

УДК 622.276.66.013

ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПРИРОСТА ДЕБИТА НЕФТИ ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Галкин Владислав Игнатьевич¹,
vgalkin@pstu.ru

Колтырин Артур Николаевич²,
Artur.Koltyrin@pnn.lukoil.com

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614066, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

² ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Перми,
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

Актуальность. Большинство месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» находятся на завершающей стадии разработки, и на них выполняется большое количество геолого-технических мероприятий. В условиях высокой выработки запасов, обводнения скважин и снижения пластового давления необходимо обосновывать плановые показатели после геолого-технических мероприятий на новом уровне.

Цель: разработка алгоритма определения оптимальной величины прироста дебита нефти по технологиям интенсификации.

Объекты: данные по использованию геолого-технических мероприятий; пропантного ГРП, радиального бурения и кислотных обработок на карбонатном ВЗВ4 объекте Батырбайского месторождения.

Методы: анализ данных по оценке эффективности геолого-технических мероприятий: пропантного ГРП радиального бурения и кислотных обработок с помощью использования регрессионного анализа.

Результаты. Предложен алгоритм определения оптимальной величины прироста дебита нефти по технологиям интенсификации с помощью регрессионного анализа. Рассчитана комплексная вероятность по геолого-техническим мероприятиям: радиальное бурение, кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта. По построенным распределениям комплексной вероятности удалось определить граничные условия применения технологий, тем самым подтвердить экономическую составляющую в обосновании приростов дебитов нефти. При сопоставлении эффективности нескольких технологий удалось определить наиболее перспективную для карбонатного объекта. Выполнен анализ свободных членов комплексных вероятностей технологий регрессионных уравнений. На каждом диапазоне приростов дебитов нефти принимает участие комплексная вероятность по определенной технологии. Изменение характера распределения значений коэффициентов позволило выявить площадное распространение эффективности. Таким образом, предложенный алгоритм позволил не только статистически обосновать оптимальную величину прироста дебита нефти для объекта разработки, но и оценить эффективность каждой технологии и построить схему прогноза эффективности.

Ключевые слова:

пропантный ГРП, радиальное бурение, кислотная обработка, прирост дебита нефти, вероятностные модели, регрессионный анализ, эффективность, прогнозирование.

Введение

Применение геолого-технических мероприятий (ГТМ) в добывающих скважинах является эффективным методом получения дополнительной добычи нефти [1–4]. Определение оптимальной прогнозной величины прироста дебита нефти $q_{н.прогноз}^{ГТМ}$ после применения технологий пропантного ГРП, радиального бурения (РБ) и кислотных обработок (КО) играет важнейшую роль в процессах стратегического планирования. По состоянию на 2022 г. разработано и применяется достаточно много математических методов анализа данных и оценки эффективности планируемых ГТМ [5–16]. В работе выполнена оценка оптимальной величины начального прироста дебита нефти после применения технологий ГРП, РБ и КО на нефтяном месторождении Пермского края с помощью пошагового регрессионного анализа. Пошаговый регрессионный анализ выполнялся на исходных геологических и технологических данных (26 параметров) для карбонатного объекта ВЗВ4 за 2014–2021 гг.

По состоянию на 01.01.2022 г. на карбонатном объекте ВЗВ4 выполнено 79 операций пропантного ГРП. На объекте для интенсификации добычи нефти с меньшей эффективностью применяются дополнительно технологии: РБ и КО призабойной зоны скважины. По состоянию на 01.01.2022 г. на объекте выполнено 48 операций РБ и 29 операций КО. На нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» экономически обоснованным применением технологии пропантного ГРП является величина прироста дебита нефти – 7 т/сут. Для технологии РБ экономически обоснованной является величина 5 т/сут, для КО – 3 т/сут.

Описание разработанной методики

Для оценки влияния разработанных многоуровневых вероятностных моделей по технологиям: пропантный ГРП, РБ и КО [17–19], вычислим комплексную вероятность по следующей формуле:

$$P_{\text{комп}} = \frac{P_{\text{РК}}}{P_{\text{РК}} + P_{(1-P_{\text{РК}})}}$$

где R_k – комплексные вероятности, полученные для оценки эффективности ГРП, РБ и КО ($P_k^{ГРП}$, $P_k^{РБ}$, $P_k^{КО}$). Изменения значений $P_{комп}$ в зависимости от приростов

дебитов нефти по всем технологиям приведены на рис. 1.

