

УДК 528.47; 543.272.71

**ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ СИСТЕМЫ УГЛЕВОДОРОДОВ
И ЭКОСИСТЕМА ВОД МИРОВОГО ОКЕАНА**

**UNDERWATER MINING SYSTEMS OF HYDROCARBONS
AND THE GLOBAL OCEAN WATER ECOSYSTEM**

М.Ш. Арабов, З.М. Арабова, А.В. Иванов

**Астраханский государственный технический университет,
г. Астрахань, Российская Федерация**

Mikhail Sh. Arabov, Zarema M. Arabova, Alexey V. Ivanov

Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: arabov57@mail.ru

Аннотация. На российском Севере и дальневосточных морях с экстремальными климатическими условиями открыты достаточно крупные нефтегазовые месторождения, хотя исследовано не более 40 % этих территорий. Считается, что только под водами Северного Ледовитого океана сосредоточено более 20 % мировых запасов нефти (~ 90 млрд баррелей нефти) и 30 % запасов природного газа (~47 трлн м³). Из них около 70 % запасов нетронутой нефти и 80 % запасов газа находятся в Российской зоне Северного Ледовитого океана. Освоению несметных богатств Севера мешает малая изученность сурового северного региона с бесконечными болотами, отсутствие дорог и санкции Запада, а также невозможность использования традиционных технологий монтажа морских стационарных или плавучих платформ в связи с достаточно высокими ледовыми и ветровыми нагрузками на конструкцию стационарных платформ. Требуется другие решения, а именно строительство подводных комплексов. В настоящее время буровые компании, работающие на Севере

и на шельфе России, начали внедрять подводное бурение с монтажом под водой противовыбросового оборудования с системами управления с последующим строительством подводных добычных комплексов. Первый подводный комплекс по добыче углеводородов в РФ был успешно апробирован и эксплуатируется на Сахалине с 2013 г. Не менее важным является при строительстве подводных добычных комплексов соблюдение стандартов Международной морской организации (ММО) и принципов «нулевого сброса» в воды мирового океана.

В статье представлен обзор существующих систем управления подводными добычными комплексами и в том числе противовыбросовым оборудованием (ПВО) при бурении. Изучены варианты исключения попадания реагентов (гидравлической жидкости) за борт при эксплуатации ПВО.

Annotation. Quite large oil and gas fields have been discovered in the Russian North and the Far Eastern seas with extreme climatic conditions, although no more than 40 % of these territories have been explored. It is believed that more than 20 % of the world's oil reserves (~ 90 billion barrels of oil) and 30 % of natural gas reserves (~ 47 trillion m³) are concentrated under the waters of the Arctic Ocean alone. Of these, about 70 % of untouched oil reserves and 80 % of gas reserves are located in the Russian zone of the Arctic Ocean. The development of the untold riches of the North is hampered by the lack of knowledge of the harsh northern region with endless swamps, the lack of roads and sanctions from the West, as well as the impossibility of using traditional technologies for the installation of offshore stationary or floating platforms due to sufficiently high ice and wind loads on the structure of stationary platforms. Other solutions are required, namely the construction of underwater complexes. Currently, drilling companies operating in the North and on the shelf of Russia have begun to implement underwater drilling with the installation of underwater blowout equipment with control systems, followed by the construction of subsea production complexes. The first subsea complex for the production of

hydrocarbons in the Russian Federation has been successfully tested and has been operating on Sakhalin since 2013. Compliance with the standards of the International Maritime Organization (IMO) and the principles of «zero discharge» into the waters of the oceans is equally important in the construction of subsea production complexes.

The article provides an overview of existing control systems for subsea production complexes, including blowout equipment during drilling. Variants of excluding the ingress of reagents (hydraulic fluid) overboard during air defense operation have been studied.

Ключевые слова: система управления подводным противовыбросовым оборудованием; принцип «нулевого сброса»; модернизация системы управления подводным противовыбросовым оборудованием; гидравлическая жидкость в системе управления подводным оборудованием

Key words: control system of subsea blowout preventive equipment; the principle «of zero discharge»; modernization of the subsea blowout preventive equipment control system; hydraulic fluid in the control system of underwater equipment

Введение

Скачкообразное увеличение народонаселения нашей планеты (народонаселение земли за 100 лет увеличилось более чем в 4 раза [1]), привело к более интенсивному вовлечению природных ресурсов как суши, так и самого океана. Это привело к интенсивному бурению, добыче, транспорту танкерами и переработке углеводородов в самых различных точках Мирового океана, следствием чего является попадание, по самым различным причинам, около 15 млн т нефти в воды Мирового океана (рисунок 1).



