

УДК 622.276.66

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Хижняк Григорий Петрович¹,
xgp@mail.ru

Диенг Ассан¹,
diengassane90@hotmail.com

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность. Гидравлический разрыв пласта в добывающих и нагнетательных скважинах является одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых зон и пропластков, механизм более широкого охвата продуктивных зон заводнением, что позволяет перевести часть забалансовых запасов в промышленные. По мнению экспертов, применение гидроразрыва пласта позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти и газа на 10–15 %. В настоящее время большинство нефтяных месторождений Пермского края находятся на завершающей стадии разработки. Эти месторождения, как правило, характеризуются наличием недренируемых зон с остаточными запасами и низкими дебитами скважин. Большая часть остаточных запасов месторождений сосредоточена в низкопроницаемых коллекторах с высокой степенью неоднородности и затрудненной фильтрацией флюидов. Повышение продуктивности скважин этих эксплуатационных объектов достигается за счет применения различных геолого-технических мероприятий.

Цель: разработать методику прогнозирования дебита нефти после гидравлического разрыва пласта с учетом технологических характеристик объектов.

Объекты: Каширские и Подольские карбонатные отложения одного из месторождений Пермского края.

Методы: корреляционный и регрессионный анализ.

Результаты. Метод гидроразрыва пласта широко применяется для увеличения продуктивности скважин. К сожалению, полученные на практике дебиты нефти не всегда соответствуют предварительным расчетам. На примере одного из месторождений Пермского края предложен метод, позволяющий по значениям технологических параметров продуктивных отложений методами математической статистики оценить начальный дебит нефти после гидравлического разрыва пласта. Получено хорошее согласие модельных и экспериментальных результатов.

Ключевые слова:

Гидроразрыв, нефтеотдача пласта, дебит нефти, технологические параметры, карбонатные коллекторы, регрессионный анализ.

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи [1–12] и в то же время одним из самых дорогостоящих.

При использовании ГРП отмечаются тенденции к увеличению обводненности, а также резкому снижению продуктивности скважины. Это потребовало применения многостадийного ГРП, а также повторных операций ГРП [13]. Ввиду изменения поля напряжений, по сравнению с одноэтапным ГРП, меняется картина распространения трещины, что приводит к подключению ранее нефилътруемых участков [14].

В связи с изложенным встает задача прогнозирования эффективности операций ГРП. На эффективность ГРП, несомненно, влияют как геологические, так и технологические параметры [15–19]. К сожалению, полученные на практике дебиты нефти не всегда соответствуют предварительным расчетам.

Для одного из месторождений Пермского края было рассмотрено влияние геологических параметров на начальный дебит нефти после ГРП [20–22].

В настоящей работе предложен метод, позволяющий по значениям технологических параметров продуктивных отложений методами математической статистики спрогнозировать начальный дебит нефти по-

сле гидроразрыва. Объектом исследования послужили каширские (К) и подольские (Пд) карбонатные отложения. Имеются данные о начальном дебите нефти (Q_n) после ГРП и нескольких технологических параметрах по 12 скважинам. В качестве технологических параметров, влияющих на эффективность ГРП, приняты: обводненность до ГРП (K_v), пластовое давление до ГРП ($P_{пл}$), удельный расход пропанта (q_n), расчлененность (K_p), давление смыкания на забое ($P_{сз}$) и дебит жидкости до ГРП ($Q_{ж}$) (табл. 1).

Для парных зависимостей определены коэффициенты корреляции (r) и уровни статистической значимости (p) (табл. 2).

Из табл. 2 видно, что начальный дебит нефти после ГРП Q_n хорошо коррелирует с удельным расходом пропанта (q_n), расчлененностью (K_p), давлением смыкания на забое ($P_{сз}$) и дебитом жидкости до ГРП ($Q_{ж}$). В то же время существуют статистически значимые связи между:

- дебитом жидкости ($Q_{ж}$) с пластовым давлением ($P_{пл}$) и удельным расходом пропанта (q_n);
- давлением смыкания на забое ($P_{сз}$) с удельным расходом пропанта (q_n) и расчлененностью (K_p);
- пластовым давлением ($P_{пл}$) и удельным расходом пропанта (q_n).

