

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И  
ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – Газпром ВНИИГАЗ»  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)**

На правах рукописи



**КАРАЕВ ИСМАТ ПАША ОГЛЫ**

**ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ ОБУСТРОЙСТВА  
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА МЕЛКОВОДНОМ ШЕЛЬФЕ  
АРКТИКИ (на примере месторождений Обской и Тазовской губ и  
прямальского шельфа)**

25.00.18 – Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель: д.т.н. Люгай Дмитрий Владимирович

Москва – 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
<b>ГЛАВА 1. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ВАРИАНТЫ ОБУСТРОЙСТВА</b>	
<b>МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АКВАТОРИИ ОБСКОЙ И</b>	
<b>ТАЗОВСКОЙ ГУБ И ПРИЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА .....</b>	
	<b>10</b>
1.1 Краткие сведения о природных условиях района работ .....	10
1.2 Мировой опыт обустройства месторождений в замерзающих акваториях .....	14
1.2.1 Каспийское море – месторождение Кашаган .....	14
1.2.2 Море Бофорта .....	16
1.2.3 Залив Кука .....	18
1.2.4 Охотское море .....	19
1.2.5 Атлантический океан. Ньюфаундледская банка .....	21
1.2.6 Морские нефтегазовые объекты в Баренцевом (Печорском) море .....	24
1.3 Анализ существующего и проектируемого подводно-подледного промыслового оборудования .....	26
1.3.1 Оборудование для бурения скважин .....	26
1.3.2 Подводное оборудование для добычи и транспортировки углеводородной продукции .....	29
1.4 Обоснование задач исследований диссертационной работы .....	33
1.4.1 Результаты анализа современного состояния морской нефтегазодобычи .....	33
1.4.2 Обоснование цели и задач диссертационной работы .....	35
<b>ГЛАВА 2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ОСВОЕНИЯ</b>	
<b>УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА С</b>	
<b>УЧЕТОМ ИХ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОСТУПНОСТИ .....</b>	
	<b>37</b>
2.1 Методика выбора варианта концепции освоения морских месторождений ....	37
2.2 Выбор и анализ вариантов платформенного и подводного обустройства Северо-Каменномысского месторождения .....	41
2.3 Применимость искусственных островных сооружений (ИОС) при обустройстве Северо-Каменномысского месторождения .....	54
2.4 Рекомендуемые варианты платформенного обустройства Северо- Каменномысского месторождения .....	61
2.5 Применимость подводных добычных комплексов для обустройства месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа .....	64

2.5.1 Методика определения зон технической доступности нефтегазоносных участков шельфа Арктики с помощью подводных технологий (с определением состава технических средств и сооружений) .....	65
2.5.2 Районирование шельфа Карского моря и Обской и Тазовской губ и определение зон технической доступности .....	67
2.5.3 Концепция применимости ПДК на Северо-Каменномысском месторождении .....	71
2.5.4 Оценка надежности при применении ПДК на месторождениях Обской и Тазовской губ.....	79
2.6 Основные выводы по главе .....	81
<b>ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ УСТОЙЧИВОСТИ И УСЛОВИЙ ПРИМЕНИМОСТИ ЛСП И ИОС .....</b>	<b>83</b>
3.1 Анализ грунтовых условий на площадках строительства платформ .....	83
3.2 Исследования несущей способности грунтового основания и устойчивости стационарной платформы гравитационного типа .....	85
3.3 Об устойчивости насыпного искусственного острова .....	92
3.4 Оценка устойчивости на грунте платформ на свайном основании .....	93
3.5 Оценка ледовых нагрузок на платформы .....	103
3.6 Основные выводы по главе .....	106
<b>ГЛАВА 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИН ЛЕДОВОГО ПРОПАХИВАНИЯ И ОЦЕНКА ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ПОДВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА ..</b>	<b>108</b>
4.1 Оценка наиболее опасной глубины пропахивания грунта ледовыми образованиями в акватории Северо-Каменномысского ГКМ .....	108
4.2 Численное моделирование пропахивания грунта торосом.....	116
4.2.1 Результаты численного моделирования .....	121
4.3 Основные выводы по главе .....	124
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>125</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>127</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы

Российская Федерация обладает крупнейшим в мире континентальным шельфом с огромными запасами углеводородов, значительная часть которых приходится на арктические моря (на мелководном шельфе Карского моря в прибрежной части приямальского шельфа выявлены акваториальные продолжения уникальных по запасам месторождений суши Харасавэйского и Крузенштернского, а в акватории Обской и Тазовской губ - открыты газоконденсатные месторождения Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское, Семановское, Тота-Яхинское, Антипаютинское). Отличием континентального шельфа российской Арктики является короткий межледовый период, средняя продолжительность которого не превышает 2-2,5 месяца. В отдельные холодные годы лед в некоторых арктических районах присутствует круглогодично, а многолетний лед достигает толщины до 3 м, что требует создания технических средств освоения месторождений нефти и газа с соответствующим ледовым классом ИМО (Международная морская организация) РС1 или РС2.

Важным фактором, влияющим на выбор концепции обустройства арктических месторождений, является глубина воды на акватории месторождения, которая, в конечном итоге, определяет платформенное (опирающееся на дно, плавучее) или подводное обустройство. Глубина морской акватории определяет границы применимости технических средств для бурения скважин и эксплуатации месторождения. Плавучие буровые установки (полупогружные и буровые суда), независимо от ледового класса, не могут применяться при глубинах воды менее 50-60 м, а буровые установки и технологические сооружения, опирающиеся на дно, должны обладать соответствующей ледостойкостью.

В мире накоплен большой опыт по освоению месторождений в труднодоступных регионах, однако отсутствует практика освоения месторождений в сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях акваторий приямальского шельфа, Обской и Тазовской губ.

Особенностью освоения арктических нефтегазовых месторождений является необходимость принятия решений по их обустройству и транспорту продукции в условиях с длительным или постоянным наличием дрейфующего ледового покрова и экзарации морского дна ледовыми образованиями, а также сложной интерференции прямых и опосредованных воздействий различных факторов на возникновение и развитие процессов и явлений, опасных для нефтегазовых промышленных объектов. Принимая во внимание что 60 % акваторий арктических морей России обладает глубиной менее 60 м, а по геологическим оценкам в них размещены десятки млрд. тут углеводородных ресурсов, проблема их освоения является одной из важнейших и актуальных направлений научно-технического развития морской нефтегазодобычи.

Месторождения приямальского шельфа и акваторий Обской и Тазовской губ рассматриваются в качестве сырьевой базы для поддержания добычи в Надым-Пуртазовском регионе (большинство базовых сухопутных месторождений находятся в стадии падающей добычи). Поэтому задача обоснованного выбора концепции освоения рассматриваемых месторождений является **актуальной**.

**Цель диссертационной работы** – развитие научно-методических подходов к выбору и обоснованию концепции обустройства нефтегазовых месторождений на мелководном шельфе Арктики.

#### **Основные задачи**

Поставленная цель диссертационной работы достигается путем решения следующих задач:

- анализ и обобщение мирового опыта обустройства морских нефтегазовых месторождений и оценка степени их пригодности для арктического шельфа Российской Федерации;
- определение и обоснование методов выбора рациональных типов объектов обустройства (искусственные островные сооружения, стационарные платформы, подводные добычные комплексы) мелководных месторождений в условиях неопределенности;

- разработка методов определения технической доступности нефтегазоносных участков арктического шельфа для реализации подводных объектов обустройства с учетом ледовой обстановки, удаленности от берега и глубины акватории.
- определение глубины пропахивания дна ледовыми образованиями для установления безопасной глубины заглубления подводных объектов обустройства (ПДК и подводные трубопроводы).

### **Научная новизна**

Разработана методика выбора концептуальных вариантов обустройства морских нефтегазовых месторождений, на основе которой определены рациональные схемы платформенного обустройства месторождений со свайными основаниями.

Установлено, что строительство любых сооружений с гравитационным типом основания для освоения месторождений Обской губы без специальных мер по укреплению грунтов основания неприемлемо.

Расчетными оценками свайных оснований платформ установлены условия обеспечения устойчивости платформ со свайным основанием в условиях критического мелководья.

По результатам районирования шельфа Карского моря и Обской и Тазовской губ определены зоны технической доступности для применения подводных технологий, что позволит определить очередность освоения месторождений региона, исходя из наличия и готовности к применению необходимых технических средств и сооружений.

Определено, что из-за мелководья акватории Обской и Тазовской губ и воздействия ледовых образований подводное оборудование и технические средства, обеспечивающие добычу (подводные трубопроводы), должны заглубляться в морской грунт. Верх заглубляемых подводных объектов для Северо-Каменномысского ГКМ должен быть не менее 2,9 м ниже уровня морского дна.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Результаты работы были использованы ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при разработке технологических схем разработки и обоснования инвестиций освоения месторождений Каменномысское-море и Северо-Каменномысское (2008-2012 гг.), а также в технико-экономических предложениях (ТЭП) по освоению месторождений Чугоряхинское, Симаковское, Антипаютинское, Тотояхинское акватории Обской и Тазовской губ (2013-2016 гг.).

Результаты диссертационной работы могут быть использованы при выборе концепции обустройства аналогичных месторождений на мелководном шельфе Арктики.

### **Методы диссертационного исследования**

Для решения поставленных задач применялись общие положения научных исследований, включающие анализ и обобщение научно-литературных источников, проведение теоретических исследований.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Методика выбора варианта концепции освоения морских месторождений, учитывающая особенности мелководного шельфа Арктики;
2. Методика определения зон технической доступности нефтегазоносных участков шельфа Арктики с помощью подводных технологий (с определением состава технических средств и сооружений).
3. Обоснование границ устойчивости и условий применимости искусственных островных сооружений (ИОС), гравитационных и свайных опорных оснований при обустройстве Северо-Каменномысского месторождения.
4. Оценка наиболее опасной глубины пропахивания грунта ледовыми образованиями и соответствующей деформации грунтов в акватории Северо-Каменномысского месторождения для обоснования заглубления объектов обустройства (подводные добычные системы, трубопроводы и др.).

### **Степень достоверности результатов проведенных исследований**

Поставленные в диссертационной работе задачи решались с помощью расчетно-аналитических методов, теоретического анализа, механики грунтов, теории пластичности и численного моделирования.

Результаты исследований представлялись на международных и отечественных научно-практических конференциях и публиковались в рецензируемых печатных изданиях.

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на следующих международных и российских конференциях и заседаниях секций Ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

- 8-я международная конференция по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа СНГ (RAO / CIS Offshore 2007), г. Санкт-Петербург, 11-13 сентября 2007 г.;
- XV научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов, г. Тюмень, 20-23 мая 2008 г.;
- ROOGD -2008 - II Международная конференция «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток», Московская область, ООО «ВНИИГАЗ», 17-18 сентября 2008 г.;
- Международная научно-практическая конференция молодых специалистов и ученых "Применение новых технологий в газовой отрасли: опыт и преемственность". Московская область, ООО «ВНИИГАЗ», 30 сентября - 01 октября 2008 г.
- XIII научно-практическая конференция «Проблемы развития газовой промышленности Сибири - 2014».
- III Международный молодежный образовательный форум «Арктика. Сделано в России – 2017».



### **Публикации**

Основное содержание диссертационной работы изложено в 8 публикациях, в том числе 4 статьи в ведущих рецензируемых научных изданиях, входящих в «Перечень...» ВАК Минобрнауки России.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа содержит введение, четыре главы, заключение с выводами и предложениями, список использованной литературы из 74 наименований. Общий объем работы изложен на 135 страницах и включает 52 рисунка и 23 таблицы.

# ГЛАВА 1. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ВАРИАНТЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АКВАТОРИИ ОБСКОЙ И ТАЗОВСКОЙ ГУБ И ПРИЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА

Первоочередными газовыми месторождениями Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа, подлежащими освоению, являются Северо-Каменномысское и Каменномысское-море, а также акваториальные части Харасавэйского и Круженштернского месторождений.

## 1.1. Краткие сведения о природных условиях района работ

Обская и Тазовская губы (рис. 1.1) представляют собой ориентированный в меридиональном направлении и глубоко вдающийся в сушу (протяженностью более 800 км) залив Карского моря. Ширина акватории на большей части протяжения Обской губы изменяется мало и составляет 60-70 км.



Рисунок. 1.1. Обская и Тазовская губы

Берега Обской губы в основном представляют собой невысокие песчаные или земляные обрывы, прерываемые долинами многочисленных рек и ручьев. Диапазон глубин моря, в пределах рассматриваемых месторождений, составляет 3,0-16,8 м.

Высокоширотное местоположение района работ, наряду с суровым арктическим климатом, определяет широкое распространение многолетнемерзлых пород (ММП), которые на акватории Обской губы развиты только в прибрежной мелководной части. В интервале глубин воды 1-2 м под дном губ распространены мерзлые грунты несливающегося типа – кровля ММП заглублена до 3-6 м от дна, а сверху развит слой сезоннопромерзающих грунтов. На глубинах воды от 2 до 5 м кровля мерзлых донных грунтов погружена до 10 м и более. На этих глубинах происходит выклинивание мерзлых толщ под дном губ. Физико-механические свойства грунтов исследуемого района представлены образованиями верхнего неоплейстоцена и голоцена, в составе которых преобладают глинистые грунты.

Морские, ледово-морские отложения казанцевской свиты в основном представлены глинистыми грунтами [1-6]. Аллювиальные отложения зырянского горизонта представлены в основном неоднородными песками средней крупности, средней плотности, насыщенными водой. В составе каргинских озерно-аллювиальных отложений преобладают грунты глинистого состава: суглинистые илы, суглинки и супеси.

К числу потенциально опасных инженерно-геологических процессов и явлений, исходя из оценки природных условий исследованной части акватории, относятся следующие:

- ледовое выпахивание морского дна;
- затонувшие искусственные объекты;
- возможность наличия приповерхностных газовых карманов и залежей газогидратов.

При преобладании процессов аккумуляции по всей площади акватории выделяются участки донной эрозии. На акватории Обской губы эти участки приуро-

чены к зонам "пережимов", где ширина акватории губы резко сужается, а на поверхности дна выделяются переуглубленные, вытянутые вдоль губы понижения. Процессы интенсивного размыва имеют место и в районах крупных банок и отмелей. На это указывают песчаный состав донных грунтов на них, вытянутость изгибов и замкнутых контуров изобат в направлении вдоль длинной оси губы.

При проектировании и строительстве различного рода сооружений (котлованы, траншеи и т.п.) на акваториях Обской и Тазовской губ следует учитывать возможность интенсивного заполнения их наносами.

На акватории Обской губы наиболее глубокие и частые борозды встречаются в диапазоне глубин 9-11 м при удалении 14-16 км от берега. Глубина борозд достигает 0,7 м и в среднем составляет 0,3 м. Ширина борозд колеблется в значительных пределах: от 1 м до 200 м при длине от 50 м до 1,0 км и более.

По мере удаления в сторону открытой части губ и по направлению к берегу интенсивность распространения борозд (по данным эхолотирования) уменьшается. Последнее объясняется тем, что в мелководной зоне, во-первых, усиливаются процессы перемещения наносов, обуславливающие нивелировку форм ледового выпахивания, а во-вторых, здесь широко развиты грунты песчано-супесчаного состава, борозды в которых менее выразительны.

Слабо льдистые мерзлые породы, слагающие многие участки побережья губ, разрушаются следующим образом. Лишенные заметных скоплений льда, породы береговых уступов подвергаются преимущественно абразии – механическому разрушению морскими волнами, к которому они оказываются более устойчивыми и менее подвижными. Скорость отступления берегов в таких случаях обычно не превышает 0,1–0,3 м в год.

В отношении солености Обская губа представляет собой сильно опресненный водоем. В средней части Обской губы в июле-октябре вода в поверхностном слое практически пресная, ее соленость в среднем не превышает 1 промиле, в придонном слое соленость может достигать 6 промиле.

Ледовые условия тесно связаны с атмосферными процессами, в первую очередь, с температурным и ветровым режимами. Большую часть года губы покрыты льдом. Лед – пресный. Ледообразование начинается в конце первой – начале второй декады октября. Наличие в воде некоторого запаса тепла и воздействие течений определяет замерзание акватории примерно на одну декаду позже перехода температуры воздуха через 0 °С. Окончательное замерзание в Обской и Тазовской губах наблюдается в начале ноября. По срокам образования припая исключение составляет юг Тазовской губы, где по средним данным припай образуется в конце первой – начале второй декады октября.

Толщина ровного льда к концу мая в среднем составляет 140-170 см. Характерным является большая пространственная неравномерность ледяного покрова и большой размах многолетних экстремальных значений толщины льда. Максимальное наблюдаемое значение – 250 см. Торосистость припая составляет в среднем 1-2 балла. В Обской губе балл торосистости возрастает с юга на север.

Специфические особенности ледового режима Обской губы заключаются в наличии зимних подвижек ледяного покрова и формировании системы активных разломов, которые порождает дополнительные трудности при освоении морских месторождений района. Достаточно высокими являются ледовые нагрузки на стационарные сооружения, порождаемые указанными подвижками. Другим фактором, потенциально увеличивающим вероятность высоких ледовых нагрузок, является невысокий уровень приливов в зимнее время. Так, колебание уровня в районе Северо-Каменномысского месторождения при наличии ледяного покрова уменьшается до 20 см, по сравнению с 40 см в летнее время. Слабый прилив не способен обеспечить развитие приливной трещины вокруг сооружения, вследствие чего может реализоваться сценарий воздействия ледяного покрова на сооружение в условиях полного примерзания, что порождает нагрузки наибольшей интенсивности.

## **1.2. Мировой опыт обустройства месторождений в замерзающих акваториях**

В настоящее время в мировой практике накоплен достаточно большой опыт освоения месторождений в замерзающих акваториях с относительно небольшими глубинами. Одним из таких, хорошо изученных и освоенных, регионов на постсоветском пространстве является Каспийское море.

### ***1.2.1 Каспийское море – месторождение Кашаган***

В Казахстанском секторе Северного Каспия находится морское нефтегазовое месторождение Кашаган, являющееся одним из крупнейших морских месторождений в мире площадью 75x45 км. Геологические запасы – 6 млрд т условного топлива. Извлекаемые запасы по нефти – 1647,9 млн т, газовому конденсату – 884 тыс. т, газу – 969 млрд м<sup>3</sup>. Средняя глубина залегания продуктивных пластов около 4300 м, мощность нефтяного пласта – 600 м. Пластовое давление достигает 85 МПа. Нефть высококачественная, но с высоким газовым фактором, содержащим сероводород и меркаптаны.

Глубина воды в районе месторождения Кашаган составляет 3-4 м. Море покрыто льдами в течение 4-5 месяцев. Средняя толщина льда составляет 0,6-0,7 м. Опыт его освоения свидетельствует о том, что сочетание предельного мелководья, ледового режима и жестких требований по охране окружающей среды (месторождение расположено в заповедной рыбоохранной зоне) требует применения неординарных технико-технологических решений. Опыт его освоения интересен также тем, что оно расположено в мелководной замерзающей части Северного Каспия (территориальные воды республики Казахстан) и в этом смысле имеет некоторое сходство с природными условиями Обско-Тазовского региона.

Опыт его эксплуатации представляет интерес из-за следующих решений:

1) Для бурения скважин и размещения технологических комплексов широко используются насыпные искусственные острова. Материалы для строи-

тельства островов перевозятся мелкосидящими баржами из карьеров, расположенных на расстоянии около 250 км от месторождения.

Всего планируется построить 14 - 17 насыпных островов. Первый из них размерами 120x 80 м был возведен в 2001 – 2003 гг. итальянской компанией «Аджип» на глубине воды до 4-х метров. Стоимость острова, на строительство которого потребовалось 350 тыс. т каменных материалов, составила 75 млн долл. С позиций экологии остров безопасен, так как возведен из инертных материалов. Вместе с искусственными островами применяются технологические баржи (понтонны), оснащенные различным технологическим оборудованием. Баржи пришвартованы к островам, зафиксированы на дне моря стальными сваями и образуют вместе с ними единый морской производственный комплекс.

2) Буровая платформа (баржа) «Сункар» с размерами 85x53x5,5 м и весом 6000 т установлена при глубине моря 5-6 м на подводную каменную берму высотой ~ 1 м. Для защиты баржи от воздействий льда и обеспечения круглогодичного бурения вокруг нее забиты 24 ледостойкие сваи диаметром 1600 мм, длиной до 30 м, весом каждая до 70 т (рис. 1.2).

Сваи провоцируют образование ледовых барьеров, которые опираются на дно и в дальнейшем воспринимают все ледовые нагрузки, не допуская их контакта с корпусом баржи. С целью создания дополнительной внешней защиты ото льдов, кроме свай, используются насыпные дамбы, которые возводятся в наиболее опасных точках ледовых воздействий.

3) Прогрессивным направлением работ по повышению эффективности освоения мелководных морских месторождений нефти и газа является планируемое строительство на Кашагане ледостойких мини-платформ или островов, эксплуатируемых в автоматическом безлюдном режиме.

Мини-платформы или ледостойкие блок-кондукторы (ЛБК) предназначены для бурения через них в круглогодичном режиме куста эксплуатационных скважин с надводным размещением их устьев.

Минимизация ЛБК обеспечиваются применением специально создаваемой для них мобильной ледостойкой буровой установки (МЛБУ), размещением на ЛБК только устьевого арматуры скважин и минимально необходимого вспомогательного оборудования. Применение ЛБК позволяет сократить расходы на строительство стационарных крупных платформ и оптимально разместить скважины по площади месторождения.



**Рисунок 1.2** Морская буровая платформа (баржа) «Сункар»

### ***1.2.2 Море Бофорта***

В начале 70-х годов на арктическом шельфе Канады в море Бофорта были построены около 30 искусственных островов (ИО) на глубинах моря до 20 м, которые сооружались из местных строительных материалов и рассчитывались на срок эксплуатации 2-3 года (рис. 1.3).

Опыт их эксплуатации показал, что основной недостаток грунтовых островов с естественными и укрепленными откосами заключается в сложности обеспечения защиты откосов от волновой и ледовой эрозии. Также, почти повсеместно наблюдалось захлестывание волнами производственной площадки, что вызвало необходимость увеличения высоты сооружения и устройства волноотражателя.

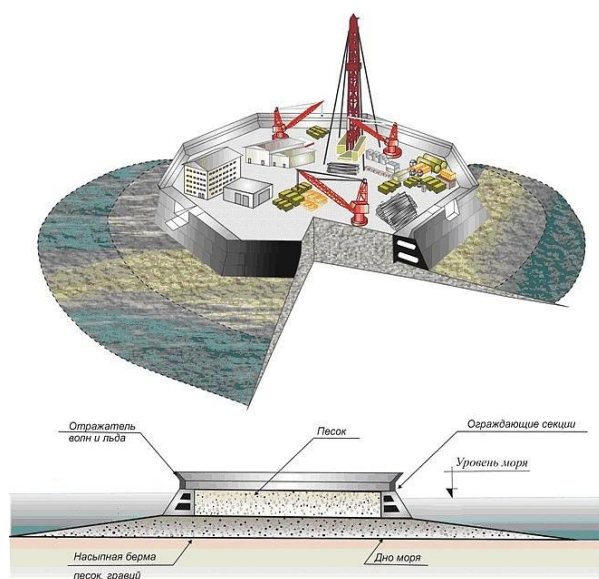


К существенным недостаткам ИО следует отнести также низкие темпы ведения строительно-монтажных работ (СМР) в море, не обеспечивающие их возведение в один навигационный период, и в связи с этим возникновение опасности разрушения льдами недостроенного сооружения.



**Рисунок 1.3 – Искусственный остров с защищенными откосами**

С учетом отмеченного, эффективнее оказались комбинированные искусственные островные сооружения, состоящие из грунтового ядра, оконтуренного железобетонными или стальными конструкциями. Такие конструкции не только обеспечивают устойчивость от воздействий волн и льда, но в значительной степени сокращают трудоемкость и продолжительность морских СМР. Примером такого сооружения является построенный в 1981 г. искусственный остров, состоящий из подводной бермы, грунтового ядра и 4-х железобетонных оконтуривающих кессонов (рис. 1.4).



**Рисунок 1.4 – Искусственный остров, оконтуренный кессонами**

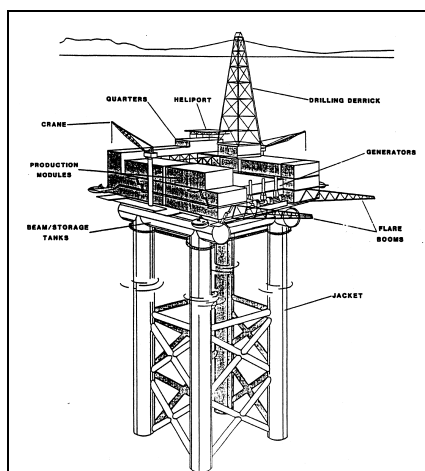
### 1.2.3 Залив Кука

В мировой практике при освоении месторождений в мелководных акваториях замерзающих морей широкое применение нашли традиционные стационарные ледостойкие сооружения [7-10].

В 60-х годах в заливе Кука на Аляске на глубинах моря 20-25 м было построено и введено в действие 18 ледостойких стационарных платформ стальной конструкции. Все платформы, кроме одной, имеют однотипную конструкцию, состоящую из 3-х или 4-х опорных колонн, соединенных между собой ниже уровня воды и зоны действия льда (рис. 1.5). Образованный таким образом опорный блок (ОБ) крепится ко дну водоема стальными сваями, забитыми по периметру внутри опорных колонн.

На ОБ устанавливается стальная палуба, на которой расположено буровое, эксплуатационное и вспомогательное оборудование. Бурение скважин производится через забитые в дно моря сваи.

Для закрепления свай в опорных колоннах, а также с целью усиления последних против действия локальных ледовых нагрузок внутренняя полость опорных колонн забетонирована. Одна платформа из 18-ти имеет одну опорную колонну («монопод») и также крепится ко дну моря стальными сваями, расположенными под водой в понтонной части ОБ.



**Рисунок 1.5 – 4-х-опорная ледостойкая стационарная платформа**

Каждая из 18-ти рассмотренных платформ рассчитана на бурение 32-48 скважин, которые расположены внутри опорных(ой) колонн(ы). Все платформы в заливе Кука, в отличие от искусственных островных оснований в море Бофорта, рассчитаны на бурение куста эксплуатационных скважин с длительным сроком службы. Палуба имеет многоярусную конструкцию и плановые размеры 45х45 м.

Выбор конструкций платформ для залива Кука обусловлен природно-климатическими условиями окружающей среды, из которых следует особо выделить:

- неблагоприятные для строительства геотехнические условия;
- значительные (до 10 м) колебания уровня моря, вызванные приливно-отливными явлениями;
- достаточно продолжительный навигационный период (4-5 месяцев);
- приемлемый ледовый режим (однолетние льды, толщина ровного ледяного поля до 1,5 м, отсутствие дрейфа льда).

#### *1.2.4 Охотское море*

По проекту «Сахалин-2» на нефтегазовых месторождениях Пильтун-Астохское и Лунское были установлены одна за другой три ледостойкие платформы: Пильтун-Астохская-А (ПА-А), Пильтун-Астохская-Б (ПА-Б) и Лунская-А (ЛУН-А). Оба месторождения расположены в 15-20 км от берега на глубинах воды 30-50 м.

Платформа ПА-А представляет собой стальную конструкцию гравитационного типа, состоящую из переоборудованной под эксплуатационное бурение мобильной ледостойкой буровой установки «Molikraф», установленной на подводную стальную секцию высотой 15 м. На переоборудованной платформе установлено буровое и технологическое оборудование для подготовки нефти, закачки газа и перекачки нефти.

Производственно-добывающий комплекс сооружений, состоящий из платформы ПА-А, плавучего нефтехранилища и одноякорного выносного причала, получивший название «Витязь», из-за ледовых ограничений вело сезонную добычу и отгрузку нефти в течение 6-7 мес. в году. После строительства сухопутных транссахаалинских трубопроводов и подключения к нему ПА-А, выносной причал «Витязь» был выведен из эксплуатации.

Платформы ПА-Б и ЛУН-А имеют однотипную конструкцию и представляют собой сооружения гравитационного типа, состоящие из железобетонного опорного блока и стальной интегральной палубы с установленным на ней технологическим оборудованием. Опорные блоки состоят из подводного опорного понтона и 4-х опорных колонн, поддерживающих палубу.

На ПА-Б осуществляется сбор и полная промысловая подготовка нефти, газа и воды. Подготовленные нефть и газ транспортируются на берег по двум подводным трубопроводам.

На ЛУН-А установлено минимально необходимое оборудование для предварительной подготовки газа. Полная подготовка производится на береговом технологическом комплексе. Двухфазный поток (газ+конденсат) транспортируется на берег по двум подводным трубопроводам. По отдельному подводному трубопроводу с берега на ЛУН-А подается моноэтиленгликоль (МЭГ). Электроснабжение ЛУН-А производится с берега по двум подводным кабелям.

Технология строительства платформ идентична. Железобетонные опорные блоки возведены в строительном котловане (сухом доке), отбуксированы на точку бурения и установлены на донный грунт. Отдельно изготовленная интегральная палуба с технологическим оборудованием отбуксирована на барже и установлена на опорный блок. Устойчивость платформ на грунте обеспечивается применением твердого балласта.

В 2005 г. в рамках проекта «Сахалин-1» на нефтяном месторождении Чайво-море на расстоянии 9 км от берега и глубине воды 14 м была установлена платформа «Орлан», переоборудованная в эксплуатационную из платформы CIDS, ко-

торая с 1984 г. находилась в эксплуатации в море Бофорта в качестве мобильной буровой установки для круглогодичного разведочного бурения. Платформа «Орлан», также как платформа «Molikraaq», является гравитационным сооружением и отличается тем, что состоит из комбинации стальных и железобетонных конструкций, образующих опорную часть – стальной фундаментной плиты, железобетонного блока и 2-х стальных палубных секций. В качестве балласта используется морская вода. Платформа имеет плановые размеры – 90 x 90 м, и общий вес 63 404 т.

С платформы возможно бурение до 20-ти скважин с максимальным отклонением забоя от устья до 4 500 м. Вся продукция скважин транспортируется на береговые сооружения промысловой подготовки по подводному трубопроводу.

### ***1.2.5 Атлантический океан. Ньюфаундледская банка***

На Большой Ньюфаундлендской банке, где высота волны достигает 25 м, а акватория характеризуется сезонным присутствием ледовых полей с толщиной от 0,5 до 1,5 м и айсбергов, в 1979 году было открыто месторождение Хайберния, первое крупное нефтяное месторождение, расположенное на восточном побережье Канады. Нефть добывается с конца 1990 годов морской платформой Hibernia (рис.1.6) с гравитационным основанием, установленным на дне океана на глубине 80 метров, на расстоянии 315 км от берега.

Строительство уникальной платформы завершилось в 1997 году. Оборудование верхних строений предназначено для проведения буровых работ и подготовки продукции. На платформе располагается жилой блок на 185 человек и вспомогательные средства. Оборудование подготовки продукции рассчитано на добычу 230 000 баррелей сырой нефти в день, от добытой нефти отделяют газ и попутную воду, затем газ компримируют и используют для закачки в пласт, а воду подготавливают и сбрасывают в океан.



**Рисунок 1.6 – Морская платформа Hibernia**

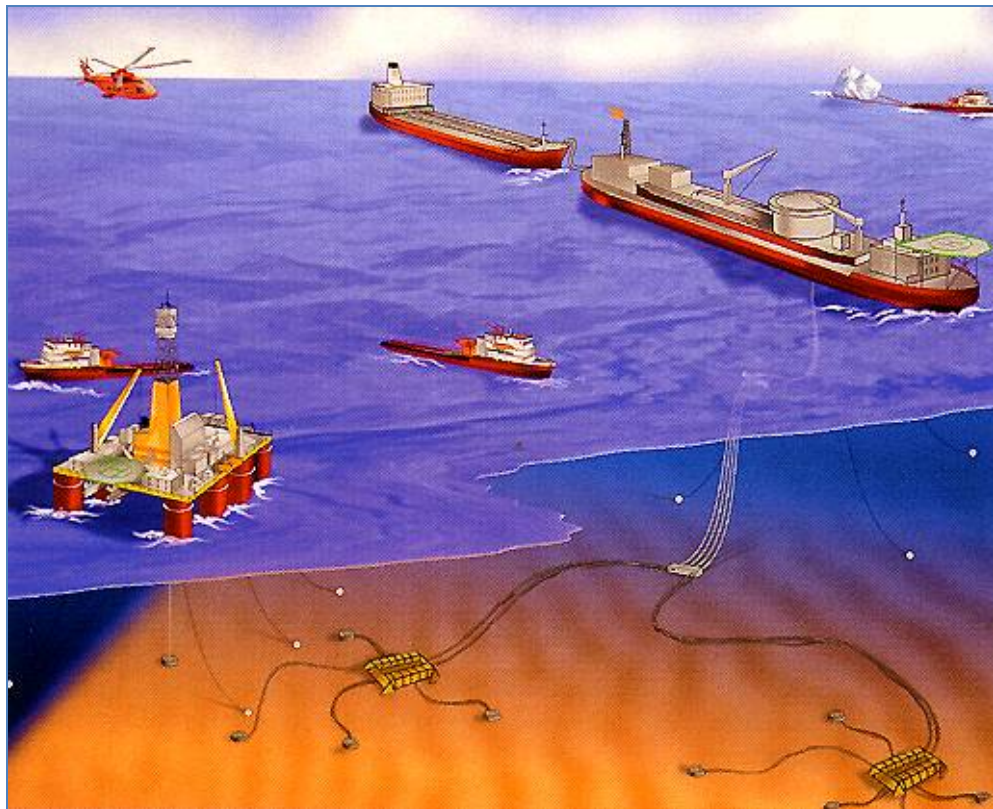
Для проведения буровых работ установлены два буровых станка, позволяющих проводить работы по бурению двух скважин одновременно, буровые отходы закачиваются в нижележащие горизонты.

Верхние строения расположены на массивной гравитационной опоре, установленной на дне океана, общая высота опоры 111 м, в ее полости (кессоне высотой 85 м) оборудована емкость для хранения 1,3 млн баррелей сырой нефти. Гравитационная опора сконструирована таким образом, чтобы противостоять воздействию морского льда и айсбергов, для обеспечения круглогодичного производственного процесса.

Месторождение Terra Nova (рисунок 1.7) расположено на акватории глубиной 90 – 110 м на расстоянии 350 км от о-ва Ньюфаундленд и 35 км от месторождения Hibernia. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 54,57 млн т. Разработка ведется с 2002 г. 20 добычными и 12 нагнетательными подводными скважинами. Добытая продукция поступает на FPSO Terra Nova. Для защиты от воздействия

айсбергов подводные скважины размещали в котлованах, расположенных ниже уровня морского дна.

