

УДК 622.691.2(404)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Моделирование устойчивости подводного резервуара большого объема для хранения жидких углеводородов**В.А. Земляновский¹, С.Н. Попов¹, С.Е. Чернышов²**¹Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3)²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)**Modeling the Stability of a Large-Volume Underwater Liquid Hydrocarbon Storage Tank****Vadim A. Zemlyanovskiy¹, Sergey N. Popov¹, Sergey E. Chernyshov²²**¹Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation)²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)**Получена / Received: 19.04.2024. Принята / Accepted: 30.09.2024. Опубликовано / Published: 31.10.2024****Ключевые слова:**

подводные резервуары, хранение нефти, конструкция резервуаров, упругопрочностные свойства, напряженно-деформированное состояние, безопасность подводного хранения нефти, габаритные размеры, гибкие мембраны.

Изменение климатических условий и сокращение площади морского льда в Северном Ледовитом океане позволяют ученым и инженерам задумываться об освоении неразведанных запасов углеводородов, большая часть которых на сегодняшний день находится в Арктике. Подводные резервуары представляют собой важный элемент инфраструктуры, способный обеспечить стратегическое хранение углеводородов в условиях чрезвычайных ситуаций или перебоев в поставках, а также освоить запасы нефти и газа. В работе рассмотрены подводные нефтехранилища как один из этапов, который позволит эксплуатировать морские месторождения под водой. Внедрение подводных хранилищ может способствовать более устойчивому и безопасному развитию нефтегазовой промышленности, снижению экологических рисков и повышению экономической эффективности. В ходе исследования была разработана численная конечно-элементная модель подводного хранилища, выполненная в соответствии с патентом М.С. Сонина. Проведен численный анализ напряженного деформированного состояния хранилища вместимостью 120 000 м³ и оценено распределение напряжений в куполе и фундаменте резервуара с учетом особенностей подводной конструкции. Определены основные причины, приводящие к потере устойчивости, разрушению резервуара и фундамента. Наиболее уязвимым местом резервуара явился уторный шов – место стыка днища и стенки, выполненное сварными швами. Для фундамента наиболее опасен сектор, где стенка резервуара замонolithicена в фундаментную плиту, – здесь наблюдаются максимальные напряжения как сжатия, так и растяжения. Для нивелирования этой проблемы есть два возможных подхода: уменьшить глубину погружения хранилища, увеличить толщину купольной части корпуса и добавить ребра жесткости, чтобы повысить жесткость и устойчивость конструкции. Однако оба эти технических решения приведут к дополнительным расходам и технологическим сложностям в ходе реализации проекта.

Keywords:

underwater tanks, oil storage, tank design, elastic strength properties, stress-strain state, safety of underwater oil storage, overall dimensions, flexible membranes.

Climate change and the reduction of sea ice in the Arctic Ocean allow scientists and engineers to think about the development of undiscovered hydrocarbon reserves, most of which are currently located in the Arctic. Underwater storage tanks are an important element of the infrastructure that can provide strategic storage of hydrocarbons in emergency situations or supply disruptions, as well as develop oil and gas reserves. The paper considers underwater oil storage tanks as one of the stages that will allow the exploitation of offshore fields underwater. The use of underwater storage tanks can contribute to a more sustainable and safe development of the oil and gas industry, reduce environmental risks and increase economic efficiency. In the course of the study, a numerical finite element model of the underwater storage tank was developed in accordance with the patent of M.S. Sonin. A numerical analysis of the stress-strain state of the storage tank with a capacity of 120,000 m³ was carried out and the distribution of stresses in the dome and foundation of the tank was estimated taking into account the features of the underwater structure. The main reasons leading to the loss of stability, destruction of the tank and foundation were identified. The most vulnerable part of the tank was the junction of the bottom and the wall, made with welded seams. For the foundation, the most dangerous sector is where the tank wall is monolithic into the foundation slab - here, maximum stresses of both compression and tension are observed. There are two possible approaches to leveling this problem: reduce the immersion depth of the storage facility, increase the thickness of the dome part of the body and add stiffeners to increase the rigidity and stability of the structure. However, both of these technical solutions will lead to additional costs and technological difficulties during the implementation of the project.

© **Земляновский Вадим Александрович** – аспирант, инженер лаборатории нефтегазовой механики и физикохимии пласта (тел.: +007 (914) 820 82 22, e-mail: zemlyanovskiy.v@gubkin.ru). Контактное лицо для переписки.

© **Попов Сергей Николаевич** – доктор технических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией нефтегазовой механики и физикохимии пласта (тел.: +007 (499) 135 73 71, e-mail: popov@ipng.ru).

© **Чернышов Сергей Евгеньевич** – доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: nirgnf@bk.ru).

© **Vadim A. Zemlyanovskiy** (Author ID in Scopus: 58508118900, ORCID: 0009-0009-2201-3295) – PhD student, Engineer at the Laboratory of oil and gas mechanics and formation physicochemistry (tel.: +007 (914) 820 82 22, e-mail: zemlyanovskiy.v@gubkin.ru). The contact person for correspondence.

© **Sergey N. Popov** (Author ID in Scopus: 56440323800, ORCID: 0000-0002-1110-7802) – Doctor in Engineering, Chief Researcher, Head of Laboratory of oil and gas mechanics and formation physicochemistry (tel.: +007 (499) 135 73 71, e-mail: popov@ipng.ru).

© **Sergey E. Chernyshov** (Author ID in Scopus: 57204938259, ORCID: 0000-0002-2034-3014) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: nirgnf@bk.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Земляновский, В.А. Моделирование устойчивости подводного резервуара большого объема для хранения жидких углеводородов / В.А. Земляновский, С.Н. Попов, С.Е. Чернышов // Недропользование. – 2024. – Т.24, №4. – С.240–246. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.8

Please cite this article in English as:

Zemlyanovskiy V.A., Popov S.N., Chernyshov S.E. Modeling the stability of a large-volume underwater liquid hydrocarbon storage tank. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.4, pp.240-246. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.8

Введение

Изменение климата в Арктике происходит быстрее, чем в любой другой части планеты. Сокращение площади морского льда в Северном Ледовитом океане расширяет доступ к природным ресурсам региона и открывает новые судоходные маршруты. Возрастающий из года в год глобальный спрос на углеводороды делает эти возможности привлекательными. Однако арктические ресурсы дороги в добыче, и экономическая сторона арктического судоходства отнюдь не однозначна. Более того, растущая эксплуатация арктических ресурсов поднимает вопросы, связанные с контролем загрязнения, поддержания биологического разнообразия, защиты прав коренных народов и управления в целом, которые могут быть решены только в рамках международного сотрудничества. Задача состоит в том, чтобы найти путь, который был бы приемлемым для всех заинтересованных сторон, учитывал состояние природной среды, позволяя при этом освоение арктических ресурсов на продолжительной основе.