Таблица 1. Характеристики объектов разработки каширских и подольских карбонатных отложений при проведении ГРП на скважинах месторождения Пермского края

Table 1. Characteristics of the Kashir and Podolsk carbonate reservoirs during hydraulic fracturing of one Permian oil field wells

Дебит нефти после ГРП Q_n , т/сут Oil flow rate pre-fract Q_o , t/day	Обводненность до ГРП K_w , % Water cut pre-fract W_c , %	Пластовое давление до ГРП $P_{пл}$, МПа Reservoir pressure pre-fract P_f , MPa	Удельный расход пропанга q_n , т/м Specific proppant consumption q_p , t/m	Расчлененность K_p , ед. Reservoir compartmentalization C_n , units	Давление смыкания на забое $P_{сз}$, атм Closing pressure downhole P_c , atm	Дебит жидкости до ГРП $Q_{ж}$, м ³ /сут Liquid production rate pre-fract Q_l , m ³ /day
6,0	25,7	7,9	7,2	1	191	2,4
6,7	36,0	3,4	10,43	3	138,8	3,7
6,1	36,0	4,09	10,17	2	161,1	3,0
4,4	0,0	7	5,31	1	245	0,0
5,5	33,0	8,63	6,45	2	161	1,0
6,0	32,6	7,17	10,19	4	156	1,7
4,9	41,9	7,891	7,26	2	163,4	1,9
5,6	20,4	7,822	8,59	2	166	0,5
6,0	20,6	5,09	8,90	4	155,5	2,3
5,6	20,5	5,806	6,08	2	186	1,8
7,0	10,5	6,218	8,11	4	120,7	1,9
5,0	10,5	6,218	8,03	1	173,3	1,3

Для параметров исходной выборки с высокими коэффициентами корреляции и низкими уровнями статистической значимости построены корреляционные поля (рис. 1).

По значениям коэффициентов корреляции технологических параметров с дебитом нефти Q_n и уровня статистической значимости определяется степень влияния этих параметров на начальный дебит нефти после ГРП. С использованием регрессионного анализа строится многомерное уравнение регрессии, в котором зависимой переменной выступает модельное значение дебита нефти $Q_n^{теор}$, а независимыми – параметры выборки, для которых уровень статистической значимости $p < 0,05$.

В общем виде уравнение записывается следующим образом:

$$Q_n^{теор} = a_0 + a_1 q_n + a_2 K_p + a_3 P_{сз} + a_4 Q_{ж},$$

где $a_0, a_1, \dots, a_4$ – регрессионные коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

По данным выборки методом пошагового регрессионного анализа было построено многомерное уравнение для оценки модельных значений начального дебита нефти после ГРП:

$$Q_n^{теор} = 5,093 + 0,052 q_n + + 0,154 K_p - 0,009 P_{сз} + 0,5999 Q_{ж},$$

при $R^2 = 0,82$, $p < 0,08$, $N = 12$, где R^2 – коэффициент детерминации, N – объем выборки.

Сопоставление модельных и фактических значений дебита нефти после ГРП приведено на рис. 2.