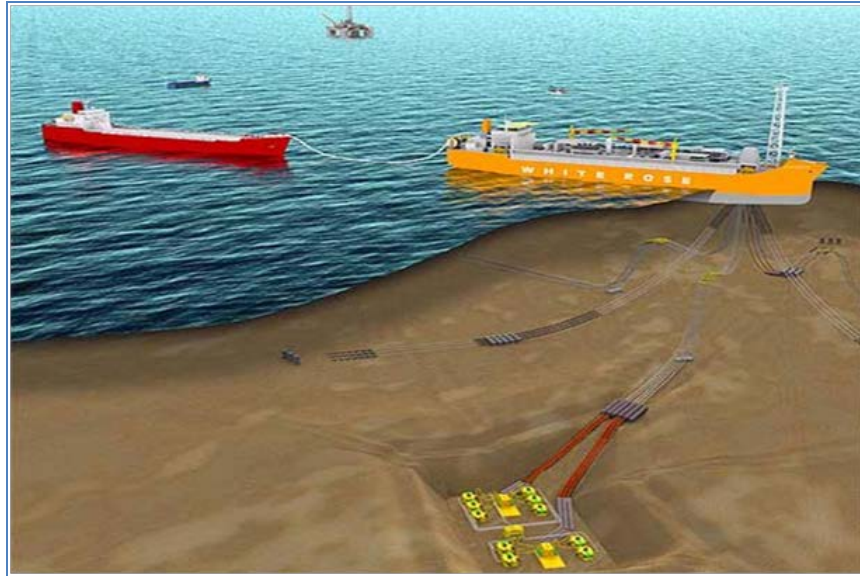
Месторождение White Rose расположено на акватории глубиной 120 м на расстоянии 350 км восточнее о-ва Ньюфаундленд и ~50 км от месторождений Terra Nova и Hibernia. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 31,38 млн т. Добыча ведется с 2008 г 10-ю эксплуатационными и 8-ю нагнетательными подводными скважинами. На месторождении в 2003 году на дне океана была проведена



**Рисунок 1.7 – Схема обустройства месторождения Terra Nova**

выемка грунта при строительстве трех котлованов. Каждый котлован прямоугольной формы, длиной 30 м, шириной 20 м, и глубиной 11 м, угол наклона стенок – 3 : 1. При выемке грунта использовались драга, грейфер и землесосный снаряд. На строительство каждого котлована было затрачено примерно два месяца, а в каждом из них размещалось несколько подводных комплексов с эксплуатационными и нагнетательными скважинами.

Оборудование размещалось в котлованах таким образом, чтобы его верх, как минимум, находилась на 2 – 3 м ниже морского дна (рисунок 1.8).



**Рисунок 1.8 – Схема обустройства месторождения White Rose**

### ***1.2.6 Морские нефтегазовые объекты в Баренцевом (Печорском) море***

Нефтяное месторождение Приразломное расположено в Печорском море на расстоянии 58 км от ближайшего побережья, где расположен поселок Варандей, и 980 км – от Мурманска. Основным объектом обустройства месторождения является морская ледостойкая стационарная платформа, на которой в круглогодичном непрерывном режиме осуществляются все производственные процессы по добыче, промысловой подготовке и хранению нефти, подготовке и утилизации попутного газа и пластовой воды (рис.1.9).

МЛСП «Приразломная» является сооружением гравитационного типа, выполненным из стальных конструкций с применением бетона в качестве балласта. Конструкции рассчитаны на прочность без учета влияния бетона. Устойчивость платформы на грунте обеспечивается за счет собственного веса, водяного и бетонного балласта.

Стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛЮП) «Варандей» (рис.1.10) предназначен для перевалки на танкеры нефти, добытой на месторождениях суши.





**Рисунок 1.9 – Общий вид МЛСП «Приразломная»**

Он установлен на глубине ~18 м в Печорском море в территориальных водах Российской Федерации, на расстоянии около 12 миль от берега в районе поселка Варандей.



**Рисунок 1.10 – Морской ледостойкий отгрузочный причал «Варандей»**

СМЛОП представляет собой стальное сооружение кессонного типа, конструкция которого включает в себя опорное основание с жилой надстройкой, закрепленное на грунте сваями, и поворотное верхнее строение – швартовно-грузовое устройство. Его масса составляет около 10 000 т. Габаритные размеры составляют: длина – 108,30 м; ширина – 61,75 м; высота – 65,5 м.

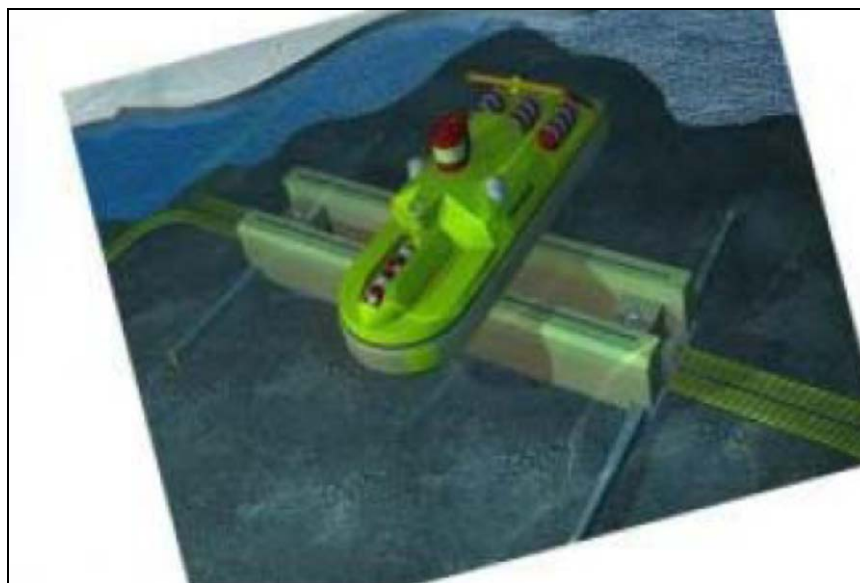
### **1.3. Анализ существующего и проектируемого подводно-подледного промыслового оборудования**

Проблема обустройства морских месторождений в общем виде включает в себя две основные задачи: 1) обоснование техники и технологии строительства разведочных и эксплуатационных скважин; 2) обоснование технологий эксплуатации скважин, добычи, сбора, промысловой подготовки и транспорта углеводородной продукции, утилизации шлама и пластовой воды.

В данном разделе приводится анализ состояния готовности к применению промыслового оборудования, предназначенного для установки и длительной работы на дне моря, вне пределов досягаемости ледовых образований, приемлемых для использования подводных промыслов Карского моря.

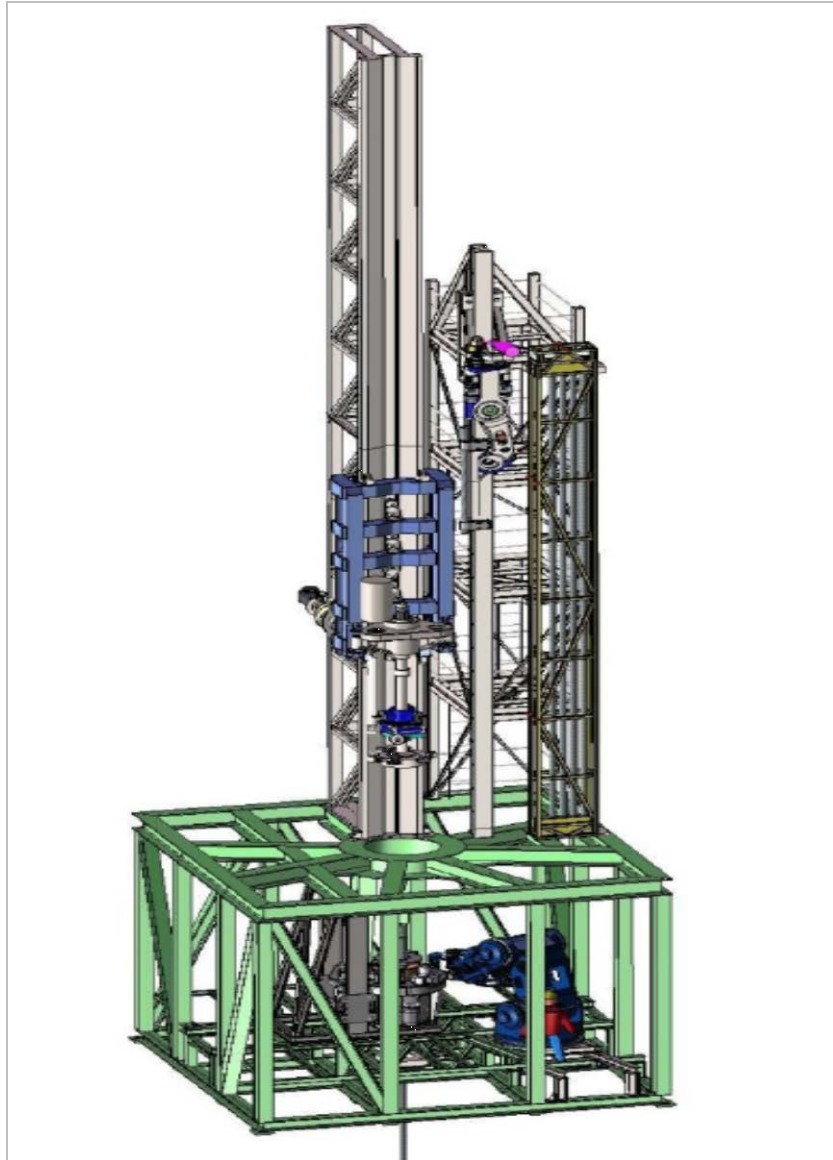
#### ***1.3.1 Оборудование для бурения скважин***

В России запатентован способ подводного бурения скважин в арктических условиях. Для реализации этого способа предлагается создать подводный технологический комплекс, который должен обеспечить проведение буровых работ по строительству куста скважин независимо от погодных условий и наличия ледового покрова (рис.1.11). Фактически, это обитаемое подводное судно, устанавливаемое на дне, для строительства которого предполагается использовать технологии, применяемые при строительстве атомных подводных лодок. Такое судно включает в свой состав системы управления, жизнеобеспечения и энергообеспечения, которые аналогичны тем, которые используются в атомных подводных лодках. Для выполнения буровых работ этот комплекс предлагается оснастить специально сконструированной буровой установкой. Сама буровая установка в данном предложении не проработана. Снабжение материалами, доставка персонала осуществляется мобильным подводным судном, которое будет пришвартовываться к шлюзовой камере комплекса. Эта концепция пока не получила практического развития и ее положения остались лишь в описании патента.



**Рисунок 1.11 – Концепция подводного бурового судна**

Норвежская компания Rog AS разрабатывала подводную буровую установку, размещаемую на дне океана и управляемую дистанционно с надводного судна или с суши оператором, который осуществляет контроль и управление всеми системами установки. Концептуально она состоит из модулей, размер которых позволяет их опускать в море через проемы корпуса платформы или бурового судна и далее монтировать их на дне моря с помощью направляющих. Установка в сборе образует конструкцию высотой 30 м. Модули водонепроницаемые, оборудование работает без контакта с морской водой. Буровое оборудование аналогично применяемым на обычных морских буровых установках, т.е. имеются верхний привод, спускоподъемное оборудование, обсадные и насосно-компрессорные трубы, буровые и цементируемые насосы, однако, вибросита и узел подготовки бурового раствора остаются на поверхности. Безопасность подводного бурения обеспечивается запатентованной технологией, позволяющей бурить скважины с нулевым сбросом отходов в море. Прототип автономной буровой установки был испытан в центре IRIS и официально продемонстрирован на территории «Fogus Teknologipark» (рис.1.12) в августе 2010 года в рамках традиционной международной конференции – выставки ONS 2010 в г. Ставангере (Норвегия).



**Рисунок 1.12 – Прототип автономной буровой установки на международной конференции – выставке ONS 2010 в г. Ставангере (Норвегия)**

Хотя Компания планировала вывести свою технологию на рынок в 2013 году после строительства и испытания под водой полномасштабного прототипа автоматизированной подводной буровой установки с дистанционным управлением буровых работ, это до настоящего времени не произошло.

Известно, что Компании Shell International Deepwater Services (SIDS) и Saipem в 2010-2014 гг также разрабатывали концепцию подводной буровой системы, без водоотделяющей колонны, но реальные результаты к настоящему времени отсутствуют.

### ***1.3.2 Подводное оборудование для добычи и транспортировки углеводородной продукции***

Состояние разработок в этой области отличается в лучшую сторону от положения с подводными буровыми установками. Хотя в России отсутствует производство подводного оборудования для добычи и транспортировки углеводородов, за рубежом такое оборудование разрабатывается и изготавливается серийно несколькими компаниями: в частности AKER Solution, FMC Technologies, CAMERON.

В настоящее время апробированы и широко используются подводные (донные) установки для добычи углеводородов, состоящие из совокупности взаимосвязанного оборудования, установленного на едином основании и в конечном счете представляющие собой функционально законченный комплекс. В проектах и описаниях приводятся разные названия этих комплексов – «интегрированный комплекс опорной плиты и манифольда», «подводный добычной комплекс (сокращенно ПДК)», «добычная (иногда еще и «донная») плита», «темплет», «подводный добычной модуль», «установка добычная донная кустовая (сокращенно УДДК или УДК)». Единая терминология для определения этого оборудования пока не установлена.

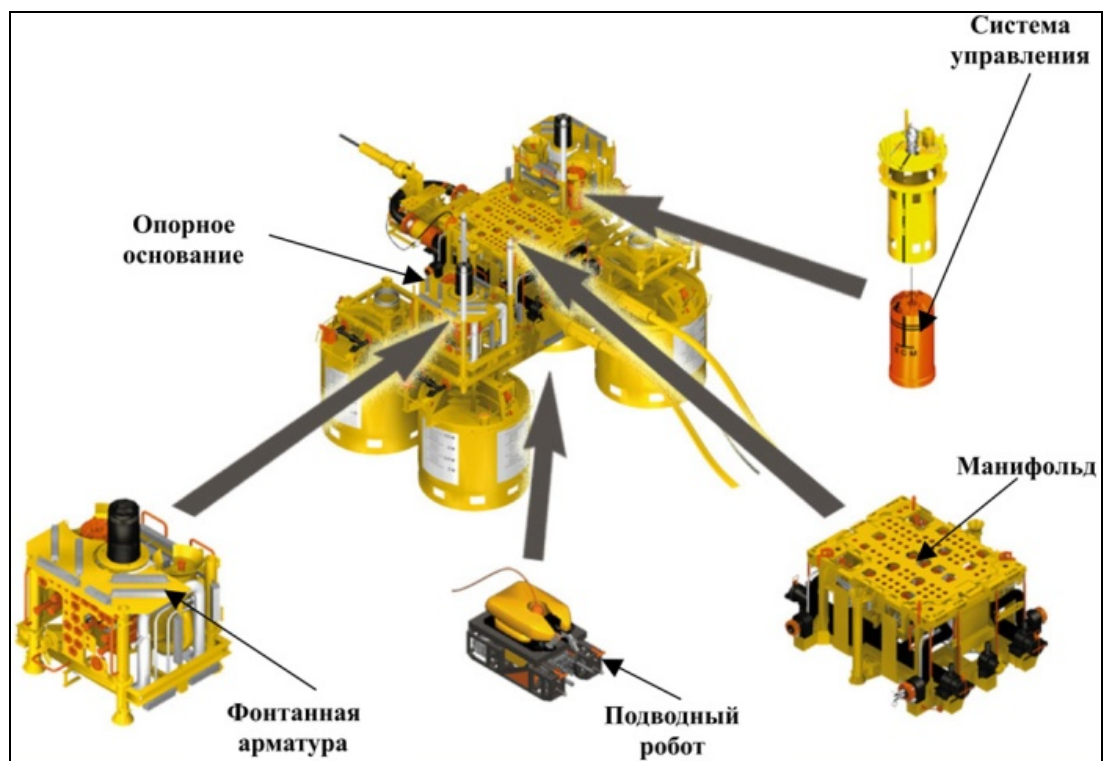
В дальнейшем, для удобства нами используется термин «подводный добычной комплекс (сокращенно ПДК)». В общем случае в состав ПДК входят следующие основные элементы:

- опорное основание;
- манифольд;
- фонтанная арматура;
- система управления;
- защитная конструкция.

Каждый из этих основных элементов, в свою очередь, представляет собой сложную конструкцию, состоящую из модулей, блоков, узлов.

ПДК выпускаются для установки на одиночную скважину и кустового размещения двух, четырех, шести или восьми скважин. Решение об использовании конкретного варианта ПДК принимается в проекте разработки месторождения. ПДК оснащаются комплексом запорно-регулирующей арматуры и датчиками, контролирующими параметры продукции. Опорное основание оснащается устройствами для закрепления на дне (кессоны, сваи) в горизонтальном положении, на которое устанавливается остальное основное оборудование. Опорное основание включает в себя также буровую раму с несколькими слотами, предназначенными для установки устьевого оборудования и фонтанной арматуры. ПДК устанавливается перед началом производства буровых работ и слоты определяют положение будущих скважин.

Защитная конструкция, как следует из названия, предназначена для защиты оборудования от повреждения рыболовными приспособлениями, падающими объектами и т.д. На рис.1.13 показаны составные части ПДК.

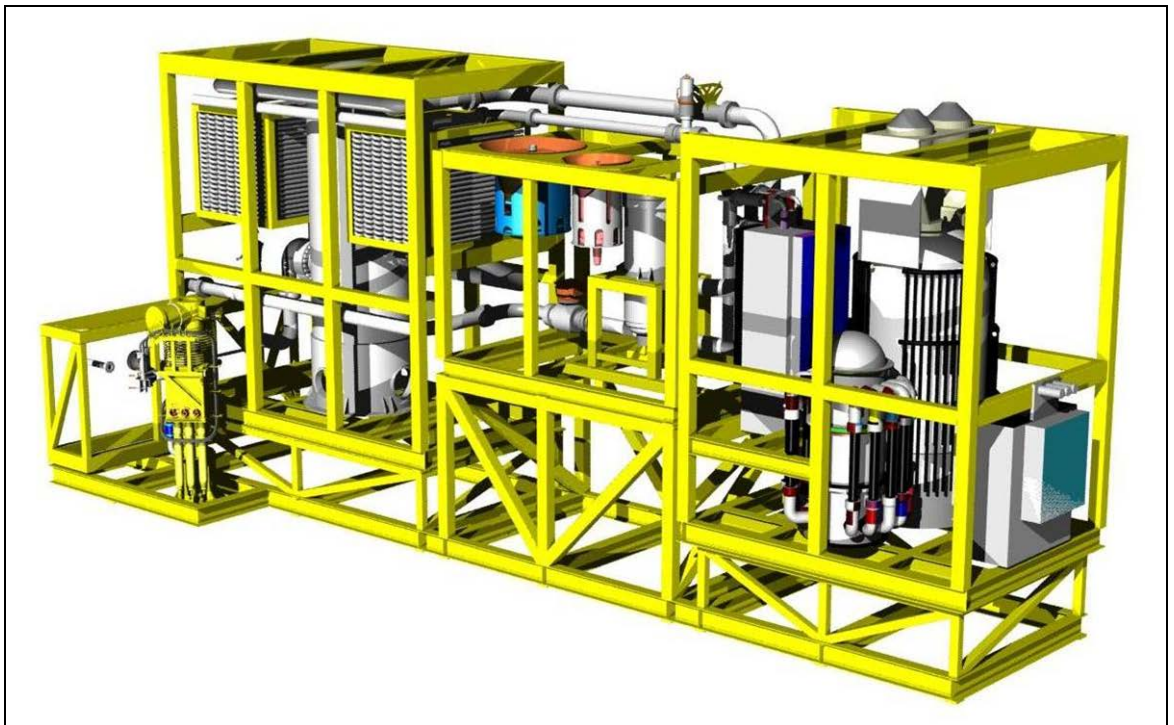


**Рисунок 1.13 – Основные составляющие части ПДК**

Использование на месторождении одних только ПДК ограничивает возможности рационального его освоения, поскольку в этом случае транспорт про-

дукции на берег осуществляется только за счет энергии пласта и приводит к необходимости установки технологической платформы с сепарационно-компрессорным комплексом, дожимных компрессорных станций, на которые от ПДК подается продукция скважин. Поэтому были созданы и непрерывно совершенствуются подводные сепарационно-компрессорные станции, а также многофазные подводные насосные установки. Были также созданы установки для отделения воды и повторной закачки ее в пласт.

Подводная компрессорная станция компании AKER Solution используется на месторождении Ормен Ланге (рис. 1.14).



**Рисунок 1.14 – Подводная насосно-компрессорная станция**

Системы подводного компримирования позволяют обеспечить:

- экономическую эффективность (снижение капитальных и эксплуатационных затрат);
- повышение коэффициента извлечения продукции (КИН, КИГ);
- бесперебойность потока;
- исключение выбросов или сбросов в море;
- безопасную эксплуатацию.

Мировой опыт обустройства месторождений с использованием подводных технологий включает обустройство газоконденсатных месторождений «Сновит», «Аскелад» и «Альбатрос», расположенных в Баренцевом море на расстоянии до 140 км от берега, при глубинах моря 250–350 м. Эксплуатация месторождений осуществляется 20 скважинами с подводным заканчиванием. Продукция скважин от центральных манифольдов по подводным системам сбора и морским трубопроводам (147 км) поступает на завод по сжижению. Углекислый газ, получаемый на заводе при сжижении газа, по подводному трубопроводу поступает обратно на месторождение и закачивается в пласт. Управление работой скважин, подводными модулями осуществляется дистанционно с берега.

Нефтяное месторождение «Тордис» расположено между месторождениями Снорре и Галлфакс в районе Тампен на глубине моря ~200 м в северной части Северного моря. Продуктивный горизонт залегает на глубине 2000 – 2500 м. Добыча ведётся семью подводными скважинами-спутниками и двумя ПДК, продукция которых поступает на подводный манифольд и двумя трубопроводами (10 км) подается на платформу Галлфакс С. Для поддержания пластового давления с платформы подается вода.

Газовое месторождение Ормен Ланге расположено в 120 км от берега в южной части Норвежского моря на площади обрыва, глубиной 800 – 1100 м. Продуктивный горизонт находится на глубине 2700 – 2900 м. Извлекаемые запасы газа – 394,7 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 28,5 млн т. Обустройство месторождения осуществлялось с помощью ПДК, состоящего из четырех модулей А, В, С, D, соединенных между собой системой трубопроводов. Скважины с подводным заканчиванием объединены в подводные кусты. Из подводного манифольда продукция скважин поступает в два 30” (762 мм) трубопровода, по которым под пластовым давлением транспортируется на береговые сооружения в Нихайме, где проходит полную подготовку. С берега проложены шлангокабели для управления и подачи МЭГ. На этапе падающей добычи предусматривается подводное компримирование.



#### **1.4. Обоснование задач исследований диссертационной работы**

Основными объектами обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений являются морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения. Применению гидротехнических сооружений при освоении нефтегазовых месторождений посвящены труды таких отечественных и зарубежных специалистов, как П.П. Адамянц, Ч.С. Гусейнов, Б.Д. Носков, Ю.П. Правдивец, Симаков Г.В., О.Т. Гудместад, Т.Доусон и др [11-25].

##### ***1.4.1 Результаты анализа современного состояния морской нефтегазодобычи***

Проведенный анализ показывает, что, несмотря на очевидные технические достижения России и мира в области обустройства морских месторождений, вследствие сложностей и проблем, порождаемых природно-климатическими, инженерно-геологическими и ледовыми условиями шельфа Российской Арктики, работа по поиску решений, позволяющих экономически целесообразным способом осуществить обустройство мелководных месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа далека от завершения.

По результатам анализа можно заключить, что возможны три направления выбора концепций обустройства месторождений мелководного шельфа при наличии ледового покрова.

Первый путь – разработка и создание принципиально новых, технически продвинутых подводных (подледных) технологий и оборудования.

Второй путь – использование традиционных и/или освоенных технологий строительства и эксплуатации морских скважин.

Третий путь, который нам представляется наиболее целесообразным, - сочетание и совершенствование наиболее рациональных элементов технологий отмеченных выше направлений с учетом реальных условий конкретных месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа.

Весьма сложное и неоднозначное положение связано со строительством разведочных и эксплуатационных скважин. В России (ФГУП «Крыловский государственный научный центр») и за рубежом (компании «Sevan» и «Maersk») разработали концептуальные проекты ледостойких буровых установок для круглогодичного бурения скважин в условиях замерзающих морей, а шотландская компания «Stena Drilling Limited» даже изготовила в 2011 году буровое судно «Stena DrillMAX Ice», способное бурить скважины в арктическом море круглый год в сложных ледовых условиях, однако, эти проекты и буровое судно не приемлемы для работы на мелководье, т.к. они обладают большой осадкой и ограничены по минимально допустимой глубине морской воды (не менее 50-60 м).

Подводный буровой комплекс – подводно-подледная установка для бурения скважин, устанавливаемая непосредственно на морском дне, под ледяным покровом, также отсутствуют на мировом рынке. Создание таких комплексов, на наш взгляд, является сложной и многоплановой проблемой, требующей значительных интеллектуальных усилий, большого опыта и производственных возможностей, и их появление не реально в ближайшие 10 – 15 лет.

В связи с изложенным представляется оправданным и вполне реализуемым вариант – осуществление бурения эксплуатационных скважин на месторождениях Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа с искусственных островов или ледостойких стационарных платформ различного типа, размещая на них буровые установки и технологическое оборудование, необходимое для осуществления добычи и транспортировки на берег углеводородной продукции.

Строительство искусственных островов и установка технологических платформ не исключает применение подводных сепарационно-компрессорных станций, мультифазных насосных установок, установок для закачки воды в пласт и систем управления этим оборудованием для решения задач по транспортировке продукции месторождений на берег. Можно ожидать, что развитие подводного оборудования к началу эксплуатации месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа позволит обеспечить трубопроводный транспорт с любых

этих месторождений на берег и экологически приемлемым образом утилизировать отходы (шлам, пластовая вода и др.).

#### ***1.4.2 Обоснование цели и задач диссертационной работы***

Организация добычи с гидротехнического сооружения (искусственных островов или платформ) требует больших капитальных затрат на строительство и зависит в первую очередь от состава оборудования верхних строений (его веса) и типа сооружения, поскольку расположение стационарного сооружения недалеко от берега позволяет рассматривать варианты размещения большей части оборудования для подготовки продукции на берегу. При этом появляются возможности для получения и подготовки продукции с других месторождений, что делает проект более гибким и позволит при необходимости увеличить мощности оборудования.

В общем виде состав технологического оборудования и его компоновка определяются общей концепцией обустройства:

- частичная подготовка продукции в море, с дальнейшим её транспортом на берег;
- минимальное количество оборудования расположено в море, основное технологическое оборудование на береговом комплексе;
- полная подготовка продукции на оборудовании расположенном в море и минимальный набор оборудования, на берегу;
- буровое основание с безлюдной технологией расположено в море, технологическое оборудование располагается на береговом комплексе.

Выбор концепции освоения нефтегазовых месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа требует развития научно-методических подходов, обоснованных расчетно-аналитическими исследованиями влияния особенностей региона (ледовая обстановка, грунтовые условия и т.д.) на объекты обустройства. Для принятия технических решений, направленных на возможное

практическое применение в будущем подводных технологий необходимо уже сегодня проводить исследования, направленные на определение глубины пропахивания дна торосистыми образованиями и оценки характера деформаций грунта при воздействии на него кия тороса. Данным вопросам посвящены вторая, третья и четвертая главы диссертационной работы.

## **ГЛАВА 2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА С УЧЕТОМ ИХ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОСТУПНОСТИ**

Известно, что организация работ по обустройству и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений зависит от наличия технических средств, технологий и сооружений, апробированных в отечественной и зарубежной практике.

### **2.1. Методика выбора варианта концепции освоения морских месторождений**

Для концептуальной стадии разработки проекта, сопровождающейся, как правило, значительной нехваткой геологической и природно-климатической информации о месте строительства, наиболее эффективной и объективной формой выбора приемлемого варианта конструкции промыслового сооружения с учетом возможной минимизации ее стоимости, обеспечения надежности и безопасности на весь период эксплуатации является метод экспертных оценок.

Методику выбора приемлемых для дальнейшего рассмотрения вариантов обустройства морских нефтегазовых месторождений можно условно разделить на три этапа:

- 1) Подготовка и анализ исходных природно-климатических, океанографических и других условий размещения и эксплуатации промысловых сооружений;
- 2) Подготовка и анализ технологических требований, влияющих на конструкции промысловых ледостойких сооружений;
- 3) Формирование критериев для выбора приемлемого варианта.

Все рассматриваемые варианты должны быть сравнимы и соответствовать следующим условиям:

- удовлетворяют природно-климатическим, океанографическим и другим условиям района расположения месторождения и всем технологическим требованиям по эксплуатации проектируемого объекта;

- расчеты внешних нагрузок выполняются по единой методике;
- строительство промышленного сооружения предусматривает использование российских производственных мощностей.

Критерии, позволяющие оценить и сравнить варианты конструкций промышленных сооружений, включают следующее:

1. Технический уровень, характеризующий наличие опыта эксплуатации подобных конструкций.
2. Технологичность, характеризующая возможность изготовления конструкций платформы на существующих заводах без существенной реконструкции и создания дополнительной или же новой инфраструктуры. Этот критерий может влиять на срок строительства и, в конечном итоге, на стоимость платформы.
3. Оперативность строительства, учитывающий возможности транспортирования проектируемого объекта и его установки на точке эксплуатации с помощью имеющихся в наличии плавучих технических средств и возможности кооперации нескольких заводов при изготовлении конструкции, соотношение объемов строительно-монтажных работ (СМР) на берегу и в море. Минимизация объемов СМР в условиях открытого моря является положительным фактором при выборе приемлемого варианта. В мировой практике существует тенденция снижения объемов монтажа элементов конструкции в условиях открытого моря.
4. Соответствие нормативным требованиям, включающие расчетные оценки величин горизонтального и вертикального перемещений, обеспеченности расчетных показателей нормативным требованиям: прочности, устойчивости и др.
5. Обеспечение технической, пожарной и экологической безопасности.
6. Стоимость – является наиболее значимым и весомым параметром, при благоприятных оценках остальных критериев, поскольку ка-

питалоемкость объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений существенным образом влияет на показатели рентабельности освоения месторождений.

При освоении морских месторождений и обосновании схем размещения добычного оборудования важным является учет специфических условий региона (например, Арктики) и выявление применимости существующих системных решений или выявление разрывов в развитии/отсутствии технологий для обеспечения проектных решений. Разрывы в процессе развития технологий возможны двух типов:

- концепции, улучшение которых возможно за счет новых технологий, но при этом существуют апробированные технологии;
- концепции, которые полностью зависят от новых технологий, т.к. такие технологии отсутствуют.

Уровень готовности технологий к применению можно определять по API RP17N [26] (табл.2.1).

Таблица 2.1. **Уровень готовности технологий к применению**

<b>Уровень</b>	<b>Стадия разработки</b>	<b>Описание технологии</b>
TRL 0	Не доказанная идея	Предварительный план. Анализ или испытания не выполнены
TRL 1	Аналитически доказанная идея	Функциональность доказана путем расчета, отсылкой к общим характеристикам существующих технологий или испытано на отдельных компонентах/подсистемах. Эта концепция может не отвечать всем требованиям на данном уровне, но демонстрирует базовую функциональность и потенциал соответствия требованиям при проведении дополнительных испытаний
TRL 2	Физически доказанная концепция	Концептуальное решение или новые характеристики решения, подтвержденного моделью или испытаниями в лабораторных условиях. Система выявляет способность функционирования в «реальной» среде с имитацией ключевых параметров окружающей среды
TRL 3	Испытание опытного образца	Создается опытный образец в реальном масштабе и подвергается испытаниям на соответствие техническим условиям в ограниченном диапазоне условий эксплуатации для демонстрации его функциональности

Уровень	Стадия разработки	Описание технологии
TRL 4	Полевые испытания	Создается опытный полномасштабный образец и испытывается по программе на соответствие техническим требованиям при имитационных или фактических условиях природной среды
TRL 5	Испытания на уровне интеграции в систему	Создается опытный полномасштабный образец и интегрируется в эксплуатационную систему с полным интерфейсом и испытаниями на соответствие техническим требованиям
TRL 6	Установка системы	Создается опытный полномасштабный образец и интегрируется в предназначенную эксплуатационную систему с полным интерфейсом и испытаниями на соответствие техническим требованиям в предполагаемой природной среде и успешно проработала в течение $\geq 10\%$ предполагаемого срока эксплуатации
TRL 7	Доказанная технология	Производственная единица интегрируется в эксплуатационную систему и успешно проработала в течение $\geq 10\%$ предполагаемого срока эксплуатации

Как правило, многие нефтегазовые операторы заявляют о готовности новой технологии к внедрению на месторождениях при завершении стадий разработки TRL 4 и TRL 5.

Проблема обеспечения надежности — одна из наиважнейших при освоении морских месторождений, поскольку обслуживание и (или) замена технологического или иного оборудования на море, как правило, требует больших затрат.



**Рисунок 2.1. Алгоритм принятия решения по оценке надежности морских технологий**



Оценку надежности новых технологий можно производить по схеме, приведенной на рис. 2.1, которая основана на методике, разработанной Норвежским квалификационным обществом DNV [27].

Указанные критерии передаются экспертам совместно с проектами вариантов конструкций, для последующей оценки и выбора основного варианта. Каждый критерий оценивается экспертом по 10 балльной системе. К экспертной оценке допускаются только высококвалифицированные специалисты. Для уменьшения субъективности оценок экспертов, по каждому критерию вводится весовой коэффициент от 1 до 5. После заполнения экспертами таблиц выводятся средние оценки, определяющие занимаемые места рассматриваемых вариантов. Окончательные результаты оценки критериев с учетом весовых коэффициентов ( $K$ ), числа критериев ( $n$ ) и количества экспертов ( $m$ ) определяют рейтинги вариантов конструкций ( $R$ ), полученные из выражения:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^m K_i E_i}{n}, \quad (2.1)$$

где:  $R$  - рейтинг варианта конструкции;  $m$  - количество экспертов;  $E_i$  - экспертные оценки;  $K_i$  - весовой коэффициент;  $n$  - число критериев.

## **2.2. Выбор и анализ вариантов платформенного и подводного обустройства Северо-Каменномысского месторождения**

Наибольшее распространение из стационарных сооружений при освоении месторождений на замерзающем мелководном шельфе получили ледостойкие платформы [28-41].

На основании технологической схемы разработки для обустройства Северо-Каменномысского месторождения были рассмотрены следующие варианты ледостойких стационарных сооружений и их сочетаний (комплексов):

- **ЛСП - ледостойкая стационарная платформа.** Рассматривались платформы с конусообразным и призматическим опорным основанием.

- **ЛБК – ледостойкий блок-кондуктор** с функциями обеспечения круглогодичного бурения скважин с помощью передвижного бурового комплекса (ПБК) и размещение устьевого оборудования над водой.
- **МЛБП – мобильная ледостойкая буровая платформа** для бурения куста эксплуатационных скважин в круглогодичном режиме в сочетании с подводным добычным комплексом (ПДК).

Анализ всех вариантов платформ проводился с учетом основных природно-климатических особенностей Обской губы:

- наличие заиленных грунтов с низкой несущей способностью.
- суровые ледовые условия.
- значительные литодинамические процессы.
- короткий навигационный период.
- значительная удаленность производственной инфраструктуры от места строительства платформ.

