

НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

Научная статья
УДК 622.276.054.23
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-61-67>
EDN XGALLU

Применение внутритрубного электроцентробежного насоса для повышения нефтедобычи на месторождении имени Ю. Корчагина

Андрей Владимирович Брюшин,
Вячеслав Серафимович Егоров, Татьяна Сергеевна Силкина✉

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, silkina_2002@mail.ru*✉

Аннотация. Проекты по разработке шельфовых месторождений значительно отличаются от разработки проектов на суше. Работы на шельфе включают в себя множество сложностей, таких как специфичную технологию по эксплуатации и строительстве скважин, высокую стоимость технических средств. Одним из популярных проектов по разработке шельфовых месторождений является месторождение имени Ю. Корчагина. На этом проекте активно и эффективно используются различные типы нестационарного заводнения, которые оборудованы устройствами контроля притока, среди которых выделяются пассивные и автономные устройства контроля притока. В начале 2010-х гг. при первом бурении неокомско-волжской залежи на скважинах применялись щелевые фильтры, в дальнейшем стали использовать противопесочные фильтры с монтажом скользящих муфт. На скважинах в многоствольном исполнении применяются многопозиционные муфты для регулирования работы каждого ствола. Внедрение некоторых технологий в условиях протяженных горизонтальных стволов скважин месторождения имени Ю. Корчагина имело ограниченные возможности спуска оборудования из-за сложной траектории скважины. Наиболее актуальными проблемами современной добычи нефти и газа являются полнота и эффективность извлечения флюида, достижение равномерного профиля притока, ограничение и изоляция прорывов газа и воды. Системы контроля притока, в т. ч. и «интеллектуальные», позволяют минимизировать обводнение скважин, а спуск в насосно-компрессорные трубы внутритрубного электроцентробежного насоса в случае отказа штатного насоса позволит избежать приостановку работ по бурению. Целью работы является анализ применения новейших технологических решений на месторождении им. Ю. Корчагина в акватории Северного Каспия.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, интеллектуальное заканчивание, интенсификация притока, внутритрубный электроцентробежный насос, эффективность

Для цитирования: Брюшин А. В., Егоров В. С., Силкина Т. С. Применение внутритрубного электроцентробежного насоса для повышения нефтедобычи на месторождении имени Ю. Корчагина // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 61–67. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-61-67>. EDN XGALLU.

Original article

The use of an in-tube electric centrifugal pump to increase oil production at the Yu. Korchagin field

Andrey V. Bryushin, Vyacheslav S. Egorov, Tatyana S. Silkina✉

Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, silkina_2002@mail.ru✉

Abstract. Offshore field development projects are significantly different from onshore projects. Offshore operations include many difficulties, such as the specific technology for the operation and construction of wells, and the high cost of technical means. One of the most popular offshore field development projects is the Yu. Korchagin field. Various types of non-stationary flooding are actively and effectively used in this project, which are equipped with inflow control devices, among which passive and autonomous inflow control devices are distinguished. In the early 2010s, during the first drilling of the Neokomsko-Volzhsкая deposit, slit filters were used on wells, and later they began to use counter-pressure filters with the installation of sliding couplings. In multi-barrel wells, multi-position couplings are used to regulate the operation of each barrel. The introduction of some technologies in the conditions of extended horizontal boreholes of the Yu. Korchagin field had limited possibilities for launching equipment due to the complex trajectory of the well. The most urgent problems of modern oil and gas production are the completeness and efficiency of fluid extraction, achieving a uniform inflow profile, limiting and isolating gas and water breakthroughs. Inflow control systems, including and "intelligent" ones allow to minimize the flooding of wells, and the descent into the pumping and compressor pipes of the in-line electric centrifugal pump in case of failure of the standard pump will avoid the suspension of drilling operations. The purpose of the work is to analyze the application of the latest technological solutions at the Yu. Korchagin field in the waters of the Northern Caspian Sea.

Keywords: gas condensate field, intelligent completion, inflow stimulation, in-tube electric centrifugal pump, efficiency

For citation: Bryushin A. V., Egorov V. S., Silkina T. S. The use of an in-tube electric centrifugal pump to increase oil production at the Yu. Korchagin field. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:61-67. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-61-67>. EDN XGALLU.

Введение

Морское газоконденсатнонефтяное месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 г., в 2010 г. оно было введено в промышленную разработку.