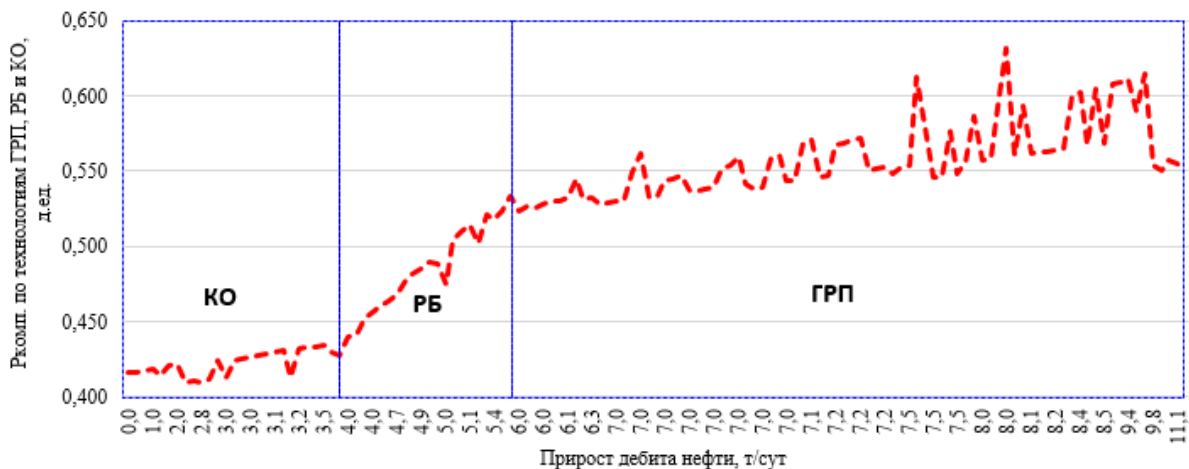


Рис. 1. График изменения значений $P_{комп}$ в зависимости от приростов дебитов нефти

Fig. 1. P_{comp} values change with respect to flow rate increase

На рис. 1 наблюдается, что при увеличении значений $q_{н.факт}^{ГТМ}$ величина $R_{комп}$ закономерно возрастает по достаточно сложной траектории. Анализ данной зависимости показывает, что при низких значениях $q_{н.факт}^{ГТМ} < 4,0$ т/сут комплексная вероятность $R_{комп}$ характеризуется значениями менее 0,45 д. ед. При $4,0 < q_{н.факт}^{ГТМ} < 6,0$ т/сут значения $R_{комп}$ варьируют от 0,44 до 0,54. При $q_{н.факт}^{ГТМ} > 6,0$ т/сут значения $R_{комп}$ повышаются от 0,54 до 0,64. Наблюдаемая зависимость между значениями $R_{комп}$, которые вычислены по ранее разработанным многоуровневым моделям, и фактическими величинами $q_{н.факт}^{ГТМ}$ позволяет нам использовать данную величину для оценки влияния на неё сочетаний вычисленных значений комплексных вероятностей $P_k^{ГРП}$, $P_k^{РБ}$, $P_k^{КО}$. Для оценки влияния сочетания значений $P_k^{ГРП}$, $P_k^{РБ}$, $P_k^{КО}$ на $q_{н.факт}^{ГТМ}$ построим многомерные модели с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА). Возможности использования ПРА для решения аналогичных задач приведены в работе [20]. Для практической реализации данной задачи значения $q_{н.факт}^{ГТМ}$ расположим от $q_{н.факт}^{мин}$ → $q_{н.факт}^{макс}$. Далее построение многомерных уравнений регрессии выполнено по следующей схеме: первое уравнение регрессии строится по четырем минимальным значениям, следующая модель при $n=5$ и так далее до $n=131$. Таким образом построено 128 многомерных моделей.

