

1 ВВЕДЕНИЕ В КУРС. ОСНОВНЫЕ ФОРМЫ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ (МНГС). МОРСКИЕ ПЛАТФОРМЫ. НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МНГС

1.1 Основные термины и определения. Деление акваторий и дна морей с учетом возможного их использования для добычи нефти и газа

Основные термины и определения

Морское месторождение – это естественные скопления полезных ископаемых на поверхности дна моря (океана) или под ним (в недрах).

Морские нефтегазовые сооружения (МНГС) – это сооружения, которые осуществляют процессы, связанные с добычей, транспортировкой, хранением и обработкой нефти и газа с месторождений, расположенных на акваториях морей и связанных с ними водоемов.

Акватория (от лат. aqua – вода, territorium – территория) – участок водной поверхности, ограниченный естественными, искусственными или условными границами. Следует различать естественные акватории (океаны, моря, заливы, бухты, озёра и т.д.) и искусственные (порты, водохранилища и т.д.).

Береговая линия – граница водного объекта, определяемая как среднемноголетний высший уровень вод в безледный период.

Шельф или материковая отмель – выровненная область подводной окраины материка (береговая платформа), примыкающая к суше и характеризующаяся общими с ней чертами рельефа и геологической структурой.

В соответствии с конвенцией ООН по морскому праву границы шельфа определяются двумя линиями: линией берега и линией подводной бровки, являющейся линией резкого изменения профиля дна от пологого до крутопадающего на глубину (рисунок 1.1). Эта линия называется бровкой шельфа. Длина шельфа, ограничивается линией, на которой глубина моря составляет в среднем от 150 до 200 метров. Наиболее обширен шельф у северной окраины Евразии, где его ширина на некоторых ее участках достигает 1,5 тыс. км.



Рисунок 1.1 – Профиль берегового и морского участка в районе береговой линии

Конвенция ООН по морскому праву в статье 76, устанавливает более далёкую внешнюю границу шельфа: «внешняя граница подводной окраины материка» простирается до места, где толщина осадочных пород составляет не менее одного процента расстояния до подножия континентального склона.

Общая площадь мирового континентального шельфа составляет около 32 млн км² (рисунок 1.2).

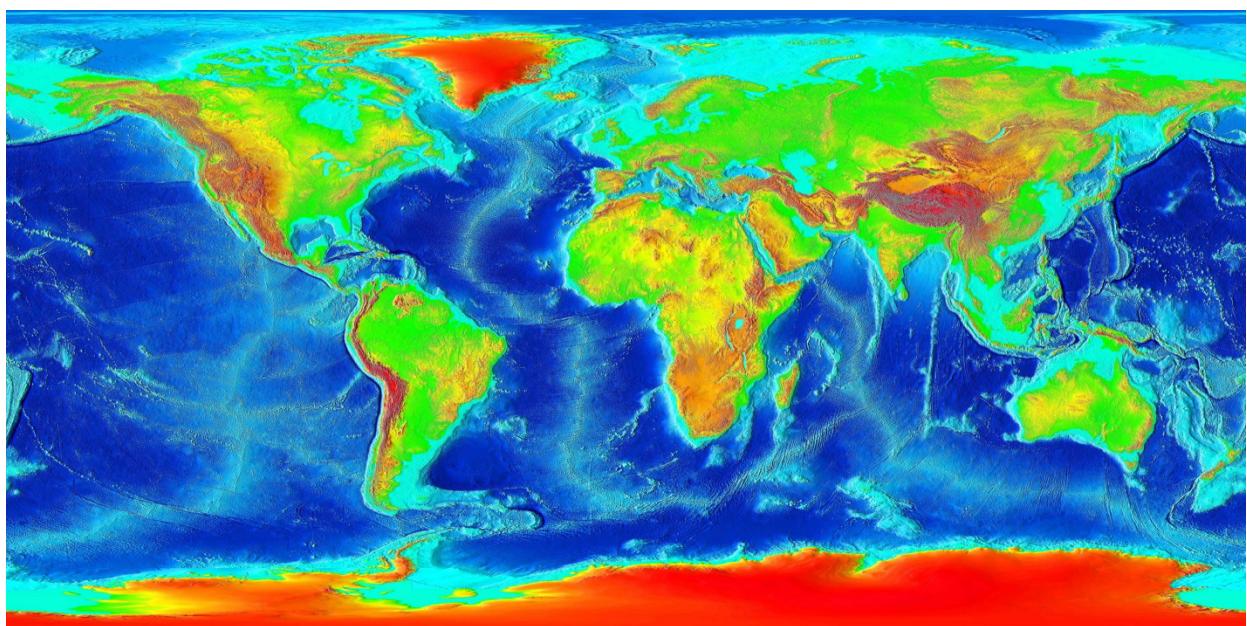


Рисунок 1.2 – Контуры современного континентального шельфа

Деление акваторий и дна морей с учетом возможного их использования для добывчи нефти и газа

- 1) юридическое, связанное с суверенитетом тех или иных государств, то есть принадлежностью каких-либо частей моря различным государствам;

- 2) экологическое, связанное с обеспечением неизменности состояния окружающей среды при выполнении любых работ по освоению ресурсов океанов и морей;
- 3) технологическое, связанное с выполнением работ по добыче нефти и газа с морских месторождений;

Рассмотрим каждое из этих условий и ограничений более подробно.

1. Юридическое деление акваторий и дна морей основывается на Конвенции ООН по морскому праву (от 1982 года), в которой определена терминология и порядок совместного и суверенного использования морских территорий (рисунок 1.3).

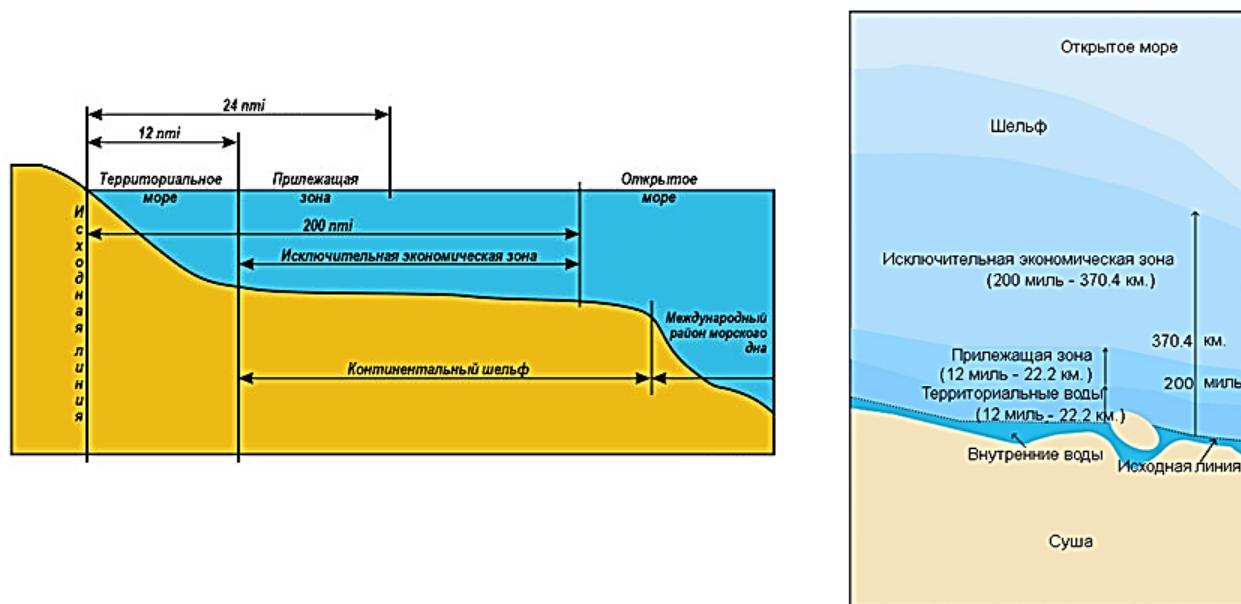


Рисунок 1.3 – Правовой режим морского пространства

Конвенция устанавливает следующее разделение морского пространства:

- **внутренние воды** – часть моря, расположенная между побережьем и исходной линией – линией наибольшего отлива вдоль берега, указанной на официально признанных морских картах. Соответственно режим внутренних морских вод определяется отдельным государством. К внутренним морским водам относятся воды портов, бухт и заливов;
- **территориальное море** – часть моря шириной в 12 морских миль (22,2 км), отсчитываемая от исходной линии. Территориальное море, его дно и недра, а также расположенное над ним воздушное пространство находятся под суверенитетом прибрежного государства.

Под суверенитетом понимается неотъемлемое право государств быть хозяином какой-либо территории, определенной юридически оформленными границами. В пределах этих

границ государство имеет исключительное право на использование всех природных ресурсов, в том числе морских месторождений нефти и газа;

- **прилежащая зона** – часть моря шириной в 12 морских миль (22,2 километра), отсчитываемая от границы территориальных вод (или 24 мили от исходных линий). В этой зоне прибрежное государство обладает правом осуществлять контроль в целях предотвращения нарушений таможенных, фискальных, иммиграционных или санитарных норм в пределах его территории или территориального моря или применять наказания за такие нарушения. Соответственно говорят о таможенной, фискальной, иммиграционной и санитарной зонах;
- **исключительная экономическая зона** – часть моря шириной в 200 морских миль (370,4 км), отсчитываемая от исходной линии. Исключительная экономическая зона включает воды, морское дно и его недра. Ширина зоны не может превышать 200 морских миль. Более 100 государств определили свои исключительные экономические зоны шириной в 200 морских миль.

Исключительная экономическая зона является частью моря, в которой прибрежное государство осуществляет определённые международным правом суверенные права. Они включают права на:

- разведку, разработку и сохранение природных ресурсов, как живых, так и неживых;
- управление этими ресурсами;
- другие виды деятельности по использованию зоны в экономических целях, например, производство энергии путём использования воды, течений, ветра.

Прибрежное государство осуществляет в этой зоне юрисдикцию в отношении:

- создания и использования искусственных островов, установок и сооружений;
- морских научных исследований;
- защиты и сохранения морской среды.

Другие государства обязаны уважать нормы, установленные прибрежным государством в рамках их юрисдикции.

Исключительная экономическая зона является институтом, отражающим особенности современного морского права. Она защищает, в частности, интересы развивающихся государств, которые не могут конкурировать с экономически развитыми странами по степени освоения морских природных ресурсов на прилегающей морской территории. В этой ситуации ресурсы могут эксплуатироваться только по соглашению с прибрежным

государством, предусматривающему выплату соответствующей компенсации прибрежному государству.

Вместе с тем, согласно Конвенции ООН, есть широкий спектр прав и обязанностей других государств в исключительной экономической зоне прибрежного государства:

– все государства пользуются свободами судоходства и полетов, прокладки подводных кабелей и морских трубопроводов и другими правомерными с точки зрения международного права видами использования моря;

– государства при осуществлении своих прав и выполнении своих обязанностей в исключительной экономической зоне должным образом учитывают права и обязанности прибрежного государства и соблюдают законы и правила, принятые прибрежным государством.

– **континентальный шельф** включает в себя дно и недра. Согласно Конвенции по морскому праву прибрежное государство осуществляет над континентальным шельфом суверенные права в отношении разведки и разработки природных ресурсов. Последние включают минеральные ресурсы дна и его недр, в том числе месторождения нефти и газа.

Права прибрежного государства не затрагивают правового статуса покрывающих континентальный шельф вод и воздушного пространства над ними. Осуществление этих прав не должно чинить препятствий судоходству. Все государства могут прокладывать морские трубопроводы и кабели на шельфе.

Разграничение шельфа между государствами с противолежащими или смежными побережьями производится на основе международного права. В основу заложено правило равного отстояния. Указанное правило должно применяться с учетом принципов справедливости.

2. Экологическое деление определяется необходимостью выполнения природоохранных мероприятий при выполнении любых работ, как на поверхности моря, так и в воде (на любой глубине), и на дне, и под дном (в недрах). В результате при проектировании, строительстве и эксплуатации МНГС закладываются и достигаются высокие требования экологической безопасности, в том числе на основе принципа «нулевого сброса».