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в центре северной части Каспийского моря, для

него характерны черты климата северной части Каспийского моря, определяемые характером атмосферной циркуляции и влиянием орографии берегов суши (Кавказские горы на юго-западе и Арало-Каспийская низменность на северо-востоке) (рис. 1).

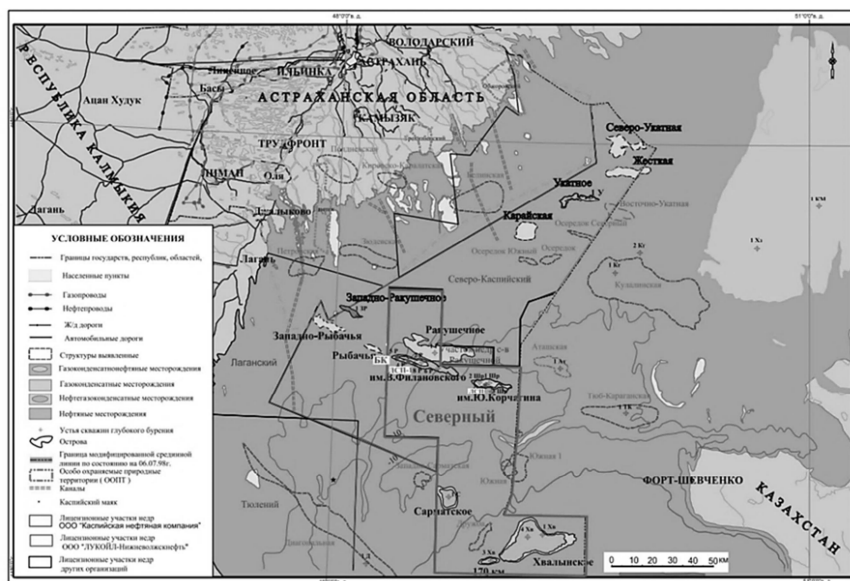


Рис. 1. Обзорная схема района месторождения им. Ю. Корчагина

Fig. 1. Overview scheme of the Yu. Korchagin field

Экологические особенности Каспийского моря в районе месторождения им. Ю. Корчагина во многом обусловлены его расположением в северной части моря, в приглубой зоне устьевого взморья р. Волги, в той ее части, которая отделяет отмелую зону (с глубинами до 2 м) от свала глубин (с глубинами 8–12 м).

Месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 г. поисковой скважиной 1-Широтной, пробуренной в сводовой части структуры. В том же году была пробурена разведочная скважина 2-Широтная, а в 2003 г. – поисково-оценочная скважина 3-Широтная [1, 2].

Нефти неомкомского надъяруса и волжского яруса в пластовых условиях легкие, маловязкие, с газосодержанием 107,8–118 м³/т. Давление насыщения нефти газом равно начальному пластовому на газоне-

фтяном контакте (ГНК) и составляет 16,5–16,6 МПа. Газ неомкомского надъяруса и волжского яруса имеет следующие свойства: коэффициент сжимаемости – 0,89, объемный коэффициент – 0,00633, плотность в условиях пласта – 115,9 кг/м³, вязкость в условиях пласта – 0,013 мПа·с, теплоемкость – 60,5 Дж/°С, молекулярная масса – 19,3 г/моль. Газовый конденсат неомкомского надъяруса и волжского яруса имеет следующие свойства: плотность (стандартные условия) – 722 кг/м³, вязкость (стандартные условия) – 0,54 мПа·с, молекулярная масса – 108 г/моль.

Наиболее полный литолого-стратиграфический разрез вскрыт самой глубокой на месторождении скважиной 1-Широтной, которая при забое 2 500 м вскрыла отложения верхнего подъяруса оленекского яруса нижнего триаса (рис. 2).

