

УДК 622.276.66

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Разработка статистической модели прогноза дебита нефти после гидроразрыва пласта на основе геолого-технологических показателей**Диенг Ассан**Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)**Development of a Statistical Model for Predicting the Oil Production Rate after Fracking by Geological and Technological Indicators****Assane Dieng**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 01.12.2023. Принята / Accepted: 06.07.2024. Опубликовано / Published: 30.08.2024

Ключевые слова:

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

Повышение продуктивности скважин эксплуатационных объектов достигается за счет применения различных геолого-технических мероприятий. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в добывающих и нагнетательных скважинах является одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых зон и пропластков, механизмом 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 %. Пермский край относится к старому нефтедобывающему региону Российской Федерации. На сегодняшний день более 60 % остаточных извлекаемых запасов нефти месторождений Пермского края сосредоточено в карбонатных отложениях. Большинство месторождений в настоящее время находится на поздних стадиях разработки. Эти месторождения, как правило, характеризуются наличием недренлируемых 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. К сожалению, получаемые на практике результаты не всегда соответствуют предварительным расчетам и не достигают плановых дебитов нефти. В связи с изложенным встает задача прогнозирования эффективности операций ГРП с помощью математических методов анализа. На эффективность ГРП, несомненно, влияют как геологические, так и технологические параметры. В настоящей работе для карбонатных каширских (К) и подольских (Пд) продуктивных отложений одного из нефтяных месторождений Пермского края с помощью пошагового регрессионного анализа на основе геологических и технологических параметров выполнен прогноз начального дебита нефти после ГРП. Получено хорошее согласие модельных и экспериментальных результатов.

Keywords:

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

An increase in the productivity of wells at operational facilities is achieved through the use of various geological and technical measures. Hydraulic fracturing (HF) in production and injection wells is one of the effective methods for increasing 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%. The Perm Territory belongs to the old oil-producing region of the Russian Federation. To date, more than 60% of the remaining recoverable oil reserves of the fields of the Perm region are concentrated in carbonate deposits. Most of the fields are currently in the late stages of development. These fields, as a rule, are characterized by the presence of undrained 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. Unfortunately, the results obtained in practice do not always correspond to preliminary calculations and do not reach the planned oil production rates. In connection with the above, the problem arises of predicting the effectiveness of hydraulic fracturing operations using mathematical methods of analysis. The effectiveness of hydraulic fracturing is undoubtedly influenced by both geological and technological parameters. In this paper, for the carbonate Kashirsky (K) and Podolsky (Pd) productive deposits of one of the oil fields in the Perm region, using step-by-step regression analysis based on geological and technological parameters, a forecast of the initial oil production rate after hydraulic fracturing was made. Good agreement between model and experimental results is obtained.

© Диенг Ассан – ассистент, кафедра «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 (342) 219 82 07, e-mail: Diengassane90@hotmail.com).

© Assane Dieng (Author ID in Scopus: 58582524400, ORCID: 0009-0009-5450-1701) – Assistant at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 07, e-mail: Diengassane90@hotmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Диенг Ассан. Разработка статистической модели прогноза дебита нефти после гидроразрыва пласта на основе геолого-технологических показателей / Ассан Диенг // Недропользование. – 2024. – Т.24, №3. – С.164–168. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.7

Please cite this article in English as:

Dieng Assane. Development of a statistical model for predicting the oil production rate after fracking by geological and technological indicators. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.3, pp.164-168. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.7

Введение

Пермский край относится к старому нефтедобывающему региону Российской Федерации, большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки. На сегодняшний день более 60 % остаточных извлекаемых запасов нефти месторождений Пермского края сосредоточено в карбонатных отложениях [1]. Применение различных геолого-технических мероприятий в добывающих скважинах является эффективным методом получения дополнительной добычи нефти [2–8].

Гидравлический разрыв пластов (ГРП) является эффективным методом повышения нефтеотдачи. С помощью технологии ГРП достигаются высокие дебиты скважин путем значительного расширения зоны дренирования и приобщения к выработке запасов удаленных и слабопроницаемых участков [9–27].

В связи с изложенным встает задача прогнозирования эффективности операций ГРП с помощью математических методов анализа [28–30]. На эффективность ГРП,

несомненно, влияют как геологические, так и технологические параметры [31–45].

В настоящей работе для карбонатных каширских (К) и подольских (Пд) продуктивных отложений одного из нефтяных месторождений Пермского края с помощью пошагового регрессионного анализа на основе геологических и технологических параметров выполнен прогноз начального дебита нефти после ГРП.

