

ПОДВОДНОЕ ХРАНЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Ю.В. Бесхижко¹, В.В. Бесхижко¹, А.И. Ермаков²

¹АО «Морнефтегазпроект»

²ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

© Коллектив авторов,
2021

Электронная почта: yulia-beskhizhko@yandex.ru

В статье рассмотрены существующие и перспективные способы хранения жидких углеводородов при освоении морских месторождений углеводородов как в Российской Федерации, так и за рубежом. Проведенный анализ показал крайне ограниченное применение отдельно расположенных подводных хранилищ и весьма значительные преимущества при их использовании в составе систем подводной добычи углеводородов. Оценена реальная возможность их реализации в Российской Федерации.

Ключевые слова: жидкие углеводороды, подводное хранение, Арктика, мягкие резервуары, системы подводной добычи

UNDERWATER STORAGE OF LIQUID HYDROCARBONS IN ARCTIC CONDITIONS

Y.V. Beskhizhko¹, V.V. Beskhizhko¹, A.I. Ermakov²

¹LLC "MORNEFTEGAZPROJECT", RF, Moscow

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow

The existing and prospective methods of storage of liquid hydrocarbons for offshore hydrocarbon deposits development both in the Russian Federation and abroad are considered. The conducted analysis showed extremely limited use of separately located underwater storage facilities and very significant advantages when using them as part of subsea hydrocarbon production systems. The real feasibility of them for the Russian Federation is presented.

Keywords: liquid hydrocarbons, underwater storage, Arctic, soft reservoirs, subsea production systems

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-75-80>

В настоящее время продолжается работа по подготовке к освоению арктических углеводородных месторождений. Так, уже более 5 лет ведется отгрузка нефти с первой российской арктической платформы «Приразломная», что позволяет добывать более 3 млн тонн нефти в год, готовится к разработке Долгинское нефтяное месторождение; весьма подробно проработаны вопросы освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения; продолжается изучение структур арктических морских лицензионных участков «Газпрома», «Роснефти».

Несмотря на всё разнообразие схем освоения таких месторождений, общим является необходимость доставки добываемого скважинного флюида или получаемых из него продуктов товарной нефти, конденсата, газа и др. к месту потребления/дальнейшего распределения.

Транспорт газа является предметом отдельного рассмотрения и здесь не представлен. Возможными способами доставки жидких углеводородов (УВ) с месторождения являются:

- морские магистральные подводные трубопроводы;
- танкеры.

Морские магистральные подводные трубопроводы (следует различать магистральные и внутрипромысловые трубопроводы) являются весьма эффективными, хотя имеют и определенные ограничения.

С помощью трубопроводов может быть осуществлен транспорт скважинного флюида на весьма значительные расстояния (десятки километров), при этом отпадает необходимость создания значительных запасов перекачиваемого продукта непосредственно на морском месторождении.

Схема добычи и подготовки жидких углеводородов с использованием стационарных платформ различного типа непосредственно на месторождении, либо плавучих установок (FPSO, FSO для хранения), широко распространена в настоящее время, позволяет отгружать подготовленную продукцию на танкеры. При этом возникает потребность в хранении на месторождении значительных объемов углеводородов (тысячи и десятки