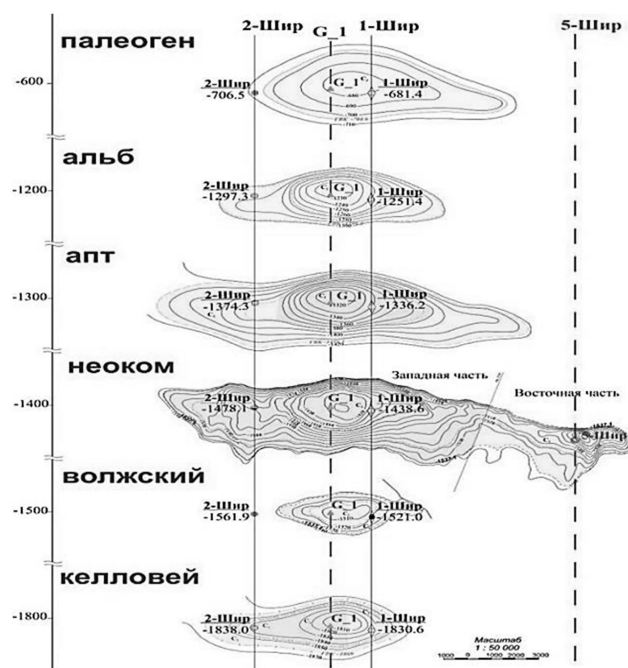


Рис. 2. Структурная карта по нефтегазоносным горизонтам

Fig. 2. Structural map of oil and gas horizons

Используемые методы интенсификации добычи нефти, применяемые на месторождении им. Ю. Корчагина

В условиях разработки месторождения им. Ю. Корчагина одной из основных проблем является достижение равномерного профиля в горизонтальном стволе скважин, а также ограничение и изоляция прорывов газа и воды. В настоящее время все забои добывающих скважин, пробуренных на основной эксплуатационный объект – залежь неокома, оборудованной системой ResFlow. Она представляет собой пассивное интеллектуаль-

ное заканчивание, предусматривающее установку нескольких песчаных фильтров по длине горизонтального ствола, подобранных исходя из коллекторских свойств пласта в каждом интервале ствола скважины. В данном случае регулирование притока является пассивным, т. к. не позволяет в процессе разработки перекрывать интервалы поступления газа и воды [3, 4].

Эффективность применения горизонтальных скважин с длинами горизонтальных стволов до 5 км и выбранных режимов работы скважин представлена в табл. 1.

Таблица 1

Table 1

**Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи
и прогноз их применения на месторождении им. Ю. Корчагина**

**Efficiency of application of enhanced oil recovery methods
and the forecast of their application at the Yu. Korchagin field**

Виды геолого-технических мероприятий	До составления проекта (факт)	Период разработки										Итого за период разработки по проведенному проекту	Всего	Прирост нефти, доли ед.	
		По проведенному проекту													
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028–2032 гг.	2033–2037 гг.	2038–2042 гг.				
1. Бурение новых горизонтальных скважин															
Число пробуренных скважин	10	4	4	4	3	2	4	–	–	–	–	–	–	–	–
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	728	622	663	313	116	227	143	–	–	–	–	2084	2812	0,033	
2. Закачка газа в газовую шапку неокома															
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	–	–	–	–	–	–	70	283	244	199	76	830	830	0,010	
Всего дополнительно добыто нефти, тыс. т	728	622	663	313	116	227	213	283	244	199	76	2956	3 684	0,043	

Использование систем интеллектуального заканчивания на месторождении им. Ю. Корчагина в акватории Северного Каспия

Одной из основных проблем при проведении мероприятий по интенсификации притока в горизонтальных стволах скважин является достижение равномерного профиля притока, ограничение и изоляция прорывов газа и воды. Системы контроля притока, в т. ч. и «интеллектуальные», позволяют минимизировать обводнение скважин. Оно, как правило, состоит из регулируемых секционных фильтров, позволяющих разделить горизонтальный участок на несколько интервалов, и при загазовании одного из них можно производить его отключение. Выделение этих интервалов и определение их количества в горизонтальных стволах скважин необходимо осуществлять с учетом геологического строения в зависимости от проницаемостей вскрываемых зон.

Основными задачами применения систем устройств контроля притока являются выравнивание профиля притока в сверхпротяженном горизонтальном стволе скважины, контроль добычи из каждой разобщенной зоны, минимизация негативных последствий прорыва воды и газа для равномерной выработки запасов объекта разработки. На данный момент в нефтегазовой индустрии существует два основных типа систем контроля притока, применяе-

мых при заканчивании скважин, пассивные и адаптивные устройства контроля притока.

Интеллектуальное заканчивание скважин представляет собой комплекс активных устройств регулирования притока, спускаемый на насосно-компрессорных трубах (НКТ), с оборудованием мониторинга за скважинными показателями наряду с системой разобщения продуктивной части пласта по проницаемости. Данный комплекс позволяет осуществить мониторинг и контроль продуктивных зон пласта в реальном времени без проведения дополнительных внутрискважинных работ.