Таблица 2. Корреляционная матрица для выборки Каширских и Подольских карбонатных отложений месторождения Пермского края

Table 2. Correlation matrix for a sample of Kashira and Podolsk carbonate deposits of one Permian oil field

	Q_n , т/сут Q_o , t/day	K_w , % W_c , %	$P_{пл}$, МПа P_f , MPa	q_n , т/м q_p , t/m	K_p , ед. C_n , units	$P_{сз}$, атм P_c , atm	$Q_{ж}$, м ³ /сут Q_l , m ³ /day
Q_n , т/сут Q_o , t/day	1	$r=0,2502$ $p=0,433$	$r=-0,4852$ $p=0,110$	$r=0,6205$ $p=0,031$	$r=0,6764$ $p=0,016$	$r=-0,7714$ $p=0,003$	$r=0,6973$ $p=0,012$
K_w , % W_c , %		1	$r=-0,0710$ $p=0,826$	$r=0,4716$ $p=0,122$	$r=0,1965$ $p=0,541$	$r=-0,4570$ $p=0,135$	$r=0,5735$ $p=0,051$
$P_{пл}$, МПа P_f , MPa			1	$r=-0,5771$ $p=0,049$	$r=-0,3162$ $p=0,317$	$r=0,2985$ $p=0,346$	$r=-0,7102$ $p=0,010$
q_n , т/м q_p , t/m				1	$r=0,5666$ $p=0,055$	$r=-0,6642$ $p=0,018$	$r=0,6420$ $p=0,024$
K_p , ед. C_n , units					1	$r=-0,7163$ $p=0,009$	$r=0,3638$ $p=0,245$
$P_{сз}$, атм P_c , atm						1	$r=-0,5624$ $p=0,057$
$Q_{ж}$, м ³ /сут Q_l , m ³ /day							1

Примечание: в числителе указано значение коэффициента корреляции, в знаменателе – уровень статистической значимости (p); красным выделены статистически значимые коэффициенты корреляции, для которых $p < 0,05$.

Note: the numerator indicates the value of the correlation coefficient, the denominator indicates the level of statistical significance (p); statistically significant correlation coefficients, for which $p < 0,05$ are highlighted in red.

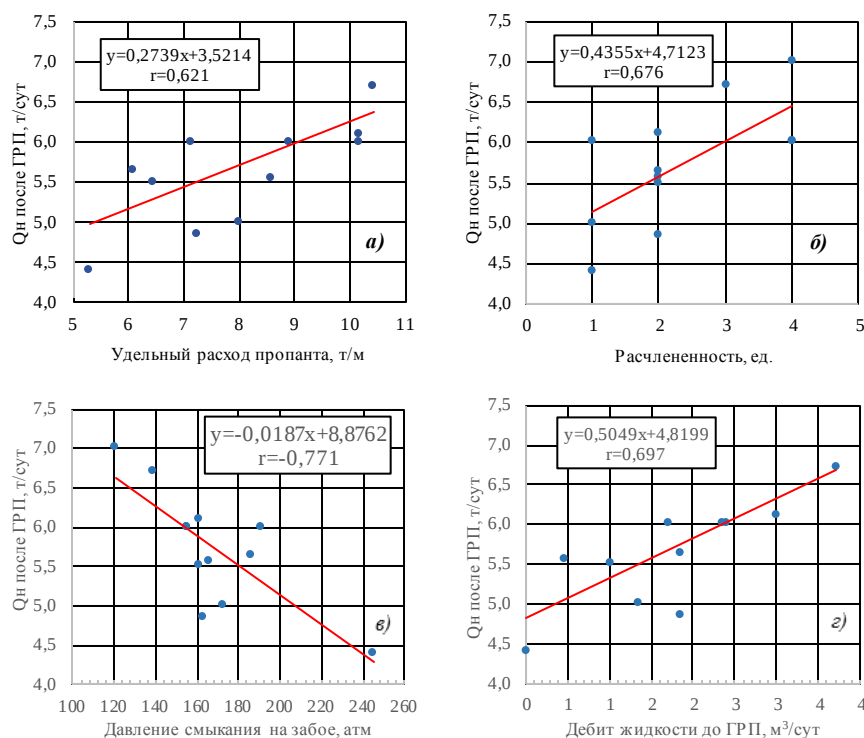


Рис. 1. Зависимости прогнозируемого начального дебита нефти после ГРП с технологическими параметрами: а) удельный расход пропанта; б) расчлененность; в) давление смыкания на забое; г) дебит жидкости до ГРП