Арктика содержит значительные в мировом масштабе запасы нефти и газа. По данным Национального нефтяного совета, до четверти мировых неразведанных запасов углеводородов находится в Арктике, причем значительная часть углеводородного потенциала Арктики приходится на арктические моря.

Однако арктические углеводороды дорого добывать и доставлять на мировые рынки. Разливы нефти в арктических условиях представляют серьезную угрозу для биофизических и социально-экономических систем. Перспективы разработки углеводородов в Арктике будут определяться как экономическими силами, такими как сланцевая революция, влияющая на цены на мировом рынке, так и государственной политикой, направленной на минимизацию воздействия на окружающую среду и защиту благосостояния прибрежных сообществ [1–9].

На сегодняшний день на континентальном шельфе Российской Федерации открыты такие богатейшие месторождения [10], как Победа, Русановское, Долгинское, Штокмановское, и многие другие, с ними и связан дальнейший путь развития углеводородного комплекса страны. Российская Федерация обладает около 34 % потенциальных запасов арктической нефти, 67 % запасов арктического газа и более 60 % запасов газового конденсата [11, 12]. Кроме того, в арктической зоне России проживает наибольшее количество людей, по сравнению с другими приполярными государствами. Для Российской Федерации Арктическая зона имеет очень большое экономическое и геополитическое значение. Общая стоимость минеральных ресурсов российской Арктики составляет 1,5–2 трлн рублей [13–16]. Баренцево и Карское моря считаются самыми богатыми в Арктическом регионе. В юго-западной части Карского моря, вблизи полуострова Ямал, разведаны крупные морские месторождения природного газа и газового конденсата.

Стоит учесть, что область Северного Ледовитого океана характеризуется тяжелыми условиями климата: наличием льда толщиной свыше 1 м, айсбергов, торосов, ледяных дождей, а также сейсмической активности и периодом летней навигации, длительность которой зачастую не превышает 3–4 месяцев и нередко снижается до двух. Все это указывает на высокий уровень недоступности ресурсов, осложняет добычу углеводородов проверенными временем технологиями и оборудованием, а зачастую делает невозможным разработку нефтегазовых месторождений [17–30].

В связи с этим в цепочке добычи, транспортировки и хранения морских углеводородов возникает

необходимость использовать подводные резервуары в качестве средства для временного накопления сырья и оперативной загрузки танкеров. Конструкция и эксплуатация подводных резервуаров для хранения углеводородов стали важным аспектом современной нефтегазовой промышленности.

Идея создания резервуаров для хранения нефти берет свое начало с 1878 г., когда В.Г. Шухов предложил использовать резервуары на бакинских промыслах. Эта инновация была значительным шагом вперед в технологии хранения нефти. Во время Второй мировой войны продолжилась тенденция строительства подводных резервуаров, что было обусловлено стратегическими соображениями безопасности и защиты ресурсов [31]. В более поздние годы, например во Вьетнаме, подводные резервуары для хранения нефти стали использоваться для предотвращения интенсивного испарения легких фракций нефти, вызванного жарким климатом [32–35]. Это решение оказалось эффективным для сохранения качества нефти и уменьшения потерь. Подводные резервуары для хранения углеводородов также находят применение на месторождениях с недостаточными запасами для строительства новых трубопроводов или в районах с отсутствующей трубопроводной инфраструктурой. Такие резервуары позволяют эффективно хранить и транспортировать углеводороды без необходимости значительных капитальных вложений в инфраструктуру.

М.С. Сониным в 2014 г. была запатентована конструкция подводного нефтехранилища вместимостью 120 000 м³, выполненного в виде днища круглой формы и корпуса в виде полусферы, жестко соединенных между собой и образующих герметичный объем [36–38]. Особенностью данной конструкции является применение газосборника для предотвращения образования вакуума в момент налива/опорожнения емкости. Современные технологии и научные достижения позволяют усовершенствовать данную конструкцию и расширить область применения подводных резервуаров.

Кроме традиционных задач хранения и транспортировки нефти, подводные резервуары могут использоваться для решения ряда экологических и экономических проблем. Они помогают снизить риск утечек и разливов, так как защищены от воздействий внешних факторов, таких как лед, айсберги и стамухи. Подводные резервуары также универсальны и могут применяться для хранения различных видов углеводородов, включая природный газ и конденсат. Автоматизация процессов и системы дистанционного мониторинга делают эксплуатацию таких хранилищ более безопасной и эффективной [39].

Конечно-элементная модель нефтехранилища

Эксплуатация подводных нефтехранилищ сопряжена с рядом технических и экологических рисков, которые могут привести к деформации купольной части корпуса, разрушению или разгерметизации хранилища и утечке нефти. В условиях Арктики эти проблемы усложняются ледяным покровом, что требует применения комплексных мер для предотвращения и ликвидации разливов нефти [40, 41]. Ключевую роль в предотвращении подобных инцидентов играет достоверный прогноз напряженно-деформированного состояния (НДС) стенки резервуара, установленного на морском дне на глубине 100 м. Такой прогноз позволяет предвидеть разрушение конструкции резервуара и бетона, в который он замоноличен, а также оптимально подобрать толщину стенки резервуара, марку стали и состав цемента.

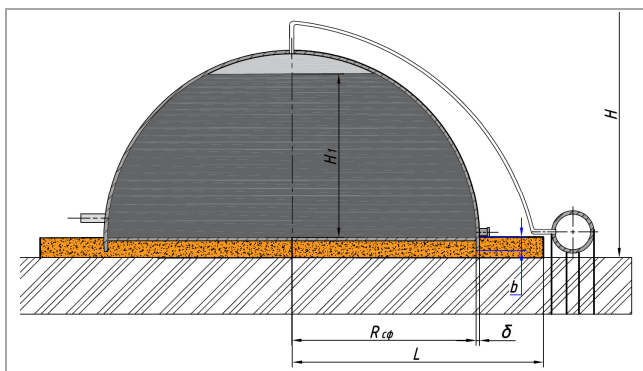


Рис. 1. Схема подводного нефтехранилища, используемая для расчета его устойчивости в подводных условиях

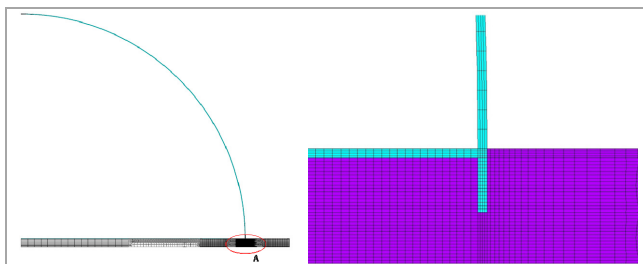


Рис. 2. Схема сечения подводного нефтехранилища, основанная на конечных элементах

Одним из основных факторов, приводящих к деформации стенки резервуара, является гидростатическое давление морской воды, давление паровоздушной смеси и гидростатическое давление продукта налива. Нагрузки, возникающие при землетрясениях, деформации основания или столкновении со сторонними предметами, на данном этапе моделирования не учитывались.