Благодаря этому технологии интеллектуальных скважин обеспечивают максимальную площадь дренирования пласта и увеличивают нефтеотдачу продуктивных пластов. Существенный рост нефтеотдачи и ускорение добычи достигается путем использования последних инноваций в области бурения и заканчивания скважин.

Применение внутритрубного электроцентробежного насоса как альтернативный способ механизированной добычи нефти

Основной концепцией освоения месторождений Северного Каспия является газлифтный способ механизированной добычи, определенный как базовый на всех платформах, что представляется ти-

повым решением для морских нефтегазодобывающих объектов.

Однако даже на месторождениях российского шельфа используются установки электроцентробежного насоса (ЭЦН) для механизированной добычи из-за отсутствия газлифтного газа. Это действующее месторождение D-6 и планируемое к разработке D-33 на шельфе Балтийского моря, осваиваемые ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», а также месторождение «Приразломное» на шельфе Печорского моря, принадлежащее ООО «Газпром нефть шельф».

На этих месторождениях используются классические установки ЭЦН, монтируемые на НКТ. Однако, при выходе ЭЦН из строя во время разбурива-

ния залежи, его замена приведет к смещению сроков бурения и, соответственно, недоборам нефти. Альтернативным вариантом является спуск в НКТ внутритрубного ЭЦН в случае отказа штатного насоса, что не требует приостановки работ по бурению.

Наиболее актуальными проблемами современной добычи нефти и газа является полнота и эффективность извлечения флюида. Месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, переводятся на механизированный способ добычи, который заключается в извлечении флюида посредством применения насосов. Наиболее общепринятым видом насосов на данный момент являются ЭЦН (рис. 3).

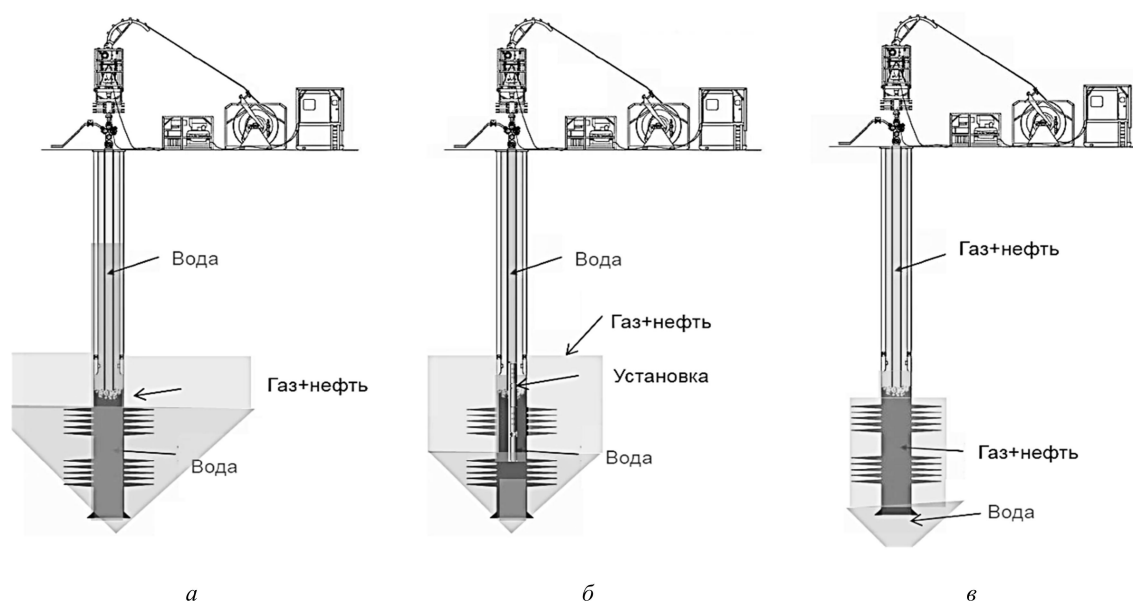


Рис. 3. Схема применения внутритрубного ЭЦН:
 а – скважина перед освоением; б – освоение скважины; в – скважина после освоения

Fig. 3. The scheme of application of the in-tube ECP:
 а – well before development; б – well development; в – well after development

Внутритрубный ЭЦН является инновационным техническим решением в отрасли добычи нефти и газа. Основным его преимуществом над классическим исполнением является отсутствие необходимости извлечения НКТ при его замене.

Внутритрубный ЭЦН, спускаемый на грузонесущем кабеле во внутреннюю полость НКТ в две стадии, служит для механизированной добычи нефти. Новейший метод спуска внутритрубного ЭЦН в одну стадию позволяет сократить время на проведение спуско-подъемных операций, что значительно сокращает затраты на перевод скважины в механизированную добычу [5].