В соответствии с указанными особенностями предусматривается:

- оценка применимости гравитационных и свайных фундаментов опорного основания платформ, искусственных островных сооружений и подводных добычных систем.
- удаление поверхностных слоев слабого грунта и замена их на грунты с лучшими прочностными характеристиками.
- использование наклонных конструктивных элементов и минимизированных размеров корпуса опорной части в зоне ледовых воздействий.
- частичное заглубление корпуса опорной части ниже уровня дна акватории с целью защиты грунтов основания сооружений от размыва подводным течением.
- определение массагабаритных характеристик опорных частей платформ с учетом условий строительства и эксплуатации, а также результатов расчетов устойчивости на грунте при эксплуатации и остойчивости при выполнении морских операций во время буксировки и установки на месторождении.

У ледостойкой стационарной платформы ЛСП (рис. 2.2) опорная часть состоит из корпуса, несущей палубы, на которой размещается ВСП. Цельносварной корпус платформы имеет форму усеченного конуса или многогранной пирамиды.

Габаритные размеры опорной части приняты из условия бурения до 20 скважин, размещения райзеров подводных трубопроводов. На верхней палубе платформы располагаются: жилой блок с постами управления, энергетический и вышечно-лебедочный блоки, дивертор, склады труб и сыпучих материалов.

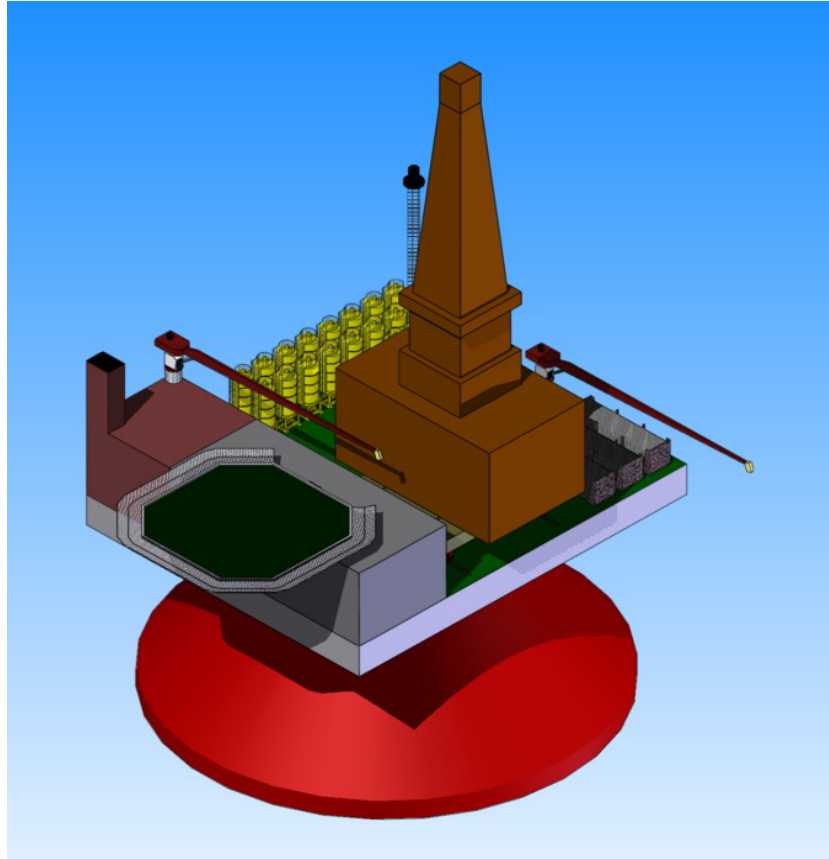
Буровой комплекс предусматривает применение буровой установки БУ 5000/250 ЭК-БМ (Ч). Эксплуатационный комплекс подключается к работе по окончании бурения первой добычной скважины и обеспечивает выполнение стандартных операций: замер дебита скважины, управление фонтанной и нагнетательной арматурой и скважинными клапанами-отсекателями, транспорт продукции скважин на береговую УКПГ; освоение, продувку и разрядку скважин; глушение скважин.

Жилой блок рассчитан на проживание 90 чел. и представляет многоярусную конструкцию с жилыми и бытовыми помещениями. Для повышения пожарной безопасности сторона ЖБ, обращенная к буровому оборудованию, не имеет иллюминаторов, а стороны, имеющие иллюминаторы, оборудуется наружными настилами с трапами, для обеспечения дополнительных путей эвакуации.

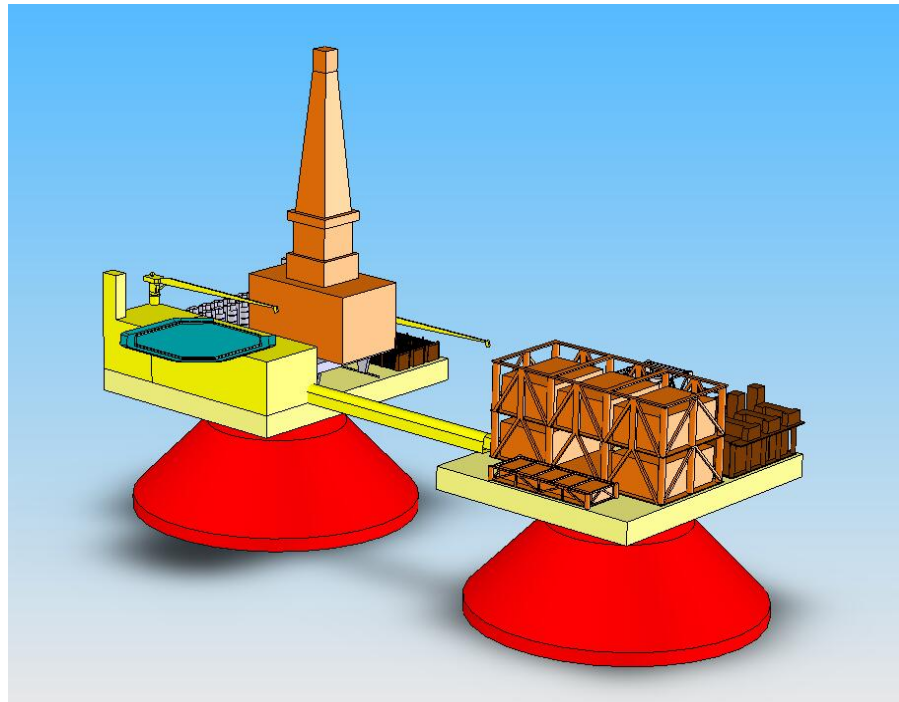
В качестве развития данной концепции был рассмотрен двухблочный комплекс ледостойких платформ, приведенный на рис. 2.3.

Платформы комплекса условно обозначены как ЛСП-БЖ, то есть платформа для бурения с жилым блоком и ЛСП-К. Платформа ЛСП-К является технологической платформой с функцией подготовки газа к транспорту и компримирования. Обеспечение ЛСП-К электроэнергией и жильем предусматривается с ЛСП-БЖ, при этом кабели предусматриваются подводные, а для перехода людей будет служить отдельно монтируемый мост. Вертолетный комплекс на ЛСП-К не предусматривается ввиду его наличия на ЛСП-БЖ. На верхнем строении разме-

щается оборудование для частичной подготовки газа к транспорту и его компримирования.



**Рисунок 2.2 – Аксонометрическое изображение ЛСП**



**Рисунок 2.3 – Аксонометрическое изображение комплекс ЛСП-БЖ+ЛСП-К.**

ЛСП-К согласно рациональным вариантам разработки месторождений потребуется через 10-12 лет после ввода в эксплуатацию ЛСП-БЖ и начала добычи газа. Тем самым обеспечивается отсрочка капитальных вложений на строительство ЛСП К.

Анализ технологий строительства, постановки на точку и снятия с точки показывает, что рассмотренные ЛСП могут быть изготовлены на российских судостроительных заводах. ЛСП имеет осадку ~ 4 м и достаточную остойчивость для буксировки морем. Возможен также вариант буксировки от завода-строителя на транспортной барже с последующим спуском на воду в районе постановки на точку.

Технология строительства, постановки на точку и снятия с точки ЛСП-К аналогична технологии для ЛСП-БЖ с той разницей, что после установки ЛСП-К потребуется установить мост, соединяющий ЛСП-К с ЛСП-БЖ. Мост длиной ~70 м и массой ~200 т можно доставить на барже и установить с помощью плавкрана.

**Вариант ЛБК** является малогабаритной платформой, работающей в автоматическом безлюдном режиме, которая служит опорной конструкцией для бурения через него эксплуатационных скважин с помощью ПБК и размещения на нем устьев пробуренных скважин.

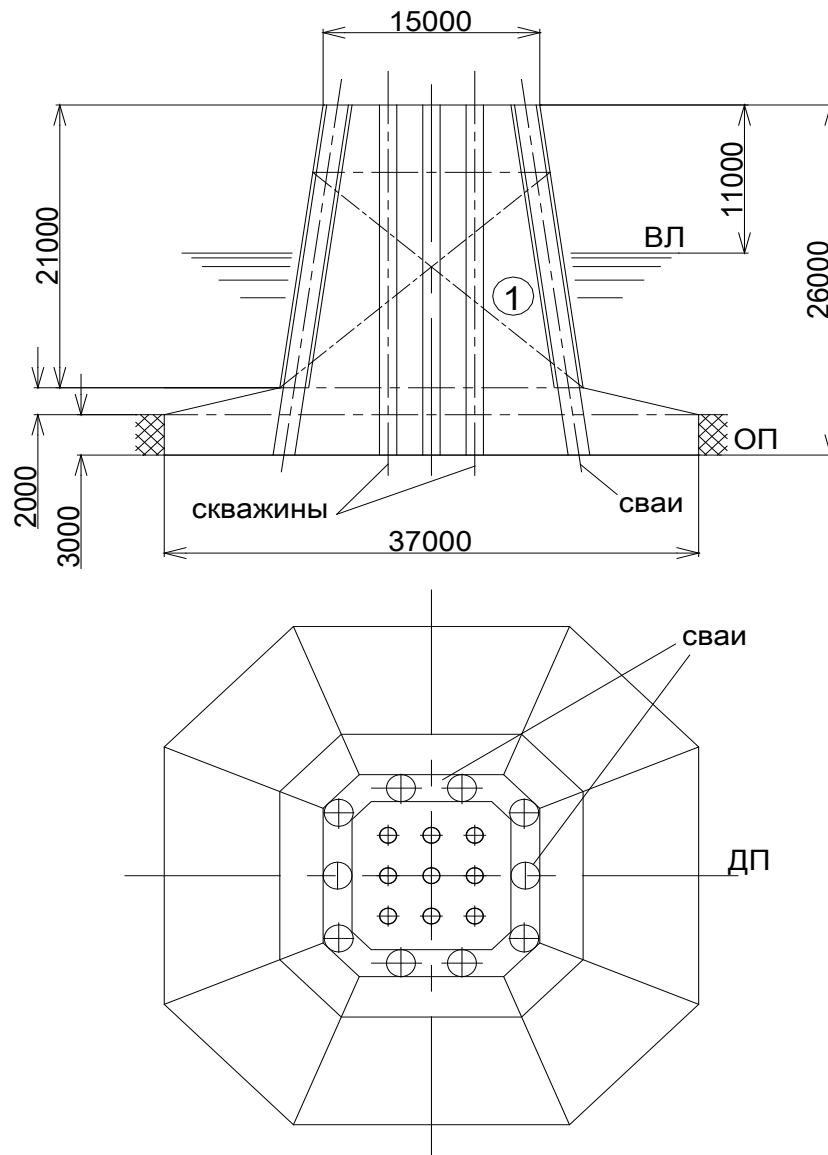
Опорная часть ЛБК представляет собой стальную пространственную конструкцию, выполненную в форме усеченной многогранной пирамиды с наклонными боковыми гранями. В соответствии с назначением ЛБК, опорная часть имеет минимально необходимые размеры для размещения устьевого оборудования восьми скважин. Внутри корпуса опорной части выше уровня моря предусмотрена палубная конструкция, на которой размещаются устья скважин с оборудованием, манифольды и др.

ЛБК может изготавливаться как с несущей палубой, на которой размещается жилблок с вертолетной площадкой, так и без палубы и указанных построек. Выбор варианта зависит от условий эксплуатации и наличия необходимых плавучих

технических средств. Нами рассмотрена конструкция ЛБК с несущей палубой, жилблоком и вертолетной площадкой (рис. 2.4).

Возможны три варианта бурения скважин с использованием ЛБК:

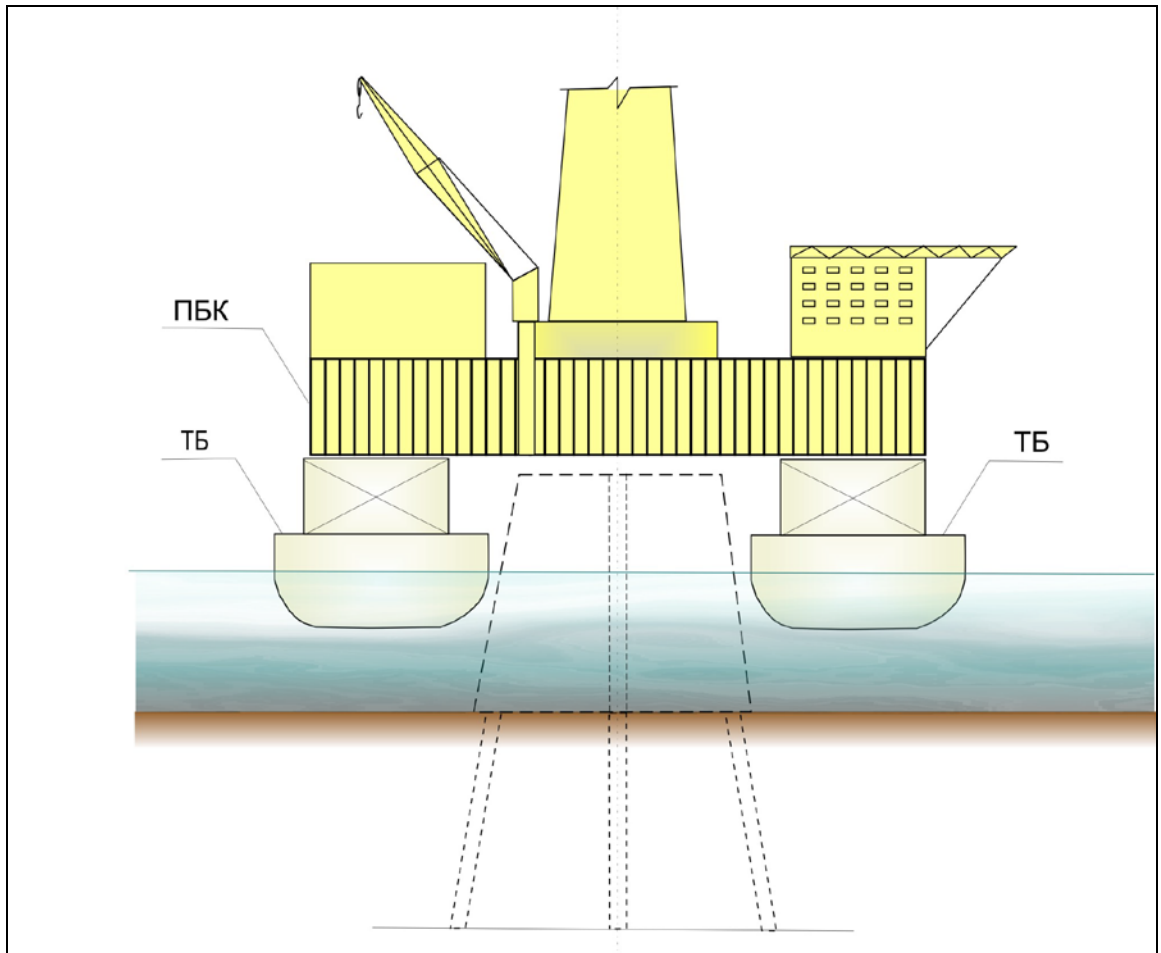
- С помощью мобильной ледостойкой буровой платформы (МЛБП).
- С помощью передвижного бурового комплекса (ПБК).
- С помощью самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) в навигационный период [42-46].



**Рисунок 2.4 – ЛБК. Общая компоновка**

В первых двух случаях скважины бурятся в круглогодичном режиме. При использовании СПБУ основной проблемой, затрудняющей применение технологий в круглогодичном режиме, является своевременная доставка грузов на СПБУ

в ледовый период. Поэтому нами в качестве средства бурения скважин с ЛБК рассматривается возможность применения передвижного бурового комплекса (ПБК). Общий вид ПБК представлен на рис. 2.5.



**Рисунок 2.5 – Общий вид передвижного бурового комплекса с транспортными баржами**

ПБК представляет собой несущую палубу с установленным полным комплектом бурового и вспомогательного оборудования (включая жилой модуль), рассчитанный на бурение 8-10 эксплуатационных скважин. ПБК устанавливают временно на ЛБК для бурения скважин. После окончания буровых работ ПБК демонтируют и переставляют на другой ЛБК. Для перемещения (переноса) ПБК с одного ЛБК на другой, а также для установки и последующего демонтажа используются две транспортные баржи. Величина транспортной осадки ПБК предполагается равной 3-4 м.

**Комплекс «ПДК-МЛБП»** служит для бурения подводных эксплуатационных скважин и последующей их эксплуатации при помощи подводного добычно-

го комплекса (ПДК). Комплекс состоит из 3-х блоков: корпусных конструкций ПДК, подводного фундаментного основания (ПФО) и мобильной ледостойкой буровой платформы (МЛБП), которая осуществляет бурение.

На акватории сначала устанавливаются ПФО и защитная коробка ПДК (без крышки), затем ПФО закрепляется сваями и производится защитная отсыпка. Установка на подготовленное подводное основание производится с использованием кранового судна, участие которого планируется также при забивке свай для крепления платформ и других работах.

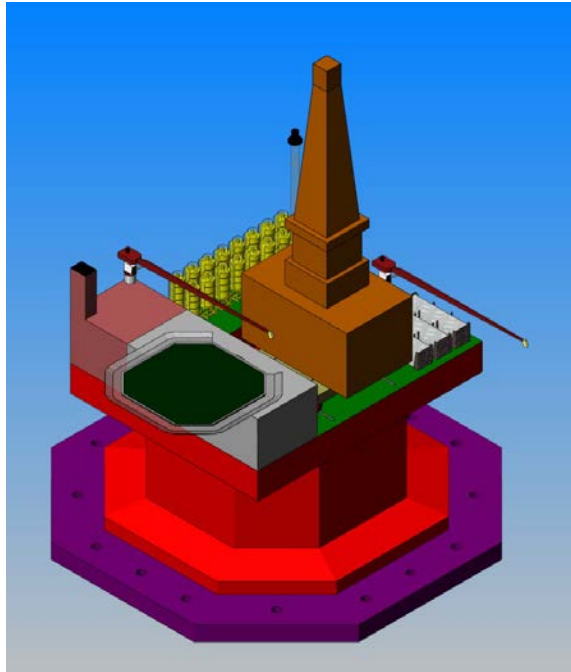
После установки ПФО и опорной плиты ПДК с защитными стенками на ПФО устанавливается МЛБП, закрепляется на нем, осуществляет бурение и по окончании бурения раскрепляется, всплывает и отводится буксирами для дальнейшего использования на другой точке.

Вариант трехмерной модели комплекса представлен на рис. 2.6, а основные этапы монтажа ПДК на рис. 2.7.

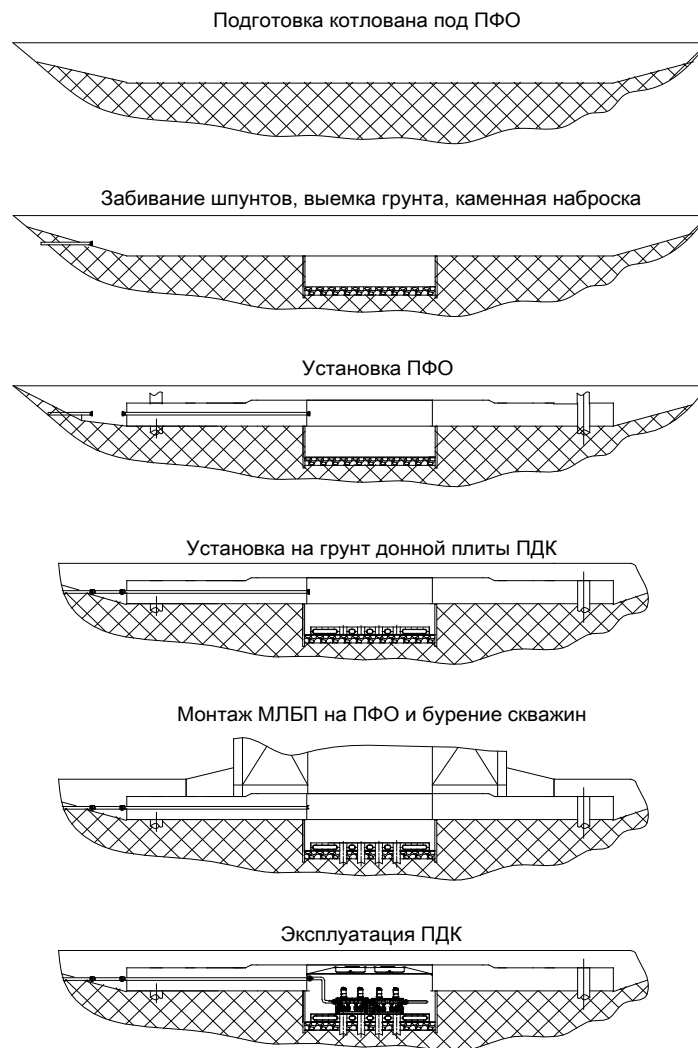
Концепция мобильной ледостойкой буровой платформы, обеспечивающей бурение для ПДК, предполагает ледостойкий корпус, на котором монтируются верхние строения. Бурение осуществляется через нишу, проходящую по всей высоте корпуса МЛБП. Через данную нишу может грузиться подводная фонтанная арматура (ФА). Верхние строения МЛБП и скважины компоуются таким образом, чтобы ЖБ был максимально удален от вышечно-лебедочного блока (ВЛБ) и от факельной стрелы. МЛБП оборудуется вертолетной площадкой, удовлетворяющей требованиям [47], а также специальной люлькой для пересадки людей при помощи крана [48]. На верхней палубе (ВП) МЛБП размещаются буровая вышка с устройствами перемещения, склады труб, жилой блок, энергетический блок, крановое оборудование.

В районе ватерлинии (ВЛ) и ниже ее в ледостойком корпусе МЛБП располагаются балластные цистерны. Они позволяют погружать МЛБП на глубину постановки на ПФО и обеспечивают дополнительный прижимной вес.





**Рисунок 2.6 – Комплекс «МЛБП-ПДК-ПФО»**



**Рисунок 2.7 – Основные этапы монтажа ПДК**

Сводные данные по рассмотренным альтернативным вариантам ЛСП представлены в табл. 2.2-2.3 и вариантам с использованием подводных добычных комплексов – в табл. 2.4-2.5.

Таблица 2.2 - Сводные технические характеристики рассмотренных вариантов ЛСП

Параметр	Вариант 1		Вариант 2		Вар-т 3
	ЛСП-БЖ1	ЛСП-К1	ЛСП-БЖ2	ЛСП-К2	ЛСП (моноблочная)
Кол-во скважин, шт.	20	20	20	20	20
Масса ледостойкого корпуса, т	8330	7930	10800	10400	24000
Масса опорной палубы ВС, т	2000	2000	1230	-	-
Коммуникационный мост, т	200		200		-
Масса металлоконструкций ЛСП, т	21760		23930		25000
Твердый балласт (песок), т	-	-	4300	4300	20000
Водоизмещение порожнем, т	14370	11900	20370	16670	49220
Осадка порожнем, м	4,4	3,9	4,0	3,2	5,4
Водяной балласт, т	33870	33870	42940	30200	73690
Минимальное прижимное усилие к грунту, т	5780	5470	7360	3610	14240
Форма ледостойкого корпуса	конус	конус	призма	призма	кессон
Наклон ледостойкого корпуса относительно вертикали, град	45	45	0	0	13
Габариты ледостойкого основания LxВxТ, м	D65x26	D65x26	73x73x26	73x73x26	102x102x26
Габариты с учетом ВС LxВxТ, м	82x82x96	65x65x44	102x89x92	73x73x39	127x109x91
Количество свай, шт.	20	20	20	20	35
Диаметр x Толщина свай, (мм)	1800x50	1800x50	2400x50	2400x50	2400x50
Длина свай, м	70	70	50	50	50
Наклон свай относительно вертикали	1:7	1:7	-	-	-
Возвышение свай над уровнем донного грунта	23	23	заподлицо	заподлицо	заподлицо
Металлоемкость свай, т	6040		5760		5040
Метод установки на точку	1. Установка ледостойкого основания 2. Монтаж ВС с помощью погружных понтонов		1. Установка ЛСП без вертолетной площадки 2. Монтаж плавкраном вертолетной площадки		Установка и закрепление ЛСП целиком
Объем котлована, м <sup>3</sup>	64230	64230	83940	83940	136850
Объем отсыпки, м <sup>3</sup>	40280	40280	45930	45930	103000
Относительная надежность и опробованность технических решений	0,8		0,9		1
Возможность поэтапного финансирования	есть		есть		нет

Таблица 2.3 - Сводные экономические показатели вариантов ЛСП

Параметр, размерность	Вариант 1		Вариант 2		Вар-т 3
	ЛСП-БЖ1	ЛСП-К1	ЛСП-БЖ2	ЛСП-К2	ЛСП (моно-блочная)
Масса металлоконструкций ЛСП, т	21760		23930		25000
Металлоемкость свай, т	6040		5760		5040
Стоимость строительства ЛСП, млн.р.	4950	4560	5690	4760	10920
Стоимость проектирования ЛСП, млн.р.	800	640	800	670	1200
Стоимость свай, млн.р.	332	332	316	316	554
Стоимость проектов морских операций, млн.р.	50	50	50	50	50
Стоимость коммуникационного моста, млн.р.	0	60	0	60	0
Стоимость водолазных работ, млн.р.	0,46	0,46	0,6	0,6	0,98
Стоимость буксировки ЛСП, млн.р.	22,66	22,66	34,6	34,6	45,32
Стоимость буксировки свай, млн.р.	17,76	17,76	17,76	17,76	35,52
Стоимость буксировки моста, млн.р.	0	1,94	0	1,94	0
Стоимость разработки котлована, млн.р.	88,63	88,63	115,83	115,83	188,85
Стоимость песчано-гравийной смеси, млн.р.	7,97	7,97	10,56	10,56	22,73
Стоимость отсыпки песчано-гравийной смеси, млн.р.	12,91	12,91	17,1	17,1	36,81
Стоимость щебня, млн.р.	14,57	14,57	18,05	18,05	19
Стоимость отсыпки щебня, млн.р.	20,89	20,89	25,88	25,88	27,24
Стоимость камня, млн.р.	8,01	8,01	11,19	11,19	32,82
Стоимость отсыпки камня, млн.р.	90	90	12,57	12,57	36,84
Итого стоимость грунтовых работ, млн.р.	10,5	10,5	15,4	12,4	22,8
Стоимость установки ЛСП на точку, млн.р.	25,62	25,62	19,06	19,06	36,32
Стоимость погружения свай, млн.р.	144,15	144,15	96,1	96,1	168,18
Стоимость цементирования свай, млн.р.	31,72	31,72	21,93	21,93	23,79
Стоимость достройки на точке, млн.р.	1	1	1	1	0
Стоимость демобилизации арендованных плавсредств, млн.р.	10	10	14	14	20
Общая стоимость работ по ЛСП, млн.р.	6638,85	6150,79	7287,63	6286,57	13441,2
Общая стоимость варианта, млн.р.	12790		13574		13441

Из табл. 2.2 следует, что вариант ЛСП-БЖ1+ЛСП-К1 (с конусообразной формой корпуса) экономически несколько выигрывает. В то же время, принятые технические решения в части постановки верхних строений недостаточно апробированы на практике. С точки зрения надежности, простоты и апробированности технических решений предпочтительнее вариант с использованием моноблочной ЛСП.

Таблица 2.4 - Сводные технические характеристики рассмотренных вариантов с использованием добычных комплексов

Параметр	Объекты при использовании ЛБК		Объекты при использовании ПДК		
	ЛБК	ПБК	ПДК	МЛБП	ПФО
Кол-во скважин, шт.	8	8	8	8	-
Масса ледостойкого корпуса, т	3000	-	-	7800	-
Масса опорной палубы ВС, т	-	1500	-	1230	-
Масса металлоконструкций, т	См. ПБК и ПП-Э	2500	350	10030	3000
Твердый балласт (песок), т	2000	-	-	-	-
Водоизмещение порожнем, т	5000	4350	-	12900	-
Осадка порожнем, м	5,0	1,8	-	4,4	-
Водяной балласт, т	4820	-	-	-	-
Минимальное прижимное усилие к грунту, т	1515	-	-	7400	3000
Форма ледостойкого корпуса	пирамидальная	-	-	призма	-
Наклон ледостойкого корпуса относительно вертикали, град	1:7	-	-	-	-
Габариты ледостойкого основания LxVxT, м	37x37x26	-	-	-	-
Габариты опорной палубы ВС LxVxT, м	-	60x40x7	-	64x64x2	-
Количество свай, шт.	10	-	-	-	20
Диаметр x Толщина свай, (мм)	1800x50*	-	-	-	2400x50
Длина свай, м	70	-	-	-	50
Наклон свай относительно вертикали	1:7	-	-	-	-
Возвышение свай над уровнем донного грунта	23	-	-	-	заподлицо
Металлоемкость свай, т	1510	-	-	-	2880
Метод установки на точку	1. Установка ЛБК 2. Монтаж ВС с помощью погружных понтонов		1. Установка стенок ПДК и ПФО, закрепление ПФО сваями 2. Установка и закрепление МЛБП 3. Монтаж крышки ПДК		
Объем котлована, м <sup>3</sup>	36080	-	-	-	141220
Объем отсыпки, м <sup>3</sup>	39560	-	-	-	68170
Относительная надежность и опробированность	Постановка палубы с ВС на ледостойкое основание с 2-х понтонов, между которыми находится		Использование мобильной буровой установки и ПФО предлагается впер-		

Параметр	Объекты при использовании ЛБК			Объекты при использовании ПДК		
	ЛБК	ПБК		ПДК	МЛБП	ПФО
ность технических решений	палуба, осуществляется впервые			вые		

Таблица 2.5 - Сводные экономические показатели альтернативных вариантов добычных комплексов

Параметр, млн.р.	Объекты при использовании ЛБК			Объекты при использовании ПДК		
	ЛБК	ПБК		ПДК	МЛБП	ПФО
Общая масса металлоконструкций, т	9550			13380		
Металлоемкость свай, т	1510	-		-	-	2880
Стоимость объекта, млн.р.	940	1090		150	4380	940
Стоимость свай, млн.р.	166	-		-	-	317
Стоимость проектов морских операций, млн.р.	20	10		5	10	20
Стоимость предварительных водолазных работ, млн.р.	0,26	-		-	-	0,86
Стоимость буксировки, млн.р.	5,66	24,67		1,94	34,60	23,07
Стоимость буксировки свай, млн.р.	8,88	-		-	-	17,76
Стоимость разработки котлована, млн.р.	49,80	-		-	-	194,88
Стоимость песчано-гравийной смеси, млн.р.	3,64	-		-	-	15,55
Стоимость отсыпки песчано-гравийной смеси, млн.р.	5,89	-		-	-	25,18
Стоимость щебня, млн.р.	4,03	-		-	-	23,32
Стоимость отсыпки щебня, млн.р.	5,78	-		-	-	33,44
Стоимость камня, млн.р.	3,99	-		-	-	9,69
Стоимость отсыпки камня, млн.р.	4,47	-		-	-	10,88
Стоимость установки ЛСП на точку, млн.р.	131,07	-		-	-	37,20
Стоимость погружения свай, млн.р.	72,07	-		-	-	96,10
Стоимость цементирования свай, млн.р.	15,86	-		-	-	21,93
Стоимость достройки на точке, млн.р.	0,50	-		0,50	-	-
Стоимость демобилизации арендованных плавсредств, млн.р.	3,00	5,00		3,00	14,00	5,00
Общая стоимость работ по ЛСП, млн.р.	1440,9	1129,67		160,44	4438,6	1791,86
Общая стоимость варианта, млн.р.	3979,31			6390,9		

Из табл. 2.5 следует, что вариант добычного комплекса с использованием ПДК намного дороже, чем вариант с использованием ЛБК.

### **2.3. Применимость искусственных островных сооружений (ИОС) при обустройстве Северо-Каменномысского месторождения**

Искусственные острова являются одним из типов гравитационных стационарных морских буровых платформ, наилучшим образом приспособленных для работы в районах с относительно небольшими глубинами моря и сложными природными условиями, в частности – в замерзающих морях [49-51].

При формировании искусственных островов могут широко применяться местные инертные строительные материалы, что делает строительство таких островов более экономичным в сравнении с использованием морских буровых платформ других типов [52]. Возможность использования на искусственных островах применяемого на суше технологического оборудования обустройства месторождений, а также возможность демонтажа и последующего использования на других месторождениях дорогостоящего бурового оборудования после завершения бурения фонда скважин (что, в силу специфики компоновки верхнего строения в виде интегрированной палубы, труднодостижимо для морских буровых платформ) дополнительно повышают экономическую эффективность искусственных островов.

По результатам инженерно-геологических изысканий на акватории Северо-Каменномысского месторождения установлено, что верхние слои толщи грунта (глубиной 10 и более м) сложены мягкопластичными и текучепластичными глинами с низким показателем модуля деформации. При неконсолидированном и недренированном сдвиге такого грунта при быстроприлагаемой нагрузке (лед, волны) возникает резкое повышение порового давления, приводящее к разжижению при сдвиге, а усилие сдвига принимает критически низкое значение, поэтому полностью исключается возможность применения в этих условиях искусственных островов не оконтуренного типа.

Поэтому, на основании анализа зарубежного опыта строительства искусственных островных сооружений в Арктике и сведений по составу и компоновке оборудования верхнего строения ИОС, рассмотрена применимость базовой концепции ИОС оконтуренного типа для акватории Северо-Каменномысского газо-

вого месторождения в Обской губе при глубинах воды 11,0 м и удалении 35 км от берега.

Концепция ИОС в плане представляет собой осесимметричный равноугольный многоугольник, достаточной для размещения необходимого для обустройства месторождения комплекта оборудования площади. Наружный защитный контур ИОС образуется понтонами. Габариты понтонов защитного контура ИОС выбираются исходя из возможности их строительства на существующих судостроительных заводах Северо-Западного региона и транспортировки по Беломорско-Балтийскому каналу.

С завода-строителя понтоны транспортируются к месту строительства ИОС. В районе строительства ИОС понтоны соединяются на плаву в единый замкнутый контур, заполняются водой и устанавливаются на предварительно подготовленное на дне основание. Для гарантированной защиты технологической площадки ИОС от волн и льда обеспечивается возвышение ограждения ИОС над поверхностью воды (клиренс) не менее чем на 9,0 м.

На следующем этапе строительства ИОС понтоны защитного контура и ограниченный ими объем (ядро ИОС) заполняются инертным материалом. После консолидации намывтого грунта ядра ИОС на технологической площадке сооружения монтируется оборудование для бурения в круглогодичном режиме куста наклонно-направленных скважин, предварительной подготовки и компримирования газа, приема и учета газа, поступающего ЛБК или ПДК, а также помещения для проживания рабочего персонала.

