С 2003 года компанией «Новатек» ведется разработка крупного Юрхаровского месторождения, расположенного на Тазовском полуострове. Следует отметить, что большая часть данного месторождения (восточная и центральная части) расположена в Тазовской губе. Месторождение разрабатывается при помощи горизонтальных скважин, пробуренных с суши. В общей сложности, на Юрхаровском месторождении разведаны и открыты одна газовая, три нефтегазоконденсатных и девятнадцать газоконденсатных залежей [1].

В начале 2014 года нефтяная компания «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию Приразломное месторождение, также была начата разведка крупного Долгинского нефтяного месторождения. Долгинское месторождение находится в 110 километрах от материкового берега. На данном месторождении был выполнен внушительный объем работ по сейсморазведке: 1,6 тысяч км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D и 11 тысяч км сейсморазведки 2D, также удалось пробурить три разведочные скважины.

Специалисты считают, что значительные объемы запасов газа и нефти акваторий российского сектора шельфов морей Северного Ледовитого океана потребуются России не только для того, чтобы удовлетворить внутренние потребности, но и для выполнения международных обязательств, связанных с глобальным энергетическим обеспечением во второй половине XXI века. На данный момент можно с уверенностью констатировать, что компаниям «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «Новатэк» удастся вести эффективную работу по заданным направлениям.

### **3 Буровое оборудование для строительства скважин на море и на шельфе**

Бурение на акваториях ведется с использованием специальных оснований 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 с бурением морских скважин.

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 исходя из определенных признаков. Тип основания выбирается исходя из глубины моря и характера ее изменения, метеорологических условий, глубины залегания продуктивного горизонта и так далее. В первую очередь, имеет смысл провести классификацию МБУ по возможности их передвижения с одной точки ведения работ на другую. Исходя из этого признака, можно выделить две группы морских буровых установок: передвижные (транспортируемые на плаву) и стационарные (рисунок 1).

Передвижные установки могут быть классифицированы на надводные и подводные, исходя из местоположения бурового оборудования по отношению к придонному устью скважины.

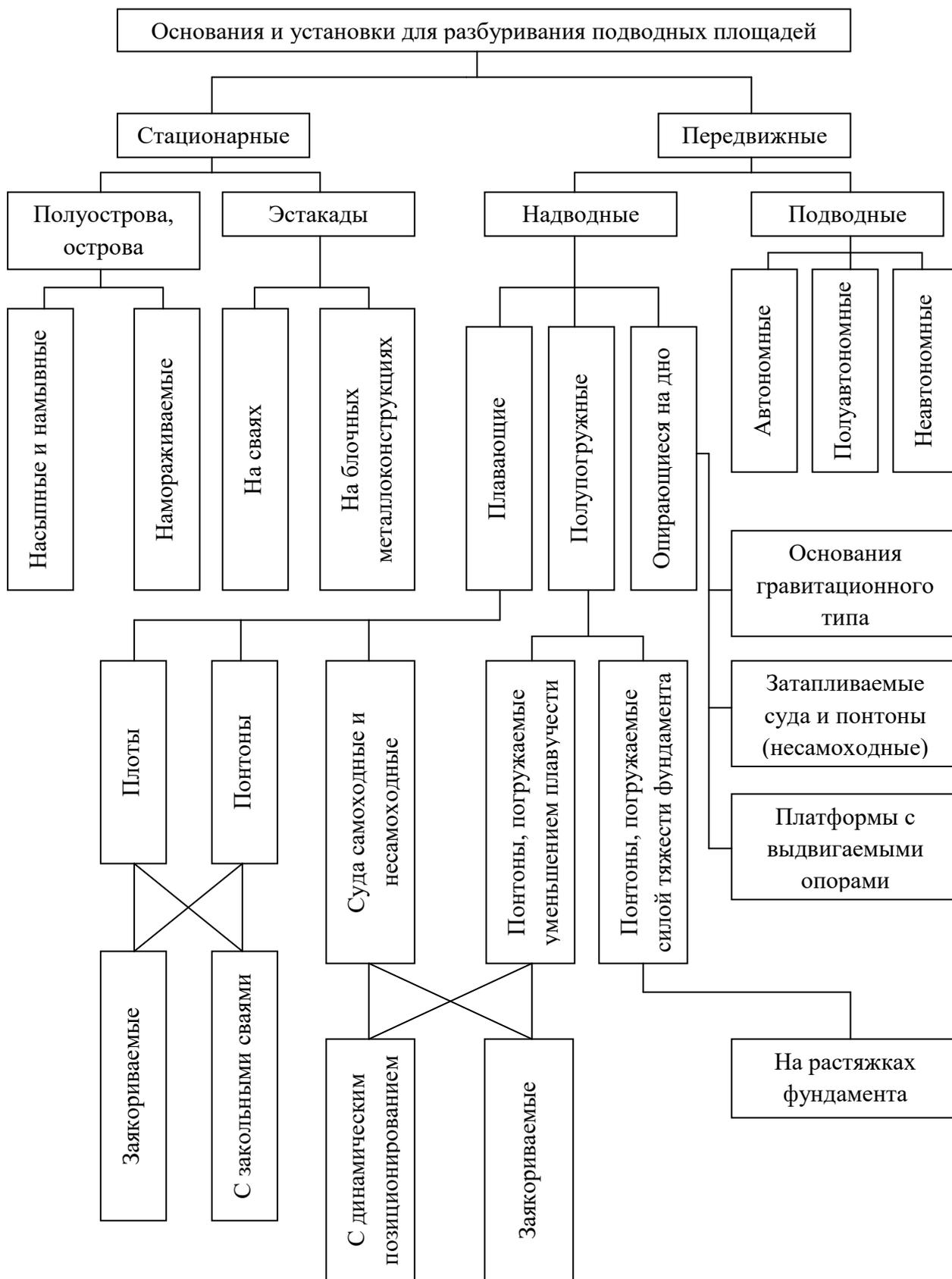


Рисунок 1 – Основания и установки для разбуривания подводных площадей

Стационарные основания.

Стационарные основания бывают в виде искусственных полуостровов и островов: образуемых после заграждения части прибрежной акватории дамбой и откачки из нее воды; насыпаемых или намываемых из местных материалов; образуемых путем искусственного намораживания льда; возводимых на установленных на морское дно металлоконструкциях.

Стационарные основания намывного и насыпного типов надежно соединены с поверхностью дна моря, поэтому процесс бурения с них не зависит от волнения моря (рисунок 2,а). Однако стоимость возведения таких оснований резко возрастает с увеличением глубины моря в месте бурения. Намывать острова целесообразно при глубине воды до 15 м.

Стационарные основания на металлоконструкциях возводят обычно при глубинах моря до 60 м. Их монтируют на сваях, забитых в грунт в месте бурения (рисунок 2,б), или на крупных блоках стержневой конструкции призматической формы, опускаемых на дно (рисунок 2,в) [2].

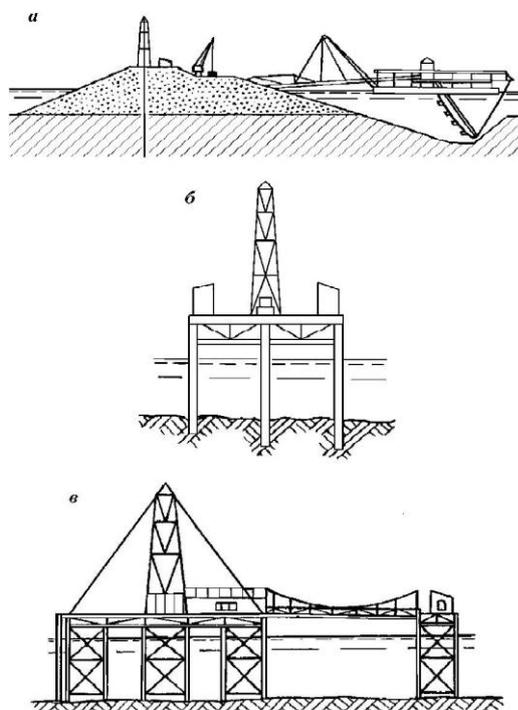


Рисунок 2 – Виды стационарных оснований:

а – намывного и насыпного типа; б – на сваях; в – на крупных блоках стержневой конструкции призматической формы

Описанные типы стационарных оснований эффективно используются на мелководных участках акватории Каспийского моря.

Ледяные основания для бурения скважин сооружают чаще всего в арктических морях путем многократного покрытия ледяного поля тонкими замерзающими слоями морской воды. По мере утолщения льда ледяной массив погружается в воду и может опуститься на дно моря. В практике бурения при значительных глубинах моря намораживанием толщины льда образуют плавучие ледяные основания (рисунок 3,а), а при небольшой глубине моря – ледяные острова, опирающиеся на грунт.

Преимущества ледяных островов по сравнению с металлическими основаниями заключаются в существенном снижении стоимости и транспортных расходов, так как строительный материал (вода) находится на месте. Нет необходимости демонтировать остров после окончания бурения, поскольку летом он растает. На строительство ледяного острова под оборудование для бурения глубоких нефтегазовых скважин затрачивается от 2 до 6 мес., а на острова из металлоконструкций – от 3 месяцев до 2-5 лет [2]. Ледяные острова должны иметь достаточную прочность и хорошее сцепление с морским дном, чтобы выдерживать напор окружающих ледяных полей. Прочность льда зависит от продолжительности выдержки при замерзании воды, температуры воздуха, силы ветра. Для повышения прочности льда следует снижать соленость и регулировать температуру воды. Недостатком ледяных островов является ограниченное время бурения с них, так как летом они тают.

При необходимости круглогодичной работы с ледяного острова его намораживают при помощи холодильных установок. Одна из конструкций такого острова, предназначенного для работы в водах глубиной до 21 м, состоит из двух герметичных металлических емкостей в форме конусов, обращенных вершинами друг к другу (рисунок 3,б). Нижний конус предназначен для ломки движущегося льда, а верхний – для смещения разрушенного льда в стороны. Металлическое основание в форме конусов

обладает положительной плавучестью и транспортируется на место работы буксирами. В точке бурения оно опускается на дно моря в результате заполнения емкостей конусов водой. Затем воду в емкостях замораживают с помощью холодильной установки, которая поддерживает необходимую температуру льда круглогодично.

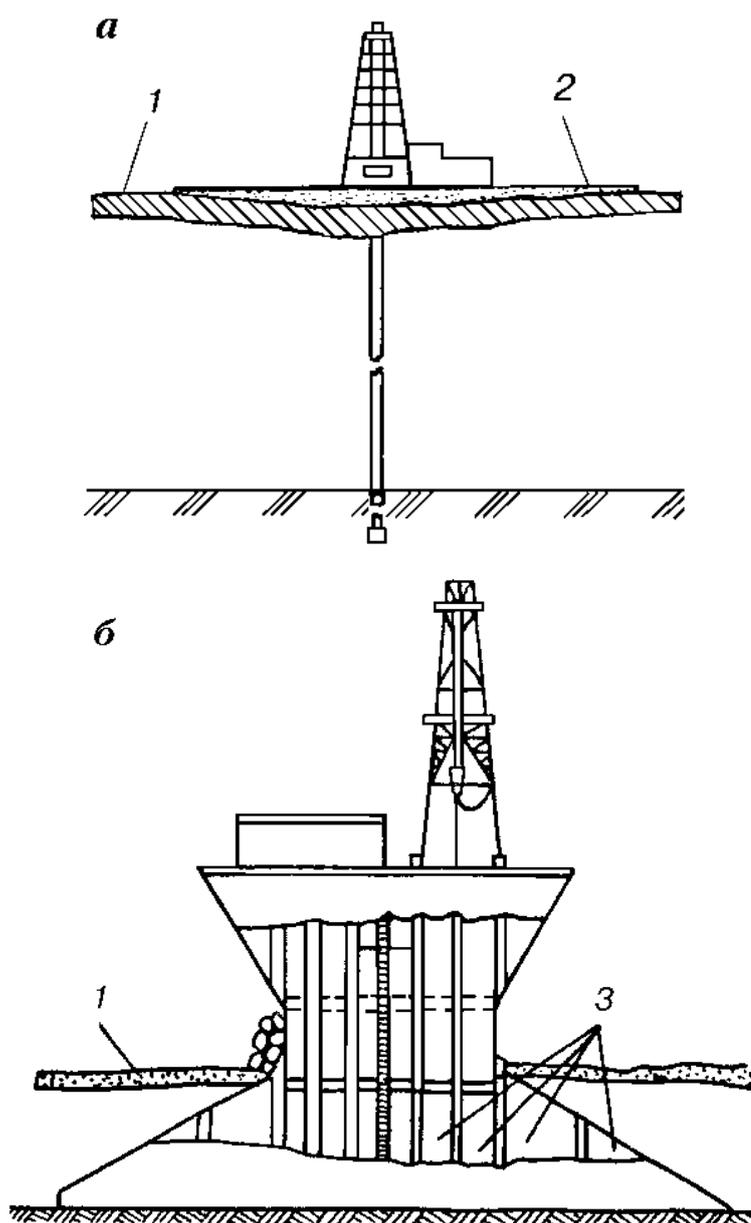


Рисунок 3 – Принципиальные схемы ледовых оснований:

а – намораживаемая площадка; б – остров с холодильными установками; 1 – естественный ледовый покров; 2 – искусственно намороженная ледовая площадка; 3 – металлические полости с холодильными установками и замороженной ими водой

Передвижные основания, опирающиеся на дно.

К передвижным основаниям, опирающимся во время бурения на дно моря, относятся основания с погружаемыми на дно опорными понтонами или самоходными судами (баржи, шаланды, плашкоуты), а также основания на выдвижных опорах и гравитационного типа.

Основания с погружаемыми на дно акватории опорными понтонами – это конструкции, состоящие из надводной платформы с буровым оборудованием, опорных понтонов с переменной плавучестью и металлических элементов, соединяющих платформу с понтонами жестко (рисунок 4) или с возможностью поступательного перемещения по ним (трубчатым колоннам) платформы (рисунок 5) [8].

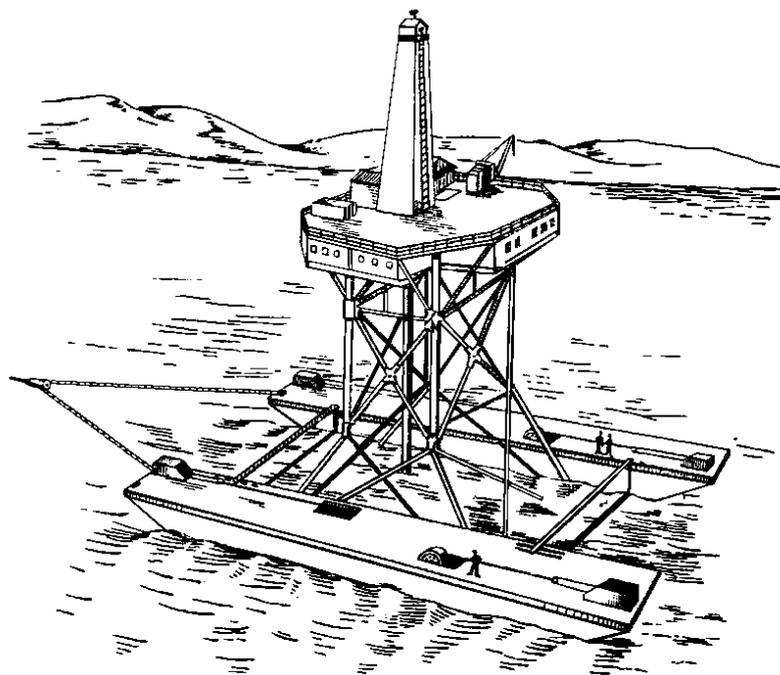


Рисунок 4 – Буровая установка с погружаемыми на дно понтонами, жестко соединенными металлоконструкцией с надводной платформой (транспортное положение)

Для транспортировки по морю установки с подвижной платформой последнюю вместе с оборудованием опускают в ее крайнее нижнее положение. Это снижает центр тяжести установки, повышает ее устойчивость и безопасность перевода в рабочее положение. В точке заложения скважины понтоны опускают на дно моря, заполняя их морской

водой. После того как понтоны лягут на дно, платформу при помощи домкратов поднимают по колоннам над уровнем моря на высоту, при которой даже во время максимального прилива наиболее высокие волны, возможные на данной акватории, не достигали бы платформы.