Fig. 1. Dependencies of predicted initial oil flow rate after hydraulic fracturing with technological parameters: а) specific proppant consumption; б) reservoir compartmentalization; в) closing pressure downhole; г) liquid production rate pre-frac

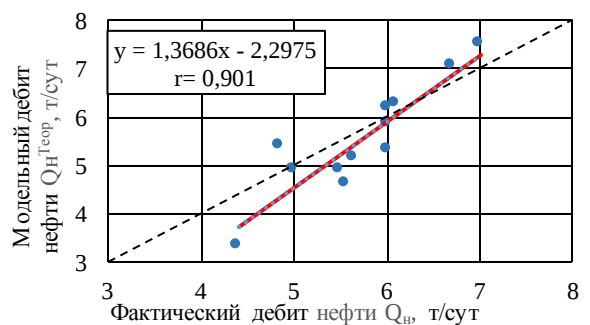


Рис. 2. Корреляционное поле модельных ($Q_n^{\text{теор}}$) и фактических (Q_n) значений начального дебита нефти после ГРП для скважин Каширских и Подольских карбонатных отложений месторождения Пермского края

Fig. 2. Correlation field of model (Q_o^{theor}) and actual (Q_o) values of the initial oil production rate after hydraulic fracturing for wells of the Kashirsky and Podolsk carbonate deposits of the Perm region field

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Appah D. Application of the theory of diffuse set to optimize hydraulic fracturing // Journal of Petrol. Science and Eng. – 1994. – V. 2. – P. 335–340.
2. Ruiting Wu. Some fundamental mechanisms of hydraulic fracturing: dissertation. – Atlanta: Georgia, 2006. – 301 p. URL: <https://repository.gatech.edu/bitstreams/b33c7c1f-13d2-4e54-8343-b57565cf754a/download> (дата обращения 15.01.2023).
3. A study on the optimization of fracturing operation parameters based on PCA- BNN / Tan Chaodong, He Jiayuan, Zhou Tong,

Абсолютное отклонение модельных значений начального дебита нефти от его фактических значений на промысле находится в диапазоне от 0,1 до 1,1 при среднем – 0,5 т/сут. Относительное отклонение – в диапазоне 1,87 до 24,62 % при среднем 8,86 %.

Выводы

В результате выполненных исследований установлено:

1. На значение начального дебита нефти после ГРП в Каширских и Подольских карбонатных отложениях одного из месторождений Пермского края основное влияние оказывают удельный расход пропанта, расчлененность, давление смыкания на забое и дебит жидкости до ГРП.
2. Предложенный способ позволяет с использованием технологических параметров объекта прогнозировать значение начального дебита нефти после ГРП до его проведения.

Liu Jiankang, Song Wenrong // J. Southwest Pet Univ. (Sci Technol Ed). – 2020. – V. 42 (6). – P. 56–62.

4. Zhou D., He P. Major factors affecting simultaneous frac results // SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. – 2015. – V. 2015. – P. 532–545. DOI:10.2118/173633-MS.
5. Reliability analysis models for hydraulic fracturing / H. Zhao, Li Zhen, C. Zhu, Z. Ru // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 162. – P. 150–157. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pet-ol.2017.12.048> (дата обращения 15.01.2023).