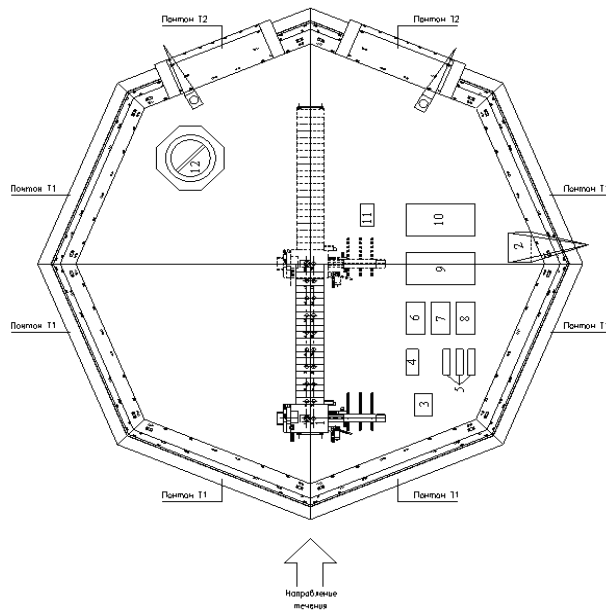
После завершения бурения скважин буровое оборудование демобилизуется для использования на других месторождениях.

План размещения бурового и технологического оборудования показан на рис. 2.8.

Базовая концепция строительства ИОС может быть реализована на основе металлических или железобетонных понтонов защитного контура. Конструкторская проработка элементов защитного контура ИОС включала расчеты по опреде-

лению основных характеристик понтонов, их транспортировки к месту строительства ИОС и монтажа на точке, а также расчет основных технико-экономических показателей.

Правила Российского Морского Регистра судоходства (РМРС) относят ИОС с защитным контуром из понтонов к классу «ледостойкая морская стационарная платформа (МСП) – морское нефтегазопромысловое сооружение, состоящее из верхнего строения и опорного основания, зафиксированное на все время использования на грунте и являющееся объектом обустройства морских месторождений нефти и газа, способное воспринимать ледовую нагрузку» [53]. Исходя из отмеченного, понтоны защитного контура ИОС были рассчитаны в соответствии с требованиями нормативных Правил РМРС.



- Условные обозначения:
- 1 – буровой комплекс
  - 2 – факельная стрела
  - 3 – ремонтная мастерская
  - 4 – блок для закачки шлама
  - 5 – электростанция
  - 6 – запасные емкости
  - 7 – котельная
  - 8 – склад ГСМ
  - 9 – склад сыпучих материалов
  - 10 – склад труб
  - 11 – геофизический блок
  - 12 – жилищный блок и вертолетная площадка

**Рисунок 2.8 – Схема размещения оборудования на ИОС**

Исходя из условий строительства, транспортировки и высоты ограждения ИОС (клиренсу) над уровнем воды были определены расчетные габариты понтонов защитного контура из стали и бетона, которые приведены в табл. 2.6.



Таблица 2.6 – Основные параметры металлических и бетонных понтонов

Наименование	Металл.	Бетонный
Водоизмещение, т	2350	5500
Длина (наибольшая), м	80,0	80,0
Ширина корпуса, м	13,5	13,5
Высота корпуса (наибольшая), м	21,5	21,5
Осадка при буксировке (с учетом юбочного устройства), м	3,85	7,00
Высота надводного борта (эксплуатационная), м	9,0	9,0

Из 8 понтонов с данными габаритами может быть сформировано искусственное островное сооружение, представляющее в плане правильный восьмиугольник около 200 м в поперечнике общей площадью около 30 тыс. м<sup>2</sup>, что позволяет разместить на нем необходимый состав оборудования.

Схема конструкции основания и ядра ИОС показана на рис. 2.9.

Концепция строительства ИОС предполагает, что в точке установки ИОС по периметру защитного контура искусственного острова будет подготовлено специальное основание. Параметры основания определяются из конкретных инженерно-геологических условий в выбранной для строительства ИОС точке.

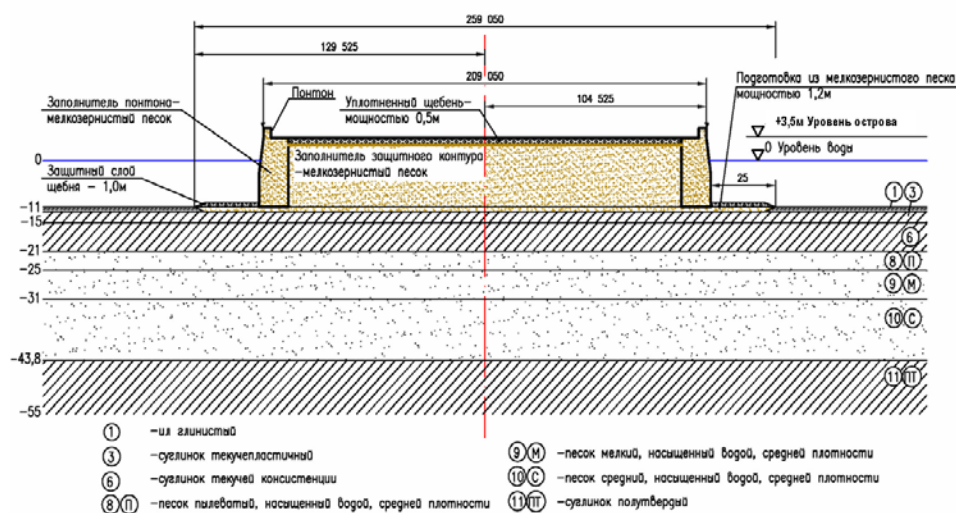


Рисунок 2.9 – Схема конструкция основания и ядра ИОС

Для обеспечения необходимой устойчивости сооружения потребуется произвести выемку верхнего слоя грунта на глубину около 0,8 м и заменить его привозным грунтом. При этом зона замененного грунта должна выходить за габариты

контура ИОС не менее чем на 25,0 м с каждой стороны. Объем ила, который предстоит удалить, составит 42 500 м<sup>3</sup>. Для защиты от размыва выходящая за габариты ИОС часть основания должна быть засыпана защитным слоем щебня толщиной не менее 1,0 м. Для замены удаленного ила и подготовки основания под ИОС потребуется 74 500 м<sup>3</sup> грунта.

После установки понтонов защитного контура на подготовленное основание, понтоны должны заполняться мелкозернистым песком. Для заполнения металлических понтонов потребуется 83 900 м<sup>3</sup> грунта.

Таким же грунтом должен заполняться весь оконтурированный понтонами объем, что позволит сформировать ядро острова. Поверх грунта должен насыпаться слой уплотненного щебня мощностью не менее 0,5 м для установки на нем впоследствии технологического оборудования.

Для обеспечения устойчивости системы «сооружение-основание» при воздействии расчетной горизонтальной ледовой нагрузки высота образуемой технологической площадки для размещения оборудования обустройства месторождения над уровнем воды должна составлять 3,5 м, а требуемая высота защитного контура над уровнем воды должна составлять 9,0 м.

В итоге, для создания массива ИОС площадью 25 434 м<sup>2</sup> с учетом его конечной осадки 0,8 м потребуется 346 200 м<sup>3</sup> грунта, а всего для возведения ИОС потребуется разработать в карьере и уложить 504 600 м<sup>3</sup> грунта (мелкозернистого песка).

Следует отметить, что в близости от месторождений Обской губы отсутствуют грунтовые карьеры с достаточными запасами строительных материалов (песок, гравий, щебень и т.д.). Так, песчаные и гравийные карьеры на сегодняшний день не открыты, ближайшими карьерами скального грунта, где осуществляется реализация щебня, являются карьеры месторождений Карьер 42Б, Ензорское (в 130 км к северу от города Салехард) и Амфиболитовое (40 км севернее Салехарда), расположенные на расстоянии более 200 км от месторождений Обской губы [52]. Удаленность грунтового карьера от места возведения ИОС является од-

ним из главных критериев капитальных затрат на обустройство месторождений при использовании островных сооружений.

В тундровой зоне Крайнего Севера, для которой характерен дефицит необводнённых карьеров, намывные (гидромеханизированные) технологии добычи и доставки грунта нашли широкое применение. С учетом изложенного для транспортировки и укладки грунта при строительстве ИОС был рассмотрен вариант применения средства гидромеханизации. В качестве перспективных и экономически выгодных рассмотрены варианты с использованием:

- самоотвозных землесосных земснарядов;
- плавучих земснарядов (с последующей транспортировкой грунта по плавучему пульпопроводу с плавучими «бустерными» перекачивающими станциями).

Результаты сравнительного анализа рассматриваемых способов разработки, транспортировки и разгрузки грунта выявили преимущества варианта использования самоотвозного землесосного земснаряда.

При анализе основных положений по организации строительства ИОС было выявлено, что:

1. Принимая продолжительность навигационного сезона 3 месяца, строительные работы могут быть выполнены не менее, чем за два навигационных сезона. Причем в район работ должны быть заблаговременно доставлены все необходимые плавсредства, понтоны защитного контура, строительная техника и рабочий персонал.

2. Карьер мелкозернистого песка должен располагаться на расстоянии не более 25 – 30 км от места строительства ИОС.

3. Разработка песка в подводном карьере, транспортировка песка и замыв понтонов и объёма, ограниченного защитным контуром ИОС, должны производиться с помощью самоотвозного земснаряда типа TSHD.

4. Доставка щебня должна осуществляться из района не далее г. Лабитнанги.

Стоимость строительства ИОС включает затраты на проектирование и изготовление комплекта понтонов, транспортировку понтонов в район строительства и установку их на грунт, выполнение проектных и изыскательских работ и строительство основания и формирование ядра ИОС для последующего монтажа на нем оборудования обустройства месторождения и приведена в табл. 2.7. В стоимость строительства ИОС на основе железобетонных понтонов дополнительно входит строительство в районе Архангельска дока для изготовления понтонов.

Таблица 2.7 – Стоимость строительства ИОС

№ п/п	Наименование статей затрат	Сумма затрат, млн руб.	
		Металлические понтоны	Железобетонные понтоны
<b>1</b>	<b>Изготовление комплекта понтонов</b>	<b>2 722</b>	<b>2 610</b>
1.1	Разработка проектной и технологической документация, включающей эскизный, технический и рабочий проекты понтонов типа 1 и 2	130	90
1.2	Изготовление понтона	324	225
1.3	Изготовление комплекта из 8 понтонов	2592	1800
1.4	Строительство сухого дока для строительства железобетонных понтонов	-	720
<b>2</b>	<b>Транспортировка понтонов в Обскую губу *</b>	<b>117,1-215,7 **</b>	<b>48,5-89,6</b>
2.1	Транспортировка понтонов по ББК	68,6-126,1	-
2.2	Транспортировка понтонов по СМП	48,5-89,6	48,5-89,6
<b>3</b>	<b>Установка защитного контура ИОС на основание</b>	<b>4,0</b>	<b>4,0</b>
<b>4</b>	<b>Строительство основания для защитного контура и формирование ядра ИОС</b>	<b>446,2</b>	<b>446,2</b>
4.1	Проектные и изыскательские работы по строительству основания и формированию ядра ИОС	40	40
4.2	Строительство основания и формирование ядра ИОС	406,2	406,2
<b>5</b>	<b>ВСЕГО</b>	<b>3 300-3 400</b>	<b>3 110-3 150</b>
<b>6</b>	<b>Неучтенные расходы (15% п.1...4)</b>	<b>495-510</b>	<b>466-473</b>
<b>7</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>3 790-3 910</b>	<b>3 580-3 620</b>

\*<sup>1</sup> - меньшее значение стоимости транспортировки соответствует благоприятным условиям на маршруте, большее значение – сложным условиям (ледовые заторы, шторма).

\*\*<sup>2</sup> – при строительстве металлических понтонов в районе Архангельска-Северодвинска транспортировка понтонов по ББК до выхода на трассу СМП не потребуется, что приведет к уменьшению общей стоимости на 68,6-126,1 млн руб.

Проведенные расчеты устойчивости для искусственного острова принятой конструкции показали, что под действием экстремальной ледовой нагрузки сооружение может сместиться по горизонтали на величину до 120 см. Вследствие

этого грунт острова около тылового понтона может дополнительно осесть на величину до 90 см. В результате проведенных исследований по строительству основания и формированию грунтового ядра искусственного островного сооружения можно заключить следующее:

1. строительство искусственного островного сооружения (ИОС) для освоения Северо-Каменномысского газового месторождения, как и других месторождений Обской губы, в существующих природно-климатических, инженерно-геологических, гидрологических условиях без специальных мер по укреплению грунтов основания недопустимо.
2. производство работ по строительству основания и формированию ядра ИОС должно производиться с использованием средств гидромеханизации.
3. производство работ по возведению ядра ИОС возможно не менее , чем 2-3 навигационных периода.
4. необходимы работы по поиску карьеров местных строительных материалов, пригодных для возведения ядра ИОС.
5. полученные результаты устойчивости ИОС свидетельствуют о недостаточности несущей способности грунтов основания всех потенциальных участков для строительства любых гидротехнических сооружений гравитационного типа, к которым относится также ИОС.
6. удаление слабых грунтов для слоев толщиной от 14 до 26 м и замена их на стабильные является практически не осуществимым мероприятием.

#### **2.4. Рекомендуемые варианты платформенного обустройства Северо-Каменномысского месторождения**

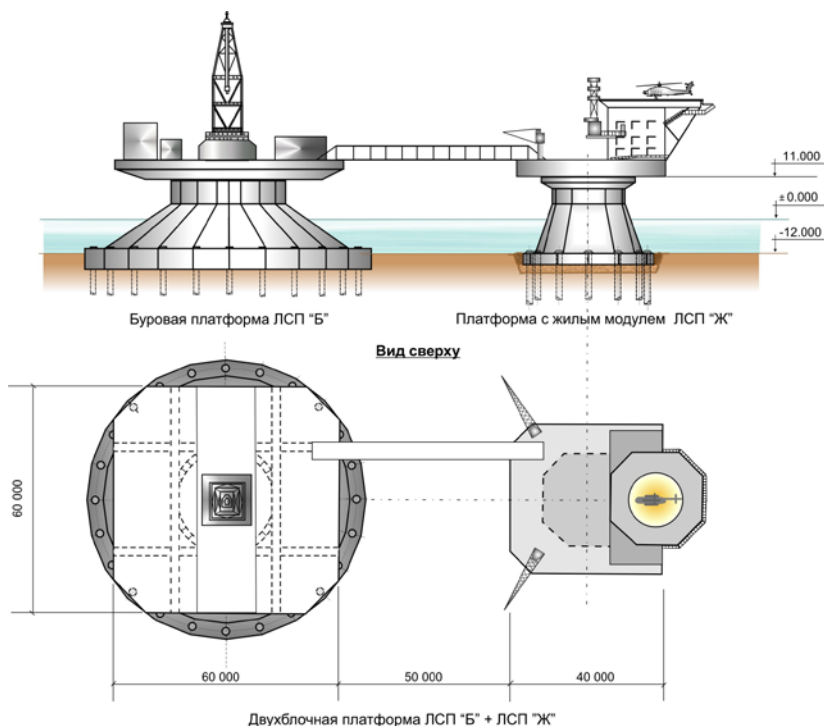
В соответствии с результатами анализа по методике, изложенной в п.2.1, и рекомендуемым технологическим вариантом разработки Северо-Каменномысского месторождения двумя кустами скважин в качестве основной платформы для бурения 20 скважин рекомендуются два альтернативных варианта: а) моноблочная ЛСП и ее двухблочная конструктивная модификация с отдель-

но расположенным от основной производственной платформы жилым блоком, соединенным коммуникационным мостом; б) для бурения двух кустов из 8 скважин предлагается ЛБК.

Для бурения скважин на всех ЛБК рекомендуется применение мобильной ледостойкой буровой платформы (МЛБП), рассчитанной на круглогодичное бурение эксплуатационных скважин.

Двублочная платформа состоит из двух отдельных блоков: ЛСП «Б» и ЛСП «Ж», соединенных между собой мостом пролётом 50-70 м. Общий вид двублочной платформы показан на рис.2.10.

В сравнении с моноблочными конструкциями двублочная конструкция имеет следующие преимущества: обеспечивается повышенная безопасность расположения жилого модуля вдали от зон повышенной опасности; облегчаются условия строительства платформы, состоящей из двух отдельных блоков, имеющих сравнительно меньшие массогабаритные характеристики, чем одна более крупная моноблочная конструкция.



**Рисунок 2.10 – Двублочная платформа ЛСП «Б» + ЛСП «Ж»**

Вместе с тем, по металлоемкости и стоимости двухблочная платформа, хотя и незначительно, но уступает моноблочной платформе.

Конструкция опорной части предлагается в двух вариантах, отличающихся конструкцией фундаментной части. Вариант 1 предусматривает применение наклонных свай, проходящих шатрообразно через всю высоту внутри корпуса опорной части.

Для варианта 2 предусматривается применение вертикальных свай, расположенных под водой по периметру развитой фундаментной части сооружения. В обоих вариантах устойчивость платформы обеспечивается забивкой свай  $d = 1800 \times 50$  мм, количеством 20-24 штуки.

Предлагаются два варианта ЛБК, отличающихся конструкцией свайного фундамента. В одном случае используются наклонные сваи, во втором вертикальные. В обоих случаях устойчивость ЛБК обеспечивается забивкой свай  $d = 1800 \times 50$  мм, количеством 12 штук и глубиной забивки 50-70 м.

Конструкция ЛСП «Ж» отличается от ЛБК наличием несущей палубы, на которой размещается жилой модуль, и отсутствием трубчатых направляющих для бурения скважин. Корпус опорной части ЛСП «Ж» и конструкция свайного фундамента аналогичны ЛБК.

МЛБП необходима для бурения эксплуатационных скважин в круглогодичном непрерывном режиме при применении ЛБК или ПДК. На незамерзающих акваториях, в которых отсутствуют проблемы, связанные со льдом, для аналогичных целей используют обычные самоподъемные буровые установки (СПБУ) с выдвигаемой за борт консолью с буровой вышкой.

Бурение скважин в Обской губе с использованием СПБУ и ЛБК возможно, но только в навигационный период. При таком подходе бурение куста из 8 скважин будет продолжаться 4 года из расчета по две скважины в один сезон. С применением же МЛБП куст из 8 скважин с подводным или надводным расположением устьев предполагается разбурить в течение 1 года. Но действующих МЛБП в мире нет.

Недостаточно исследованной проблемой является также применимость ПДК в гидрологических и инженерно-геологических условиях Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа. Ниже эта задача исследуется более детально.

## **2.5. Применимость подводных добычных комплексов для обустройства месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа**

В настоящее время в мировой практике освоения морских нефтегазовых месторождений широкое распространение получили подводные технологии, включающие заканчивание скважин с подводным расположением устьев, и системы, обеспечивающие добычу, сбор, подготовку и транспорт продукции скважин [54-55]. Целью данного раздела является определение технической доступности нефтегазоносных участков шельфа арктических морей для использования подводной технологии. Поставленная цель достигается путем решения следующих задач:

- разработка методики определения зоны технической доступности нефтегазоносных участков арктического шельфа;
- гидрометеорологическое и геологическое районирование карт морей арктического шельфа;
- определение зон технической доступности нефтегазоносных участков шельфа арктических морей и состава подводных и плавучих технических средств и сооружений для реализации подводной технологии добычи нефти и газа;
- разработка рекомендаций по дальнейшему развитию данного направления.



### ***2.5.1 Методика определения зон технической доступности нефтегазоносных участков шельфа Арктики с помощью подводных технологий (с определением состава технических средств и сооружений)***

При разработке проекта обустройства нефтегазовых месторождений арктического шельфа путем создания подводных промыслов необходимо проанализировать следующие технико-технологические вопросы, определяющие возможность и целесообразность применения подводной технологии [12]:

- необходимость в создании защитной конструкции подводных добычных комплексов (ПДК);
- необходимость в создании подводных сепарационных установок;
- необходимость в создании подводных компрессорных установок;
- необходимость в создании подводных энергетических установок

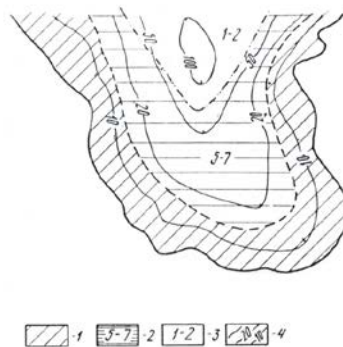
Решение этих технико-технологических вопросов зависит от следующих гидрометеорологических и горно-геологических факторов:

- глубина воды;
- ледовые условия (ширина припая, наличие ледовых образований, продолжительность межледового периода и т.д.);
- расстояние от берега;
- инженерно-геологические условия (структура месторождения, вид углеводорода и т.д.);
- сейсмические условия;
- необходимость в создании систем дистанционного управления ПДК с значительно отдаленного берега;
- возможность бурения куста эксплуатационных скважин с подводным расположением их устьев с помощью плавучей буровой установки (ПБУ), мобильной ледостойкой буровой установки (МЛБУ) и др.

Учитывая вышеизложенное, сделана попытка определить последовательность разработки концепции освоения углеводородных ресурсов арктического

шельфа с помощью подводной технологии, что может позволить определить очередность освоения месторождений по мере готовности сопровождающих ее необходимых технико-технологических, подводных, плавучих и стационарных средств. Этапы предлагаемой методики следующие:

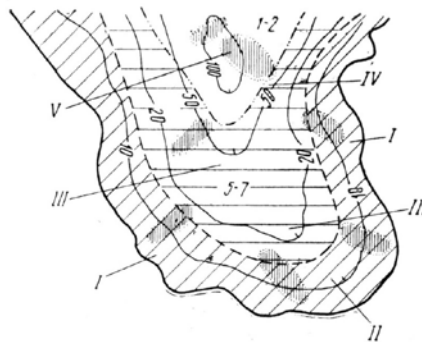
1. **анализ нефтегазоносности акватории континентального шельфа различных морей.** По уровню величин прогнозных запасов определяется их перспективность;
2. **создание банка данных,** включающего гидрометеорологические характеристики, в том числе ледовые условия каждого рассматриваемого региона;
3. **составление районированных карт морей** по отмеченным выше факторам с нанесением на них параметров этих факторов. (рис. 2.11). Для условий арктических морей особое внимание уделяется глубинам, ледовым режимам, в т.ч. продолжительности межледового периода и расстояние между берегом и нефтегазональным участком, т.к. в основном сочетание этих факторов определяет необходимый состав плавучих и подводных сопровождающих технических средств и сооружений. При районировании сейсмических районов, например, шельфа дальневосточных морей, необходимо нанести на эти карты и условия сеймики.



*1 – районы припайного льда; 2 – районы, покрытые дрейфующим льдом различной сплошности в течение определенного времени; 3 – районы свободные от дрейфующего льда в течение определенного времени; 4 - изобаты*

**Рисунок 2.11 - Участок акватории арктических морей, районированный по гидрометеорологическим условиям**

4. создание информационного банка данных по типам и техническим характеристикам сопровождающих технических средств и сооружений (МЛБУ, ПБУ, кессонные ледостойкие защитные конструкции и др.).
5. нанесение нефтегазоносных структур и необустроенных месторождений на карты районирования морей (рис. 2.12);
6. на заключительном этапе районирования на картах условно проставляются оптимальные для данных районов типы и состав объектов подводных промыслов (ПДК, типы БУ, защитная конструкция и др.).



**Рисунок 2.12 - Схема определения защитной конструкции ПДК и типов буровой установки**

### ***2.5.2. Районирование шельфа Карского моря и Обской и Тазовской губ и определение зон технической доступности***

Данная методика позволяет системно разрабатывать концепции освоения нефтегазовых месторождений, взаимосвязывающего потенциальные возможности нефтегазодобывающей, машиностроительной, строительной и других отраслей промышленности.

Методика апробирована на примере шельфа Карского моря (включая Обскую и Тазовскую губы). Карта районирования шельфа Карского моря по ледовым условиям составлена с учетом параметров ледового режима, определяющих обоснование технических решений при выборе конструкции и способа постановки подводных добычных комплексов.

Нефтегазоносную часть акватории Карского море можно условно разделить по ледовым условиям на следующие 3 зоны (рис.2.13):

**Зона I - Районы припайного льда** охватывает прибрежную часть Карского моря и Обскую и Тазовскую губы и характеризуется небольшими глубинами моря (5 – 20 м) с продолжительностью ледового периода 9 – 10 месяцев. Максимальная толщина припая составляет 1,48 - 2,00 м в открытой (прибрежной) части Карского моря и 2,11 - 2,49 м в Обской и Тазовской губах.

В данную зону входят Харасавэйское, Хамбатейское и Крузенштернское газоконденсатные месторождения; Утреннее, Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Адерпаютинское, Антипаютинское, Юрхаровское и Обское газовые месторождения, а также Белоостровская, Преображенская, Карпачевская, Восточно-Тамбейская, Геофизическая, Бухаринская и Поворотная структуры.

**Зона II – районы с дрейфующим льдом со средней продолжительностью ледового периода 8 – 9 месяцев.** Характеризуется глубинами моря от 20 до 200 м. Продолжительность покрытия районов дрейфующими льдами различной сплоченности составляет 8 – 9 месяцев. В данной зоне открыты Ленинградское и Русановское газоконденсатные месторождения с суммарными запасами в несколько триллионов кубических метров и расстоянием до береговой инфраструктуры более 80 км, а также Шараповская, Северо-Шараповская, Амдерминская, Обручевская, Стерегущая и другие нефтегазоносные структуры.

**Зона III – районы с дрейфующим льдом со средней продолжительностью ледового периода 9 – 10 месяцев.** Зона III является наиболее глубоководной и малоизученной из вышеуказанных зон. Глубина воды – от 100 до 200 м. Продолжительность покрытия районов дрейфующими льдами различной сплоченности составляет 9 – 10 месяцев.

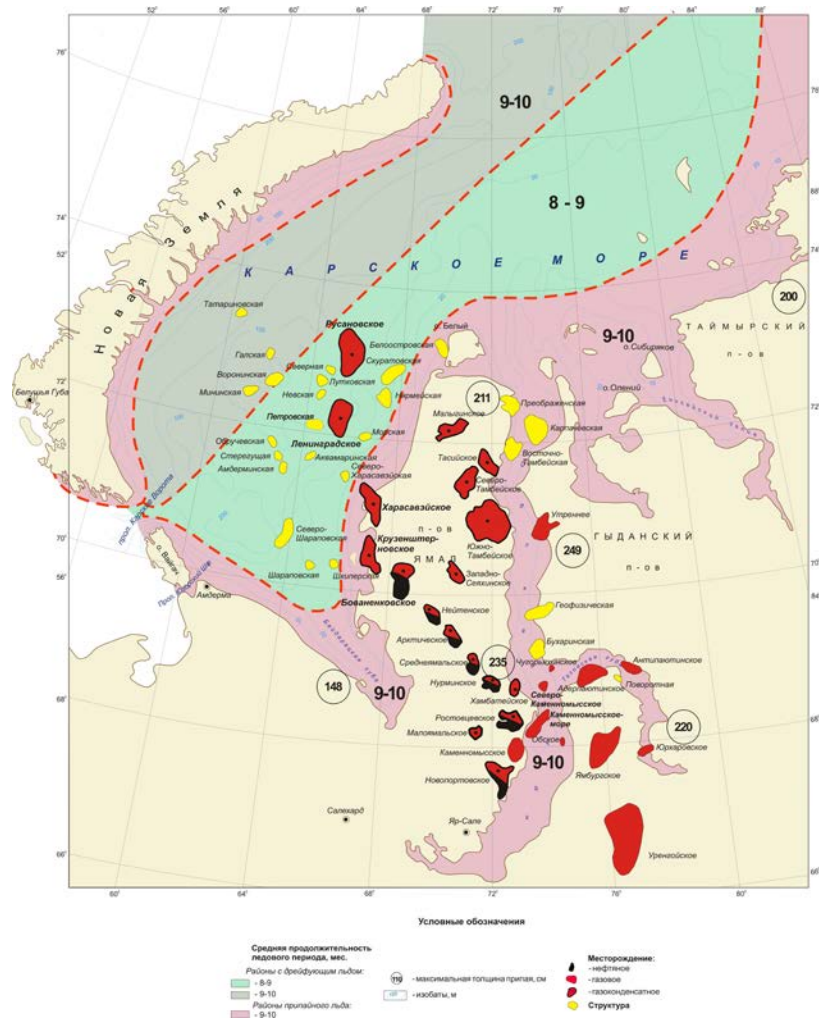
Из нефтегазоносных участков в данной зоне открыты Мининская, Воронинская, Галская и Татариновская структуры, находящиеся на значительном удалении от берега.

В Арктике с увеличением глубин и тяжелыми ледовыми условиями применение стационарных платформ экономически нецелесообразно, т.к. ледовые условия в сочетании с глубоководностью могут привести к большим ледовым нагрузкам, которые, в свою очередь, приводят к росту массогабаритных характеристик ледостойких платформ. В таких условиях подводная технология добычи может оказаться наиболее приемлемым методом освоения нефтегазовых ресурсов. Вместе с тем, при применении подводной технологии для различных глубин и ледовых условий акваторий, возникает ряд технических и технологических проблем, требующих решения. Эти проблемы связаны в первую очередь со способом защиты подводных комплексов от внешних воздействий, а также с определением состава необходимых сопровождающих технических средств для бурения эксплуатационных скважин, подготовки и транспортировки продукции, жизнеобеспечения подводных добычных комплексов и т.д.

Исходя из результатов районирования акваторий Карского моря (рис. 2.13), определены зоны технической доступности нефтегазоносных участков шельфа Карского моря с помощью подводной технологии. Ниже приведены рекомендации по применению подводных технологий для каждой зоны.

**Зона I – районы припайного льда** - является самой мелководной (5 – 25 м). Устойчивые ледовые условия (межледовый период менее 4 месяцев с максимальной толщиной припая 2,5 м) обуславливает необходимость применения подводной технологии добычи, однако для глубин моря менее 10-15 м необходимо предусмотреть надежную защитную конструкцию ПДК от воздействий льда, мореходства, течений и ветровых волн. На глубинах более 20 – 25 м заглублять ПДК не требуется, т.к. ледовые образования не достают до фонтанной арматуры.

Поскольку ледовые условия этой зоны не позволяют вести буровые работы в зимний период, применение ПДК должно сопровождаться созданием мобильной ледостойкой буровой установки.



**Рисунок 2.13 – Карта районирования Карского моря по ледовым условиям**

**Зона II – доступные районы, покрытые дрейфующим льдом.** Освоение месторождений данной зоны сопряжено со значительными трудностями ввиду больших глубин (60 – 200 м) и тяжелых ледовых условий. Если для бурения куста эксплуатационных скважин на Шкиперской, Северо-Харасавэйской, Морской, Нярмейской, Скуратовской и Белоостровской структурах, где глубина не превышает 60 м, возможно применение мобильной ледостойкой буровой установки, то для бурения скважин в более глубоких водах (Ленинградское и Русановское ГКМ и ряд нефтегазоносных структур) ледостойкие платформы отсутствуют, а их создание экономически не эффективно, что актуализирует необходимость создания подводной буровой установки.

**Зона III - труднодоступные районы,** покрытые дрейфующим льдом, является самой сложной для освоения из-за своей глубоководности, тяжелых ледовых

условий и удаленности от берега. Для бурения эксплуатационных скважин на прогнозных месторождениях этой зоны (Татариновская, Галская, Аоронинская и Мининская структуры), также как и в глубоководной части Зоны II требуется создание подводной буровой установки. Однако удаленность зоны от берега может потребовать также создания подводных сепараторов, компрессоров, источников энергии и систем дистанционного управления.

По результатам исследований можно заключить, что:

- для использования подводных добычных комплексов в условиях Обской и Тазовской губ необходимо создать конструкции для их защиты, а также мобильную ледостойкую буровую установку для бурения куста эксплуатационных скважин;
- для реализации подводной технологии в условиях Зоны II и Зоны III Карского моря необходимо создать подводную буровую установку.

### ***2.5.3. Концепция применимости ПДК на Северо-Каменномысском месторождении***

В природно-географических и геологических условиях Северо-Каменномысского месторождения организация добычи и транспортировки газа на береговые объекты только с применением ПДК неэффективна из-за низкого начального давления в пласте и достаточно высоких давлений на транспортировку газоконденсатной смеси на берег. По этим причинам не обеспечивается заданный темп добычи газа и работа газовой турбины береговой компрессорной станции.

С целью определения рационального варианта применения подводной технологии нами рассмотрен комбинированный вариант, по которому на месторождении строятся два ПДК и одна ледостойкая платформа.

Анализ применения подводных технологий на морских месторождениях нефти и газа выявил отсутствие в мировой практике аналогов обустройства месторождений, схожих с Северо-Каменномысским. Кроме того, обустройство С-

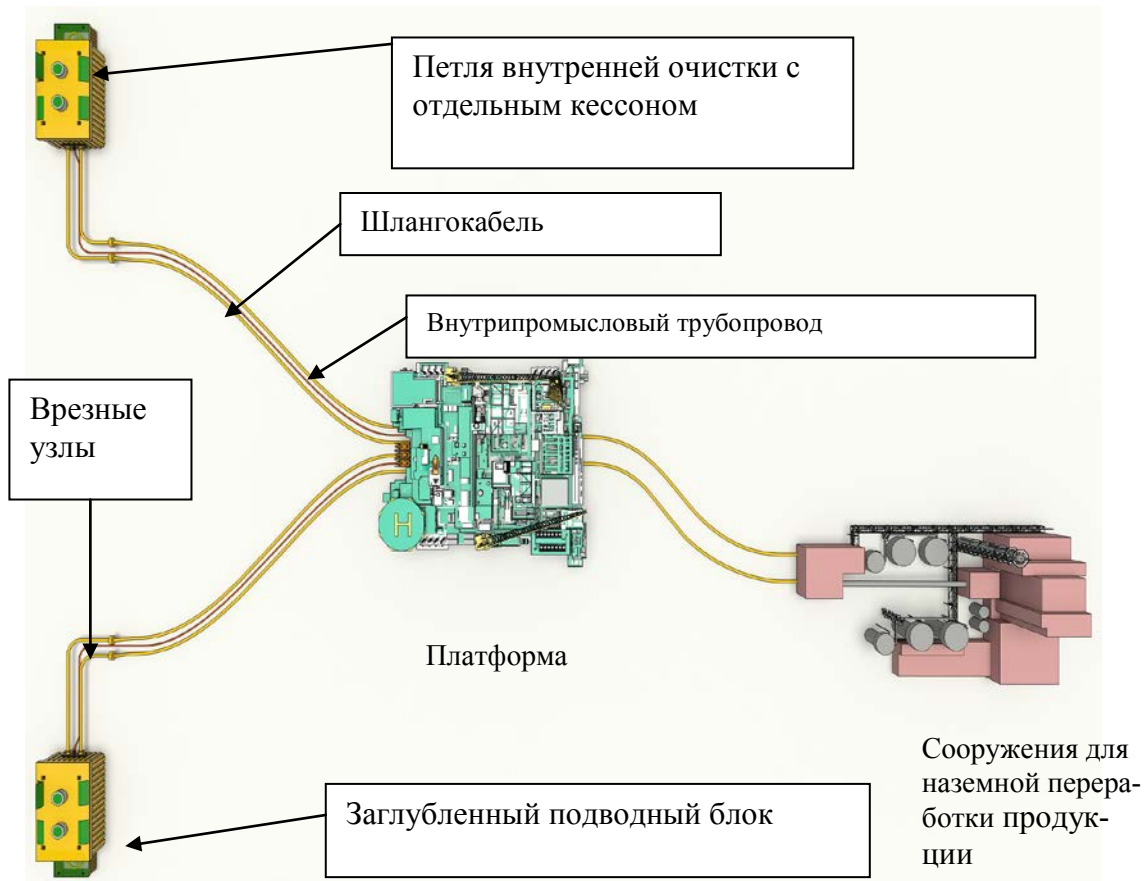
КГМ связано с незначительными глубинами акватории и, как следствие этого, большой вероятностью воздействия ледовых образований на грунт, в связи, с чем весь комплекс подводного оборудования и технических средств, обеспечивающих добычу, должен быть заглублен в морской грунт.