Колонны погружных оснований перпендикулярны к понтонам и соответственно к рельефу морского дна. Поэтому для таких оснований неблагоприятными являются участки, изобилующие подводными камнями и с большим уклоном дна, что в большей степени характерно для прибрежной полосы моря с глубиной воды до 10 м. Обычно используют эти основания на глубинах акваторий от 5 до 30 м, иногда до 45 м.

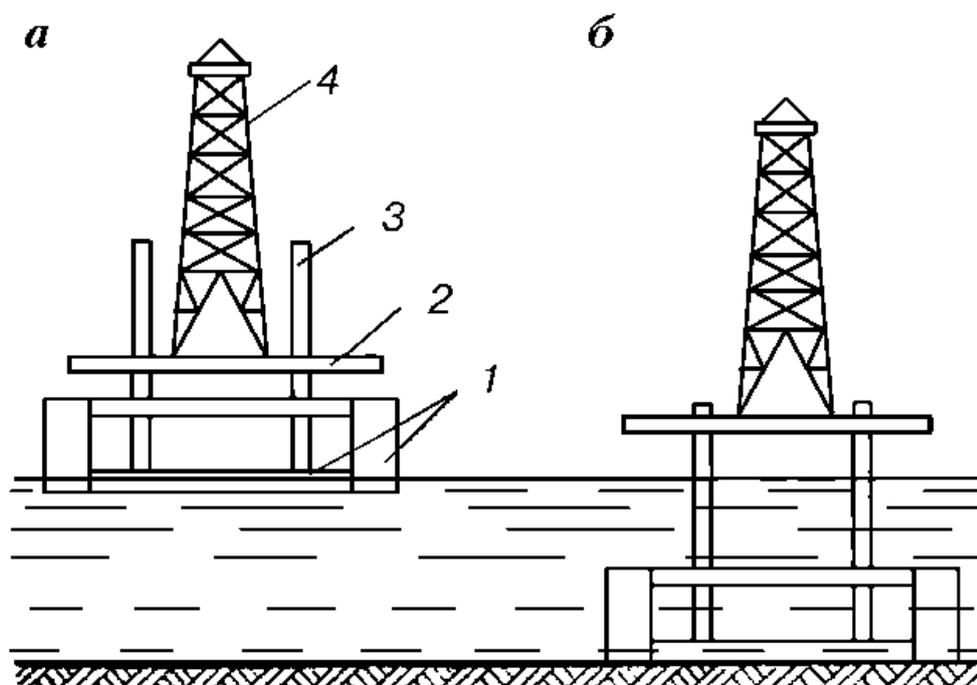


Рисунок 5 – Буровая установка с погружаемыми на дно понтонами и перемещаемой по опорным колоннам платформой:

а – при транспортировке по морю; б – в процессе бурения; 1 – элементы опорного понтона; 2 – водопроницаемый надводный корпус; 3 – опорные колонны; 4 – буровая вышка

Основания с погружаемыми на дно акватории несамоходными судами применяют для работы в мелководных районах. В точке бурения в бортах и днище баржи открывают клапаны, вода заполняет балластные емкости и баржа погружается на дно. По окончании бурения воду из емкостей

откачивают и баржа всплывает. Затем она может быть отбуксирована к следующей точке бурения.

Буровое основание на выдвижных опорах представляет собой платформу с буровым оборудованием и выдвигающимися опорами, количество которых может достигать 10 и более; в настоящее время платформы имеют чаще 3-4 опоры. В транспортном положении основания опоры подняты вверх и не касаются дна. При этом верхние секции опор демонтированы и уложены на платформе для снижения центра тяжести и увеличения остойчивости основания.

В точке заложения скважины опоры наращивают дополнительными секциями, опускают, углубляют в морское дно, и платформу с буровым оборудованием поднимают по ним на такую высоту, чтобы во время шторма волна не доставала платформы. По окончании бурения платформу опускают к воде, опоры извлекают из грунта, верхние секции демонтируют и укладывают на платформе.

Подъем платформы над поверхностью моря и ее опускание осуществляют при помощи домкратов или тросовых оснасток лебедок, установленных непосредственно на платформе. Поэтому основания на выдвижных опорах часто называют самоподнимающимися.

Основания с выдвижными опорами могут устанавливаться на сравнительно неровной поверхности дна благодаря отдельному выдвижению опор. Большинство оснований таких конструкций рассчитаны на бурение при глубинах моря до 90 м, а в некоторых случаях и до 120 м. Главными препятствиями эффективного их использования на больших глубинах моря являются:

1. сложность и удорожание работ из-за необходимости демонтажа и монтажа громоздких выдвижных опор каждый раз для транспортирования основания по морю;
2. резкое снижение устойчивости и надежности работы основания по мере увеличения длины опор;

3. увеличение массы основания с ростом длины опор и трудность их извлечения из грунта морского дна.

Для устранения первого препятствия предложены проекты более сложных конструкций оснований с шарнирными и телескопическими опорами.

Преимуществом оснований с наклонными выдвижными опорами по сравнению с основаниями, имеющими вертикальные опоры, является то, что они способны выдерживать в 1,5-2 раза большие ветровые и волновые нагрузки. К недостаткам оснований с наклонными опорами можно отнести сложность конструкции подъемного устройства, поскольку в процессе подъема платформы изменяется расстояние между опорами, а также то, что наклонные опоры работают в более тяжелых условиях на излом, чем вертикальные.

Для бурения на шельфе сравнительно неглубоких разведочных скважин иногда применяют легкие плавучие буровые установки с выдвижными опорами. В качестве основания этих ПБУ используют понтоны или катамараны, представляющие металлоконструкцию из двух соединенных между собой понтонов. Опоры опускают и поднимают через отверстия в понтонах или с их внешней стороны с помощью лебедок либо домкратов [9].

Особенно удобны легкие ПБУ на выдвижных опорах для бурения в зонах осушки. Здесь достаточно в полную воду опустить опоры на грунт и закрепить на основании. Во время отлива основание "обсохнет" и будет находиться уже не на плаву, а на своих опорах (рисунок б).

Применение легких ПБУ с выдвижными опорами ограничено в районах с вязким, илистым дном, где опоры могут погрузиться в грунт и не обеспечат нужный упор для подъема основания над водой. Не могут войти ПБУ в районы акваторий с глубинами, меньшими, чем осадки этих установок. Обычно это прибрежные акватории с глубинами моря менее 2 м.

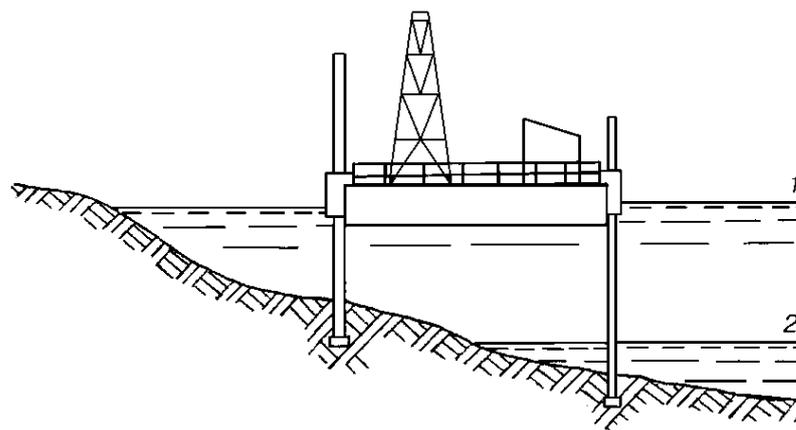


Рисунок 6 – Схемы положений плавучей буровой установки с выдвижными опорами на мелководье:

1 – во время прилива (на плаву); 2 – во время отлива (под уровень моря)

Основания гравитационного типа – это опирающиеся на дно бессвайные буровые платформы. Фундаментом служат массивные опорные пустотелые плиты, выполняющие роль понтонов во время буксировки и всплытия. 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 7). Большинство придонных плит изготавливают из армированного и предварительно напряженного бетона, что по сравнению с буровыми основаниями на выдвижных опорах дает следующие преимущества:

- повышаются устойчивость сооружения и безопасность работ в условиях сильных штормов за счет большой массы фундамента, значительно снижающей центр тяжести основания;
- сокращаются сроки морского монтажа, так как почти все основание сооружается в заводских условиях;
- уменьшается стоимость основания, так как для изготовления опорных элементов используется бетон;
- снижаются сложность и опасность доставки к месту бурения и перевода основания в рабочее положение;
- сокращаются эксплуатационные расходы на защиту опорных элементов от коррозии.

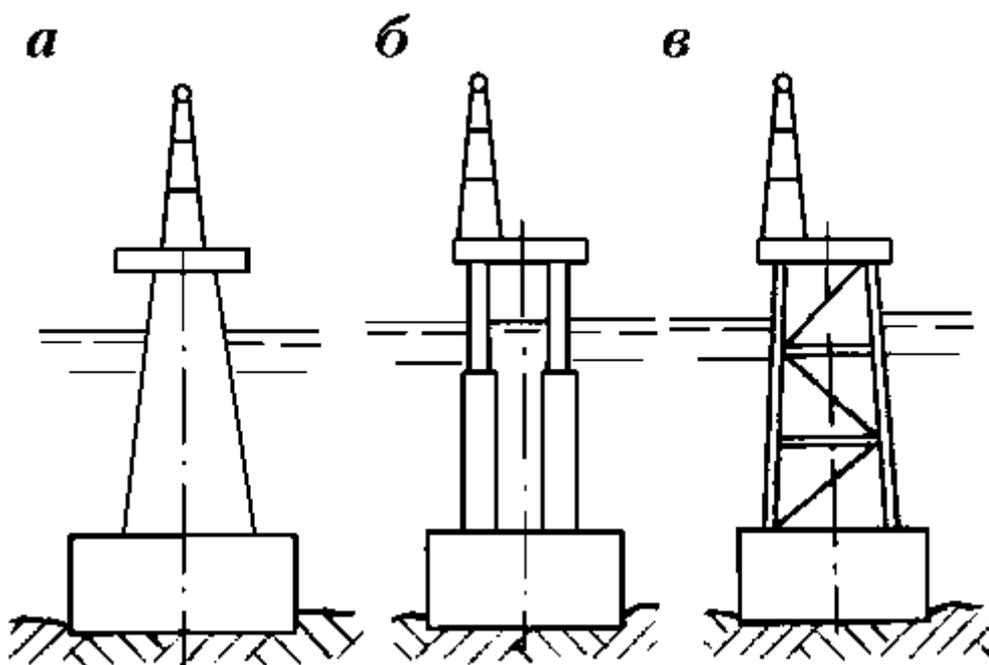


Рисунок 7 – Типы гравитационных оснований с опорами под буровые платформы:

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

Основания гравитационного типа рассматривают как одно из основных направлений обустройства морских месторождений нефти и газа при глубине моря от 400 до 600 метров и более [8].

Полупогружные плавучие буровые установки.

С течением времени появилась необходимость бурить скважины при глубине моря недоступной для гравитационных оснований. Вследствие чего, в начале 60-х годов были созданы полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ). Отличительной особенностью ППБУ можно считать относительную легкость при их перемещении и постановке на точку бурения, а также при снятии с нее. Также следует отметить повышенную устойчивость к воздействиям ветра, волнениям и течениям, а также возможность вести бурение при глубине акваторий до 6000 метров, при лишь незначительном росте затрат по мере увеличения глубины моря.

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

исходя из способа удержания над скважиной при бурении: удержание при помощи натяжных опор; с возможностью динамического позиционирования; с использованием якорной системы удержания.

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 8). Несмотря на значительную массу установки, в транспортном положении верхняя часть понтонов выступает над морской поверхностью. После транспортировки на точку бурения понтоны начинают заполняться водой, и основание погружается на 18-30 метров ниже уровня моря и заякоривается. При этом платформа с буровым оборудованием оказывается на высоте, достаточной для защиты от волн во время шторма, или иногда ее приходится поднимать на необходимую высоту при помощи специальных домкратов.

ППБУ удается удерживаться в полупогруженном положении за счет плавучести своих опор.

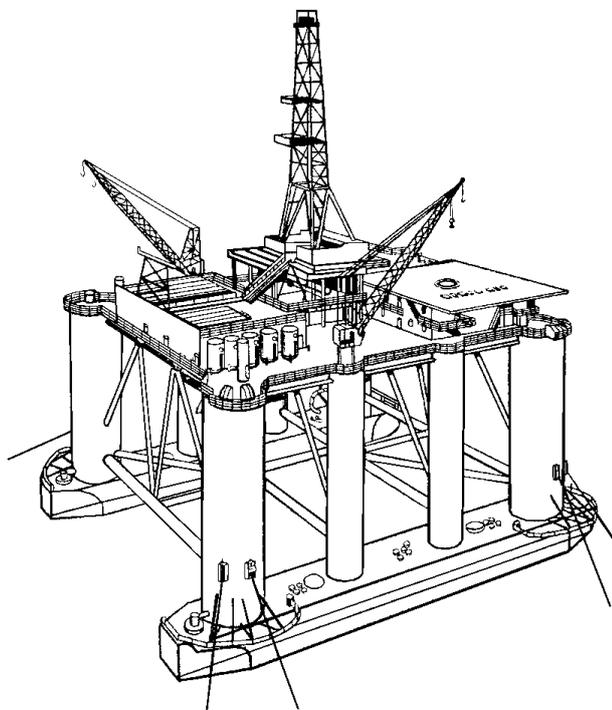


Рисунок 8 – Полупогружная плавучая буровая установка

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. Также с ростом глубины увеличивается дрейф основания и затрудняется процесс заякоривания.

ППБУ с возможностью динамического позиционирования конструктивно отличаются от установок, рассмотренных выше, наличием системы удержания платформы над скважиной при бурении. В данных полупогружных буровых установках (рисунок 9) якорные системы удержания заменены на динамические, включающие в себя 8 винтов поперечного и продольного перемещения, а также вычислительную машину и специальную акустическую аппаратуру.

При изменении положения ППБУ в отношении к скважине происходит автоматическая подача команды на соответствующие двигатель/двигатели, в результате чего установка возвращается на исходную позицию с требуемыми координатами.

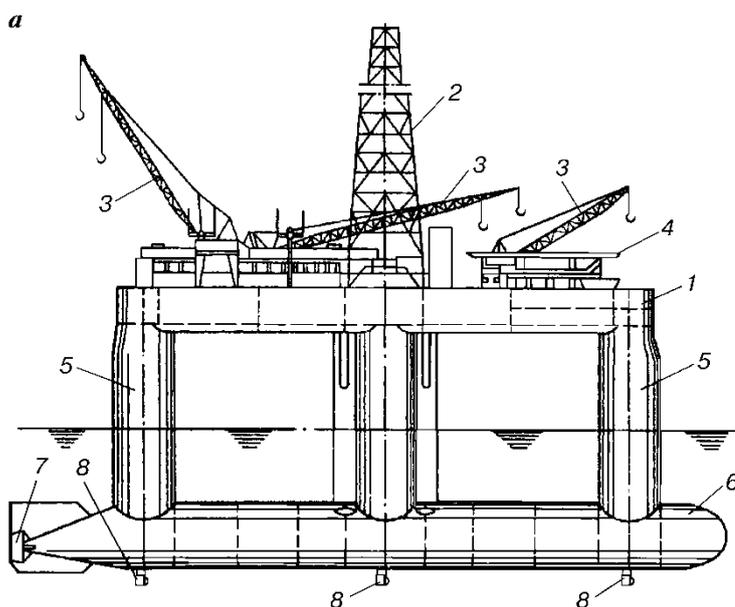


Рисунок 9 – Полупогружная плавучая буровая установка:

1 – основание под буровое оборудование с емкостями для топлива, промывочного раствора, питьевой воды и т.п.; 2 – вышка буровая; 3 – краны грузоподъемные; 4 – площадка для вертолетов; 5 – колонны опорные; 6 – понтоны; 7 – главный гребной винт; 8 – винты для стабилизации

Следует отметить, что показатель эффективности установок с динамической системой удержания повышается с увеличением глубины моря. С ростом глубины моря повышается отношение горизонтального смещения к глубине воды, при этом стоимость системы стабилизации никак не меняется. В связи с этим применение данного типа ППБУ возможно при глубине моря до 6000 метров.