Рисунок 1. Загрязнение вод Мирового океана недалеко от морской ледостойкой стационарной платформы

Если учесть то, что огромное количество химически активных веществ со сточными водами, сбрасываемыми ежедневно с прибрежных городов (сотни тысяч тонн) в воды Мирового океана (рисунок 2), что никак не способствует сохранению исторически существующих экосистем [2], то со временем постоянное загрязнение вод Мирового океана приобретает катастрофический характер и становится актуальной проблемой современности, поэтому работы, связанные с бурением углеводородов на море, привлекают самое пристальное внимание.



Рисунок 2. Сброс загрязненных вод в воды Мирового океана от прибрежного города

Устьевое оборудование (как во время бурения, так и в период эксплуатации) под водой и на больших глубинах, также как на суше, призвано обеспечивать надежную герметизацию устья скважины в период ее строительства (бурения, каротажа, времени свинчивания и развинчивания колонны бурильных труб, спуска обсадной колонны, цементирование скважины, ожидания затвердения/схватывания цемента и т.п.).

Совершенствование работы противовыбросового оборудования (ПВО) и обеспечение его надежности является актуальной задачей современности при бурении, так как от надежной работы ПВО зависит безопасная работа на любой буровой установке, своевременное предотвращение и ликвидация газо-, нефте-, водопроявлений (ГНВП) путем герметизации устья скважины при бурении, освоении, ремонтных работах и капитальном ремонте скважин. Сбои и технические неисправности в работе подводного противовыбросового оборудования могут привести к тяжелым авариям,

человеческим жертвам, неконтролируемому выбросу скважинного флюида в окружающую среду и, как следствие, антропогенному воздействию на воды экосистемы Мирового океана. Так, например, крупнейшая техногенная экологическая катастрофа современности – авария на морской платформе Deepwater Horizon (рисунок 3) [3], когда в воды Мирового океана вылилось около 5 млн баррелей нефти за 152 дня аварии [4].



Рисунок 3. Жертвы экологической катастрофы на платформе Deepwater Horizon

Согласно докладу компании BP о расследовании причин взрыва на нефтяной платформе Deepwater Horizon, одной из причин катастрофы стала неисправность механизмов, в результате чего не сработал подводный противовыбросовый преентор, который должен был автоматически закрыть скважину и предотвратить утечку нефти в случае аварии [5].

Несомненно, защита экосистемы вод Мирового океана является одной из актуальных задач человечества.

Активное освоение полезных ископаемых из недр Мирового океана – это объективная необходимость, вызванная резким увеличением

народонаселения за последние 100 лет [1], то есть имеются противоречия между существующим увеличением народонаселения и существующим потребительским отношением к водам Мирового океана, особенно при допущении попадания нефти и нефтепродуктов при работах, связанных с бурением, добычей и транспортировкой углеводородов – наиболее патогенных загрязнителей вод Мирового океана.

Шаг за шагом при освоении нефтегазовых месторождений на море внедряются более жесткие требования Международной морской организации (ММО) по защите экосистемы вод Мирового океана, и сейчас приняты стандарты по утилизации балластных, сточных вод на судах, стандарты по качеству воды с очистных сооружений прибрежных городов и промышленных объектов, а также при бурении, добыче, транспортировке нефти и нефтепродуктов на море. Тем не менее, проблема защиты вод Мирового океана стоит очень остро, и загрязнения вод Мирового океана продолжают под разными предлогами: кто-то по недоразумению, а кто-то целенаправленно, сбрасывая различные отходы подальше от себя, оправдывая свои действия: «Воды Мирового океана «огромны» и все там утилизируется со временем».

Все это негативно влияет на хрупкие фауну и флору вод Мирового океана, все больше загрязняя их различными отходами, и так происходит повсеместно, проблему защиты вод Мирового океана не решить без консолидации «разумных сил» всех стран планеты. Нельзя забывать, что Мировой океан, покрывая 2/3 нашей планеты своими водами, играет исключительную роль в поддержании жизни на планете Земля: формирует климат, является источником кислорода (более 50 % кислорода мы получаем с поверхности моря), источником дешёвой электроэнергии, биологических и минеральных ресурсов [1].