Имеются данные о начальном дебите нефти (Q_n) после ГРП и нескольких геолого-технологических параметров по 22 скважинам. В качестве параметров, влияющих на эффективность ГРП, приняты следующие параметры: геологические – пористость (K_n), проницаемость ($K_{пр}$), нефтенасыщенность (K_n), нефтенасыщенная толщина (h_n), технологические – удельный расход проппанта (q_n), расчлененность (K_p), давление смыкания на забое (P_3) и дебит жидкости до ГРП ($Q_ж$) (табл. 1).

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

Таблица 1

Диапазоны изменения и средние значения параметров выборки для каширских и подольских отложений месторождения Пермского края

Параметр	Диапазон изменения параметра / среднее значение
Начальный дебит по нефти после ГРП, Q_n , т/сут	(7,5–4,4)/5,82
Пористость, K_n , %	(26,6–12,30)/17,69
Нефтенасыщенность, K_n , %	(74,0–59,0)/65,6
Проницаемость, $K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	(91,41–3,2)/20,53
Нефтенасыщенная толщина, h_n , м	(4,4–2,4)/3,42
Удельный расход проппанта, q_n , т/м	(10,43–5,31)/8,24
Расчлененность, K_p , ед.	(4,0–1,0)/2,45
Давление смыкания на забое, P_3 , атм	(245,0–120,7)/172,27
Дебит жидкости до ГРП, $Q_ж$, м ³ /сут	(4,0–0,5)/1,89

Таблица 2

Корреляционная матрица для выборки каширских и подольских карбонатных отложений при проведении ГРП на скважинах месторождения Пермского края

Параметр	Q_n , т/сут	K_n , %	K_n , %	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	h_n , м	q_n , т/м	K_p , ед.	P_3 , атм	$Q_ж$, м ³ /сут
Q_n , т/сут	1	$r = 0,7577$ $p = 0,000$	$r = 0,7595$ $p = 0,000$	$r = 0,7978$ $p = 0,000$	$r = -0,6168$ $p = 0,002$	$r = 0,5214$ $p = 0,013$	$r = 0,5011$ $p = 0,018$	$r = -0,6375$ $p = 0,001$	$r = 0,7189$ $p = 0,000$
K_n , %		1	$r = 0,7946$ $p = 0,000$	$r = 0,8716$ $p = 0,000$	$r = -0,6369$ $p = 0,001$	$r = 0,4752$ $p = 0,025$	$r = 0,5989$ $p = 0,003$	$r = -0,5797$ $p = 0,005$	$r = 0,5412$ $p = 0,009$
K_n , %			1	$r = 0,7509$ $p = 0,000$	$r = -0,4346$ $p = 0,043$	$r = 0,4650$ $p = 0,029$	$r = 0,5603$ $p = 0,007$	$r = -0,6226$ $p = 0,002$	$r = 0,5928$ $p = 0,004$
$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²				1	$r = -0,6028$ $p = 0,003$	$r = 0,3953$ $p = 0,069$	$r = 0,3720$ $p = 0,088$	$r = -0,5521$ $p = 0,008$	$r = 0,5344$ $p = 0,010$
h_n , м					1	$r = -0,5901$ $p = 0,004$	$r = -0,3762$ $p = 0,084$	$r = 0,4081$ $p = 0,059$	$r = -0,2529$ $p = 0,256$
q_n , т/м						1	$r = 0,4395$ $p = 0,041$	$r = -0,6653$ $p = 0,001$	$r = 0,3906$ $p = 0,072$
K_p , ед.							1	$r = -0,6700$ $p = 0,001$	$r = 0,2453$ $p = 0,271$
P_3 , атм								1	$r = -0,4200$ $p = 0,052$
$Q_ж$, м ³ /сут									1

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

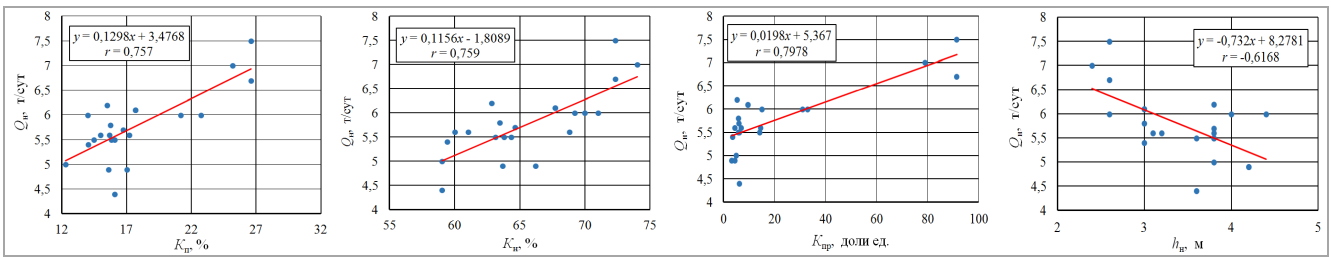


Рис. 1. Зависимости начального дебита нефти после ГРП с геологическими параметрами: пористость (K_n), нефтенасыщенность ($K_{пн}$), проницаемость ($K_{пр}$), нефтенасыщенная толщина ($h_{пн}$)