Полупогружные плавучие установки, использующие для удержания над скважиной натяжные опоры, занимают ведущую позицию среди всех имеющихся типов ППБУ. Основные элементы данного типа ППБУ: понтоны с переменной плавучестью; опоры под платформу; фундамент, устанавливаемый на дно в точке бурения; растяжки, необходимые для соединения понтонов с фундаментом, играющим роль придонного якоря и удерживающим понтоны в погруженном положении (рисунок 10). В качестве растяжек, как правило, используются загерметизированные по концам трубы, характеризующиеся положительной плавучестью [8]. Выделяют несколько конструкций фундаментов, играющих роль придонного якоря: сваи больших размеров, погруженные в грунт, пустотелые емкости или массивные плиты.

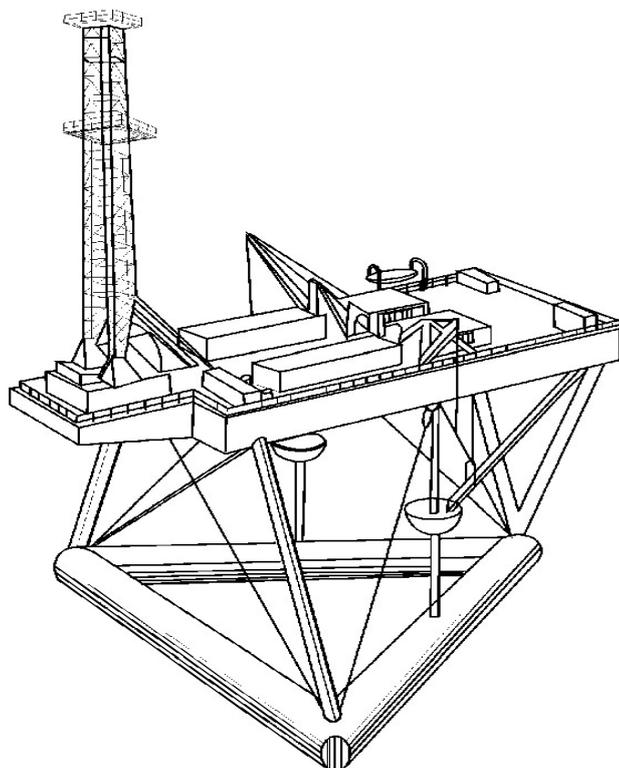


Рисунок 10 – Схема полупогружной буровой установки

Технологическая схема монтажа установки с натяжными опорами определяется конструкцией фундамента. Если в роли фундамента выступает массивная пустотелая емкость, разделенная на отдельные секции, то его первым транспортируют на точку ведения работ. После чего, на эту же точку, производится доставка трубчатых растяжек, изготовленных предварительно. При этом длины растяжек определяются глубиной моря на точке бурения и проектной величиной погружения понтонов основания ниже уровня воды. Нижние концы растяжек соединяются с фундаментом при помощи скоб, после чего водой заполняется часть пустотелых отсеков фундамента, вследствие чего фундамент опускается ниже уровня моря, утягивая за собой растяжки, принимающие вертикальное положение из-за своей положительной плавучести.

В соответствии с расчетами по избыточной плавучести растяжек и секций фундамента свободных от воды погружение фундамента прекращается на расстоянии от морского дна, соответствующем проектной величине погружения понтонов основания ниже уровня моря. В то же время верхние концы растяжек возвышаются над морской поверхностью на уровне мест их прикрепления к понтонам. Затем на место ведения работ транспортируют основание с платформой, производят закрепление верхних концов растяжек на понтонах и заполнение водой оставшихся пустотелых секций фундамента. В результате чего фундамент опускается на морское дно, утягивая понтоны основания на требуемую глубину ниже уровня моря.

Устойчивость установок данного типа определяется силой натяжения растяжек, называемых натяжными опорами, и не зависит от диаметра и количества опор основания, поддерживающих платформу. Вследствие этого диаметр опор определяется из условия их прочности, а не непотопляемости и устойчивости платформы. Поэтому в конструкции используется небольшое число опор сравнительно малых размеров любого профиля. При этом влияние на ППБУ сил волнового давления ничтожно мало.

Понтоны основания ППБУ, находящейся в рабочем положении, погружены под уровень воды обычно на величину, которая больше возможной величины изменения этого уровня на данной акватории из-за приливов и отливов. Поэтому силы натяжения растяжек практически не зависят от колебаний уровня воды, вызванных приливами и отливами. Вследствие чего местоположение установок относительно устья скважины и дна акватории остается неизменным, что позволяет не усложнять процесс ведения работ по бурению.

Исходя из зарубежных оценок, можно сделать вывод о том, что установки, использующие натяжные опоры для удержания над точкой бурения, устанавливаются при глубине моря менее 800 метров. Однако, в будущем планируется производить установку ППБУ данного типа на глубинах моря, достигающих 2000 метров.

Основными достоинствами данного типа ППБУ принято считать легкость при транспортировке и монтаже. Возможность отдельной транспортировки фундамента, растяжек и основания позволяет производить монтаж при непродолжительных периодах хорошей погоды. Основание может быть отсоединено от натяжных опор без подъема фундамента, то есть без потери скважины, а затем может быть снова соединено с опорами. Эта особенность позволяет использовать ППБУ данного типа на акваториях, на которых существует риск появления ледовых полей или айсбергов.

Морские буровые суда.

Удаленность районов ведения работ от береговых баз, малая скорость и сложность при буксировке, а также низкая автономность значительно снижают показатель эффективности использования ППБУ. Поэтому для проведения работ по разведочному бурению в отдаленных районах начали применять самоходные буровые суда (рисунок 11).

Можно выделить однокорпусные и двухкорпусные (катамараны) морские буровые суда. Отечественные производственные организации используют, как правило, однокорпусные суда. Это вызвано тем, что на

производство подобных судов требуется значительно меньше капитальных затрат, так как их создание ведется на базе готовых проектов корпусов рыболовецких судов.

Характерной особенностью буровых судов считается малое отношение ширины к осадке (приблизительно равное 3-4). Практически все современные морские буровые суда имеют длину от 150 до 255 метров, ширину от 24 до 42 метров и водоизмещение 15000-95000 тонн соответственно. В их конструкции предусмотрено наличие емкостей для хранения до 6500 м<sup>3</sup> бурового раствора, а также стеллажи, предназначенные для хранения обсадных и буровых труб. Также на палубе, в середине, смонтирована вышка и буровое оборудование, аналогичное применяемому на ПШБУ [8].

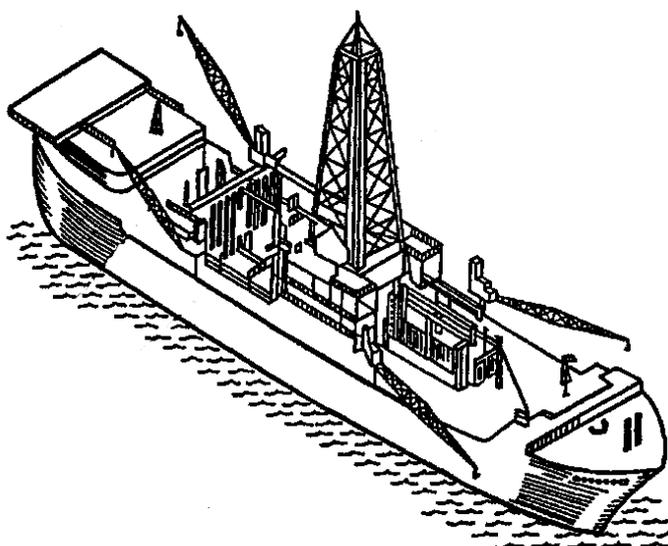


Рисунок 11 – Общий вид бурового судна

Морские буровые суда обладают большой скоростью передвижения (до 25 км/ч), что обеспечивает быструю перебазировку с уже пробуренной скважины на новое место ведения работ. Основной недостаток БС – значительное ограничение процесса ведения работ при наличии морских волнений. В процессе бурения судно перемещается по отношению к подводному противовыбросовому устьевому оборудованию, размещенному над устьем скважины и закрепленному на дне моря. Для того чтобы

компенсировать вертикальные перемещения бурильной колонны, между крюком и талевым блоком устанавливают специальный компенсатор вертикальных перемещений. При этом между палубой судна и противовыбросовым оборудованием устанавливается водоотделяющая колонна (стояк), играющая роль компенсатора горизонтальных перемещений. Система для стабилизации бурового судна состоит из гребных винтов с индивидуальными двигателями. Гребные винты автоматически управляются с центрального пульта.

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.

Подводные буровые станки.

Подводные буровые станки или агрегаты (ПБС или ПБА) состоят из приводных и исполнительных механизмов, способных вести работу под водой и многократно циклично выполнять необходимые технологические операции при бурении скважин: подъем, спуск и наращивание бурового инструмента, разрушение породы, отбор керна или непосредственный замер его характеристик в скважине.

По способу управляемости ПБА подразделяют: на обслуживаемые людьми, находящимися под водой, и управляемые дистанционно. Агрегаты, обслуживаемые людьми можно разделить на необитаемые и обитаемые. Подводные агрегаты с возможностью дистанционного управления работают по командам операторов, находящихся на обслуживающем судне.

Наиболее простыми по конструкции являются необитаемые ПБА, обслуживаемые водолазами. Они представляют собой наземные буровые станки, приспособленные для бурения под водой путем герметизации узлов, прекращающих работу при попадании в них воды. Энергия для привода таких станков чаще всего подается с поверхности по специальному кабелю.

Обитаемыми агрегатами являются подводные лодки или специальные аппараты с установленными в них механизмами системы жизнеобеспечения команды и оборудованием для бурения скважин. Управление процессом бурения при этом осуществляется командой с пульта, находящегося внутри ПБА. Необходимые для работы электроэнергия, воздух, вода, материалы, инструмент могут находиться непосредственно на ПБА или подаваться к нему с поверхности (с судна) по кабелю и шлангам. В первом случае обитаемые ПБА являются автономными, во втором – полуавтономными.

#### **4 Специальное подводное устьевое и прочее оборудование для бурения на море и в Арктике**

При бурении морских скважин с поверхности БС и ППБУ применяются специальные комплексы подводного противовыбросового устьевого оборудования, устанавливаемые на морское дно. Благодаря такому расположению оно меньше подвержено механическим повреждениям и допускает небольшое смещение плавучего средства от центра скважины.

Комплекс ПУО был разработан для того, чтобы:

- обеспечить в процессе бурения гибкую замкнутую технологическую связь между перемещающимися под воздействием течений и волн буровыми судами или полупогружными буровыми установками и неподвижным подводным устьем;
- направлять бурильный инструмент в скважину, обеспечивать замкнутую циркуляцию раствора, управлять скважиной в процессе бурения;
- надежно закрыть скважину для предупреждения возможного выброса.

Можно выделить несколько конструкций ПУО, использующегося при бурении скважин на различной глубине моря – от 50 до 1800 м и более [11].

К подводному устьевому оборудованию предъявляются высокие требования по прочности, надежности, устойчивости к вибрациям, способности выдерживать большие давления. Оно должно быть герметичным и дистанционно управляемым, так как устанавливается на большой глубине. Основным недостатком при размещении ПУО на морском дне считается сложность при управлении, эксплуатации и ремонте.

При бурении скважин с буровых судов или ППБУ, как правило, используются одноблочные или двухблочные конструкции ПУО. Противовыбросовое устьевое оборудование подразделяется на палубное и подводное.

Одноблочный подводный устьевой комплекс.

Одноблочный комплекс (рисунок 12) используется в течение всего времени бурения скважины; его преимущество заключается в сокращении времени на установку и монтаж конструкции.

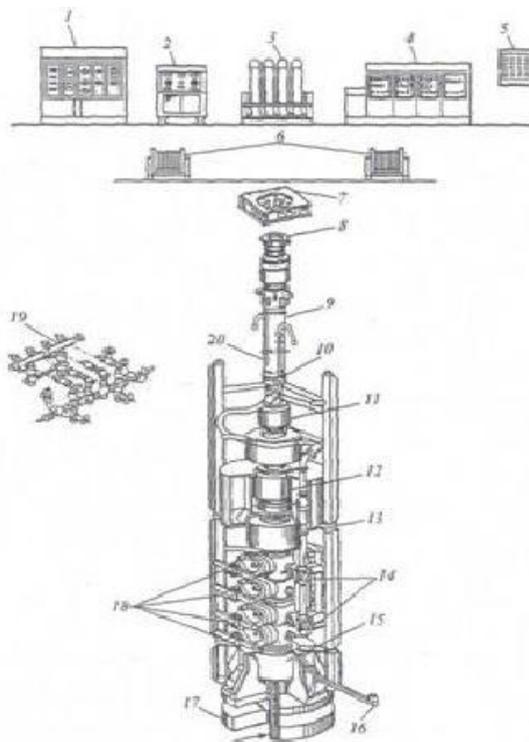


Рисунок 12 – Одноблочный подводный устьевой комплекс

Показанный на рисунке 12 одноблочный подводный устьевой комплекс состоит из следующих узлов: 1– пульты бурильщика; 2 – пульты управления штуцерным манифольдом; 3 – аккумуляторной установки; 4 – гидравлической силовой установки; 5 – дистанционного пульта управления; 6 – шланговых барабанов; 7 – гидравлического спайдера; 8 – верхнего соединения морского стояка; 9 – телескопического компенсатора; 10 – соединения; 11 – углового компенсатора; 12 – нижнего узла морского стояка; 13 – направляющих; 14 – подводных задвижек; 15 – цанговой муфты; 16 – опорной плиты; 17 – акустического датчика; 18 – плащечных превенторов; 19 – штуцерного манифольда; 20 – морского стояка [11].

Особенностью данной конструкции является наличие эластомерного элемента, состоящего из стальных, сферических пластин и эластической набивки. Данный элемент способен выдерживать колоссальные срезающие усилия и сжимающие нагрузки. При наличии изгиба морского дна компенсатор отклоняется в необходимом направлении вокруг центра вращения.

#### Двухблочный комплекс.

К преимуществам двухблочного комплекса можно отнести: возможность установки на направлении в процессе бурения скважины сложной конструкции, малую массу каждого блока ПУО и возможность проводить ремонт свободного блока. Недостатком такого комплекса являются существенные затраты времени на монтаж и демонтаж блоков. В настоящее время за рубежом используются одно- и двухблочные конструкции ПУО с проходными отверстиями диаметром 476,24 мм и более, которые используются при бурении глубоких скважин.

Двухблочные комплексы ПУО применяются, как правило, на СПБУ и ППБУ. Первый блок состоит из плашечного одинарного (однокорпусного) превентора с проходным отверстием диаметром 540 мм, соединительных муфт, опорно-направляющих рам и других узлов. Этот блок устанавливается на направление диаметром 762 мм и обеспечивает безопасность работ при бурении под кондуктор диаметром 508 мм; в случае газопроявлений в нижележащих отложениях при бурении под кондуктор превентор позволит перекрыть устье скважины и предотвратить выброс газа [11].

Второй блок включает два сдвоенных плашечных превентора с проходным отверстием диаметром 350 мм и давлением 70 МПа, универсальный превентор с проходным отверстием диаметром 350 мм и давлением 35 МПа, опорно-направляющую раму, соединительные муфты. Этот блок устанавливается на головку первой промежуточной колонны диаметром 340 мм и обеспечивает безопасное бурение разведочных скважин глубиной до 6500 м. Кроме того, в двухблочный комплекс ПУО входят два

водоотделяющих стояка диаметрами 610 и 406 мм, дистанционная система управления блоками превенторов и другое скважинное и палубное оборудование.

Палубный комплекс ПУО.

На палубе ППБУ должны быть смонтированы (рисунок 13):

- натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом положении и компенсирующие перемещения ППБУ относительно стояка, нижний конец которого соединен с противовыбросовым оборудованием;
- лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ПУО;
- лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления;
- главная электрическая панель бурильщика 3 для управления ПУО, мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7 с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;
- манифольд для регулирования дросселирования и глушения скважины 17;
- блок противовыбросового оборудования 18;
- компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны, подвешенный на талевом блоке буровой установки;
- натяжные устройства 19, поддерживающие направляющие канаты в постоянно натянутом положении и компенсирующие перемещение платформы относительно подводного устьевого оборудования [11].