3. Технологическое деление обусловлено инженерно-техническими, конструкторскими и организационными условиями, позволяющими разработать морское месторождение. Разграничение акваторий и дна морей по технологическому принципу часто ведется с привязкой к внешним контурам (границам) самих морских месторождений.

1.2 Добыча нефти и газа в море. Характеристика российских морских месторождений нефти и газа

Добыча нефти и газа в море

Сокращение запасов традиционных нефтяных и газовых месторождений на суше заставляет ведущие компании отрасли обратить свой взор на богатые углеводородными ресурсами недра Мирового океана. По оценкам специалистов, предполагаемые геологические нефтяные запасы, располагающиеся в осадочных слоях морей и океанов, достигают 70% от совокупных мировых запасов и могут составлять более 450 млрд тонн нефтяного эквивалента (рисунок 1.4). Из этого объема порядка 60% приходятся на шельфовые участки [3].

По данным Международного энергетического агентства около 30-35% всей мировой добычи приходится на месторождения, которые находятся в море. На шельфе добывается около 40% нефти и 30% – газа. Эта доля с каждым годом увеличивается, поскольку за последние 10 лет два из трех новых месторождений были открыты на шельфе.

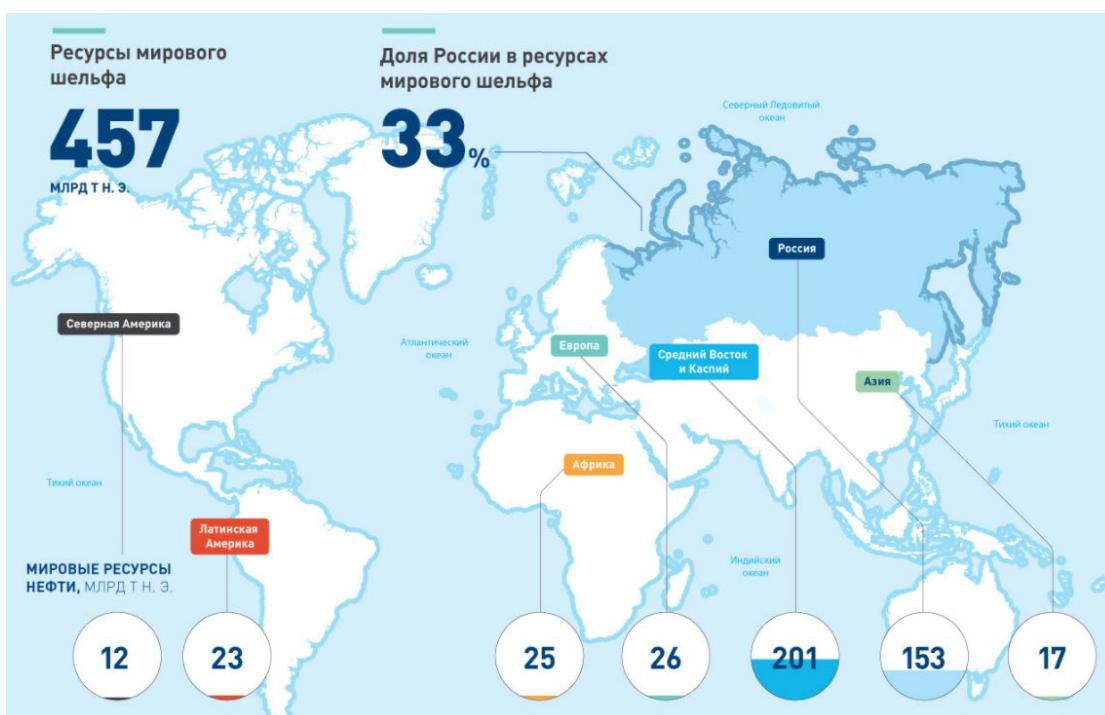


Рисунок 1.4 – Нефтегазовый потенциал Мирового шельфа

К настоящему времени в разных точках Мирового океана выявлено порядка 2000 месторождений природного газа и нефти, из которых разрабатываются более 350 месторождений. Практически все они размещаются в пределах шельфовых районов, а добыча производится, как правило, на глубине до 200 метров, но есть и исключения. В частности, прослеживается тенденция смещения производства морской нефти в сторону

более технологически сложных и экономически затратных крупных глубоководных и арктических проектов.

Глобальное морское производство нефти сконцентрировано в пяти странах: Саудовская Аравия, Бразилия, Мексика, Норвегия и США. На их долю приходится чуть меньше половины от общего объема мировой морской добычи нефти [4].

Саудовская Аравия, «Saudi Aramco», в настоящий момент производит около 13% от общего объема добычи нефти на шельфе в мире и разрабатывает несколько крупных морских месторождений, включая гигантское месторождение нефти «Safaniya». Добыча нефти лишь на одном месторождении достигает 1,5 млн баррелей в сутки.

Бразилия, «Petrobras», занимает второе место по добыче морской нефти в мире. Компания «Petrobras» лидер в безлюдном производстве нефти из глубоководных скважин, часть из которых размещена на склоне шельфа с глубиной воды более 2000 м.

Мексика и Норвегия удерживают третью позицию в рейтинге производителей морской нефти с показателем 2 миллиона баррелей в сутки соответственно, что составляет 7% от мирового производства соответственно. Несмотря на одинаковые показатели в добыче условия разработки морской нефти сильно разнятся: от теплых вод Мексиканского залива до суровых участков Северного моря. Как следствие существенно отличаются конструкции морских нефтегазовых сооружений, в частности, добывающие платформы.

Четвертое место в рейтинге принадлежит США. В американской части Мексиканского залива (основной регион добычи нефти на шельфе в США) добыча находится на уровне 1,79 млн баррелей в сутки, что составляет около 21% от общего объема добычи по стране или порядка 6% от мирового производства морской нефти.

Характеристика российских морских месторождений нефти и газа

Российский шельф (самый большой на планете) занимает практически четвертую часть площади шельфа Мирового океана. Суммарно на долю континентального шельфа России приходится треть мировых запасов газа, 22% конденсата, 12% нефти (рисунок 1.5). При этом моря арктического континентального шельфа содержат 80% начальных совокупных запасов углеводородов всего российского шельфа [5]. В то же время данный регион является самым молодым с точки зрения исторического аспекта освоения оффшорной зоны: на шельфе Печорского моря находится первая и пока единственная в России арктическая морская ледостойкая платформа (МЛСП) «Приразломная», которая функционирует с конца 2013 года. Кроме того, Россия ведет активные работы на Дальнем Востоке на шельфе Охотского моря (первые проекты по разработке морской нефти были запущены в 90-е годы XX века), а также в Каспийском регионе, где первые опыты начались еще в 20-е годы прошлого века.

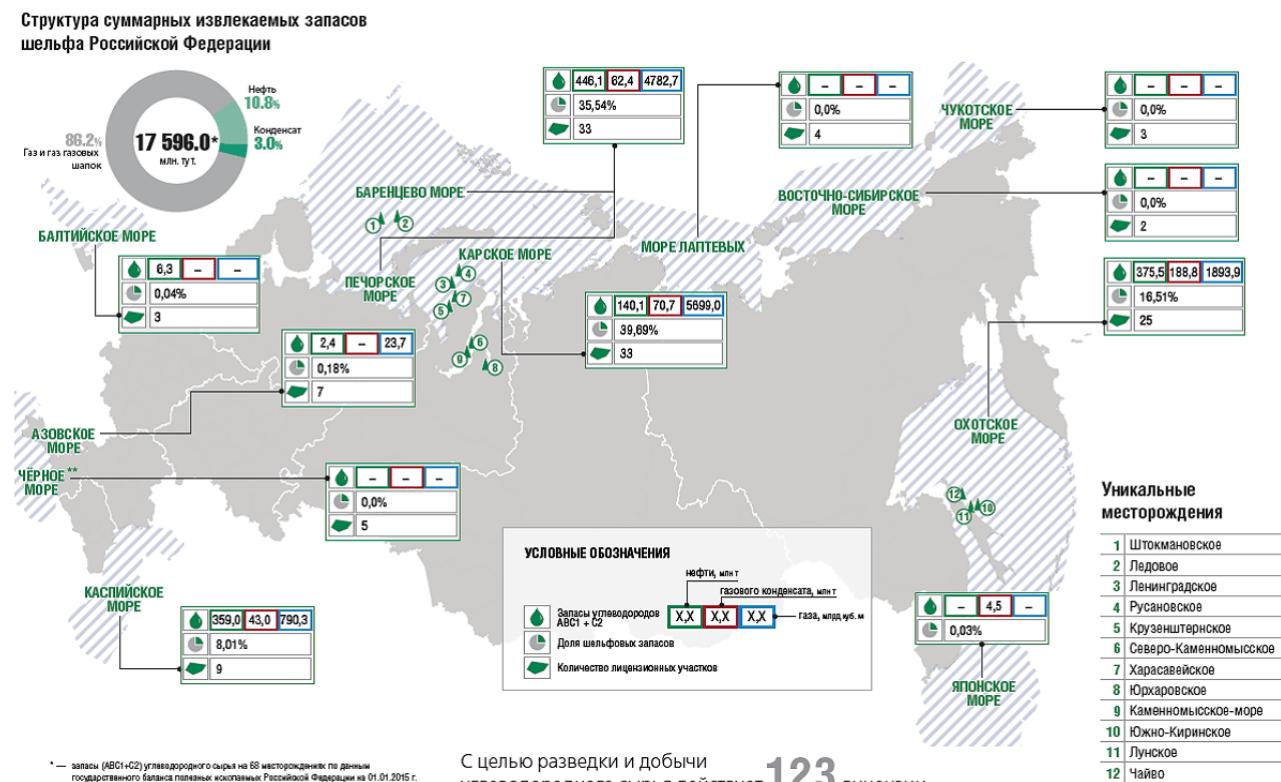


Рисунок 1.5 – Лицензионные участки российского континентального шельфа

Согласно ежегодному отчету Министерства энергетики Российской Федерации суточное производство сырой нефти на шельфе в 2019 году составило 90 тыс. тонн в сутки (0,66 млн баррелей в сутки) (рисунок 1.6), что несколько ниже показателей добычи перечисленных выше стран. Тем не менее добыча нефти на российском шельфе в 2019 году достигла своего исторического максимума и составила 30 млн т нефти или около 5% от общего объема добычи по стране (добыча нефти в России в 2020 году по сравнению с 2019 годом снизилась на 9%). В региональной структуре морской добычи нефти на территории Российской Федерации статус крупнейшего центра производства сохраняет за собой шельфовая зона Дальнего Востока, на долю которого приходится практически 2/3 всей национальной шельфовой нефтедобычи – 65,7%. Остальные регионы имеют чуть менее скромные показатели [6]:

- морские месторождения Дальнего Востока (шельф Охотского моря) – 19,2 млн т нефти;
- месторождения в российской зоне Каспийского шельфа – 7,4 млн т нефти;
- месторождения арктического севера России – 3,1 млн т нефти (шельф Печорского моря).