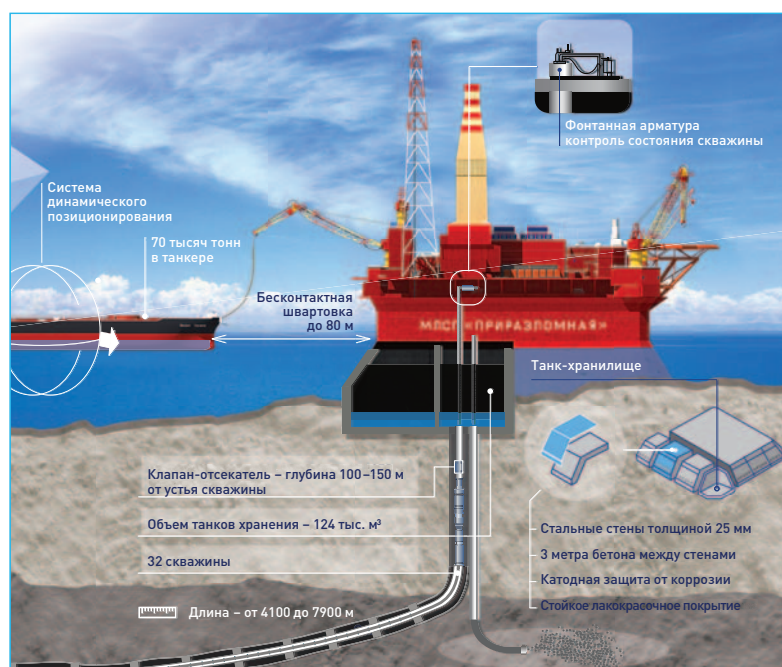


Рис. 1. Реализация танка-хранилища на примере МЛСП «Приразломная». Из открытых источников

тысяч тонн продукта), что сопряжено со значительными экологическими рисками.

Различают подводное и надводное хранение жидких углеводородов.

Подводное хранение предполагает следующие варианты:

- в опорном основании гравитационного типа (морская стационарная платформа, далее – МСП);
- в основании платформы плавучего типа (SPAR [6]);
- в хранилищах на морском дне.

Надводное хранение осуществляется в плавучих хранилищах различного типа, а также в резервуарах в FPSO, FSO.

Необходимо отметить, что в основном на момент написания статьи практическое применение подводного хранения реализовано лишь в основаниях платформ (табл. 1, 2), что касается хранения углеводородов на морском дне в виде отдельно расположенных резервуаров, то это направление в основном представлено предпроектными решениями [1–4]. Так, в работе [4] представлены достаточно серьезные проработки, включая выбор формы подводного резервуара. Также существуют проекты с реальным практическим применением [5], но их число ограничено. Практическая реализация подводного хранения в настоящее время осуществляется посредством разделения всего объема, подлежащего хранению продукта, по так называемым «танкам-хранилищам» (рис. 1), что позволяет минимизировать ущерб в случае потенциального повреждения резервуара или опорного основания.

Непосредственно в танках-хранилищах хранение может быть организовано следующим образом:

- «мокрое хранение», когда жидкий углеводород при отгрузке замещается морской водой (на границе контакта образуется слой эмульсии);
- «сухое хранение», когда жидкий углеводород при отгрузке замещается инертным газом;
- «разделенное хранение», когда жидкий углеводород при отгрузке замещается морской водой без прямого контакта воды и УВ (в настоящее время не реализовано [3, 4]).

Существующие и возможные способы подводного хранения жидких углеводородов при использовании различных объектов обустройства шельфовых месторождений представлены на рис. 2.

Выбор решения для условий конкретного месторождения требует проведения весьма сложных специальных расчетов, поскольку при этом учитываются самые разнообразные факторы, начиная от объема извлекаемых запасов углеводородов и заканчивая технико-экономическими показателями применяемого оборудования и материалов.

В настоящее время широко используются морские стационарные платформы, которые обеспечивают не только добычу УВ, но также хранение и отгрузку на танкеры.

Хранение углеводородов на некоторых морских стационарных платформах характеризуется следующими основными показателями (табл. 1).

Для других объектов сведения приведены в табл. 2 и 3.

Наряду с платформами достаточно широкое применение в мире находят технические средства судового типа, FPSO, их основные характеристики приведены в табл. 2.

«СУХАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Танки-хранилища изначально заполняются нейтральным газом под давлением. Жидкий углеводород закачивается в танк, вытесняя газ. При отгрузке, наоборот, закачивается газ и вытесняется жидкий углеводород.

Преимущества:

По сравнению с «мокрым хранением» – исключено образование эмульсии.

Недостатки:

- необходимость увеличения балласта на платформе (примерно равен весу отгружаемой за один раз жидкости);
- резкое периодическое изменение выталкивающей силы, действующей

на платформу (примерно равно весу отгружаемой за один раз жидкости, в цифрах – до 60 тыс. тонн);

- значительная дополнительная потребность в инертном газе. Соответственно нужно дополнительное оборудование и место для его размещения;
- дополнительные выбросы легких фракций углеводородов.

«МОКРАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В танках-нефтехранилищах применяется «мокрый» способ хранения нефти, то есть они постоянно заполнены либо нефтью, либо водой. В РФ применено на МЛСП «Приразломная». Преимущество заключается в том, что по сравнению с «сухим» хранением относи-

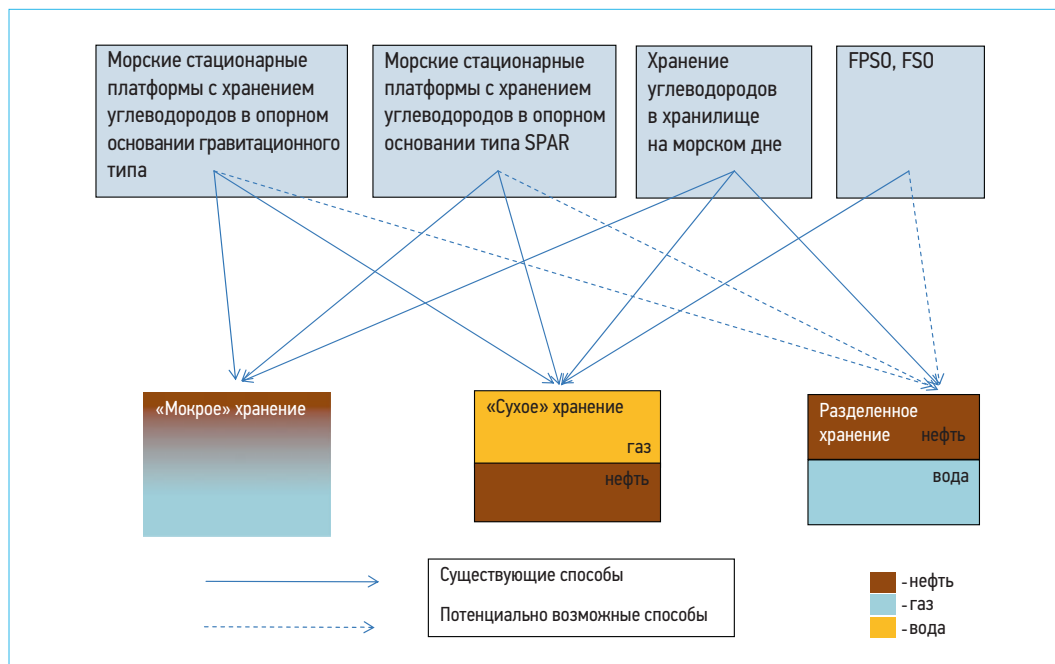


Рис. 2. Теоретически возможные способы хранения жидких углеводородов и их применимость на различных объектах обустройства

Таблица 1. Основные характеристики морских стационарных платформ в части хранения жидких углеводородов в опорном основании гравитационного типа (из бетона)

№ п/п	Месторождение (наименование)	Принадлежность	Вид УВ	Платформа (наименование)	Глубина моря, м	Запасы, млн тонн	Объем танков хранения, тыс.м ³	Способ хранения
1	Приразломное	РФ	нефть	Приразломная	20	72	>100	мокрый
2	Hibernia	Канада	нефть	Hibernia (Хиберния)	80	160	165	мокрый
3	Hebron	Канада	нефть	Hebron (Хеброн)	92	95	≈190 (1,2 Million barrels of oil (MBO))	мокрый
4	Ekofisk	Норвегия	нефть, газ	Ekofisk oil Tank	71	35	≈150 (135 000 тонн)	сухой
5	Beryl	Норвегия	нефть и конденсат	beryl A	118	110	52 (864 000 барелей)	мокрый
6	Brent	Великобритания	нефть и газ	brent B	140	480*	64	мокрый
7				Brent D	140	-	68	мокрый
9				Statfjord A	145	-	87	мокрый
10	Statfjord	Норвегия		Statfjord B	145	-	140	мокрый
11				Statfjord C	145	-	130	мокрый
12	Gulfaks	Норвегия	нефть и газ	gulfaks A	135	-	125	мокрый
13				Gulfaks II	216	-	244	мокрый
14	Draugen	Норвегия	нефть и газ	draugen	251	92	85,7	мокрый
15	Commorant	Великобритания		Commorant A	149	13	120	мокрый
16	Harding	Шотландия			106	34	36,745	мокрый
17	SouthArne	Шотландия			60	-	28	мокрый
18	Dunlin	Великобритания	нефть	dunlin A	153	-	90	мокрый
19	F3-FB-1P	Голландия			42	-	23,3	сухой
20	Wanadoo	Австралия			54	-	28	мокрый
21	Malampaya	Филиппины				-	35	сухой

Примечание:* – геологические запасы.