Также на палубе должны быть размещены:

- компрессорные установки высокого давления с блоком по осушке воздуха;
- насосные установки для закачки в пневмогидроаккумуляторы жидкости;
- лебедки, наматывающие направляющие канаты; лебедки и барабаны для спуска подводной телевизионной камеры, необходимой для осмотра ПУО;

- телевизионная установка для передачи и приема информации, получаемой при помощи телевизионной камеры;
- колонные головки с комплектами подвесных и устьевых устройств, необходимые при обвязке обсадных колонн;
- стенды для испытания блоков превентора перед его спуском на дно моря.

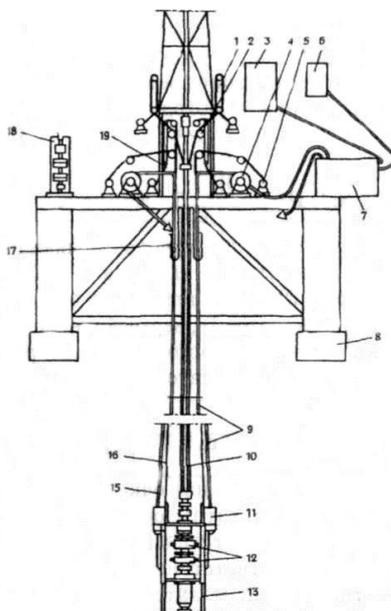


Рисунок 13 – Схема расположения двухблочного устьевого подводного комплекса на ППБУ (принципиальная)

На палубе ППБУ в безопасной зоне, на большом расстоянии от рабочей площадки, установлена панель для управления ПУО в случае выброса пластового флюида, когда подход к главной панели невозможен. На этой палубе также размещены:

- секции морских стояков диаметром 610 мм с телескопическим узлом для соединения с превенторным блоком и платформой;
- отклоняющее устройство (дивертор) для закрытия затрубного пространства между бурильной колонной и корпусом устройства и предотвращения выхода газа в рабочую зону в случае его проявления, который отводится по трубопроводу в сепаратор для сжигания; это устройство в верхней части соединяется с внутренней трубой телескопического узла (диаметр трубы 406 мм);

- панель управления общими натяжными устройствами;
- каптажное устройство для закрытия скважины до установки эксплуатационного оборудования;
- водолазное оборудование;
- комплект монтажных, спусковых, технологических инструментов и приспособлений грузоподъемных кранов;
- другое оборудование, необходимое для эксплуатации и ремонта ПУО.

#### Подводный комплекс.

Подводный комплекс (рисунок 13) состоит из водоотделяющей колонны (морского стояка) 10, многоканальных шлангов 9 и 15, коллекторов 11, плашечных превенторов 12, направляющего основания 13, буровой плиты 14, направляющих канатов 16, верхней и нижней гидравлических муфт, шарового соединения (углового компенсатора), телевизионной камеры, телескопического компенсатора и других узлов.

#### Подводное устьевое оборудование без направляющих канатов.

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах моря возникла необходимость совершенствования и создания новых узлов конструкции ПУО, особенно морских стояков. На рисунке 14 приведена схема ПУО без направляющих канатов фирмы "Камерон". В системе направляющего основания 15, блока превенторов и верхней цанговой соединительной муфты 10 конструкция ПУО обеспечивает использование их с сонарной системой подвода, в состав которой входят сонар, телекамера, индикаторный высотомер и считывающее устройство, установленное на ППБУ.

Блок превенторов включает нижнюю цанговую соединительную муфту 13, плашечные превенторы 17 и приемную плиту, у которой имеется приемная втулка для соединения системы гидравлического управления с линиями глушения и дросселирования. Эти линии имеют безопасные клапаны с приемными втулками дистанционного управления сверху.



На ППБУ установлены лебедки электрокоммуникационного и силового кабеля 7, блок аккумуляторных батарей 6, центральная панель управления 5, разделяющая установка 4, блок батарей 3. электроустановка 2, панель управления бурильщика 1, силовая установка с панелью управления дивертором 24, лебедка аварийного гидравлического шланга 23, дополнительная линия подачи рабочей жидкости 22.

Монтаж ПУО начинают со спуска на морское дно сначала буровой плиты, а затем направляющего основания 15 или со спуска буровой плиты и направляющего основания одновременно. К буровой плите перед спуском присоединяют откидные кронштейны, на концах которых установлены отражатели сонара 16. Эти кронштейны при прохождении через шахту на буровом судне находятся в сложенном виде и после прохождения через нее раскладываются.

После установки буровой плиты приступают к бурению скважины диаметром 914 мм под направление диаметром 762 мм. Последнее спускают и сажают в буровую плиту вместе с направляющим основанием. Затем скважину промывают и цементируют до уровня дна моря, после чего спускают блок превенторов. Во время спуска сонар 1 (рисунок 15) и телекамера, установленные в нижней части спускаемого оборудования, посылают сигналы на отражатели 2, расположенные на концах откидных кронштейнов направляющего основания, которое находится на морском дне.

Телекамеры обеспечивают изображение спускаемого узла на экране панели в центре управления на буровом судне. Направляющая воронка 14 (рисунок 14), находящаяся в нижней части секции спускаемого узла, помогает совместить его с направляющим основанием. Информация, полученная с помощью сонара и телекамеры, обеспечивает совмещение в пределах 100 мм.

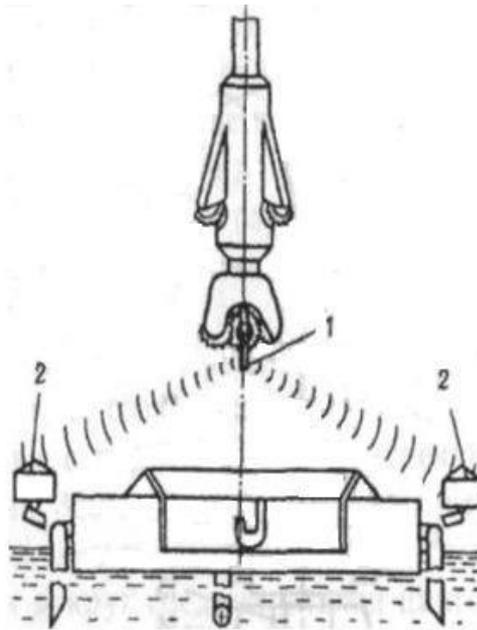


Рисунок 15 – Схема ввода в опорную плиту бурового инструмента:

1 – сонар; 2 – отражатели

С помощью цанговой гидравлической муфты соединяют спущенный блок противовыбросового оборудования с головкой направления и сонар с телекамерой поднимают. Затем спускают морской стояк и при подходе верхней цанговой гидравлической муфты, закрепленной в нижней части секции стояка, к блоку превенторов, она совмещается и соединяется со специальным устройством – вертлюгом, установленным в верхней части блока превенторов. После этого стояк с муфтой поворачивается до совмещения всех гидравлических соединений втулок линий глушения и дросселирования. Затем муфты и втулки пропускают через предохранительную базовую плиту узла нижнего стояка и соединяют с приемной плитой в верхней части блока превенторов.

Условия эксплуатации комплекса ПУО на больших глубинах потребовали создания соответствующих конструкций узлов.

Шаровое универсальное соединение стояка и блока превенторов рассчитано на нагрузку 4540 кН и глубину моря 1829 м. Конструкция соединения выполнена таким образом, что контактируемые поверхности шара и гильзы обеспечивают только герметизацию соединения, а нагрузку воспринимает специальное шарнирное соединение.

С помощью телескопического узла обеспечивается перемещение установки по вертикали до 18,3 м. Для облегчения веса стояка к нему можно присоединять плавучие понтоны (поплавки) [11].

В комплекс ПУО входит система аварийного отсоединения. Она включает приваренные на противоположных сторонах узла нижней секции стояка кронштейны, на концах которых установлены приемные раструбы аварийного отсоединения (или соединения) с воронками диаметром 508 мм. Для выполнения аварийного отсоединения (или соединения) спускают специальный инструмент с сонаром и телекамерой.

В комплексе ПУО имеется также многоступенчатая электрогидравлическая система дистанционного управления и аварийная акустическая система.

## **5 Особенности ведения работ на море и в Арктике**

Бурение скважин на арктическом шельфе и на море – процесс более трудоемкий и дорогостоящий, по сравнению с бурением скважин на суше. Это обусловлено наличием водного пространства над придонным устьем скважины и применением специальных морских оснований, предназначенных для выполнения с них полного комплекса работ по строительству 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 (течения, приливы и отливы, волнения и ветры, морось, снег, туманы, ограниченная горизонтальная видимость, температура воды и воздуха, ледовый режим и т.д.) [9].

Ветры, течения и волнения водного пространства, расположенного над придонным устьем скважины, способны вызывать качку плавучих буровых установок, перемещение инструментов и оборудования по палубе, дрейф и снос буровых установок в направлении течения или ветра. Качка может оказывать отрицательное физиологическое воздействие на персонал, работающий на буровой установке. Волнение моря может оказывать пагубное влияние не только при бурении с плавучих буровых, но и при ведении работ с неподвижных (стационарных) установок. Это вызвано тем, что волны, обрушивающиеся на основания буровых, могут привести к их повреждению или полному разрушению.

Рыхлые породы, слагающие морское дно, как правило, отличаются сильной обводненностью. При проведении работ по сооружению скважины в обводненных породах для обеспечения устойчивости стенок скважины и сохранности керна приходится использовать комплекс специальных технических средств. Появляется необходимость в осуществлении дополнительных технологических мероприятий, требующих дополнительные

материальные затраты и удовлетворяющих жестким требованиям по охране окружающей среды от загрязнения.

Специфические метеорологические и гидрологические условия моря накладывают ограничение на возможности и снижают эффективность применения технологий бурения и технических средств, используемых при бурении на суше. В связи с этим проблема, связанная с повышением эффективности сооружения скважин на море и на арктическом шельфе, по-прежнему является одной из ключевых в процессе вовлечения в разработку природных ресурсов подводных месторождений.

Для сооружения и последующей эксплуатации морских скважин экономически оправдано создание массивных, дорогостоящих стационарных/полустационарных, а также погружных конструкций основания, которые позволят разместить на них стандартную буровую технику, использовать отработанные при строительстве скважин на суше технологии по бурению, добыче, сбору и подготовке газа и нефти к транспортировке.

В свою очередь сооружение разведочных скважин на море и на арктическом шельфе требует создания принципиально новых технологий бурения и конструкций бурового оборудования, способных гарантировать бурение скважины с соблюдением всех требований по безопасности и экологичности, способных обеспечить высокое качество ведения работ при минимальных затратах. 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 подобной классификации позволит более точно определить возможные пути развития, совершенствования существующих технологий бурения и технических средств, используемых для строительства скважин на море.

На процесс сооружения скважины на море оказывают влияние естественные, технологические и технические факторы. Следует отметить, что наибольшее влияние способны оказывать естественные факторы. Естественные факторы определяют организацию работ, особенности конструктивного исполнения техники, стоимость техники, полноту геологической информации, получаемой в процессе бурения и т.п. К естественным факторам можно отнести гидрометеорологические, горно-геологические и геоморфологические условия.

Гидрометеорологические условия определяются волнением моря, его температурным и ледовым режимами, скоростью течения воды и колебаниями ее уровня (сгоны – нагоны, приливы – отливы). Также к гидрометеорологическим факторам можно отнести условия видимости (туманы, метели, осадки, низкая облачность).

При бурении на акваториях большую опасность представляют отрицательные температуры воздуха, способные вызывать обледенение оборудования и основания буровой установки. Наличие низких отрицательных температур может стать причиной дополнительных затрат труда и времени на восстановление работоспособности силового оборудования после остановки.

Также время бурения на арктическом шельфе и на море ограничивает снижение видимости, которое на протяжении безледового периода чаще всего отмечается в утренние и ночные часы.

Геоморфологические условия характеризуются строением и очертаниями берегов, топографией и почвой, слагающей дно, удаленностью точки заложения скважины от обустроенных портов и суши и т.п. Для шельфов практически всех морей более характерными являются малые уклоны дна. Однако следует отметить наличие практически у всех шельфов желобов, долин, впадин и т.д.

Почва дна характеризуется своей неоднородностью даже на незначительных площадях. Глина, песок, ил чередуются со скоплениями

ракушек, гравия, гальки, валунов, а иногда и с выходами скальных пород в виде рифов и отдельных камней.

Полная классификация основных факторов, влияющих на показатель эффективности сооружения скважин на море, представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на море

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, топография 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

Экологические проблемы освоения Арктики.

Экологические проблемы, возникающие при освоении Арктики, могут с легкостью перерасти из региональных в глобальные, ввиду присущих ей природно-географических особенностей. Выявление крупных ресурсов углеводородного сырья на шельфах морей меняет позицию, перспективы и направления развития топливноэнергетического комплекса (ТЭК) России. Вследствие чего появляется необходимость в разработке новых концепций социально привлекательного, экологически безопасного и эффективного

недропользования. Стабильность работы ТЭК должна определяться рациональным внедрением углеводородных ресурсов многообещающих добывающих районов в хозяйственный оборот.

Серьезный экологический риск представляют предстоящие масштабные освоения углеводородов на территории арктического шельфа. Основная проблема заключается в том, что Арктика в течение большей части года покрыта льдами, и любое незначительное нарушение в экологии может привести к существенному ущербу, требующему колоссальных штрафных выплат. Например, в 1989 году на Аляске произошло крушение заполненного нефтью танкера Exxon Valdez, вызвавшее одну из крупнейших морских экологических катастроф в истории [10].

Практически все работы, связанные с разведкой, добычей и транспортировкой газа и нефти сопровождаются сбросом твердых и жидких отходов. За время строительства одной скважины может быть сброшено до 5 тысяч кубометров отходов. В жидких отходах, как правило, содержится большое количество токсичных примесей тяжелых металлов, также присутствуют глинистые взвеси, увеличивающие мутность воды. Основное нефтяное загрязнение в процессе бурения вызвано использованием растворов на углеводородной основе (РУО). Пластовые воды, сбрасываемые в процессе сооружения скважины, также являются значимым источником загрязнения. Это вызвано наличием в их составе высокого содержания тяжелых металлов, нефтяных углеводородов, а также аномально повышенным показателем минерализации по отношению к морской воде.

В 1991 году при содействии восьми арктических стран (Финляндии, Дании, Канады, Норвегии, Исландии, США, Швеции и Российской Федерации) была принята Стратегия по защите окружающей среды Арктики (AEPS). В 1996 году Министерством иностранных дел стран арктического региона была подписана Оттавская декларация, а также был образован Арктический совет, предназначенный для обеспечения реализации программы, связанной со всесторонним внедрением устойчивого развития.

Программой ООН по охране окружающей среды было выделено несколько основных экологических проблем Арктики: постепенные изменения в климате и таяние льдов, загрязнение вод северных морей нефтяными стоками и химическими соединениями, сокращение популяций арктических животных и изменения их сред обитания [10].

Происходящие и прогнозируемые климатические изменения в совокупности с промышленной деятельностью делают арктическую экосистему весьма уязвимой к возникновению внештатных аварийных ситуаций, способных нанести серьезный удар по состоянию окружающей среды. Направление, связанное с разработкой эффективных систем экологической безопасности и совершенствованием нормативно-правовой базы по обеспечению охраны окружающей среды, становится все более актуальным как для государств, так и для нефтяных компаний, ведущих активное участие в освоении и эксплуатации нефтегазовых месторождений Арктики. Специфической особенностью безопасности развития Арктического региона России является тот факт, что уровень безопасности находится в существенной зависимости от глобальных угроз. При этом возможные чрезвычайные ситуации и кризисы, в совокупности с особенностями данного региона могут стать причиной потери стабильности систем как федерального, так и международного уровней. Поэтому при формировании системы обеспечения экологической безопасности в Арктическом регионе РФ необходимо учитывать особые экологические риски, их взаимосвязи и последствия.