С другой стороны, нефть – это валюта для государства, источник углеводородного сырья, из которого получают разнообразные вещества: топливо (бензин, керосин, лигроин, мазут, дизельное топливо, гудрон и т.д.),

лекарственные препараты, бытовую химию, различные удобрения, пластмассы, ткани, резину, краски, каучук, вазелин, теплоносители, хладагенты и т.д. Иными словами, нефть вошла в нашу жизнь настолько, что порой мы не замечаем это, воспринимая как само собой разумеющееся, в результате чего наша современная комфортная жизнь невозможна без нее [2].

Цель работы состоит в изучении проблем, связанных с эксплуатацией подводного противовыбросового оборудования с системой управления и его воздействия на воды мирового океана.

Преимущества и недостатки подводной добычи углеводородов

В РФ принят ГОСТ Р 53241-2008 «Национальный стандарт Российской Федерации. Геологоразведка морская», в котором прописаны основные требования к охране морской среды при бурении, добыче углеводородов на месторождениях прибрежной зоны, территориального моря и континентального шельфа [6, 7].

Для РФ работы, связанные с проектированием и строительством скважин и монтаж устьевого оборудования на больших глубинах моря, является относительно новым видом деятельности, хотя в США первая скважина с подводным расположением устья была пробурена в 1943 г.

Разработка морских нефтяных месторождений с расположением устьев скважины под водой гораздо сложнее и дороже.

К недостаткам подводных добычных комплексов относятся следующие.

1. Невозможность технического диагностирования подводного оборудования на больших глубинах традиционными способами, а его техническое обслуживание связано с большими затратами.
2. Аварийный выход из строя подводного оборудования и работы, связанные с устранением или заменой единицы оборудования при неблагоприятных погодных условиях Севера (наличие движущего ледового

покрова, ураганные ветры и низкие температуры), что связано с попаданием антропогенных веществ (флюида) в окружающую среду.

Подводные добычные комплексы (рисунки 4, 5) имеют следующие преимущества.

1. Поэтапный ввод скважин месторождения углеводородов и быстрое получение первой партии нефти, что невозможно было бы сделать традиционным методом, которые включают: проектирование, строительство дорогостоящей морской ледостойкой платформы (МЛСП) на судостроительном заводе, транспортировка по воде с судостроительного завода МЛСП и монтаж ее на проектное, подготовленное место, бурение скважин на углеводороды с МЛСП и ввод месторождения в эксплуатацию.

При подводной разработке месторождения углеводородов ввод в эксплуатацию происходит существенно быстрее: пробурили скважину с судна, смонтировали оборудование на устье скважины и получили первую партию нефти.

2. Защищенность всего добычного комплекса, расположенного на дне, от погодных условий.

Проведенные исследования специалистами компании Statoil показали, что эффективность добычи углеводородов с МЛСП всего на ~5 % выше, чем при подводном обустройстве месторождений [8].