Другой важный аспект, влияющий на долговечность конструкции, – это качество замоноличивания резервуара в фундаментной плите. Появление пустот между резервуаром и бетоном приводит к концентрации повышенных напряжений, на которые цементный камень не рассчитан. Это может привести к деформации и разрушению бетона, а также к отрыву резервуара от поверхности морского дна из-за его положительной плавучести.

Для минимизации риска деформации и разрушения подводных нефтехранилищ необходимо применять комплексные инженерные решения и современные технологии. Это включает применение современных методов моделирования и прогнозирования НДС, проведение лабораторных испытаний материалов и конструкций для уточнения параметров модели, выбор высокопрочных сталей и цементных растворов, устойчивых к воздействию морской воды и давления, а также применение передовых технологий замоноличивания для обеспечения плотного прилегания резервуара к фундаментной плите.

Что касается вопросов контроля качества работы резервуара в условиях эксплуатации, то необходимо предусмотреть применение следующих этапов: установка датчиков и систем контроля для постоянного мониторинга состояния резервуара и окружающей среды, разработка автоматизированных систем для своевременного обнаружения и устранения дефектов и повреждений, особенно в условиях Арктики, обучение персонала и проведение регулярных учений по ликвидации аварий.

Авторами в работе [30] проводился численный анализ напряженного деформированного состояния подводных резервуаров вместимостью от 10 000 до

20 000 м³, производимых поставщиком нефтесервисных услуг и оборудования National Oilwell Varco (NOV). В данной работе анализу подверглась конструкция подводного хранилища М.С. Сонины вместимостью 120 000 м³ [36]. Проведено исследование напряженно-деформированного состояния уторного шва резервуара конструкции, а также зоны замоноличивания стального купола корпуса в бетоне ввиду наибольшей опасности разрушения в данных местах.

Анализ напряжений в конструкции подводного хранилища производился в программном комплексе численного конечно-элементного моделирования ANSYS [42–44]. Моделирование выполнялось с использованием основных соотношений теории упругости. Для определения полей напряжений, деформаций и перемещений решались следующие системы уравнений:

– уравнения движения (моментов):

$$\sum_j \frac{\partial \sigma_{ji}}{\partial x_j} + \rho f_i = 0, \quad i, j = 1, 2, 3, \quad (1)$$

где σ_{ji} – компоненты тензора напряжений; ∂x_j – производная по j -й координате; ρf_i – массовые силы;

– физические соотношения, описывающие связь напряжений и деформаций:

$$\{\sigma\} = [D]\{\epsilon\}, \quad (2)$$

где $\{\sigma\}$ – тензор напряжений; $[D]$ – матрица упругих констант; $\{\epsilon\}$ – тензор деформаций;

– геометрические соотношения, связывающие деформации и перемещения:

$$\epsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad i, j = 1, 2, 3, \quad (3)$$

где ϵ_{ij} – компоненты тензора деформаций; ∂x – производная по координате; u – компоненты вектора перемещений.

Для выполнения численного моделирования была разработана конечно-элементная модель конструкции подводного хранилища, включающая все основные элементы: стенки резервуара, фундаментную плиту, окружающий грунт и водную среду. Сетка модели была оптимизирована для точного представления геометрии и физических свойств материала, а также для учета всех значимых факторов, влияющих на напряженно-деформированное состояние (НДС) конструкции.

Для расчета поля напряжений в ANSYS создавалась осесимметричная конечно-элементная схема с использованием конечного элемента plane183, в которой реальное нефтехранилище рассматривается как полусферический купол, замоноличенный в железобетонную плиту, и днище, сваренное из стальных листов в форме круглой пластины (рис. 1). Такая модель учитывает главные нюансы при сооружении подводных резервуаров, а также задает геометрические характеристики сечений. Элементы модели жестко связаны друг с другом посредством сварных соединений и замоноличенных участков оболочки. В силу симметрии рассматривалась только половина выбранного сечения подводного нефтехранилища.

На рис. 1 показана схема подводного хранилища, путем декомпозиции которой была получена конечно-элементная модель и проведен анализ напряженно-деформированного состояния подводного хранилища конструкции М.С. Сонины вместимостью 120 000 м³ (рис. 2).

В табл. 1 отображены физические характеристики модели: физико-механические свойства цемента,

стали, нефти и морской воды. Физико-механические характеристики цемента задавались на основе марок, которые предположительно могут быть использованы для реализации целей подводной фиксации хранилища на установленном пространстве. Геометрические параметры показаны в табл. 2.

Емкость подводного танкера, выбрана исходя из исследования М.С. Сони́на [45], и объясняется условиями плавания в арктических морях, таких как Баренцево и Карское море, где оптимальным дедевром танкера является 60 тыс. т.

Рассмотрим создание сетки на рис. 2: в местах сварного соединения стенки резервуара с днищем – уторный шов и замоноличивания стенки в фундамент конечно-элементная сетка модели сгущалась, так как в данных зонах происходит наиболее интенсивное изменение напряжений и деформаций.

В численной модели принимались следующие граничные условия:

1. На нижней границе закреплялись перемещения по направлению нормали к поверхности (нулевые перемещения по вертикальной оси).

2. К внутренней стенке хранилища прикладывалось давление продукта налива (рис. 3, а).

3. К внешней стенке резервуара прикладывалось давление морской воды (рис. 3, б).

Расчет устойчивости подводного нефтехранилища позволил получить распределение максимальных эквивалентных напряжений по гипотезе Р.Э. Мизеса в уторном шве при полностью заполненном (рис. 4, а) и опорожненном хранилище (рис. 4, б).

Анализ устойчивости подводного нефтехранилища проводился путем сравнения рассчитанных напряжений растяжения и сжатия с пределом текучести стали, указанным в табл. 1. Если вычисленные напряжения превышали предел текучести, это означало, что в соответствующих участках хранилища возникают пластические деформации, которые могут привести к дальнейшему разрушению конструкции под воздействием напряжений растяжения или сжатия.