Проблемы обеспечения экологической безопасности Арктики.

Эффективное освоение углеводородных ресурсов и устойчивое развитие арктических территорий неразрывно связано с обеспечением благоприятного состояния окружающей среды. Следует отметить, что на любую деятельность, осуществляемую в Арктике, оказывают влияние характерные особенности региона: суровые климатические условия, ледниковая обстановка, неразвитая инфраструктура, высокая стоимость

проведения работ. Прогнозируется, что с течением времени, воздействие данных особенностей на общее состояние окружающей среды и на освоение ресурсов нефти и газа будет лишь возрастать. По этой причине их нельзя не учитывать при принятии тех или иных политических и производственных решений. Политика обеспечения экологической безопасности также находится под влиянием данных особенностей. Несмотря на особый статус Арктики и постоянное вмешательство государства, при реализации арктических проектов компании-разработчики все еще ориентируются на показатель экономической эффективности, а не на идеи экологической безопасности. Законодательная система многих зарубежных стран стимулирует нефтяные компании к ведению самостоятельного контроля над выполнением требований по обеспечению безопасности и за разработкой мероприятий, направленных на уменьшение уровня загрязнения окружающей среды. Главный стимулирующий фактор заключается в экономической эффективности. Для нефтяных компаний выгоднее инвестировать финансы в мероприятия по обеспечению экологической безопасности, так как размеры штрафов при возникновении аварийной ситуации могут значительно превышать количество средств, заранее направленных на минимизацию опасности.

В целом, на данном этапе развития отрасли можно отметить наличие положительной тенденции к формированию систем, обеспечивающих экологическую безопасность. В качестве примера можно привести создание компанией «Роснефть» «Декларации об охране окружающей среды и сохранении биологического разнообразия при разведке и разработке минеральных ресурсов Арктического континентального шельфа Российской Федерации» (при содействии компаний Eni, Statoil, ExxonMobil). Также компанией был создан специальный комитет, занимающийся вопросами по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды при проведении работ, связанных с геологоразведкой на территории Карского моря (при содействии компании ExxonMobil) [10].

По инициативе властей Ямало-Ненецкого автономного округа на территории острова Белый был создан Российский центр освоения Арктики. Также был принят ряд программ и проектов, ключевыми из которых являются: стратегическая программа действий по охране окружающей среды Арктической зоны РФ; проект федеральной целевой программы «Ликвидация последствий загрязнения и иного негативного воздействия на окружающую среду в результате экономической деятельности на 2014–2025 годы». Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что работы, направленные на ликвидацию негативных последствий промышленной деятельности, и на охрану состояния окружающей среды Арктического региона РФ активно ведутся. Несмотря на наличие нерешенных экологических проблем, существует четкое понимание всей важности создания систем, направленных на обеспечение экологической безопасности в Арктике, с целью устойчивого развития региона.

Особые экологические риски продиктованы спецификой природно-климатических условий Арктического региона, особенно чувствительного к воздействию изменений климата. При этом негативные последствия усиливаются влиянием антропогенных факторов. Особые экологические риски, присущие Арктическому региону РФ могут быть условно разделены на три основные группы: природно-экологические, технико-экологические и социально-экологические риски.

#### Природно-экологические риски.

Основную часть климатических изменений Арктической зоны принято связывать с глобальным потеплением, в результате которого сокращается площадь и толщина морского льда, происходит таяние вечной мерзлоты, смещаются границы лесной зоны, происходит деградация ландшафтов и трансформация экосистем. Принято выделять следующие основные риски:

- Выбросы метана (мощный парниковый газ). Источником метана могут являться скважины, пробуренные на глубину в несколько сотен метров ниже морского дна. Процесс высвобождения метана способствует ускорению глобального потепления, вследствие чего происходит высвобождение новых объемов метана. Значительный вклад в изучение влияния метана на атмосферу был внесен учеными Тихоокеанского океанологического института Дальневосточного отделения РАН. В 2010 году был опубликован отчет, основанный на многолетних исследованиях выделений метана на территории арктического шельфа РФ.
- Поступление в среду обитания человека стойких органических соединений, накопленных в арктическом регионе. Токсичные вещества высвобождаются из мест захоронения радиоактивных и химических отходов в результате деградации мерзлоты и потепления климата.
- Увеличение глубины протаивания подземного льда, способное вызвать деформацию инфраструктурных сооружений, а также способное привести к уменьшению срока эксплуатации сооружений и другим серьезным последствиям [12].

Технико-экологические риски.

#### 1. Накопленный экологический ущерб (НЭУ).

Специфика локализации накопленного экологического ущерба арктической зоны РФ обусловлена территориальным размещением объектов горной добычи, военно-промышленного комплекса, перерабатывающей и тяжелой промышленности. Объекты НЭУ являются постоянным источником экологических угроз для арктического региона. Наибольшую опасность представляют заброшенные территории и отходы промышленного производства. Помимо этого, при существующих тенденциях к освоению морских месторождений Арктического шельфа происходит увеличение НЭУ, вызванное утечками нефти [12].

## 2. Техногенное воздействие.

Процесс освоения месторождений углеводородов на территории морей Арктики неблагоприятно воздействует на экосистему региона, которая и так подвержена серьезным напряжениям, вызванным изменениями в климате и НЭУ.

Принято выделять следующие основные техногенные риски: аварийный разлив нефти; выбросы загрязняющих веществ в морскую среду и атмосферу, сжигание нефтяных попутных газов, выбросы парникового газа, значительное увеличение уровня сейсмологической опасности, вызванное проседанием горных пород на огромной территории. Также следует отметить риски, связанные с разливами при возникновении аварийных ситуаций и выполнении погрузочно-разгрузочных работ, загрязнением морских акваторий, загрязнением почв и другие. Опасность данных рисков усугубляется наличием особых арктических условий, влияющих как на вероятность их возникновения, так и на возможные последствия.

### Социально-экологические риски.

На территории Арктики социальные последствия антропогенных влияний и климатических изменений являются наиболее ощутимыми. Это вызвано тем, что на территории региона проживают коренные народы. Поддержание уровня биологического разнообразия, целостность ландшафтов являются необходимыми условиями ведения установившегося образа жизни коренных народов. В основе культуры северного населения лежит уникальный опыт взаимодействия природы и человека, целостность которого может поддерживаться только сохранением традиционных сбалансированных методов использования биологических ресурсов. Стремительные климатические изменения и влияние промышленной деятельности на территории Арктики значительно ограничивают возможности коренного населения своевременно адаптироваться к происходящим изменениям. Для Российской Федерации, обладающей самой обширной арктической территорией, характеризующейся большой

плотностью коренного населения, экологическая безопасность должна иметь особое стратегическое значение. В связи с этим при разработке систем по обеспечению экологической безопасности Арктики необходимо с повышенным вниманием относиться к наличию особых экологических рисков и характерных региональных особенностей.

Экологические риски в процессе бурения скважин.

Процесс бурения скважин непременно сопровождается большим выбросом загрязняющих веществ в морскую среду, атмосферу и пр. Следует отметить, что экологические риски сохраняются даже после завершения добычи углеводородов.

В законодательстве РФ прописан ряд требований, согласно которым использованный буровой раствор и другие технологические отходы должны быть накоплены и перевезены на берег для проведения специальной обработки. К сожалению, на данном этапе развития отрасли практически отсутствуют по-настоящему эффективные технологии по переработке бурового раствора, загрязненного нефтепродуктами, а специализированные хранилища – переполнены.

Также на данный момент времени отсутствуют технологии, позволяющие проводить стопроцентную очистку пластовой воды. Наличие подобной технологии могло бы полностью предотвратить попадание в морскую среду загрязняющих веществ. Данная проблема осложняется в результате разработки старых месторождений, так как содержание нефти в них гораздо меньше, а пластовой воды – значительно больше. К примеру, в регионе Тампен, расположенном на территории Северного моря, количество пластовой воды в два раза превышает количество нефти.

Отходы одной скважины оказывают локальное воздействие в радиусе от 3 до 5 км. Однако разработка большого числа скважин может привести к распространению негативного влияния на целые промысловые районы.

В процессе ведения работ, связанных с бурением, могут происходить аварии, способные стать причиной неожиданных залповых выбросов

газообразных и жидких углеводородов из скважины. В редких случаях при наличии очень большого перепада давления аварии могут иметь длительный катастрофический характер. Как правило, для остановки таких продолжительных выбросов приходится бурить дополнительные наклонные скважины.

Другие группы аварий характеризуются регулярными «нормальными» выбросами, которые можно остановить за несколько часов, не прибегая к бурению дополнительных скважин. В данном случае опасность представляет именно регулярность выбросов, приводящая, к хроническому воздействию на морскую экосистему [12].

Для того чтобы обеспечить наиболее масштабный эффект рационального использования окружающей среды Арктической зоны Российской Федерации необходимо провести следующие основные действия:

- создать аналитическую базу данных, несущую информацию о возможных рисках и последствиях их влияния;
- интегрировать политику экологической безопасности во все сферы развития экономики Арктической зоны;
- сформировать экологические стандарты, четко регламентирующие допустимые и недопустимые действия на территории региона;
- обеспечить активное сотрудничество нефтяных компаний и государства по вопросам, связанным с охраной окружающей среды Арктического региона;
- укрепить международное сотрудничество в сфере экологической безопасности, разработать единые критерии правового регулирования охраны окружающей среды Арктики. Исходя из планируемых объемов освоения Арктической зоны Российской Федерации, необходимо создать комплексную систему экологической безопасности, учитывающую возможные негативные влияния рисков, как при создании стратегий развития, так и на каждом этапе осуществляемых проектов. Анализ рисков имеет принципиальное значение как процесс определения отдельных источников опасности и прогноза возможного ущерба.

## **6 Техника безопасности при ведении работ на море и в Арктике**

Для выполнения работ, связанных с разведкой и разработкой морских и шельфовых месторождений, предприятия, организации, совместные предприятия, фирмы, проектные организации должны получить в Госгортехнадзоре России лицензию, позволяющую осуществлять определенный вид деятельности.

Проект на строительство скважины на территории моря или континентального шельфа должен быть согласован с органами государственного надзора. Степень риска на стадии проекта должна находиться в пределах утвержденной Госгортехнадзором России величины.

На морских установках, используемых при бурении, добыче и хранении нефти, должны находиться руководства по эксплуатации установок и агрегатов, инструкции по безопасности труда по каждому виду работ, правила, связанные с внутренним распорядком, и расписание по тревогам.

Морская буровая установка должна быть оборудована светозвуковой и аварийной сигнализацией. При сигнале тревоги персонал МБУ должен действовать в соответствии с Расписанием по тревогам и инструкциям на случай аварий.

Администрация предприятия (по согласованию с представителями местной администрации) устанавливает предельные значения скорости ветра, температуры воздуха, состояния ледовой обстановки, волнения моря, при достижении которых следует полная остановка работ на открытом воздухе или организовываются перерывы на обогрев сотрудников.

Строго запрещается выполнять гидротехнические работы, постановку судна на якоря на территории охранной зоны линий электропередач, кабелей связи и других объектов без наличия письменного согласования с эксплуатационной организацией или владельцем этих объектов [13].

На территории МБУ, при круглосуточном нахождении персонала, должен находиться неснижаемый запас (НЗ) питьевой воды и продуктов питания. Объем данного НЗ определяется автономностью и

местоположением морской буровой установки и должен обеспечить запас не менее чем на 15 дней.

Предприятия, эксплуатирующие морские нефтегазовые сооружения (МНГС), обязаны иметь карту подводной и надводной коммуникации, проложенной в районе проведения работ.

Предприятия, эксплуатирующие МНГС, должны заключить с территориальной службой по гидрометеорологии и контролю окружающей среды соглашение на обслуживание, в котором должны быть предусмотрены виды и объемы передаваемой информации, способы и сроки ее передачи. Данная информация должна фиксироваться на нефтегазовом сооружении в специальном журнале прогнозов погоды, соответствующем установленной форме.

На МБУ должен вестись ежедневный учет людей, находящихся на борту, всех прибывших и убывающих лиц независимо от сроков их пребывания на платформе. Руководитель службы безопасности обязан ознакомить (под роспись в специальном журнале) персонал, прибывший на объект для ведения работ, с положениями правил внутреннего распорядка, сигналами тревог, обязанностями по конкретным тревогам; указать номер каюты и спасательной шлюпки. Персоналу, впервые прибывшему на объект и не знакомому с расположением помещений, запрещено перемещаться по территории объекта без сопровождения и без предварительного инструктажа по безопасности.

При несчастном случае очевидец произошедшего или пострадавший обязан немедленно известить руководителя работ, который в свою очередь должен сохранить обстановку на рабочем месте без изменений до проведения расследования, если данная ситуация не создаст угрозу для других рабочих и не приведет к аварии.

Пострадавшему должна быть оказана доврачебная помощь, при необходимости должен быть вызван транспорт (скорая медицинская помощь)

для его транспортировки на берег. Расследование несчастного случая, произошедшего на объекте, проводится в установленном порядке.

Требование безопасности к персоналу.

Лица, работающие на морских буровых установках и других морских объектах, должны уметь плавать, оказывать первую доврачебную помощь на море, пользоваться индивидуальными и коллективными спасательными средствами. Необученный персонал может находиться на платформе только при условии, что с ним провели инструктаж, определяющий его обязанности в случае возникновения аварийной ситуации, в сопровождении человека, назначенного непосредственно руководителем объекта.

Рабочие и специалисты, осуществляющие работы, связанные с бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин, а также лица, обслуживающие МНГС, направляемые на объект впервые, должны быть ознакомлены с особенностями процесса ведения работ на данной платформе. Также для них должен быть проведен инструктаж по правилам безопасности при ведении работ на объекте и недельная стажировка под руководством ответственного лица [13].

К работам, связанным с управлением грузоподъемными устройствами допускается персонал, прошедший специальное обучение, сдавший экзамен по программе, утвержденной в установленном порядке, с получением соответствующего удостоверения. Работники МБУ, привлекающиеся к ведению погрузочно-разгрузочных работ, должны проходить обучение по программе для стропальщиков и аттестацию квалификационной комиссии организации, ведущей эксплуатацию МБУ, в установленном порядке с получением удостоверения.

Персонал, работающий на МНГС, должен изучить нормативные документы, связанные с правилами внутреннего распорядка, инструкциями по недопущению и ликвидации пожаров, флюидопроявлений, открытых фонтанов и других аварий, а также план эвакуации с МНГС. В специальном

расписании указываются сигналы соответствующих тревог и места сбора персонала (экипажа).

Требования безопасности при доставке персонала на объект.

Доставка персонала на место ведения работ должна производиться при помощи вертолетов и судов, оборудованных для перевозки людей. На территории объекта должна быть оборудована взлетно-посадочная площадка для вертолета. Данная площадка должна соответствовать общим авиационным требованиям к средствам обеспечения вертолетов на судах и приподнятых над водой платформах. На территории стационарных платформ должны быть оборудованы причальные и посадочные площадки для судов в межледовый период. При волнении моря решение о посадке или высадке людей принимает непосредственно капитан МНГС.

Строго запрещено проводить погрузочно-разгрузочные работы одновременно с высадкой или посадкой людей с судна на платформу. Пересадка людей с платформы на судно и с судна на платформу должна быть произведена при помощи специальной люльки.

При швартовке судна к МБУ принимать и крепить швартовые концы имеют право только специально выделенные и обученные лица из числа персонала, обслуживающего морскую буровую установку. В процессе швартовки судна на причальной площадке разрешено находиться только человеку, непосредственно принимающему швартовый конец [13].

Люлька, предназначенная для высадки-посадки людей, должна быть оборудована табличкой с указанием допустимого количества людей, грузоподъемности люльки и сроков испытания. Она должна ежегодно проходить испытание на статическую нагрузку, превышающую расчетную в два раза, и на динамическую нагрузку, путем равномерного подъема и опускания груза, превышающего значение расчетной рабочей нагрузки на 10%. Результат испытания должен быть занесен в журнал учета и осмотров.

Посадочное средство для персонала (люлька) должна осматриваться ответственным лицом, назначенным руководителем объекта, один раз в три месяца. Результат проверки и осмотра должен быть занесен в журнал.