Анализ построенных моделей показывает, что вероятность $P_k^{ГРП}$ при вычислении значений $R_{комп}$ была использована 103 раза, вероятность $P_k^{РБ}$ – 32 и вероятность $P_k^{КО}$ – 39 раз. На первых шагах построения моделей в интервале 0–3,6 т/сут участвовали только значения вероятности $P_k^{КО}$. При анализе значений $q_{н.факт}^{ГТМ} > 3,9$ т/сут были включены вероятности $P_k^{РБ}$. Отметим, что значения $P_k^{КО}$ были использованы по тем скважинам, где $q_{н.факт}^{ГТМ} < 5,1$ т/сут. Данные по $P_k^{РБ}$ участ-

вовали в построении моделей для прогноза значений $R_{комп}$ до величины 6,3 т/сут. При $q_{н.факт}^{ГТМ} > 6,5$ т/сутки для построения моделей прогноза значений $R_{комп}$ были использованы только $P_k^{ГРП}$. Совместно данные по $P_k^{РБ}$ и $P_k^{ГРП}$ использовались 30 раз в диапазоне 4–6,3 т/сут. Совместно данные по $P_k^{КО}$, $P_k^{РБ}$ и $P_k^{ГРП}$ использовались 13 раз в диапазоне 4–5,1 т/сут. Анализ построенных графиков показывает, что максимальной дифференциацией значений обладает свободный член уравнений регрессии, в пределах которого наблюдается смена знаков коэффициентов: при $q_{н.факт}^{ГТМ} = 3,0$, $q_{н.факт}^{ГТМ} = 5,0$ и $q_{н.факт}^{ГТМ} = 6,5$ т/сут. Таким образом, величины приростов дебитов нефти являются граничными условиями для технологий: пропантного ГРП, РБ и КО. Изменения значений характеристик построенных уравнений регрессии по всем изучаемым данным приведены на рис. 2.

Полученные результаты могут быть использованы для построения схемы эффективности различных ГТМ для карбонатного объекта ВЗВ4 (рис. 3). В центральной части залежи отмечается участок с высокой эффективностью всех проводимых ГТМ (серая зона). В данном районе расположены 13 скважин с приростами дебитов нефти преимущественно от 4,0 до 5,1 т/сут, участвующие в построении регрессионных уравнений. В северной части (зеленая зона) выделяется обширная зона, характерная для высокой эффективности пропантного ГРП. В данном районе расположены скважины, принимающие участие в построении регрессионных уравнений для технологии ГРП. Выделяются две зоны (северная и южная), характерные для более низкой эффективности технологии пропантного ГРП, но высокой эффективности технологий РБ и КО (красная и желтая зоны). Данные скважины принимали участие в расчете приростов дебитов нефти от 1 до 4 т/сут. Расчет комплексной вероятности $P_k^{ГТМ}$ позволил наиболее точно описать и выявить зоны с наибольшей эффективностью ГТМ.

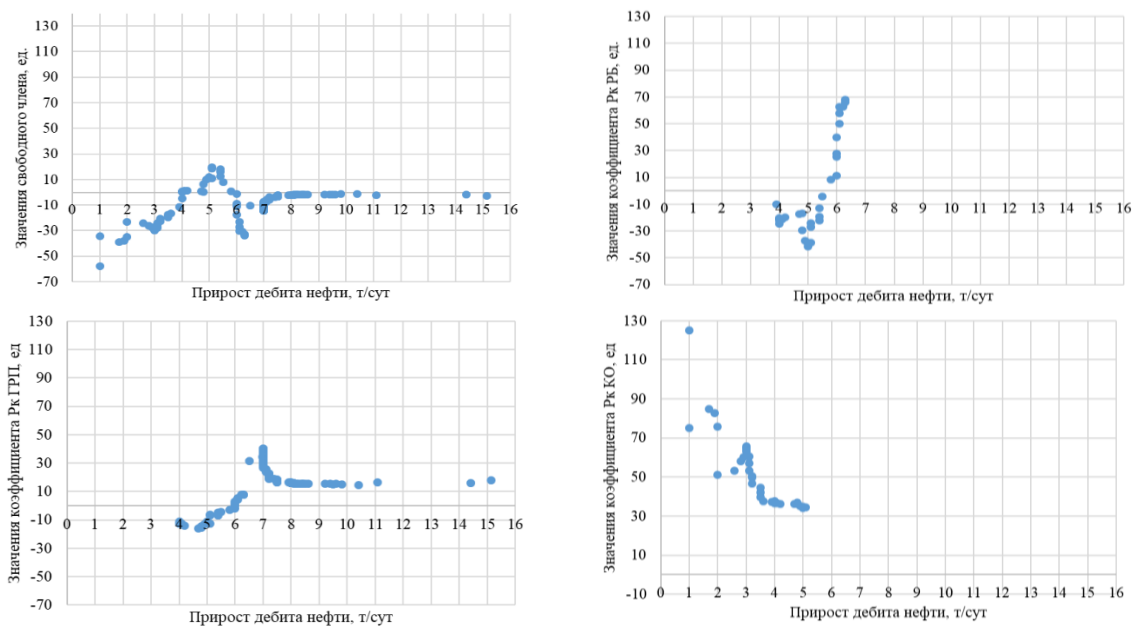


Рис. 2. Изменения свободных членов коэффициентов при $R_K^{ГРП}$, $R_K^{РБ}$, $R_K^{КО}$ в зависимости от $q_{н.факт}^{ГТМ}$