Исходя из анализа распределения максимальных напряжений, понятно, что при неблагоприятном случае в уторном шве возникают напряжения = 651,76 МПа. Коэффициент запаса составляет – 1,04, что меньше значения 1,25 в соответствии со СП 58.13330.2019 [46]. Для повышения значений коэффициента запаса прочности необходимо увеличить толщину стенки или рассмотреть материал с большим значением предела текучести.

Сравнение распределения максимальных эквивалентных напряжений по гипотезе Р.Э. Мизеса с результатами [30] показывает, что предпочтительными объемами, исходя из анализа, будут обладать подводные хранилища вместимостью от 10 000 м³ до 20 000 м³, ввиду меньшей металлоемкости и возникающих максимальных эквивалентных напряжений.

На рис. 5 приведены некоторые основные результаты по определению участков пластических деформаций (разрушения) фундамента, при этом они разделены на две составляющие: на рис. 5, а, красным цветом показано разрушение от сжимающих напряжений, а на рис. 5, б – от растягивающих.

Результаты расчетов показали, что возможное разрушение фундамента начнет происходить в местах скопления больших напряжений, как растягивающих, так и сжимающих, а именно в стыковых зонах, где купольная часть резервуара, деформируясь, начинает разрушать фундаментную плиту. Путем решения данной проблемы может являться применение цемента с большим классом прочности, например, 42.5.

Таблица 1

Физические характеристики модели

| Обозначение | Значение | Характеристика |
|-----------------|--------------------|--|
| T_n | 2 | Температура морской воды в месте установки, °С |
| V_p | 120 000 | Вместимость внутреннего резервуара, м ³ |
| ρ_B | 1030 | Плотность морской воды, кг/м ³ |
| σ_t | 690 | Нормативный предел текучести стали, D690W |
| μ | 0,3 | Коэффициент Пуассона |
| E | 2·10 ¹¹ | Модуль Юнга, Н/м ² |
| σ_B | 770–940 | Временное сопротивление стали, МПа |
| $\sigma_{сж}$ | 35 | Предел прочности при сжатии цемента, МПа |
| $\sigma_{раст}$ | 7 | Предел прочности при растяжении цемента, МПа |
| ϕ | 25 | Угол внутреннего трения, ° |

Таблица 2

Геометрические характеристики подводного нефтехранилища М.С. Сони́на

| Обозначение | Значение | Характеристика |
|-------------|----------|--|
| $R_{сф}$ | 39 | Внутренний радиус резервуара, м |
| H_1 | 39 | Высота налива нефти, м |
| H | 100 | Глубина в месте установки, м |
| δ | 72 | Толщина стенки резервуара, мм |
| L | 44 | Радиус фундаментной плиты, м |
| b | 0,5 | Глубина замоноличивания купольной части хранилища, м |

Примечание: * толщина стенки резервуара принята в соответствии с размерным сортаментом листового проката.

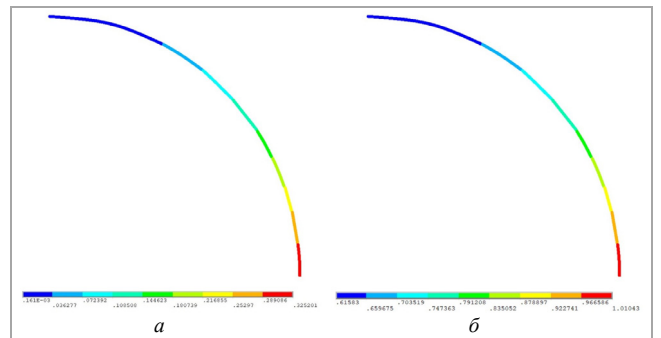


Рис. 3. Приложение граничных условий к стенке резервуара: а – давление нефти на внутреннюю стенку; б – давление столба морской воды на внешнюю стенку хранилища

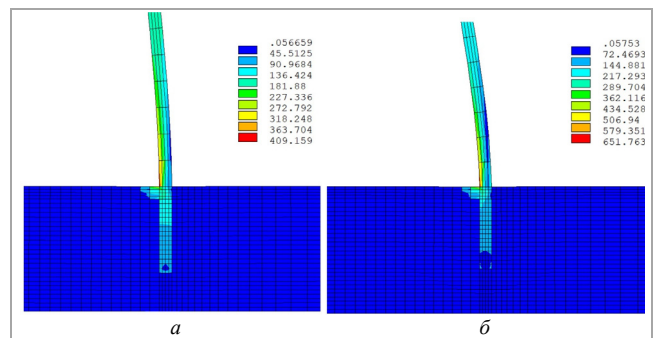


Рис. 4. Распределение максимальных эквивалентных напряжений по гипотезе Р.Э. Мизеса: а – заполненное хранилище; б – незаполненное хранилище

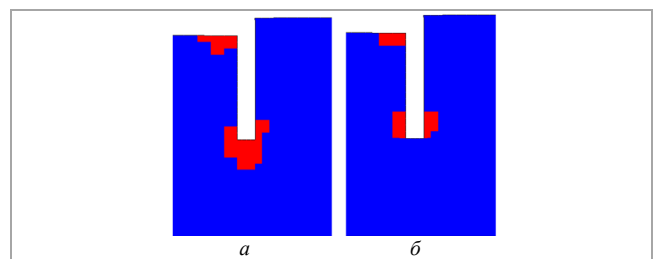


Рис. 5. Зоны разрушения фундамента подводного хранилища при выборе неподходящей марки цемента: а – от сжимающих напряжений; б – от растягивающих напряжений

Заключение

Подводные резервуары представляют собой важный элемент инфраструктуры, способный обеспечивать стратегическое хранение углеводородов в условиях чрезвычайных ситуаций или перебоев в поставках. Их внедрение может способствовать более устойчивому и безопасному развитию нефтегазовой промышленности, снижению экологических рисков и повышению экономической эффективности.

В ходе исследования была разработана численная конечно-элементная модель сечения подводного хранилища, выполненная по патенту М.С. Сониной. Данная модель позволяет оценить распределение напряжений в куполе и фундаменте резервуара с учетом особенностей подводной конструкции.

Наиболее уязвимым местом резервуара является уторный шов – место стыка днища и стенки, выполненное сварными швами. Для фундамента наиболее опасен сектор, где стенка резервуара замонтирована в фундаментную плиту, – здесь наблюдаются максимальные напряжения как сжатия, так и растяжения.

Моделирование показало, что наибольшие напряжения в стенке возникают, когда резервуар пуст или нефть полностью откачана. Это связано с тем, что наличие нефти создает давление на внутреннюю стенку, снижая воздействие морской воды на внешнюю сторону.

Для рассмотренных условий эксплуатации использование листов из высокопрочной стали марки D690W толщиной 72 мм недостаточно для обеспечения устойчивости конструкции. В уторном шве возникают напряжения, превышающие предел текучести выбранной стали.

