



ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ И ДОБЫВАЮЩИМИ СКВАЖИНАМИ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев*

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Evaluation the Volume of Distribution of the Injected Water and the Interaction Between Injection and Production Wells Probabilistic and Statistical Methods

*I.N.Ponomareva, D.A.Martyushev**

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Abstract

The article describes the application of probabilistic-statistical methods for solving the urgent problem associated with determining the direction of movement of filtration flows. Today, the oil industry enterprises for these purposes use methods of hydro-listening and indicator research. These methods can most accurately assess the direction of movement of the filtration flows, but due to the high cost and duration of these studies in the Perm Krai fields are not often carried out. In this paper, we propose to study the interaction between production and injection wells by correlating the accumulated characteristics of their work. An analysis of the dynamics of the correlation coefficient between the accumulated values of water injection and liquid production performed in this way made it possible to establish qualitative indicators of the waterflooding system within the considered element of the development system. The obtained qualitative indicators of the waterflooding system demonstrate a high reliability of practical application, which is confirmed by the materials of tracer studies, as applied to the carbonate deposits of the Gagarinskoye field.

Keywords:

Tracer studies;
Oil production;
Water injection;
Filtration flows; Correlation coefficient; Angular coefficient;
Carbonate reservoir.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Наиболее полная выработка запасов - первоочередная задача, которая стоит перед всеми нефтегазодобывающими компаниями. На территории Пермского края на сегодняшний день около 60% промышленных запасов нефти приурочено к карбонатным коллекторам, которые характеризуются невыдержанностью толщин и неоднородным строением по площади пласта, имея широкий диапазон значений проницаемости и пористости в пределах залежи. Чаще всего именно в коллекторах трещинного или трещинно-порового типов наблюдаются осложнения в процессе разработки, связанные с динамической деформацией [1]. Также возникают сложности, связанные с расчетом и прогнозированием показателей разработки сложнопостроенных объектов на основе стандартных методов, которые

применяются для коллекторов порового типа. Отмечается, что разработка сложнопостроенных карбонатных объектов требует специальных подходов и дополнительных исследований [2].

Основное внимание при разработке данного типа коллекторов стоит обращать на систему поддержания пластового давления (ППД). Закачиваемая в пласты вода быстро прорывается по системе трещин к добывающим скважинам, оставив нефть в порах породы. Частая картина разработки залежей трещинных и трещинно-поровых коллекторов: низкое пластовое давление при высоких объемах закачки и компенсации отборов [3].

Наличие взаимодействия между нагнетательной и добывающей скважинами – важнейшее условие реализации эффективной системы ППД и выработки запасов в целом. Для определения направления движения фильтрационных потоков применяют метод прямых исследований – индикаторные (трассерные)

*E-mail: martyushevdi@inbox.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300529>

исследования. Среди различных существующих видов промысловых исследований трассерный метод, на сегодняшний день, является одним из наиболее информативных с точки зрения контроля за процессом заводнения [4]. Данный метод является прямым и позволяет изучать реальные направления движения закачиваемой жидкости, в отличие от геофизических и гидродинамических исследований. Данные, полученные по результатам проведенных трассерных исследований, позволяют осуществлять наиболее точный контроль за разработкой [5].

Однако метод индикаторных исследований является достаточно длительным и относительно дорогостоящим, а также он может быть надежно реализован только на поздней стадии разработки месторождения при наиболее интенсивном обводнении продукции.

Другим методом решения задачи оценки взаимодействия между скважинами является гидропрослушивание. Данный метод обоснован теоретически и широко используется на практике, однако к его недостаткам следует отнести труднительность количественной оценки распределения объемов закачки, поскольку он оценивает только факт наличия или отсутствия гидродинамической связи.

В этой связи представляется актуальной разработка способа менее затратного и длительного, позволяющего количественно оценивать влияние закачки в пласт воды на добычу жидкости. В таких условиях альтернативой следует считать применение вероятностно-статистических методов, которые находят все более широкое применение для решения различных геолого-промысловых задач [6]. Предложенный метод в дальнейшем позволит более обосновано подходить к решению задач оптимизации системы ППД и регулированию разработки без проведения специальных дорогостоящих трассерных исследований [7-9].

В данной статье рассматривается карбонатная залежь Гагаринского месторождения (Пермский край), на которой при сформированной системе ППД, влияние ее на выработку запасов является малоэффективным. Авторами предлагается исследовать взаимодействие между добывающей и нагнетательной скважинами посредством корреляции накопленных характеристик их работы. Использование накопленных показателей обеспечивает монотонный рост каждого из них и однозначный характер исследуемой зависимости, а также отсутствие на графике скачков, характерных при использовании дифференциальных показателей и обусловленных, в том числе, влиянием погрешностей замеров.