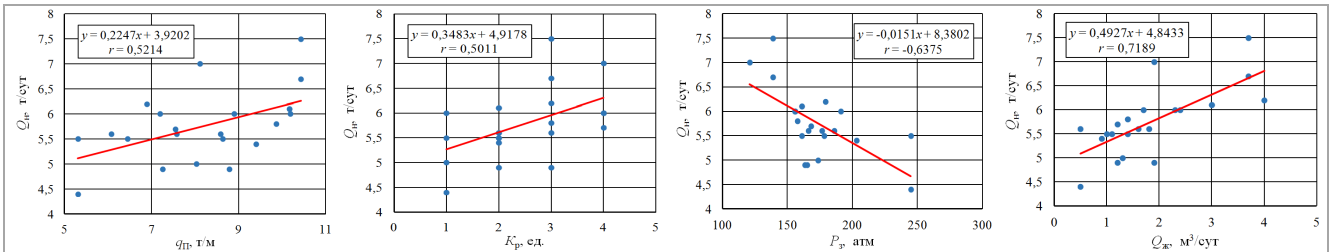


Рис. 2. Зависимости начального дебита нефти после ГРП с технологическими параметрами: удельный расход пропантанта (q_n), расчлененность (K_p), давление смыкания на забое (P_z), дебит жидкости до ГРП ($Q_{ж}$)

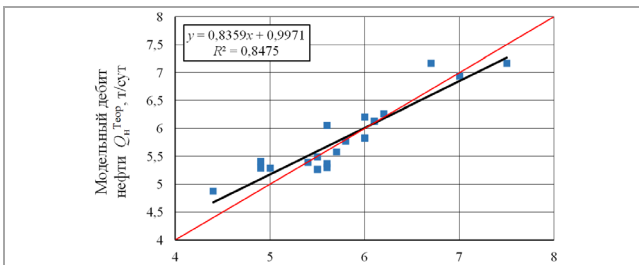


Рис. 3. Корреляционное поле модельных ($Q_n^{теор}$) и фактических (Q_n) значений начального дебита нефти после ГРП для скважин каширских и подольских карбонатных отложений месторождения Пермского края

Из таблицы видно, что начальный дебит нефти после ГРП Q_n , пористость и нефтенасыщенность хорошо коррелируют со всеми параметрами. В то же время существуют статистически значимые связи между:

- давлением смыкания на забое P^z с удельным расходом пропантанта q_n и расчлененностью K_p ;
- расчлененностью K_p и удельным расходом пропантанта q_n ;
- удельным расходом пропантанта q_n и нефтенасыщенной толщиной $h_{пн}$.

Для параметров исходной выборки с высокими коэффициентами корреляции и низкими уровнями статистической значимости построены корреляционные поля: по геологическим параметрам (рис. 1) и по технологическим (рис. 2).

По значениям коэффициентов корреляции r зависимостей дебита нефти Q_n от геологических и технологических параметров и уровня статистической значимости p 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 $Q_n^{теор}$ после ГРП, а независимыми – параметры

Библиографический список

1. Поплыгин, В.В. Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края / В.В. Поплыгин, И.С. Поплыгина // Проблемы разработки месторождений углеводородов и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 283–285.
2. Галкин, В.И. Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 2. – С. 81–86. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
3. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения / А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 3. – С. 79–86. DOI: 10.18599/grs.2020.3.79-86

выборки, для которых уровень статистической значимости $p < 0,05$.

В общем виде уравнение записывается следующим образом:

$$Q_n^{теор} = a_0 + a_1 K_n + a_2 K_{пн} + a_3 K_{пр} + a_4 h_{пн} + a_5 q_n + a_6 K_p + a_7 P_z + a_8 Q_{ж}$$

где a_0, a_1, \dots, a_8 – регрессионные коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

В нашем случае по всей выборке методом пошагового регрессионного анализа получено многомерное уравнение:

$$Q_n^{теор} = 5,857 - 0,054 K_n + 0,025 K_{пн} + 0,011 K_{пр} - 0,356 h_{пн} - 0,028 q_n + 0,126 K_p - 0,002 P_z + 0,286 Q_{ж}$$

Сопоставление модельных и фактических значений дебита нефти после ГРП приведено на рис. 3.