Для решения этой проблемы есть два возможных подхода:

- уменьшить глубину погружения хранилища;
- увеличить толщину купольной части корпуса и добавить ребра жесткости, чтобы повысить жесткость и устойчивость конструкции.

Однако оба эти технических решения приведут к дополнительным расходам и технологическим сложностям в ходе реализации проекта.

Решением возникшей проблемы может стать применение подводных хранилищ вместимостью от 10 000 до 20 000 м³.

Библиографический список

1. Кульпин, Д.Л. К вопросам планомерно-последовательного освоения недр Арктики / Д.Л. Кульпин, Ч.С. Гусейнов // Газовая промышленность. – 2022. – № 7(835). – С. 20–26. – EDN VCTTLZ.
2. Богоявленский, В.И. Освоение ресурсов углеводородов и экологическая безопасность в Арктике В.И. Богоявленский / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Арктические ведомости. – 2021. – № 1(31). – С. 30–43. – EDN VWQJUC.
3. Богоявленский, В.И. Анализ состояния, перспектив и проблем освоения ресурсов углеводородов и угля в Арктике в связи с экономическими, геополитическими и технологическими реалиями / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2021. – Т. 228, № 2. – С. 154–180. – DOI: 10.38197/2072-2060-2021-228-2-154-180. – EDN JDFBGX.
4. Богачев, Ю.С. Формирование системы оценки достижения сбалансированного промышленного развития в Арктической зоне / Ю.С. Богачев, Н.М. Абдикеев, П.В. Трифонов // Учет. Анализ. Аудит. – 2022. – Т. 9, № 5. – С. 76–93. DOI: 10.26794/2408-9303-2022-9-5-76-93
5. Балабайкина, О.А. Устойчивое развитие арктической зоны: «Проект приразломное» / О.А. Балабайкина, В.А. Афонина // Нефтегазовое дело, техносферная безопасность, рациональное природопользование: современные реалии. – 2023. – С. 169–172.
6. Богоявленский, В.И. Мерзлота и газогидраты на Арктическом шельфе Восточной Сибири / В.И. Богоявленский, А.В. Кишанков, А.Г. Казанин // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2022. – Т. 507, № 1. – С. 110–117. DOI: 10.31857/S268673972260134X. – EDN SYMNGC.
7. Дзюбло, А.Д. Грунтово-ледовые острова Новые технологии для освоения ресурсов газа на шельфе Карского моря / А.Д. Дзюбло, А.Е. Сторожева, К.В. Алексеева // Деловой журнал Neftgaz.RU. – 2023. – № 2(134). – С. 84–91. – EDN QHEOCS.
8. Гаврилов, А.В. Инженерно-геоэкологическая карта – инструмент оценки возможных рисков при проведении геолого-разведочных работ на нефтегазоносных структурах арктического шельфа России / А.В. Гаврилов, В.В. Малахова, Е.И. Пижанкова // Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций в Арктической зоне Российской Федерации: материалы научно-практической конференции, Мурманск, 04–07 апреля 2023 года. – Мурманск: Мурманский арктический государственный университет, 2023. – С. 84–86. – EDN DOAUUY.
9. Complex of geophysical studies of the seyakha catastrophic gas blowout crater on the Yamal peninsula, Russian arctic / V. Bogoyavlensky, I. Bogoyavlensky, R. Nikonov, A. Kishankov // Geosciences (Switzerland). – 2020. – Vol. 10, no. 6. – P. 215. DOI: 10.3390/geosciences10060215. – EDN ORHKFU.
10. Шабалин, Н.В. Комплексные морские исследования в Арктическом регионе / Н.В. Шабалин, Г.И. Хурматова // Деловой журнал Neftgaz.RU. – 2020. – № 1. – С. 36–43.
11. Safonova, T.Y. Prospects of Russian oil and gas production in the Arctic: From collapse to development / T.Y. Safonova // Kreat. Econ. [Creat. Econ.]. – 2020. – № 14. – С. 2569–2590.
12. Kryukov, V.A. Economy of the Modern Arctic: Effective Interaction and Integrated Risk Management as the Basis of Success: A Monograph / V.A. Kryukov, T.P. Skufyina, E.A. Korchak // KSC RAS: Apatity, Russia, 2020. – 245 p.
13. Kondratyev, V.B. Mineral Resources and the Future of the Arctic / V.B. Kondratyev // Gorn. Promyshlennost' [Min. Ind.]. – 2020. – P. 87–96. DOI: 10.30686/1609-9192-2020-1-87-96
14. Fadeev, A. Arctic offshore fields development: new challenges & opportunities at the current post-pandemic situation / A. Fadeev, F. Larichkin, M. Afanasyev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – Vol. 554, no. 1. IOP Publishing. DOI: 10.1088/1755-1315/554/1/012008
15. Henderson, J. The prospects and challenges for Arctic oil development / J. Henderson, Ju. Stephanie, L. Perelstein. – 2016. DOI: 10.26889/9781784670153
16. Bogoyavlensky, V. The Arctic and World Ocean: current state, prospects and challenges of hydrocarbon resources development / V. Bogoyavlensky // World Petroleum Congress. – WPC, 2014.
17. Experimental investigation on the oil permeation mechanism of underwater oil storage method with flexible oil bladder / Li Ziheng [et al.] // Energy. – 2023. – Vol. 282. – P. 128798. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128798
18. Design of Subsea storage tanks for Arctic conditions-heat treatment of materials / Shanmugavelu Arvind, Kishor Tirumanur [et al.] // Materials Today: Proceedings. – 2023. DOI: 10.1016/j.matpr.2023.04.367
19. Production availability for new subsea production systems with seabed storage tanks / Choi Inhwan [et al.] // Advances in Structural Engineering and Mechanics. – 2013.
20. Kaalstad, J.P. Flexible subsea storage unit development and applications / J.P. Kaalstad, A. Kristoffersen // In Offshore Technology Conference Brasil (pp. OTC-24537). OTC. – 2013. – October. DOI: 10.4043/24537-MS
21. Ringia, A. Numerical Study Using Computational Fluid Dynamics of the Cooling Process inside a Subsea Oil Storage Tank to Evaluate Wax Appearance Vulnerability / A. Ringia // Master's thesis, NTNU. – 2019.
22. Liu, D. Numerical study of heat transfer characteristics in a subsea wet oil storage tank / D. Liu, J. Wang, Y. You // In ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference (pp. ISOPE-I). ISOPE. – 2019. – June.
23. Analysis on temperature drop characteristics and temperature maintenance calculation of subsea mat oil tank / H. Wang, H. Dou, C. Wang, Q. Wang // In ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference (pp. ISOPE-I). ISOPE. – 2021. – June.
24. Ganapathy, C. (Hydrodynamic loads due to earthquakes on subsea storage tanks / C. Ganapathy, O. Mahrenholtz // In ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference (pp. ISOPE-I). ISOPE. – 1994. – April.
25. Pimm, A.J. Design and testing of energy bags for underwater compressed air energy storage / A.J. Pimm, S.D. Garvey, M. de Jong // Energy. – 2014. – Vol. 66. – P. 496–508. DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.010
26. Mazarakos, D.E. Structural analysis of a steel double hull underwater tank, intended for oil recovery from shipwrecks / D.E. Mazarakos, D.E. Vlachos, V. Kostopoulos // International Journal of Computer Aided Engineering and Technology. – 2013. – Vol. 5(1). – P. 76–98. DOI: 10.1504/IJCAET.2013.050629
27. Experimental characteristics of a storage tank on a harvest-type ice storage system / S. Choi, J.D. Kim, E. Kim, J.I. Yoon // International journal of heat and mass transfer. – 2002. – Vol. 45(7). – P. 1407–1412. DOI: 10.1016/S0017-9310(01)00264-2
28. Ross, C.T. A conceptual design of an underwater vehicle / C.T. Ross // Ocean Engineering. – 2006. – Vol. 33(16). – P. 2087–2104. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2005.11.005
29. Pliskin, L. Deep and Very Deep Oil-Storage Tanks / L. Pliskin // In Offshore Technology Conference (pp. OTC-1945). OTC. – 1974. – May. DOI: 10.4043/1945-MS
30. Земляновский, В.А. Численный анализ устойчивости подводного сферического резервуара для хранения нефти / В.А. Земляновский, С.Н. Попов, С.Е. Чернышов // Безопасность труда в промышленности. – 2023. – № 6. – С. 36–43. DOI: 10.24000/0409-2961-2023-6-36-43
31. Reservoir and development characteristics of the Da'anzhai tight oil in Sichuan Basin / Y. Wang, M. Tong, Y. Sun [et al.] // SW China. Petroleum Research. – 2019. – Vol. 4, № 3. – P. 212–226. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2019.04.002