Строго запрещено одновременно переносить в люльке людей и грузы (за исключением личных вещей персонала). При этом к посадке в люльку допускаются только лица, одетые в спасательные жилеты.

При проведении посадки людей с судна на производственный объект люлька должна быть поднята на высоту, превышающую максимальную амплитуду вертикальной качки судна, затем она должна быть отведена от палубы судна в сторону моря и поднята на платформу.

При проведении высадки людей с платформы на судно люлька должна быть спущена над морем и по достижению высоты, несколько превышающей положение судна на гребне волны, поворотом стрелы крана должна быть установлена над палубой судна и опущена на нее [13].

Требования безопасности при эвакуации персонала.

МБУ должна быть оборудована временным убежищем, выступающим в качестве места сбора работников, в случае возникновения на объекте чрезвычайной ситуации. Данное убежище строится и располагается таким образом, чтобы работники МБУ находились в безопасности до проведения эвакуации с территории объекта. Оно должно быть в обязательном порядке оборудовано необходимыми средствами жизнеобеспечения и связи.

Рабочие помещения и площадки на морской буровой установке должны иметь как минимум два эвакуационных выхода (основной и запасный). На территории производственных помещений платформы должны быть предусмотрены выходы на противоположные стороны, оборудованные дверями, открывающимися наружу и не имеющими запоров. Строго запрещено располагать выходы из сооружений и помещений в сторону установок, способных выделять взрывоопасные и токсичные газы.

Трапы, ведущие к посадочным (шлюпочным) площадкам, должны быть выполнены с учетом возможности обеспечить посадку людей в

коллективные спасательные средства с обеих сторон площадки. Проходы, ведущие к посадочным (шлюпочным) площадкам, должны иметь ширину не менее 1,4 метра (в соответствии с требованиями Российского Морского регистра судоходства). В проекте должно быть указано время общей эвакуации [13].

Работники МБУ должны быть расписаны по коллективным спасательным средствам. Работники буровой установки должны знать свое место и обязанности при сигнале об оставлении производственного объекта на коллективном спасательном средстве.

Эвакуационные пути общей (аварийной) эвакуации, места размещения коллективных спасательных средств, включая устройства для спуска на воду, а также поверхность моря в месте спуска должны быть обеспечены основным и аварийным освещением в темное время суток. Аварийное освещение должно иметь освещенность не менее 10 % установленных норм для данного помещения (рабочей площадки).

Способ эвакуации с территории объекта (при помощи судов, вертолетов, коллективных спасательных средств) определяется конкретной обстановкой. Эвакуация работников с использованием коллективных спасательных средств осуществляется только при наличии специальной команды или сигнала. При этом сигнал в обязательном порядке дублируется голосовой командой по громкоговорящей связи.

Команда об эвакуации людей может быть подана начальником МНГС (капитаном) или лицом, его заменяющим, назначенным приказом. Он же должен известить дежурные вертолеты и суда, и при необходимости подать международный сигнал бедствия.

Радист, начальник объекта или другое ответственное лицо, назначенное приказом, и спасательные группы должны эвакуироваться последними, предварительно убедившись, что на объекте никто не остался.

Спасательные средства на морских буровых установках.

МБУ должна быть обеспечена индивидуальными и коллективными спасательными средствами в соответствии с положениями Международной конвенции по охране человеческой жизни на море. Число коллективных спасательных средств определяется исходя из условия 200% обеспечения максимально возможного количества работников на объекте. В зоне жилого блока располагаются герметичные сбрасываемые шлюпки, число которых определяется исходя из условия 100% обеспечения максимально возможного количества работников на объекте. Коллективные спасательные средства устанавливаются в зонах временного убежища, жилого комплекса, а также по бортам МБУ в местах, удобных для их использования [13].

Спасательные устройства и средства, оборудование спасательных устройств и средств должны обеспечить надежность в использовании при возникновении экстремальных условий эксплуатации МБУ.

Спасательные шлюпки, расположенные на объекте, должны быть оснащены в соответствии с правилами по оборудованию морских судов. Техническое состояние шлюпок и их снабжение проверяется при каждой смене вахт ответственным лицом. Неисправности, обнаруженные при проверке, должны немедленно устраняться. Результат проверки регистрируется в специальном журнале под роспись ответственного лица.

Испытание коллективных спасательных средств на территории морского нефтегазового сооружения проводится специализированными организациями, имеющими соответствующие сертификаты, в соответствии с требованиями свода правил по оснащению морских судов.

На территории морской буровой установки должно быть предусмотрено наличие спасательных жилетов, количество которых определяется числом спальных мест в жилых помещениях объекта с учетом дополнительного нормативного запаса на еще одну вахту. При температуре окружающего воздуха менее 10°C, помимо спасательных жилетов, должны иметься в наличии специальные спасательные гидротермокостюмы.

Спасательные гидротермокостюмы (жилеты) должны быть размещены в каждой каюте в соответствии с количеством коек. Строго запрещено размещение в жилых помещениях спасательных жилетов в количестве более 20 штук. При этом допускается расположение дополнительного запаса спасательных гидрокостюмов (жилетов) в количестве более 20 штук вблизи спасательных плотов и плавсредств.

На территории МНГС должны быть размещены спасательные круги (по обеим сторонам пешеходного моста, посадочно-причальной площадки/площадок, через каждые 15 метров по периметру объекта). При этом как минимум 50% спасательных кругов должно быть оборудовано специальными буйками с самозажигающимися огнями и как минимум 25% – автоматически действующими дымовыми шашками [13].

Техническое состояние индивидуальных спасательных средств проверяется ответственным лицом через установленные сроки. Помимо этого, перед каждым выходом на смену спасательный жилет должен проверяться его непосредственным владельцем.

Для подачи сигналов бедствия морское нефтегазовое сооружение должно быть в установленном порядке обеспечено всеми необходимыми сигнальными средствами. Контроль над техническим состоянием сигнальных средств осуществляется ответственным лицом.

На территории производственного объекта сигнальные ракеты должны храниться в специальных шкафах (ящиках), запираемых на ключ. Шкаф (ящик) с сигнальными ракетами должен быть расположен на безопасном расстоянии от источников теплоты (котлы, выхлопные трубы, электрическое или паровое отопление и прочее) на высоко расположенном открытом месте.

При запуске сигнальной ракеты строго запрещено направлять ее в сторону людей, береговых сооружений, судов и так далее.

При объявлении сигнала тревоги на территории производственного объекта строго запрещается курить и применять открытый огонь [13].

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1 SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть»

Таблица 2 – SWOT-анализ компании ПАО «НК «Роснефть»

Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Компания является лидером по объему добычи нефти в РФ, а также по величине запасов среди публичных компаний мира.</li> <li>2. Компания характеризуется высокой степенью вертикальной интеграции нефтяного бизнеса.</li> <li>3. Месторождения компании характеризуются сравнительно малой степенью выработанности.</li> <li>4. Компания имеет приоритет при распределении государством стратегических нефтяных месторождений.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Компания имеет высокую долговую нагрузку.</li> <li>2. Находится в зависимости от трубопроводной инфраструктуры Транснефти и Газпрома.</li> <li>3. Слабая вовлеченность компании в зарубежные профильные активы.</li> <li>4. Компания характеризуется низкой степенью вертикальной интеграции в области газового и сбытового бизнеса.</li> <li>5. Гибкость компании в принятии инвестиционных решений ограничивается контролем государства.</li> <li>6. Компания подвержена политическому риску.</li> </ol>
Возможности (O)	Угрозы (T)
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ведение разработки подлежащих налоговым льготам крупных месторождений в Восточной Сибири.</li> <li>2. Разработка месторождений углеводородов на территории Алжира, как серьезный шаг навстречу крупным зарубежным проектам.</li> <li>3. Проведение реконструкции Туапсинского нефтеперерабатывающего завода и увеличение его мощностей.</li> <li>4. Увеличение доли в крупном Верхнечонском месторождении.</li> <li>5. Увеличение объемов добычи на территории Восточной Сибири.</li> <li>6. Возможность получить финансовую поддержку от государства в случае необходимости.</li> <li>7. Благодаря вводу банка качества нефти на территории РФ, компания будет получать возмещения за потери в качестве нефти в процессе транспортировки по трубопроводам Транснефти.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможное ограничение доступа к газотранспортной системе Газпрома в будущем.</li> <li>2. Возможное повышение степени влияния государства на инвестиционные решения компании.</li> <li>3. Возможность замены текущего президента компании человеком, более зависимым от государства.</li> <li>4. Потеря доступа к одесскому нефтепроводу в результате политического давления со стороны Украины.</li> <li>5. Конкуренция с Газпромом за проекты по разработке месторождений углеводородов на территории сахалинского шельфа.</li> </ol>

## 7.2 Структура и организационные формы работы компании ПАО «НК «Роснефть»

Организационная структура предприятия ПАО «НК «Роснефть» представлена на рисунке 16.

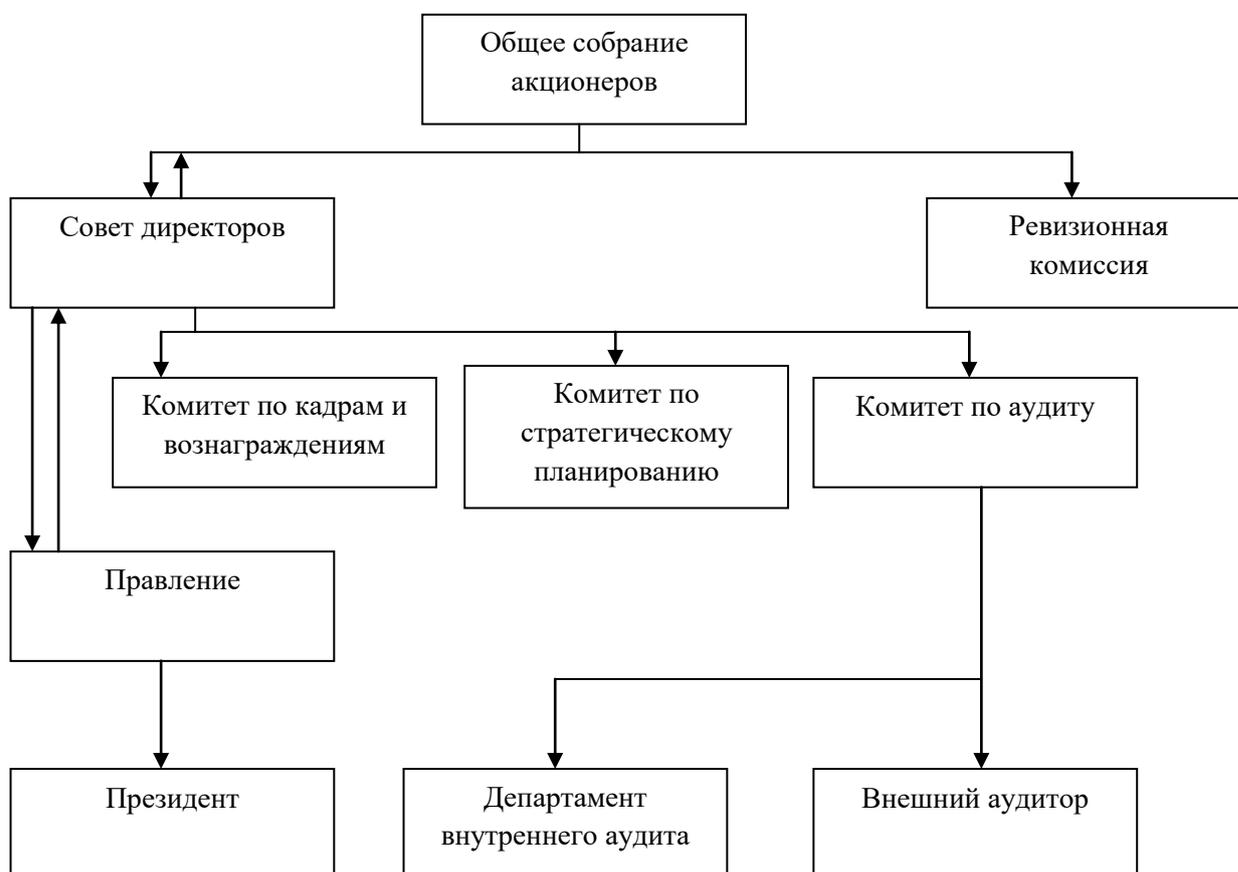


Рисунок 16 – Организационная структура предприятия ПАО «НК «Роснефть»

Органы управления компанией (в соответствии с Уставом ПАО «НК «Роснефть»):

- общее собрание акционеров;
- совет директоров;
- правление (коллегиальный исполнительный орган);
- президент (единоличный исполнительный орган).

В нефтяной компании «Роснефть» общее собрание акционеров является высшим органом управления. Все акционеры компании владеют голосующими акциями и могут принимать участие в общем собрании с правом голоса при обсуждении вопросов, находящихся в компетенции

совета. Компания ежегодно проводит общее годовое собрание акционеров, которое инициируется советом директоров ПАО «НК «Роснефть».

Советом директоров нефтяной компании «Роснефть» осуществляется общее руководство деятельностью компании, за исключением решения вопросов, находящихся в компетенции общего собрания акционеров. Совет директоров избирается в количестве 11 человек на общем собрании акционеров ПАО «НК «Роснефть», на срок до следующего общего годового собрания акционеров. В составе совета директоров обеспечено оптимальное соотношение независимых, исполнительных и неисполнительных членов. Для достижения поставленных перед компанией целей в составе совета директоров созданы следующие комитеты:

- по кадрам и вознаграждениям;
- по стратегическому планированию;
- по аудиту.

Данные комитеты формируют члены совета директоров компании, обладающие знаниями и профессиональным опытом в соответствующих сферах. В состав комитета могут входить исключительно члены совета директоров, не являющиеся исполнительными директорами. При этом во главе комитета должен находиться независимый директор. Комитеты не являются органами компании и не имеют права действовать от имени совета директоров.

Комитет по аудиту занимается оценкой кандидатов в аудиторы ПАО «НК «Роснефть» и предоставлением результата оценок кандидатов совету директоров; оценкой заключений аудитора ПАО «НК «Роснефть» до их представления на общем годовом собрании акционеров. Комитет также занимается оценкой эффективности применяющихся в ПАО «НК «Роснефть» процедур по внутреннему контролю, а также подготовкой предложений по совершенствованию данных процедур; контролем над полнотой и достоверностью налоговых, бухгалтерских и управленческих отчетов в ПАО

«НК «Роснефть»»; проведением анализа эффективности внутренних процедур по управлению рисками, обеспечением их соблюдения и др.

Комитет по кадрам и вознаграждениям занимается формированием кадровой политики ПАО «НК «Роснефть»; разработкой критериев по определению размера компенсаций и вознаграждений руководства компании, исполнительных органов и членов совета директоров. Также данный комитет занимается разработкой программ по долгосрочному вознаграждению сотрудников ПАО «НК «Роснефть» (бонусных и опционных) и другими функциями, предусмотренными в соответствующем положении компании.

Комитет по стратегическому планированию занимается формированием стратегий управления и развития, финансовых и инвестиционных стратегий компании; определением приоритетного направления деятельности компании; предварительным одобрением планов финансово-хозяйственной деятельности ПАО «НК «Роснефть», а также иными функциями, предусмотренными в соответствующем положении компании.

Руководством над текущей деятельностью ПАО «НК «Роснефть» занимается единоличный исполнительный орган (президент) и коллегиальный исполнительный орган (правление) компании. Исполнительные органы занимаются всеми вопросами, связанными с текущей деятельностью компании, не считая вопросы, находящиеся в компетенции совета директоров и общего собрания акционеров ПАО «НК «Роснефть».

Членов правления компании утверждает совет директоров по предложению президента ПАО «НК «Роснефть» сроком на 3 года.

### **7.3 Анализ решения компании ПАО «НК «Роснефть» по переходу на двухколонную конструкцию скважин на Ванкорском месторождении**

На сегодняшний день ПАО «НК «Роснефть» по праву считается одним из крупнейших недропользователей на шельфе РФ. Компания имеет 55 лицензий на участки в акваториях дальневосточных, южных и арктических морей России. Компания также ведет реализацию шельфового проекта в Черном море, у берегов Абхазии; занимается разведкой и добычей углеводородов на шельфе Вьетнама; принимает участие в реализации проектов на шельфе Венесуэлы, Мозамбика и Норвегии.