Абсолютное отклонение модельных значений начального дебита нефти от его фактических значений на промысле находится в диапазоне от 0,006 до 0,511 т/сут при среднем 0,219 т/сут. Относительное отклонение – в диапазоне 0,11 до 10,90 % при среднем 3,97 %.

Заключение

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 геологические параметры – пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, нефтенасыщенная толщина и технологические параметры – удельный расход пропантанта, расчлененность, давление смыкания на забое и дебит жидкости до ГРП.

2. Предложенный способ позволяет с использованием геолого-технологических параметров объекта прогнозировать значение начального дебита нефти после ГРП.

4. Yanfang, W. Refracture candidate selection using hybrid simulation with neural network and data analysis techniques / W. Yanfang, S. Salehi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 123. – P. 138–146. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.07.036
5. Miel, H. Modeling and monitoring the development of an oil field under conditions of mass hydraulic fracturing / H. Miel, A.O.S. Hameed, K.F. Hussein // *Trends in Sciences*. – 2022. – Vol. 19. – № 8. – P. 3436–3436. DOI: 10.48048/tis.2022.3436
6. Кочнев, А.А. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края / А.А. Кочнев, В.И. Зотиков, С.В. Галкин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329, № 12. – С. 20–29. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/16
7. Распов, А.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / А.В. Распов, Д.В. Новокрещенных // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2014. – Т. 13, № 10. – С. 73–82. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7
8. Вотинов, А.С. Опыт проведения технологии пропантного гидроразрыва пласта при разработке карбонатных залежей нефти Пермского края / А.С. Вотинов // *Магистерский журнал*. – 2019. – № 2. – С. 26–32.
9. Кочнев, А.А. Моделирование гидромониторного бурения путем прогнозирования направления радиального канала с учетом напряженного состояния массива горных пород / А.А. Кочнев, С.В. Галкин // 28-я Российская конференция по математическому моделированию в естественных науках: материалы конференции АИР 2216, 080002-1-080002-6. DOI: 10.1063/5.0004270
10. Numerical Study on the Hydraulic Fracturing Pattern in the Hard Roof in Response to Mining-Induced Stress. / J. Chen, Z. Qu, L. Zhou [et al.] // *Minerals*. – 2023. – Vol. 13, № 3. – P. 308. DOI: 10.3390/min13030308
11. Evaluation of hydraulic fracturing of industrial wells in tight reservoirs based on the deep neural network with physical constraints / Qu Hong-Yan, Zhang Jian-Long, Zhou Fu-Jian [et al.]. – *Petroleum Science*, 2023. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.015
12. Understanding and predicting proppant bedload transport in hydraulic fracture via numerical simulation / Wang Duo, Li Sanbai, Zhang Dongxiao [et al.] // *Powder Technology*. – 2023. – P. 118232. DOI: 10.1016/j.powtec.2023.118232
13. Alotaibi, N. Optimizing the Hydraulic Fracturing Fluid Systems Using the Completion and Production Data in Bakken Shale / N. Alotaibi, Serkan Dursun // *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show. – OnePetro*, 2023. DOI: 10.2118/213360-MS
14. Gai, Jian. Prediction method for hydraulic fracturing effect of oil production well based on automatic machine learning technology / Jian Gai // *Editorial Department of Petroleum Geology and Recovery Efficiency*. – 2023. – Vol. 30, no 1, – P. 161–170. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202203015
15. Hydraulic fracturing as unconventional production potential for the organic-rich carbonate reservoir rocks in the Abu El Gharadig Field, north western Desert (Egypt): Evidence from combined organic geochemical, petrophysical and bulk kinetics modeling results / Hakimi Mohammed Hail, Hamed Tamer E., Lorth Naira M. [et al.] // *Fuel*. – 2023. – Vol. 334. – P. 126606. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.126606
16. Appah, D. Application of the theory of diffuse set to optimize hydraulic fracturing / D. Appah // *Journal of Petrol. Science and Eng.* – 1994. – Vol. 2. – P. 335–340. DOI: 10.1016/0920-4105(94)90051-5
17. Ruiting, Wu. Some Fundamental Mechanisms of Hydraulic Fracturing / Wu. Ruiting // *School of Civil and Environmental Engineering, Georgia Institute of Technology*. – 2006.
18. A study on the optimization of fracturing operation parameters based on PCA- BNN / Tan Chaodong, He Jiayuan, Zhou Tong, Liu Jiankang, Song Wenrong // *J. Southwest Pet Univ. (Sci Technol Ed)*. – 2020. – Vol. 42(6). – P. 56–62. DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.12.05
19. Zhou, D. Major Factors affecting simultaneous frac results / D. Zhou, P. He // *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*. – 2015. – Vol. 2015. – P. 532–545. DOI: SPE-173633-MS
20. Reliability analysis models for hydraulic fracturing / H. Zhao, Li. Zhen, C. Zhu, Z. Ru // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 162. – P. 150–157. DOI: 10.1016/j.petol.2017.12.048
21. Gao, Haihong. Experimental study on the factors affecting the productivity of fractured horizontal well / Haihong Gao, Zhanqing Qu, Mei Zhao // *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*. – 2008. – Vol. 30(4). – P. 73–76. DOI: 10.3863/j.issn.1000-2634.2008.04.018
22. Factors affecting productivity of stage fractured horizontal well / T. Ruzhong, W. Qingzhi, S. Jian, Q. Zhanqing // *Petroleum Drilling Techniques*. – 2010. – Vol. 38(2). – P. 80–83. DOI: 10.1007/978-3-642-28807-4_24
23. 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. DOI: 10.2118/124905-MS