32. Нгуен Чьеу, Ньен Роль солнечной радиации в испарении легких фракций / Нгуен Чьеу Ньен, Ч.С. Гусейнов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 4. – С. 54–56.
33. Бобов, Д.Г. Преимущества подводного освоения месторождений / Д.Г. Бобов, Ч.С. Гусейнов // Нефтяная провинция. – 2021. – № 4-2(28). – С. 406–422. DOI: 10.25689/NP.2021.4.406-422. – EDN JDINQK.
34. Гусейнов, Ч.С. Технология установки подводного массивного резервуара на морское дно / Ч.С. Гусейнов, В.А. Земляновский // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – № 2(33). – С. 38–51. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art4. – EDN CQYRYS.
35. Подбор эффективных реагентов для транспорта и подготовки нефти Южно-Хальчуйского месторождения / Ю.В. Манаква, В.Г. Рябов, Е.В. Ибраева [и др.] // Недропользование. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 164–173. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7
36. Пат. 133818 Рос. Федерация. В 65D. Подводное нефтехранилище / М.С. Сонин; заявл. 11.06.2013; опубл. 27.10.2013. Бюл. № 30.
37. Сонин, М.С. Методология оценки надежности конструкций подводных резервуаров / М.С. Сонин, В.Е. Шутов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 2. – С. 27–29. – EDN RBKSHV.
38. Сонин, М.С. Разработка надежной конструкции подводного нефтяного резервуара / М.С. Сонин, В.Е. Шутов // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 11(178). – С. 89–90. – EDN RQQUQT.
39. Земляновский, В.А. Подводные резервуары для хранения нефти: массогабаритные параметры и конструктивные особенности / В.А. Земляновский, С.Н. Попов, С.Е. Чернышов // Безопасность труда в промышленности. – 2024. – № 4. – С. 31–38. DOI: 10.24000/0409-2961-2024-4-31-38
40. Анализ возможности эскалации аварии в системе надземных многониточных газопроводов в условиях Арктики / Ю.В. Гамера, Ю.Ю. Петрова, Р.Р. Кантюков, Л.В. Ягупова // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 12. – С. 51–57. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-12-51-57
41. Сравнительный анализ способов ликвидации аварийных разливов нефти в условиях арктических морей / А.А. Горбунов, С.И. Шепелюк, А.Г. Нестеренко [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 3. – С. 18–26. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-3-18-26
42. ANSYS. Technical description. 2019 [Электронный ресурс]. – URL: https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/prod_page.html?pn=Mechanical%20APDL&prover=20.2&lang=en (дата обращения: 25.05.2024).
43. Ашихмин, С.Г. Моделирование напряженно-деформированного состояния необсаженной скважины / С.Г. Ашихмин, А.Э. Кухтинский // Недропользование. – 2014. – № 11. – С. 99–104. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.10
44. Оценка напряженно-деформированного состояния нетронутого массива на месторождении Жаман-Айбат / В.А. Асанов, В.Н. Токсаров, Н.А. Самоделькина [и др.] // Недропользование. – 2014. – № 12. – С. 56–66. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.7
45. Сонин, М.С. Подводный резервуар для хранения жидких углеводородов на месторождениях арктического шельфа: специальность 25.00.18 "Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых": автореф. ... канд. Техн. наук / Сонин Максим Сергеевич. – М., 2016. – 22 с. – EDN ZQALJN.
46. СП 58.13330.2019. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Утв. Приказом Минрегиона РФ от 16 декабря 2019 г. № 811/пр. – М., 2019. – 76 с