Fig. 2. Changes of free coefficients R_K^{HF} , R_K^{RD} , R_K^{AT} depending on $q_{o, fact}^{WST}$

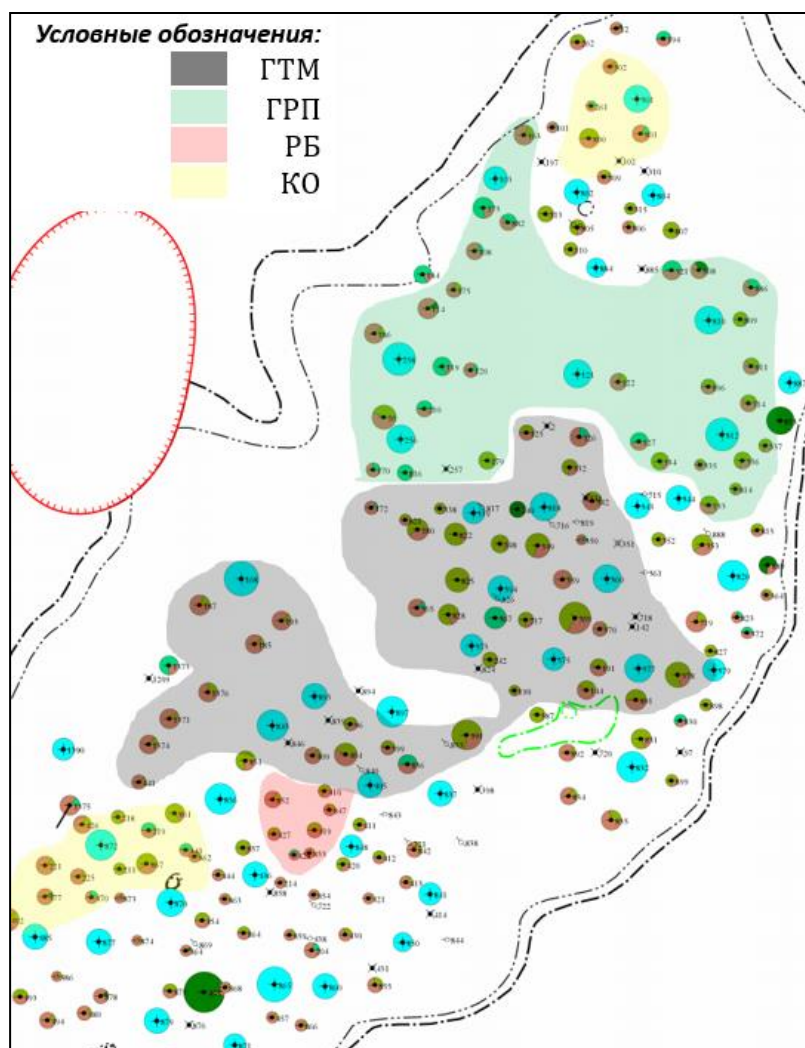


Рис. 3. Схема использования РБ, КО, ГРП

Fig. 3. Pattern of using technology: radial drilling, acid treatment, hydraulic fracturing

Заключение

В работе предложен алгоритм определения оптимальной величины прироста дебита нефти по технологиям интенсификации с помощью регрессионного анализа для карбонатного объекта. Рассчитана комплексная вероятность по технологиям ГТМ: РБ, КО и ГРП. По построенным распределениям комплексной вероятности удалось определить граничные условия применения технологий, тем самым подтвердить экономическую составляющую в обосновании приростов дебитов нефти. При сопоставлении эффективности нескольких технологий удалось определить наиболее