6. Gao Haihong, Qu Zhanqing, Zhao Mei. Experimental study on the factors affecting the productivity of fractured horizontal well // Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition. – 2008. – V. 30 (4). – P. 73–76.
7. Factors affecting productivity of stage fractured horizontal well / T. Ruzhong, W. Qingzhi, S. Jian, Q. Zhanqing // Petroleum Drilling Techniques. – 2010. – V. 38 (2). – P. 80–83.
8. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing conductivity in the Bakken Formation North Dakota / E.P. Lolon, C.L. Cipolla, L. Weijers, R.E. Hesketh, M.W. Grigg // SPE Annual Technical Conference and Exhibition – New Orleans, Louisiana, October 2009. URL: <https://doi.org/10.2118/124905-MS> (дата обращения 15.01.2023).
9. Liu Yinghong, Li Zongtian, Zhao Bihua. Optimization of fracturing project for low permeable reservoir with orthogonal and analysis of experiments // Fault-Block Oil & Gas Field. – 2000. – V. 7 (3). – P. 46–49.
10. Иванов С.А., Растегаев А.В., Галкин В.И. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 54–58.
11. Колтырин А.Н. Опыт применения пропантного ГРП на терригенном коллекторе // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 4. – С. 28–31.
12. Колтырин А.Н. Повышение эффективности технологии ГРП на карбонатном типе коллектора // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 28–30.
13. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2006. – 556 с.
14. Трофимов А.С. Бердников С.В., Платонов И.Е. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. – СПб.: Профессионал, 2010. – 252 с.
15. Егоров Д.С., Михайлов Н.Н. Влияние геологических факторов на динамику дебитов скважин в отложениях баженовской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 10 (646). – С. 5–16. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-10(646)-5-16
16. Галкин В.И., Кондратьев С.А., Путилов И.С. Разработка методики оценки эффективности гидроразрыва пласта по комплексу геолого-технологических показателей (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса Куединского вала нефтяных месторождений Пермского края) // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 7. – С. 23–26.
17. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Разработка методики прогнозирования технологических показателей работы скважины после применения геолого-технологических мероприятий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 18–28.
18. Колтырин А.Н. Разработка методики и оценка эффективности работоспособности вероятностно-статистических моделей для прогнозирования прироста дебита нефти в скважинах после проведения гидроразрыва пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 4 (364). – С. 49–58. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-49-58
19. Фархутдинова М.Х. Анализ влияния геолого-технологических параметров скважин и процесса гидравлического разрыва пласта на его эффективность // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 3. – С. 33–48. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p33-48_FarhutdinovaMKh_ru.pdf (дата обращения 15.01.2023).
20. Диенг Ассан, Хижняк Г.П. Прогноз эффективности гидравлического разрыва пласта по геологическим показателям // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 1 (649). – С. 25–28. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-1(649)-25-28
21. Диенг А., Хижняк Г.П. Analysis of the efficiency of hydraulic fracturing on the example of the oil field in the Perm region // Инновационные исследования: Опыт, проблемы внедрения результатов и пути решения: сборник статей Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции с международным участием. – Киров, 22 октября 2022. – Уфа: OMEGA SCIENCE, 2022. – С. 240–244.
22. Диенг А., Хижняк Г.П. Использование геологических параметров продуктивных отложений для прогноза эффективности гидроразрыва // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XV Международной науч.-техн. конф. – Пермь, Екатеринбург, 18–21 октября 2022. – С. 207–212.

Поступила: 31.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 07.03.2023 г.

Информация об авторах

Хижняк Г.П., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Диенг А., аспирант, ассистент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276.66

INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS ON HYDRAULIC FRACTURING EFFICIENCY

Grigori P. Khizhniak¹,
xgp@mail.ru

Assane Dieng¹,
diengassane90@hotmail.com

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

Relevance. Hydraulic fracturing in production and injection wells is one of the effective method for enhancing oil recovery, involving low-permeability zones and interlayers in the development, a mechanism for a wider coverage of productive zones by waterflooding, which makes it possible to convert part of off-balance reserves into commercial ones. According to experts, the use of hydraulic fracturing can increase the oil and gas recovery factor by 10–15 %. Currently, most of the oil fields in the Perm Territory are at the final stage of development. These fields, as a rule, are characterized by non-draining zones with residual reserves and low well flow rates. Most of the remaining reserves of the fields are concentrated in low-permeability reservoirs with a high degree of heterogeneity and difficult fluid filtration. The increase in the productivity of wells of these production facilities is achieved through the use of various geological and technical measures.

