

УДК 54.064

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-85-90

Оценка степени загрязнения и восстановление композиционного состава проб нефти, содержащих фильтрат бурового раствора на углеводородной основе

© 2024 г. | Н.Н. Польская, А.Ю. Самойленко, Д.А. Чухнин, А.В. Ермоловский, Е.В. Колесникова, Н.А. Хамзина

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия; Natalya.Polskaya@lukoil.com; Andrey.Samoilenko@lukoil.com; Denis.Chukhnin@lukoil.com; Alexey.Ermolovsky@lukoil.com; Elena.Kolesnikova@lukoil.com; Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

Поступила 05.08.2024 г.

Доработана 26.08.2024 г.

Принята к печати 25.09.2024 г.

Ключевые слова: математическое моделирование очистки состава нефти; загрязнение проб флюидов; фильтрат бурового раствора на углеводородной основе; метод удаления загрязнений; метод вычитания; испытание скважин в открытом стволе; восстановление композиционного состава.

Аннотация: Актуальность статьи обусловлена необходимостью получения сведений об истинном компонентном составе нефтей, загрязненных фильтратом бурового раствора на углеводородной основе. В данной статье проанализированы методы оценки загрязнения проб флюидов раствора на углеводородной основе. Рассмотрено два метода количественной оценки степени загрязнения пластового флюида: метод удаления загрязнений (Skimming Method) и метод вычитания (Subtraction Method). Методом хроматографического анализа нефти определялось молярное содержание углеводородов в загрязненной пробе нефти и раствора на углеводородной основе и по пропорции вычислялась доля базового масла бурового раствора. Для определения степени загрязнения нефти готовились искусственные смеси нефти с раствором на углеводородной основе. По экспериментальным данным рассчитывалась степень загрязненности методом удаления и методом вычитания. При оценке степени загрязнения лучший результат получен методом удаления, в то же время с помощью метода вычитания можно получить восстановленный композиционный состав пластового углеводорода. Отмечено, что оба метода необходимо использовать совместно. Чтобы определить условия применимости изученных методов и оценить степень соответствия восстановленного флюида пластовому, требуется провести дополнительные исследования на образцах пластовых флюидов, которые были загрязнены фильтрациями раствора на основе дизельного топлива, сырой нефти и других углеводородов.

Для цитирования: Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Чухнин Д.А., Ермоловский А.В., Колесникова Е.В., Хамзина Н.А. Оценка степени загрязнения и восстановление композиционного состава проб нефти, содержащих фильтрат бурового раствора на углеводородной основе // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 85–90. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-85-90.

Oil samples containing hydrocarbon-based mud filtrate: assessment of contamination level and fluid composition restoration

© 2024 | N.N. Polskaya, A.Y. Samoilenko, D.A. Chukhnin, A.V. Ermolovsky, E.V. Kolesnikova, N.A. Khamzina

LUKOIL-ENGINEERING LLC, Volgograd, Russia; Natalya.Polskaya@lukoil.com; Andrey.Samoilenko@lukoil.com; Denis.Chukhnin@lukoil.com; Alexey.Ermolovsky@lukoil.com; Elena.Kolesnikova@lukoil.com; Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

Received 05.08.2024

Revised 26.08.2024

Accepted for publication 25.09.2024

Key words: mathematical modelling of oil treatment; contamination of fluid samples; hydrocarbon-based drilling fluid filtrate; contaminant removal method; subtraction method; openhole formation testing; fluid composition restoration.

Abstract: The urgency of the work is determined by the need to obtain information on the true component composition of oils contaminated with hydrocarbon-based mud (OBM) filtrate. The authors discuss methods used to analyse contamination of OBM fluid samples. Two methods of quantitative assessment of formation fluid contamination are considered, they are: Skimming Method and Subtraction Method. Oil chromatography was used to determine hydrocarbon molar content in contaminated sample of oil and hydrocarbon-based mud, and the proportion of base oil in drilling mud was calculated according to the proportion. In order to determine oil contamination level, synthetic mixes of oil and hydrocarbon-based mud were prepared. Based on experimental data, contamination level was calculated using Skimming Method and Subtraction Method. Skimming Method showed the best result in contamination level assessment, while the Subtraction Method allows obtaining the restored formation fluid composition. It is shown that both methods need to be used together. In order to determine the applicability of the methods considered and to estimate the degree of restored and formation fluid matching, further investigations with formation fluid samples contaminated with filtrate of hydrocarbon-based (diesel-oil, crude and other hydrocarbon) mud are required.