Таблица 2. Основные характеристики некоторых FPSO в части хранения УВ

№ п/п	Месторождение (наименование)	Принадлежность	Вид УВ	Судно (наименование)	Осадка, м	Полный объем, млн м ³
1	Cachalote	Бразилия	нефть и газ	Capixaba	21	324,02
2	Niger Delta OPL 209	Нигерия	нефть и газ	Erha	-	349,77
3	Kikeh	Малайзия	нефть	Kikeh	21	346,43
4	Block 15 – Hongo, Chocalho	Ангола	нефть и газ	Kizomba A	24	349,77
5	Marlim Sul	Бразилия	нефть и газ	Marlim Sul	21	322,11
6	Mondo, Block 15	Ангола	нефть	Mondo	21	333,87
7	Saxi & Batuque, Block 15	Ангола	нефть и газ	Saxi-batuque (Kizomba C)	22	386,50
8	Central Graben, Block 21/30, Guillemot Fields	Великобритания	нефть и газ	Triton	-	349,77
9	Ku-Maloob-Zaap	Мексика	нефть и газ	Yuum K'ak' Naab	23	349,77

Таблица 3. Основные характеристики отдельных хранилищ жидких углеводородов при их расположении непосредственно на дне

№ п/п	Месторождение (наименование)	Принадлежность	Вид УВ	Глубина моря, м	Материал хранилища
1	Solan	Великобритания	нефть	138	Сталь
2	Концепция [1]	Норвегия	концепция	-	Сталь или бетон
3	Штонмановское (концепция)	Россия	нефть и конденсат	340	Сталь или бетон

тельно небольшое периодическое изменение выталкивающей силы, действующей на платформу (в цифрах – до 5 тыс. тонн).

Недостатки:

- необходимость увеличения балласта на платформе (незначительно). Примерно 5 тыс. тонн;
- необходимость разделения эмульсии.

«Разделенная» технология хранения жидких углеводородов. Жидкие углеводороды хранятся в мягких (резинотканевых) резервуарах, располагаемых внутри танков. При отгрузке углеводороды перекачиваются на танкер. Свободный объем компенсируется морской водой, поступающей в отсек танка, отделенный мягким резервуаром от жидких углеводородов.

Преимущества:

- отсутствие эмульсии;
- нет потребности в нейтральном газе;
- по сравнению с «сухим» хранением относительно небольшое периодическое изменение выталкивающей силы, действующей на платформу (в цифрах – до 5 тыс. тонн).

Недостатки:

- необходимость увеличения балласта на платформе (незначительно). Примерно 5 тыс. тонн;
- необходимость замены мягких резервуаров (примерно раз в 5 лет);
- отсутствие опыта применения в морских условиях, но при этом:
 - имеется хороший опыт изготовления и применения мягких резервуаров в Российской Федерации на суше [7];
 - успешно работают предприятия РФ сработанной технологией изготовления и применения таких резервуаров на суше;

- согласно [1] американский игрок в сфере энергетики National Oilwell Varco (NOV) готовится к крупномасштабным испытаниям новой системы подводного хранения нефти, которая может заменить плавучие суда хранения в будущих морских разработках.

Подводное решение в первую очередь предназначено для хранения нефти или конденсата на морском дне перед выгрузкой на челночные танкеры, но может также использоваться для химических веществ и пластовой воды, согласно NOV, которая в настоящее время находится на завершающей стадии оценки компонентов новой технологии [1]. В сочетании с подводными системами добычи, подводное хранилище может стать еще одним шагом на пути к полному подводному нефтедобывающему производству. Ранее вариант резервуара для подводного хранения углеводородов прорабатывался компанией Статойл [6] и приведен на **рис. 3**.

Его основные характеристики:

- объем углеводородов – 25 000 м³;
- диаметр – 40 м;
- приоритетной задачей разработки подводного хранения является защита от утечек углеводородов. В связи с этим рассматривается вариант 2-х барьеров: внутри хранилища размещается пластиковый резервуар шведской компании Trelleborg, внешний резервуар может быть изготовлен из стали или бетона.