Одной из наиболее перспективных технологий бурения скважин на море и на Арктическом шельфе считается технология строительства скважины одного проходного диаметра (монодиаметра). Считается, что использование более простых конструкций скважин как на море/шельфе, так и на суше, должно сократить время строительства скважин, а также уменьшить затраты на закупку обсадных колонн различного диаметра, значительно уменьшить количество цемента, необходимого для крепления скважины и др.

Проанализируем производственный опыт компании ПАО «НК «Роснефть» на Ванкорском месторождении, где был произведен переход на более простую конструкцию скважин в интервале залегания мягких пород.

В процессе разработки Ванкорского месторождения, характеризующегося сложным геологическим разрезом, компания ПАО «НК «Роснефть» поставила перед собой цель – повысить эффективность бурения и уменьшить время сооружения скважин. В качестве одного из путей достижения этой цели было предложено перейти с трехколонной конструкции скважины на двухколонную.

Решение о переходе было принято в процессе бурения в интервале яковлевского горизонта, после определения возможности сократить время бурения и расходы путем исключения из конструкции скважины технической колонны. На момент принятия данного решения (конец 2013 года) на

Ванкорском месторождении было пробурено более 110 скважин, при этом более половины скважин было пробурено на яковлевский горизонт.

До 2013 года использовалась трехколонная конструкция скважины, состоящая из следующих секций необсаженного ствола:

- секция 393,7 мм для кондуктора, в которой использовались шарошечные конические долота для прохождения гравийного интервала на средней глубине 200 м;
- секция 292,3 мм для технической колонны (долото PDC);
- секция 219,1 мм для эксплуатационной колонны (долото PDC);
- секция под хвостовик 152,4 мм (долото PDC).

В начале 2014 года компания приняла окончательное решение о переходе на облегченную конструкцию скважин, бурящихся на яковлевский горизонт. Было решено упростить конструкцию скважины за счет бурения секции под эксплуатационную колонну длиной до 2500 м. В связи с увеличением длины данной секции, нужно было подобрать технологию бурения, способную решить проблемы, связанные с увеличением крутящего момента, трения, а также позволяющую сохранить желаемую механическую скорость проходки.

Компания «Роснефть» доверила координацию проекта по оптимизации процесса бурения интервала под эксплуатационную колонну компании «Шлюмберже». Разработанный «Шлюмберже» план оптимизации заключался в использовании роторно-управляемых систем PowerDrive X6, буровых долот Smith Bits, а также системы бурового раствора POLY-PLUS на основе высокомолекулярного анионного полимера от M-I SWACO.

Комплексные решения, предоставленные компанией «Шлюмберже» позволили заказчику значительно улучшить эффективность бурения в сравнении с ранее пробуренными скважинами и планом бурения, сократив время сооружения скважины в данном проекте на 7 дней.

Комплексный подход к разработке двухколонной конструкции скважины, позволил улучшить производственные показатели и сократить время сооружения скважины. Компании ПАО «НК «Роснефть» удалось успешно пробурить разрабатываемый горизонт и добиться следующих результатов:

- время сооружения скважины с двухколонной конструкцией на семь дней меньше по сравнению с трехколонной;
- достижение рекордного опережения плана по времени (в среднем на 28%);
- рост механической скорости бурения на 7% в секции 219,1 мм;
- удалось пробурить секцию длиной 2380 метров за пять дней за одно долбление.

На рисунке 17 приведены графики строительства скважин с трехколонной и двухколонной конструкцией.

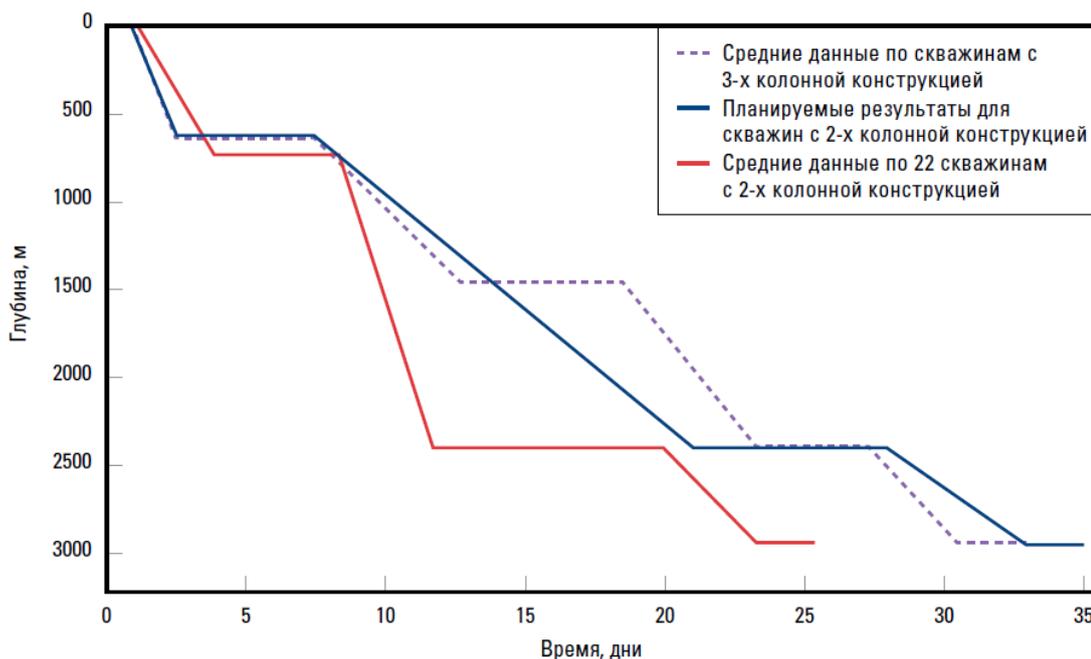


Рисунок 17 – Графики строительства скважин с трехколонной и двухколонной конструкцией

В таблице 3 приведен линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин.

Таблица 3 – Линейно-календарный график выполнения работ по строительству скважин

	Дни																																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35		
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Условные обозначения к таблице 3:

- 1 – график строительства скважины Ванкорского месторождения с трехколонной конструкцией;
- 2 – плановый график строительства скважины Ванкорского месторождения с двухколонной конструкцией;
- 3 – фактический график строительства скважины Ванкорского месторождения с двухколонной конструкцией;
- – работы, связанные с подготовкой к бурению скважины;
- – бурение ствола скважины;
- – шаблонировка ствола скважины, ГИС (если требуется), спуск обсадных колонн, крепление обсадных колонн, переоборудование устья скважины.

#### **7.4 Расчет экономической эффективности применения двухколонной конструкции скважины на Ванкорском месторождении**

В данном разделе рассчитаем примерную прибыль, полученную компанией ПАО «НК «Роснефть» в результате перехода от трехколонной конструкции скважин Ванкорского месторождения к двухколонной и проанализируем полученные результаты.

Рассмотрим оборудование, использовавшееся в процессе бурения скважины с трехколонной конструкцией:

- секция 323,9 мм бурилась при помощи шарошечного долота и винтового забойного двигателя типоразмера 240;
- секция 292,3 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 240;
- секция 219,1 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 172;
- секция под хвостовик 152,4 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 120.

Рассмотрим оборудование, использовавшееся в процессе бурения скважины с двухколонной конструкцией:

- секция 292,3 мм бурилась при помощи шарошечного долота и винтового забойного двигателя типоразмера 240;
- секция 219,1 мм бурилась подрядчиком (компанией «Шлюмберже») с использованием роторно-управляемых систем PowerDrive X6, буровых долот Smith Bits, а также системы бурового раствора POLY-PLUS на основе высокомолекулярного анионного полимера от M-I SWACO;
- секция под хвостовик 152,4 мм бурилась при помощи долота PDC и винтового забойного двигателя типоразмера 120.

В таблице 4 приведена примерная стоимость забойного оборудования, необходимого для бурения скважин на Ванкорском месторождении.

В таблице 5 приведена примерная стоимость аренды оборудования и услуг персонала компании «Шлюмберже».

Таблица 4 – Примерная стоимость забойного оборудования, необходимого для бурения скважин на Ванкорском месторождении

Для трехколонной конструкции скважины	
Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.
Шарошечное долото 323,9 мм	200000
Долото PDC 292,3 мм	450000
Долото PDC 219,1 мм	370000
Долото PDC 152,4 мм	360000
Винтовой забойный двигатель 240 мм	620000
Винтовой забойный двигатель 172 мм	744000
Винтовой забойный двигатель 120 мм	868000
<b>Суммарная стоимость оборудования, руб.</b>	<b>3612000</b>
Для двухколонной конструкции скважины	
Шарошечное долото 292,3 мм	120000
Долота PDC Smith bits 219,1 мм	475000
Долото PDC 152,4 мм	360000
Винтовой забойный двигатель 240 мм	620000
Винтовой забойный двигатель 120 мм	868000
<b>Суммарная стоимость оборудования, руб.</b>	<b>2443000</b>

Таблица 5 – Примерная стоимость аренды оборудования и услуг персонала компании «Шлюмберже»

Наименование услуги	Стоимость услуги, руб./сутки
Аренда роторно-управляемой системы	300000
Сопровождение инженерного сервиса	45000
Сопровождение службы буровых растворов	115000
<b>Суммарная стоимость услуг, руб./сутки</b>	<b>460000</b>

Примерная стоимость одного дня строительства скважины на территории Ванкорского месторождения составляет 1200000 рублей (с учетом заработной платы персонала, амортизации оборудования, затрат на дизельное топливо, масла, хим. реагенты и пр.). Согласно линейно-календарному графику ведения работ по строительству скважины, на строительство скважины трехколонной конструкции уходит 32 дня, а на строительство двухколонной – 25 дней.

При строительстве скважины двухколонной конструкции компания «Шлюмберже» предоставляет услуги своего персонала и услуги по аренде оборудования на интервале бурения ствола скважины диаметром 219,1 мм. В рассмотренном случае данный интервал удалось пробурить за 5 дней.

В таблице 6 приведена примерная стоимость строительства скважины на Ванкорском месторождении.

Таблица 6 – Примерная стоимость скважины на Ванкорском месторождении

Скважина трехколонной конструкции		
Примерная стоимость одного дня строительства скважины	Кол-во дней	Затраты
1200000 руб./сутки	32	38400000 рублей
Суммарная стоимость забойного оборудования		3612000 рублей
<b>Итого</b>		<b>42012000 рублей</b>
Скважина двухколонной конструкции		
Примерная стоимость одного дня строительства скважины	Кол-во дней	Затраты
1200000 руб./сутки	25	30000000 рублей
Примерная стоимость услуг компании «Шлюмберже»	Кол-во дней	Затраты
460000 руб./сутки	5	2300000 рублей
Суммарная стоимость забойного оборудования		2443000 рублей
<b>Итого</b>		<b>34743000 рублей</b>

Таким образом, прибыль компании при переходе от трехколонной конструкции скважины к двухколонной составила примерно 7269000 рублей. Подобного результата удалось достичь благодаря значительному сокращению срока строительства скважины (на 7 дней). Срок строительства скважины двухколонной конструкции может увеличиться за счет более продолжительного процесса бурения интервала ствола скважины диаметром 219,1 мм. При этом будет увеличиваться продолжительность оказания услуг компанией «Шлюмберже», что повлечет за собой дополнительные расходы.

Каждый дополнительный день, потраченный на бурение данного интервала, повлечет за собой расходы в размере 1660000 рублей, где 1200000 рублей – это расходы на один день строительства скважины, а 460000 рублей – расходы на оплату услуг компании «Шлюмберже».

На рисунке 18 представлены графики, отображающие примерную стоимость скважины двухколонной конструкции, в зависимости от продолжительности срока строительства скважины. За основу взят реальный опыт строительства скважины (25 дней), при этом бурение интервала ствола скважины диаметром 219,1 мм производилось в течение 5 дней (с 9 по 13 день план-графика). В связи с этим изменение стоимости строительства скважины будет начинаться с 14 дня ведения работ.

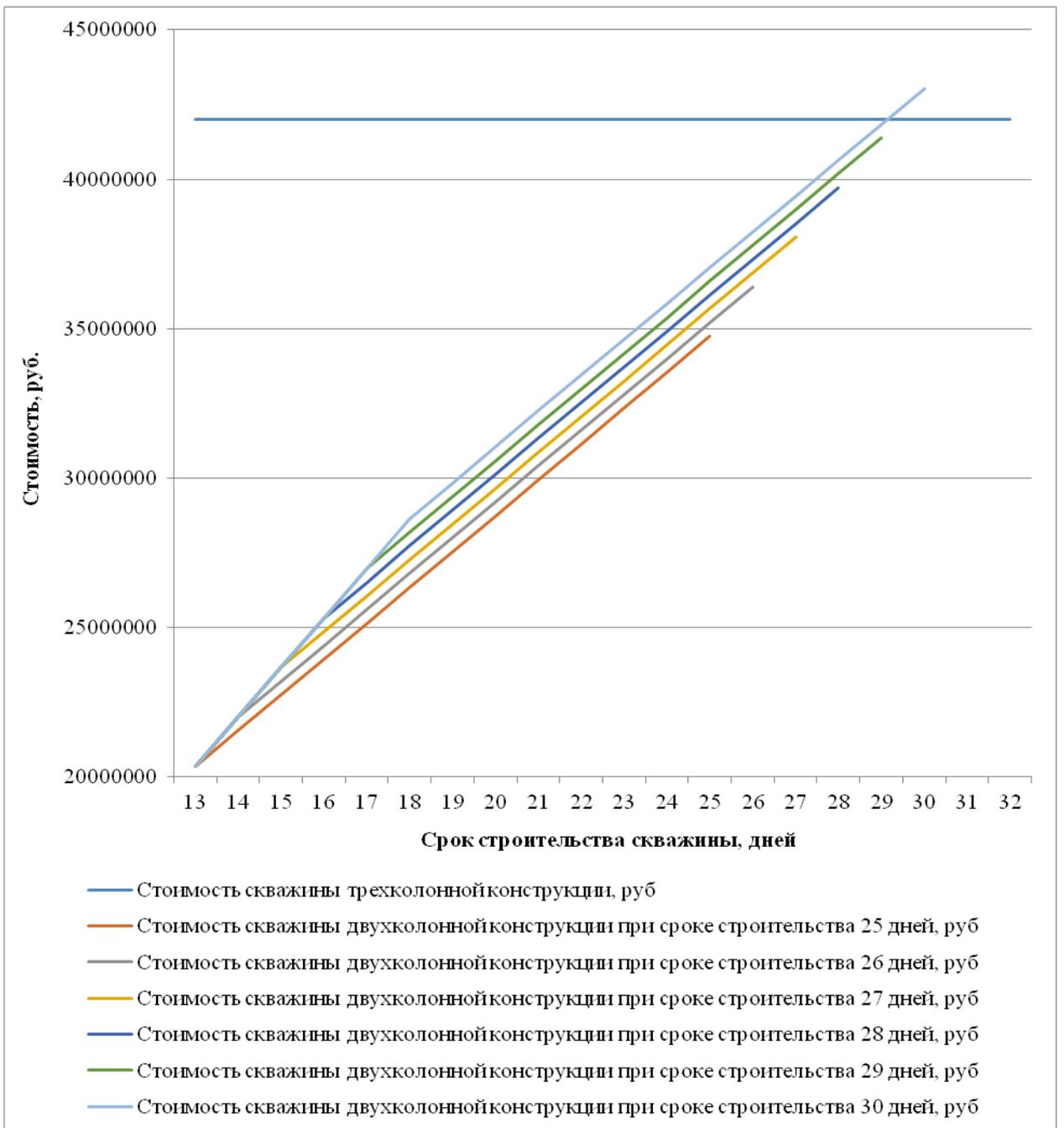


Рисунок 18 – Примерная стоимость строительства скважин двухколонной конструкции

Исходя из данных, представленных на рисунке, можно сделать вывод о том, что бурение скважин двухколонной конструкции на Ванкорском месторождении целесообразно при строке строительства скважины менее 30 дней (продолжительность бурения интервала ствола скважины диаметром 219,1 мм менее 10 дней).