For citation: Pol'skaya N.N., Samoilenko A.Yu., Chukhnin D.A., Ermolovskii A.V., Kolesnikova E.V., Khamzina N.A. Oil samples containing hydrocarbon-based mud filtrate: assessment of contamination level and fluid composition restoration. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):85–90. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-85-90. In Russ.

Введение

Недостаточность и неточность информации о свойствах пластовых флюидов приводит к неопределенности при оценке запасов и прогнозе добычи нефти. [1]. В значительной степени на свойства пластовых нефтей и газов влияет композиционный состав. Примеси техногенных жидкостей на УВ основе влияют на результаты исследований пластовых флюидов [2].

Основными загрязнителями пластовых нефтей и газов являются фильтраты буровых растворов на УВ основе, которые широко применяются при бурении [3]. В процессе бурения создается репрессия, при которой фильтрат бурового раствора проникает в пласт вблизи ствола скважины. При отборе проб пластовой нефти во время испытания скважины в открытом стволе в пробоотборник, наряду с пластовыми УВ, чаще всего попадает также и фильтрат бурового раствора, который влияет на состав и качество пробы пластового флюида. Ситуация особенно осложняется, когда на морских месторождениях исследование скважины выполняется только в открытом стволе с ее последующей консервацией. Пробы, отобранные в таких условиях, нуждаются в особом подходе, который предусматривает: 1) проведение исследований термофизических свойств пластового продукта (фазовое поведение, измерение вязкости и плотности); 2) определение степени загрязнения флюида; 3) восстановление компонентного состава; 4) математическое моделирование фазового поведения пластового флюида с применением специальных программных комплексов.

В данной статье рассмотрены вопросы оценки степени загрязнения проб нефти и возможности восстановления ее композиционного состава.

Методы оценки степени загрязнения флюидов

Существуют качественные и количественные методы оценки загрязнения проб флюидов буровыми растворами на УВ основе (РУО). Пример качественной оценки показан в работе [2], где загрязненность флюида объясняется изменением физико-химических свойств и результатами газожидкостной хроматографии УВ.

Количественную оценку можно выполнить, применяя расширенный хроматографический анализ нефти. На хроматограммах нефти, загрязненной буровым раствором, наблюдается присутствие техногенных УВ, пики которых накладываются на пики пластовых флюидов и во много раз могут превышать их по интенсивности. Используя хроматографию и интегрирование, можно рассчитать отдельно техногенные и нефтяные составляющие.

Ф. Гозалпур с коллегами [4, 5] и еще ряд авторов [6] разработали два метода количественной оценки степени загрязнения пластового флюида: метод удаления загрязнений (Skimming Method) и метод вычитания (Subtraction Method).

В основе обоих подходов лежит утверждение о том, что концентрация (молярная доля) компонентов пластовых флюидов (естественно существующих УВ) начиная с C_8 и вышекипящей части и их соответствующие молекулярные массы (или углеродные числа) следуют экспоненциальной зависимости убывания:

$$z_i = \exp(A M_i + B) = \exp(A' C_i + B'), \quad (1)$$

где z_i , M_i и C_i — молярная концентрация, молекулярная масса и углеродное число компонента i для $C_i \geq 8$; A , B , A' и B' — регулируемые (подбираемые) коэффициенты.

На рисунке представлены зависимости молярной концентрации от молекулярной массы в полулогарифмических координатах для сепарированной нефти.

Согласно вышеприведенному утверждению, график зависимости молярной концентрации флюида от молекулярной массы в полулогарифмических координатах должен иметь вид прямой линии. Отклонение от прямой свидетельствует о присутствии во флюиде техногенной составляющей. Чем больше график зависимости отклоняется от прямой, тем больше техногенной составляющей содержится во флюиде (см. рисунок В).