перспективную для объекта. Выполнен анализ свободных членов комплексных вероятностей технологий регрессионных уравнений. На каждом диапазоне приростов дебитов нефти принимает участие комплексная вероятность по определенной технологии. Изменение характера распределения значений коэффициентов позволило выявить площадное распространение эффективности. Таким образом, предложенный алгоритм позволил не только статистически обосновать оптимальную величину прироста дебита нефти для объекта разработки, но и оценить эффективность каждой технологии и построить схему прогноза эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 283–285.
2. Распопов А.В., Новокрещенных Д.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13. – № 10. – С. 73–82.
3. Вотинов А.С. Опыт проведения технологии пропантного гидроразрыва пласта при разработке карбонатных залежей нефти Пермского края // Master's Journal. – 2019. – № 2. – С. 26–32.
4. Kochnev A.A., Galkin S.V. Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass // 28th Russian Conference on Mathematical Modelling in Natural Sciences AIP Conf. Proc. 2216, 080002-1–080002-6; Perm, 02–05 October, 2019. – V. 2216. – Perm: American Institute of Physics Inc., 2020. – P. 080002. DOI: 10.1063/5.0004270
5. Мухаметшин В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 7. – С. 40–50.
6. 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.
7. 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. – Moscow, Russia, 14–16 October 2014. SPE-171332-RU. DOI: 10.2118/171332-RU
8. Aryanto A., Kasmungin S., Fathaddin F. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 2. – № 2. – P. 53–59. DOI: 10.33021/jmem.v2i02.322
9. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / A. Aulia, D. Jeong, I. Mohd Saaid, D. Kania, N.A. El-Khatib // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 181. – Article 106237.
10. Caers J. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints // SPE77429 Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. – V. 1. – P. 1–16.
11. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification / K. Katterbauer, S. Arango, Sh. Sun, I. Hoteit // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 128. – P. 160–176.
12. Comparison of candidate-well selection mathematical models for hydraulic fracturing / T. Yu, X. Xie, L. Li, W. Wu // Fuzzy Systems & Operations Research and Management. – Cham: Springer, 2015. – V. 367. – P. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8_27
13. Ma X., Liu Z. Predicting the oil field production using the novel discrete GM (1, N) model // The Journal of Grey System. – 2015. – V. 27. – Iss. 4. – P. 63–73.
14. Mohaghegh S., Reeves S., Hill D. Development of an intelligent systems approach for restimulation candidate selection // SPE/CERI Gas Technology Symposium. – Calgary, Alberta, Canada, 3–5 April 2000. SPE-59767-MS. DOI: 10.2118/59767-MS
15. Rahmanifard H., Plaksina T. Application of artificial intelligence techniques in the petroleum industry: a review // Artificial Intelligence Review. – 2019. – V. 52. – P. 2295–2318. DOI: 10.1007/s10462-018-9612-8
16. Yanfang W., Salehi S. Refracture candidate selection using hybrid simulation with neural network and data analysis techniques // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 123. – P. 138–146. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.07.036
17. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659. DOI: 10.31897/PMI.2020.67
18. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Разработка методики прогнозирования технологических показателей работы скважин после применения геолого-технических мероприятий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 18–28.
19. 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.
20. Галкин В.И., Казанцев А.С., Колтырин А.Н. Анализ использования пошаговой регрессионной модели прогноза эффективности пропантного ГРП для терригенного объекта Тл-Бб // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 5. – С. 40–46.

Поступила: 22.09.2022 г.

Дата рецензирования: 11.10.2022 г.

Информация об авторах

Галкин В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Колтырин А.Н., ведущий инженер отдела проектирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИ-Пинефть» в городе Перми.

UDC 622.276.66.013

JUSTIFICATION OF THE PREDICTED VALUE OF OIL FLOW RATE INCREASE AFTER APPLYING WST WITH THE HELP OF THE STATISTICAL METHOD

Vladislav I. Galkin¹,
vgalkin@pstu.ru

Artur N. Koltyrin²,
Artur.Koltyrin@pnn.lukoil.com

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

² PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm,
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

Relevance. A great number of well stimulation technologies are performed on LUKOIL-PERM LLC fields. A lot of fields are in the final stages of development. In conditions of a high degree of recovery of reserves, high water cut and decrease in reservoir pressure it is necessary to justify target well performance indicators on the new level.

The aim of the research is to develop the algorithm for determining the optimal value of oil flow rate increase by technologies of intensification.

Objects: the effectiveness of the proppant hydraulic fracturing, radial drilling, acid treatment at the carbonate V3V4 reservoir of the Batyrbayskoe field.

Methods: regression analysis.