24. Liu, Yinghong. Optimization of fracturing project for low permeable reservoir with orthogonal and analysis of experiments / Yinghong Liu, Zongtian Li, Bihua Zhao // *Fault-Block Oil & Gas Field*. – 2000. – Vol. 7(3). – P. 46–49. DOI: 10.1038/s41598-024-66114-w
25. Иванов, С.А. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) / С.А. Иванов, А.В. Растегаев, В.И. Галкин // *Нефтепромысловое дело*. – 2010. – № 7. – С. 54–58.
26. Колтырин, А.Н. Опыт применения пропантного ГРП на терригенном коллекторе / А.Н. Колтырин // *Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2016. – № 4. – С. 28–31.
27. Колтырин, А.Н. Повышение эффективности технологии ГРП на карбонатном типе коллектора / А.Н. Колтырин // *Нефтепромысловое дело*. – 2016. – № 10. – С. 28–30.
28. Колтырин, А.Н. Разработка методики и оценка эффективности работоспособности вероятностно-статистических моделей для прогнозирования прироста дебита нефти в скважинах после проведения гидроразрыва пласта / А.Н. Колтырин // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2022. – № 4 (364). – С. 49–58. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-49-58
29. Иванов, С.А. Построение статистических моделей прогноза ГРП по геолого-технологическим показателям / С.А. Иванов // *Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – № 10. – С. 46–50.
30. Разработка статистической модели прогноза эффективности пропантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазонасного комплекса / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, В.А. Жигалов // *Нефтепромысловое дело*, 2017. – № 3. – С. 48–54.
31. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласт БВ8) / С.А. Иванов, К.Г. Скачек, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.А. Шихов // *Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – № 10. – С. 42–45.
32. Егоров, Д.С. Влияние геологических факторов на динамику дебитов скважин в отложениях баженовской свиты / Д.С. Егоров, Н.Н. Михайлов // *Нефтепромысловое дело*. – 2022. – № 10(646). – С. 5–16. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-10(646)-5-16
33. Галкин, В.И. Разработка методики оценки эффективности гидроразрыва пласта по комплексу геолого-технологических показателей (на примере визейского терригенного нефтегазонасного комплекса Куединского вала нефтяных месторождений Пермского края) / В.И. Галкин, С.А. Кондратьев, И.С. Путилов // *Нефтепромысловое дело*. – 2015. – № 7. – С. 23–26.
34. Галкин, В.И. Разработка методики прогнозирования технологических показателей работы скважины после применения геолого-технических мероприятий / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // *Нефтепромысловое дело*. – 2020. – № 7 (619). – С. 18–28. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-7(619)-18-28
35. Фархутдинова, М.Х. Анализ влияния геолого-технологических параметров скважин и процесса гидравлического разрыва пласта на его эффективность / М.Х. Фархутдинова // *Нефтегазовое дело*. – 2014. – № 3. – С. 33–48.
36. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения / А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22, № 3. – С. 79–86. DOI: 10.18599/grs.2020.3.79-86
37. Alimkhanov, R. Analysis of Data Mining Tools for Analysis and Prediction of Hydraulic Fracturing Efficiency for the BV8 Reservoir of the Povkh Oil Field (Russian) / R. Alimkhanov, I. Samoylova // *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*, 14-16 October 2014. Moscow, Russia, 2014. SPE-171332-RU. DOI: 10.2118/171332-RU
38. Aryanto, A. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach / A. Aryanto, S. Kasmungin, F. Fathaddin // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2018. – Vol. 2. – № 2. – P. 53–59. DOI: 10.33021/jmem.v2i02.322
39. A Random Forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / Akmal Aulia, Daein Jeong, Ismail Mohd Saaid, Dina Kania, Noaman A. El-Khatib // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 181. – Art. 106237. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106237
40. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification / Klemens Katterbauer, Santiago Arango, Shuyu Sun, Ibrahim Hoteit // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 128. – P. 160–176. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.02.016
41. Comparison of Candidate-Well Selection Mathematical Models for Hydraulic Fracturing / T. Yu, X. Xie, L. Li, W. Wu // *Fuzzy Systems & Operations Research and Management*. Springer, Cham, – 2015. – Vol. 367. – P. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8-27
42. Ma, X. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model / X. Ma, Z. Liu // *The Journal of Grey System*. – 2015. – Vol. 27. Iss. 4. – P. 63–73.
43. Диенг, Ассан. Прогноз эффективности гидравлического разрыва пласта по геологическим показателям / Ассан Диенг, Г.П. Хижняк // *Нефтепромысловое дело*. – 2023. – № 1(649). – С. 25–28. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-1(649)-25-28
44. Dieng, A. Analysis of the Efficiency of Hydraulic Fracturing on the Example of the Oil Field in the Perm Region / A. Dieng, G.P. Khizhniak // *Инновационные исследования: опыт, проблемы внедрения результатов и пути решения: сборник статей Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции с международным участием (22 октября 2022 г. г. Киров)*. – Уфа: OMEGASCIENCE, 2022. – С. 240–244 (электронная версия – на сайте <https://os-russia.com>)
45. Диенг, А. Использование геологических параметров продуктивных отложений для прогноза эффективности гидроразрыва / А. Диенг, Г.П. Хижняк // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XV Международной науч.-техн. конф. (г. Пермь, 18–21 октября 2022 г.)*. – Пермь – Екатеринбург, 2022. – С. 207–212.