## **8 Социальная ответственность**

### **Введение**

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), выявляются преимущества и недостатки характерные для каждого типа МБУ, 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, предназначенной для использования при проектировании конкретных технических и технологических решений в области бурения морских и шельфовых скважин.

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.

## 8.1 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. Также ведутся работы, направленные на сокращение тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов в большинстве отраслей производственно-технического хозяйства.

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 7).

Таблица 7 – 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"><li>1. Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li><li>2. Повышенный уровень вибрации;</li><li>3. Пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li><li>4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li><li>4. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов;</li><li>5. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. ГОСТ 12.1.003-2014 [14]</li><li>2. ГОСТ 12.1.012-90 [15]</li><li>3. Р 2.2.2006-05 [16]</li><li>4. СанПиН 2.2.4.548-96 [17]</li><li>5. СП 52.13330.2011 [18]</li><li>6. ПБ-08-624-03 [19]</li></ol>

### **8.1.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования**

#### **1. Повышенный уровень шума на рабочем месте.**

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.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Допустимые нормы уровня шума регламентируются в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [14]. 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 [14].

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.

Работник, оповещенный работодателем о возможных рисках, связанных с воздействием шума, и о необходимости использовать в целях снижения рисков средства индивидуальной защиты от шума, должен следовать установленным работодателем правилам безопасного ведения работ и применения средств индивидуальной защиты от шума. Ответственность за последствия отказа следовать установленным правилам и применять предписанные средства индивидуальной защиты лежит на работнике [14].

## 2. 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.

Помимо негативного влияния на человека, вибрации вызывают преждевременный износ бурового оборудования, вплоть до нарушения его работоспособности и возникновения аварийных ситуаций, что в свою очередь может привести к получению персоналом различных травм.

Уровень вибрации на морских буровых установках не должен превышать допустимые по ГОСТ 12.1.012-90 [15]. При проведении оценки уровня вибрации нормируемыми параметрами являются средние квадратичные значения виброскорости  $v$  или виброускорения для локальных вибраций в октавных полосах частот, а для общей вибрации – в октавных или третьоктавных полосах [15]. Таким образом, согласно ГОСТ, 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. Данные показания



северным полярным кругом. В связи с этим, наиболее подходящим климатическим регионом, указанном в руководстве, является климатический пояс Ia ("особый"). Данный климатический пояс характеризуется показателем температуры воздуха  $-25^{\circ}\text{C}$  (среднее зимних месяцев) и показателем скорости ветра  $6,8$  м/с (среднее из наиболее вероятных величин в зимние месяцы) [16].

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 [16].

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 отогрев сотрудников (10-15 минут после двух часов пребывания на открытом воздухе) [17].

4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.

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\*) [18].

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.

### **8.1.2 Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования**

1. 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 [19].

В данном документе детально прописаны правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Рассмотрим некоторые правила, связанные с движущимися элементами машин и механизмов, используемых при бурении скважин.

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 [19].

## 2. 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 в процессе работы, а также способствуют увеличению температуры окружающего воздуха.

При взаимодействии с нагретой поверхностью элементов оборудования работник может получить серьезный термический ожог. Подобную травму можно получить от прямого контакта с огнем (при возникновении ЧС на буровой, сопровождающейся возгоранием). Данный вид ожога опасен в виду возможного повреждения жизненно важных органов. Для оказания первой помощи при ожоге необходимо устранить материалы одежды, что может повлечь за собой внесение инфекции.

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.

Еще один способ получить ожог – взаимодействие с горячими предметами. В процессе работы буровой установки дизельные двигатели, приводные элементы и ряд других механизмов нагреваются до больших температур. При взаимодействии с таким объектом человек может получить ожог, сопровождающийся, как правило, вздутием кожных покровов.

Согласно правилам из ПБ 08-624-03 [19] 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.

3. 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 [19] 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.

Соблюдение данных правил позволит минимизировать воздействие такого опасного фактора, как расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

## **8.2 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.

### **8.2.1 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 сгорания 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 [20]. 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 [21].

## **8.2.2 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 ГОСТ Р 53241-2008 [22].

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.

### **8.3 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.

### **8.3.1 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 [23].

### **8.3.2 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 условиях 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 [24].

## **8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **8.4.1 Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) 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 междуменного 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 [25]. 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.

Работа вахтовым методом хотя и связана с регулярными поездками за пределы постоянного места жительства, однако это не является служебной командировкой. Об этом прямо говорится в пункте 1.1 Основных положений о вахтовом методе организации работ. Поэтому здесь не действуют правила, установленные законодательством для командировок. В частности, не действуют нормы статей 166-168 ТК, а применяются нормы главы 47 ТК, об особенностях регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [25].

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 междуменного, 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 [26]. Она гласит, что

проживание в вахтовых поселках вахтового (сменного) персонала в период междувахтового отдыха запрещается.

Работник в сфере бурения нефтяных и газовых скважин имеет право на гарантии и компенсации, предусмотренные законодательством РФ и локальными нормативными актами работодателя (компенсации проезда и проживания при устройстве на работу в полном размере, по факту предоставления подтверждающих документов; работнику за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения предприятия (пункта сбора) к месту работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы в размере установленным работодателем).

В стаж работы, дающий право на получение льгот, включаются календарные дни работы в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях, а также фактические дни нахождения в пути от места нахождения предприятия (пункта сбора) к месту работы и обратно. В том же порядке исчисляется стаж работы для начисления процентных надбавок к заработной плате. В стаж, дающий право на ежегодный основной и дополнительные отпуска за работу во вредных условиях труда, за непрерывный стаж работы на предприятии, включаются дни отдыха (отгулов). [26]

#### **8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка**

Организация вахтовых поселков, о которых говорится в части 3 статьи 297 ТК, отдельно оговорена в нескольких пунктах Основных положений о вахтовом методе организации работ [26]. В частности, предусмотрено следующее:

- вахтовые поселки предназначены для обеспечения жизнедеятельности работников, а также для обслуживания строительной и спецтехники, автотранспорта, хранения запасов товарно-материальных ценностей;
- строительство вахтовых поселков осуществляется по типовым или индивидуальным проектам, включающим генеральный план поселка с привязкой к местности, состав помещений, электро-, водо- и теплоснабжение, почтово-телеграфную связь, схему подъездных путей и взлетно-посадочной полосы, обоснование способа доставки персонала, надлежащей организации питания, отдыха и досуга, медицинского, торгово-бытового и культурного обслуживания проживающих;
- обязательным требованием при выборе места дислокации вахтового поселка является сокращение времени проезда работников от места проживания в вахтовом поселке до места работы и обратно. Например, в геологии расстояние от вахтового поселка до объекта работы не должно превышать одного километра (15 минут пешего хода);
- администрация вахтовой организации утверждает внутренний распорядок обслуживания для всех проживающих в поселке с учетом мнения представительного органа работников организации, что обосновано в статьях 190, 372 ТК;
- техническое и бытовое обслуживание вахтовых поселков обеспечивается, как правило, соответствующим сменным штатным персоналом;
- проживающие в вахтовых поселках обеспечиваются ежедневным трехразовым горячим питанием за отдельную плату;
- администрация вахтовой организации организует совместно с учреждениями здравоохранения медицинскую помощь коллективу вахтового поселка, комплектование их медицинским и фармацевтическим персоналом, медикаментами и медоборудованием, обеспечивает эвакуацию заболевших [26].

## **Заключение**

В ходе проделанной работы была выделена классификация морских буровых установок. Каждый тип установок был подробно изучен, были выделены преимущества и недостатки установок каждого типа.

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.

Еще одним результатом работы можно считать выделение ключевых моментов, связанных с правилами безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на море и на континентальном шельфе.

Помимо формирования теоретической базы, предназначенной для использования при проектировании конкретных технических и технологических решений в области бурения морских и шельфовых скважин, удалось составить каталог, включающий в себя около 100 наименований различных морских буровых установок.

Буровые установки, представленные в каталоге, разделены в соответствии с классификацией морских буровых платформ, выделенной в основной части магистерской диссертации.

В каталоге представлена основная информация по каждой буровой установке, указан район ведения работ, а также основные характеристики данной установки.

### Список использованных источников

1. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. – М.: ВМФ, 2010. с. 53-62.
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2006. – 412 с.
3. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. – 459 с.
4. Грамберг И.С., Кулаков Ю.Н., Погребицкий Ю.Е. Арктический нефтегазоносный супербассейн. Нефтегазоносность Мирового океана. 1984. с. 7-21.
5. Зубакин Г.К. Ледяные образования морей Западной Арктики. – СПб.: Типография ААНИИ, 2006. – 272 с.
6. 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.
7. 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.
8. Кузнецов В.Г., Лаврентьев Ю.В., Казанцев А.Е. Особенности бурения скважин на шельфе: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 80 с.
9. Кузнецов В.Г., Щербич Н.Е., Сазонов А.И., Кузьменко С.Е. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.
10. 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.

11. Марков О.А. Подводное противовыбросовое оборудование и особенности управления скважиной на море: учебное пособие. – МАКС Пресс, 2010.
12. Мельников Н.Н., Калашник А.И. Шельфовые нефтегазовые разработки западного сектора российской Арктики: геодинамические риски и безопасность // Газовая промышленность. – 2011. – № 661. – с. 46-55.
13. ПБ 08-623-03 Правила безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе.
14. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
16. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
17. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
19. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
20. ГН 2.1.6.1338–03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
21. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2011. – 352 с.
22. ГОСТ Р 53241-2008 Геологоразведка морская. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны.

23. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
24. Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 58 "Об утверждении правил безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе".
25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
26. 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".

## Приложение А

### Types of Mobile Drilling Units

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Д	Рудов Иван Андреевич		

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Стрельникова Анна Борисовна	к.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**

A fixed platform usually consists of deck, welded tubular steel jacket, and surface facility. The deck and jacket make up the foundation for the surface facilities. Jacket is secured by piles driven into the seafloor. The height of the fixed platform is conditioned by the water depth at the expected location. As soon as the jacket is secured and the deck is installed, additional modules are added for crew operations, drilling and production. Large, barge-mounted cranes position and secure the jacket prior to the installation of the topsides modules. Economic considerations limit development of fixed drilling platforms to water depths no greater than 1,500 ft.



Figure 1 – Fixed drilling platform constructed in 1968 in California near the Santa Barbara Channel

Surface facilities (also known as topsides) are the part of the platform that contains the drilling, production, and crew quarter modules. The size of each module depends on the volume of fluid to be handled, the number of personnel needed to operate the facility and operations, and the potential expansion needed to accommodate future production from other fields. Combined, the topsides dimensions could be 200 feet by 200 feet per deck level, with four decks, resulting in an overall height of 100 feet.

A jacket is a tubular supporting structure for an offshore platform consisting of four, six, or eight 7- to 14-ft diameter tubulars welded together with pipe braces to form a stoollike structure. The jacket is secured to the seafloor by weight and 7-ft diameter piles that penetrate several hundreds of feet beneath the mudline. Typical base dimensions are 400 feet by 500 feet. Skirts are also added to aid the jacket in fixing it to the seafloor. At the water line, dimensions can range up to 150 feet on a side. The water depth that the topsides will reside in normally dictates jacket height [1].

A pipeline is a system of connected lengths of pipe that transports hydrocarbons; the pipe is usually laid or buried on the seafloor by a pipe-lay barge. Pipe diameters generally range from 4 to 36 inches. The pipes may be coated in concrete for weight and use some type of cathodic protection for long-term integrity. Distances between the production facility and its onshore destination dictate length.

Support services that make everyday operation possible include supplies, materials, and workers that can be transported by workboats, crewboats, supply boats, and helicopters.

After the onshore fabrication of the jacket is completed, it is loaded onto a very large barge (dimensions up to 850 ft by 200 ft by 50 ft) that will transport the jacket to its location. The towing of the jacket may involve the use of several tugs (up to 52,000 hp combined) over hundreds of miles, the distance determined by where the jacket is fabricated and where the intended site is located. In some designs, there is a jacket base section that may be in place before the actual jacket

is installed. The placement of the jacket base section prior to the jacket could provide better support during installation. Once the jacket arrives on location, it is launched, up-ended, and lowered into position with two or more tugs. With a beacon system or with a remotely operated vehicle (ROV) assist, the jacket is placed in position on the seafloor. The beacon system consists of homing devices laid on the seafloor around the area of the jacket's intended site; the beacons allow computer-aided control and monitoring of the installation process. Then a pile and hammer-handling barge is brought in to drive the piles into the seafloor, through guides in the legs. The second method of pile driving is the use of an underwater hammer with ROV alignment. Once this work is completed, the jacket is secured on location and the surface facilities can be installed [1].

The surface facilities are fabricated onshore and towed out on one or more crane barges. Once on location, the crane barge(s) is moored in whatever fashion needed and installation begins. Mooring can be done by different methods such as lines to the seafloor only or a combination of lines to the jacket and the seafloor. A crane on the barge(s) transfers the modules as a whole or separately from the barge(s) to the deck where workers complete the final connections.

A pipeline is connected to the jacket via a jumper at its base. A pipe-laying barge or ship installs the pipeline over the distance needed to connect the platform to shore or another facility. For deepwater applications, these vessels may be dynamically positioned and do not require any mooring system.

The nature of a component as well as the weather dictates the extent and duration of the maintenance performed on a platform. Either divers in shallow water or an ROV in deeper water would inspect the jacket or anything inside its boundary to determine the extent of maintenance required. A crane barge would attempt any retrieval or replacement. The crew can maintain any surface facility component, such as the drilling, production and crew quarters module, and repair it with parts brought in by workboats. If major repairs or replacements are needed, a crane barge transfers large materials or complete modules.

The pipelines are monitored for pressure changes in the lines and through ROV inspection by video. If leaks are detected, repairs start. Clamps can be used to minimize lost fluids until a new line is laid and put on line. Pigs are pumped through sections of the pipe to clean out the inner walls, clearing them of any paraffin or hydrate coating.

With platforms, seafloor footprints are limited to the dimensions of the base of the jacket and the mooring systems of crane barges and workboats. These dimensions are mentioned hereinabove. The mooring systems of the crane barges and workboats may vary, but they commonly use the jacket structure and the seafloor for anchoring [1].

During normal operations of the surface facility, air emissions occur from the separation, compression, and cogeneration components, and from other sources. Emissions can occur during the installation and maintenance of any of the components. The prime movers for the drilling operations and the operational components for the living quarters also add to the air emissions. Stored chemical may spill or ignite, adding to the emissions.

Water discharges from the surface facility can occur from many sources during normal operations. Discharges may also occur during the installation and maintenance of any component. Any of the many liquid chemicals used in everyday operations have the potential of being spilled. These include but are not limited to any glycol or methanol used in chemical injection, dispersant agents used in oil-spill response, produced waters, mud residues from the rock cuttings, and cleaning agents [1].

From drilling operations, the cuttings account for most of the discharges. The water depth dictates the distribution of the cuttings and the concentration of the drilling mud still left on the cuttings. In deepwater, cuttings have longer distances to travel to reach the seafloor and are distributed over a larger area. The size and type of particle, as well as the ocean currents, affect the distribution. This disturbance is not focused in a small area as in shallow water, where piles may

accumulate after a long time. Other impacts may include any dropped objects such as tools, spare parts, and trash.

### **Jack-up rigs**

A jack-up rig or a self-elevating unit is a species of mobile drilling units 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 2 – 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 ballast water 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 [2].

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 3 – 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 [3].

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 [3].

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-subs and other kinds of ships that are used to carry out drilling operations in the high seas.



Figure 4 – 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 5 – 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 [4].

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 [4].

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 [4].

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 6 – 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 [5].

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 [5].

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.

## References

1. Bikram Pal Singh. Basics of Offshore Drilling: Types of Mobile Drilling Units. 2016.
2. 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.
3. Alaa M. Mansour, Bill Greiner, Nithin Simon. Semi-submersibles. Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering. 2017. – p. 274.
4. Ning Xu. Static Stability of Tension Leg Platforms. Texas A & M University, 2010.
5. Khondaker Sakil Ahmed, Aziz Ahmed. Floating Production Storage and Offloading: Vessel size, Topsides design, Re-fabrication, Hydrostatic analysis and Mooring system design. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2010. – p. 108.

## Приложение Б