The main aim: to develop a methodology for predicting the oil production rate post-frac with parameters that influence more, taking into account geological and technological characteristics of the object.

Objects: Kashirskiy and Podolskiy carbonate deposits on one of the Permian fields.

Methods: correlation and regression analysis.

Results. The hydraulic fracturing method is widely used to increase well productivity. Unfortunately, oil flow rates obtained in practice do not always correspond to preliminary calculations. Using the example of one of the fields in the Perm Territory, a method proposed that allows estimating the initial oil production rate after hydraulic fracturing using the values of the technological parameters of productive deposits and the methods of mathematical statistics. A good agreement between model and experimental results was obtained.

Key words:

Hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, oil flow rate, technological parameters, carbonate reservoirs, regression analysis.

REFERENCES

- Appah D. Application of the theory of diffuse set to optimize hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1994, vol. 2, pp. 335–340.
- Ruiting Wu. *Some fundamental mechanisms of hydraulic fracturing*. Diss. Atlanta, Georgia, 2006. 301 p. Available at: <https://repository.gatech.edu/bitstreams/b33c7c1f-13d2-4e54-8343-b57565cf754a/download> (accessed 15 January 2023).
- Tan Chaodong, He Jiayuan, Zhou Tong, Liu Jiankang, Song Wenrong. A study on the optimization of fracturing operation parameters based on PCA- BNN. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2020, vol. 42 (6), pp. 56–62. DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.12.05
- Zhou D., He P. Major factors affecting simultaneous frac results. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2015, vol. 2015, pp. 532–545. DOI:10.2118/173633-MS
- Zhao H., Zhen Li, Zhu C., Ru Z. Reliability analysis models for hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 162, pp. 150–157. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.048> (accessed 15 January 2023).
- Gao Hai-hong, Qu Zhan-qing, Zhao Mei. Experimental study on the factors affecting the productivity of fractured horizontal well. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2008, vol. 29 (4), pp. 73–76. DOI: 10.3863/j.issn.1000-
- Ruzhong T., Qingzhi W., Jian S., Zhanqing Q. Factors affecting productivity of stage fractured horizontal well. *Petroleum Drilling Techniques*, 2010, vol. 38 (2), pp. 80–83.
- Lolon E.P., Cipolla C.L., Weijers L., Hesketh R.E., Grigg M.W. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing conductivity in the Bakken Formation, North Dakota. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, October 2009. Available at: <https://doi.org/10.2118/124905-MS> (accessed 15 January 2023).
- Liu Yinghong, Li Zongtian, Zhao Bihua. Optimisation of fracturing project for low permeable reservoir with orthogonal and analysis of experiments. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2000, vol. 7 (3), pp. 46–49.
- Ivanov S.A., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Analysis of results of hydraulic fracturing (on the example of Povkhovskoye oil field). *Oilfield engineering*, 2010, no. 7, pp. 54–58. In Rus.
- Koltyrin A.N. Opyt primeneniya propantnogo GRP na terrigenom kollektore [Experience in the use of proppant hydraulic fracturing in a terrigenous reservoir]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2016, no. 4, pp. 28–31.
- Koltyrin A.N. Povyshenie effektivnosti tekhnologii GRP na karbonatnom tipe kollektora [Increasing the efficiency of hydraulic fracturing technology on a carbonate type of reservoir]. *Neftepromyslovoe delo*, 2016, no. 10, pp. 28–30.
- Ivanov S.I. Intensifikatsiya pritoka nefi i gaza k skvazhinam [Intensification of oil and gas flow to wells]. Moscow, Nedra-Business Center Publ., 2006. 556 p.
- Trofimov A.S., Berdnikov S.V., Platonov I.E. *Gidrodinamicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov* [Hydrodynamic methods of enhanced oil recovery]. St. Petersburg. Professional Publ., 2010. 252 p.
- Egorov D.S., Mikhaylov N.N. Vliyanie geologicheskikh faktorov na dinamiku debitov skvazhin v otlozheniyakh bazhenovskoy svity [The influence of geological factors on the dynamics of well flow rates in the deposits of the Bazhenov formation]. *Neftepromyslovoe delo*, 2022, no. 10 (646), pp. 5–16.
- Galkin V.I., Kondratyev S.A., Putilov I.S. Razrabotka metodiki otsenki effektivnosti gidrorazryva plasta po kompleksu geologo-tekhnologicheskikh pokazateley (na primere vizeyskogo terrigenogo neftegazonosnogo kompleksa Kuyedinskogo vala nefiannykh mestorozhdeniy Permskogo kraya) [Development of a methodology for assessing the effectiveness of hydraulic fracturing by a set of geological and technological indicators (on the example of the Visean terrigenous oil and gas complex of the Kuyedinsky shaft of oil fields in the Perm region)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 7, pp. 23–26.
- Galkin V.I., Koltyrin A.N. Razrabotka metodiki prognozirovaniya tekhnologicheskikh pokazateley raboty skvazhiny posle primeneniya geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy [Development of a methodology for predicting the technological indicators of well operation after the application of geological and technical measures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2020, no. 7 (619), pp. 18–28.