References

1. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdenii Permskogo kraia [Improving the efficiency of development of deposits in the Perm region]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2014, no. 1, pp. 283–285.
2. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Obosnovanie prognoznnoi velichiny prirosta debita nefi posle primeneniia GTM s pomoshch'iu statisticheskogo metoda [Justification of the predicted value of oil flow rate increase after applying WST with the help of the statistical method]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georесursov*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 81–86. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3857
3. Kochnev A.A., Kozыrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. Razrabotka kompleksnoi metodiki prognoza effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriiati na osnove algoritmov mashinnogo obucheniia [Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms]. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 79–86. DOI: 10.18599/grs.2020.3.79-86
4. Yanfang W., Salehi S. Refracture candidate selection using hybrid simulation with neural network and data analysis techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 123, pp. 138–146. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.07.036
5. Miel H., Hameed A.O.S., Hussein K.F. Modeling and monitoring the development of an oil field under conditions of mass hydraulic fracturing. *Trends in Sciences*, 2022, vol. 19, no. 8, pp. 3436–3436. DOI: 10.48048/tis.2022.3436

6. Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. Analiz vliianiia geologo-tekhnologicheskikh pokazatelei na effektivnost' tekhnologii radial'nogo bureniia na primere ekspluatatsionnykh ob'ektov Permskogo kraia [Analysis of the influence of geological-technological parameters on the effectiveness of radial drilling technology on the example of operational objects in Perm region]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2018, vol. 329, no. 12, pp. 20-29. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/16
7. Raspopov A.V., Novokreshchennykh D.V. Analiz rezul'tatov primeneniia metodov intensivifikatsii na karbonatnykh kollektozach mestorozhdenii Permskogo kraia [Results analysis of intensification methods application in carbonate reservoirs of Perm region fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe igornoe delo*, 2014, vol. 13, no. 10, pp. 73-82. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7
8. Votinov A.S. Opyt provedeniia tekhnologii propantnogo gidrorazryva plasta pri razrabotke karbonatnykh zalezhei nefi Permskogo kraia [Experience of implementing proppant hydraulic fracturing technology in the development of carbonate oil deposits in the Perm region]. *Magisterskii zhurn*, 2019, no. 2, pp. 26-32.
9. Kochnev A.A., Galkin S.V. Modelirovaniie gidromonitornogo bureniia putem prognozirovaniia napravleniia radial'nogo kanala s uchetom napriazhennogo sostoianiia massiva gornyykh porod [Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass]. *28-ia Rossiiskaia konferentsiia po matematicheskomu modelirovaniu v estestvennykh naukakh. Materialy konferentsii AIP 2216, 080002-1-080002-6*. DOI: 10.1063/5.0004270
10. Chen J., Qu Z., Zhou L. et al. Numerical Model on the Hydraulic Fracturing Pattern in the Hard Roof in Response to Mining-Induced Stress. *Minerals*, 2023, vol. 13, no. 3, 308 p. DOI: 10.3390/min13030308
11. Hong-Yan Qu, Jian-Long Zhang, Fu-Jian Zhou et al. Evaluation of hydraulic fracturing of horizontal wells in tight reservoirs based on the deep neural network with physical constraints. *Petroleum Science*, 2023. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.015
12. Wang Duo, Li Sanbai, Zhang Dongxiao et al. Understanding and predicting proppant bedload transport in hydraulic fracture via numerical simulation. *Powder Technology*, 2023, 118232 p. DOI: 10.1016/j.powtec.2023.118232
13. Alaotabi N., Dursun Serkan. Optimizing the Hydraulic Fracturing Fluid Systems Using the Completion and Production Data in Bakken Shale. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*. OnePetro, 2023. DOI: 10.2118/213360-MS
14. Gai Jian. Prediction method for hydraulic fracturing effect of oil production well based on automatic machine learning technology. *Editorial Department of Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, vol. 30, no. 1, pp. 161-170. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202203015