В РФ накоплен собственный опыт производства и применения мягких резервуаров при высокой надёжности и качестве. Так, например, резервуары, производимые компанией

ООО «ПРОМ-РЕЗЕРВ» характеризуются следующими показателями:

- температурные режимы использования от -60 до $+80$ °C;
- срок эксплуатации не менее 10 лет;
- нагрузка в наполненном виде – 360 кг/м²;
- допустимая температура при монтаже до -25 °C;
- заводская гарантия на мягкий резервуар для нефтепродуктов 3 года;
- устойчивость к нефтепродуктам, маслам, бензину;
- максимальный объем резервуара до 500 м³.

Мягкие резервуары для нефтепродуктов изготавливаются из специализированной ткани с высокой плотностью (от 1100 г/м²), для соединения полотен материала используется современный способ ТВЧ (токи высокой частоты) сварки без деформации структуры ткани, что позволяет многократно повысить качества швов резервуара. Кроме того, используемый материал соответствует всем санитарно-эпидемиологическим и противопожарным нормам, а также устойчив к воздействию нефтепродуктов, каждый резервуар проходит испытания прочности и герметичности.

Отработана технология ремонта резервуаров с применением пластиковых вкладышей, что позволяет минимизировать затраты на хранение углеводородов.

Учитывая существующие тенденции и фактические условия добычи жидких углеводородов в Арктике, когда большая часть времени акватория подводного месторождения покрыта льдом и доступ к добываемой продукции ограничен, технология раздельного подводного хранения жидких углеводородов открывает путь к новому сезонному освоению.

При этом на месторождении, осваиваемом с помощью систем подводной добычи, устанавливается группа подводных резервуаров, которые заполняются в период наиболее сложного доступа к месторождению.

В период сезонной доступности жидкий углеводород отбирается на танкеры, и далее процесс повторяется.

По завершении добычи резервуары могут быть перемещены на другое месторождение, где их эксплуатация будет продолжена.

Одной из проблем использования описанной технологии является полное отсутствие нормативной документации в этом направлении как в РФ, так и за ее пределами. Для ее решения на первых шагах могут быть применены разработанные специальные технические условия (СТУ) с последующим развитием их в необходимые стандарты.

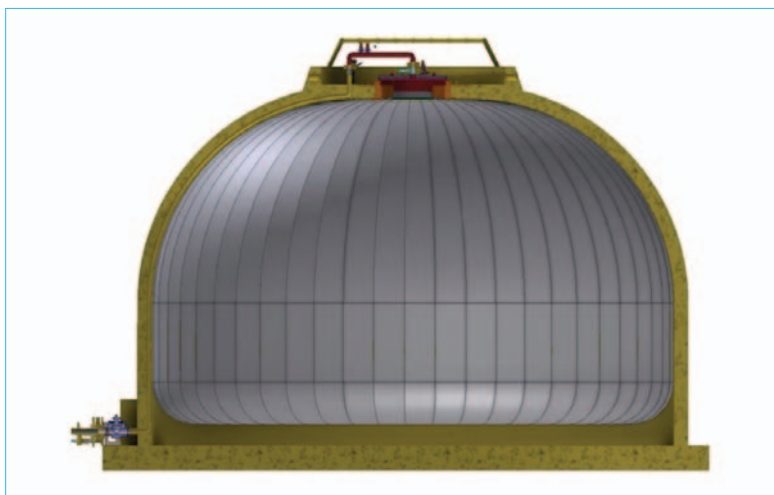


Рис. 3. Резервуар для подводного хранения углеводородов.
Из открытых источников

ВЫВОДЫ

- Использование подводных хранилищ различной конструкции является перспективным направлением технологии хранения жидких углеводородов.
- Подводные хранилища могут быть применены в арктических условиях при ограниченной сезонной доступности месторождений. В ледовый период, наиболее сложный для доступа к месторождению, заполняются подводные резервуары, а при сходе льда нефть отбирается на танкеры. Это открывает путь к новому сезонному освоению залежей нефти.

НЕФТЕПРОДУКТЫ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ МОЖНО ХРАНИТЬ В ПОДВОДНЫХ ХРАНИЛИЩАХ (ЗАПОЛНЯЮТСЯ В ПЕРИОД СЛОЖНОГО ДОСТУПА К МЕСТОРОЖДЕНИЮ) В СОСТАВЕ СИСТЕМ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ. ЕСТЬ ПОТРЕБНОСТЬ В РАЗРАБОТКЕ НОРМАТИВОВ.