Рисунок 4. Технологическая схема подводной добычи углеводородов

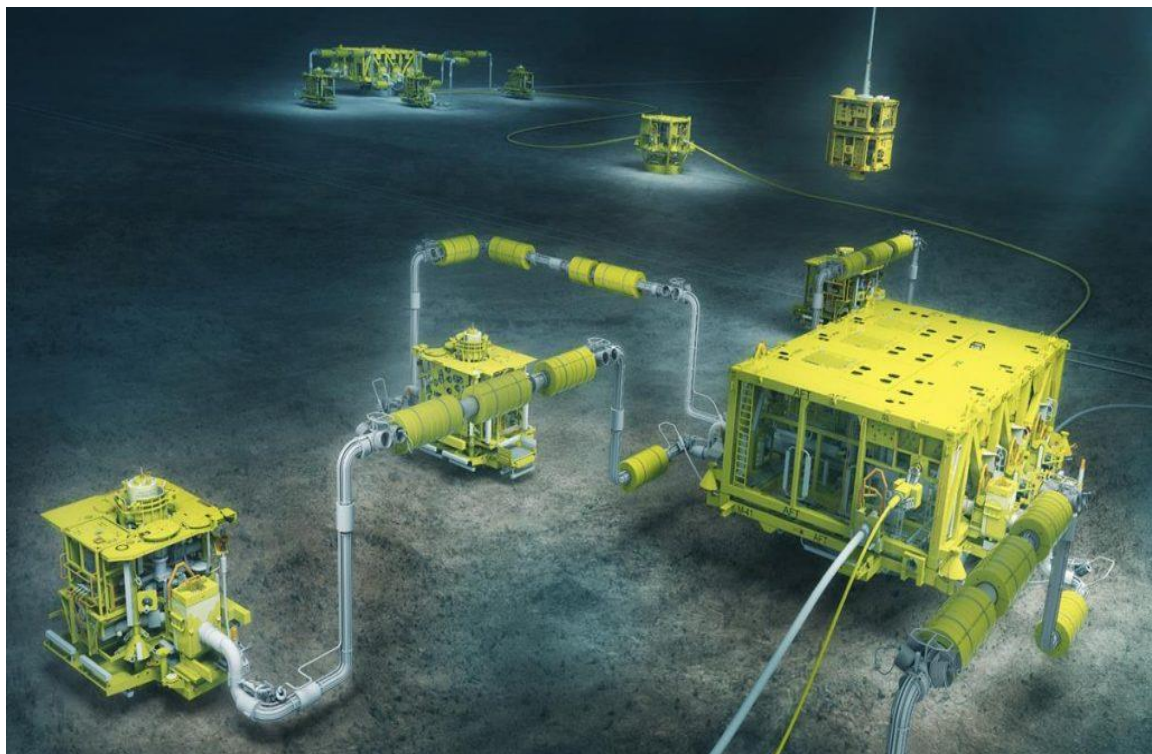


Рисунок 5. Подводные добычные комплексы

Системы управления подводным добычными комплексами и загрязнение вод Мирового океана

Подводное устьевое оборудование монтируют на устьях отдельных скважин, а для управления оборудованием на устье скважины и оборудованием на манифольдах используют электрогидравлические или гидравлические системы. Управление и контроль за работой каждой арматуры проводится по отдельным линиям с судна или через единый распределительный блок.

Существуют две системы подводной установки добычных комплексов [8]:

1. открытым расположением оборудования на устье;
2. закрытым оборудованием в изолированных камерах – «сухим» (с атмосферным давлением).

При бурении в системе управления подводным противовыбросовым оборудованием используется как подводное, так и надводное оборудование для управления блоком превенторов, установленным на подводном устье скважины [8]. Блок противовыбросовых превенторов состоит из двух секций – нижний блок, соединенный с устьем, и верхний блок, представляющий собой нижний комплект оборудования водоотделяющей колонны, который соединен с нижним блоком. Подводное оборудование систем управления превенторами включает в себя два съемных (80–100)-канальных гидравлических коллектора управления, устанавливаемых на нижнем комплекте оборудования водоотделяющей колонны, золотниковые клапаны и устанавливаемые на блоке гидроаккумуляторы. В состав надводного оборудования системы входит блок гидроаккумуляторов/насосов, отдельный гидравлический манифольд управления ПВО, устанавливаемые отдельно баллоны аккумуляторов, панель управления бурильщика, панель управления бурового мастера, барабаны для шлангов, блок-системы ПВО, соединительная обвязка.

Главное назначение системы управления ПВО – контроль и управление различными гидроприводными устройствами блока превенторов и системы дивертора. Помимо функций управления ПВО и дивертором, система управления ПВО обеспечивает постоянный контроль и регулирование давления в надводной и подводной части системы гидравлики, а также осуществляет контроль расхода гидравлической жидкости в надводной части.

Надводное оборудование обеспечивает индикацию статуса функций управления превенторов.

Согласно требованиям Российского морского регистра судоходства, подводная система управления обеспечивает эксплуатационную надежность за счет дублирования оборудования [9]. Предусмотрены две рабочие подводные системы. Данные системы обозначаются «желтая» и «синяя». Каждая из этих систем обеспечивает управление всеми функциями блока превенторов, однако одна из них находится в режиме резерва [10].

Обычно подводная система управления превенторами является гидроприводной, то есть основная мощность, используемая системой для управления функциями блока превенторов и диверторов, – гидравлическая. Гидравлическая энергия вырабатывается и регулируется обычно двумя поршневыми насосами высокого давления.

При включении какой-либо функции из устройства управления выходит подаваемая по напорной магистрали гидравлическая жидкость и приводит в действие соответствующий орган. Когда положение органа меняется на обратное, происходит следующее.