References

- Kul'pin D.L., Ch.S. Guseinov K voprosam planomerno-posledovatel'nogo osvoeniia nedr Arktiki [Issues of systematic and consistent development of the Arctic subsoil]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2022, no. 7 (835), pp. 20-26. EDN VCTTLZ.
- Bogoiavlenskii V.I., Bogoiavlenskii I.V. Osvoenie resursov uglevodorodov i ekologicheskaya bezopasnost' v Arktike [Development of hydrocarbon resources and environmental security in the Arctic]. *Arkticheskie vedomosti*, 2021, no. 1 (31), pp. 30-43. EDN VWQQUC.
- Bogoiavlenskii V.I., Bogoiavlenskii I.V. Analiz sostoianiia, perspektiv i problem osvoeniia resursov uglevodorodov i uglya v Arktike v sviazi s ekonomicheskimi, geopoliticheskimi i tekhnologicheskimi realiami [Analysis of the state, prospects and problems of the development of hydrocarbon and coal resources in the Arctic in connection with the economic, geopolitical and technological realities]. *Nauchnye trudy Vol'nogo ekonomicheskogo obshchestva Rossii*, 2021, vol. 228, no. 2, pp. 154-180. DOI: 10.38197/2072-2060-2021-228-2-154-180. EDN JDFBGX.
- Bogachev Iu.S., Abdikeev N.M., Trifonov P.V. Formirovanie sistemy otsenki dostizheniia sbalansirovannogo promyshlennogo razvitiia v Arkticheskoi zony [System Formation for Assessing the Achievement of Balanced Industrial Development in the Arctic Zone]. *Uchet. Analiz. Audit*, 2022, vol. 9, no. 5, pp. 76-93. DOI: 10.26794/2408-9303-2022-9-5-76-93
- Balabeikina O.A., Afonina V.A. Ustoichivoe razvitiie arkticheskoi zony: "Proekt prirazlomnoe" [Sustainable Development of the Arctic Zone: "Prirazlomnoye Project"]. *Neftegazovoe delo, tekhnosfernaia bezopasnost', ratsional'noe prirodopol'zovanie: sovremennye realii*, 2023, pp. 169-172.
- Bogoiavlenskii V.I., Kishankov A.V., Kazanin A.G. Merzloty i gazogidraty na Arkticheskomo shel'fe Vostochnoi Sibiri [Permafrost and gas hydrates on the East Siberian Arctic shelf]. *Doklady Rossiiskoi akademii nauk. Nauki o Zemle*, 2022, vol. 507, no. 1, pp. 110-117. DOI: 10.31857/S268673972260134X. EDN SYMNGC.
- Dziublo A.D., Storozheva A.E., Alekseeva K.V. Gruntovo-ledovye ostrova Novye tekhnologii dlia osvoeniia resursov gaza na shel'fe Karskogo moria [Ground-ice islands New technologies for the development of gas resources on the shelf of the Kara Sea]. *Delovoi zhurnal Neftgaz.RU*, 2023, no. 2 (134), pp. 84-91. EDN QHEOCO.
- Gavrilov A.V., Malakhova V.V., Pizhankova E.I. Inzhenerno-geokriologicheskaya karta - instrument otsenki vozmozhnykh riskov pri provedenii geologo-razvedochnykh rabot na neftegazonnykh strukturakh arkticheskogo shel'fa Rossii [Engineering and geocryological map is a tool for assessing possible risks during geological exploration work on oil and gas bearing structures of the Arctic shelf of Russia]. *Preduprzhdzenie i likvidatsiia chrezvychainykh situatsii v Arkticheskoi zony Rossiiskoi Federatsii. Materialy nauchno-prakticheskoi konferentsii, Murmansk, 04-07 April 2023*. Murmansk: Murmanskii arkticheskii gosudarstvennyi universitet, 2023, pp. 84-86. EDN DOAUYU.
- Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R., Kishankov A. Complex of geophysical studies of the seyakha catastrophic gas blowout crater on the Yamal peninsula, Russian arctic. *Geosciences (Switzerland)*, 2020, vol. 10, no. 6, 215 p. DOI: 10.3390/geosciences10060215. EDN ORHKFU.
- Shabalin N.V., Khurmatova G.I. Kompleksnye morskoe issledovaniia v Arkticheskome regione [Integrated Marine Research in the Arctic Region]. *Delovoi zhurnal Neftgaz.RU*, 2020, no. 1, pp. 36-43.
- Safonova T.Y. Prospects of Russian oil and gas production in the Arctic: From collapse to development. *Kreat. Econ.* [Creat. Econ.], 2020, no. 14, pp. 2569-2590.
- Kryukov V.A., Skufyina T.P., Korchak E.A. Economy of the Modern Arctic: Effective Interaction and Integrated Risk Management as the Basis of Success: A Monograph. *KSC RAS: Apatity, Russia*, 2020, 245 p.
- Kondratyev V.B. Mineral Resources and the Future of the Arctic. *Gorn. Promyshlennost'* [Min. Ind.], 2020, pp. 87-96. DOI: 10.30686/1609-9192-2020-1-87-96
- Fadeev A., Larichkin F., Afanasyev M. Arctic offshore fields development: new challenges & opportunities at the current post-pandemic situation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, vol. 554, no. 1. IOP Publishing. DOI: 10.1088/1755-1315/554/1/012008
- Henderson J., Stephanie Ju., Perelstein L. The prospects and challenges for Arctic oil development, 2016. DOI: 10.26889/9781784670153
- Bogoyavlensky V. The Arctic and World Ocean: current state, prospects and challenges of hydrocarbon resources development. *World Petroleum Congress, WPC*, 2014.
- Ziheng Li et al. Experimental investigation on the oil permeation mechanism of underwater oil storage method with flexible oil bladder. *Energy*, 2023, vol. 282, 128798 p. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128798
- Arvind Shanmugavelu, Tirumanur Kishor et al. Design of Subsea storage tanks for Arctic conditions-heat treatment of materials. *Materials Today: Proceedings*, 2023. DOI: 10.1016/j.matpr.2023.04.367
- Inhwan Choi et al. Production availability for new subsea production systems with seabed storage tanks. *Advances in Structural Engineering and Mechanics*, 2013.
- Kaalstad J.P., Kristoffersen A. Flexible subsea storage unit development and applications. *In Offshore Technology Conference Brasil* (pp. OTC-24537). OTC, 2013, October. DOI: 10.4043/24537-MS
- Ringia A. Numerical Study Using Computational Fluid Dynamics of the Cooling Process inside a Subsea Oil Storage Tank to Evaluate Wax Appearance Vulnerability. *Master's thesis*, NTNU, 2019.
- Liu D., Wang J., You Y. Numerical study of heat transfer characteristics in a subsea wet oil storage tank. *In ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference* (pp. ISOPE-I). ISOPE, 2019, June.
- Wang H., Dou H., Wang C., Wang Q. Analysis on temperature drop characteristics and temperature maintenance calculation of subsea mat oil tank. *In ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference* (pp. ISOPE-I). ISOPE, 2021, June.
- Ganapathy C., Mahrenholtz O. (Hydrodynamic loads due to earthquakes on subsea storage tanks. *In ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference* (pp. ISOPE-I). ISOPE, 1994, April.
- Pimm A.J., Garvey S.D., de Jong M. Design and testing of energy bags for underwater compressed air energy storage. *Energy*, 2014, vol. 66, pp. 496-508. DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.010
- Mazarakos D.E., Vlachos D.E., Kostopoulos V. Structural analysis of a steel double hull underwater tank, intended for oil recovery from shipwrecks. *International Journal of Computer Aided Engineering and Technology*, 2013, vol. 5 (1), pp. 76-98. DOI: 10.1504/IJCAET.2013.050629
- Choi I.S., Kim J.D., Kim E., Yoon J.I. Experimental characteristics of a storage tank on a harvest-type ice storage system. *International journal of heat and mass transfer*, 2002, vol. 45 (7), pp. 1407-1412. DOI: 10.1016/S0017-9310(01)00264-2
- Ross C.T. A conceptual design of an underwater vehicle. *Ocean Engineering*, 2006, vol. 33 (16), pp. 2087-2104. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2005.11.005
- Pliskin L. Deep and Very Deep Oil-Storage Tanks. *In Offshore Technology Conference* (pp. OTC-1945). OTC, 1974, May. DOI: 10.4043/1945-MS
- Zemlianovskii V.A., Popov S.N., Chernyshov S.E. Chislennyy analiz ustoiichivosti podvodnogo sfericheskogo rezervuara dlia khraneniia nefiti [Numerical Stability Analysis of an Underwater Spherical Oil Storage Tank]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, 2023, no. 6, pp. 36-43. DOI: 10.24000/0409-2961-2023-6-36-43
- Wang Y., Tong M., Sun Y. et al. Reservoir and development characteristics of the Da'anzhai tight oil in Sichuan Basin. *SW China. Petroleum Research*, 2019, vol. 4, no. 3, pp. 212-226. DOI: 10.1016/j.pthrs.2019.04.002