На рисунке В представлена зависимость молярной концентрации от молекулярной массы УВ нефти в смеси с РУО со степенью загрязнения 17,1 %. РУО содержит в своем составе преимущественно УВ от C_{13} до C_{20} (молярная масса 175–275 г). Это согласуется с тем, что отклонение зависимости от прямой наблюдается на участке между указанными значениями молярной массы компонентов.

Метод удаления загрязнений (Skimming Method)

Процедура исследования методом удаления загрязнения заключается в следующем:

1) проводится хроматографический анализ сепарированной нефти с определением молярных концентраций компонентов по ГОСТу Р 54291-2010 [7];

2) строится зависимость молярной концентрации от молекулярной массы в полулогарифмических координатах и определяется диапазон, в котором точки отклоняются от прямой;

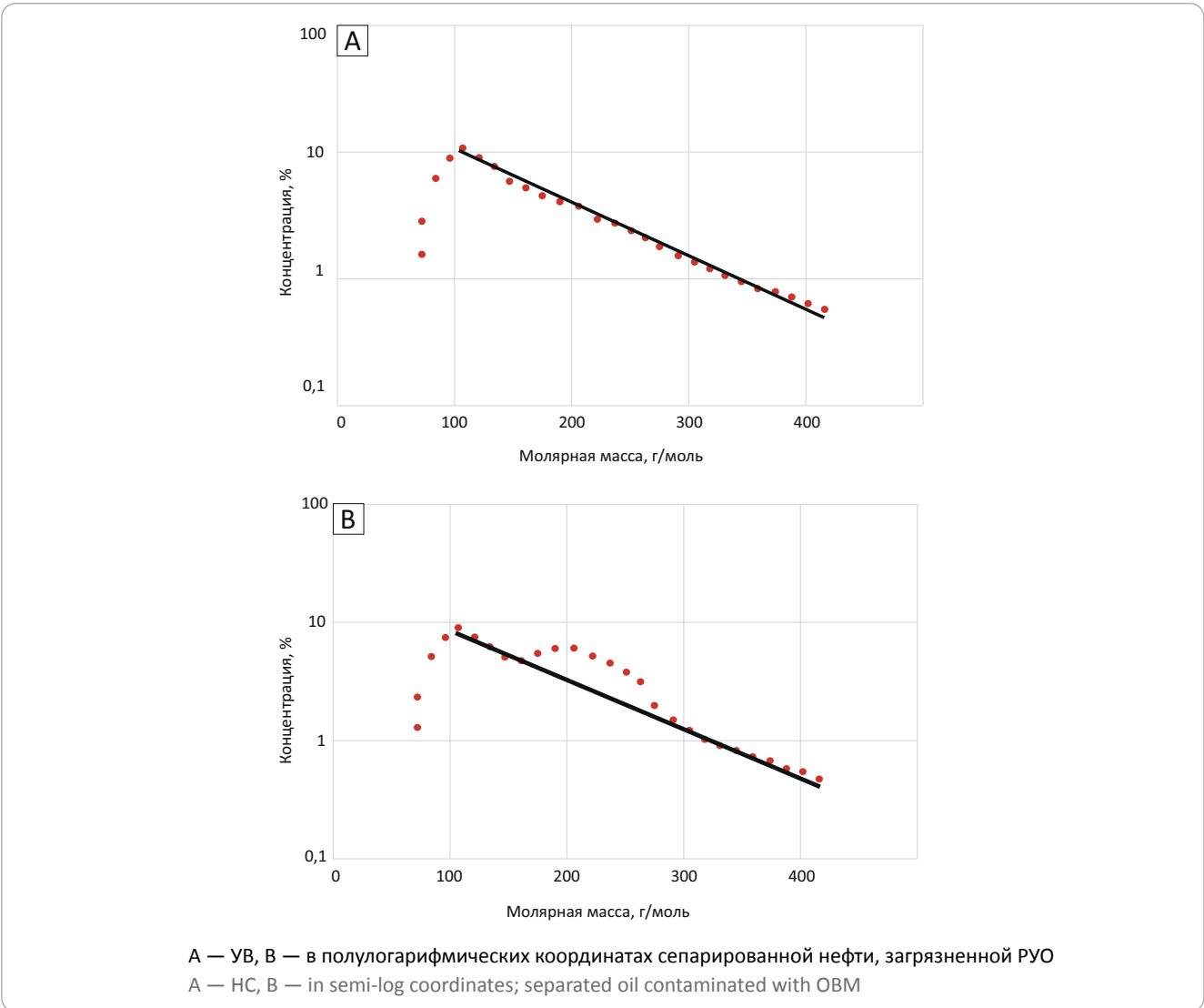
3) по точкам, не отклоняющимся от прямой, проводится кривая зависимости молярной концентрации от молярной массы в полулогарифмических координатах;