15. Hakimi Mohammed Hail, Hamed Tamer E., Lotfy Naira M. et al. Hydraulic fracturing as unconventional production potential for the organic-rich carbonate reservoir rocks in the Abu El Gharadig Field, north western Desert (Egypt): Evidence from combined organic geochemical, petrophysical and bulk kinetics modeling results. *Fuel*, 2023, vol. 334. 126606 p. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.126606
16. Appah D. Application of the theory of diffuse set to optimize hydraulic fracturing. *Journal of Petrol. Science and Eng.*, 1994, vol. 2, pp. 335-340. DOI: 10.1016/0920-4105(94)90051-5
17. Ruiting Wu. Some Fundamental Mechanisms of Hydraulic Fracturing. School of Civil and Environmental Engineering, Georgia Institute of Technology, 2006.
18. Tan Chaodong, He Jiayuan, Zhou Tong, Liu Jiankang, Song Wenrong. A study on the optimization of fracturing operation parameters based on PCA- BNN. *J. Southwest Pet Univ. (Sci Technol Ed)*, 2020, vol. 42 (6), pp. 56-62. DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.12.05
19. Zhou D., He P. Major Factors affecting simultaneous frac results. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2015, vol. 2015, pp. 532-545. DOI: SPE-173633-MS
20. 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. DOI: 10.1016/j.pet-ol.2017.12.048
21. Gao Haihong, Zhanqing Qu, Mei Zhao. Experimental study on the factors affecting the productivity of fractured horizontal well. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2008, vol. 30 (4), pp. 73-76. DOI: 10.3863/j.issn.1000-2634.2008.04.018
22. 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. DOI: 10.1007/978-3-642-28807-4_24
23. 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. DOI: 10.2118/124905-MS
24. 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, vol. 7 (3), pp. 46-49. DOI: 10.1038/s41598-024-66114-w
25. Ivanov S.A., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Analiz rezul'tatov primeneniia GRP (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniia nefi) [Analysis of results of applying formation hydraulic fracturing in Povkhovsky oil field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 54-58.
26. Koltyrin A.N. Opyt primeneniia propantnogo GRP na terrigenom kolektore [Experience of application of proppant hydraulic fracturing of a formation in a Terrigenous reservoir]. *Geologiya geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 4, pp. 28-31.
27. Koltyrin A.N. Povyshenie effektivnosti tekhnologii GRP na karbonatnom tipe kolektora [Efficiency enhancement of the technology of a formation hydraulic fracturing in a carbonate-type collector]. *Neftepromyslovoe delo*, 2016, no. 10, pp. 28-30.
28. Koltyrin A.N. Razrabotka metodiki i otsenka effektivnosti rabotosposobnosti veroiatnostno-statisticheskikh modelei dia prognozirovaniia prirosta debita nefi v skvazhinakh posle provedeniia gidrorazryva plasta [Development of the method and estimation of applicability and efficiency of probability-statistical models for forecasting oil production rate increase in wells after hydraulic fracturing]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 4 (364), pp. 49-58. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-4(364)-49-58
29. Ivanov S.A. Postroenie statisticheskikh modelei prognoza GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliim [Development of statistical model of hydraulic fracturing prediction by geological and technological indicators]. *Geologiya geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2009, no. 10, pp. 4-50.
30. Galkin V.I., Koltyrin A.N., Kazantsev A.S., Kondrat'ev S.A., Zhigalov V.A. Razrabotka statisticheskoi modelei prognoza effektivnosti propantnogo GRP po geologo-tekhnologicheskim pokazateliim dia vereiskogo karbonatnogo neftegazonosnogo kompleksa [Development of a statistical model aimed at prediction of efficiency of proppant hydraulic fracturing of a formation, based on a reservoir geological-technological parameters, for Vereiskian carbonate oil- and gas-bearing complex]. *Neftepromyslovoe delo*, 2017, no. 3, pp. 48-54.
31. Ivanov S.A., Skachek K.G., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Shikhov S.A. Issledovanie vliianiia geologo-tekhnologicheskikh pokazatelei na effektivnost' gidrorazryva plasta (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniia - plast BV8) [Study of geological and technological data impact on efficiency of formation hydraulic fracturing (illustrated by BB(BV)8 Povkhovsky formation)]. *Geologiya geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2009, no. 10, pp. 42-45.
32. Egorov D.S., Mikhailov N.N. Vliianiie geologicheskikh faktorov na dinamiku debita skvazhin v otlozheniakh bazhenovskoi svity [Influence of geological factors of wells production rate dynamics in Bazhenov formation deposits]. *Neftepromyslovoe delo*, 2022, no. 10 (646), pp. 5-16. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-10(646)-5-16