Использование подводной системы с манифольдным центром позволяет иметь конструкцию компактных размеров, обходиться одной рамой (кессоном), защищающим все подводные системы, иметь удобную эффективную компоновку трубопроводов и коллектора, а также гарантировать минимальное число перемещений судов при установке. На донной опорной плите каждого ПДК размещаются устья скважин, трубопроводы-коллекторы, системы фонтанной арматуры и манифольд, блоки управления и закачки химических реагентов.

В соответствии с принятой концепцией два заглубленных в морское дно ПДК, рассчитанных на 8 скважин каждый, соединяются с платформой, на которой монтируется оборудование первичной подготовки и компрессорная станция, а также располагаются устья 16 скважин. Платформа соединена с береговой инфраструктурой трубопроводом и метанолопроводом. На рис. 2.14 представлена схема расположения основных объектов обустройства месторождения. Газ поступает от ПДК на платформу по двум ниткам промыслового трубопровода Ду 20", управление подводным комплексом осуществляется с платформы по электрогидравлическому шлангокабелю, по нему же будет подаваться и метанол.

В подводном блоке со стороны, противоположной стороне подключения трубопроводов, размещается секция петли внутренней очистки с отсекающим клапаном, которая обеспечивают очистку в замкнутом цикле. Достоинством такой схемы является наличие отдельного шлангокабеля для каждого подводного добычного комплекса. В случае разрыва шлангокабеля (в результате наружного повреждения), будет затронут только один ПДК. Существует также возможность подключения дополнительных подводных комплексов, путем замены секции петли внутренней очистки на внутримысловый трубопровод и подсоединения шлангокабеля.





**Рисунок 2.14 – Схема расположения основных объектов обустройства**

Концепцией применения подводной технологии на Северо-Каменномысском месторождении предусматривается, что монтаж, капитальный ремонт, техническое обслуживание и осмотр должны проводиться с помощью водолазов. Они не будут сильно отличаться от обычных водолазных работ и могут проводиться с относительно небольших судов, которые могут не быть специально предназначены для водолазных работ.

Зимой, низкие температуры воздуха и выполнение водолазных работ при наличии ледового покрова могут создавать технические сложности.

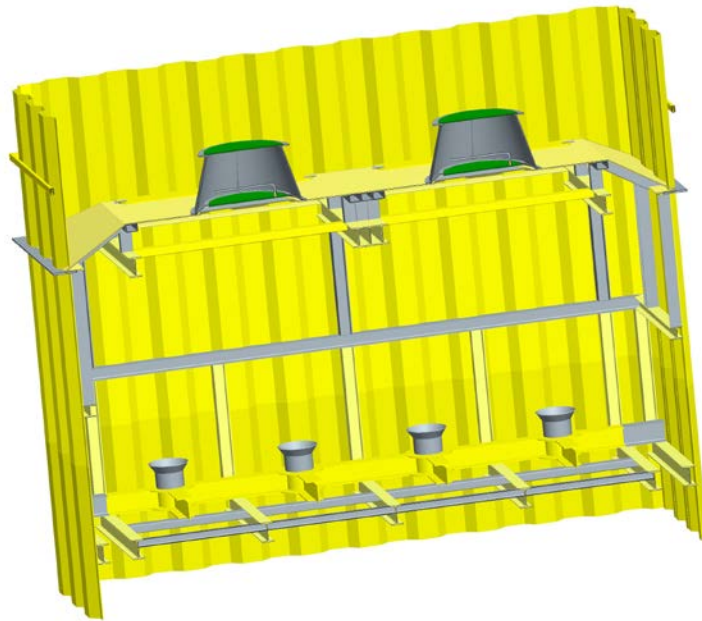
Условия морского дна в районе Обской и Тазовской губ, сложенные текучими грунтами, и линейные формы микрорельефа, представленные следами от движения льдов в форме отдельных борозд, имеющих длину до 1 км, ширину 20 – 100 м, обуславливают применение кессонов.

Установка основания кессона является апробированной технологией, применявшейся в других проектах подводной разработки месторождений с ослож-

ненными грунтовыми условиями. Например, кессонное основание было установлено на шельфе Анголы в грунте с более низким пределом прочности на срез, чем прогнозируемый по Обской и Тазовской губам. Принцип этой технологии заключается в том, что кессон удерживается в грунте за счет сил трения.

Кессон предполагается выполнить заглубленным в морское дно для защиты от стамух и рыболовной деятельности. Это позволит обеспечить устойчивость основания для фонтанной арматуры и манифольда с учетом условий морского дна на участке. Конструкция (рис. 2.15) будет защищать установленное в нем оборудование, и обеспечивать безопасные и удобные условия для работы водолазов на этапе монтажа, пуско-наладки и ремонта. Готовые сборные элементы конструкции могут быть перевезены на участок монтажа баржей для сборки и установки на месте.

Конструкция кессона состоит из 3 основных элементов: собственно кессона; нижней конструкции и перекрытия с люками. Конструкция кессона предусматривает наличие стенки, профиль которой обеспечит достаточную жесткость и устойчивость (рифленый, волнообразный, S-образный и т.п.). Стандартные размеры кессона: 15,8 м x 9,5 м x 9-15 м (ДxШxВ) (с учетом длины юбки основания, которая зависит от условий участка). Кессон по вертикали будет собран из трех готовых секций, каждая высотой около 4-5 м. Секция нижней рамы выполняет функцию юбки основания, обеспечивающей контакт с грунтом, а также стабилизирующего блока, и частично будет заполнена грунтом.

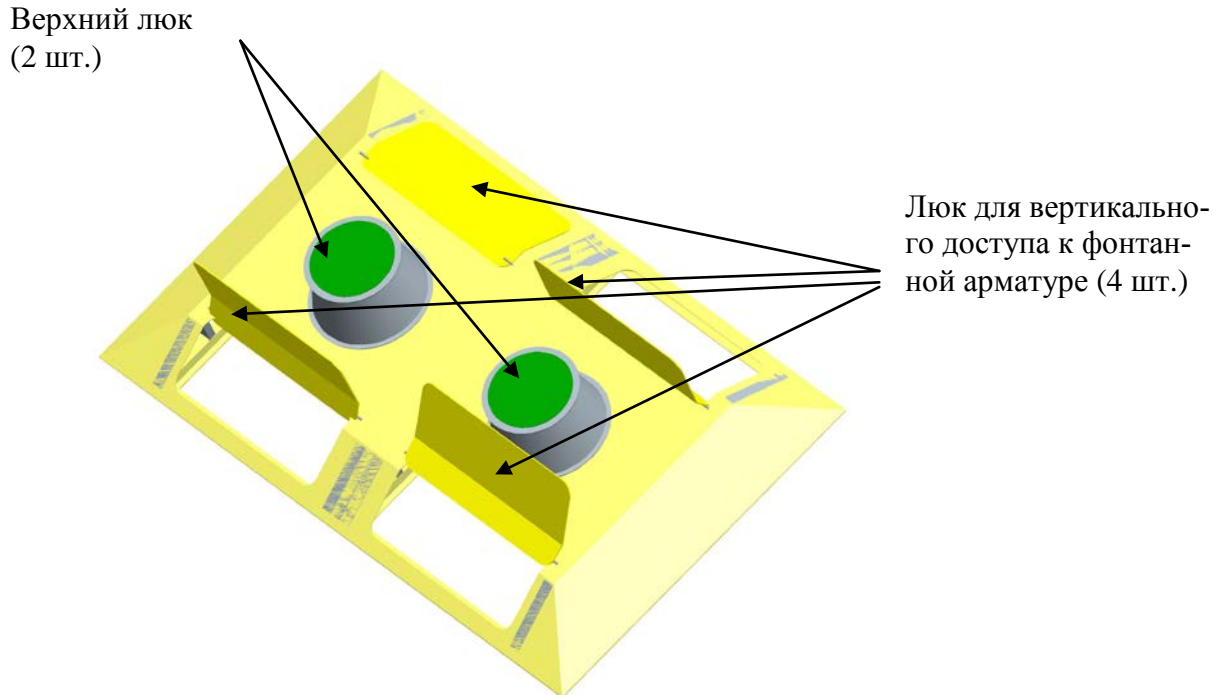


**Рисунок 2.15 – Кессон в сборе (без манифольда и фонтанной арматуры)**

Крышка кессона с люками (рис. 2.16) для установки/извлечения оборудования и доступа водолазов изготавливается из готовых модулей, сборка осуществляется на месте. Предусмотрено четыре люка, обеспечивающие прямой вертикальный доступ к фонтанной арматуре. Два отдельных верхних люка обеспечивают доступ для водолазов и для перемещения необходимых инструментов при обслуживании скважин.

Верхние люки состоят из одного внутреннего и одного наружного люка. Конструкция наружного люка предотвращает попадание грунта и ила в кессон во время проведения водолазных работ по обслуживанию скважин на этапе эксплуатации.

Люк смонтирован как "слабое звено" и в случае, если его зацепится киль торо́са - будет оторван от основной конструкции перекрытия - это позволит предотвратить повреждение всей крышки. Внутренний оставшийся невредимым люк обеспечит достаточную защиту кессона.



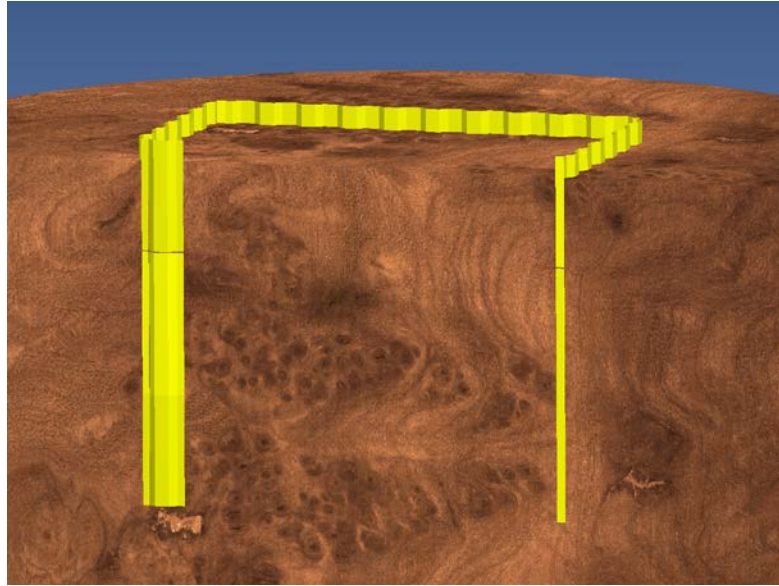
**Рисунок 2.16 – Крышка кессона с люками**

Конструкция крышки кессона рассчитана на воздействие ледовых масс в дополнение к весу слоя грунта, пород или гравия толщиной около 1 м, которым будет завалена крышка кессона после обустройства месторождения.

Размер кессона рассчитан на применение водолазом стандартных инструментов и оборудования, применяемых при водолазных работах. В их число входит надувной мешок (шар) для подъема оборудования. Управление всеми задвижками осуществляется оператором системы управления добычей дистанционно. Отсечные клапаны, необходимые для подъема оборудования, рассчитаны на применение ROV. Водолазы также должны иметь инструмент соответствующего профиля. Для доступа к клапанам манифольда предусмотрены люки в перекрытии манифольда. Перекрытие манифольда обеспечивает водолазу рабочую площадку для всех работ по обслуживанию скважин с безопасным и удобным доступом к клапанам.

Перед выполнением монтажных работ необходимо провести детальную съемку грунтовых условий, целью которой является выявление в грунте объектов, которые могут затруднить монтаж кессона. После сборки различных элементов

кессона либо на берегу, либо на специальном монтажном судне, кессон опускается на дно, как показано на рис. 2.17. Предполагается, что под действием собственной силы тяжести он немного войдет в грунт. Для обеспечения сохранения прямоугольной формы на этом этапе кессон должен оборудоваться временными распорными балками. Распорки будут удалены после заглубления кессона в грунт на глубину около 1 м.



**Рисунок 2.17 - Кессон, установленный на дне**

Основным способом заглубления является погружение конструкции в грунт при помощи вибромолота. Данная операция схожа с забивкой шпунтовых свай при возведении причалов и стабилизации рыхлого грунта на строительных площадках. Для большей эффективности может применяться локальное разжижение грунта под кромкой кессона, что обеспечит заглубление кессона на требуемую глубину.

Донный грунт будет удаляться из кессона в два этапа, на первом этапе до линии несколько выше окончательного уровня. После этого будут установлены части конструкции перекрытия для повышения устойчивости стен кессона под внешним давлением грунта. На следующем этапе удаляются остатки грунта до требуемого нижнего уровня, который находится на 0,5-1 м выше кромки кессона для защиты от размыва грунта.

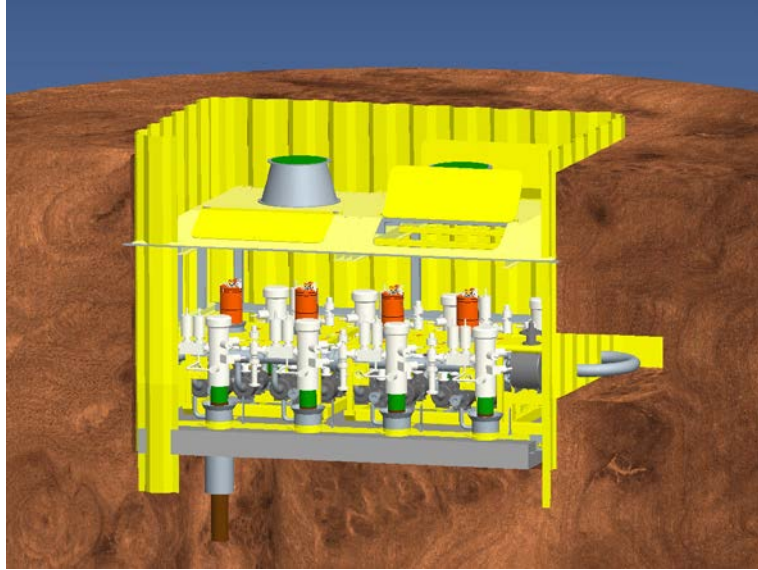
Выемка грунта может производиться путем разжижения и перекачивания насосами или при помощи землеройной техники. После удаления грунта из кессона выполняется монтаж нижней конструкции. Нижняя конструкция выравнивается внутри кессона. Допускается применение временных приспособлений для выравнивания, например, локальным продавливанием, закладкой мешков под участки просадки, либо локальным разжижением. После установки нижней конструкции производится цементирование пола кессона. Данная операция обеспечивает крепление нижней конструкции к кессону и наличие в кессоне твердого пола. Прочность цементного слоя не является критическим параметром, так как цементный пол служит для двух целей:

- закрепление кессона в грунте;
- предотвращения попадания в кессон грунтов и ила, переносимых речным течением.

Далее выполняется бурение всех скважин и их заканчивание с применением фонтанной арматуры. Манифольд состоит из нескольких модулей, соединяемых после спуска в кессон. Возможен монтаж манифольда до проведения буровых работ, если необходимо установить перекрытие над кессоном. При этом доступ к кессону будет ограничен и возникнет опасность повреждения манифольда при попадании на него посторонних предметов при проведении буровых работ.

Перекрытие изготавливается и подгоняется под кессон в соответствии с размерами, проведенными после его монтажа, и устанавливается после монтажа всего внутреннего оборудования кессона. На рис. 2.18 представлен кессон с перекрытием, в котором люки для капитального ремонта скважин открыты.

Для защиты кессона от воздействия льда перекрытие засыпается грунтом, также производится отсыпка камнем. Верхние люки доступа после засыпки должны быть вровень или ниже морского дна и оборудованы радиомаяком для их нахождения.



**Рисунок 2.18 - Кессон с перекрытием (люки для ремонта скважин открыты)**

#### ***2.5.4. Оценка надежности при применении ПДК на месторождениях Обской и Тазовской губ***

Целью анализа надежности, эксплуатационной готовности и технического обслуживания (RAM) была оценка готовности комплексов ПДК при разработке месторождений Обской и Тазовской губ подводными добычными системами. Анализ характера последствий и важности отказов (FMECA) проводился на основе анализа RAM системы.

Общие результаты выполненного анализа надежности, готовности и ремонтнопригодности показывают, что для рассматриваемого концептуального варианта надежность ПДК составляет 98,5%. Следует отметить, что оценка не учитывает надежность платформы и её скважин.

Основным фактором, влияющим на надежность системы, являются неисправности, требующие подъема фонтанной арматуры, так как подъем реально может осуществляться только в безледный период при относительно большом времени мобилизации самоподъемной буровой установки. При этом существует негативная вероятность выхода за пределы безледового периода в связи с длительной мобилизацией.

При наличии избыточной производственной мощности по добыче возможно значительное снижение риска отказа отдельной скважины. В течение 7 месяцев зимнего периода - с октября до конца апреля - Обская губа покрыта льдом. При оценке надежности приняты следующие допущения в регламентах технического обслуживания скважин:

- незначительные работы по обслуживанию скважин (извлечение подводного модуля управления, ремонт штуцерных задвижек и клапанов, отсоединение и изоляция разъемного узла подключения шлангокабеля и др.) могут производиться водолазами круглогодично с привлечением вспомогательного судна и специального оборудования.
- производство трудоемких работ по обслуживанию скважин (извлечение фонтанной арматуры, манифольда, выкидных линий, трубопровода, шлангокабелей) возможно только в летний период - с мая до конца сентября, т.е. в течение 5 месяцев.
- оборудование для производства трудоемких работ по обслуживанию скважин (самоподъемная буровая установка, судно-трубоукладчик, судно-кабелеукладчик) требует длительного периода мобилизации. Для мобилизации самоподъемной установки требуется 180 дней, а для судов-укладчиков - 90 дней.
- в период вскрытия льда (июнь) проведение работ по обслуживанию скважин невозможно.

Это означает, что если трудоемкий отказ произойдет в период с ноября по февраль включительно, ремонтные работы могут быть проведены в летние месяцы и их продолжительность составит 1 месяц. Если отказ произойдет в период с марта по октябрь включительно, ремонтные работы откладываются до летнего периода. Таким образом, время до ремонта (включая период мобилизации) составляет от 7 месяцев до года. В среднем в течение года продолжительность ремонтных работ составит приблизительно 3 месяца (без учета периода мобилизации). Принято допущение, что ремонтные работы на манифольде - сложнее, чем



на фонтанной арматуре, и поэтому продолжительность работ по восстановлению манифольдов в год составит в среднем 4 месяца.

Средняя продолжительность ремонтных работ на трубопроводе и шланго-кабелях - от 30 до 40 дней, без учета периода мобилизации. Это означает, что если отказ произойдет в период с января по апрель включительно, ремонтные работы могут быть проведены в летние месяцы и их продолжительность составит 40 дней. Если отказ произойдет в период с мая по декабрь включительно, ремонтные работы откладываются до наступления летнего периода. Таким образом, время до ремонта (включая период мобилизации) составляет от 5 месяцев до одного года. В среднем в течение года продолжительность ремонтных работ составит 4 месяца (без учета периода мобилизации).

## **2.6 Основные выводы по главе**

1. На основе выполненных исследований определены рациональные схемы платформенного обустройства месторождений и рекомендованы для реализации два альтернативных варианта: - моноблочная ЛСП и - ее двухблочная конструктивная модификация с отдельно расположенным от производственной платформы жилым блоком, соединенным коммуникационным мостом. Такая схема, несмотря на несколько большую стоимость, обеспечивает повышенную безопасность расположения жилого модуля.
2. Для рекомендованных вариантов разработки Северо-Каменномысского месторождения при бурении двух отдаленных кустов из 8 скважин предлагается использовать ледостойкий блок-кондуктор.
3. В результате проведенных исследований установлено, что строительство искусственного островного сооружения для освоения месторождений Обской губы без специальных мер по укреплению грунтов основания недопустимо. Удаление слабых грунтов для слоев толщиной от 14 до 26 м и замена их на стабильные является практически не осуществимым мероприятием.

4. Анализ применения подводных технологий на месторождениях нефти и газа, Северо-Каменномысского и его аналогов, показал, что из-за мелководья акватории и воздействия ледовых образований комплекс подводного оборудования и технических средств, обеспечивающих добычу, должен быть заглублен в морской грунт.
5. Рассмотрены технические решения конструкции ПДК, предназначенных для реализации схем обустройства с использованием подводных технологий, а также вопросы надежности, технического обслуживания и ремонта подводного оборудования.
6. Труднодоступность скважин является наиболее существенным недостатком использования подводных методов обустройства. Применение ПДК в условиях Обской губы возможно, но связано с высоким риском эксплуатации. Альтернативным техническим средством ПДК является ледостойкий блок-кондуктор, способный функционировать подобно ПДК в безлюдном автоматическом режиме. Поэтому решение о применении того или иного метода необходимо принимать на основании сравнительной оценки их технико-экономических характеристик.

## ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЦ УСТОЙЧИВОСТИ И УСЛОВИЙ ПРИМЕНИМОСТИ ЛСП И ИОС

В работе проведены исследования границ устойчивости и условий применимости искусственных островных сооружений, гравитационных и свайных опорных оснований в условиях Северо-Каменномысского месторождения.

### 3.1. Анализ грунтовых условий на площадках строительства платформ

Имеющаяся информация по грунтам морского дна получена на шести площадках при бурении разведочных скважин и включает грунтовый профиль и сведения по лабораторным испытаниям образцов. Схема расположения участков приведена на рис. 3.1, они находятся друг от друга на расстояниях 4-6 км.



#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- - площадка инженерно-геологических изысканий 1х1 км (2000-2006 гг.)
- - инженерно-геологический разрез
- - морской участок газопровода
- 10<sub>г</sub> - глубина моря, м

**Рисунок 3.1 - Расположение шести участков испытаний**

Принимается, что ЛСП (или насыпной остров) располагается на участке 5, меньший по размерам ЛБК располагается между участками 1 и 2.

Глубина воды варьируется в диапазоне 10,6-11,0 м на ЛСП и 10,8-11,2 м - на участке ЛБК. В целом морское дно является плоским и характеризуется плавным изменением.

Дно по всей площади покрыто следами ледовой эрозии глубиной 0,2-0,3 м, шириной 10-250 м и, как правило, протяженностью более 1 км с преобладающим направлением от юго-востока на северо-запад параллельно основному направлению движения льда в Обской губе.

Инженерно-геологические условия характеризуются отсутствием опасных геологических факторов, таких как неустойчивые подводные склоны, сбросы, скопления приповерхностных газов, проседания или газовых гидратов. Вечная мерзлота грунта дна на глубину установки свай отсутствует. Сезонное замерзание верхних слоев донного грунта отсутствует.

Грунты Северо-Каменномысского месторождения состоят из следующих слоев: поверхностный слой очень мягкого ила/глины, твердый поверхностный слой, верхний устойчивый слой, песчаный слой, нижний устойчивый слой. Грунтовый профиль сохраняется по всей площади Северо-Каменномысского месторождения, однако, глубины границ раздела слоев отличаются различаются. В табл. 3.1 представлены значения глубин, принятые для предварительных расчетов платформ. Анализ результатов испытаний грунта демонстрирует заметную согласованность грунтовых профилей всех шести участков. На рис. 3.2 представлен принятый расчетный грунтовый профиль с нижним и верхним пределами.

Таблица 3.1 –Грунтовый профиль на участке расположения платформ

Глубина (м)		Описание
От	До	
0	1	Очень мягкие аллювиальные ИЛ/ГЛИНА.
1	5	Твердый поверхностный слой, включающий в себя твердую ГЛИНУ
5	27	Верхний устойчивый слой - мягкий и очень мягкий устойчивый грунт
27	44	Песчаный слой
44	60	Нижний устойчивый слой – твердый устойчивый грунт.

Расчетные грунтовые элементы (РГЭ) площадки 1 приведены в табл.3.2.

Таблица 3.2.

РГЭ, мощность в центре площадки	<p><b>РГЭ-1. Ил глинистый</b>, мощность - 0,7 м.</p> <p><b>РГЭ-2. Суглинок тугопластичный</b>, мощность - 3,4 м.</p> <p><b>РГЭ-3. Суглинок текучий</b>, мощность - 5,8 м.</p> <p><b>РГЭ-4. Песок</b>, мощность - более 15 м.</p>
---------------------------------	--

Присутствие потенциально неустойчивой пластичной глины в «верхнем устойчивом слое» оказывает значительное влияние на конструкцию оснований и сооружений. Наиболее существенным осложнением является разжижение пластичной глины при интенсивном воздействии. Хотя, в настоящее время объем сведений недостаточен для количественных определений остаточной прочности на сдвиг, весьма важным является оценка устойчивости на таком грунте платформ (кессонов) с гравитационным основанием.

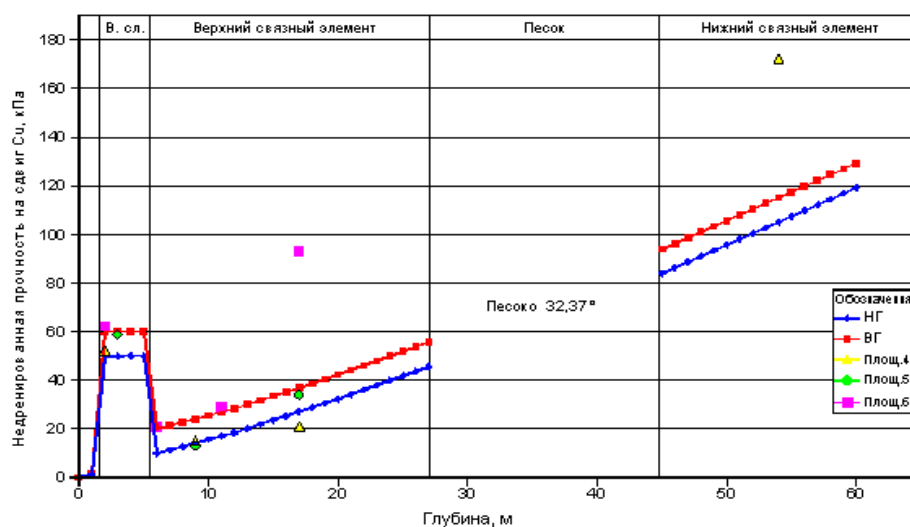


Рисунок 3.2 - Расчетный грунтовый профиль

### 3.2. Исследования несущей способности грунтового основания и устойчивости стационарной платформы гравитационного типа

Расчет проводился для ЛСП кессонного типа. Фундамент платформы гравитационного типа в плане представляет собой квадрат со стороной  $b = 100,6$  м. ЛСП устанавливается на дне с заглублением в грунт на 3.0 м. По периметру плат-

формы выполняется каменная отсыпка. Величины нагрузок (нормативных), действующих на ЛСП, приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Нагрузки (нормативные), действующие на ЛСП (кессон)

Вид нагрузки		Направление нагрузки	Величина нагрузки, МН	Момент, МНм
Вес на дне		Вертикальная	700	-
Волновые		Горизонтальная	21,1	278,5
		Вертикальная	25,7	1724,6
Ледовые (торосистый лед)	Консолидированная часть	Горизонтальная	318,7	3346,3
	Подводная часть (киль)	Горизонтальная	27,5	247,5
	При изменении уровня воды	Вертикальная	6,83	147,0
Ветровые		Горизонтальная	0,399	6,5
От течения		Горизонтальная	0,277	1,92

Для расчетов устойчивости возможны следующие сочетания действующих на платформу сдвигающих нагрузок (таблица 3.4):

- сочетание 1 (зимний период эксплуатации) – ледовая нагрузка + нагрузки от ветра и течения;

- сочетание 2 (летний период эксплуатации) – волновая нагрузка + нагрузки от ветра и течения;

В сочетании 1 вертикальная нагрузка от платформы на дно принимается равной ее эксплуатационному весу, в сочетании 2 – весу платформы с учетом вертикальной составляющей волнового давления.

Таблица 3.4 - Сочетания нагрузок действующих на платформу

Период	Сочетание нагрузок		Вертикальная сила, $P$	Горизонтальная нагрузка, $T$	Момент, $M$	Плечо сдвигающей нагрузки, $L = M/T$
			МН	МН	МНм	м
Эксплуатационный	Зимнее	1	700	346,62	3597,1	10,4
	Летнее	2	674,3	21,52	281,7	13,1

Устойчивость (несущая способность) платформы считается обеспеченной, если выполняются следующие критерии [58-60]:

1) Условие предельного эксцентриситета  $e \leq e_{tr}$ , где  $e$  – эксцентриситет приложения равнодействующей всех расчетных нагрузок относительно центра тяжести площади платформы, а  $e_{tr}$  – максимальное допустимое значение этого эксцентриситета, определенное из расчета.

Перед расчетом устойчивости выполняется проверка эксцентриситета нагрузки в соответствии с условием порогового эксцентриситета. Изначально принимается приближительная величина  $e_{tr} = B/6$  ( $B$  – ширина платформы). Если эксцентриситет составляет менее  $B/6$ , дополнительные проверки эксцентриситета не выполняются. Если значение эксцентриситета превышает  $B/6$ , выполняются дополнительные расчеты для определения порогового эксцентриситета.

2) Критерии обеспечения несущей способности  $F_d \leq R_d$ ,

$$F_d = \frac{\gamma_n \gamma_{lc}}{\gamma_c} \sum F_k^i \gamma_f^i \quad \text{– обобщенная приложенная расчетная сила,}$$

$F_k^i$  – нормативное значение нагрузки;

$\gamma_f^i$  – коэффициенты надежности по нагрузке, определяемые по указаниям [7];

$R_d$  – обобщенная расчетная сила сопротивления, определенная с учетом коэффициентов надежности по нагрузке и грунту.

Степень устойчивости «системы» против сдвига оценивается по рекомендациям [58] и [59] исходя из критериального условия:

$$\gamma_{lc} F \leq R \frac{\gamma_c}{\gamma_n} \quad (3.1)$$

Причем для удобства сопоставления результатов расчетов для различных расчетных случаев вместо условия (3.1) использовалось следующее эквивалентное условие:

$$k_s = \frac{R}{F} \geq k_{s,n} = \frac{\gamma_{lc} \cdot \gamma_n}{\gamma_c} \quad (3.2)$$

В условиях (3.1) и (3.2) приведены следующие обозначения:

$F$  – расчетное значение обобщенного силового воздействия, по которому производится оценка предельного состояния, определенное с учетом коэффициентов надежности по отдельным нагрузкам ( $\gamma_f$ );

$R = R_d$  – расчетное значение обобщенной силы сопротивления (несущей способности), противодействующей действию силы  $F$ , определенное с учетом коэффициентов надежности по нагрузкам и по грунту ( $\gamma_g$ );

$\gamma_c$  – коэффициент сочетаний нагрузок, принимаемый для сочетаний нагрузок, включающих природные нагрузки, повторяемостью 1 раз в 100 или менее лет – 1,0.

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы, учитывающий вид сооружения или основания, приближенность расчетных схем и методов расчета и другие факторы;  $\gamma_c = 1$  для нескальных оснований при использовании для определения  $F$  и  $R$  регламентированных методов расчета;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности, учитывающий значимость последствий наступления предельных состояний первой группы, принимаемый для ЛСП I класса в соответствии с [58] –  $\gamma_n = 1,25$ ;

$k_s, k_{s,n}$  – действительное и нормируемое значения коэффициентов устойчивости;  $k_{s,n} = 1,25$  при  $\gamma_c = 1,0$ .

Все оценки проводились для наиболее опасных расчетных нагрузок зимнего периода эксплуатации (сочетание 1). Вертикальная нагрузка от платформы на дно принималась равной ее эксплуатационному весу, вертикальная составляющая ледовой нагрузки в запас устойчивости не учитывалась. Оценки устойчивости проводились инженерными методами, не учитывающими напряженно-деформированное состояние (НДС) системы платформа – основание. В связи с тем, что основание платформы представляет собой слоистую толщу, включающую слои суглинистых грунтов, оценки устойчивости, в соответствии с требованиями [58-59], выполнялись по схемам плоского и глубинного сдвигов.

В качестве исходных данных использовались: инженерно – геологическая схематизация основания и физико – механические характеристики грунтов, а также нагрузки на ЛСП, приведенные в таблице 3.4.

В оценках по схеме плоского сдвига рассматривался поступательный сдвиг в контактной зоне фундамента сооружения с грунтовым основанием (на  $\nabla -15,0$  м) и сдвиг на  $\nabla$  кровли РГЭ – 3 ( $\nabla -16,1$ м). Следует отметить, что при расположении



поверхности сдвига в пределах других РГЭ, залегающих ниже,  $k_s$  будет заведомо значительно выше, чем при ее расположении на  $\nabla$  кровли РГЭ – 3.

При этом в случаях расположения поверхностей сдвига на глубине, оценки в запас устойчивости, проводились для условных фундаментов, подошвы которых, совпадающие с плоскостями сдвига, имеют те же размеры, что и подошва опорного блока.

В оценках устойчивости сооружений на неоднородных основаниях по схеме глубинного сдвига оценивалась возможность сдвига сооружения вместе с частью основания по заданным поверхностям, проходящим в грунте, путем определения для каждой поверхности коэффициента устойчивости ( $k_s$ ) и сравнения его с нормируемыми значениями этого коэффициента ( $k_{s,n}$ ). Определяющими считаются результаты расчета по наиболее опасной поверхности сдвига, для которой  $k_s = k_{s,min}$  и условие устойчивости (3.2) показывает меньшую надежность сооружения

Оценки производились двумя способами, рассматривая поступательное перемещение сдвигаемого массива грунта вместе с сооружением по ломаным поверхностям сдвига и их вращательные перемещения по круглоцилиндрическим поверхностям сдвига. Расчеты проводились по компьютерной программе «Устойчивость», реализующей метод наклонных сил, в котором предельное состояние анализируется с учетом всех уравнений равновесия для всех выделенных отсеков.

Основные параметры, характеризующие расчетные случаи приведены в таблице 3.5. Оценки показали, что при сдвиге в контактной зоне фундамента сооружения с грунтовым основанием условия обеспечения устойчивости  $k_{s,min} = 1,72 > k_{s,n} = 1,25$  соблюдаются с достаточным запасом.

Наименьшее значение  $k_s$  имеет место при сдвиге, который происходит по контакту со слабым грунтом (РГЭ-3), в этом случае  $k_s = 0,71 < k_{s,n} = 1,25$ .