4) определяется уравнение линии тренда и на его основе рассчитываются молярные концентрации;

5) проводится вычитание из исходных молярных концентраций. В диапазоне C_8 – C_{30} вычитаются концентрации, полученные (1), рассчитанные по уравнению (4);

6) рассчитывается сумма разностей (5), которая численно равна степени загрязнения пробы РУО.

Рисунок. Зависимость мольной концентрации от молекулярной массы
Figure. Molar concentration as a function of molecular weight



Метод вычитания (Subtraction Method)

Материальный баланс для каждого компонента (C₈–C₃₀) рассчитывается по уравнению баланса массы:

$$z_i = m y_i + (1 - m) x_i, \tag{2}$$

где z_i, y_i и x_i — мольные концентрации i-го компонента в загрязненном флюиде, в РУО и пластовом флюиде; m и (1 - m) количество молей РУО и пластовых УВ в загрязненном флюиде.

Соответственно из уравнения (2) получаем:

$$x_i = (z_i - m y_i) / (1 - m). \tag{3}$$

Мольные концентрации загрязненного флюида z_i и фильтрата бурового раствора y_i известны. Концентрацию нативного УВ x_i получают из уравнения (3). Далее вычисленные значения подставляют в уравнение (1) и перебором значений степени загрязнения m получают наилучшее соответствие функции распределения концентраций УВ с экспоненциальным затуханием при максимальном значении коэффициента достоверности аппроксимации (R²). С

помощью данного метода можно получить не только степень загрязнения флюида, но и исходный компонентный состав пластового флюида.

Экспериментальная часть

Для определения степени загрязнения нефти компонентами фильтрата бурового раствора авторы статьи использовали оба описанных выше метода.

Для этого приготовили искусственную смесь нефти с РУО со степенью загрязнения 8,4, 17,1, 26,1, 35,4 и 45,2 %. Затем провели анализ смесей по ГОСТу Р 54291–2010, после чего рассчитали степень загрязнения. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Полученные данные свидетельствуют о том, что для оценки степени загрязнения нефти фильтратом бурового раствора более предпочтителен метод удаления загрязнения (Skimming Method).

Далее для смеси со степенью загрязнения 17,1 % была математически рассчитана очистка состава

ECOLOGY AND PROBLEMS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

Табл. 1. Результаты расчетов степени загрязнения нефти фильтратом бурового раствора

Tab. 1. Results of calculation of the level of oil contamination by drill mud filtrate

Номер смеси	Исходная смесь	Метод удаления загрязнений (Skimming Method)			Метод вычитания (Substruction Method)		
		Значение, %	Δ^1	Σ^2	Значение, %	Δ^1	Σ^2
1	8,4	7,7	0,7	8,9	7,1	1,3	18,1
2	17,1	17,1	0	0	15,5	1,6	10,2
3	26,1	26,8	0,7	2,7	18,4	7,7	41,8
4	35,4	36,9	1,5	3,9	31,2	4,2	13,6
5	45,2	44,6	0,6	1,3	39,2	6	15,2