33. Galkin V.I., Kondrat'ev S.A., Putilov I.S. Razrabotka metodiki otsenki effektivnosti gidrorazryva plasta po kompleksu geologo-tekhnologicheskikh pokazatelei (na primere vizeiskogo terrigenogo neftegazonosnogo kompleksa Kuedinskogo vala nefiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia) [Development of the methodology for evaluating the effectiveness of a formation hydraulic fracturing on the basis of a set of complex geological-technological parameters (with the example of Visean terrigenous oil and gas complex of Kuedinsky swell of oil fields located in Perm territory)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 7, pp. 23-26.
34. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Razrabotka metodiki prognozirovaniia tekhnologicheskikh pokazatelei raboty skvazhiny posle primeneniia geologo-tekhnicheskikh meropriatii [Development of a method for forecasting technological indicators of a well operation after application of geological-technical measures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2020, no. 7 (619), pp. 18-28. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-7(619)-18-28
35. Farkhutdinova M.Kh. Analiz vliianiia geologo-tekhnologicheskikh parametrov skvazhin i protsessa gidravlicheskogo razryva plasta na ego effektivnost' [Analysis of the influence of geological and technological parameters of wells and hydraulic fracturing on its efficiency]. *Neftegazovoe delo*, 2014, no. 3, pp. 33-48.
36. Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. [Razrabotka kompleksnoi metodiki prognoza effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriatii na osnove algoritmov mashinnogo obucheniia [Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms]. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 79-86. DOI: 10.18599/grs.2020.3.79-86
37. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of Data Mining Tools for Analysis and Prediction of Hydraulic Fracturing Efficiency for the BV8 Reservoir of the Povkh Oil Field (Russian). *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 14-16 October 2014*. Moscow, Russia, 2014. SPE-171332-RU. DOI: 10.2118/171332-RU
38. Aryanto A., Kasmingin S., Fathaddin F. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 2, no. 2, pp. 53-59. DOI: 10.33021/jmenv.v2i02.322
39. Akmal Aulia, Daein Jeong, Ismail Mohd Saaid, Dina Kania, Noaman A. El-Khatib. A Random Forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, Art.106237. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106237
40. Klemens Katterbauer, Santiago Arango, Shuyu Sun, Ibrahim Hoteit. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 128, pp. 160-176. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.02.016
41. Yu T., Xie X., Li L., Wu W. Comparison of Candidate-Well Selection Mathematical Models for Hydraulic Fracturing. *Fuzzy Systems & Operations Research and Management*. Springer, Cham, 2015, vol. 367, pp. 289-299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8-27
42. Ma X., Liu Z. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model. *The Journal of Grey System*, 2015, vol. 27, iss. 4, pp. 63-73.
43. Dieng Assan, Khizhniak G.P. Prognoz effektivnosti gidravlicheskogo razryva plasta po geologicheskim pokazateliim [Prediction of a hydraulic fracturing efficiency by geological indicators]. *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 1 (649), pp. 25-28. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-1(649)-25-28
44. Dieng A., Khizhniak G.P. Analysis of the Efficiency of Hydraulic Fracturing on the Example of the Oil Field in the Perm Region]. *Innovatsionnye issledovaniia: opyt, problemy vnedreniia rezul'tatov i puti resheniia: sbornik statei Natsional'noi (Vserossiiskoi) nauchno-prakticheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem (22 oktiabria 2022, Kirov)*. Ufa: OMEGASCIENCE, 2022, pp. 240-244 (elektronnaiia versiiia - na saite https://os-russia.com).
45. Dieng A., Khizhniak G.P. Ispolzovanie geologicheskikh parametrov produktivnykh otlozhenii dia prognoza effektivnosti gidrorazryva [Using geological parameters of productive deposits to predict the efficiency of hydraulic fracturing]. *Problemy razabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy XV Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, Perm', 18-21 October 2022*. Perm' - Ekaterinburg, 2022, pp. 207-212.

Финансирование. Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект №FSNM-2023-0005).

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.