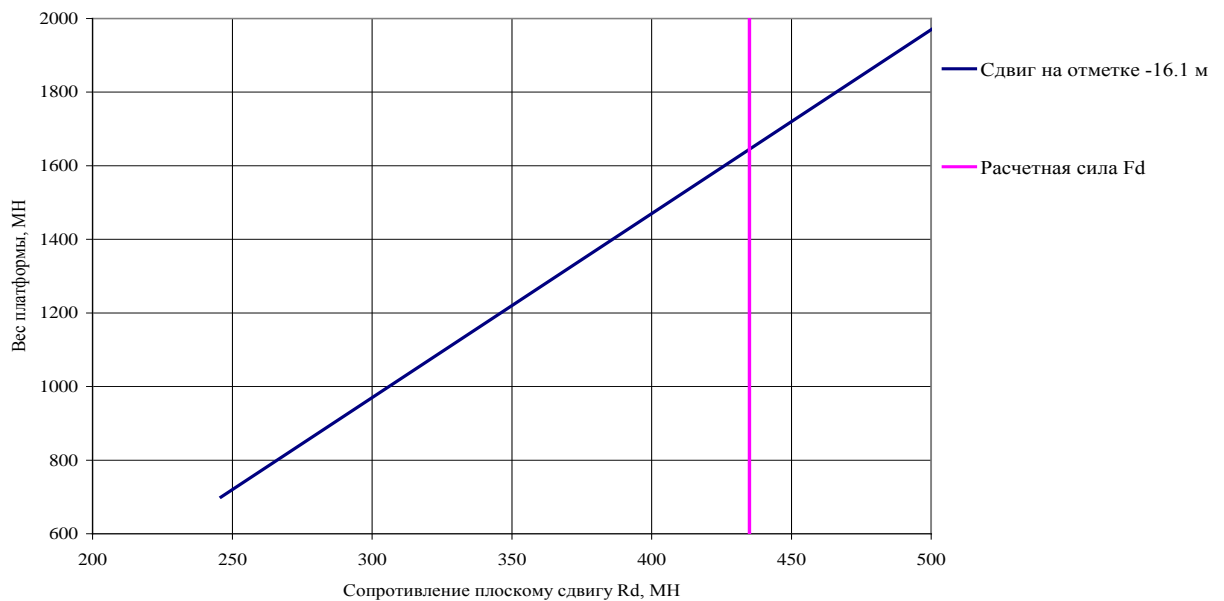
Для определения необходимого веса сооружения в сухом состоянии с учетом обеспечения несущей способности основания были проведены расчеты с изменением веса платформы от предполагаемого  $P = 700$  МН до  $P = 2000$  МН.

Для данных условий площадки строительства из расчетов по плоскому сдвигу была построена кривая несущей способности основания для случая воздействия ледовой нагрузки в зависимости от веса платформы. Показанная на рис. 3.3 обобщенная приложенная расчетная сила  $F_d = 435,4$  МН для ледовой нагрузки определяет минимально необходимый сухой вес сооружения ( $P \sim 1650$  МН), для

обеспечения нормативного значения коэффициента устойчивости ( $k_{s,n} = 1,25$ ) при сдвиге по контакту со слабым грунтом (РГЭ-3).

Таблица 3.5 - Результаты расчетов устойчивости по схеме плоского сдвига

Отметка поверхности сдвига	Горизонтальная нагрузка, $G$	Вес грунта, $G$	Вес сооружения, $P$	$\gamma \cdot E_{p,t}$ $w$	$E_{a,hw}$	Характеристики прочности по поверхности сдвига		$R_d$	$F$	$F_d$	$k_s$
						$\varphi_l / \text{tg} \varphi_l$	$c_l$				
	МН	МН	МН	МН	МН	град	МПа	МН	МН	МН	
-15.0 м (УВ.на $\nabla$ 0.0 м)	346,62	0	700	44,4	0,01	30,6 /0,6	0,013	596	346,63	433,3	1,72
-16.1 м (УВ.на $\nabla$ 0,0 м)	346,62	97	700	76,8	1,71	10,8 /0,2	0,001	246	348,33	435,4	0,71



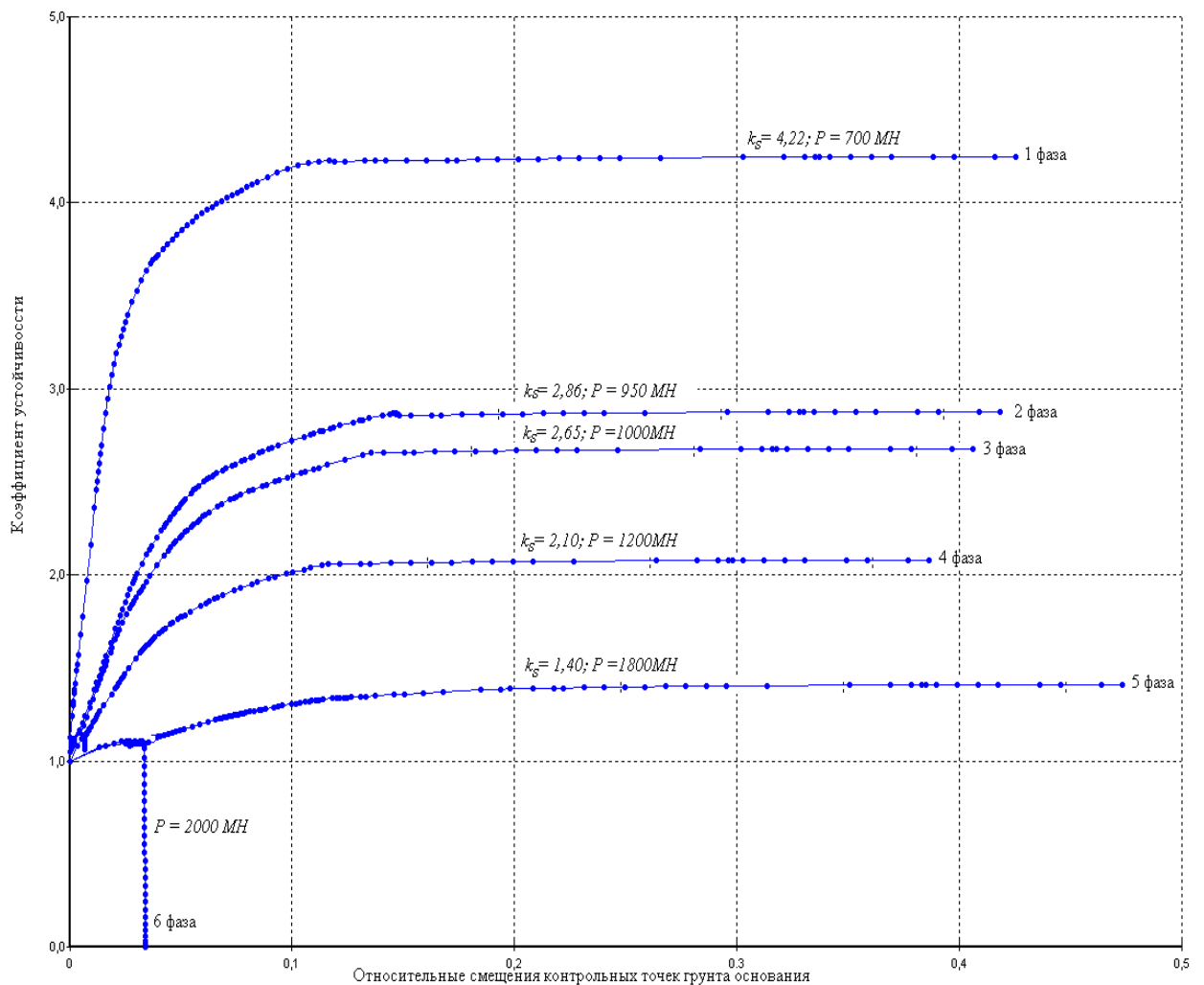
**Рисунок 3.3 - Сопротивление сдвигу грунтового основания при ледовых нагрузках**

Дополнительно по программе PLAXIS, основанной на методе конечных элементов, были проведены расчеты по определению несущей способности основания при условиях изменения сухого веса сооружения. Было проведено шесть

расчетных фаз с изменением сухого веса сооружения от 700 МН до 2000 МН. Результаты вычисления приведены в графиках зависимости относительных перемещений грунта от коэффициента снижения прочности на сдвиг (коэффициента устойчивости) (рис. 3.4).

Оценки несущей способности основания платформы по схеме глубинного сдвига проводились по программе «Устойчивость» для двух схем разрушения:

- глубинный сдвиг по ломаным поверхностям;
- глубинный сдвиг по круговым поверхностям.



**Рисунок 3.4 – Кривые перемещение-коэффициент устойчивости для разных предполагаемых весов сооружения без учета воздействия горизонтальной нагрузки**

Оценки показали, что наиболее опасным расчетным случаем является сдвиг по ломаным поверхностям, проходящим в слое РГЭ-3 с низкими прочностными характеристиками ( $k_s = 0,78$ ).

Таким образом, проведенные оценки аналитическими и численными методами показали, что устойчивость ЛСП гравитационного типа на данной площадке при принятых исходных данных не может быть обеспечена. Прочность РГЭ-3, необходимая для обеспечения устойчивости сооружения на сдвиг, должна составлять на отметке кровли 35 кПа, а на отметке подошвы 25 кПа.

Физико-механические характеристики слабого грунта РГЭ-3 должны быть улучшены на всю глубину ( $h = 5.8$  м). Предполагаемый объем закрепляемого грунта соответственно составит  $\sim 70$  тыс.м<sup>3</sup>.

### **3.3. Об устойчивости насыпного искусственного острова**

Вариант строительства насыпного искусственного острова высотой 17 м (11 м ниже уровня воды, 6 м - выше) на пластичной глине является, по существу, беспрецедентным случаем. Возникнет ряд существенных осложнений, связанных с долгосрочной консолидационной осадкой, а также с темпом строительства острова. Результаты оценочных расчетов показывают величину осадки тела острова до 250 мм уже в ходе строительства и величину последующей долгосрочной неравномерной консолидационной осадки до 2,0-2,5 м, что негативно влияет на устойчивость сооружения. Это связано с наличием глины, которая весьма чувствительна к нагрузке.

Наличие пластичной глины накладывает также ограничения на темп строительства насыпного острова. При насыпке слишком большого объема материала за короткий период времени возникнет избыточное поровое давление, которое приведет к разрушению залегающих ниже слоев глины. При этом возможны провал материала через относительно прочный глинистый слой или разрушение склонов у края участка насыпки.

При возникновении разрушения прочность грунта снизится до относительно очень малого значения (менее 1 кПа), что порождает вероятность регрессивного разрушения на относительно большой площади. Для количественного определения темпа строительства насыпного острова объем сведений недостаточен, но, возможно, потребуется ведение строительства в течение нескольких сезонов для обеспечения устойчивости.

В Канаде и Скандинавии ведется строительство наземных дорожных насыпей на пластичной глине с применением поэтапного метода и пригрузки поверх законченной насыпи, где для обеспечения краткосрочной устойчивости насыпи во время строительства практикуется контроль давления поровой воды с временным прекращением строительства при приближении порового давления к предельному значению до понижения давления до безопасного уровня. Применить такой метод на море при суровых климатических условиях невозможно, в частности, вследствие ограниченного периода в году, пригодного для ведения строительных работ.

Другие дорожные насыпи на пластичных глинистых отложениях строятся с применением методов предварительной подготовки грунта, включая глубокое перемешивание грунтов, установку вертикального дренажа, предварительное нагружение, а также использование насыпных материалов малой плотности. Все эти методы в условиях одиннадцатиметровой глубины моря в районе Северо-Каменномысского месторождения будут неэффективными.

Отмеченное выше позволяет заключить, что строительство крупного насыпного острова на пластичной глине в данном районе не целесообразно.

### **3.4 Оценка устойчивости на грунте платформ на свайном основании**

Оценка устойчивости платформ на свайном основании проводилась для объектов обустройства Северо-Каменномысского газового месторождения (ЛСП кессонного типа с вертикальными сваями, ЛСП моноконного типа с наклонными сваями и ЛБК), основные характеристики которых представлены в табл. 3.6:

Таблица 3.6 - Основные характеристики вариантов ледостойких платформ

Наименование, размерность	ЛСП (монокон)	ЛСП (кессон)	ЛБК
Минимальный эксплуатационный вес без жидкого балласта, тс	8830	20370	6100
Жидкий балласт в БЦ, тс	33870	29900	4820
Плавуемость на грунте, тс	-36327	-42904	-8305
Отрицательная плавуемость на грунте, тс	5781	7366	2615
Форма ледостойкого корпуса	конус	призма	конус
Габариты ледостойкого основания LxVxT, м	D65x26	73x73x26	37x37x26
Габариты с учетом ВС LxVxT, м	82x82x96	102x89x92	74x52x39
Наклон ледостойкого корпуса относительно вертикали, град	45	0	13
Исходное расчетное количество свай, шт.	20	20	10
Наклон свай относительно вертикали	1:7	-	1:7
Возвышение свай над уровнем грунта	23	заподлицо	23

Расчетные значения нагрузок для расчета несущей способности свайных фундаментов приведены в таблицах 3.7 – 3.9.

Таблица 3.7 - Расчетные нагрузки, действующие на ЛСП (монокон)

Вид нагрузки		Вертикальная, кН	Изгибающий момент от вертикальной составляющей, кН*м	Горизонтальная, кН	Изгибающий момент от горизонтальной составляющей, кН*м
Вес с учетом взвешивающего действия воды		37800/ 34200	—	—	—
Волновые		-14800	640300	7650	116300
Ледовые (торос)	Конс. часть	-129690	2881712	175340	2367090
	Подводная часть	-7700	182413	15070	180840
	При изменении уровня воды	-3586	—	—	—
Ветровые		—	—	190	4570
От течения		—	—	150	1057

Таблица 3.8 - Расчетные нагрузки, действующие на ЛСП (кессон)

Вид нагрузки		Вертикаль- ная, кН	Изгибающий момент от вертикаль- ной состав- ляющей, кН*м	Горизонталь- ная, кН	Изгибающий момент от горизонталь- ной состав- ляющей, кН*м
Вес с учетом взвешивающего действия воды		49350/ 44650	—	—	—
Волновые		-18650	908300	12000	158400
Ледовые (торос)	Конс. часть	—	—	194260	2622510
	Подводная часть	—	—	16720	200640
	При изменении уровня воды	-4290	—	—	—
Ветровые		—	—	286	6435
От течения		—	—	170	1200

Таблица 3.9 - Расчетные нагрузки, действующие на ЛБК

Вид нагрузки		Вертикаль- ная, кН	Изгибающий момент от вертикаль- ной состав- ляющей, кН*м	Горизонталь- ная, кН	Изгибающий момент от горизонталь- ной состав- ляющей, кН*м
Вес с учетом взвешивающего действия воды		58275/ 52725	—	—	—
Волновые		-9600	239250	4800	63400
Ледовые	Ровный лед	—	—	126060	1850561
	При изменении уровня воды	-1980	—	—	—
Ветровые		—	—	161	3864
От течения		—	—	72	508

Рассматривались следующие возможные сочетания действующих на платформу нагрузок:

Сочетание 1 (зимний период эксплуатации) – ледовая нагрузка + нагрузки от ветра + нагрузки от течения;

Сочетание 2 (летний период эксплуатации) – волновая нагрузка + нагрузки от ветра + нагрузки от течения;

Как видно из таблиц 3.6 – 3.8, наибольшие усилия передаются на основания сооружений при расчете на сочетание нагрузок 1 (зимнего периода). Поэтому оценка несущей способности и деформации свайных фундаментов производилась на сочетание нагрузок 1.

Расчет несущей способности свай производился в соответствии с требованиями [61] и [62].

Согласно [61-64] несущая способность  $F_d$  висячей забивной свай-оболочки, погружаемой без выемки грунта, работающей на сжимающую нагрузку, определяется по двучленной формуле, учитывающей сопротивление по внешней боковой поверхности и под нижним концом непосредственно самой сваи:

$$F_d = \gamma_c (\gamma_{cr} \cdot R \cdot A + u \sum \gamma_{cf} \cdot f_i \cdot h_i) , \quad (3.4)$$

где:  $\gamma_c$ ,  $\gamma_{cr}$ ,  $\gamma_{cf}$  - коэффициенты условий работы,  $\gamma_c = 1,0$  при расчете на сжимающую нагрузку. Для забивных стальных трубчатых свай большого диаметра с открытым нижним концом, используемых в данном проекте, коэффициенты условий работы по боковой поверхности  $\gamma_{cf}$  и под нижним концом  $\gamma_{cr}$  принимались равными 1,0;

$R$  - расчетное сопротивление грунта под нижним концом сваи;

$A$  - площадь опирания сваи на грунт, для свай-оболочек принимаемая по площади сечения нетто;

$u$  - наружный периметр поперечного сечения;

$F_i$  - расчетное сопротивление  $i$ -го слоя грунта основания на боковой поверхности;

$H_i$  - толщина  $i$ -го слоя.

При определении несущей способности сваи на выдергивающую нагрузку учитывалось только трение по внешней боковой поверхности с коэффициентом условий работы  $\gamma_c = 0,8$ .

Расчетные сопротивления слоев грунта на боковой поверхности  $f_i$  и под нижним концом  $R$  определялись на основе физических характеристик грунтов по приведенным в [61] таблицам в зависимости от глубины расположения слоя.



При расчете возможность размыва морского дна вблизи опор не учитывалась, поскольку по контуру сооружений предусмотрена отсыпка каменной наброской.

Графики изменения несущей способности с глубиной для свай диаметром 1,52 м и 2,0 м представлены на рис. 3.5 и 3.6.

В соответствии с [61] допустимая нагрузка на сваю определялась исходя из условия:

$$N \leq \frac{F_d}{\gamma_k} \quad (3.5)$$

где  $N$  – расчетная нагрузка на сваю (продольное усилие в свае, возникающее в ней от расчетных нагрузок);  $F_d$  – расчетная несущая способность грунта основания одиночной сваи;  $\gamma_k$  – коэффициент надежности, принимаемый в зависимости от числа свай в фундаменте:

21 свая и более	1,4
от 11 до 20 свай	1,55
от 6 до 10 свай	1,65

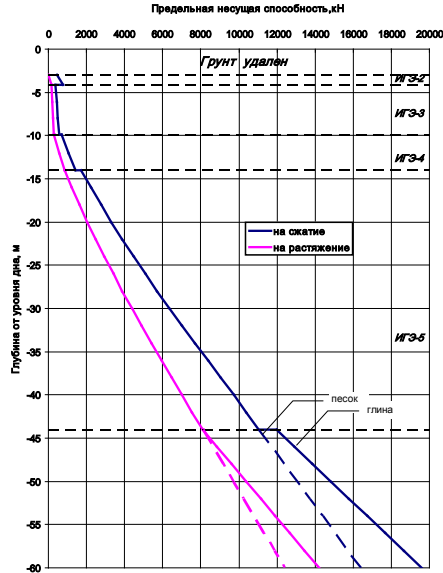
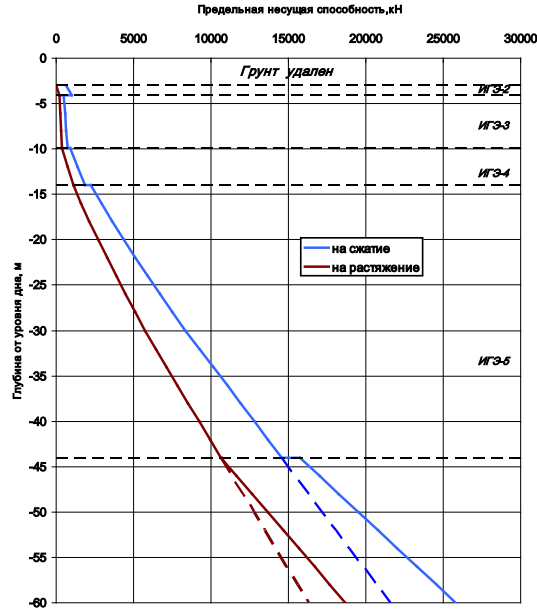


Рисунок 3.5 - График изменения несущей способности с глубиной для свай диаметром 1,52 м ( $t=0,05$ м)



**Рисунок 3.6 - График изменения несущей способности с глубиной для свай диаметром 2,0 м ( $t=0,05$ м)**

Распределение осевых усилий между сваями в составе фундамента на данной стадии проектирования определялось по зависимости:

$$N = \frac{N_d}{n} \pm \frac{M_x y}{\sum y_i^2} \mp \frac{M_y x}{\sum x_i^2} \quad (3.6)$$

где:  $N_d$  – расчетная вертикальная сила, кН;  $M_x$ ,  $M_y$  – расчетные изгибающие моменты (кН\*м) относительно главных центральных осей  $x$  и  $y$  плана свай в плоскости подошвы ростверка;  $n$  - число свай в фундаменте;  $x_i$ ,  $y_i$  – расстояния от главных осей до оси каждой сваи, м, для которой вычисляется расчетная нагрузка, м.

Полученные по результатам расчета максимальные усилия в сваях приведены в табл. 3.10.

**Таблица 3.10 - Максимальные расчетные осевые усилия в сваях**

Объект	Максимальное сжимающее усилие, кН	Максимальное растягивающее усилие, кН	Примечание
ЛСП (монокон)	28067	-38385	Максимальные усилия в свае возникают при горизонтальных нагрузках под углом $45^\circ$ к граням опорного блока
ЛСП (кессон)	10411	-5905	
ЛБК	52044	-38025	

В таблице 3.11 приведены результаты расчета необходимой несущей способности свай, полученной с учетом коэффициентов надежности  $\gamma_k$  и требуемая длина для свай (часть сваи, заглубленная в грунт) различных диаметров.

Таблица 3.11 – Оценка достаточности длины для свай различных диаметров

Объект	Коэффициент надежности $\gamma_k$	Необходимая несущая способность, кН		Длина сваи при диаметре		
		на сжатие	на растяжение	1,52 м	2,5 м	3,0 м
ЛСП (монокон)	1,55	43504	-59496	—	—	—
ЛСП (кессон)	1,55	16137	-9154	57	38	33
ЛБК	1,65	85873	-62742	—	—	—

Толщина стенки при расчете осевой несущей способности свай всех диаметров принималась равной  $t=0,05$  м. При расчете несущей способности на осевую нагрузку в соответствии с российскими нормативными документами толщина стенки учитывается только при определении сопротивления под нижним концом сваи, т.е. учитывается только толщина стенки нижней части сваи для достаточно длинных свай незначительное изменение толщины стенки не сказывается на получаемых результатах.

Результаты расчета показали, что для обеспечения несущей способности сооружений ЛСП кессонной формы возможно использование свай различных диаметров. Выбор оптимального диаметра и требуемого количества свай должен осуществляться с учетом результатов расчета свайных фундаментов по деформациям под действием максимальных сдвигающих нагрузок и расчетов свай по прочности материала.

Устойчивость сооружений ЛСП (монокон) и ЛБК не обеспечивается с использованием рассмотренного типа свай. Для обеспечения устойчивости этих сооружений требуемая несущая способность существенно превышает расчетную несущую способность свай длиной 60 м при любом из рассмотренных диаметров. Поэтому для обеспечения устойчивости на грунте сооружений ЛСП (монокон) и

ЛБК необходимо увеличить начальное количество и диаметры свай, что повлияет на габаритные размеры платформ.

Были проведены альтернативные расчеты устойчивости платформ с помощью программного комплекса Plaxis 3D Foundation, который предназначен для анализа геотехнических задач в 3-мерной постановке. Комплекс приспособлен, в том числе, для расчета свайных (низких и высоких) ростверков и сооружений континентального шельфа. Для анализа и расчета используется метод конечных элементов.

В программном комплексе предлагаются различные модели для описания грунта. В данном расчете принята модель Мора-Кулона (идеальная упруго-пластическая модель). Сооружение описывается в виде комбинации горизонтальных пластин и вертикальных стен или массивных (объемных) элементов с заданными весовыми характеристиками и параметрами жесткости.

Моделирование свай проводилось двумя методами. В первом случае свая рассматривается как цилиндрическая оболочка или объемный цилиндр. Во втором случае свая рассматривается как одномерный цилиндр, который имеет заданные размеры поперечного сечения, заданный вес, изгибную и продольную жесткость. При моделировании по второму методу допускается вводить ограничения на боковое трение между свайей и грунтом и на лобовое сопротивление под нижним концом свай.

Моделируется поэтапное нагружение сооружения, а в результате расчетов определяются поля напряжений и перемещений в грунте, усилия в конструкциях и их перемещения.

Расчетная схема сооружения представлена в виде низкого свайного ростверка. Корпус сооружения принимается как жесткая (недеформируемая) плита, которая опирается на сваи, расставленные в соответствии с проектом. Сваи смоделированы в виде одномерного стержня с кольцевым сечением заданного диаметра и толщины стенки. Объемный вес и модуль упругости соответствует стальным конструкциям.

Низ плиты ростверка заглублен на 3,0 м под поверхность грунта. По контуру плиты расставлены стенки высотой 3 м, моделирующие взаимодействие корпуса платформы с грунтом. Стенки воспринимают активное давление и пассивный отпор грунта. К плите ростверка приложены силы, воспроизводящие главный вектор и момент силовых воздействий на сооружение.

Геологический разрез соответствует данным таблицы 3.12. Примеры расчетной схемы показаны на рис. 3.7 и 3.8.

Таблица 3.12 - Показатели физико-механических свойств грунтов

Наименование	$z$	$\gamma$	$e$	$I_L$	$c$	$\phi$	$c_U$	$E$
	м	т/м <sup>3</sup>	-	-	кПа	град	кПа	МПа
РГЭ-1 - суглинок мягкопластичный	-14,0	18,4	-	0,58	25	23,7	40	3,8
РГЭ-2 - ил суглинистый	-26,0	16,9	-	1,25	8	9,4	11	2,30
РГЭ-3 суглинок текучепластичный	-30,0	17,0	-	0,93	3	14,2	20	2,5
РГЭ-4 песок мелкий	-48,0	19,6	0,60	-	0,2	32,4	-	53,9
РГЭ-5 суглинок полутвердый	-70,0	21,1	-	0,11	97	21,0	124	23,0
Гравий (для замены слабых грунтов)		20,5	0,60	-	0,2	30,0		32

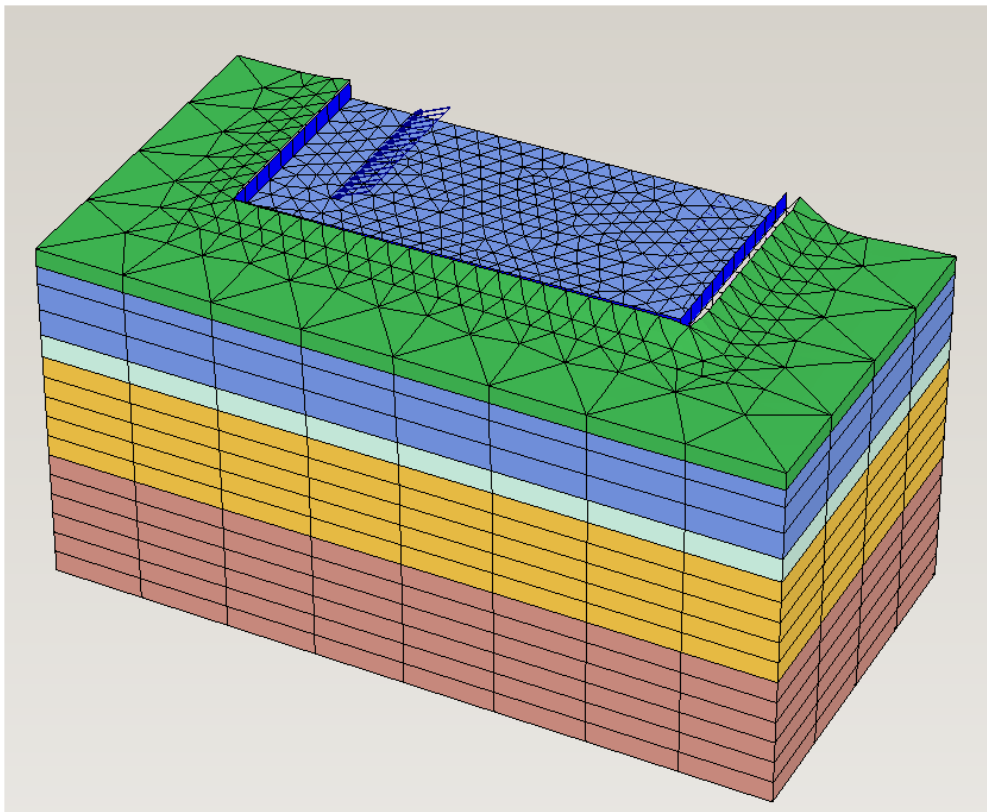
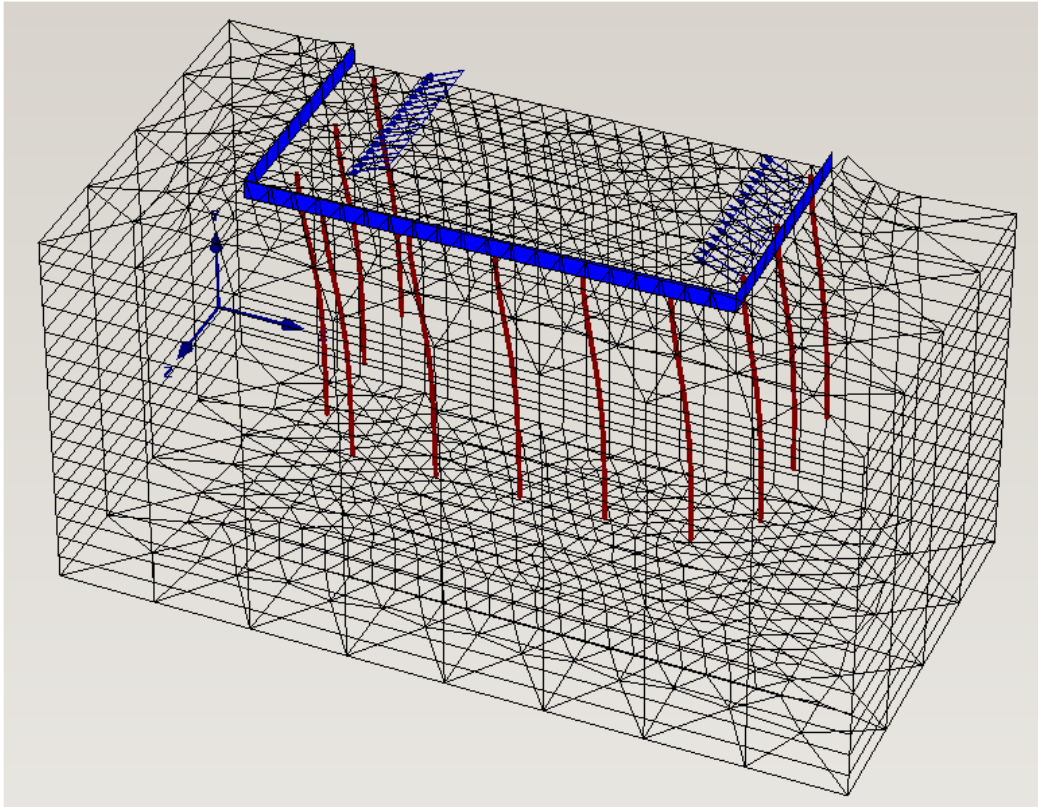


Рисунок 3.7 - Расчетная схема свайного основания ЛСП. Грунтовый массив и фундаментная плита с сеткой конечных элементов. Подошва заглублена на 3 м ниже дна.



**Рисунок 3.8 - Расчетная схема свайного основания ЛСП. Расположение свай, деформированных под действием внешних нагрузок. Плита ростверка не показана.**

В результате расчетов определены эпюры изгибающих моментов, продольных и поперечных сил в сваях, эпюры давления грунта на сваи и силы трения грунта по боковой поверхности сваи для случаев замены/без замены грунта в опорном основании на глубину 3 м ниже фундаментной плиты. Для заданных вариантов платформ определены требуемые сечения и длина свай. При замене слабых грунтов гравием (или песчано-гравийной смесью) усилия в сваях снижаются на 20-25%. Для ЛСП с вертикальными сваями в случае замены грунта необходимы 20 свай сечением 2400x50 мм, длиной по 53 м. Без замены грунта число свай необходимо увеличить до 24 штук. Для ЛСП с наклонными сваями в случае замены грунта необходимы 20 свай сечением 1800x50 мм, длиной по 75 м. Без замены грунта сечение свай необходимо увеличить до 2100x50 мм или количество свай до 24 штук. Горизонтальные перемещения платформ на свайном основании при заданных нагрузках не превышают 15 см, вертикальные перемещения 3 см.

### 3.5. Оценка ледовых нагрузок на платформы

Оценки ледовых нагрузок выполнены для 3х типов ледостойких стационарных платформ (ЛСП (кессон), ЛСП (монокон), ЛБК), изготовленных из сталей, по двум методикам: ISO 19906 и СНиП 2.06.04-82.

Обозначения, принятые в расчетах ледовых нагрузок:

$h$  толщина ровного льда;

$h_{cr}$  толщина консолидированной части тороса;

$h_k$  осадка кия тороса;

$\gamma_S$  коэффициент динамичности, равный 1 для жестких конструкций;

$n, m$  параметры расчетных формул, приняты по ISO 19906;

$w$  ширина конструкции на уровне ватерлинии WL;

$p_G$  величина эффективного давления разрушающегося ровного льда;

$F_G$  глобальная нагрузка от действия ровного льда;

$F_L$  погонная нагрузка от действия ровного льда;

$F_R$  глобальная нагрузка от действия тороса.

$F_C$  составляющая нагрузки от консолидированного слоя тороса;

$F_k$  составляющая нагрузки от кия тороса.

Кессон ЛСП и ЛБК рассматриваются как сооружения с вертикальными границами, МЛБП – как сооружение конусной формы.

Глобальная нагрузка от действия ровного льда (при отсутствии смерзания) по ISO 19906 определяется следующим образом:

$$F_G = p_G h w ,$$

$$p_G = \gamma_S C_R h^n \left( \frac{w}{h} \right)^m$$

где  $m = -0,16; n = -0,30$  для  $h \geq 1,0$  м,  $\gamma_S = 1$ ;  $C_R = 2,84$ .

Коэффициенты  $\gamma_S$  и  $C_R$  определяются по модели, которая отвечает условиям моря Бофорта, где число градусо-дней мороза составляет 4000, в Обской губе условия аналогичные.

Глобальная нагрузка от действия тороса определялась по формуле:

$$F_R = F_c + F_k$$

Значение  $F_c$  рассчитывалось по формуле для ровного льда, значение  $F_k$  - по модели Долгополова, модификация Croasdale).

*В качестве расчетных сценариев рассмотрены:*

- воздействие ровного льда в зимний период; толщина льда определяется как максимальное среднегодовое значение  $h = 1,6$  м; учитывается возможность смерзания (повышающий коэффициент 1,5, принимаемый по российским нормам);

- воздействие ровного льда при первых весенних подвижках; толщина льда определяется как значение 1% обеспеченности в ряду годовых максимумов:  $h = 2,5$  м; примерзание отсутствует;

- воздействие тороса в период ледохода (смерзание отсутствует).