1 — абсолютная погрешность; 2 — относительная погрешность

1 — absolute error; 2 — relative error

Табл. 2. Результаты математического моделирования очистки состава нефти

Tab. 2. Results of mathematical modelling of oil treatment

Содержание	Исходная нефть	Фильтрат бурового раствора	Загрязненный флюид (17,1 %)	Восстановленный флюид	
				Степень загрязнения, рассчитанная по методу вычитания	Степень загрязнения, рассчитанная по методу удаления
	%	%	%	%	%
Метан	0,006	0,001	0,005	0,005	0,005
Этан	0,121	0,001	0,094	0,111	0,113
Пропан	0,729	0	0,58	0,686	0,7
<i>i</i> -бутан	0,529	0	0,427	0,505	0,515
<i>n</i> -бутан	1,97	0	1,588	1,879	1,915
<i>i</i> -пентан	1,565	0,001	1,293	1,53	1,559
<i>n</i> -пентан	2,856	0,001	2,339	2,768	2,821
psC ₆	6,224	0,007	5,136	6,077	6,194
psC ₇	8,989	0,031	7,449	8,81	8,979
psC ₈	10,798	0,151	9,031	10,66	10,862
psC ₉	9,053	0,324	7,502	8,818	8,982
psC ₁₀	7,729	0,579	6,231	7,267	7,397
psC ₁₁	5,773	1,569	5,089	5,735	5,815
psC ₁₂	4,731	4,156	4,741	4,848	4,862
psC ₁₃	4,533	9,822	5,467	4,668	4,568
psC ₁₄	4,068	14,94	6,023	4,387	4,184
psC ₁₅	3,75	16,615	6,052	4,115	3,873
psC ₁₆	2,961	14,787	5,188	3,427	3,207
psC ₁₇	2,758	17,252	4,525	2,19	1,899
psC ₁₈	2,403	9,35	3,787	2,767	2,64
psC ₁₉	2,119	5,837	3,146	2,653	2,592
psC ₂₀	1,803	2,74	1,981	1,842	1,824
psC ₂₁	1,527	1,039	1,495	1,579	1,589
psC ₂₂	1,363	0,394	1,223	1,375	1,394
psC ₂₃	1,204	0,157	1,024	1,183	1,203
psC ₂₄	1,068	0,09	0,906	1,056	1,075
psC ₂₅	0,954	0,066	0,825	0,964	0,982
psC ₂₆	0,839	0,046	0,73	0,855	0,871
psC ₂₇	0,794	0,028	0,675	0,794	0,809

Табл. 2, окончание
Tab. 2, end.

Содержание	Исходная нефть	Фильтрат бурового раствора	Загрязненный флюид (17,1 %)	Восстановленный флюид	
				Степень загрязнения, рассчитанная по методу вычитания	Степень загрязнения, рассчитанная по методу удаления
				%	%
psC ₂₈	0,722	0,003	0,579	0,684	0,697
psC ₂₉	0,641	0,006	0,546	0,646	0,658
psC ₃₀	0,576	0,001	0,473	0,559	0,57
Остаток	4,844	0,003	3,851	4,557	4,645
Всего	100	100	100	100	100

методом вычитания (Substruction Method). Концентрация компонентов пластового флюида рассчитывалась по формуле (3). Результаты представлены в табл. 2.

При восстановлении компонентного состава нефти с использованием в расчете степени загрязнения флюида, полученного по методу удаления загрязнения, можно получить более точное содержание УВ.

Выводы

1. Для оценки степени загрязнения нефти фильтратом бурового раствора лучший результат получен методом удаления загрязнения (Skimming Method).

2. Методом вычитания (Subtraction Method) можно восстановить компонентный состав пластового флюида.

3. Метод удаления загрязнения и метод вычитания необходимо использовать совместно: по первому определять степень загрязнения флюида, а по второму восстанавливать композиционный состав.

4. Для установления условий применимости рассмотренных методов и определения степени соответствия восстановленного флюида пластовому необходимо продолжить исследования с пробами пластовых флюидов, загрязненных фильтратами РУО на основе дизельного топлива, сырых нефтей и других УВ.