В случае органов с пружинным закрытием, гидравлическая жидкость, направленная перед этим из регулируемой напорной магистрали для включения функции, поступает обратно через устройство управления и сбрасывается в море. Новой жидкости не требуется, т.к. отвод первоначально поданной жидкости позволяет задвижкам с пружинным закрытием переключиться в обратное положение механическим способом.

В случае стандартных функций открытия-закрытия, как, например, в плашечных превенторах, на обратную сторону органа подается новая порция рабочей жидкости от регулируемой напорной магистрали гидравлики. Жидкость, поданная для включения функции перед этим, возвращается через устройство управления и выбрасывается в море.

Таким образом, при выполнении стандартного набора функции подводного блока ПВО (3,5–4,0) м³ рабочей жидкости сбрасывается в море, что приводит не только к потерям гидравлической жидкости, но и к антропогенному воздействию на экосистему вод Мирового океана. Во время производства буровых работ такие операции выполняются ежедневно, и количество таких операций может быть и не одна, и не две.

Технологическая схема работы на открытие и закрытие ПВО под водой на устье скважины, изготовленными различными компаниями, одна и та же, и для исключения замерзания гидравлической жидкости в систему управления ПВО используется незамерзающая гидравлическая жидкость. Обычно заводы-изготовители ПВО для работы под водой пишут в руководстве по эксплуатации: «Рекомендуемая гидравлическая жидкость для системы – биоразлагаемая готовая жидкость или концентрат, разбавленный водой хозяйственного назначения».

В условиях низких температур наиболее экономичной и отвечающей техническим требованиям, предъявляемым к гидравлической жидкости в гидравлических системах управления, являются (40–60) % водные растворы этиленгликоля (C₂H₄(ОН)₂).

Этиленгликоль – это вещество относящиеся к 3-му классу опасности, и его контакт с окружающей средой является нежелательным. ПДК этиленгликоля – 5 мг/м³, тогда как для нервнопаралитического газа сероводорода ПДК составляет 10 мг/м³ воздуха.

Выводы

Освоение богатств Мирового океана – это такая же объективная необходимость, как развитие и усовершенствование подводных технологий с нулевым сбросом и созданием сухих подводных комплексов с предварительной подготовкой нефти и газа. Каждая компания, занятая подводными технологиями в отдельности, решает свои узковедомственные задачи, и важно на этом этапе выработать общие технические требования к подводным технологиям, исключающие любые сбросы в воды Мирового океана любых веществ. Иначе нам не избежать катастрофических последствий загрязнения вод Мирового океана.

Список используемых источников

1. Арабова З.М., Арабов М.Ш., Прохоров Е.М., Саадати П.А. Проблемы и пути снижения антропогенного воздействия на воды мирового океана // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Морская техника и технология. 2019. № 3. С. 41-47. DOI: 10.24143/2073-1574-2019-3-41-47.
2. Арабов М.Ш., Арабова З.М. Нефть и экосистема Каспийского моря // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2019. № 6. С. 25-32. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2019/ogbus_6_2019_p25-32.pdf (дата обращения: 17.11.2020). DOI: 10.17122/ogbus-2019-6-25-32.
3. Lehner P., Deans B. In Deep Water: The Anatomy of a Disaster, the Fate of the Gulf, and How to End Our Oil Addiction. New York: OR Books, 2010. 173 p.
4. Звонова О. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия // Аргументы и Факты. 22.04.2014. URL: https://aif.ru/dontknows/file/avariya_v_meksikanskom_zalive_hronika_sobytiy_i_ekologicheskie_posledstviya (дата обращения: 17.11.2020).
5. Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout. Deepwater Horizon Study Group, 2011. 124 p.

6. НД № 2-090601-003. Правила классификации и постройки подводных добычных комплексов. СПб.: РМРС, 2017. 106 с.
7. СТО Газпром 2-3.2-966-2015. Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин на континентальном шельфе. СПб.: Газпром, 2017. 87 с.
8. Люгай Д.В., Мансуров М.Н. Эволюция в подводной добыче нефти и газа // Газовая промышленность. 2018. № 6. С. 46-51.
9. Мокшаев Т.А., Греков С.В. Опыт применения и перспективы развития систем подводной сепарации нефти и газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 2 (22). С. 69-73.
10. Арабов М.Ш., Арабов С.М. Особенности добычи нефти и газа на месторождениях Каспийского моря // Газовая промышленность. 2019. № 4. С. 46-49.