*Параметры тороса:*

- консолидированная часть:  $h_{cr} = 3$  м,
- киль:  $h_k = 12$  м;
- коэффициент сцепления  $C = 20$  кПа;
- угол внутр. трения  $\phi = 10^\circ$ .

Нагрузки от льда на рассматриваемые типы платформ в соответствии с рекомендациями ISO 19906 приведены в табл. 3.13.

Таблица 3.13 - Таблица расчетных нагрузок ото льда по ISO 19906

Тип льда	ЛСП (кессон) $w_1 = 85$ м	ЛСП (монокон) $w_2 = 34,0$ м	ЛБК $w_3 = 17,5$ м
<b>Ровный лед</b> (без смерзания), $h = 1,6$ м	$p_G = 1,31$ МПа $F_L = 2,09$ МН/м $F_G = 177,8$ МН	1,51 2,42 82,3	1,68 2,69 47,1
<b>Ровный лед</b> (при смерзании), $h = 1,6$ м	$F_G = 266,7$ МН	123,4 МН	70,6 МН
<b>Ровный лед</b> экстремальной толщины $h = 2,5$ м (без смерзания)	$p_G = 1,23$ $F_L = 3,07$ $F_G = 260,9$ МН	1,42 3,55 120,8 МН (90 МН при разрушении изгибом)	1,58 3,95 69,1 МН
<b>Торосистый лед</b> , толщина консолидированной части 3,0 м (без смерзания)	$F_G = 322,4$ МН	(разрушение изгибом) $F_{hor} = 80$ МН $F_{vert.} = 32$ МН	74,3 МН



Оценки ледовых нагрузок в соответствии со СНиП 2.06.04-82 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)» проведены на нагрузку:

- от ровного льда, не смерзшегося с сооружением;
- ровного льда, смерзшегося с сооружением;
- от весеннего льда 1% обеспеченности без смерзания;
- от движущихся торосов;
- возникающую при изменении уровня воды.

Варианты конструкций платформ ЛСП (кессон) и ЛБК рассчитывались на ледовую нагрузку как сооружения с вертикальной передней гранью, а ледовые нагрузки на ЛСП (монокон) - как на отдельно стоящую коническую опору.

Результаты расчетов различных типов ледовых нагрузок для рассматриваемых типов ледостойких платформ представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Таблица расчетных нагрузок от льда

Тип воздействия	ЛСП (кессон)	ЛСП (монокон)	ЛБК	Примечание
Ровный лед (без смерзания) $h_d = 1,6$ м	$F_{GH} = 206,3$ МН	(разрушение изгибом) $F_{GH} = 31,4$ МН $F_{GV} = 30,3$ МН	$F_{GH} = 76,4$ МН	$F_{GV}, F_{GH}$ – точка приложения ниже уровня воды на $0,2 h_d$
Ровный лед (при смерзании с конструкцией) $h_d = 1,6$ м	$F_{GH} = 309,45$ МН	$F_{GH} = 152,8$ МН	$F_{GH} = 114,6$ МН	$F_{GH}$ – точка приложения ниже уровня воды на $0,2 h_d$
Ровный лед (без смерзания) $h_{d1\%} = 2,5$ м (весенний лед экстремальной толщины)	$F_{GH} = 80,6$ МН	(разрушение изгибом) $F_{GH} = 65,9$ МН $F_{GV} = 63,25$ МН	$F_{GH} = 36,4$ МН	$F_{GH}$ – точка приложения ниже уровня воды на $0,4 h_d$
Торосистый лед (без смерзания) <u>Консолидированная часть</u> $h_c = 3,0$ м	$F_{HC} = 318,7$ МН	(разрушение изгибом) $F_{HC} = 159,4$ МН $F_{VC} = 117,9$ МН	$F_{HC} = 69,7$ МН	$F_{HC}, F_{VC}$ – точка приложения ниже уровня воды на $0,5 h_c$
<u>Подводная часть (киль)</u> $h_k = 12,0$ м	$F_{HK} = 27,5$ МН	$F_{HK} = 13,7$ МН $F_{VK} = 7,0$ МН	$F_{HK} = 6,0$ МН	$F_{HK}, F_{VK}$ – точка приложения ниже уровня воды на $1/3 (h_k - h_c)$
Нагрузки при изменении уровня воды Вертикальная нагрузка	$F_L = 6,83$ МН	$F_L = 3,26$ МН	$F_L = 1,8$ МН	$F_L$ - по вертикальной оси платформы

### 3.6. Основные выводы по главе

1. Исследования устойчивости ледостойких платформ и искусственных островных сооружений проведены для следующих объектов обустройства Северо-Каменномысского газового месторождения (С-КГМ):

- ЛСП (кессон) – ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) с функциями «бурение + жильё» или искусственный насыпной остров.
- ЛСП (монокон) – ледостойкий корпус в форме многогранной призмы с прямыми стенками.
- ЛБК – ледостойкий блок-кондуктор.

2. Грунтовые условия Обской губы, характеризующиеся присутствием илов и потенциально неустойчивой пластичной глины, оказывают значительное влияние на конструкцию оснований и сооружений.

3. Исследования по применению гравитационного варианта платформы ЛСП аналитическими и численными методами показали, что устойчивость платформы на площадке Северо-Каменомысская при принятых исходных данных не может быть обеспечена.

4. Оценка варианта строительства насыпного искусственного острова на пластичной глине выявляет ряд существенных осложнений, связанных с долгосрочной консолидационной осадкой, темпом строительства острова и, в конечном итоге, с технической надежностью сооружения. Поэтому строительство крупного насыпного острова на пластичной глине в данном районе не целесообразно.

5. Оценки устойчивости свайных вариантов платформ, рассчитанных по сертифицированному за рубежом программному комплексу PLAXIS 3D Foundation, учитывающему 3х мерность системы и использующему метод конечных элементов, показывают, что устойчивость сооружений может быть обеспечена с применением свай диаметром от 1800 до 2400 мм с толщиной стенки 50 мм и длиной от 50 до 70 м.

6. Для обеспечения устойчивости свайных вариантов платформ, рассчитанных по российским стандартам и нормам DNV, требуется увеличение количества

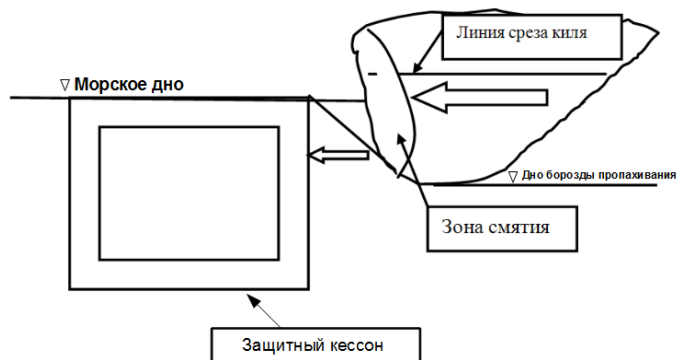
или диаметра используемых свай. Поэтому для рекомендуемых вариантов конструкций платформ с опорной частью конусного типа предлагаются для платформ ЛСП-БЖ: количество свай 20 – 24 шт., диаметр – 1800 мм, толщина стенки 50 – 60 мм, глубина забивки в грунт – 50-60 м, для платформ ЛБК: свай 12 шт, диаметр 1800 мм, толщина стенки свай 50-60 мм, глубина забивки в грунт 50 – 60 м. Указанное количество свай по вариантам платформ обеспечивает также их устойчивость при воздействии ледовых нагрузок, определенных по методикам ISO 19906 и СНиП 2.06.04-82.

## ГЛАВА 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИН ЛЕДОВОГО ПРОПАХИВАНИЯ И ОЦЕНКА ЕГО ВЛИЯНИЯ НА ПОДВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ ОБУСТРОЙСТВА

Для обеспечения надежности подводных объектов обустройства (ПДК и трубопроводов) путем их заглубления в диссертации исследуются процессы пропахивания морского дна ледовыми образованиями, позволившее оценить характер деформаций грунтового массива ниже борозд пропахивания.

### 4.1 Оценка наиболее опасной глубины пропахивания грунта ледовыми образованиями в акватории Северо-Каменномысского ГКМ

Общий вид воздействия дрейфующего ледяного образования на заглубленный объект (например, защитного кессона) показан на рис. 4.1



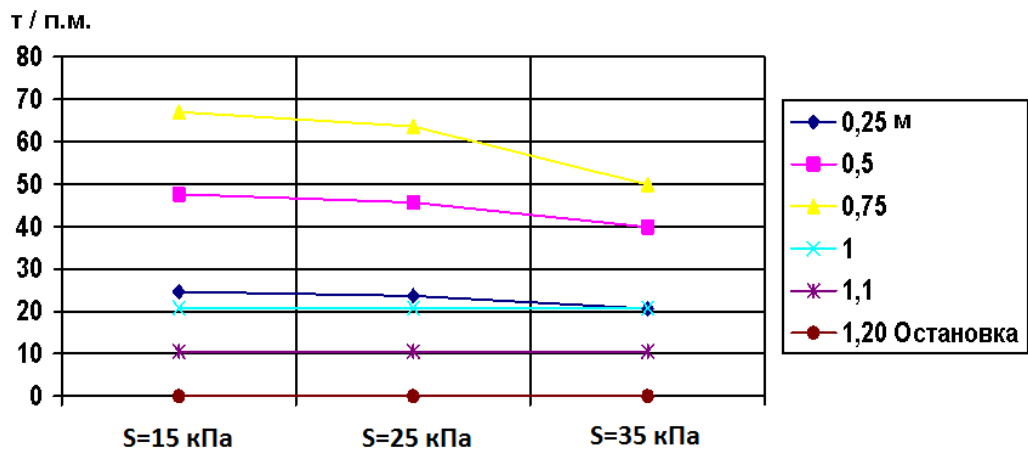
**Рисунок 4.1 - Схема воздействия дрейфующего ледяного образования на заглубленный объект (кессон ПДК)**

Вытеснение верхнего слоя сжатого грунта сопровождается уменьшением толщины слоя грунта между килем тороса и стенкой [64-68] и ростом нагрузки вплоть до разрушения килея или остановкой ледового образования перед стенкой в соответствии с предельным значениям навала льда. Воздействие тороса на подводную стенку осуществляется за счет смятия грунтовой перемычки между стенкой и торосом и образованием призмы выпора перед торосом. Процесс разрушения протекает в виде нескольких фаз разрушений грунта. Ограничение нагрузки

на каждой фазе разрушения определяется из условия прочности кия или предельных сил навала льда и детально рассмотрено в научных работах [65, 66].

В настоящее время отсутствуют нормативные документы по определению силового воздействия дрейфующих льдов на подводные объекты обустройства месторождений. В тоже время, активные работы в данном направлении ведутся как в нашей стране, так и за рубежом. Существует ряд методик по оценке особенности физических процессов взаимодействия торосов и стамух с подводными объектами с использованием данных натуральных наблюдений, решений механики и результатов моделирования.

В монографии [65] на базе результатов экспериментальных исследований и расчетно-теоретического моделирования, учитывающего кинематику и энергию движения тороса, определены ледовые нагрузки на погонный метр ширины заглубленного объекта при различных значениях глубины пропахивания дна и прочностных характеристик грунта. По результатам данных исследований построен график, представленный на рис. 4.2.



( $S$  – прочность льда на сдвиг)

**Рисунок 4.2 - График изменения ледовой нагрузки на заглубленный объект при различных значениях глубины пропахивания для ледовых условий Сахалина**

Выполненные расчеты соответствуют модели пластического грунта при дренированном состоянии деформирования [65]. Расчет выполнен для экстремальных величин тороса редкой повторяемости для условий Сахалина, где наблюдаются наибольшие гряды торосов [65]. Нами при определении глубин

пропахивания дна в условиях Обской губы сделано допущение, что значения предельных ледовых нагрузок от экстремальных торосов в Обской губе сопоставимы с аналогичными показателями для сахалинского шельфа. При этом, учитывая мелководность Обской губы и особенности грунтов, слагающих ее дно, глубины пропахивания, при которых достигаются сопоставимые значения ледовых нагрузок, будут значительно выше сахалинских.

Оценка величины глубины пропахивания дна на примере Северо-Каменномысского ГКМ проведена для суглинка мягкопластичного пылеватого, слагающего верхний грунтовый слой морского дна на акватории месторождения и имеющего следующие характеристики:

- удельный вес  $\gamma = 1,008 \text{ т / м}^3$ ;
- угол внутреннего трения (одноплоскостной срез)  $\varphi = 25^0$ ;
- прочность на сдвиг (для глинистых грунтов принимается равной сцеплению [65])  $S = 15 \text{ кПа}$ .

Прочность тороса принимается как для частично смерзшегося образования, не разрушающегося при пропахивании, и глубина пропахивания будет определяться свойствами грунта. Расчетные значения экстремального ледового тороса для слой Северо-Каменномысского месторождения приняты с учетом данных наблюдений [66] и составляют:

- ширина кия по верху  $D_t = 84 \text{ м}$ ;
- ширина кия по низу  $D_b = 60 \text{ м}$ ;
- высота кия  $h_k = 12 \text{ м}$ ;
- толщина ровного льда вокруг тороса  $h = 1,8 \text{ м}$ ;
- эффективное давление льда на торос  $P_{\text{эф}} = 600 \text{ кПа}$  [65, 69].

Расчетная схема пропахивания грунта, представлена на рис. 4.3.

На схеме:

$\alpha$  – угол скольжения призмы выпора;

$\varphi$  – угол внутреннего трения грунта;

$P(\alpha)$  – сила сопротивления подводной части тороса;

$P_n(\alpha)$  – нормальная составляющая силы  $P(\alpha)$ ;

$P_{lim}$  – максимальная нагрузка от ровного льда;

$G_s$  – вес призмы выпора;

$G_{up}$  – вес призмы нагромождения грунта;

$H$  – высота призмы выпора (глубина борозды);

$B$  – ширина призмы выпора (принимается по ширине тороса);

$b(\alpha)$  – боковая часть призмы выпора в плане;

$H_p$  – высота нагромождения.

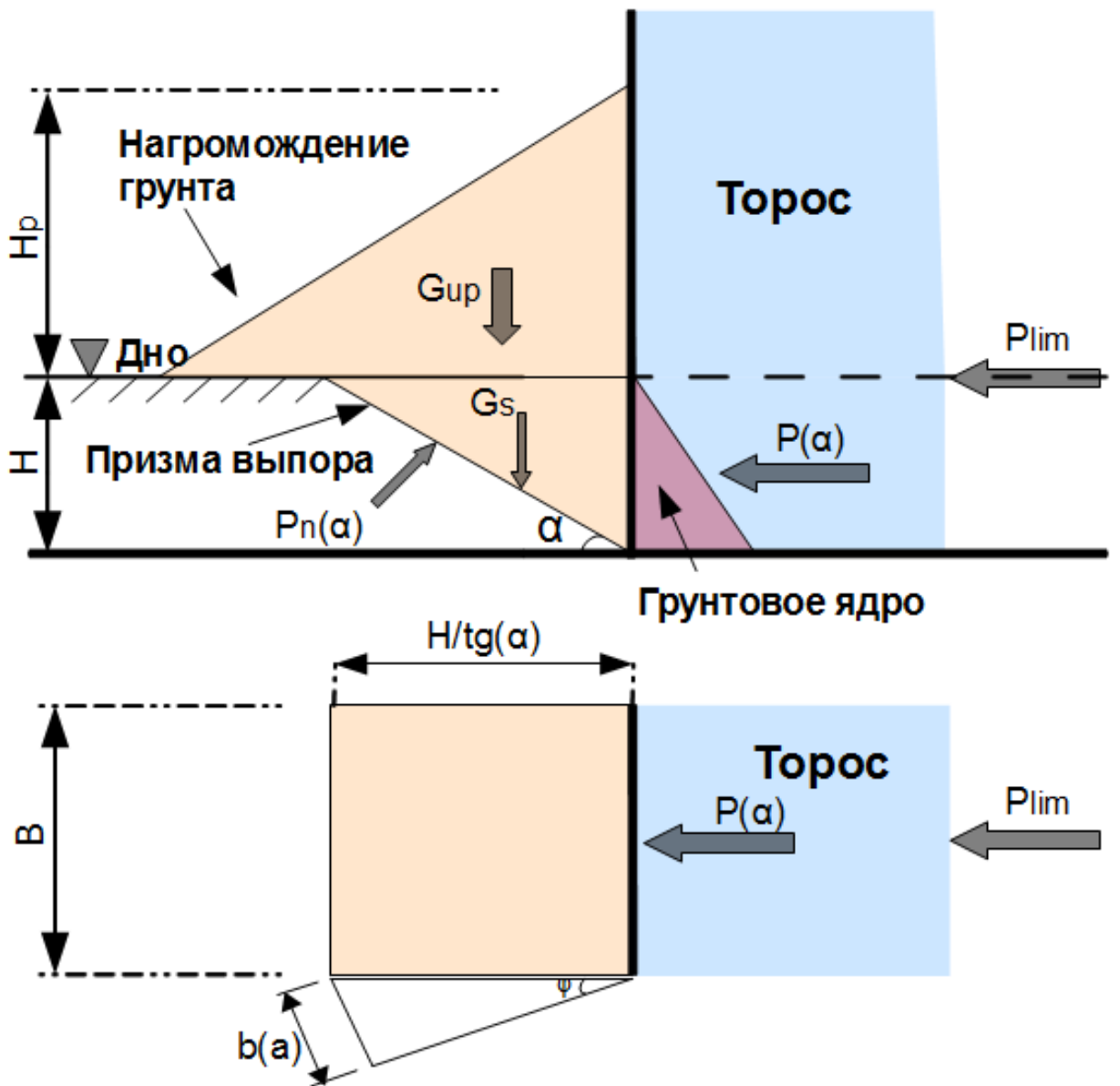


Рисунок 4.3 - Расчетная схема пропахивания грунта

При движении тороса происходит деформирование грунта, характеризующееся образованием призмы выпора и призмы волочения по фронту кия. Тело призмы выпора рассматривается как жестко-пластическое. Нагромождение грунта перед торосом рассматривается как сыпучее (теряет сцепление).

Расчетная схема предполагает, что прижимная сила, действующая на торос достаточна, чтобы не возникало подъемной силы. В этом случае по наклонной грани кия образуется грунтовое ядро, движущееся со скоростью тороса, то есть неподвижное относительно него. С ростом трения в системе «грунт-торос» эффект наклона ската кия снижается и с учетом дополнительного сопротивления за счет сил трения и сцепления по подошве грунтового ядра по рекомендации [65] в схеме ядро рассматривается как локальный вертикальный скат кия.

На основе обобщенной кинематической энергетической модели (КЭМ), в основе которой лежат положения теории пластической среды [65], определяются глубины пропахивания, при которой энергия движения тороса будет минимальной, т.е. глубины пропахивания, при которой происходит остановка тороса. Зная данную величину можно откорректировать приведенный на рис. 4.2 график применительно к условиям Северо-Каменномысского ГКМ.

Усилие при скольжении призмы выпора (фронтальное сопротивление грунта) определяется из условия равенства работы внешних сил и диссипации энергии при движения тороса [65, 70] и определяется аналитическим выражением (4.1):

$$P(\alpha) = \frac{Gsn(\alpha) \cdot \tan(\varphi) + c \frac{H \cdot B}{\sin(\alpha)} + c \cdot b(\alpha) \frac{H}{\sin(\alpha)} + Gs(\alpha) \cdot \sin(\alpha) + 2To(\alpha) + 2No(\alpha)}{F(\alpha) - \sin(\alpha) \cdot \tan(\varphi)} \quad (4.1)$$

Где:  $H$ ,  $B$ ,  $\alpha$ ,  $\varphi$ ,  $b(\alpha)$ ,  $G_s$ ,  $G_{up}$ ,  $P_{lim}$  см. пояснения к рис. 4.3;

$$b(\alpha) = \frac{H}{\tan(\alpha)} \varphi \quad (4.2)$$

$$Gs(\alpha) = \frac{1}{2} H^2 \gamma \frac{B}{\tan(\alpha)} + \frac{1}{3} \pi \left( \frac{H}{\tan(\alpha)} \right)^2 \gamma \cdot H \frac{\varphi}{2\pi} + G_{up}, \quad (4.3)$$

$Gsn(\alpha)$  - нормальная составляющая от веса призмы выпора, т;

$$Gsn(\alpha) = Gs(\alpha) \cdot \cos(\alpha). \quad (4.4)$$



$$G_{up} = \frac{1}{2} \gamma [H^2 / \operatorname{tg}(i) - \frac{1}{2} (H_p / \operatorname{tg} \varphi - H / \operatorname{tg} \alpha)^2 \sin 2\alpha] \quad (4.5)$$

$$H_p := \sqrt{\frac{\frac{H^2}{\tan(i)}}{\frac{1}{\tan(\phi)} + \frac{H}{3 \cdot B \cdot \tan(i) \cdot \tan(\phi)}}} \quad (4.6)$$

$i = 0.018$  рад – уклон морского дна

$No(\alpha)$  - нормальная составляющая по боковой линии разрыва;

$$No(\alpha) = c \cdot \tan\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right)^2 \sin(\varphi) \frac{H^2}{\tan(\alpha)} \quad (4.7)$$

$To(\alpha)$  - касательная составляющая по боковой линии разрыва;

$$To(\alpha) = \tau(\varphi) \frac{H^2}{2 \tan(\alpha)} \cos(\varphi), \quad (4.8)$$

$$\tau(\varphi) = c - 2c \cdot \tan\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2}\right) \cdot \tan(\varphi), \quad (4.9)$$

$$f(\alpha) = \cos(\alpha) - \sin(\alpha) \cdot f - f \cdot \cos(\alpha) \cdot \operatorname{tg}(\varphi), \quad (4.10)$$

$f = \operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент трения обломков льда по контактной поверхности грунта;

Нормальная составляющая силы  $P_f(\alpha)$  к поверхности скольжения:

$$P_n(\alpha) = P(\alpha) \cdot \sin(\alpha). \quad (4.11)$$

$P_{lim}$  - максимальная нагрузка от ровного льда толщиной 1,8 м на киль шириной  $D_t = 84$  м при пропахивании морского дна (т).

$$P_{lim120} = P_{эф} * 1.80 * D_t = 600 * 1.80 * 84 = 90720 \text{ кН} = 9072 \text{ т} \quad (4.12)$$

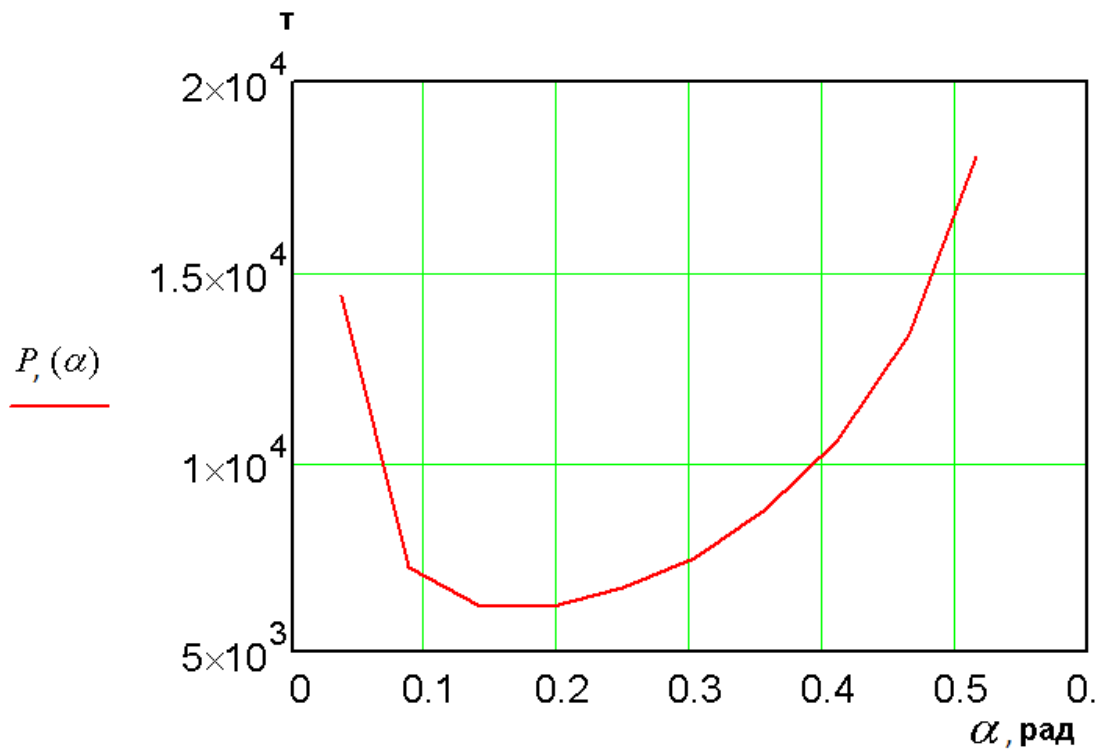
Торос теряет энергию движения при уменьшении угла наклона призмы выпора  $\alpha$  и при минимальном его значении происходит остановка тороса. Фронтальное сопротивление грунта при этом минимальное. Таким образом, задача определения максимальной глубины пропахивания проводится в два этапа:

1. определение минимального угла наклона призмы выпора к горизонтальной поверхности;

2. определение максимальной глубины пропахивания по минимальному углу наклона призмы выпора.

Минимальный угол наклона призмы выпора определяем из условия минимума выражения (4.1). На первом этапе задается ориентировочная глубина пропахивания  $H=2$  м, полученная из разности значений высоты тороса и средней глубины акватории на месторождении (10 м).

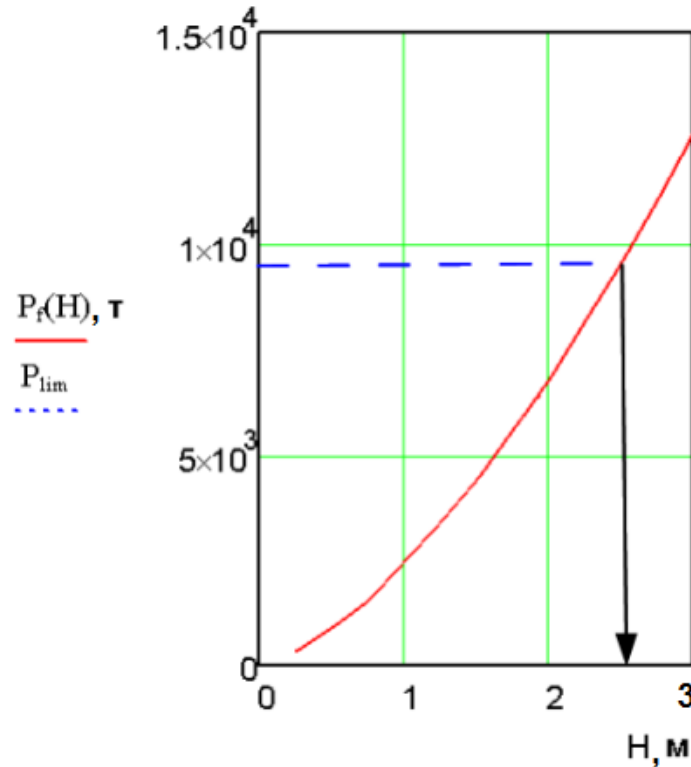
По результатам расчетов, проведенных в программе Mathcad по зависимостям 4.1-4.12, построен график изменения силы фронтального сопротивления грунта в зависимости от угла скольжения призмы выпора (рис. 4.4).



**Рисунок 4.4 - График изменения силы фронтального сопротивления грунта  $P(\alpha)$  в зависимости от угла скольжения призмы выпора**

Как видно из графика критическое значение угла скольжения призмы выпора  $\alpha = 0,18$  рад =  $10,32^\circ$ . Отметим, что поверочные расчеты с различными значениями глубины борозды показали, что угол  $\alpha$  изменяется от 0.16 до 0.20 рад и практически не влияет на методику определения минимального значения  $P(\alpha)$ .

Следующим этапом при уже известном расчетном угле  $\alpha$  построен график изменения фронтального сопротивления грунта от глубины борозды  $H$  при максимальной нагрузке от ровного льда  $P_{lim180} = 9072$  т (рис. 4.5).

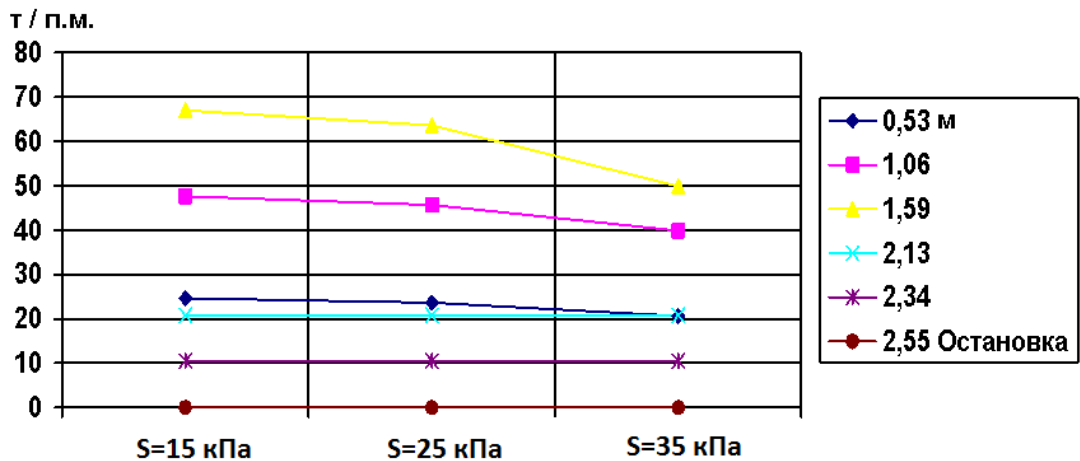


**Рисунок 4.5 – График изменения силы отпора грунта  $P$  ( $\alpha$ ) в зависимости от глубины борозды  $H$  при максимальной нагрузке от ровного льда  $P_{lim180} = 9072$  т.**

Как видно из графика искомая глубина борозды составляет 2,55 м.

Далее путем сопоставления полученных результатов с результатами указанных ранее исследований найдем корректирующий коэффициент и откорректируем график на рис. 4.2 для условий Северо-Каменномысского газового месторождения.

В песках остановка торося происходит при глубине борозды  $H=1,2$  м (рис. 4.2), в мягко пластичных глинах – при  $H=2,55$  м. Следовательно корректирующий коэффициент  $K=2,55/1,2 = 2,125$ . Откорректированный график будет выглядеть следующим образом:



**Рисунок 4.6 - График изменения ледовой нагрузки на заглубленный объект при различных значениях глубины пропахивания для условий Северо-Каменномысского ГКМ**

Таким образом максимальная погонная нагрузка на заглубленный объект ( $p=68$  т/п.м.) возникает при наиболее опасной глубине пропахивания  $H=1,59$  м. Поэтому во избежание контакта подводных объектов обустройства с торосистыми образованиями необходимо заглублять их на величину не менее 1,59 м.

#### 4.2 Численное моделирование пропахивания грунта торосом

Знание величины пропахивания грунта ледовым образованием не является достаточным для определения оптимальной величины заглубления инженерных объектов подводного промысла. Известно, что давление на грунт, оказываемое ледовыми образованиями в процессе экзарации, приводит к смещению отдельных объемов грунтовой массы под килем и в его окрестности в вертикальном и поперечном направлениях [71-72]. Перемещение грунта в свою очередь порождает нагрузку на заглубленный объект. Для анализ деформирования грунтового массива ниже борозды и возникающих при этом предельных напряжений нами проведено численное моделирование пропахивания морского дна торосистым образованием методом конечных элементов (МКЭ) с помощью вычислительного конечно-элементного комплекса (ВК) Ansys Mechanical – 2015.

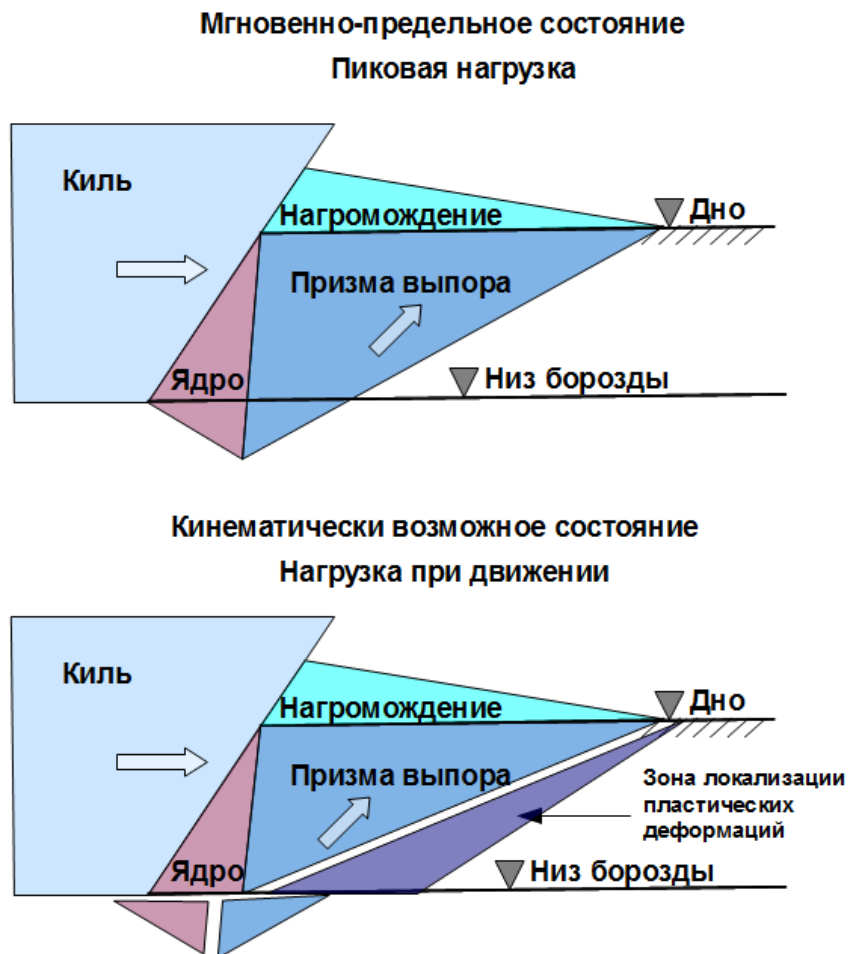
Основными целями расчета являются

- оценка напряженно-деформированного состояния (НДС) грунта при пропахивании в момент достижения грунтом предельного состояния;
- определение полей смещений и деформаций грунта при предельном состоянии грунта;
- сравнительный анализ полученных результатов с результатами расчетов по инженерной методике.

При пропахивании торосом движение грунтовой среды состоит в чередовании двух состояний [65]:

- мгновенно-предельное состояние;
- кинематическое движение и разрушение среды в зоне локализации пластических деформаций.

Схематически эти состояния показаны на рис. 4.7.



**Рисунок 4.7 – Последовательные состояния грунта при пропахивании**

Мгновенное предельное состояние это состояние предельного равновесия грунта, при котором предельные нагрузки соответствуют статически возможным полям напряжений [65]. Линии скольжения могут быть криволинейными, усилия сдвига достигают предельных значений.

Вслед за мгновенно-предельным наступает кинематически-возможное состояние. В этом состоянии происходит сдвиг призмы выпора, вследствие чего грунтовое ядро и призма выпора разделяются по подошве тороса в горизонтальной плоскости и по наклонной плоскости скольжения. Наблюдается выпор грунта на поверхность и рост нагромождения грунта перед торосом [65]. Движение системы и предельные нагрузки в этом состоянии соответствуют кинематически возможным полям скоростей. Траектории движения могут не совпадать с линиями скольжения статической задачи [65].

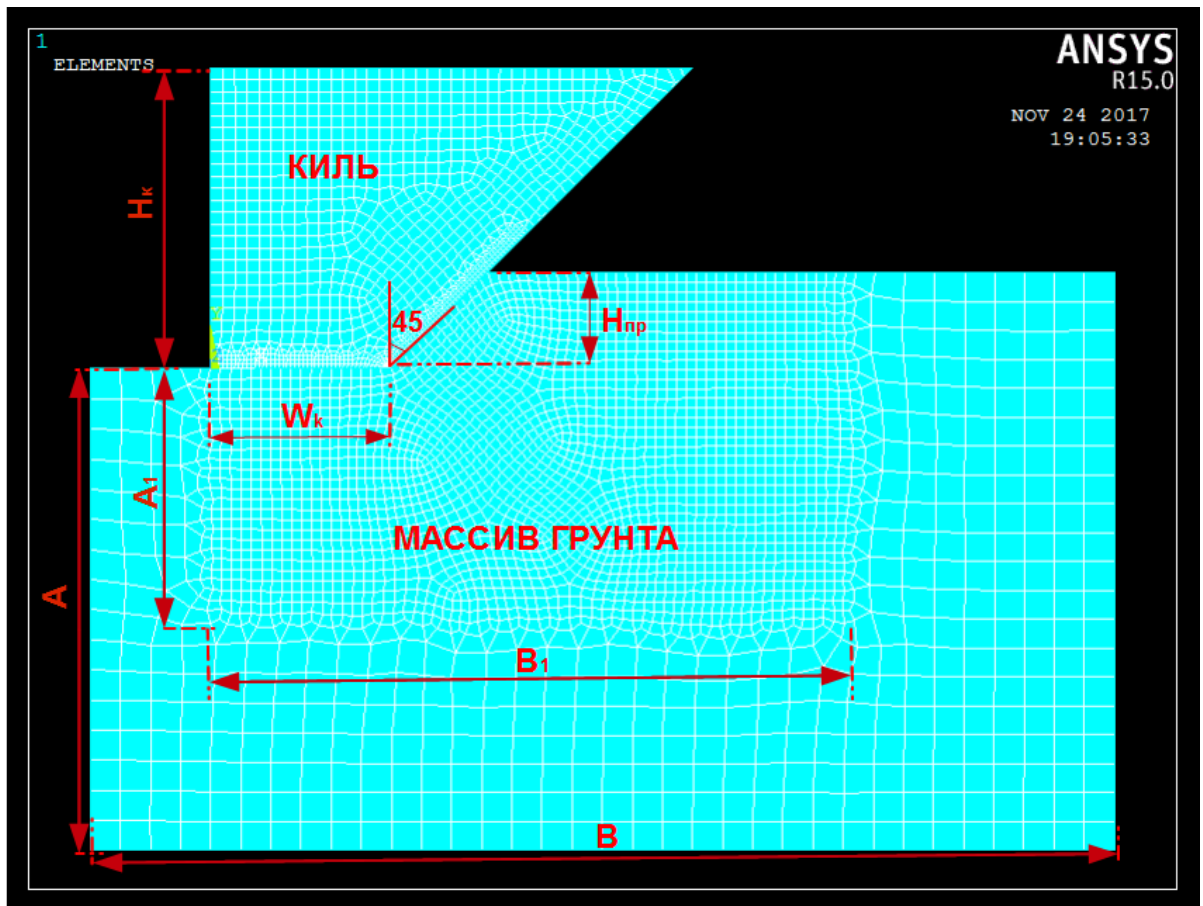
В работе исследуется грунт в момент достижения им предельного равновесия. Поэтому проведен статический расчет с учетом больших перемещений и деформаций. При этом расчет ведется для случая плоской деформации. Такая постановка позволяет рассматривать двумерную модель как сечение трехмерной, обладающей значительной шириной и получить адекватную оценку НДС грунта. Соответственно полученные результаты соотнесены к одному погонному метру.

Киль тороса моделируется изотропной средой с **модулем упругости  $E=4000$  мПа** и **коэффициентом Пуассона  $\nu=0,3$** . Угол наклона передней грани килля  **$45^\circ$** . Допускается, что киль обладает достаточной прочностью для пропахивания грунта при равномерно-поступательном движении. Вертикальные перемещения и опрокидывающий момент исключаются.

Грунт задается с помощью упруго-пластичной модели Друкера-Прагера [73] со следующими входными параметрами: модуль деформации  $E$ , число Пуассона  $\nu$ , сцепление  $c$  и угол внутреннего трения  $\varphi$ . Для грунтового массива приняты следующие граничные условия: запрещено перемещение по оси  $X$  для левой и правой границ, по оси  $Y$  – для нижней границы массива.

В расчете принимается, что с грунтом контактирует лишь часть кия. Предельные напряжения, возникающие при этом в грунтовом массиве, зависят от физико-механических характеристик грунта и льда, формы кия и глубины пропахивания. Следовательно, для оценки НДС грунта при пропахивании нет необходимости в моделировании всего тороса с реальными размерами. К тому же моделирование реальных размеров тороса значительно усложняет построение сетки конечных элементов.

Исходя из вышесказанного подготовленная расчетная схема (конечно-элементная модель) представлена на рис. 4.8.



**Рисунок 4.8 – Конечно-элементная модель пропахивания грунта**

Как видно из рисунка модель разбита на сетку конечных элементов.  $A$  и  $B$  соответственно длина и глубина (ниже борозды) массива грунта,  $H_{пр}$  – глубина пропахивания;  $H_k$  – высота кия;  $W_k$  – ширина нижней части кия.

Геометрические параметры модели приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

<b>A, м</b>	<b>B, м</b>	<b>A<sub>1</sub>, м</b>	<b>B<sub>1</sub>, м</b>	<b>H<sub>к</sub>, м</b>	<b>W<sub>к</sub>, м</b>	<b>H<sub>пр</sub>, м</b>
8	20	6	10,5	5	3	1,59

Ввиду того, что модель неправильной формы, сгенерирована сетка смешанного типа – с четырехугольными (преимущественно) и треугольными формами элементов. В качестве конечного элемента для моделирования грунта и кия выбран плоский восьмиузловой элемент Plane 183 [74], обеспечивающий точные результаты для смешанных сеток с криволинейными границами. Элемент характеризуется двумя поступательными степенями свободы, поддерживает пластичность, ползучесть, упрочнение, большие перемещения, и большие деформации.

Моделирование контактного взаимодействия кия с грунтом осуществлялось с помощью контактных элементов типа CONTA172 и TARGE169 [74]. Трехузловой элемент CONTA172 используется для описания контакта или скольжения между поверхностями в двумерном случае и имеет две поступательные степени свободы в каждом узле. Элемент TARGE169 является ассоциативным с элементом CONTA172.

Для грунта сетка КЭ построена с шагом 0,5 м, для кия – 0,2 м. С целью достижения лучшей сходимости и увеличения точности результатов расчета сетка дополнительно измельчалась в массиве грунта в окрестностях кия, а также на контактирующей с грунтом границе кия. Зона дополнительного измельчения сетки в массиве грунта на расчетной схеме определена размерами  $A_1$  и  $B_1$ .

Ход расчета состоит из следующих шагов:

1. нагружение грунта равномерно-поступательным движением (смещением) кия вдоль оси X. Величина смещения увеличивается последовательными итерациями вплоть до наступления предельного состояния (равновесия) грунта, которое идентифицируется по ярко выраженным линиям скольжения;
2. фиксация НДС грунта при каждой итерации;
3. анализ полученных результатов.



Определенные таким образом параметры грунта характеризуют его состояние в момент потери несущей способности, т.е. в процессе экзарации.

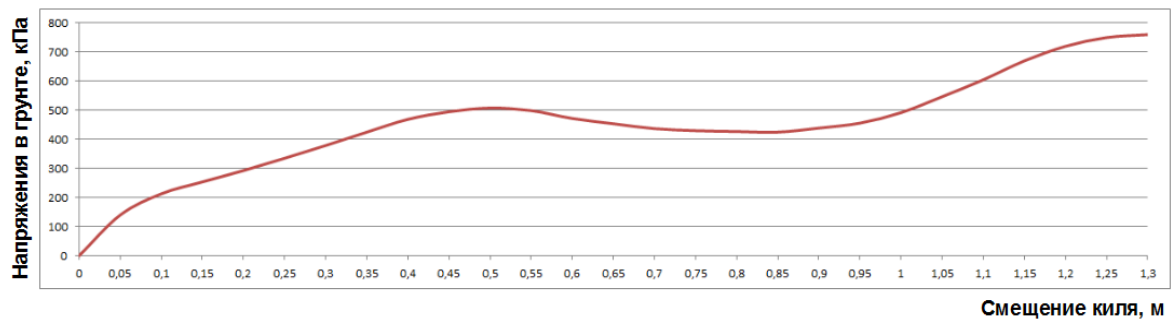
Расчет велся для глубины пропахивания 1,59 м, полученной по инженерной методике. Параметры грунта приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2.

Тип грунта	Модуль деформации $E$ , МПа	Коэффициент Пуассона	Угол внутреннего трения, $\varphi$ , град	Сцепление, $C$ , кПа
Суглинок мягкопластичный	4	0,35	25	15

#### 4.2.1 Результаты численного моделирования

На рис. 4.9 показан график зависимости напряжений от величины смещения кия.

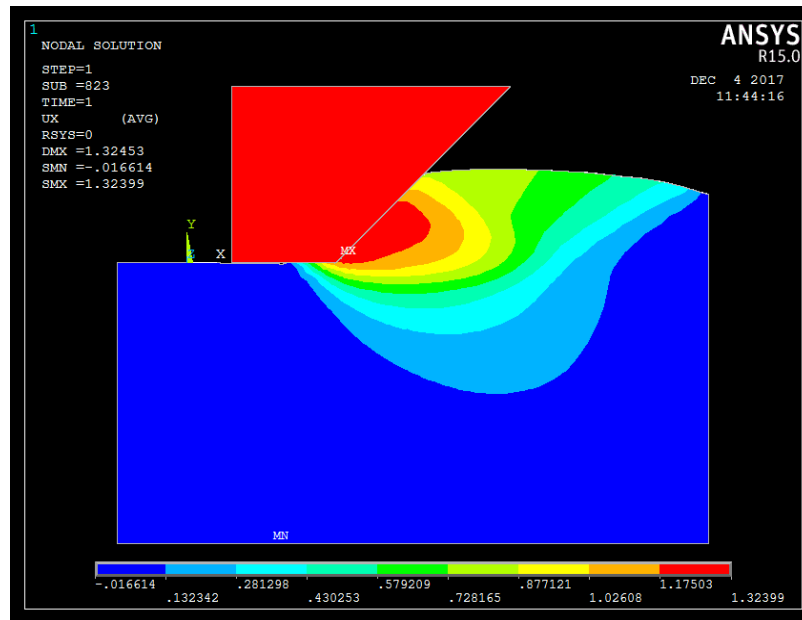


**Рисунок 4.9 – График зависимости напряжений, возникающих в грунте от смещения кия**

Из графика видно, что в начальной стадии пропахивания вследствие дилатансии грунта наблюдается скачок напряжений. Далее после уверенного роста график стремится к параллельности с осью  $X$ , что характеризует рост деформаций без увеличения нагрузки. Это говорит о достижении грунтом состояния предельного равновесия и постепенного перехода в состояние текучести.

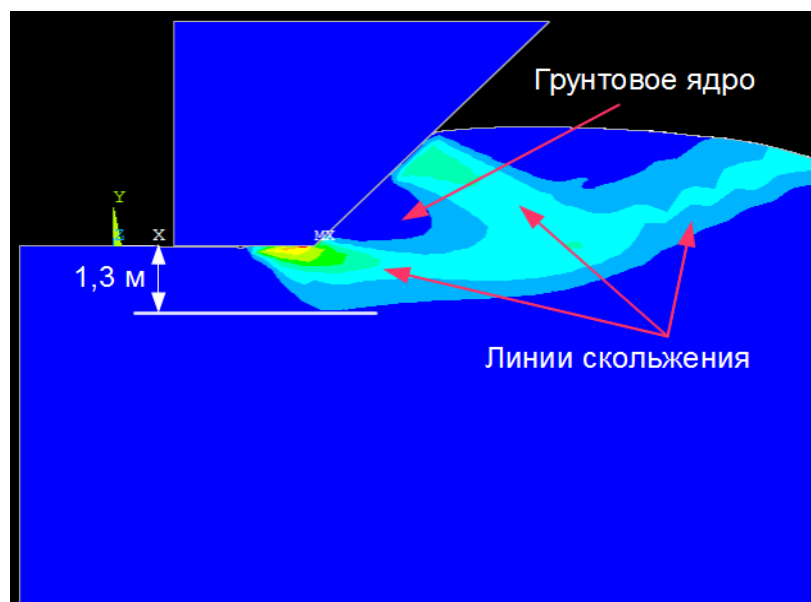
На рис. 4.10 представлено распределение поля смещений в грунтовом массиве перед килем тороса в момент достижения грунтом предела прочности.

По цветовой идентификации (максимальные смещения обозначены красным цветом) видно, что перед килем образуется неподвижное относительно него упругое грунтовое ядро уплотнения. Появление такого ядра согласуется с теорией и опытными данными [65].



**Рисунок 4.10 – Поле смещений грунта**

Интенсивность деформаций, возникающих в грунтовом массиве при достижении им состояния предельного равновесия, показаны на рис. 4.11.

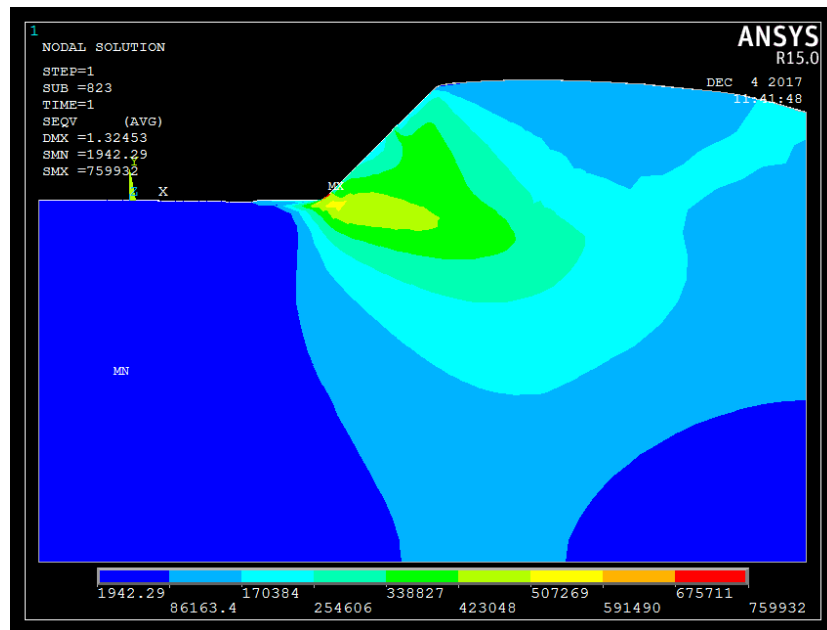


**Рисунок 4.11 – Поле интенсивности деформаций**

Синий цвет соответствует нулевым деформациям. На фоне областей с нулевыми деформациями четко визуализируются линии скольжения, характерные

щие проявление развитой пластичности. По ним отслеживается граница, разделяющая упругое уплотненное ядро и зону пластических деформаций. По полученному полю интенсивности деформаций видно, что величина зацепа грунта, т.е. деформации ниже борозды составляет около 1,3 м. Определив величину зацепа грунта, оптимизируем полученную ранее с помощью инженерного метода величину (1,59 м) минимального заглубления подводных объектов обустройства. Таким образом, величина минимального заглубления подводных объектов освоения в условиях Северо-Каменномысского газового месторождения составляет 2,89 м.

На рисунке 4.12 приведено поле эквивалентных напряжений по Мизесу, характеризующее НДС грунта в момент достижения им предельного равновесия. Величины напряжений идентифицированы цветовой палитрой от минимальных (синий цвет) к максимальным (красный цвет) значениям.



**Рисунок 4.12 – Напряженно-деформированное состояние грунта**

По рисунку видно, что максимальные значения напряжений (676-759 кПа) при пропахивании возникают на границе контакта угла кия тороса и грунтового массива. Значения напряжений, возникающих по фронту кия (на контактах с упругим ядром) варьируются от 339 кПа до 676 кПа.

Если выразить через напряжения погонные нагрузки видно, что значения максимальных нагрузок по фронту кия достигают около 68 т / п.м., что согласуется с результатами расчета по инженерной методике.

### **4.3. Основные выводы по главе**

На основании результатов исследований, выполненных в данной главе, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенная оценка глубины пропахивания дна торосистыми ледовыми образованиями в инженерно-геологических условиях Северо-Каменномысского газового месторождения, с учетом кинематики и энергии движения тороса, показала, что максимальная глубина пропахивания морского дна составляет 2,55 м (с остановкой тороса), а глубина пропахивания, при которой нагрузки от тороса на подводные объекты обустройства максимальные составляет 1,59 м .

2. Результаты численного моделирования на основе конечно-элементного вычислительного комплекса Ansys подтвердили обоснованность результатов, полученных по инженерной методике, а также позволили провести детальный анализ напряженно-деформированного состояния грунтового массива, на основе которых максимальная величина заглубления подводных объектов обустройства в условиях Северо-Каменномысского газового месторождения должна составлять не менее 2,89 м.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными результатами выполненных исследований, отраженными в диссертационной работе, являются усовершенствованные научно-методические подходы к выбору и обоснованию концепции обустройства нефтегазовых месторождений на мелководном шельфе Арктики (методика выбора варианта концепции освоения углеводородных месторождений; методика определения зон технической доступности нефтегазоносных участков шельфа с помощью подводных технологий), с использованием которых автором выполнены исследования и получены следующие результаты:

1. Рациональные схемы платформенного обустройства Северо-Каменномысского месторождения по двум альтернативным вариантам: - моноблочная ЛСП и - ее двухблочная конструктивная модификация с отдельно расположенным от производственной платформы жилым блоком, соединенным коммуникационным мостом. Для бурения двух отдаленных кустов из 8 скважин предлагается использовать ледостойкий блок-кондуктор (ЛБК).

2. Грунтовые условия Обской губы, характеризующиеся присутствием илов и потенциально неустойчивой пластичной глины, оказывают значительное влияние на конструкцию оснований и сооружений. Установлено, что применение гравитационного основания платформы не обеспечивает ее устойчивость на акватории Северо-Каменномысского ГКМ при реальных инженерно-геологических условиях морского дна.

3. Оценка варианта строительства насыпного искусственного острова на пластичной глине выявляет ряд существенных осложнений, связанных с долгосрочной консолидационной осадкой, темпом строительства острова и надежностью сооружения. Установлено, что строительство ИОС для освоения месторождений Обской губы без специальных мер по укреплению грунтов основания недопустимо. Удаление слабых грунтов толщиной 15-26 м и замена их на стабильные является практически не осуществимым мероприятием.

4. Оценки свайных вариантов платформ, рассчитанных по программному комплексу PLAXIS 3D Foundation, использующего метод конечных элементов, показывают, что устойчивость сооружений может быть обеспечена с применением свай диаметром от 1800 до 2400 мм с толщиной стенки 50 мм, с длиной от 50 до 70 м. Для обеспечения устойчивости свайных вариантов платформ, рассчитанных по российским стандартам и нормам DNV, требуется увеличение количества или диаметра используемых свай. Для платформ ЛСП-БЖ количество свай 20 – 24 шт., диаметр – 1800 мм, глубина забивки в грунт – 50-60 м, для платформ ЛБК: свай 12 шт, диаметр 1800 мм, глубина забивки в грунт 50 – 60 м. Указанное количество свай по вариантам платформ обеспечивает также их устойчивость при воздействии ледовых нагрузок, определенных по методикам ISO 19906 и СНИП 2.06.04-82.

5. Анализ применения подводных технологий на Северо-Каменномысском месторождении и его аналогов, показывает, что из-за мелководья акватории и воздействия ледовых образований комплекс подводного оборудования и технических средств, обеспечивающих добычу, должен заглубляться в морской грунт. Оценочная величина заглубления составляет не менее 2,89 м.

6. Труднодоступность устья скважин в зимний период является наиболее существенным недостатком использования подводных методов обустройства. Альтернативным техническим средством ПДК является надводное размещение устьев скважин на ледостойком блок-кондукторе (ЛБК), способное функционировать подобно ПДК в безлюдном автоматическом режиме. Поэтому решение о применении того или иного метода необходимо принимать на основании сравнительной оценки их технико-экономических характеристик.

Результаты диссертационной работы могут быть использованы для аналогичных месторождений арктического шельфа страны.

### Список литературы

1 – Горно-геологические условия освоения морских нефтегазовых месторождений в сложной ледовой обстановке: Отчет / ВНИИГАЗ. – М., 1991.

2 - Природно-климатические условия в районах освоения нефтегазовых месторождений шельфа арктических морей и губ / И.М.Ефрекин, А.И. Данилов // Материалы НТС РАО «Газпром». О концепции генеральной схемы развития работ в РАО «Газпром» по освоению газовых и нефтяных месторождений на континентальном шельфе до 2000 года и на перспективу до 2010 года, Санкт-Петербург, ноябрь 1996 г. – М.: Ротапринт ИРЦ Газпром, 1997

3 - Мельников В.П., Спесивцев В.И. Инженерно-геологические и геокриологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. Новосибирск: Наука, 1995. 198 с.

4 - Ермилов О. М., Карогодин Ю. Н., Конторович А. Э. и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири. 2004.

5 - Астафьев Д. А., Скоробогатов В. А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал // Геология нефти и газа. 2006. №2. С. 20–29.

6 - Холодилов В.А. Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей: дис. д.г.-м.н. – М., 2006.

7 – Гусейнов Ч.С., Иванец В.К., Иванец Д.В. Обустройство морских нефтегазовых месторождений: Учебник для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2003. – 608 с.

8 - Суворова И.А. Освоение морских месторождений углеводородов: Учебное пособие.– М.: РГУ нефти и газа, 2004. – 105 с.

9 - Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А.Б.Сулейманов, Р.П.Кулиев, Э.И.Саркисов, К.А.Карапетов. – М.: «Недра», 1986 г.

10 - Особенности обустройства углеводородных месторождений Арктического шельфа / Д.А.Мирзоев, О.А.Корниенко, В.М.Рабкин // Состояние и пер-

спективы освоения морских нефтегазовых месторождений: Сб. науч. трудов – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 122-132

11 – Караев И.П., Мирзоев Ф.Д., Архипова О.Л. Методика разработки концептуальных схем обустройства нефтегазовых месторождений арктического шельфа / SOCAR PROCEEDINGS №3. Баку 2015 – стр. 58-65.

12 – Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Концепция определения степени технической доступности нефтегазоносных зон шельфа Российской Федерации: М.: ИРЦ Газпром, 1997. – с. 32

13 – Черепанов В.В., Гриценко А.И., Мирзоев Д.А., Петренко В.Е. Концепция освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа Российской Федерации: М.: Международный научно-технический журнал «НефтеГазоПромысловый Инжиниринг» спецвыпуск №12: Итоги-2015 и прогноз-2016. – с. 2-24

14 - Рабкин В.М., Мирзоев Ф.Д., Караев И.П. Основные факторы, влияющие на возможность применения подводной технологии в условиях арктического шельфа России.// Газовая промышленность (спецвыпуск), 2009, №634, с. 54-55.

15 – Финагенов О.М., Караев И.П. Выбор рациональных вариантов стационарных нефтегазодобывающих платформ для обустройства месторождений Обской и Тазовской губ.// Гидротехника XXI век. №4 (16) 2013 – с. 57–61.

16 – Буслов В.М., Крэп Н.У. Проекты разработок и эксплуатации арктических месторождений. Фирма “Браун энд Рут”. Переводное издание “Нефть и газ за рубежом”. №8, 1983г.].

17 – Буслов В.М., Карзан Д.П. Проекты разработок и эксплуатации арктических месторождений. Фирма “Браун энд Рут”. Переводное издание “Нефть, газ и нефтехимия за рубежом”. №8, 1984г.

18 - Адамянц П.П., Гусейнов Ч.С., Иванец В.К. Проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений. – М.: ООО “ЦентрЛитНефтеГаз”, 2005

19 – Симаков Г.В., Шхинек К.Н., Смелов В.А. и др. Морские гидротехнические сооружения на континентальном шельфе Л.: Судостроение, 1989. -328 с.



20 - Носков Б.Д., Правдивец Ю.П. Гидросооружения водных путей, портов и континентального шельфа. Часть III. Сооружения континентального шельфа: Учебник. – М.: Изд-во АСВ, 2004. -280 с.

21 - Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: Учебное пособие / А.Б.Золотухин, О.Т.Гудместад, А.И.Ермаков и др. – М.:ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2000. – 770 с.

22 – Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа / Пер. с англ. – Л.: Судостроение, 1986

23 – Мирзоев Д.А. Гидротехнические сооружения для освоения нефтегазовых ресурсов мелководного шельфа замерзающих морей: Дис. д-ра техн. Наук / ВНИПИморнефтегаз. – М., 1994.

24 - Проблемы создания объектов обустройства нефтегазовых месторождений арктических морей / В.С.Вовк, Д.А.Мирзоев, К.Б.Колмыкова, О.А.Корниенко, Н.Е.Похомаиова // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений: Юбилейная научная сессия, посвященная 70-летию РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина (Круглый стол № 7). 25-26 апреля 2000 г., г. Москва - Ротапринт ИРЦ Газпром, Москва, 2001. – С. 23-33

25 - Д.А. Мирзоев, М.Н. Мансуров, В.М. Глонти, И.Э. Ибрагимов, Ф.М. МакАтамни. Концепция обустройства газовых месторождений Обской и Тазовской губ// Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – №4.

26 – Люгай Д.В., Мансуров М.Н. Эволюции в подводной добыче нефти и газа.// Газовая промышленность №6/769/2018 г.

27 – API RP 17N Recommended Practice for Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://nd.gostinfo.ru/document/4523527.aspx> (дата обращения: 01.06.2018).

28 - Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: учебник для вузов. Часть 2. Технология строительства. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007.

29 - Гусейнов Ч.С., Мусабилов А.А. Освоение мелководных нефтегазовых месторождений арктического шельфа с использованием ледостойкой стационар-

ной платформы на моноопоре// Современные технологии освоения месторождений углеводородов на суше и море: Сборник тезисов Международной научно-технической конференции «ГЕОПЕТРОЛЬ – 2012». – Польша, Краков: Drukarnia Goldruk, Nowy Sącz, 2012. – С. 851–852.

30 - Мусабилов А.А. Морская стационарная платформа на моноопорном основании для освоения месторождений акватории Обско-Тазовской губы// Сборник тезисов 66-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2012». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – С. 27.

31 - Мусабилов А.А. Выбор опорного основания морской буровой платформы для замерзающего мелководья акватории Обско-Тазовской губы// Современное состояние естественных и технических наук: Материалы VI Международной научно-практической конференции (20.03.2012). – М.: Издательство «Спутник +», 2012. – С. 153–155.

32 - Беллендир Е.Н. Научное обоснование проектирования гравитационных опорных блоков морских ледостойких платформ и их сопряжения с грунтовым основанием: дис. докт. техн. наук. – СПб., 2006.

33 - Шибакин С.И. Научно-методические основы создания ледостойких гравитационных платформ для освоения нефтегазовых ресурсов шельфа: дис. докт. техн. наук. – М., 1999.

34 - Шибакин С.И., Шибакин Р.С., Булавин В.Д. Функциональные мобильные установки для условий мелководного шельфа замерзающих морей// Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – с. 231–238.

35 - Ленский В.Ф. Особенности проектирования морских шельфовых сооружений (опыт ЦКБ «Коралл»)// Труды 7-й международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа СНГ. – СПб., 2005.

36 - Дутов А.В., Апполонов Е.М., Тимофеев О.Я., Шинкаренко О.В. Инновационные решения для арктического шельфа России// Труды IV-й международной конференции “Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток”, – М., 2012.

37 – Никитин Б.А., Мирзоев Д.А., Богатырева Е.В. Морские нефтегазовые промыслы: Учебное пособие.- М.: РГУ нефти и газа, 2005 – 43 с.

36 - Ленский В.Ф. Особенности проектирования морских шельфовых сооружений (опыт ЦКБ “Коралл”)// Труды 7-й международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа СНГ. – СПб., 2005.

39 – Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела. – Издательство «День Серебра», – М., 2010. С. 73

40 – Никитин Б.А., Мирзоев Д.А., Богатырева Е.В. Морские нефтегазовые промыслы: Учебное пособие.- М.: РГУ нефти и газа, 2005 – 43 с.

41 – Амиросланов З.А., Караев И.П. Проблема сцепления между бетонным ядром и стальной оболочкой опорного блока ледостойких сталебетонных платформ.//ежеквартальный научно-технический журнал «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», стр. 25

42 - Мусабилов А.А. Проектирование морской ледостойкой самоподъемной платформы для замерзающего мелководья// Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Сборник научных статей по проблемам нефти и газа. – 2012. – №1. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – С. 60–66.

43 - Мусабилов А.А., Гусейнов Ч.С. Ледостойкая самоподъемная платформа для замерзающего мелководья// Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Тезисы докладов IX-й Всероссийской научно-технической конференции. Часть II. Секции 5–10. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – С. 60–61.

44 - Круглов С.В. Новое техническое решение по самоподъемной плавучей буровой установке (СПБУ): дис. маг. техники и технологии. – М., 2010.

45 - Гусейнов Ч.С., Мусабилов А.А. Ледостойкая самоподъемная платформа для замерзающего мелководья и способ последовательного монтажа сменных палуб// Бурение и нефть. – 2012. – №10. – М.: ООО «Медиа Гранд». – С. 18–20.

46 - Агагусейнов Ю.А., Вишневская Э.Л., Кулиев И.П. и др. Самоподъемные плавучие буровые установки. – М.: Недра, 1979.

47. ОАТ ГА- 90. Общие авиационные требования к средствам обеспечения вертолетов на судах и приподнятых над водой платформах.

48. Рекомендации по обеспечению безопасности плавучих буровых установок и морских стационарных платформ при использовании оборудования для бурения и эксплуатации скважин, добычи и подготовки пластовой продукции. Российский Морской Регистр Судоходства.

49 – Провести исследования по созданию ледово-грунтовых и ледовых островов из естественного льда, включая многолетние льды и айсберги, для бурения разведочных скважин и подготовить исходные данные для проектирования: Отчет / СО НИИОСП им. Н.М. Герсееванова; Руководитель темы Л.Н. Хрусталева. – Воркута, 1981.

50 – Проведение экспериментальных исследований и разработка рекомендаций по проектированию экспериментального острова на Харасавейской структуре мыса Бурунный полуострова Ямал: Отчет / СО НИИОСП им. Н.М. Герсееванова; Руководитель темы Л.Н. Хрусталева. – Воркута, 1981.

51 – Разработать технологию строительства и построить искусственный ледяной остров в мелководной части акватории северных морей для бурения разведочных и эксплуатационных скважин: Отчет / ВНИПИморнефтегаз; Руководитель темы Д.А. Мирзоев. – М., 1983.

52 – Люгай Д.В., Караев И.П. К вопросу освоения газовых месторождений Обской губы с использованием искусственных островных сооружений: ежеквар-

тальный научно-технический журнал «Вестник ассоциации буровых подрядчиков» №1 2018.

53 – Российский Морской Регистр Судоходства (РМРС) – Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ Российского морского регистра судоходства, изд. 2010 г.

54 - Онищенко Д.А., Ибрагимов И.Э., Назёров В.М. Риски, связанные с применением подводных технологий при освоении мелководных морских месторождений Обской и Тазовской губ.// Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы. Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – с. 180–197.

55 - Учет природных факторов при применении подводных добычных комплексов в замерзающих морях / И.Л. Евстафьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - №2. - С. 35-37.

56 - Рабкин В.М., Басарыгин М.Ю., Мансуров М.Н., Греков С.В., Бьерке Х., Хернс С. Использование подводных добычных комплексов на арктическом шельфе в условиях малых глубин.// Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы. Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – с. 341–351.

57 - Parshall J. Evolving Subsea Technology Tackles Huge New Riscks of Today's Projects. Journal of Petroleum Technology. – May 2008. – P. 40–47.

58 – СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения.

59 – СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений.

60 – Новиков А.А., Караев И.П. Расчетно-аналитическое исследование выбора типов оснований ледостойких стационарных платформ для освоения месторождений Обской губы: журнал «Газовая промышленность» №7/771/2018 г. – с. 40-46.

61 – СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты.

62 – СП 16.13330.2011 Стальные конструкции.

63 – Соснина С.А. Несущая способность и деформации стальных трубчатых свай, применяемых при строительстве сооружений на шельфе. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. – СПб.: Изд-во ВНИИГ, 2006. – 136 с.

64 – Гончаров А.А. Свайные работы: учеб. пособие для студентов

65 – Вершинин С.А., Трусков П.А., Лиферов П.А. «Воздействие ледовых образований на подводные объекты». – М: «ИПК “Русская книга”, 2007. – 196 с.».

66 – Алексеев Ю.Н., Афанасьев В.П., Литонов О.Е., Мансуров М.Н., Трусков, П.А. Ледотехнические аспекты освоения морских месторождений нефти и газа. (2001) С- Петербург, Россия, 280 с.

67 – Рабкин В.М., Мирзоев Ф.Д., Караев И.П., Вершинин С.А., Трусков П.А., Лиферов П.А. Физическое моделирование воздействия ледовых образований на подводные объекты обустройства морских нефтегазовых месторождений / Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. Тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – 162 с.

68 – Мирзоев. Д.А., Вершинин С.А., Караев И.П. Воздействие ледовых образований на конструкции подводных добычных комплексов при отсутствии контакта торосов с донным грунтом.// Газовая промышленность, спецвыпуск (661/2011), с. 86-89.

69 – Астафьев В.Н. и др. Торосы и стамухи Охотского моря, С-П, Прогресс-Погода, 1997, 185 с.

70 – Вершинин С.А., Трусков П.А., Кузмичев К.В. Воздействие льда на сооружения Сахалинского шельфа. М: «Институт Гипростроймост», 2005-2008с.

71 – Наумов М.А., Онищенко Д.А. Требования к исходным данным, необходимым для моделирования воздействия ледовой экзарации на заглубленные трубопроводы М.: журнал «Арктика - экология и экономика», № 2, 2013, с. 4-17

72 – Наумов М.А., Онищенко Д.А. Численное моделирование процессов взаимодействия ледяных образований с морским дном и заглубленным трубопроводом в двумерной постановке. Труды IV международной конференции ROOGD-2012. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013, с. 355–369.

73 – Drucker D.C., Prager W. Soil mechanics and plastic analysis or limit design  
// Quarterly of Applied Mathematics. Vol. 10 (1952). No.2. P. 157–165.

74 – Ansys Inc. ANSYS Release 14 Documentation, 2011.