Анализ проведенных трассерных исследований на Гагаринском месторождении

Трассерные исследования на карбонатной залежи Гагаринского месторождения проводились в апреле 2018 года. Основные геолого-физи-

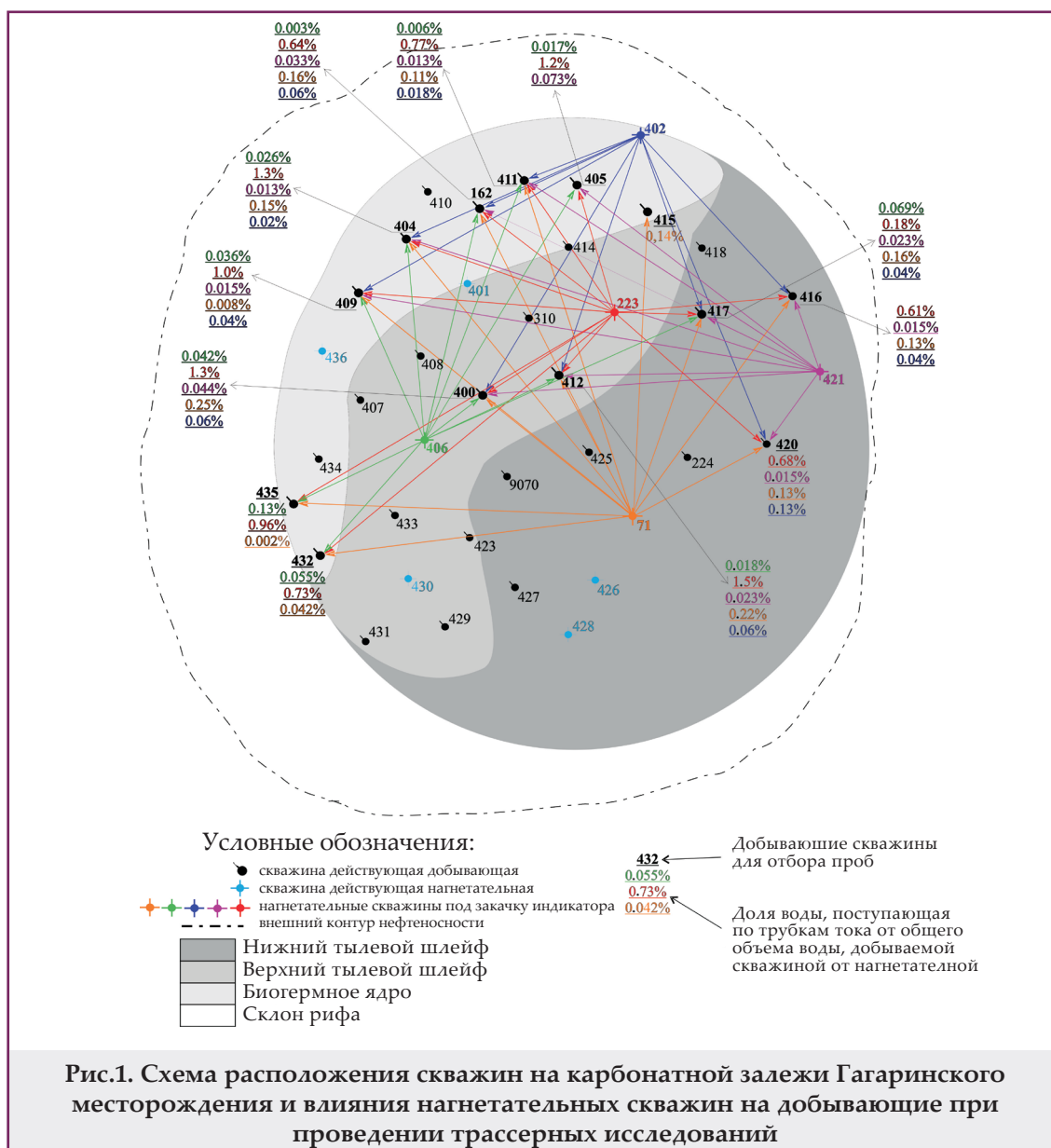
ческие характеристики объекта представлены в таблице 1. Для исследования были выделены 5 очагов нагнетания (скв.71, 223, 402, 406, 421) и 12 добывающих скважин (162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 432, 435, 420) в которых, в результате отбора проб, определялась степень влияния нагнетательных скважин на добывающие (рис.1). Технологические показатели работы скважин до проведения трассерных исследований представлены в таблицах 2 и 3. Исследования проводились в течение шести месяцев с отбором индикатора в первые 3 суток – 3 раза в день, следующие 87 суток – 1 раз в день, последующий период – 3 пробы в неделю.

По результатам проведенных трассерных исследований построены кривые поступления индикатора, выделены каналы фильтрации по

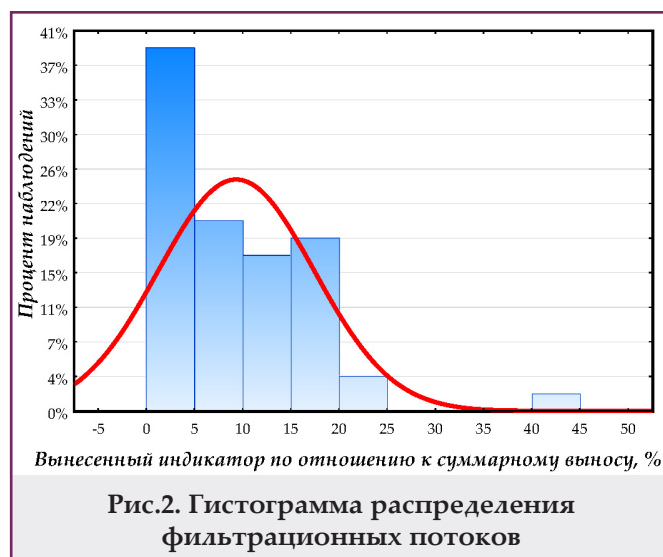
Параметр	Значение
Средняя глубина залегания кровли, м	2000.6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	12.3
Коэффициент пористости, %	11.0
Проницаемость по ГДИ, 10^{-3} мкм ²	39.0
Коэффициент песчанности, д.ед.	0.17
Коэффициент расчлененности, д.ед.	19.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.13
Газовый фактор, м ³ /т	185.6
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0.646

Скважина №	Приемистость, м ³ /сут
223	148.0
71	41.0
406	20.0
402	67.0
421	36.0

Скважина №	Дебит жидкости, м ³ /сут	Скважина №	Дебит жидкости, м ³ /сут
162	13.4	412	10.4
400	29.4	416	9.2
404	27.2	417	16.6
405	15.8	420	1.8
409	32.5	432	31.2
411	5.1	435	49.2



каждой добывающей скважине, построены диаграммы распределения фильтрационных потоков и розы-диаграммы скоростей индикатора. На рисунке 2 представлена гистограмма распре-

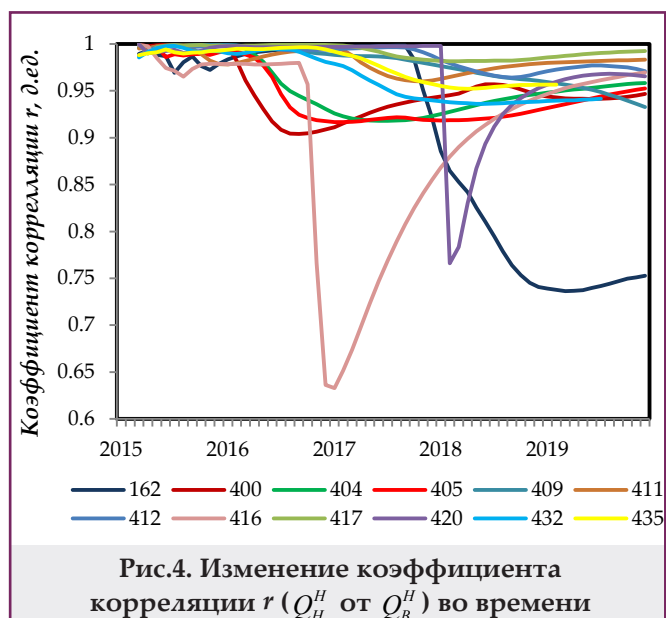
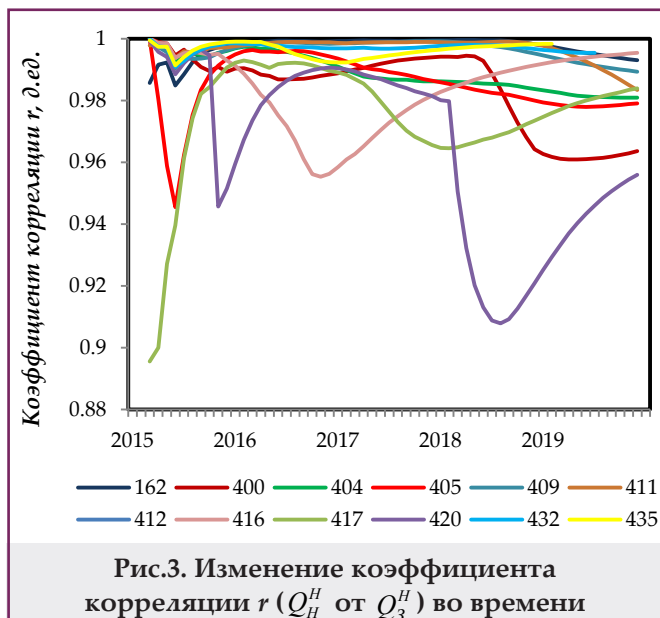


деления фильтрационных потоков, по которой можно видеть, что диапазон выноса индикатора составляет от 0 до 25%, наблюдаются единичные значения 40-45%, что указывает на наибольшую взаимосвязь с нагнетательной скважиной. Проницаемости каналов в диапазоне – 0.28-2390 мкм². Доля воды, поступающая по трубкам тока от общего объема воды, добываемой скважиной составляет от 0.0018 до 1.5% (рис.2).

На основании данных трассерных исследований можно сделать вывод, что влияние закачиваемой воды на добывающий фонд низкое, однако, стоит отметить, что практически все добывающие скважины имеют гидродинамическую связь с нагнетательными.

Использование вероятностно-статистических методов для определения направления фильтрационных потоков закачиваемой воды

Для описания методики предлагается использовать корреляционный анализ на приме-



ре нагнетательной скв. 223, представленной на рисунке 1, и ее влияние на добывающие скв.162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 420, 432, 435, работающие на тот же продуктивный пласт. По указанным скважинам собраны и систематизированы данные по накопленным значениям закачки воды и добычи жидкости за период с 01.04.15 г. по 01.04.19 г., т.е. за 48 месяцев ($n = 48$).

Далее построены одномерные модели – уравнения регрессии между накопленной добычей и закачкой, вычислены коэффициенты корреляции. Модели строились по данным за рассматриваемый период, которые предварительно ранжированы в хронологическом порядке. Первая модель построена по первым трем ($n = 3$), следующая – по четырем, и так далее, до $n = 48$. Анализ поведения коэффициента корреляции данных уравнений, характеризующего соотношения между накопленной закачкой и накопленной добычей, представляет безусловный интерес. Показателем эффективности процесса закачки следует считать сначала рост, а затем стабилизацию величины коэффициента корреляции в течение исследуемого периода [10-13].

Из рисунка 3 видно, что изменение значений r во времени для изучаемых скважин имеет различные виды. Это позволяет выдвинуть гипотезу о том, что влияние Q_3^H на Q_H^H протекает по различным сценариям, что может быть связано со значительной неоднородностью пласта в данной зоне и интерференцией скважин между собой.

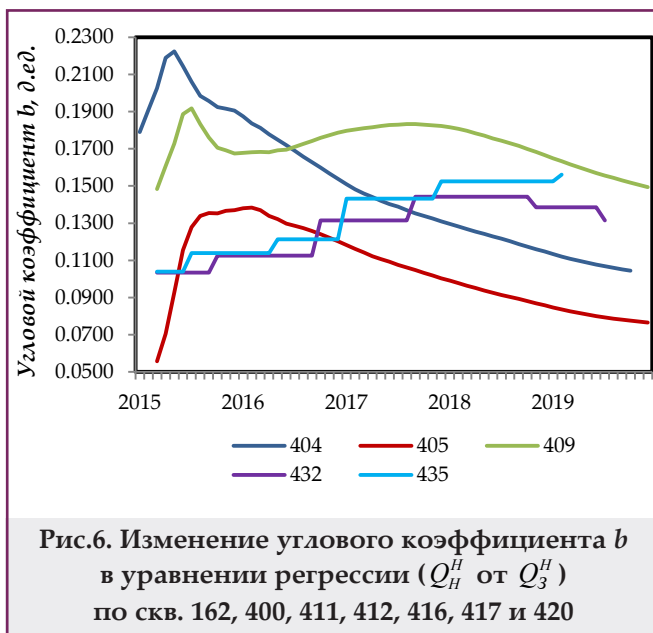
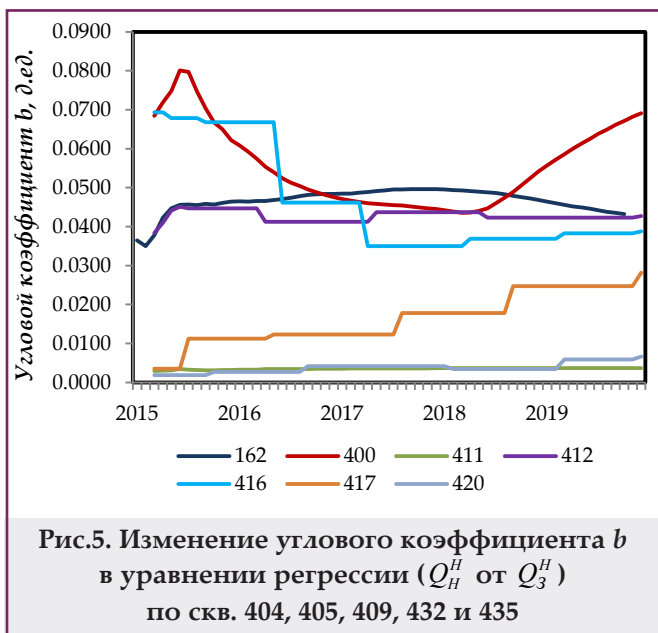
На рисунке 4 представлен график изменения значений коэффициента корреляции (накопленная добыча нефти от накопленной добычи воды) во времени. На нем выделяются практически те же этапы в процессе формирования потока закачиваемой жидкости, что и на рисунке 3, однако характер изменения графиков несколько иной. Для скв. 162 с июня 2017 года значения r снижаются, влияние поступающей в скважину воды на добычу нефти ослабевает. Аналогичная картина наблюдается по скв. 416 (с июня 2017 г.) и 420 (с

октября 2017 г.) значения r снижаются, влияние поступающей в скважину воды на добычу нефти ослабевает, но затем значения r растут, что указывает на то, что влияние поступающей в скважину воды на добычу нефти усиливается.

Построенные графики зависимости накопленной добычи нефти от накопленной закачки по скв.162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 420, 432, 435 позволили установить, что при увеличении значений Q_3^H величина Q_H^H повышается практически по линейному виду, значение r во всех случаях близко к единице (табл. 4), а критерий $p=0.000000$. Исходя из вышеприведенного анализа, можно констатировать, что влияние закачки на добычу нефти в пределах очага нагнетания скв. 223 постоянно высоко. Следовательно, все «провалы» в значениях r не являются след-

Таблица 4
Зависимости между накопленными закачкой и добычей (очаг нагнетания – скважина 223 Гагаринского месторождения)

Скв.№	Зависимость	r
162	$Q_H^H = 289714 + 0.0472 \cdot Q_3^H$	0.997
400	$Q_H^H = 23165 + 0.0857 \cdot Q_3^H$	0.962
404	$Q_H^H = 32929 + 0.116 \cdot Q_3^H$	0.983
405	$Q_H^H = 59859 + 0.0847 \cdot Q_3^H$	0.979
409	$Q_H^H = 18903 + 0.1649 \cdot Q_3^H$	0.994
411	$Q_H^H = 227.73 + 0.0036 \cdot Q_3^H$	0.997
412	$Q_H^H = 5189.2 + 0.092 \cdot Q_3^H$	0.999
416	$Q_H^H = 25011 + 0.0381 \cdot Q_3^H$	0.991
417	$Q_H^H = 9334.8 + 0.026 \cdot Q_3^H$	0.974
420	$Q_H^H = 4943.9 + 0.0057 \cdot Q_3^H$	0.924
432	$Q_H^H = 36025 + 0.1255 \cdot Q_3^H$	0.996
435	$Q_H^H = 45304 + 0.1616 \cdot Q_3^H$	0.996



ствием снижения эффективности закачки, носят временный характер и обуславливаются внешними факторами. Кроме того, можно отметить, что процесс заводнения для скв. 400, 416, 417 и 420 протекает сложнее, чем для других скважин. Об этом свидетельствует разница в значениях угловых и свободных членов уравнений регрессии, а также тот факт, что зависимость по скв. 162, 404, 405, 409, 411, 432 и 435 ближе к линейной, по сравнению со скв. 400, 416, 417 и 420. Уравнения регрессии, отражающие зависимость между накопленными закачкой и добычей, представлены в таблице 4.

Для количественной оценки эффективности заводнения выполнены следующие исследования. Из каждого уравнения зависимости нако-

пленной добычи (Q_d^H) от накопленной закачки взяты значения коэффициентов (b) перед Q_3^H . Предполагается, что чем больше доля закачки приходится на конкретную добывающую скважину, тем выше будет значение данного коэффициента. Если вычислить коэффициенты перед Q_3^H для всех добывающих скважин в зоне влияния нагнетательной и просуммировать их значения, то доля каждого коэффициента в общей сумме выразит процент закачки, приходящейся на данную скважину. На рисунках 5 и 6 приведены графики изменения углового коэффициента во времени для добывающих скважин в очаге. Стоит отметить, что в случаях, когда угловой коэффициент b уменьшается, то, вероятно, происходит ухудшение гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами; углы наклона линий, описывающих уравнения регрессий, индивидуальны для каждой добывающей скважины.

В таблице 5 приведены значения коэффициентов b для очага нагнетания скв. 223 на последнюю дату анализируемого периода, совпадающего с окончанием проведения трассерных исследований. Сопоставление фактических, принятых по трассерным исследованиям, и расчетных данных по распределению закачки воды от скважины 223 приведено на рисунке 7.

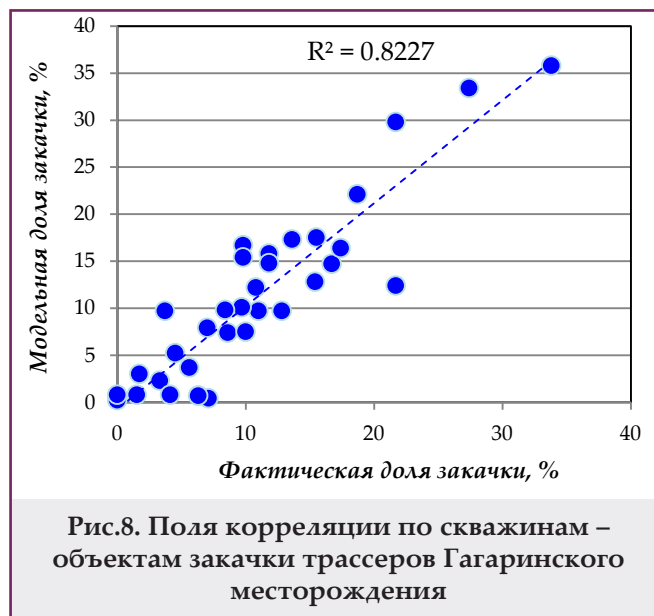
Представленные на рисунке 7 результаты подтверждают высокую степень достоверности предлагаемой методики.

Сравнительные результаты расчетов по оценке распределения объемов закачиваемой воды для всех остальных рассматриваемых скважин Гагаринского месторождения приведены в таблице 6.

Поля корреляции между фактической ($D_{ф}$, %) и модельной ($D_{м}$, %) долями закачки для всех скважин Гагаринского месторождения, участвовавших в исследованиях, приведены на рисунке 8.

Таблица 5
Доля закачки, приходящаяся на каждую добывающую скважину, в очаге скважины 223

Скважина	Коэффициент перед Q_3^H (b), д.ед.	Доля коэффициента в общей сумме, %
162	0.0472	5.4
400	0.0857	9.9
404	0.116	13.3
405	0.0847	9.7
409	0.1649	16.7
411	0.0036	0.4
412	0.092	10.6
416	0.0381	4.4
417	0.026	3.0
420	0.0057	0.7
432	0.1255	12.0
435	0.1616	14.0
Итого	0.951	100.0



Из рисунка 8 видно, что для всех скважин наблюдаются тесные корреляции между $D_{ф}$ и $D_{м}$. По скважинам значения r изменяются следую-

щим образом: r (скв.71) = 0.899; r (скв.223) = 0.596; r (скв.402) = 0.748; r (скв.406) = 0.965; r (скв.421) = 0.921. Все значения r статистически значимые. Таким образом, описанная методика оценки распределения объемов закачки по пласту демонстрирует высокую достоверность практического применения, что подтверждено материалами трассерных исследований, применительно к карбонатной залежи Гагаринского месторождения.

Таблица 6
Сопоставление данных трассерных исследований и разработанной методике для Гагаринского месторождения

Добы- вающая скважина	Нагнетательная скважина				
	71	223	402	406	421
162	$\frac{15.5^*}{10.4}$	$\frac{5.9}{5.0}$	$\frac{10.0}{6.8}$	$\frac{0.7}{0.0}$	$\frac{12.4}{8.7}$
400	-	$\frac{12.0}{9.0}$	$\frac{10.0}{13.9}$	$\frac{10.4}{12.2}$	$\frac{16.5}{10.8}$
404	$\frac{14.5}{15.0}$	$\frac{12.0}{12.2}$	$\frac{3.3}{2.3}$	$\frac{6.5}{6.0}$	$\frac{4.9}{4.1}$
405	-	$\frac{11.0}{8.9}$	$\frac{21.7}{29.8}$	$\frac{4.2}{3.3}$	$\frac{27.3}{33.4}$
409	$\frac{0.8}{0.0}$	$\frac{9.2}{17.3}$	$\frac{6.7}{2.1}$	$\frac{9.0}{10.1}$	$\frac{5.6}{3.7}$
411	$\frac{10.7}{6.4}$	$\frac{7.1}{0.4}$	$\frac{3.0}{9.7}$	$\frac{1.5}{0.8}$	$\frac{4.9}{7.4}$
412	-	$\frac{13.8}{9.7}$	$\frac{10.0}{13.3}$	$\frac{4.5}{5.2}$	$\frac{8.6}{7.4}$
415	$\frac{13.6}{17.3}$	-	-	-	-
416	$\frac{12.6}{15.8}$	$\frac{5.6}{4.0}$	$\frac{6.7}{3.2}$	-	$\frac{5.6}{6.2}$
417	$\frac{15.5}{17.5}$	$\frac{1.7}{2.7}$	$\frac{6.7}{7.9}$	$\frac{17.2}{10.5}$	$\frac{8.6}{10.8}$
420	$\frac{12.6}{16.8}$	$\frac{6.3}{0.6}$	$\frac{21.7}{12.4}$	-	$\frac{5.6}{7.5}$
432	$\frac{4.1}{0.8}$	$\frac{6.7}{12.0}$	-	$\frac{13.7}{16.1}$	-
435	$\frac{0.2}{0.0}$	$\frac{8.8}{14.0}$	-	$\frac{32.3}{35.8}$	-

Примечание: в числителе – трассерные исследования ($D_{ф}$), в знаменателе – разработанная методика ($D_{м}$)

Заключение

Таким образом, целью исследований, описанных в данной статье, является обоснование статистического способа оценки взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами и распределения закачки между добывающими скважинами. В качестве объекта исследования принята карбонатная залежь Гагаринского месторождения, характерной особенностью которой является наличие трассерных исследований, результаты которых использованы для оценки достоверности разрабатываемого, по сути, косвенного, способа.

Попытки коррелировать показатели эксплуатации (дебиты и приемистости) для оценки степени взаимодействия скважин ранее предпринимались неоднократно [15-21], но достоверность результатов при этом получено не было.

Новизна предлагаемого подхода заключается в изучении корреляции между накопленными показателями – закачкой и добычей. Его практическая реализация продемонстрировала высокую степень сходимости с результатами трассерных исследований, что можно считать основанием для ее практического применения по оценке эффективности процесса заводнения и на других нефтяных месторождениях Пермского края и России.

Литература

1. Стенькин, А. В., Котенев, Ю. А., Султанов, Ш. Х., Уметбаев, В. Г. (2019). Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 330(1), 214-223.
2. Alrashdi, Z., Sayyafzadeh, M. (2019). Evaluation strategy algorithm in well placement, trajectory, control and joint optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 1042-1058.
3. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117-124.
4. Сайфутдинов, М. А., Хакимзянов, И. Н., Петров, В. Н. и др. (2018). Исследования о наличии гидродинамической связи между терригенным бобринским и карбонатным турнейским объектами на базе геолого-технологической модели участка месторождения. *Георесурсы*, 20(1), 2-8.
5. Мухаметшин, В. В., Кулешова Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
6. Jirjees, A. Y., Abdulaziz, M. (2019). Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: An application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq. *Egyptian Journal of Petroleum*, 28(4), 383-392.
7. Belhouchet, H. E., Benzagouta, M. S., Dobbi, A., et al. (2021). A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 33(2), 136-145.
8. Xie, W., Wang, X., Li, C., Zhou, Y. (2019). Quantitative well placement optimisation of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 21(3), 333-356.
9. Li, Y.-F., Sun, W., Liu, X.-W., et al. (2018). Study of the relationship between fractures and highly productive shale gas zones, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area in Eastern Sichuan. *Petroleum Science*, 15(3), 498-509.
10. Пономарева, И. Н., Мартюшев, Д. А., Черный, К. А. (2021). Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 332(2), 116-126.
11. Song, M. (2020). Reservoir formation conditions and key technologies for exploration and development in Shengtuo oilfield in Bohai Bay Basin. *Petroleum Research*, 5(4), 289-303.
12. Huang, C., Liu, G., Shi, K., et al. (2020). Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A mechanism study. *Petroleum Research*, 5(2), 124-130.
13. Kassab, M. A., Abbas, A., Ghanima, A. (2020). Petrophysical evaluation of clastic Upper Safa Member using well logging and core data in the Obaiyed field in the Western Desert of Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 29(2), 141-153.
14. Martyushev, D. A., Yurikov, A. (2021). Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 6(2), 137-143.
15. Abbas, A. H., WanSulaiman, W. R., ZaidiJaafar, M., et al. (2020). Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 32(1), 91-99.
16. Fattah, K. A., Lashin, A. (2018). Improved oil formation volume factor (Bo) correlation for volatile oil reservoirs: An integrated non-linear regression and genetic programming approach. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 30(4), 398-404.
17. ElGibaly, A., Osman, M. A. (2019). Perforation friction modeling in limited entry fracturing using artificial neural network. *Egyptian Journal of Petroleum*. 28(3), 297-305.
18. Мартюшев, Д. А., Пономарева, И. Н., Галкин, В. И. (2021). Оценка достоверности определения фильтрационных параметров продуктивных пластов с применением многомерного регрессионного анализа. *SOCAR Proceedings, Special Issue 1*, 50-59.
19. Silva, T. M. D., Bela, R. V., Pesco, S., Barreto Jr., A. (2021). ES-MDA applied to estimate skin zone properties from injectivity tests data in multilayer reservoirs. *Computers & Geosciences*, 146, 104635.
20. Грачев, С. И., Коротенко, В. А., Кушакова, Н. П. (2020). Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти. *Записки Горного Института*, 241, 68-82.
21. Hu, W., Wei, Y., Bao, J. (2018). Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4), 685-697.

References

1. Stenkin, A. V., Kotenev, Yu. A., Sultanov, Sh. Kh., Umetbaev, V. G. (2019). Methodological rationale for increasing the production of oil reserves in fields complicated by tectonic disturbances. *Bulletin of the TPU, Geo Assets Engineering*, 330 (1), 214-223.
2. Alrashdi, Z., Sayyafzadeh, M. (2019). Evaluation strategy algorithm in well placement, trajectory, control and joint optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 1042-1058.
3. Mukhametshin, V. V. (2018). Justification of trends in increasing the level of oil production in the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia based on the identification of objects. *Bulletin of the TPU, Geo Assets Engineering*, 329 (5), 117-124.
4. Sayfutdinov, M. A., Khakimzyanov, I. N., Petrov, V. N., et al. (2018). Studies on the presence of a hydrodynamic connection between the terrigenous Bobrikovsky and carbonate Tournaisian objects based on the geological and technological model of the field site. *Geosursy*, 20 (1), 2-8.
5. Mukhametshin, V. V., Kuleshova L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
6. Jirjees, A. Y., Abdulaziz, M. (2019). Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: An application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq. *Egyptian Journal of Petroleum*, 28(4), 383–392.
7. Belhouchet, H. E., Benzagouta, M. S., Dobbi, A., et al. (2021). A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 33(2), 136-145.
8. Xie, W., Wang, X., Li, C., Zhou, Y. (2019). Quantitative well placement optimisation of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 21(3), 333-356.
9. Li, Y.-F., Sun, W., Liu, X.-W., et al. (2018). Study of the relationship between fractures and highly productive shale gas zones, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area in Eastern Sichuan. *Petroleum Science*, 15(3), 498-509.
10. Ponomareva, I. N., Martyushev, D. A., Cherny, K. A. (2021). Research of interaction between expressive and producing wells based on construction of multilevel models. *Bulletin of the TPU, Geo Assets Engineering*, 332(2), 116–126.
11. Song, M. (2020). Reservoir formation conditions and key technologies for exploration and development in Shengtuo oilfield in Bohai Bay Basin. *Petroleum Research*, 5(4), 289–303.
12. Huang, C., Liu, G., Shi, K., et al. (2020). Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A mechanism study. *Petroleum Research*, 5(2), 124–130.
13. Kassab, M. A., Abbas, A., Ghanima, A. (2020). Petrophysical evaluation of clastic Upper Safa Member using well logging and core data in the Obaiyed field in the Western Desert of Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 29(2), 141-153.
14. Martyushev, D. A., Yurikov, A. (2021). Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 6(2), 137-143.
15. Abbas, A. H., WanSulaiman, W. R., ZaidiJaafar, M., et al. (2020). Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 32(1), 91-99.
16. Fattah, K. A., Lashin, A. (2018). Improved oil formation volume factor (Bo) correlation for volatile oil reservoirs: An integrated non-linear regression and genetic programming approach. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 30(4), 398-404.
17. ElGibaly, A., Osman, M. A. (2019). Perforation friction modeling in limited entry fracturing using artificial neural network. *Egyptian Journal of Petroleum*. 28(3), 297-305.
18. Martyushev, D. A., Ponomareva, I. N., Galkin, V. I. (2021). Estimation of the reliability of determination of filtering parameters of productive formations using multi-dimensional regression analysis. *SOCAR Proceedings*, Special Issue 1, 50-59.
19. Silva, T. M. D., Bela, R. V., Pesco, S., Barreto Jr., A. (2021). ES-MDA applied to estimate skin zone properties from injectivity tests data in multilayer reservoirs. *Computers & Geosciences*, 146, 104635.
20. Grachev, S. I., Korotenko, V. A., Kushakova, N. P. (2020). Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. *Journal of Mining Institute*, 241, 68-82.
21. Hu, W., Wei, Y., Bao, J. (2018). Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4), 685-697.

Оценка распределения объемов закачиваемой воды и взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами вероятностно-статистическими методами

И.Н.Пономарева, Д.А.Мартюшев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Реферат

В статье описано применение вероятностно-статистических методов для решения актуальной задачи, связанной с определением направления движения фильтрационных потоков. На сегодняшний день предприятия нефтегазовой промышленности для этих целей применяют методы гидропрослушивания и индикаторных исследований. Данные методы могут наиболее точно оценить направления движения фильтрационных потоков, но ввиду дороговизны и длительности проведения данных исследований на месторождениях Пермского края проводятся нечасто.

В данной работе предлагается исследовать взаимодействие между добывающей и нагнетательной скважинами посредством корреляции накопленных характеристик их работы. Выполненный таким образом анализ динамики коэффициента корреляции между накопленными значениями закачки воды и добычи жидкости позволил установить качественные показатели работы системы заводнения в пределах рассматриваемого элемента системы разработки. Полученные качественные показатели работы системы заводнения демонстрируют высокую достоверность практического применения, что подтверждено материалами трассерных исследований, применительно к карбонатной залежи Гагаринского месторождения.

Ключевые слова: трассерные исследования; добыча нефти; закачка воды; фильтрационные потоки; коэффициент корреляции; угловой коэффициент; карбонатный коллектор.

Vurulan su həcmələrinin paylanmasının və vurucu və hasilat quyuları arasında qarşılıqlı əlaqələrin ehtimal statistik metodlar vasitəsilə qiymətləndirilməsi

İ.N.Ponomaryova, D.A.Martyuşev

Perm Milli Tədqiqat Politehnik Universiteti, Perm, Rusiya

Xülasə

Məqalədə süzülmə axınlarının hərəkət istiqamətlərinin müəyyənəşdirilməsi kimi aktual məsələnin həlli üçün ehtimal statistik metodların tətbiqi təsvir edilmişdir. Hal-hazırda neft-qaz sənayesi müəssisələri bu məqsədlər üçün hidrodinləmə üsulları və indikator tədqiqatlarından istifadə edirlər. Bu üsullar süzülmə axınlarının hərəkət istiqamətlərini daha dəqiq qiymətləndirməyə imkan verir, lakin bahalı və vaxt tələb edən olması səbəbindən Perm vilayətinin yataqlarında onlardan tez-tez istifadə olunmur.

Məqalədə hasilat və vurucu quyuların işlərinin toplanmış xarakteristikalarının korrelyasiyası vasitəsilə onların arasındakı qarşılıqlı əlaqənin tədqiqi təklif olunur. Su vurma və maye hasilatının toplanmış qiymətləri arasındakı korrelyasiya əmsalının dinamikasının bu şəkildə təhlili işlənmə sisteminin nəzərdən keçirilən elementi daxilində suvurma sisteminin keyfiyyət göstəricilərini təyin etməyə imkan vermişdir. Suvurma sisteminin əldə edilmiş keyfiyyət göstəriciləri praktik tətbiqin yüksək etibarlılığını nümayiş etdirir ki, bu da Qaqarin yatağının karbonatlı kollektorlarında tətbiq edilmiş trasser tədqiqatların materialları ilə təsdiqlənmişdir.

Açar sözlər: trasser tədqiqatlar; neft hasilatı; su vurma; süzülmə axınları; korrelyasiya əmsalı; bucaq əmsalı; karbonatlı kollektor.