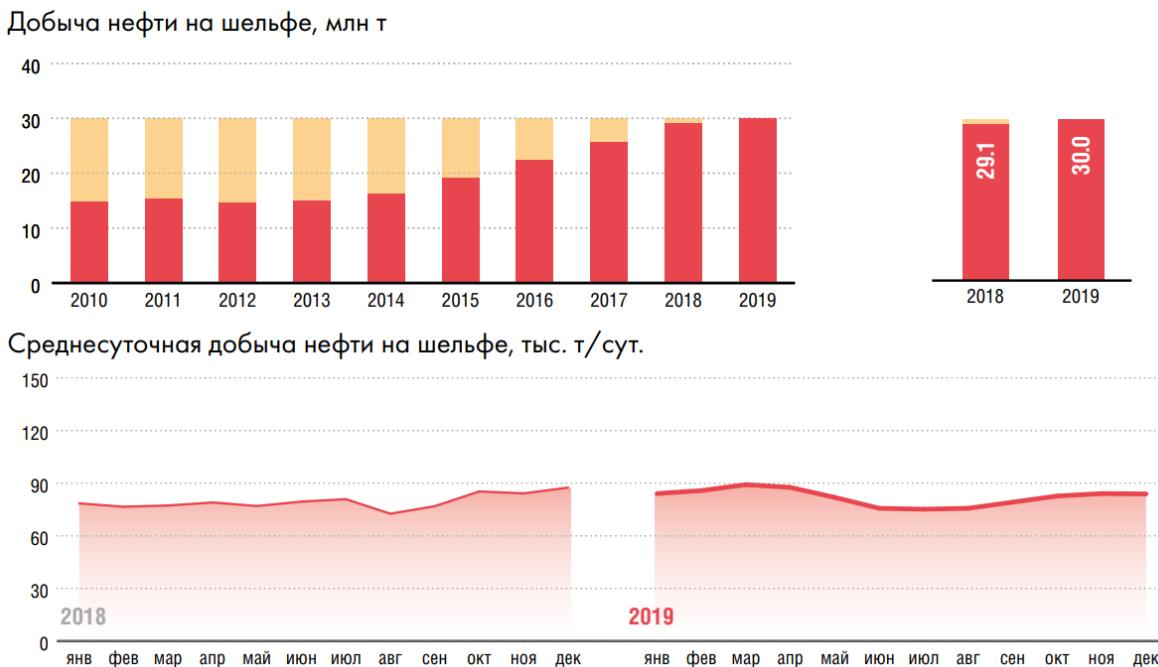


Рисунок 1.6 – Показатели добычи нефти на российском шельфе

Добыча природного газа на национальном шельфе в 2019 году составила 36,1 млрд м³ или 4,9% от общего объема добычи в стране (добыча природного газа в России в 2020 году по сравнению с 2019 годом снизилась на 6 %), из которых порядка 87% приходится на шельф Охотского моря; 8,4% – на шельф Каспийского моря; 4,2% – на шельф Черного моря; 0,6% – на остальные шельфы. Основные показатели производства газа на шельфе представлены на рисунке 1.7.

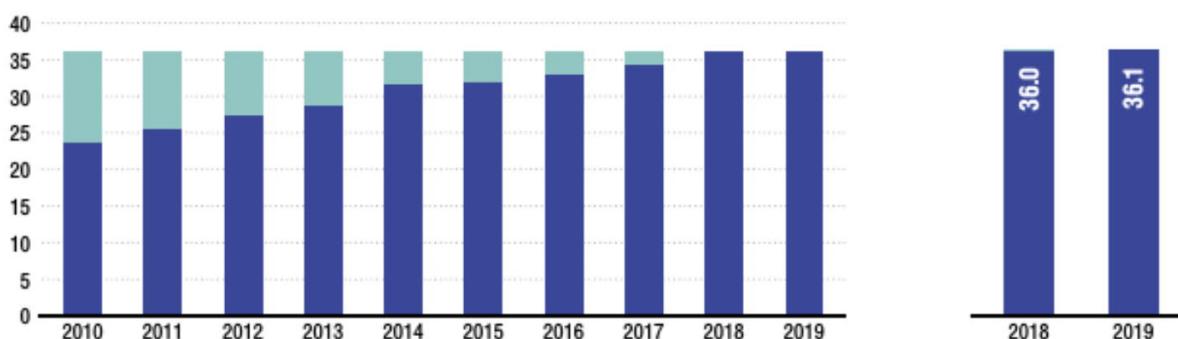


Рисунок 1.7 – Добыча газа на шельфе по годам, млрд м³

Среди уникальных месторождений углеводородов на национальном шельфе следует выделить Штокмановское, Ледовое, Лудловское (Баренцево море), Лунское, Чайвинское, Пильтун-Астаховское, Аркутун-Дагинское (Охотское море), Русановское, Ленинградское, Каменномысское, Юрхаровское, Северо-Каменномысское (Карское море), Долгинское

(Печорское море), Хвалынское и месторождение имени Владимира Филанского (Каспийское море). Запасы перечисленных месторождений составляют порядка 97,5 % от общих запасов углеводородов всех морских месторождений Российской Федерации.

1.3 Классификация морских нефтегазовых сооружений

Существует множество конструктивных признаков МНГС, хотя, по существу, любые МНГС решают одну и ту же задачу – обеспечение выполнения всех работ, связанных с бурением, добычей, транспортировкой и технологической обработкой нефти или газа. Поэтому отметим лишь ключевые конструктивные признаки, определяющие тип морского нефтегазового сооружения. Это позволяет все многообразие МНГС свести к нескольким основным конструктивным схемам:

- 1) стационарные и плавучие сооружения;
- 2) подводные площадочные нефтегазовые сооружения;
- 3) подводные линейные нефтегазовые сооружения – трубопроводы;
- 4) объекты для швартовки судов (танкеров) и налива/отгрузки жидкых углеводородов;
- 5) хранилища (резервуары-накопители) нефти и газа;
- 6) порты различного назначения.

1 *Стационарными и плавучими сооружениями* в основном называют «платформы и специальные суда». Главным образом они предназначены для размещения на них комплекса оборудования, необходимого для бурения разведочных и эксплуатационных скважин, а также для промыслового сбора и подготовки добываемого сырья к дальнейшей транспортировке.

Стационарные сооружения должны удовлетворять двум основным критериям – опираться о морское дно и не изменять своего проектного положения в результате действия на них внешних нагрузок.

Среди морских стационарных платформ выделяют три основные конструктивные формы:

- морские стационарные платформы *гравитационные* (МСП-ГТ) или *массивные*;
- *стержневые* стационарные платформы на свайном фундаменте;
- стационарные платформы *на колоннах*.

Плавучими называются морские нефтегазовые сооружения, которые при помощи буксиров либо самостоятельно могут перемещаться на большие расстояния и позволяют вести работы без опирания о дно. Эти сооружения обладают необходимой грузоподъемностью, плавучестью, остойчивостью и управляемостью. Одной из основных

особенностей плавучих МНГС является необходимость надёжного удержания над точкой временного позиционирования – рабочей точкой.

К плавучим МНГС можно отнести платформы и суда с установленными на них буровым оборудованием, оборудованием для извлечения нефти и газа, отбора грунта со дна моря, проведения геофизических исследований, укладки морских трубопроводов и т.д.

2 *Подводные площадочные нефтегазовые сооружения* размещают непосредственно на дне моря. К их числу, например, относятся подводные добывающие комплексы (ПДК) – комплексы подводных устройств, систем и оборудования, предназначенные для обеспечения добычи пластовой продукции на морских нефтегазовых месторождениях. На сегодня конструкции ПДК позволяют осуществлять под водой выкачивание углеводородов, разделение газа и жидкости, отделение песка, обратную закачку воды в пласт, подготовку газа, сжатие газа, транспортировку углеводородов по трубопроводам, а также мониторинг и контроль над этими процессами. Управление и электроснабжение ПДК, как правило, осуществляется с борта судна или с берега с помощью специальных кабелей.

3 *Подводные трубопроводы* предназначены для транспортировки нефти, газа, нефтепродуктов и даже воды непосредственно под водой. К морским подводным трубопроводам относят промысловые и магистральные трубопроводы, а также стояки.

Стояк – это вертикальный соединительный трубопровод между трубопроводом на морском дне и оборудованием на морской платформе.

По расположению трубопровода в акватории относительно дна различают трубопроводы:

- заглубленные в грунт;
- расположенные непосредственно на дне (с обвалованием и без);
- расположенные в водной среде (ниже поверхности воды и выше поверхности дна).

4 *Объекты для швартовки судов (танкеров) и налива/отгрузки жидких углеводородов*. Эти объекты могут размещаться как на берегу, вблизи берега, так и в морской акватории на значительном расстоянии от берега. Последние, как правило, возводятся в случаях, когда:

- строительство береговых причалов по технико-экономическим или экологическим причинам нецелесообразно или невозможно, в том числе из-за малых глубин, сохраняющихся на большие расстояния от берега или проблемной ледовой обстановки (актуально для замерзающих морей);
- добывающие платформы не могут обеспечить швартовку танкеров и заполнение их нефтью.

В качестве МНГС, используемых для швартовки и обслуживания судов у берега,

выделяют причалы, причальные береговые стенки, сооружаемые вдоль берега, и выносные эстакады. Для защиты пришвартованных судов от волн и течений предусматривают также ограждающие сооружения.

Для швартовки судов и отгрузки углеводородов в открытом море могут предусматриваться точечные отгрузочные причалы (СМЛОП «Варандей»), нефтеналивные терминалы (терминал «Ворота Арктики»), а также искусственные островные сооружения.

Искусственные острова с глубоководными причалами предусматривают для обеспечения перевалочных работ по обслуживанию крупнотоннажных танкеров. Искусственные острова обычно находятся на возвышениях морского дна.

Для обеспечения МНГС в открытом море всем необходимым к ним прокладываются подводные трубопроводы.

5 Хранилища (резервуары-накопители) нефти и газа, располагаемые в акватории моря или на платформах, а также на прибрежной территории.

Специальные резервуары-накопители могут находиться на месторождении или вблизи месторождения. В накопительных сооружениях жидкие углеводороды накапливается по мере их поступления с подводных скважин до объема, обеспечивающего полную загрузку танкера-челнока. По исполнению резервуары-накопители могут быть встроенным в конструкцию добывающих платформ (например, платформа «Приразломная») или представлены отдельно стоящим сооружением, связанным с добывающим комплексом (платформой) системой трубопроводов. Существуют мягкие и стальные подводные резервуары-накопители (рисунок 1.8). Мягкие подводные сооружения можно перемещать по поверхности акватории и устанавливать в необходимом месте.

Хранилища нефти и газа представляют собой группу резервуаров (резервуарный парк), расположенных, как правило, на территории портов на специально выделенной и оборудованной площадке.

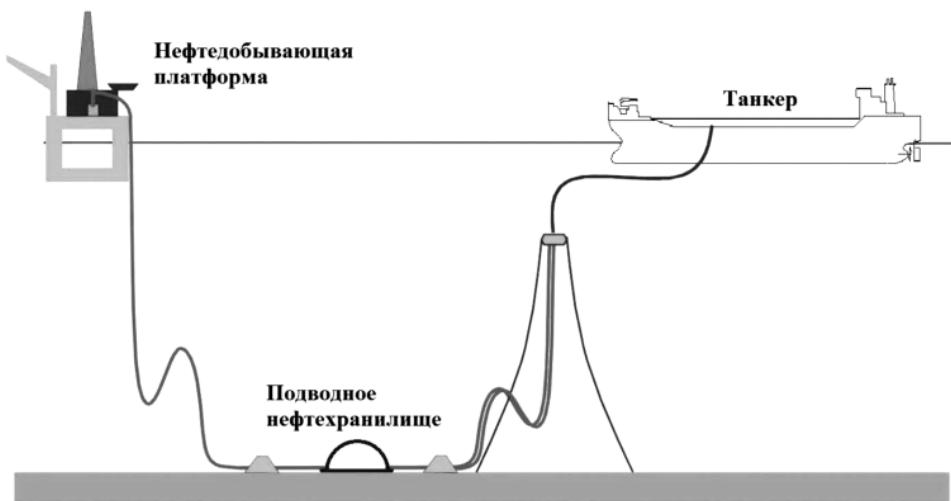


Рисунок 1.8 – Схема загрузки надводного танкера из стационарного подводного резервуара-накопителя

6 *Порт* – это комплекс сооружений, предназначенных для строительства морских нефтегазовых сооружений, выполнения необходимых погрузочно-разгрузочных работ, хранения и учета грузов, стоянки судов, в том числе нефтеналивных танкеров и газовозов при штормах.

На территории нефтеналивного порта либо на примыкающих к порту территориях размещаются резервуарные парки, насосные и компрессорные станции, а также различные здания и сооружения, в которых размещается технологическое оборудование, необходимое для работы порта. К порту, как правило, подведены нефте- и/или газопроводы, железные дороги, связывающие порт с ближайшим к порту городом, и другие ответственные коммуникации.

1.4 Факторы, влияющие на выбор типа морских нефтегазовых сооружений

Основные факторы, влияющие на выбор типа МНГС, можно подразделить на пять групп: технологические, гидрометеорологические, инженерно-геологические, производственные, экологические [11].