Литература

1. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Лукашов А.Н., Тихомиров Е.В., Жуков В.В., Коваленко В.А., Мошарев П.А., Золотухин А.Б. Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях // Недропользование XXI век. – 2020. – Т. 85. – № 2. – С. 60–81.
2. Косякова Л.С., Парфенова Н.М., Крайн Д.Р., Шафиев И.М., Логинов В.А., Наренков Р.Ю. К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов // Вести газовой науки. – 2017. – Т. 30. – № 2 – С. 125–131.
3. Austad T., Isom T.P. Compositional and PVT properties of reservoir fluids contaminated by drilling fluid filtrate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2001. – Т. 30 – № 3–4. – С. 213–244. DOI: 10.1016/S0920-4105(01)00133-4.
4. Zuo J.Y., Gisolf A., Pfeiffer T., Achourov V., Chen L., Mullins O.C., Edmundson S., Partouche A. Advances in quantification of miscible contamination in hydrocarbon and water samples from downhole to surface laboratories // *Petrophysics*. – 2017. – Т. 58. – № 4. – С. 397–410.
5. Gozalpour F., Danesh A., Tehrani D.-H., Todd A.C., Tohidi B. Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behaviour from Samples Contaminated with Oil-Based Mud // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. – 1999. – Т. 5. – № 3. – С. 197–205. DOI: 10.2118/56747-MS.
6. Schou Pedersen K., Lindskou Christesen P. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. – Бока Патон : CRC Press, 2006. – 422 с. DOI: 10.1201/9781420018257.
7. ГОСТ Р 54291-2010 Нефть сырая. Газохроматографический метод определения распределения компонентов по диапазону температур кипения. – М. : Стандартинформ, 2019. – 18 с.

References

1. Lobanov A.A., Fedorovskii S.A., Promzelev I.O., Lukashov A.N., Tikhomirov E.V., Zhukov V.V., Kovalenko V.A., Mosharev P.A., Zolotukhin A.B. Systems approach to management of in-place oil downhole samples under current conditions. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2020;85(2):60–81. In Russ.
2. Kosyakova L.S., Parfenova N.M., Krain D.R., Shafiev I.M., Loginov V.A., Narenkov R.Yu. On measuring quality of reservoir fluid samples. *Vesti gazovoi nauki*. 2017;30(2):125–131. In Russ.
3. Austad T., Isom T.P. Compositional and PVT properties of reservoir fluids contaminated by drilling fluid filtrate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2001;30(3–4):213–244. DOI: 10.1016/S0920-4105(01)00133-4.

4. Zuo J.Y., Gisolff A., Pfeiffer T., Achourov V., Chen L., Mullins O.C., Edmundson S., Partouche A. Advances in quantification of miscible contamination in hydrocarbon and water samples from downhole to surface laboratories. *Petrophysics*. 2017;58(4):397–410.
5. Gozalpour F., Danesh A., Tehrani D.-H., Todd A.C., Tohidi B. Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behaviour from Samples Contaminated with Oil-Based Mud. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 1999;5(3):197–205. DOI: 10.2118/56747-MS.
6. Schou Pedersen K., Lindskou Christesen P. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Boca Raton: CRC Press; 2006. 422 p. DOI: 10.1201/9781420018257.
7. GOST R 54291-2010 Crude petroleum. Gas chromatography method for determination of components boiling temperature range distribution. Moscow: Standartinform; 2019. 18 p. In Russ.

Информация об авторах

Польская Наталья Николаевна

Начальник отдела
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 e-mail: Natalya.Polskaya@lukoil.com
 ORCID ID: 0009-0009-8434-3118

Самойленко Андрей Юрьевич

Кандидат технических наук,
 заместитель начальника
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 e-mail: Andrey.Samoylenko@lukoil.com

Чухнин Денис Анатольевич

Ведущий инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Denis.Chukhnin@lukoil.com

Ермоловский Алексей Владимирович

Начальник отдела
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Колесникова Елена Вячеславовна

Ведущий инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Elena.Kolesnikova@lukoil.com

Хамзина Надежда Александровна

Инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

Information about authors

Natalya N. Polskaya

Head of Department
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 e-mail: Natalya.Polskaya@lukoil.com
 ORCID ID: 0009-0009-8434-3118

Andrey Y. Samoylenko

Candidate of Technical Sciences,
 Deputy Head
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 e-mail: Andrey.Samoylenko@lukoil.com

Denis A. Chukhnin

Lead Engineer
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Denis.Chukhnin@lukoil.com

Alexey V. Ermolovsky

Head of Department
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Elena V. Kolesnikova

Lead Engineer
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Elena.Kolesnikova@lukoil.com

Nadezhda A. Khamzina

Engineer
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Nadezhda.Khamzina@lukoil.com