- Настоящий подход может быть эффективно реализован для освоения месторождений с использованием плавучих добычных устройств типа FPSO. Отпадает необходимость хранения на поверхности моря горючих веществ типа нефти и конденсата, подверженных очень сильно внешним воздействиям.
- За счет резкого сокращения объемов хранения суда фактически превращаются в FPU (технологическое судно), что позволяет сократить сроки и затраты на их создание.
- В РФ есть опыт разработки и эксплуатации мягких резервуаров различной конструк-

ции для хранения жидких углеводородов и возможности для практического их использования при освоении морских месторождений.

- Необходимо проведение первоочередных работ по созданию нормативной базы проектирования, строительства

и эксплуатации подводных хранилищ жидких углеводородов мягких конструкций при освоении морских нефтяных месторождений.

Список литературы

1. Шёлберг Б. NOV двигается в сторону подводного хранения // Upstream. – 2019. <https://www.upstreamonline.com/weekly/nov-takes-to-the-floor-for-subsea-storage/2-1-615012>.
2. Освоение морского ГКМ с использованием хранилищ газового конденсата // Offshore Russia. – 2019.
3. Сонин М.С., Мансуров М.Н. Перспективы применения подводных нефтехранилищ на месторождениях Арктического шельфа // Neftegaz.ru. – 2015 [7–8]. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/669852-perspektivy-primeneniya-podvodnykh-neftekhranilishch-na-mestorozhdeniyakh-arkticheskogo-shelfa/>
4. Сонин М.С. Подводный резервуар для хранения жидких углеводородов на месторождениях Арктического шельфа // Автореферат. – 2016.
5. Данн Д. Подводный резервуар для хранения нефти Solan // PremierOil. – 2019. <https://www.ogauthority.co.uk/media/5354/premier-oil-subsea-storage-tank-oga-tn-final.pdf> (дата обращения: 11.02.2021).
6. Стенсволд Т. Подводное хранилище. Рассмотрение концепции подводного хранения нефти. Новая система хранения сырой нефти для «подводного обустройства» или арктических вод // TU. 2014 <https://www.tu.no/artikler/reveals-concept-for-underwater-oil-storage/231576> (дата обращения 11.02.2021). ООО ПРОМ-РЕЗЕРВ <https://prom-rezerv.com> (дата обращения: 11.02.2021).
7. Снейт Д.Д. Морские платформы // Sciencedirect. – 2021. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/spar-platforms> (дата обращения: 11.02.2021)

References

1. Schjolberg Beate. NOV takes to the floor for subsea storage. Upstream. – 2019. <https://www.upstreamonline.com/weekly/nov-takes-to-the-floor-for-subsea-storage/2-1-615012>
2. Offshore gas condensate field' development from gas condensate storage tanks *Offshore Russia*. 2019. (In Russ.)
3. Sonin M.S., Mansurov M.N. Prospects for the use of underwater oil storage facilities in the fields of the arctic shelf. *Neftegaz.RU*. 2015, no.7–8. 2015. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/669852-perspektivy-primeneniya-podvodnykh-neftekhranilishch-na-mestorozhdeniyakh-arkticheskogo-shelfa/> (In Russ.)
4. Sonin M.S. Underwater reservoir for storage of liquid hydrocarbons in the fields of the arctic shelf. *Abstract*. 2016 (In Russ.)
5. Dunn D. Solan Subsea Oil Storage Tank. *PremierOil*. 2019. <https://www.ogauthority.co.uk/media/5354/premier-oil-subsea-storage-tank-oga-tn-final.pdf> (In Russ.)
6. Stensvold T. Subsea storage unit. Reveals concept for underwater oil storage A new crude oil storage system for "the subsea factory" or Arctic waters [TU]. 2014. <https://www.tu.no/artikler/reveals-concept-for-underwater-oil-storage/231576> (accessed 11.02.2021) (In Russ.). PROM-RESERVE LLC. <https://prom-rezerv.com>
7. Speight James G. Offshore Platforms. *Sciencedirect*. 2015. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/spar-platforms>