Технологические факторы

Основной технологический фактор, влияющий на выбор типа МНГС, – это целевое назначение, собственно, самого МНГС. Еще одними важными технологическими факторами являются вид добываемой, хранимой или транспортируемой продукции, а также технологические требования при выборе способов транспортирования нефти и газа (танкер, баржа или трубопровод) и их хранения.

Конечно, нельзя пренебрегать требованиями к пожарной безопасности и охране труда. Они также находятся в зависимости от технологических факторов.

Гидрометеорологические и географические факторы [12]:

а) глубина моря, от данного фактора существенно зависит выбор конструктивной схемы МНГС. В практике морского нефтегазового строительства сложились три основных названия глубины моря: большие, средние и малые (рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 – Влияние глубины моря на выбор конструкции МНГС
(нефтяная платформа)

Необходимо отметить, что есть разные толкования этих глубин – бытовые, т.е. употребляемые в каждодневной практике и основанные на гидрологической трактовке.

Гидрологическая трактовка делит участки моря на глубоководные, мелководные и прибрежные в зависимости от изменений, происходящих с волнами, при изменении глубины воды.

К глубоководной зоне моря относятся глубины $H > 0,5 \cdot \lambda_{\text{ср}}$, где H – глубина воды; $\lambda_{\text{ср}}$ – средняя длина волн на глубоководной части моря; в этом случае дно не оказывает влияния на форму волн. К мелководной зоне относят глубину $H \leq 0,5 \cdot \lambda_{\text{ср}}$, при которой дно оказывает влияние на форму волн. Прибрежная зона – $H < H_{kp}$, при которой происходит разрушение волн.

«Бытовое» понятие глубины, относится, скорее, к простоте или сложности выполнения строительных работ на море:

- большая глубина, $H > 50$ м;
- средняя глубина, $15 < H < 50$ м;
- малая глубина, $H < 15$ м.

Конечно, такая градация глубины условна, но позволяет еще до начала проектирования и строительства МНГС оценить сложность предстоящих работ и ориентировочно, учитывая уже имеющийся опыт морского нефтегазового строительства, выбрать одну или несколько конструктивных схем МНГС для района расположения месторождения нефти или газа;

б) наличие ледовых условий. Море может быть незамерзающим или замерзающим. При этом «незамерзающим» будет называться море, поверхность которого в районе размещения МНГС не замерзает никогда. Это означает, что морские сооружения не будут подвергаться воздействию льдов. В условиях незамерзающего моря обычно используют облегченные конструкции, поскольку они не подвергаются воздействию льдов.

«Замерзающим» будет называться море, поверхность которого в какой-нибудь период времени замерзает. В этом случае МНГС обязательно проектируют и строят с учетом ледовых условий (толщины льда, время его стояния, возможные подвижки и т.д.);

в) ветровая характеристика. Ветер, как фактор динамического воздействия на конструкции МНГС, имеет исключительно важное значение. Воздействие ветра проявляется в двух основных составляющих: первое – непосредственно силовое давление на все открытые элементы МНГС и второе – возмущение поверхности моря, обусловливающее возникновение волн и временных течений, что, в свою очередь, приводит к гидравлическому воздействию на все конструкции, находящиеся в воде;

г) гидродинамические характеристики моря. Под гидродинамическими характеристиками моря понимаются колебания уровня поверхности моря (суточные, сезонные, годовые и т.д.), постоянные течения, и течения, характерные для различных времен года, периодические и случайные изменения направлений течения. Особое значение для определения конструктивных параметров имеют волны: их периодичность, формы, характеристики волн (высота, длина).

Воздействие волн и течений на конструкции МНГС имеют очень важное значение при назначении их формы и размеров. Изменение уровня моря требует очень обоснованно подходить к назначению высоты расположения над поверхностью моря платформы с размещенным на ней технологическим оборудованием.

Кроме того, воздействие волн и течений в значительной мере дестабилизирует устойчивость платформы в целом. Для предотвращения этого необходимы соответствующие конструктивные решения опорной части платформ и применение сложных якорных систем;

д) географическое расположение района строительства, которое во многом определяет температурный режим окружающей среды. Под температурным режимом понимается закономерность возможных температурных колебаний окружающей среды по сезонам,

годам, десятилетиям. При этом устанавливаются максимальные и минимальные значения температур. Значение температурного режима окружающей среды позволяет спроектировать конструкцию МНГС и отдельных их элементов таким образом, чтобы не произошло нарушения технологических процессов в результате замерзания воды или рабочих жидкостей. Утепляются помещения, связанные с деятельностью людей, кроме того, они обеспечиваются рабочей одеждой для соответствующих температурных (погодных) условий.

Влияние на конструкции и сооружения в целом может оказать и возможное обледенение элементов конструкций при температурах близких к 0 °С и дожде. Это может существенно утяжелить конструкции, а при некоторых условиях привести к смещению расчетных центров тяжести, что в свою очередь, может способствовать уменьшению устойчивости и остойчивости МНГС в целом.

Инженерно-геологические факторы:

а) геологическое строение места строительства МНГС (информация о структуре залегания и литологических характеристиках грунтов);

б) сведения о современных тектонических процессах и, как следствие, сейсмической активности в районе работ. Сейсмические воздействия на МНГС являются весьма значительным фактором, влияющим на архитектурно-строительную компоновку конструкции. Сейсмические воздействия характеризуются интенсивностью и частотой повторяемости за период не менее 100 лет.

в) физико-механические характеристики грунтов, полученные в результате полевых и лабораторных исследований. Грунт дна акватории моря в районе размещения МНГС может иметь различную несущую способность. Соответственно будут и различные требования к фундаментным частям МНГС. Так, например, в случае малой несущей способности донного грунта сооружаются свайные фундаменты опор. Для грунтов средней несущей способности могут применяться как свайные, так и малозаглубляемые фундаменты. Для скальных грунтов не имеет значения, какой тип фундамента будет выбран, несущая способность скального грунта позволяет обеспечить надежное закрепление любого фундамента [12].

Кроме того, в зависимости от характеристик верхнего слоя грунта определяют степень защиты основания у фундамента МНГС от размыва при совместном воздействии течений и штормовых волнений;

г) степень агрессивности морской воды по отношению к конструкционному материалу фундамента.

Производственные факторы

Производственные факторы могут влиять непосредственно на выбор типа конструкции МНГС. В зависимости от наличия заводов и других береговых инфраструктур

подбирают для нее материалы. Удаленность от береговых строительных баз требует разработки технологии транспортирования элементов конструкции МНГС в сборе.

В зависимости от производственных факторов определяют необходимость создания временных или капитальных береговых баз для обслуживания строительства МНГС и эксплуатации промысла.

От наличия нужных подъемно-транспортных средств зависят массогабаритные характеристики элементов МНГС, что, в свою очередь, определяет величину нагрузок, возникающих при изготовлении, транспортировании и монтаже конструкций.

Для выбора конструкции фундамента необходима информация о свайном оборудовании и технических средствах устройства основания под МНГС.

Выбор способа монтажа верхнего строения также зависит от наличия соответствующих подъемно-транспортных и специальных плавучих технических средств. Производственные мощности должны быть рассчитаны на минимальный объем строительно-монтажных работ в условиях открытого моря. Окончательный состав необходимых технических средств и производственных мощностей выбирают на основании детального технико-экономического анализа.

Экологические факторы:

- а) минимизация сбросов технологических и хозяйственно-бытовых отходов;
- б) создание системы мониторинга.

1.5 Морские платформы. Классификация по назначению, конструктивная особенность, основные характеристики

Морская платформа (МП) – уникальное гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудования и систем для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (например, оборудование для закачки воды в пласт и капитального ремонта скважин).

Морская нефтяная платформа состоит из четырёх основных компонентов:

- корпус или опорная часть;
- буровая палуба;
- буровая вышка;
- якорная система (при необходимости).

В последние годы, в связи с широким разворотом работ по освоению морских нефтяных месторождений в различных районах Мирового океана, предложен и осуществлен

ряд новых типов и конструкций МП. Эти типы и конструкции МП различают по следующим признакам: способу опирания и крепления к морскому дну; типу конструкции; по материалу и другим признакам, рассмотрим некоторые из них на примере рисунка 1.10.

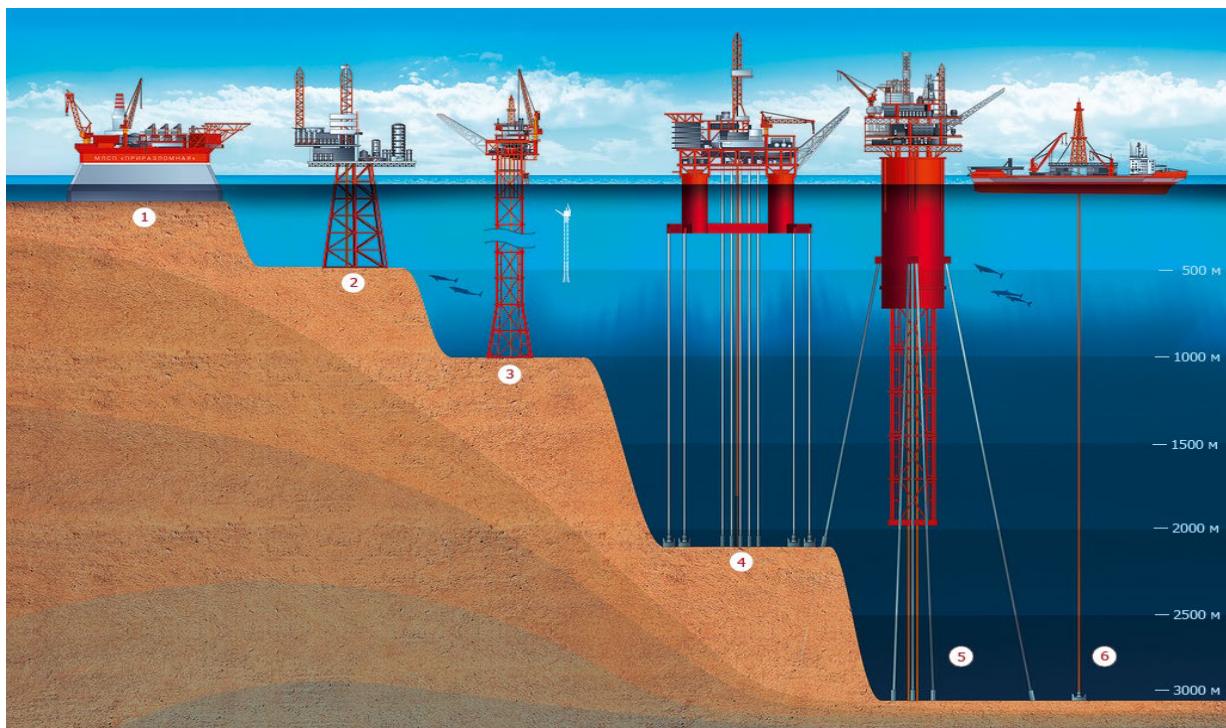


Рисунок 1.10 – Морские платформы

Первым и основным критерием классификации морских платформ является особенность их установки над рабочей позицией. Выделяют сооружения стационарные и плавучие.

Стационарные платформы опираются на стальные или бетонные опоры, прикрепленные ко дну с помощью капитального фундамента. Такие платформы устанавливаются на длительные сроки производства на глубинах от нескольких метров до нескольких сот метров.

Отдельные конструкции стационарных платформ позволяют эксплуатировать их в суровых арктических условиях при наличии существенных ледовых нагрузок. Ярким примером последней является первая в России морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», установленная на одноименном нефтяном месторождении на шельфе Печерского моря. МЛСП удерживается на дне за счет своего колоссального веса – 506 тыс. т. Подмыву основания платформы противостоит каменная берма – это 120 тыс. т камня и щебня, отсыпанные вокруг МЛСП. Конструкции морских платформ, аналогичные МЛСП «Приразломная», часто также относят к массивным

гравитационным.

В определенных случаях, когда необходимо обеспечить прочность и устойчивость стационарной платформы, подвергающейся силовому воздействию льда, вместо стационарных платформ в форме массивного монолита или насыпного острова применяют платформы на колоннах. Количество колонн может быть различным. Конструкции платформ подобного рода могут использоваться на различных глубинах, в том числе глубоководных. Имея в виду, что глубоководная МП на колоннах более податлива горизонтальным нагрузкам, в некоторых случаях платформа может закрепляться оттяжками. Часто параметры несущих колонн позволяют предусматривать внутри них колонны для бурения скважин, резервуары для хранения добываемого сырья и технологические трубопроводы (рисунки 1.11, 1.12).

Стержневые стационарные платформы. Опорная часть данных сооружений представлена несколькими несущими вертикальными или наклонными стержнями, усиленными поперечными связями, которые, в свою очередь, обеспечивают необходимую жесткость конструкции в целом. Верхняя, часть платформы представляет собой понтон, обладающий положительной плавучестью, или балочную конструкцию, имеющую настил, на котором размещается оборудование, производственные и жилые помещения. По такому признаку сооружается большинство морских платформ, эксплуатируемых в теплых незамерзающих или сезонно замерзающих морях. Подобные сооружения могут предусматриваться и на больших глубинах. В практике строительства МНГС имеются примеры такого типа стационарных платформ при глубине моря до 400 м.



Рисунок 1.11 – Газодобывающая платформа «Троль-А», Северное море (Норвегия)



Рисунок 1.12 – Морская буровая платформа «Беркут», Охотское море (Россия)

Плавучие платформы являются мобильными и позволяют эксплуатировать их на глубоких и сверхглубоких участках Мирового океана, а также при разработке мелких месторождений. Тем не менее плавучие платформы могут быть функциональными и на мелководных участках. В частности, таковым является конструкция самоподъемной платформы.

Самоподъемная плавучая платформа представляют собой плавучий ponton, в центре которого установлена буровая вышка, а по углам — колонны-опоры. На месте бурения колонны опускаются на дно и углубляются в грунт, а платформа поднимается над водой (рисунок 1.13). Такие платформы могут быть огромными: с жилыми помещениями для рабочих и экипажа, вертолетной площадкой, собственной электростанцией.



Рисунок 1.13 – Самоподъемная морская плавучая платформа

Платформа типа TLP (Tension Legs Platform) – плавучая платформа, надежно

удерживаемая над точкой позиционирования с помощью системы натяжных связей. Значительное натяжение удерживающих тросов достигается с помощью увеличенной плавучести опорной части, которая может достигать 50–70 % водоизмещения платформы, и системы мощных лебедок. Такой тип креплений позволяет напрямую прикреплять устья скважин к скважинам с помощью жестких труб (райзеров). Однако такие платформы не имеют собственного хранилища нефти и не приспособлены к большим ледовым нагрузкам. Платформа не может быть быстро отсоединенна от своих якорей, что делает опасной ее эксплуатацию в полярных условиях.

SPAR-платформы имеют конструкцию подводного основания цилиндрического типа. В настоящее время являются одними из самых крупных оффшорных установок. Сооружение состоит из большого полого цилиндра, поддерживающего типичную верхнюю надстройку буровой. Цилиндрическое основание укреплено на плаву с помощью кабелей и тросов и стабилизирует платформу, учитывая ее перемещения на воде.

На сегодняшний день разработано три варианта конфигурации цилиндрического основания (рисунок 1.14):

- традиционный – корпус, состоящий из одного сплошного цилиндра;
- связка цилиндров, где центральная секция – это элемент, соединяющий верхний жесткий плавучий корпус с нижним мягким резервуаром, содержащим постоянный балласт;
- ячеистое основание, корпус которого собран из отдельных цилиндрических элементов.

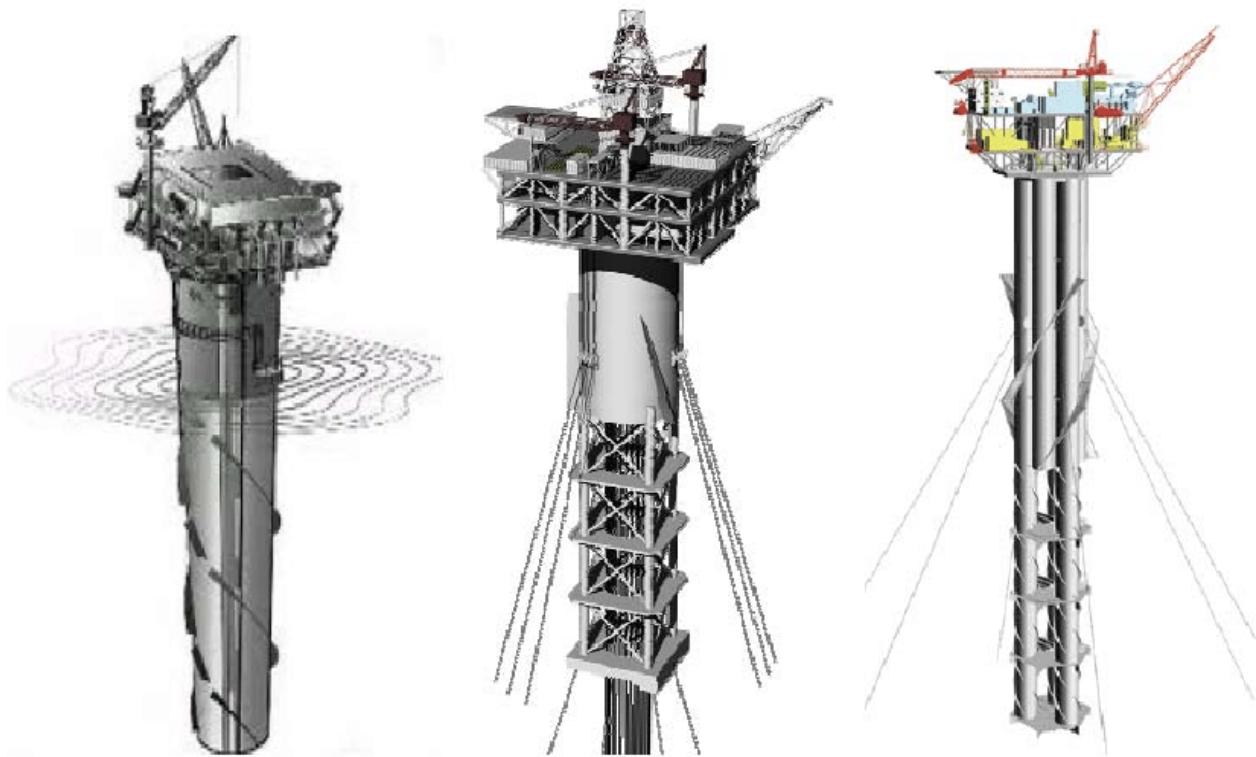


Рисунок 1.14 – Конфигурации цилиндрического основания SPAR-платформы

С помощью системы цепных лебедок SPAR-платформа способна горизонтально перемещаться над территорией месторождения

Буровое судно (которое по отдельным признакам также можно отнести к конструкции МП). Разработано специально для бурения глубоководных скважин, хотя обладает меньшей устойчивостью, чем полупогруженные платформы. Якорная система позволяет судну вращаться вокруг вертикальной оси, чтобы компенсировать порывы ветра. Некоторые суда могут работать в полярных условиях, но сильно зависят от ледовой обстановки.

На буровых судах применяются «успокоители качки», позволяющие вести бурение скважин при волнении моря в 5–6 баллов.

Представленные конструкции морских платформ относятся к разряду надводных. Тем не менее для разработки морских месторождений в сложных природно-климатических и гидрологических условиях в последнее время все чаще обращаются к помощи подводных добывающих комплексов (ПДК). В настоящее время в мире насчитывается более 130 морских месторождений, где применяются технологические процессы по добыче углеводородов на морском дне.

1.6 Подводные добывающие комплексы

Большая часть шельфа России является арктической с экстремальными природно-климатическими условиями. Однако применение зарекомендовавших себя мировых технологий надводной добычи в условиях арктического региона не всегда целесообразно, а в некоторых ситуациях и вовсе невозможно по ряду причин, в частности [17]:

- месторождения расположены во всем диапазоне глубин моря – от нескольких метров до нескольких сот метров;
- экстремально холодный и продолжительный зимний период. Как следствие, суровые природно-климатические условия для персонала, обслуживающего платформу;
- сложная ледовая обстановка, в том числе опасность воздействия айсбергов;
- отсутствие круглогодичного доступа плавучих технических средств к месторождениям (кроме специальных ледокольных судов), а значит, и отсутствие круглогодичной возможности проведения разведки и разработки месторождений.

Одним из решений в преодолении этих препятствий является использование подводных добывающих комплексов (ПДК).

Подводный добывающий комплекс – элемент системы подводной добычи, состоящий из подводных сооружений, оборудования, систем и устройств, установленных на поверхность морского дна или заглубленных в грунт морского дна, обеспечивающих добычу углеводородов с использованием скважин с подводным расположением устьев [18].

Подводные промыслы могут применяться в сочетании со стационарными или плавучими технологическими платформами или быть полностью автономными. В последнем случае не требуется строительство технологических платформ и других конструкций, располагаемых над поверхностью воды, что делает возможным осуществлять операции по добыче и транспорту углеводородного сырья под водой (в том числе подо льдом), исключая влияние природных явлений. Это позволяет избежать многих рисков, присущих работам в неблагоприятных природно-климатических условиях. При этом стоимость оборудования для подводной добычи практически не зависит от глубины воды, что является большим преимуществом по сравнению с надводными платформами [17]. Кроме того, технология подводной добычи создает условия для ускоренного вывода месторождения на проектную мощность за счет пуска в эксплуатацию ранее пробуренных с плавучих буровых установок скважин.

В составе объектов обустройства морских месторождений ПДК может иметь следующие функциональные элементы (рисунок 1.15):

- устьевое оборудование скважин;

- выкидные линии с системами коммутации – манифольдами;
- системы контроля, управления и безопасности;
- шлангокабели;
- системы сепарации добываемой продукции и подводные насосно-компрессорные системы (в зависимости от назначения ПДК в отдельных ситуациях могут отсутствовать).



Рисунок 1.15 – Конструкция подводного добывчного комплекса на примере обустройства Киринского месторождения на шельфе Охотского моря [19]

Подводный добывчной комплекс (ПДК) с несколькими скважинами с виду напоминает паука, телом которого является манифольд.

Манифольд – это система высоконапорных трубопроводов с нефтегазовой арматурой, соединенных по определенной технологической схеме и закрепленных на одном основании. Манифольд предназначен для сбора пластового продукта из скважин и распределения нагнетаемых химических реагентов, сигналов управления и электрического тока [18].

Оборудование, которое установлено над скважиной и управляет ее работой, называется **фонтанной арматурой**. Несколько таких фонтанных арматур могут быть объединены и закреплены одной донной плитой – темплетом.

Большое значение имеет защита устьев подводных скважин с фонтанной арматурой от механических повреждений льдом, тралями судов, якорями, при прокладке трубопроводов. Известны несколько способов защиты устья скважины, в том числе с помощью размещения фонтанной арматуры в углублении под дном, либо использования специальной внешней противотраловой защитной конструкции. В этом случае вес одного устьевого оборудования может достигать сотен тонн [19].

Шлангокабель – комплекс электрических и волоконно-оптических кабелей, шлангов или трубопроводов, заключенных в общую оболочку, проложенный по морскому дну и предназначенный для передачи от операторной на подводное оборудование месторождения команды управления, сигналов связи, электрической и гидравлической энергии, а также химических реагентов. В зависимости от назначения шлангокабели подразделяют на основные и внутрипромысловые. Основной шлангокабель обеспечивает соединение береговых сооружений с манифольдом. Внутрипромысловые шлангокабели соединяют манифольд с фонтанной арматурой скважин [18].

По сложности подводные комплексы могут варьировать от одной скважины, называемой сателлитной, до нескольких скважин в темплете или сгруппированных около манифольда. С помощью сборного манифольда продукция со скважин может транспортироваться либо на береговые сооружения, если до берега относительно недалеко, либо на морское судно или безопасно отстоящую платформу, где производятся дополнительные технологические процессы по подготовке газа или нефти. К последнему варианту часто прибегают для рентабельной разработки периферийных месторождений и небольших залежей крупных промыслов, доступ к которым невозможен с центральной платформы при горизонтально или наклонно направленном бурении (рисунок 1.16).

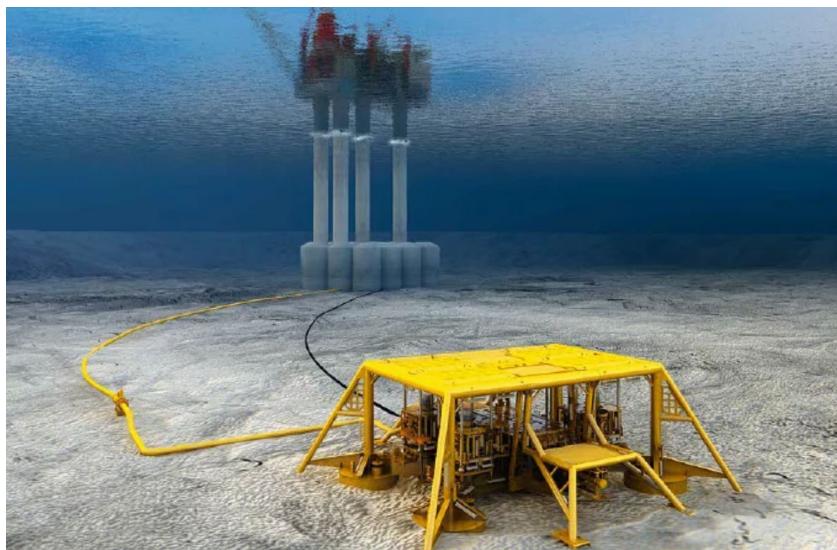


Рисунок 1.16 – Схема разработки перефирийных месторождений

Чаще использование ПДК предполагает извлечение из скважин многофазного сырья, состоящего из смеси углеводородов (нефти, газа и конденсата), сернистых соединений, песка и воды, с дальнейшей его транспортировкой до пункта морской или береговой подготовки под действием пластового давления. По такой схеме работает первый отечественный добывающий комплекс на шельфе Охотского моря на месторождении Киринское, веденный в эксплуатацию в 2013 году компанией «Газпром». Месторождение расположено в 28 км от берега на глубине порядка 90 м. Добытый с семи скважин газ собирается на манифольде и затем по морскому трубопроводу доставляется на береговые сооружения, где происходит разделение и очистка углеводородов. Транспортировка газа осуществляется без дополнительного компримирования. При создании данного сооружения была учтена сейсмоактивность региона, поэтому оборудование устойчиво к землетрясениям амплитудой до девяти баллов [19].

В 2007 году на месторождении Тордис, расположенном в Северном море, компания «Statoil» в рамках ПДК осуществляет первую промышленную подводную подготовку извлеченных углеводородов к дальнейшей транспортировке. Производится разделение нефти, газа и песка с помощью подводных сепараторов, что сокращает технологическую зависимость ПДК от сопровождающих морских судов или платформ, а также увеличивает ресурс промысловых трубопроводов, соединяющих подводное оборудование с береговым комплексом подготовки углеводородов [20].

Следующим шагом, расширяющим технологические возможности подводных добывающих комплексов, является ввод в их состав подводных насосно-компрессорных устройств. В частности, в 2013 году на норвежском месторождении Асгард началась эксплуатация подводного компрессора. Подводные перекачивающие системы позволяют

уменьшить зависимость транспортирования углеводородов от пластового давления и обеспечивают круглогодичную эксплуатацию месторождений (вне зависимости от ледовой обстановки) за счет отказа для транспортировки добывого на шельфе сырья танкерных судов [20].

Исходя из основных тенденций развития подводных добывочных комплексов, следующим шагом является введение полностью автономной системы подводной добычи со всем сопутствующим технологическим оборудованием, включая систему автономного электроснабжения и управления с возможностью экстренного реагирования в случае отказов [21].

1.7 Классификация нагрузок и воздействий на МНГС

Основные определения

Нагрузка – это распределенное на какой-либо площади давление, появляющееся в результате размещения на какой-либо площади сыпучих материалов, отдельных грузов, а также при действии на эти площади давления воды, грунтов, ветра, снега, льда и т.д.

Воздействие – любое действие, оказываемое на объект МНГС в целом или на его отдельные части, элементы, блоки. Воздействие может обусловить возникновение какой-либо силы, привести к изменению положения, формы и состояния как объекта в целом, так и его отдельных частей.

Классификация нагрузок на МНГС

Нагрузки, действующие на МНГС:

- функциональные;
- природные;
- строительные (функциональные и природные);
- случайные;
- другие.

К **функциональным нагрузкам** относятся нагрузки, возникающие в процессе эксплуатации морских сооружений.

Среди основных функциональных нагрузок можно выделить следующие:

- вес МНГС;
- наружное гидростатическое давление;
- температура перекачиваемого продукта;
- вес грунта засыпки и защитных конструкций;
- рабочее давление;

- реакция морского дна;
- остаточные деформации вследствие осадок грунта, как вертикальных, так и горизонтальных;
- возможные нагрузки, обусловленные нарастанием льда вокруг заглубленных трубопроводов вблизи неподвижных сечений, вызываемого охлаждением перекачиваемого продукта;
- нагрузки, вызванные пропуском внутритрубных устройств и прочие.

Природные нагрузки – это нагрузки, вызванные природными явлениями и окружающей средой, которые не могут быть отнесены к функциональным или случайным нагрузкам.

К природным нагрузкам относятся:

- гидродинамические нагрузки – это нагрузки от течения и волн. При определении гидродинамических нагрузок относительные скорости и ускорения частиц жидкости, используемые в расчетах, должны приниматься с учетом действия волн, течений и перемещений трубы. Также волны и течения порождают силы сопротивления и подъемные силы, которые действуют на МНГС;
- ветровые нагрузки – это нагрузки, появляющиеся под воздействием ветра. Величина ее непостоянна и изменяется в зависимости от скорости ветра, его направления и распределения по площади МНГС;
- ледовые нагрузки. Такие нагрузки могут быть частично обусловлены собственно льдом, намерзающим на морских сооружениях, и частично – плавающим льдом.

Строительные нагрузки – нагрузки, которые возникают на этапе строительства МНГС. Строительные нагрузки также подразделяются на функциональные и природные нагрузки. Одним из примеров строительных функциональных нагрузок является внутреннее давление, которым испытывается трубопровод в ходе строительства. В свою очередь к строительным природным нагрузкам можно отнести гидростатическое давление столба жидкости, действующее на изгибные участки переходной кривой в момент укладки трубопровода с судна.

Случайные нагрузки – нагрузки, которые прикладываются к морским сооружениям при аномальных и незапланированных условиях. Основным критерием классификации случайной нагрузки является вероятность ее возникновения.

Типичные случайные нагрузки могут быть вызваны:

- ударом судна или других дрейфующих объектов (столкновения, посадка на мель, оседание);
- упавшими объектами;

- земляными работами;
- взрывами;
- огнем и расплавленной массой;
- эксплуатационными неисправностями;
- зацеплением якорями.

К другим нагрузкам относятся:

- трашевые нагрузки;
- землетрясения (иногда классифицируются как случайные или нагрузки природного происхождения, в зависимости от вероятности возникновения землетрясения в соответствии с информацией о случайных нагрузках).

Классификация воздействий на МНГС (классификация представлена на основе работ И.В. Староконя)

В период эксплуатации морских нефтегазовых сооружений выделяют три вида основных воздействий – коррозионное, вибрационное и температурное, которые весьма опасны для металлических и железобетонных конструкций.

1) Коррозионное воздействие.

Агрессивная морская водная среда, характерная для условий эксплуатации МНГС, вызывает коррозию металла. Однако конструктивные элементы, находящиеся в одних и тех же зонах (атмосферная, подводная и переменного смачивания) имеют разную степень коррозионного поражения. Это обусловлено тем, что на скорость коррозии оказывают влияние состояние и химический состав материала конструкции, интенсивность солнечной радиации, время года, температура воздуха и воды, влажность воздуха и другие факторы.

2) Вибрационное воздействие.

В процессе эксплуатации морские нефтегазовые сооружения под действием различных нагрузок испытывают циклические колебания напряжений, имеющие различное происхождение и частоту. Источниками вибрации на морских нефтегазовых сооружениях могут быть:

- вибрации от механического оборудования;
- резонансные вибрации от волновой нагрузки;
- переменные силы, вызванные волнами и ветром;
- приливно-отливные явления.

3) Температурное воздействие.

Выделяют четыре зоны температурного воздействия:

- подводная;

- атмосферная;
- зона переменного смачивания;
- зона ледового воздействия.

Подводная зона характеризуется неоднородным температурным полем, обусловленным различными течениями. Температуры в подводной зоне при значительных глубинах, как правило, положительные. С уменьшением глубины температурный режим подводной зоны в значительной мере зависит от температуры окружающего воздуха.

Зона ледового воздействия рассматривается как глубина промерзания поверхности водоема.

Наиболее неблагоприятная является зона периодического смачивания, так как она находится в зоне действия атмосферного температурного поля и температурного поля набегающих волновых потоков, характеризующихся высокой частотой.

Атмосферная зона характеризуется колебанием температур от -65°C до $+60^{\circ}\text{C}$. Несмотря на то, что температура атмосферного воздуха, например, в южных широтах, редко прогревается более $+40^{\circ}\text{C}$, сами конструктивные элементы МНГС под воздействием солнечной радиации в пиковые часы солнечной активности нагреваются до $+60^{\circ}\text{C}$ и более. Вочные же часы температура конструктивных элементов МНГС может опускаться до $+20^{\circ}\text{C}$. Приведенные данные говорят о том, что перепад температуры конструктивных элементов морских нефтегазовых сооружений дважды в течении суток может достигать величины $\Delta T = 40^{\circ}\text{C}$.

1.8 Статическое и динамическое воздействие воды на морские нефтегазовые сооружения

Воздействие воды на любое сооружение, частично или полностью находящееся в ней, во многом зависит от состояния воды: находится ли она в покое или движении.

1. Статическое воздействие воды на МНГС.

Состояние покоя – состояние, при котором жидкость (вода) не перемещается как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях.

Гидростатическое давление – давление столба жидкости над условным уровнем.

Статическая определенность – положение, которое должно занимать МНГС в любой момент его эксплуатации и противостоять всем действующим на него силам и нагрузкам, имеющим постоянную величину.

Основным фактором, определяющим жидкость, находящуюся в спокойном состоянии, является гидростатическое давление.

Гидростатическое давление возникает в результате действия воды на погруженный в нее конструктивный элемент МНГС и действует по нормали к рассматриваемой площадке в любой точке объема жидкости. При этом величина давления в любой точке не зависит от угла наклона площадки, в которой эта точка находится.

Гидростатическое давление p изменяется при изменении уровня воды. Мы можем определить влияние медленного изменения давления p на общее положение тела, иначе говоря, изменение *статической определенности* его положения, позволяющее проектировщику судить о состоянии объекта (тела) при различных статических нагрузках, а также при изменении состояния окружающей среды при сохранении постоянства значений сил и воздействий [25].

Давление на точку C (центр тяжести площадки) вычисляется по формуле:

$$p_c = \gamma_e \cdot h_c, \quad (1.1)$$

где γ_e – удельный вес жидкости;

h_c – расстояние от поверхности воды до точки C .

Сила столба жидкости на всю площадку будет вычисляться по формуле:

$$P = p_c \cdot S, \quad (1.2)$$

где p_c – давление на точку C , являющееся центром тяжести площадки;

S – площадь поверхности.

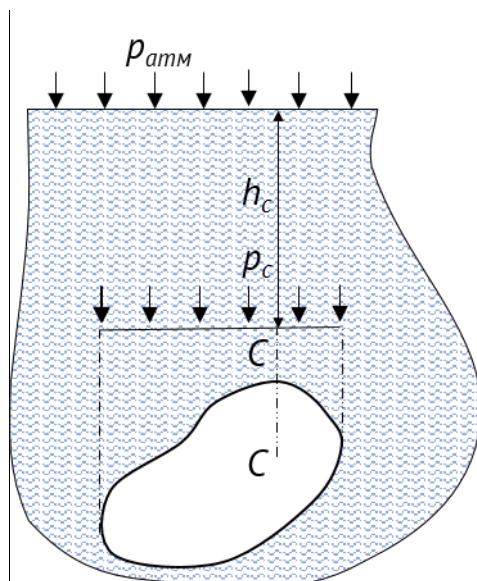


Рисунок 1.17 – Схема к определению давления на площадку

2. Динамическое воздействие воды на МНГС

Гидродинамические нагрузки – это нагрузки от течения, при относительном движении между конструкцией и окружающей водой.

Слеминг – преимущественно вертикальная ударная нагрузка на элемент, занимающий близкое к горизонтальному положение, при прохождении морской волны.

Слаппинг – преимущественно горизонтальная ударная нагрузка на элемент, занимающий близкое к вертикальному положение, в результате разрушения морской волны.

Динамическое воздействие воды на МНГС обуславливается воздействием волн и течений.

В расчет должны быть приняты следующие гидродинамические нагрузки:

- силы сопротивления и подъемные силы, находящиеся в одной фазе с абсолютной или относительной скоростью частиц воды;
- силы инерции, которые находятся в одной фазе с абсолютным или относительным ускорением частиц воды;
- циклические нагрузки, вызванные течением в результате схождения вихрей и других явлений;
- ударные нагрузки вследствие слеминга и слаппинга;
- изменения плавучести из-за действия волн [26].

Морские течения обусловливаются ветровыми сгонно-нагонными колебаниями уровня моря, приливами и отливами, неоднородным распределением плотности воды, наличием слоёв течения по глубине моря, особенно для районов моря с большими глубинами.

Морские течения, связанные с перемещением огромных объемов воды, можно подразделить на следующие:

- а) приливно-отливные, при которых вектор скорости течения проходит близко к нормали к береговой линии. В приливно-отливном цикле направление вектора скорости может меняться на 180° (текущее к берегу и от берега);
- б) стоковое течение в устьях рек. Течение направлено, как правило, в сторону моря;
- в) ветровые течения – течения, обусловленные воздействием ветра;
- г) градиентные течения, возникают под воздействием перепадов температур.

Сила гидродинамического давления потока имеет две составляющие: силу лобового сопротивления (горизонтально направленную) и подъёмную составляющую (вертикальная составляющая).

Значения силы F зависят от многих факторов: формы тела обтекания, шероховатости его поверхности, величины скорости, вязкости жидкости и некоторых других обстоятельств. Для объектов МНГС наиболее часто встречаются прямоугольные, цилиндрические, решетчатые формы обтекаемых поверхностей. Существенное влияние на величину и форму эпюра давления воды оказывает также положение тела относительно поверхности воды: тело плавает, тело в воде, продольная ось вертикальна, горизонтальна или наклонена под углом к поверхности воды.

В общем виде силы гидродинамического давления потока определяются по формулам:

– горизонтальная составляющая («лобовое сопротивление»)

$$F_x = 0,5 \cdot C_x \cdot \gamma_e \cdot S \cdot v^2, \quad (1.3)$$

где C_x – коэффициент лобового сопротивления поверхности, подвергающейся давлению потока, движущегося со скоростью v .

– вертикальная составляющая («подъемная сила»)

$$F_z = 0,5 \cdot C_z \cdot \gamma_e \cdot S \cdot v^2,$$

где C_z – коэффициент подъемной силы.

Силы сопротивления и подъемные силы, порождаемые течениями, воздействующие на элементы МНГС, должны быть определены и объединены с порождаемыми волновыми усилиями. Может быть использована комбинация векторов скоростей частиц воды, обусловленных течениями и волнами. Однако предпочтителен расчет полных скоростей и ускорений частиц (если он имеется в наличии), основанный на более точных теориях взаимодействия волн и течений.

Волны – это порожденные ветром чередующиеся валы воды (холмы) и впадины на свободной поверхности моря.

Рефракция волн – искривление фронтов и изменение высот бегущих волн под воздействием течений или обусловленное изменением глубины на мелководье.

Фронт волны – линия на плане взволнованной поверхности, проходящая по вершинам гребня волны (см. рисунок 1.18).

Волны подразделяются на «бегущие» и «стоячие».

«Бегущие» – волны, перемещающиеся в направлении ветра, обусловившего их появление.

«Стоячие» – волны, характеризуемые возникновением и исчезновением валов и впадин в одном и том же месте, то есть без поступательного движения.

Основными параметрами, характеризующими волны, являются длина волны, высота волны, период волны, частота волны, скорость волны, волновое число и другие.

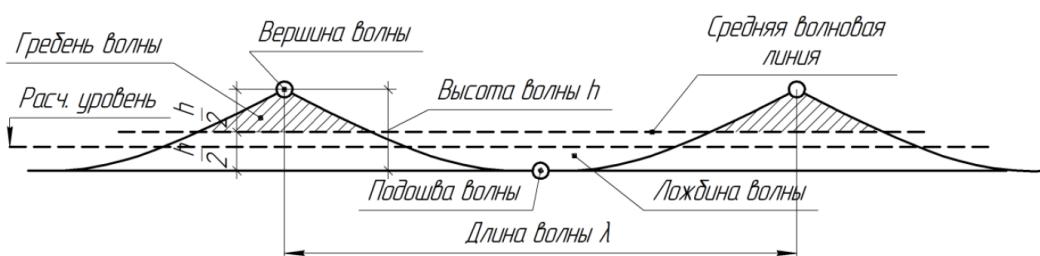


Рисунок 1.18 – Профиль и элементы волны [27]

Важной для формирования волн, особенно их размеров, является длина разгона волны. Это длина участка или части моря, на которой начинается и заканчивается волновой процесс. Образование начинается с первичных волн малого размера. Далее под действием ветра, дующего в направлении движения волн, их размер постоянно увеличивается. Слабый, но постоянно дующий над водной поверхностью ветер, может вызвать намного большие волны, чем очень сильный, но действующий на незначительном протяжении водной поверхности ветер. Следует иметь в виду, что кажущееся движение волн на больших глубинах – это лишь кажущееся перемещение. На самом деле частицы воды, расположенные на гребне волны, лишь участвуют в колебательном движении, совершая замкнутые кривые вокруг среднего своего положения. На больших глубинах частицы воды описывают окружности диаметром, примерно равным высоте волны. На глубине, равной примерно половине длины волны, такое перемещение частиц уже не наблюдается, т.е. влияние волны на перемещение частиц на этой глубине отсутствует.

В зависимости от расположения плоскостей (поверхностей) ограждающего сооружения к направлению движения фронта волн их силовое воздействие может быть:

- лобовым, то есть действующим перпендикулярно к плоскости, на которую накатывают волны;
- косым, если волны подходят под углом $< 90^\circ$ к плоскости;
- касательным, если луч волн направлен вдоль плоскости.

Схема силового действия волн (рисунок 1.19, а) имеет место при набегании ветровых волн со стороны открытой части моря без рефракции, а схемы (рисунок 1.19, б и в) характерны для *рефрагированных* волн. При определении силового воздействия волн необходимо учитывать наибольшее его значение или наиболее неблагоприятное для конкретного сооружения воздействие.

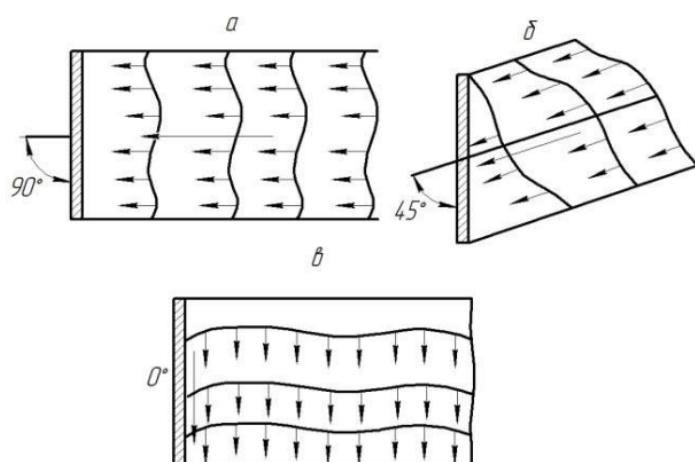


Рисунок 1.19 – Схемы подхода волн к препятствию

Существенное влияние, как это было указано ранее, на формирование волн оказывает также глубина моря. Трение о дно значительно изменяет геометрические и кинематические характеристики волн [28].

Как бы то ни было, волны являются одними из наиболее сложных для теоретической и практической оценки их воздействия на сооружения физико-механических явлений, часто встречающихся на практике в сочетании с другими гидростатическими и динамическими процессами.

1.9 Ледовые нагрузки на морские нефтегазовые сооружения

До 30 % аварий на морских объектах добычи нефти и газа происходит из-за экстремальных природных явлений. Наибольшие сложности для морских сооружений на арктическом шельфе создают ледовые условия. Это сжатия льдов и их интенсивный дрейф, вторжение тяжелых льдов в район добычи, раннее ледообразование, а также обледенение сооружений, экзарация (вспахивание) морского дна ледовыми образованиями, навалы льда на берега и сооружения, отрывы припая. Значительные риски создают опасные гидрологические явления – экстремальное волнение (шторма), штормовые нагоны, значительные колебания уровня моря. Фактором риска следует считать также современные быстрые климатические изменения в Арктике.

Ледовые нагрузки следует разделить на две основные группы – вертикальные и горизонтальные. Вертикальные нагрузки, как правило, обусловлены весом ледовых образований, образовавшихся на плоскостях (горизонтальных, наклонных или вертикальных) плавающего или стоящего на грунте объекта с выступающими над поверхностью воды частями сооружения.

Вертикальная нагрузка ото льда при расчетах учитывается относительно просто. Гораздо сложнее обстоят дела с горизонтальными нагрузками от ледовых образований – их величина практически всегда носит вероятностный характер. Горизонтальное давление зависит от многих факторов, часть из которых характеризует лед, а часть – сооружение. Наиболее важными параметрами, оказывающими влияние на ледовую нагрузку, являются:

- тип ледового образования;
- свойства льда;
- движение льда;
- характер взаимодействия «лед – сооружение»;
- масштабный характер и прочие.

Типы ледовых образований. При определении ледовой нагрузки обычно выделяют следующие нагрузки: ледяные поля, торосы, стамухи, айсберги.

Ледяные поля – прочно смерзшиеся плиты льда, занимающие огромные площади и действующие как единое целое образование (рисунок 1.20). Ледяные поля обладают высокой прочностью. Многие нормативные документы рассматривают ледяные поля как основу оценки нагрузки для большинства ледовых образований. Разделяют однолетние и многолетние ледяные поля. Многолетний лед прочнее однолетнего и поэтому создает большие нагрузки при взаимодействии с сооружением.

Торосы – ледяные нагромождения из обломков ледяных полей, поднимаемых над поверхностью воды иногда на десятки метров (рисунок 1.21). Прочность торосов значительно меньше прочности айсбергов и ледяных полей, так как они образованы обломками льда, смерзшихся между собой. Поэтому разрушаются торосы именно по этим срезам, прочность которых в несколько раз меньше прочности чистого льда.



Рисунок 1.20 – Ледяные поля



Рисунок 1.21 – Торос

Существует различные механизмы образования торосов. Соответственно, выделяют торосы сжатия и торосы сдвига. Последние образуются при сдвиге толстых ледовых полей относительно друг друга.

В конструкции торосов выделяют три основные части:

- парус из отдельных блоков с воздухом и снегом в промежутках;
- консолидированный слой из смерзшихся блоков (наиболее плотный и прочный слой);
- киль из несмерзшихся обломков льда.

Ширина тороса может исчисляться десятками метров, а длина – сотнями и тысячами метров.

Плавучие торосы могут касаться дна и останавливаться. Движущийся лед (ледяное поле) продолжает взаимодействовать с таким ледовым образованием, определенная часть льда может наползать и спрессовывать его. В результате образуется надежно вдавленное в морское дно ледовое образование – стамуха. Стамухи могут быть одиночными или образовывать барьеры (цепочки). Часто стамухи представляют собой нагромождения обломков льда высотой до 10 м и более. Стамухи, как правило, образуются на глубинах до 20 м, в редких случаях до 30 – 35 м.

Айсберги – наиболее крупные, оторвавшиеся от ледовых массивов глыбы, имеющие размеры до десятков квадратных километров, глубину опускания подводной части до нескольких десятков метров. Льды айсбергов обладают высокой прочностью. Поскольку масса айсбергов очень большая, практически никакое сооружение не сможет удержаться от сдвига и даже разрушения.

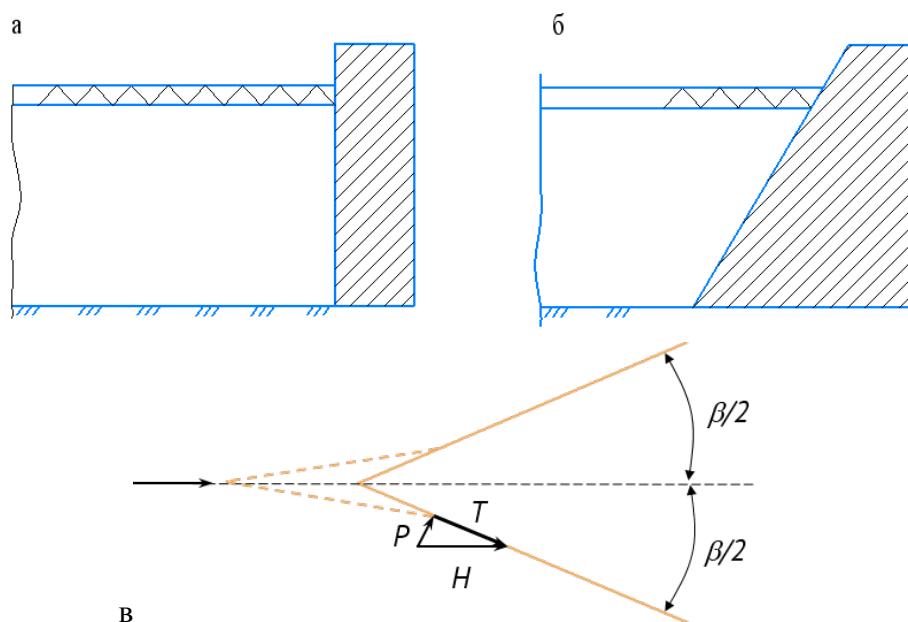
Движение льда. Движение льда может явиться следствием действия ветра, течения, волнения и температурных изменений.

В течение ледового сезона образуются зоны прибрежного и дрейфующего льда. Между ними располагается переходная зона льда. Именно здесь наблюдается наибольшее количество торосов и стамух. Границы зон непостоянны и изменяются с течением сезона.

Динамичность льдов представляет большую угрозу для целостности и безопасности МНГС.

Свойства льда. Данный фактор оказывает существенное влияние на ледовую нагрузку. Наиболее важным параметром является прочность льда, поскольку ледовое давление не может превосходить прочность льда. Для расчетов давления дрейфующего льда на сооружение наиболее важное значение имеет прочность льда на сжатие $\sigma_{сж}$ и изгиб $\sigma_{из}$. Использование той и другой характеристики диктуется формой поверхности, на которую наваливается дрейфующий лед. На рисунках 1.22, а, б показаны две основные формы такой поверхности: вертикальная стенка и наклонный под углом α откос. На рисунке 1.22, в также схематически представлен план сооружения клинообразной формы, которую применяют при устройстве ледозащитных объектов.

Придание объекту МНГС различных форм поверхности может существенно изменять необходимые для разрушения льда силы. Если плоскость вертикальна – сила способная разрушить лед наибольшая, так как лед разрушается в результате его сопротивления сжатию $\sigma_{сж}$. В других случаях это может быть изгиб $\sigma_{из}$ или разрыв σ_p . Две последние величины значительно меньше $\sigma_{сж}$.



а – вертикальная стенка; б – наклонная стенка; в – план сооружения клинообразной формы

Рисунок 1.22 – Схемы взаимодействия льда и преграды

На прочность льда существенное влияние также оказывают такие свойства как соленость и пористость.

Пористость, вызванная наличием рассола, приводит к снижению прочности. Два фактора обуславливают данный процесс:

- наличие пор приводит к уменьшению материала, воспринимающего нагрузку в соответствующем сечении образца;
- вокруг пор возникает концентрация напряжений, приводящая к разрушению образца при меньшей нагрузке.

Также при определении прочности льда не следует забывать о таком важном параметре как температура льда. Снижение температуры льда приводит к переходу рассола в твердое состояние, то есть уменьшению объема жидкой фазы, следовательно, к повышению прочности. Существуют две критические температуры $-8,2^{\circ}\text{C}$ и $-22,9^{\circ}\text{C}$, связанные с переходом в твердое состояние рассолов Na_2SO_4 и NaCl , соответственно.

Характер взаимодействия льда и сооружения. При определении ледовых нагрузок обычно рассматриваются следующие ситуации взаимодействия в результате:

- изменения уровня воды (например, за счет действия приливов) при условии смерзания льда с сооружением. Нагрузка на сооружение будет расти до тех пор, пока не произойдет разрушения льда в результате его среза по поверхности контакта ($n-n$) или изгиба (в опасном сечении $m-m$) (рисунок 1.23);

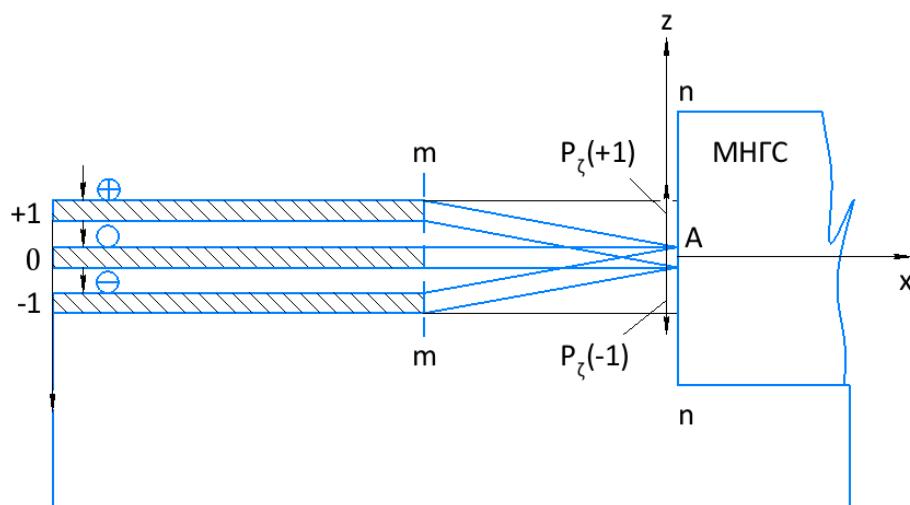


Рисунок 1.23 – Изменение силы взаимодействия льда P_z со стенкой при изменении уровня воды

- подвижки ледового покрова при смерзании льда с сооружением;
- надвижения ледового покрова при отсутствии смерзания льда с сооружением с последующим его нагромаждением на сооружение, в том числе на МНГС, находящиеся на морском дне.

Кроме непосредственного воздействия льда на сооружения при контакте льда с плоскостью МНГС возникает нагрузка от температурного расширения льда. Лед, расширяясь, оказывает давление на контуры вмороженного в лед сооружения.

Литература

1. П.П. Бородавкин Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.
2. Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву. Ратифицирована Федеральным законом РФ от 26 февраля 1997 года № 30-ФЗ.
3. Федеральное государственное унитарное предприятие «Информационное телеграфное агентство России (ИТАР-ТАСС)», ст. Доля мировой добычи нефти на шельфах достигла 30-35%, заявили в "Газпром нефти". URL: <https://tass.ru/ekonomika/6959485> (Дата обращения: 18.08.2021)
4. Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России// Деловой журнал «Neftegaz.RU». URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/ry nok/538351-sostoyanie-i-perspektivy-osvoeniya-uglevodorodnykh-resursov-arkticheskogo-shelfa-rossii/> (Дата обращения: 18.08.2021)
5. Страны-лидеры по добыче нефти на шельфе // «Caspian Barrel». URL: <http://caspianbarrel.org/ru/2017/09/ctrany-lidery-po-dobyche-nefti-na-shelfe/> (Дата обращения: 18.08.2021)
6. Энергия морских глубин // ЦДУ ТЭК. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/9/313/ (Дата обращения: 18.08.2021)
7. ТЭК России 2019: Функционирование и развитие.
8. П.П. Бородавкин Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.
9. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок (ПБУ) и морских стационарных платформ (МСП) Российского морского регистра судоходства.
10. Гимаева Алина Рашитовна, Хасанов Ильнур Ильдарович. Особенности и типы подводных нефте хранилищ, используемых в арктических условиях // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2020. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-i-tipy-podvodnyh-neftehranilisch-ispolzuemyh-v-arkticheskikh-usloviyah> (Дата обращения: 16.03.2021).
11. Габдулов Ильяс Ниязович. Классификация морских стационарных платформ // Вопросы науки и образования. 2019. №31 (81). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/klassifikatsiya-morskikh-statsionarnyh-platform> (Дата обращения: 16.03.2021).

12. Мирзоев Фуад Диличан оглы. Методы выбора рационального варианта нефтегазопромысловых платформ для освоения шельфа: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.18: Москва, 2003 113 с. РГБ ОД, 61:04-5/1661.
13. П.П. Бородавкин Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.
14. П.П. Бородавкин. Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.
15. Пресс центр Газпром нефть. Журнал Сибирская Нефть. Глава «Время Арктики». Приложение «Арктика» №107 от декабря 2015 года.
16. Д.А. Мирзоев. Основы морского нефтегазопромыслового дела: В 2 томах. – Т. II. Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения – объекты обустройства морских месторождений: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 286 с.: ил.
17. Д.Г. Халикова. Offshore platforms, Subsea production systems and facilities: Морские платформы, подводные системы добычи и оборудования: хрестоматия. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 152 с.
18. Захаров, И.В. Применение подводных добывающих систем при освоении континентального шельфа россии [Текст] / И.В. Захаров // Евразийское научное объединение. – 2015. – № 4. – С. 41-42.
19. ГОСТ Р 59304-2021. Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения.
20. Подводный добывчной комплекс [Электронный ресурс] // Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск. 2021. URL: <https://sahalin-shelf-dobycha.gazprom.ru/about/technologies/pdk/> (Дата обращения: 15.08.2021).
21. Васильев, Б.Ю. Подводные технологии освоения арктического шельфа [Электронный ресурс] // Offshore Russia. 2016. URL: <https://pro-arctic.ru/29/03/2016/technology/20833> (Дата обращения: 15.08.2021).
22. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. - 2-е изд., доп. – М.: Издательство Академии горных наук, 2001.
23. П.П. Бородавкин Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.: ил.
24. СТО Газпром 2-3.7-050-2006. Морской стандарт DNV-OS-F101. Подводные трубопроводные системы.

25. Староконь И.В. Анализ отечественной нормативной документации по безопасности эксплуатации морских нефтегазовых сооружений (МНГС) // Естественные и технические науки. – 2009 – №6. – С. 346-347.
26. Бородавкин, П.П. Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.
27. Хасанов, Р.Р. Нагрузки и их классификация. Расчетные критерии / Р.Р. Хасанов, Д.А. Вахитов. – Уфа: УГНТУ, 2017. – 38 с.
28. Хасанов, Р.Р. Методика расчета волновой нагрузки на ледостойкую стационарную платформу / Р.Р. Хасанов, С.А. Артамонов. – Уфа: УГНТУ, 2017. – 27 с.
29. Серж Ба Поидэ, Влияние волн на подводное плавучее сооружение / Серж Ба Поидэ, Гусейнов Ч.С. – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 82 с.
30. Данилов, А.И. Арктика: обеспечение гидрометеорологической безопасности освоения [Текст] / А.И. Данилов // Интернет-журнал «Neftegaz.RU». – 2012. – №11.
31. П.П. Бородавкин. Морские нефтегазовые месторождения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 555 с.
32. Основы разработки шельфовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: учебное пособие / А.Б. Золотухин и др. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2000. – 770 с.