Results. This paper proposes an algorithm for determining the optimal value of oil flow rate increase by technologies of intensification by means of regression analysis. The complex probability for well stimulation technologies: radial drilling, acid treatment and hydraulic fracturing was calculated. By constructed distributions of complex probability, it was possible to determine the boundary conditions of technology application, thereby confirming the economic component in substantiating the increase of oil flow rates. When comparing the effectiveness of several technologies, it was possible to determine the most promising one for a carbonate object. The analysis of free terms of complex probabilities of technologies of regression equations is carried out. At each range of oil flow rate increment complex probability for definite technology is taking part. Changing the character of coefficient values distribution allowed revealing the area distribution of efficiency. Thus, the offered algorithm allowed not only grounding statistically an optimum value of increment of oil flow rate for development object, but also estimating the efficiency of each technology and constructing the scheme of efficiency forecast.

Key words:

proppant hydraulic fracturing, radial drilling, acid treatment, oil production, probabilistic models, regression analysis, efficiency, forecasting.

REFERENCES

1. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Improving the efficiency of field development in the Perm region. *Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals*, 2014, no. 1, pp. 283–285. In Rus.
2. Raspopov A.V., Novokrescennyh D.V. Analysis of the results of the application of stimulation methods on carbonate reservoirs of fields in the Perm region. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2014, vol. 13, no. 10, pp. 73–82. In Rus.
3. Votinov A.S. Experience in proppant hydraulic fracturing technology in the development of carbonate oil deposits in the Perm region. *Master's Journal*, 2019, no. 2, pp. 26–32. In Rus.
4. Kochnev A.A., Galkin S.V. Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass. *28th Russian Conference on Mathematical Modelling in Natural Sciences AIP Conf. Proc.*, 2216, 080002-1–080002-6; Perm, 02–05 October 2019. Vol. 2216. Perm, American Institute of Physics Inc., 2020. pp. 080002. DOI: 10.1063/5.0004270
5. Mukhametshin V.V. Elimination of uncertainties in solving problems of impact on the bottomhole zone of wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 7, pp. 40–50. In Rus.
6. Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. Development of a comprehensive methodology for predicting the effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms. *Georesources*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 79–86. In Rus.
7. 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*. Moscow, Russia, 14–16 October 2014. SPE-171332-RU. DOI: 10.2118/171332-RU
8. Aryanto A., Kasmungin 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/jmem.v2i02.322
9. Aulia A., Jeong D., Mohd Saaid I., Kania D., El-Khatib N.A. A random forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, Article 106237.
10. Caers J. Geostatistical history matching under training-image based geological model constraints. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. Vol. 1, pp. 1–16.
11. Katterbauer K., Arango S., Sun Sh., Hoteit I. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 128, pp. 160–176.
12. Yu T., Xie X., Li L., Wu W. Comparison of candidate-well selection mathematical models for hydraulic fracturing. *Fuzzy Systems & Operations Research and Management*. Cham, Springer, 2015. Vol. 367, pp. 289–299. DOI: 10.1007/978-3-319-19105-8_27
13. 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.
14. Mohaghegh S., Reeves S., Hill D. Development of an intelligent systems approach for restimulation candidate selection. *SPE/CERI Gas Technology Symposium*. Calgary, Alberta, Canada, 3–5 April 2000. SPE-59767-MS. DOI: 10.2118/59767-MS

15. Rahmanifard H., Plaksina T. Application of artificial intelligence techniques in the petroleum industry: a review. *Artificial Intelligence Review*, 2019, vol. 52, pp. 2295–2318. DOI: 10.1007/s10462-018-9612-8
16. 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
17. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic models research for efficiency forecasting of hydraulic fracturing technology. *Journal of mining institute*, 2020, vol. 246, pp. 650–659. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.7
18. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Development of a method for forecasting technological indicators of a well operation after application of geological-technical measures. *Oilfield Engineering*, 2020, no. 7 (619), pp. 18–28. In Rus.
19. Koltyrin A.N. 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. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2022, no. 4 (364), pp. 49–58. In Rus.
20. Galkin V.I., Kazantsev A.S., Koltyrin A.N. Analysis of the use of a stepwise regression model for predicting the effectiveness of proppant fracturing for terrigenous T1-Bb. *Oilfield Engineering*, 2018, no. 5, pp. 40–46. In Rus.

Received: 22 September 2022.

Reviewed: 11 October 2022.

Information about the authors

Vladislav I. Galkin, Dr. Sc., professor, head of Oil and Gas Geology Department, Perm National Research Polytechnic University.

Artur N. Koltyrin, engineer, PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm.