

УДК 622.276.2.038+519.685

DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2021.3.2

РАЗВИТИЕ МЕТОДА МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ЛИНЕЙНОЙ РЕГРЕССИИ ДЛЯ АНАЛИЗА ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

© Р. Р. Фахреева^{1,2*}, Ю. А. Питюк^{1,2}, Г. Ф. Асалхузина¹,
А. Я. Давлетбаев^{1,2}, В. П. Мирошниченко³, Г. П. Гусев³

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»

Россия, Республика Башкортостан, 450103 г. Уфа, ул. Бехтерева, 3/1.

²Башкирский государственный университет

Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32.

³ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Россия, Тюменская область, 628309 г. Нефтеюганск, ул. Ленина, 26.

Тел.: +7 (917) 352 03 37.

*Email: FakhreevaRR@bnipi.rosneft.ru

Разработан подход для интерпретации результатов трассерных исследований с применением метода многопараметрической линейной регрессии. Подход основан на корреляции кривых накопленных концентраций закаченного и вынесенного агента. Анализ данных методом многопараметрической линейной регрессии позволяет количественно и качественно оценить наличие гидродинамической связи между скважинами, которые участвуют в трассерном исследовании. Обсуждены результаты апробации метода на данных моделирования трассерного исследования в гидродинамическом симуляторе и реальных промысловых данных проведенного трассерного исследования.

Ключевые слова: *взаимовлияние скважин, гидродинамическая связь, трассерные исследования, индикаторные исследования, многопараметрическая линейная регрессия, multivariate linear regression, MLR.*

Введение

В настоящее время для выявления гидродинамической связи между скважинами чаще всего используются гидродинамические методы исследования скважин (ГДИС) [1] и трассерные исследования (ТИ). В отличие от ГДИС при проведении ТИ не требуются остановка и ограничения работы действующих скважин.

Суть технологии ТИ заключается в закачке меченной жидкости в нагнетательные скважины и периодическом отборе проб в реагирующих добывающих скважинах. Впервые индикатор использовался в 60-х гг. прошлого века [2]. Первыми агентами, использовавшимися при проведении ТИ, были красители. Однако, как выяснилось позже, свойств красителей недостаточно для изучения глубокозалегающих пластов с неоднородностями. Основными результатами ТИ были информация о пласте, залежах и протекающих в них явлениях при извлечении нефти и газа, наличие гидродинамической связи между скважинами. Позже при интерпретации ТИ начали определять фильтрационно-емкостные свойства пласта, а также параметры магистральных трещин и каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС).

По многочисленным исследованиям выяснено, что на рост обводненности продукции скважин влияет длительное нагнетание воды при высоких давлениях закачки, что может приводить к развитию магистральных трещин автоГРП [1] или про-

рывам закачиваемой жидкости по сети естественных трещин [3–4]. Последующая такая эксплуатация скважин способствует развитию в продуктивном пласте трещин и расформированию сплошного фронта вытеснения нефти закачиваемой жидкостью. В результате в пласте образуется сеть каналов НФС, по которым фильтруется часть закачиваемой жидкости, которая не оказывает заметного влияния на коэффициент охвата заводнением продуктивного пласта [5].

В работе [6] рассматриваются результаты ТИ на одном из месторождений Нижневартовского свода. Авторы выделили основные проблемы разработки месторождения, проанализировали результаты проведенных ТИ, оценили гидродинамическую обстановку межскважинного пространства и на основе полученной информации разработали рекомендации о проведении обработки нагнетательных скважин потокоотклоняющими физико-химическими композициями для изолирования высокопроводящих каналов.

В работе [7] описывается способ интерпретации ТИ с помощью дискретной модели трещины. Авторы предполагают, что каналы НФС не изолированы от пласта [2], а связаны с ним. Также в своей работе [7] авторы провели сравнение предложенного подхода и классического [2]. Сравнительный анализ показал, что в случае отсутствия перетоков между высокопроводящим каналом и пластом, т.е. каналы изолированы от пласта, результаты интерпретации совпадают. Однако при наличии

перетоков объем каналов НФС увеличивается в 200 и более раз, что согласуется с результатами работы [8]. Таким образом, авторы [7–8] установили необходимость учета связи пласта и каналов НФС с проницаемыми стенками.

Межскважинное взаимодействие также исследуется с помощью методов анализа взаимовлияния скважин. Их суть заключается в корреляции данных эксплуатации скважин, в частности, динамик дебита жидкости, приемистости скважин, обводненности продукции, забойных давлений и др. Для обнаружения гидродинамической связи между скважинами на основе корреляции между приемистостью и дебита скважин использовался метод многопараметрической линейной регрессии (Multivariate Linear Regression, MLR) [9]. Этот метод позволяет не только качественно оценить наличие влияния между скважинами, но также количественно оценить степень влияния скважин друг на друга. Позднее авторы работы [10] модифицировали данный подход и применили его для анализа корреляции только данных давления скважин. Метод MLR апробирован авторами настоящей работы на результатах моделирования пятиточечной системы разработки в гидродинамическом симуляторе [11]. В результате сопоставления получена удовлетворительная сходимость результатов анализа по MLR с синтетическими данными. Также метод MLR сравнивался с другими методами анализа взаимовлияния скважин на примерах реальных промысловых данных [12]. Дальнейшая апробация и анализ различных динамических данных эксплуатации скважин показали, что метод MLR применим и эффективен для нахождения корреляций между любыми наборами данных.

В данной работе предлагается подход на основе модифицированного метода MLR для анализа кривых накопленной концентрации закаченного и вынесенного трассера в нагнетательных и в реагирующих добывающих скважинах. Далее приводятся результаты апробации на результатах моделирования закачки меченной жидкости в гидродинамическом симуляторе и на реальных промысловых данных.

Алгоритм работы модифицированного метода MLR для ТИ

Для анализа ТИ предлагается модификация метода MLR, разработанного для анализа динамических данных эксплуатации скважин [12]. В данной модификации рассматривается корреляция накопленной концентрацией трассера, закаченного в нагнетательную скважину, и вынесенного трассера в реагирующей добывающей скважине

$$\hat{C}_j(t_j) = \beta_j^0 + \sum_{i=1}^I \beta_{ij}^c C_i(t_i + \tau_i), \quad (1)$$

где $\hat{C}_j(t_j)$ – рассчитанная накопленная концентрация трассера в добывающей j -й скважине в момент времени t_j , мг/л; β_j^0 – свободный член; β_{ij}^c – коэффициент концентрации вынесенного трассера в j -ю добывающую скважину от i -й нагнетательной

скважины; $C_i(t_i + \tau_i)$ – известное накопленное нагнетание индикатора в нагнетательную i -ю скважину в момент t_i , смещенное на время запаздывания $\tau_i = t_j - t_i$, мг/л; I – число возмущающих скважин.

С помощью уравнения (1) анализируется изменение накопленной концентрации для каждой пары нагнетательная скважина – добывающая скважина. Накопленная концентрация вынесенного трассера в добывающей скважине $\hat{C}_j(t_j)$ определяется как линейная комбинация закаченного трассера в нагнетательную скважину $C_i(t_i + \tau_i)$ этой системы. Свободный член β_j^0 характеризует несбалансированность системы. В рамках данной задачи свободный член β_j^0 считается нулевым.

Для обучения системы решалась обратная задача на основе минимизации невязки по накопленным концентрациям методом наименьших квадратов, в результате которой получилась система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) для каждой реагирующей скважины [12]. Решением СЛАУ является набор коэффициентов β_{ij}^c , которые затем используются для решения прямой задачи – вычисления модельной накопленной концентрации в реагирующих скважинах по формуле (1).

Разработанный подход расширяет количество определяемых параметров по ТИ и позволяет получить параметр β_{ij}^c , независимый от характера работы скважин. Таким образом, с целью получения дополнительной информации о взаимовлияющих скважинах предлагается дополнять результаты интерпретации ТИ по методу, предложенному в [13], анализом накопленной концентрации трассера методом MLR, описанным выше, и анализом динамических данных эксплуатации скважин [12].

Апробация метода MLR на результатах моделирования ТИ в гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ»

Разработанный подход протестирован на результатах гидродинамического моделирования в «РН-КИМ». В рамках гидродинамической модели рассматривается случай с нагнетательной скважиной, которая соединена с добывающей скважиной №2 посредством трещины гидроразрыва с проницаемостью $k_f = 500$ мкм² (рис. 1). Предполагается, что скважина №2 находится вдоль направления регионального стресса и в соседнем элементе разработки. В нагнетательную скважину трассер добавлялся порционно – каждые 10 мин в течение часа. В окружающих реагирующих скважинах фиксировалась динамика концентрации этого трассера в течение 2-х лет. При этом расчеты проводились для различных значений проницаемости пласта k_m и при прочих равных условиях. Методом MLR проведен анализ накопленной концентрации трассера по реагирующей добывающей скважине №2 для всех рассмотренных случаев.

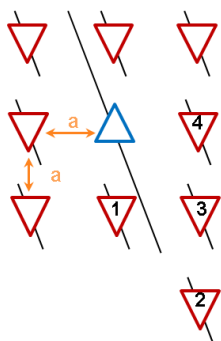


Рис. 1. Схема расположения нагнетательной (синий маркер) и реагирующих добывающих скважин (красные маркеры).

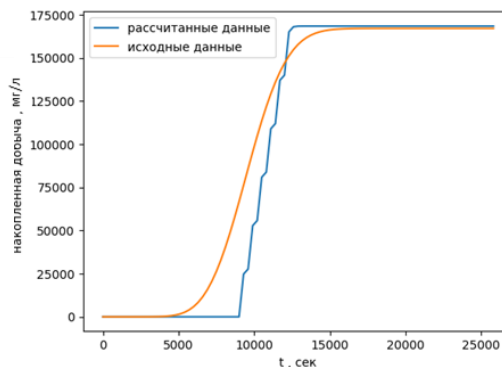


Рис. 2. Динамики накопленной концентрации в добывающей скважине №2 при $k_m = 0.1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Результаты моделирования в гидродинамическом симуляторе и анализа взаимовлияния скважин методом MLR.

В табл. 1 обобщены результаты анализа накопленной концентрации трассера методом MLR, где τ_c – время от момента начала закачки трассера до достижения максимальной накопленной концентрации трассера в гидродинамической модели по реагирующей добывающей скважине. В уравнении (1) для MLR время запаздывания τ_i соответствует τ_c . Из табл. 1 также следует, что коэффициент концентрации вынесенного трассера β_{ij}^c увеличивается с уменьшением проницаемости коллектора k_m . Это объясняется тем, что с уменьшением проницаемости пласта меньше трассера утекает через поверхность «трещина-пласт» и больше массы трассера достигает реагирующей добывающей скважины №2. На рис. 2 представлены результаты сопоставления модельной кривой и исходных данных концентрации трассера.

Таблица 1

Результаты анализа накопленной концентрации индикатора в скважине №2 методом MLR

Проницаемость пласта, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент концентрации вынесенного трассера β_{ij}^c	Используемое в модели время запаздывания τ_c , чч:мм
100	1.9E-5	4:59
50	0.024	3:21
10	0.236	2:37
1	0.451	2:37
0.1	0.492	2:37

Апробация метода MLR на фактических промысловых ТИ

Разработанный подход также опробован на результатах промысловых ТИ на участке месторождения А (рис. 3). В скважину №YY26 был закачан

раствор бутилового спирта концентрацией 1,167 кг/м³. Отбор и исследование проб на содержание и концентрацию закачанного трассирующего индикатора осуществлялись в добывающих скважинах окружения (рис. 3). В табл. 2 представлены результаты проведенного ТИ. Из таблицы видно, что индикатор обнаружен в добывающих скважинах №XX05Г и №XX06Г, и масса вынесенного трассера №XX05Г больше в 7.6 раз, чем в №XX06Г. Однако значение максимальной концентрации вынесенного трассера в №XX05Г меньше в 2 раза, чем в №XX06Г. Это может быть связано с высоким дебитом скважины №XX05Г, что и привело к большей массе обнаруженного трассера. Для уточнения полученной информации по рассмотренным скважинам был проведен анализ накопленной концентрации индикатора и динамических данных эксплуатации скважин методом MLR.

На рис. 4 представлены результаты анализа накопленной концентрации по скважине №XX06Г. Синим и оранжевым маркерами обозначены модельные и промысловые данные соответственно, зеленым и красным маркером – нижняя и верхняя границы изменения концентрации с учетом погрешности анализатора. Для учета неточностей измерения концентрации введено понятие накопленной погрешности анализатора. За погрешность анализатора принята величина 0.01 мг/л. Прибавляя к кривой накопленной концентрации вынесенного трассера накопленную погрешность анализатора, мы получаем верхнюю границу изменения концентрации, отнимая погрешность – нижнюю границу изменения концентрации. Из графика видно, что кривая рассчитанной накопленной концентрации вынесенного трассера лежит в пределах погрешности анализатора.

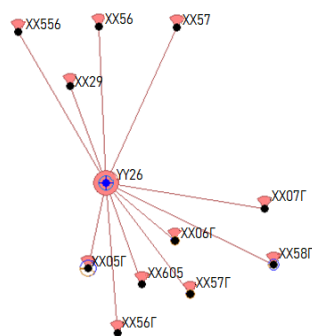


Рис. 3. Участок месторождения А с нагнетательной скважиной №YY26 и добывающими скважинами окружения.

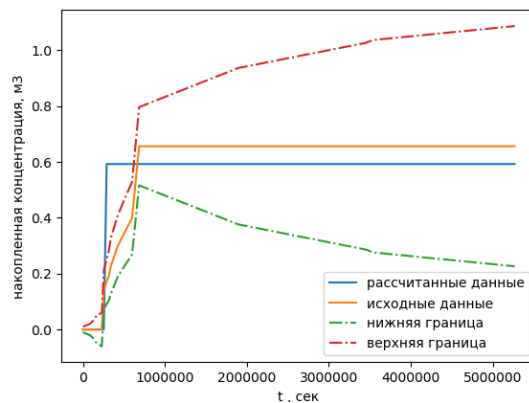


Рис. 4. Результаты расчета накопленной концентрации методом MLR в добывающей скважине №XX06Г.

Таблица 2

Результаты ТИ по окружению нагнетательной скважины №YY26

Скважина	Масса вынесенного трассера, г	Максимальная концентрация вынесенного трассера, мг/л
XX05Г	27.40	0.13
XX06Г	3.61	0.26

Из табл. 3 видно, что коэффициент концентрации вынесенного трассера β_{ij}^c для скважины №XX06Г больше, чем для скважины №XX05Г. Данный результат подтверждается результатами ТИ (табл. 2). Значения коэффициентов β_{ij}^c достаточно малы ввиду того, что в скважину поступает порядка 0.5% закаченного трассера.

Таблица 3

Результаты анализа ТИ методом MLR по окружению нагнетательной скважины №YY26

Скважины	Коэффициент концентрации вынесенного трассера β_{ij}^c	Используемое в модели время запаздывания τ_c , сут;
XX05Г	0.0004187	1.95
XX06Г	0.0005071	1.95

По исследуемым парам скважин был также проведен анализ динамических данных эксплуатации скважин методом MLR. Вместо концентрации закаченного $C_i(t_i + \tau_i)$ трассера и вынесенного $\hat{C}_j(t_j)$ трассера используются данные давления p_i, p_j , дебита q_j и приемистости w_i анализируемых нагнетательных и добывающих скважин за период проведения ТИ. В анализе рассматриваются всевозможные комбинации корреляции динамических данных пары скважин $p_j(p_i), p_j(w_i), q_j(w_i), q_j(p_i)$. В табл. 4 представлены результаты анализа динамических данных методом MLR.

Таблица 4

Матрица коэффициентов взаимовлияния β_{ij} динамических данных эксплуатации нагнетательной скважины №YY26 и добывающих скважин

Скважина	$p_{XX05Г}$	$q_{XX05Г}$	$p_{XX06Г}$	$q_{XX06Г}$
p_{YY26}	-0.152	0.322	0.106	0.835
w_{YY26}	-0.130	-0.497	-0.887	-0.185

Стоит отметить, что при парном исследовании динамических данных эксплуатации скважин отрицательный коэффициент β_{ij} означает отсутствие взаимовлияния. Чем больше коэффициент β_{ij} , тем больше взаимосвязь между скважинами. Из табл. 4 видно, что коэффициент, отвечающий за взаимовлияние нагнетательной скважины со скважиной №XX06Г, наибольший, что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи. Данный результат также подтверждается анализом накопленных концентраций закаченного и вынесенного трассера и результатами ТИ.

Выводы

Разработан подход и реализован соответствующий программный модуль на основе метода MLR для анализа накопленной концентрации трассера в возмущающих и реагирующих скважинах. Данный подход протестирован на результатах гидродинамического моделирования ТИ в элементе девятиточечной системы разработки при изменении проницаемости пласта k_m в симуляторе «РН-КИМ». Показано, что коэффициент вынесенной концентрации трассера β_{ij}^c по реагирующей добывающей скважине №2 увеличивается с уменьшением проницаемости пласта k_m (при $k_f = 500$ Д).

Метод апробирован на реальных промысловых данных проведенного ТИ. Согласно расчетам, коэффициенты концентрации β_{ij}^c и коэффициент

взаимовлияния β_{ij} для добывающей скважины №ХХ06Г оказались наибольшими. По методу MLR наилучшая гидродинамическая связь наблюдается между нагнетательной скважиной №УУ26 и добывающей скважиной №ХХ06Г. Результаты анализа методом MLR согласуются с результатами интерпретации ТИ.

Предложенный модифицированный метод MLR позволяет качественно и количественно уточнить наличие гидродинамической связи между скважинами при анализе ТИ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мальцев В. В., Асмандияров Р. Н., Байков В. А., Усманов Т. С., Давлетбаев А. Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. №5. С. 70–73.
2. Соколовский Э. В., Соловьев Г. Б., Тренчиков Ю. И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.
3. Абдуллин Р. И., Давлетбаев А. Я., Бикбулатова Г. Р., Игнатьев А. А., Ямалов И. Р. Исследования нагнетательных скважин в карбонатных месторождениях с коллектором трещиновато-кавернозно-порового типа // SPE-171243. 2014.
4. Иванов С. А., Галимов Ш. С., Никитин А. Ю. и др. Оценка состояния разработки объекта ЮВ₁ Повховского месторождения по результатам индикаторных (трассерных) исследований // Нефтепромысловое дело. 2010. №6. С. 21–28.
5. Медведский Р. И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Нефть и газ. 1997. №6. С. 69.
6. Коробейникова Т. В. Индикаторные исследования как метод выявления техногенной трещиноватости, влияющей на процесс равномерного заводнения пласта, на примере одного из месторождений Нижневартовского свода // Молодой ученый. 2017. №39. С. 14–17.
7. Киреев Т. Ф., Булгакова Г. Т. Интерпретация трассерных исследований с помощью дискретной модели трещины // Вычислительная механика сплошных сред. 2018. Т. 11. №3. С. 252–262.
8. Ильясов А. М., Булгакова Г. Т. Моделирование течения вязкой жидкости в магистральной вертикальной трещине с проницаемыми стенками // Математическое моделирование. 2016. Т. 28. №7. С. 65–80.
9. Albertoni A. L. Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods // SPE-83381. 2003. 11 p.
10. Dinh A., Tiab D. Inferring interwell connectivity from well bottomhole-pressure fluctuations in waterfloods // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. SPE-106881. 2008. 8 p.
11. Бухмастова С. В., Фахреева Р. Р., Питюк Ю. А. Разработка инструмента для численного анализа взаимовлияния скважин // SPE-196848. 2019. 13 с.
12. Бухмастова С. В., Фахреева Р. Р., Питюк Ю. А. и др. Апробация методов MLR и CRMIP при исследовании взаимовлияния скважин // Нефтяное хозяйство. №1162. С. 58–62.
13. Соколовский Э. В., Чижов С. И., Тренчиков Ю. И. и др. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей // РД 39-0147428. 1988. 40 с.

Поступила в редакцию 22.06.2021 г.

DOI: 10.33184/bulletin-bsu-2021.3.2

EVOLUTION OF MULTIVARIATE LINEAR REGRESSION METHOD FOR TRACER STUDIES ANALYSIS

© R. R. Fakhreeva^{1,2*}, Yu. A. Pityuk^{1,2}, G. F. Asalkhuzina¹,
A. Ya. Davletbaev^{1,2}, V. P. Miroshnichenko³, G. P. Gusev³

¹RN-BashNIPIneft

86/1 Lenin Street, 450006 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.

²Bashkir State University

32 Zaki Validi Street, 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.

³RN-Yuganskneftegaz

26 Lenin Street, 628309 Nefteyugansk, Tyumen Oblast, Russia.

Phone: +7 (917) 352 03 37.

*Email: fakhreevrr@bnipi.rosneft.ru

Tracer studies are highly used to detect well interference in heterogeneous reservoirs. Tracer studies also help to determine the filtration speed of labeled liquid, its distribution and flows. Its research technology consists of the labeled liquid injection in the injection well and periodic sampling in production wells. In order to get qualitative and quantitative extra information about well interference, the authors decided to modify the multivariate linear regression method. In the previous work, the authors developed the method for the analysis of dynamic well operation data. The developed method was tested with using synthetic data first and then with field data. The method showed good results. The modified approach considers the correlation between the accumulated concentration of the tracer injected into the injection well and accumulated concentration of the produced tracer in the production well. The developed approach expands the number of parameters determined by tracer studies and allows us to obtain the parameter of well interference, which is independent of the nature of well operation. Thus, in order to obtain extra information about wells with hydrodynamic connectivity, the authors propose to supplement the results of the tracer studies interpretation with the analysis of the accumulated tracer concentration and the dynamic data of well operation using the multivariate linear regression method.

Keywords: well interference, hydrodynamic connectivity, tracer studies, multivariate linear regression, MLR.

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at bulletin_bsu@mail.ru if you need translation of the article.

REFERENCES

1. Mal'tsev V. V., Asmandiyarov R. N., Baikov V. A., Usmanov T. S., Davletbaev A. Ya. Neftyanoe khozyaistvo. 2012. No. 5. Pp. 70–73.
2. Sokolovskii E. V., Solov'ev G. B., Trenchikov Yu. I. Indikatornye metody izucheniya neftegazonosnykh plastov [Indicator methods for studying oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1986.
3. Abdullin R. I., Davletbaev A. Ya., Bikbulatova G. R., Ignat'ev A. A., Yamalov I. R. SPE-171243. 2014.
4. Ivanov C. A., Galimov Sh. S., Nikitin A. Yu. i dr. Otsenka sostoyaniya razrabotki ob'ekta YuV1 Povkhovskogo mestorozhdeniya po rezul'tatam indikatornykh (trassernykh) issledovaniy. Neftepromyslovoe delo. 2010. No. 6. Pp. 21–28.
5. Medvedskii R. I. Neft' i gaz. 1997. No. 6. Pp. 69.
6. Korobeinikova T. V. Molodoi uchenyi. 2017. No. 39. Pp. 14–17.
7. Kireev T. F., Bulgakova G. T. Vychislitel'naya mekhanika sploshnykh sred. 2018. Vol. 11. No. 3. Pp. 252–262.
8. Il'yasov A. M., Bulgakova G. T. Matematicheskoe modelirovanie. 2016. Vol. 28. No. 7. Pp. 65–80.
9. Albertoni A. L. SPE-83381. 2003.
10. Dinh A., Tiab D. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. SPE-106881. 2008.
11. Bukhmastova S. V., Fakhreeva R. R., Pityuk Yu. A. SPE-196848. 2019.
12. Bukhmastova S. V., Fakhreeva R. R., Pityuk Yu. A. i dr. Aprobatsiya metodov MLR i CRMIP pri issledovanii vzaimovliyaniya skvazhin. Neftyanoe khozyaistvo. No. 1162. Pp. 58–62.
13. Sokolovskii E. V., Chizhov S. I., Trenchikov Yu. I. i dr. Metodicheskoe rukovodstvo po tekhnologii provedeniya indikatornykh issledovaniy i interpretatsii ikh rezul'tatov dlya regulirovaniya i kontrolya protsessa zavodneniya neftyanykh zalezhei. RD 39-0147428. 1988.

Received 22.06.2021.