32. Nguen Ch'eu N'en, Guseinov Ch.S. Rol' solnechnoi radiatsii v isparenii legkikh fraktsii [The role of solar radiation in the evaporation of light fractions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2000, no. 4, pp. 54-56.
33. Bobov D.G., Guseinov Ch.S. Preimushchestva podvodnogo osvoeniia mestorozhdenii [Advantages of underwater development of fields]. *Neftianaia provintsia*, 2021, no. 4-2 (28), pp. 406-422. DOI: 10.25689/NP.2021.4.406-422. EDN JDINQK.
34. Guseinov Ch.S., Zemlianovskii V.A. Tekhnologiya ustanovki podvodnogo massivnogo rezervuara na morskoe dno [A technology for seabed installation of an underwater massive tank]. *Aktualnye problemy nefti i gaza*, 2021, no. 2 (33), pp. 38-51. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art4. EDN CQYRYS.
35. Manakova Iu.V., Riabov V.G., Ibraeva E.V. et al. Podbor effektivnykh reagentov dlia transporta i podgotovki nefti Iuzhno-Khyl'chuiuskogo mestorozhdeniia [Screening for efficient agents for transportation and treatment of oil of South-Khyl'chuiu field]. *Nedropol'zovanie*, 2017, vol. 16, no. 2, pp. 164-173. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7
36. Sonin M.S. Podvodnoe neftekhranilishche [Underwater oil storage facility]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 133818 (2013).
37. Sonin M.S., Shutov V.E. Metodologiya otsenki nadezhnosti konstruktssii podvodnykh rezervuarov [Methodology for assessing the reliability of underwater reservoir structures]. *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse*, 2013, no. 2, pp. 27-29. EDN RBKSHV.
38. Sonin M.S., Shutov V.E. Razrabotka nadezhnoi konstruktssii podvodnogo neftianogo rezervuara [Designing of structurally reliable subsea oil storage tank]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2013, no. 11 (178), pp. 89-90. EDN RQQUQT.
39. Zemlianovskii V.A., Popov S.N., Chernyshov S.E. Podvodnye rezervuary dlia khraneniia nefti: massogabaritnye parametry i konstruktivnye osobennosti [Underwater Oil Storage Tanks: Mass and Dimensional Parameters and Design Features]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, 2024, no. 4, pp. 31-38. DOI: 10.24000/0409-2961-2024-4-31-38
40. Gamera Iu.V., Petrova Iu.Iu., Kantiukov R.R., Iagupova L.V. Analiz vozmozhnosti eskalatsii avarii v sisteme nadzemnykh mnogonitochnykh gazoprovodov v usloviiakh Arktiki [Analysis of the Possibility of an Accident Escalation in the System of the Overhead Multi-Line Gas Pipelines in the Arctic]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, 2021, no. 12, pp. 51-57. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-12-51-57
41. Gorbunov A.A., Shepeliuk S.I., Nesterenko A.G. et al. Sravnitel'nyi analiz sposobov likvidatsii avariinykh razlivov nefti v usloviiakh arkticheskikh morei [Comparative Analysis of Oil Spill Response Methods in the Arctic Seas]. *Bezopasnost' truda v promyshlennosti*, 2020, no. 3, pp. 18-26. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-3-18-26
42. ANSYS. Technical description, 2019, available at: https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/prod_page.html?pn=Mechanical%20APDL&prodver=20.2&lang=en (accessed 20 May 2024).
43. Ashikhmin S.G., Kukhtinskii A.E. Modelirovanie napriazhenno-deformirovannogo sostoiianiia neobzashennoi skvazhiny [Simulation of stress-deformed state of open well]. *Nedropol'zovanie*, 2014, no. 11, pp. 99-104. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.10
44. Asanov V.A., Toksarov V.N., Samodelkina N.A. et al. Otsenka napriazhenno-deformirovannogo sostoiianiia netronutogo massiva na mestorozhdenii Zhaman-Aibat [Evaluation of stressed-deformed state of virgin rock at Zhaman-Aibat deposit]. *Nedropol'zovanie*, 2014, no. 12, pp. 56-66. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.7
45. Sonin M.S. Podvodnyi rezervuar dlia khraneniia zhidkikh uglevodorodov na mestorozhdeniiakh arkticheskogo shel'fa: spetsial'nost' 25.00.18 "Tekhnologiya osvoeniia morskikh mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh" [Underwater reservoir for storing liquid hydrocarbons at Arctic shelf deposits: specialty 25.00.18 "Technology of development of offshore mineral deposits"]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow, 2016, 22 p. EDN ZQALJN.
46. SP 58.13330.2019. Svod pravil. Gidrotekhnicheskie sooruzheniia. Osnovnye polozeniia. Utv. Prikazom Minregiona RF ot 16 dekabria 2019. No. 811/pr [SP 58.13330.2019. Code of Practice. Hydraulic Structures. Basic Provisions. Approved. By Order of the Ministry of Regional Development of the Russian Federation dated December 16, 2019. No. 811/pr]. Moscow, 2019, 76 p.

Финансирование. Работа выполнена в рамках госзадания «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (ФММЕ – 2022-0008, Рег. № НИОКТР 122022800364-6)".

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.