Достоинства применения внутритрубного ЭЦН:
 – относительно быстрый срок реализации про-

екта (1–2 года);

- быстрый спуск оборудования на кабельном подъемнике;
- отсутствие необходимости модернизации оборудования устья;
- запуск в работу любой скважины.

Недостатки применения внутритрубного ЭЦН:

- дорогостоящая установка и аренда оборудования (около 80 млн руб. за монтаж, 1 год работы и демонтаж) или продолжительная разработка собственной установки;
- необходимость частичного перепроектирования систем блок-кондуктора для поверхностного оборудования;

– необходимость проведения спуско-подъемных операций на кабельном подъемнике при выходе из строя ЭЦН.

Анализ эффективности применения внутритрубного одностадийно спускаемого электроцентробежного насоса

Стоимость 1 комплекта внутритрубного ЭЦН сос-

тавляет 58,7 млн руб., монтаж ЭЦН оценивается в 10 млн руб.

Для четырех скважин потребуется пять комплектов (один из них запасной) на сумму 333,5 млн руб. с монтажом четырех комплектов. Общий экономический эффект предположительно составит 4 199,64 млн руб. (табл. 2).

Таблица 2

Table 2

Экономический эффект от применения спуска внутритрубного ЭЦН в одну стадию

The economic effect of using the descent of an in-tube ECP in one stage

№ скважины		2023 г.											
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
311	%	64,78	63,74	62,70	61,66	60,62	59,58	58,54	57,49	56,45	55,41	54,37	53,33
314		130,79	128,60	126,42	124,23	122,05	119,86	117,68	115,49	113,31	111,12	108,94	106,75
315		151,24	148,75	146,26	143,77	141,28	138,79	136,29	133,80	131,31	128,82	126,33	123,84
313		191,68	189,32	186,96	184,60	182,24	179,87	177,51	175,15	172,79	170,43	168,06	165,70
312		128,01	125,05	122,10	119,14	116,18	113,23	110,27	107,32	104,36	101,41	98,45	95,48
316		119,32	114,80	110,28	105,76	101,25	96,73	92,21	87,69	83,17	78,65	74,13	69,61
317		182,49	177,01	171,70	167,41	163,22	159,14	155,17	151,29	147,50	143,82	140,22	136,72
318		198,56	195,58	192,65	189,76	186,91	184,11	181,35	178,63	175,95	173,31	170,71	168,15
Продолжительность работы скважины, сут		31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Потери добычи нефти, тыс. т		19,58	17,29	18,76	17,82	18,07	17,15	17,39	17,06	16,19	16,41	15,57	15,77

Спуск внутритрубного ЭЦН в одну стадию позволит:

- ускорить в два раза спуск компоновки внутритрубного ЭЦН;
- контролировать в автоматическом режиме клапан-отсекатель, т. к. он управляется с поверхности;
- перепускать поток жидкости, минуя ЭЦН, при выходе скважины на режим фонтанирования;
- увеличить продолжительность службы ЭЦН за счет его выборочной работы.

Таким образом, эксплуатация внутритрубного ЭЦН позволит перейти на механизированную добычу скважин без строительства газлифтного трубопровода, мобильного газлифтного комплекса или бурения скважины-донора на газоносный горизонт.

Экономический эффект для скважин блок-кондуктора месторождения им. Ю. Корчагина составит 4,2 млрд руб.

В целях оптимизации процесса внутритрубного ЭЦН необходимо объединив пакерную компоновку с насосом и его спуск в одну стадию. Успешная разработка и испытание внутритрубного ЭЦН на шельфе позволит начать их массовое внедрение на сухопутных скважинах, значительно сократив операционные затраты.

Заключение

Эксплуатация внутритрубного ЭЦН позволит перейти на механизированную добычу скважин без строительства газлифтного трубопровода, мобильного газлифтного комплекса или бурения скважины-донора на газоносный горизонт. Экономический эффект для скважин блок-кондуктора месторождения им. Ю. Корчагина составит 4,2 млрд руб.

Список источников

1. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине 4 Ракушечная и оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении им. Ю. Корчагина // Отчет по договору 06V095-93-06; рук. И. Б. Федотов. Волгоград: ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»,

2006. 120 с.

2. Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов, результатов исследования керна, шлама, пластовых флюидов по скважине 2 Ракушечная и оперативный подсчет запасов по структуре // Отчет по договору 05V1269-

159-05; рук. И. В. Воронцова. Волгоград: ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2005. 456 с.

3. Безопасность жизнедеятельности: учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы / сост.: Е. В. Мусяиченко, А. Н. Минкин. Красноярск: Сиб. фед. ун-т, 2016. URL: <https://bik.sfu-kras.ru/elib/view?id=BOOK1-622.3%2FB+927-696064028> (дата обращения: 01.02.2024).

4. Шафиков Р. Р., Лесной А. Н., Желева Ю. В., Пыркова К. И., Щукина О. В. Выявление геологических факторов, влияющих на вовлечение запасов нефти в разработку месторождения им. Ю. Корчагина // Нефтепромысловое дело. 2017. № 8. С. 5–10.

5. Габдрахимов М. С., Фахриева К. Р., Зарипова Л. М., Шамсутдинов Т. Н. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 43–49.

References

1. Analiz i obobshchenie geologo-geofizicheskikh materialov, rezul'tatov issledovaniia kerna, shlama, plastovykh fluidov po skvazhine 4 Rakushechnaya i operativnyi podschet zapasov nefi i gaza na mestorozhdenii im. Iu. Korchagina [Analysis and generalization of geological and geophysical materials, results of core, sludge, reservoir fluids research at well 4 Rakushechnaya and operational calculation of oil and gas reserves at the Y. Korchagin field]. *Otchet po dogovoru 06V095-93-06*; ruk. I. B. Fedotov. Volgograd, LUKOIL-VolgogradNIPImorneft', LLC, 2006. 120 p.

2. Analiz i obobshchenie geologo-geofizicheskikh materialov, rezul'tatov issledovaniia kerna, shlama, plastovykh fluidov po skvazhine 2 Rakushechnaya i operativnyi podschet zapasov po strukture [Analysis and generalization of geological and geophysical materials, results of core, sludge, reservoir fluids research at the 2 Rakushechnaya well and operational calculation of reserves by structure]. *Otchet po dogovoru 05V1269-159-05*; ruk. I. V. Vorontsova. Volgograd. LUKOIL-VolgogradNIPImorneft', LLC, 2005. 456 p.

3. *Bezopasnost' zhiznedeiatel'nosti: ucheb.-metod. posobie dlia vypolneniia razdela «Bezopasnost' i ekologichnost'»*

vypusknoi kvalifikatsionnoi raboty [Life safety: studies.- the method. a manual for performing the section "Safety and environmental friendliness" of the final qualification work] / sost.: E. V. Musiachenko, A. N. Minkin. Krasnoyarsk, Sib. fed. un-t, 2016. Available at: <https://bik.sfu-kras.ru/elib/view?id=BOOK1-622.3%2FB+927-696064028> (accessed: 01.02.2024).

4. Shafikov R. R., Lesnoi A. N., Zheleva Iu. V., Pyrkova K. I., Shchukina O. V. Vyivlenie geologicheskikh faktorov, vliiaushchikh na vovlechenie zapasov nefi v razrabotku mestorozhdeniia im. Iu. Korchagina [Identification of geological factors influencing the involvement of oil reserves in the development of the Y. Korchagin field]. *Neftpromyslovoe delo*, 2017, no. 8, pp. 5-10.

5. Gabdrakhimov M. S., Fakhrieva K. R., Zaripova L. M., Shamsutdinov T. N. Obosnovanie osnovnykh parametrov vibro-gasitel'ia ustanovki elektrotsentrobezhnogo nasosa [Justification of the main parameters of the vibration damper for the installation of an electric centrifugal pump]. *Neftpromyslovoe delo*, 2014, no. 7, pp. 43-49.

Статья поступила в редакцию 09.02.2024; одобрена после рецензирования 15.02.2024; принята к публикации 20.02.2024
The article was submitted 09.02.2024; approved after reviewing 15.02.2024; accepted for publication 20.02.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Андрей Владимирович Брюшин – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; avbryushin@mail.ru

Andrey V. Bryushin – Senior Lecturer of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; avbryushin@mail.ru

Вячеслав Серафимович Егоров – доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; egorcom57@mail.ru

Vyacheslav S. Egorov – Assistant Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; egorcom57@mail.ru

Татьяна Сергеевна Силкина – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; silkina_2002@mail.ru

Tatyana S. Silkina – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; silkina_2002@mail.ru