18. Koltyrin A.N. Razrabotka metodiki i otsenka effektivnosti rabotosposobnosti veroyatnostno-statisticheskikh modeley dlya prognozirovaniya prirosta debita nefi v skvazhinakh posle provedeniya gidrorazryva plasta [Development of a methodology and evaluation of the performance efficiency of probabilistic-statistical models for predicting the increase in oil production in wells after hydraulic fracturing]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2022, no. 4 (364), pp. 49–58.
19. Farkhutdinova M.Kh. Analiz vliyaniya geologo-tekhnologicheskikh parametrov skvazhin i protsessa gidravlicheskogo razryva plasta na ego effektivnost [Analysis of the influence of geological and technological parameters of wells and the process of hydraulic fracturing on its efficiency]. *Elektronny nauchny zhurnal Neftegazovoe delo*, 2014, no. 3, pp. 33–48. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p33-48_FarkhutdinovaMKh_ru.pdf (accessed 15 January 2023).
20. Diyeng Assan, Khizhniak G.P. Prognoz effektivnosti gidravlicheskogo razryva plasta po geologicheskim pokazatelyam [Forecast of the effectiveness of hydraulic fracturing based on geological indicators]. *Neftepromyslovoe delo*, 2023, vol. 649, no. 1, pp. 25–28.
21. Dieng A., Khizhniak G.P. Analysis of the efficiency of hydraulic fracturing on the example of the oil field in the Perm region. *Innovatsionnye issledovaniya: opyt, problemy vnedreniya rezultatov i puti resheniya. Sbornik statey Natsionalnoy (Vserossiyskoy) nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiyem* [Innovative research: experience, problems of implementation of results and solutions. Collection of articles of the National (All-Russian) scientific and practical conference with international participation]. Kirov, 22 October 2022. Ufa, OMEGA SCIENCE, 2022. pp. 240–244.
22. Dieng A., Khizhniak G.P. Ispolzovanie geologicheskikh parametrov produktivnykh otlozheniy dlya prognoza effektivnosti gidrorazryva [Using the geological parameters of productive deposits to predict the effectiveness of hydraulic fracturing]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopayemykh. Materialy XV Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals. Materials of the XV International scientific and technical conference]. Perm, Yekaterinburg, October 18–21, 2022. pp. 207–212.

Received: 31 January 2023.

Reviewed: 7 March 2023.

Information about the authors

Grigorii P. Khizhniak, Dr. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Assane Dieng, postgraduate student, assistant, Perm National Research Polytechnic University.