References

1. Lehner P., Deans B. In Deep Water: The Anatomy of a Disaster, the Fate of the Gulf, and How to End Our Oil Addiction. New York, OR Books, 2010. 173 p.
2. Arabova Z.M., Arabov M.Sh., Prokhorov E.M., Saadati P.A. Problemy i puti snizheniya antropogennogo vozdeistviya na vody mirovogo okeana [Problems and Ways to Reduce Anthropogenic Impact on Waters of the World Ocean]. Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Morskaya tekhnika i tekhnologiya – Vestnik of Astrakhan State Technical University. Series: Marine Engineering and Technologies, 2019, No. 3, pp. 41-47. DOI: 10.24143/2073-1574-2019-3-41-47. [in Russian].
3. Arabov M.Sh., Arabova Z.M. Neft' i ekosistema Kaspiiskogo morya [Oil and Caspian Sea Ecosystem]. Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» – Online Edition «Oil and Gas Business», 2019, No. 6, pp. 25-32. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2019/ogbus_6_2019_p25-32.pdf (accessed 17.11.2020). DOI: 10.17122/ogbus-2019-6-25-32. [in Russian].

4. Arabov M.Sh., Arabov S.M. Osobennosti dobychi nefiti i gaza na mestorozhdeniyakh Kaspiiskogo morya [Features of Oil and Gas Production in the Fields of the Caspian Sea]. Gazovaya promyshlennost' – GAS Industry of Russia, 2019, No. 4, pp. 46-49. [in Russian].

5. Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout. Deepwater Horizon Study Group, 2011. 124 p.

6. Mokshaev T.A., Grekov S.V. Opyt primeneniya i perspektivy razvitiya sistem podvodnoi separatsii nefiti i gaza [Application Experience and Development Prospects of Subsea Oil and Gas Separation Systems]. Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki» – Scientific-Technical Collection Book «Vesti Gazovoy Nauki», 2015, No. 2 (22), pp. 69-73. [in Russian].

7. Zvonova O. Avariya v Meksikanskom zalive: khronika sobytii i ekologicheskie posledstviya [Accident in the Gulf of Mexico: Chronicle of Events and Environmental Consequences]. Argumenty i Fakty. 22.04.2014. Available at: https://aif.ru/dontknows/file/avariya_v_meksikanskom_zalive_hronika_sobytyiy_i_ekologicheskie_posledstviya (accessed 17.11.2020). [in Russian].

8. ND № 2-090601-003. Pravila klassifikatsii i postroiiki podvodnykh dobychnykh kompleksov [ND No. 2-090601-003. Rules for the Classification and Construction of Subsea Production Facilities]. Saint Petersburg, RMRS Publ., 2017. 106 p. [in Russian].

9. Lyugai D.V., Mansurov M.N. Evolyutsiya v podvodnoi dobyche nefiti i gaza [Evolutions in the Subsea Oil and Gas Production]. Gazovaya promyshlennost' – GAS Industry of Russia, 2018, No. 6, pp. 46-51. [in Russian].

10. STO Gazprom 2-3.2-966-2015. Instruktsiya po preduprezhdeniyu i likvidatsii gazoneftevodoprovyavlenii pri stroitel'stve i remonte skvazhin na kontinental'nom shel'fe [STO Gazprom 2-3.2-966-2015. Instructions for the Prevention and Elimination of Oil and Gas Seepage during the Construction and Repair of Wells on the Continental Shelf]. Saint-Petersburg, Gazprom Publ., 2017. 87 p. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Арабов Михаил Шугеевич, канд. хим. наук, доцент кафедры «Технологические машины и оборудование», Институт нефти и газа, Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань, Российская Федерация

Mikhail Sh. Arabov, Candidate of Chemical Sciences, Assistant Professor of Technological Machines and Equipment Department, Institute of Oil and Gas, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: arabov57@mail.ru

Арабова Зарема Михайловна, канд. хим. наук, младший научный сотрудник ГЕОХИ РАН, г. Москва, Российская Федерация

Zarema M. Arabova, Candidate of Chemical Sciences, Junior Researcher, GEOKHI RAS, Moscow, Russian Federation

e-mail: zarema.polymer@gmail.com

Иванов Алексей Викторович, студент кафедры «Технологические машины и оборудование», Институт нефти и газа, Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань, Российская Федерация

Aleksey V. Ivanov, Student of Technological Machines and Equipment Department, Institute of Oil and Gas, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: a-alex1@yandex.ru