СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ПРИНЯТИЯ НИЗКОЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

RISKS OF MAKING INEFFICIENT DECISIONS REDUCING WHEN DEPOSITS' WATERFLOOD SYSTEMS IMPROVING

Л. С. Кулешова
Lyubov S. Kuleshova

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, Branch,
Oktyabrsky, Russian Federation

В. В. Мухаметшин
Vyacheslav V. Mukhametshin

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В работе представлены исследования влияния геолого-физических и физико-химических свойств пластов и насыщающих их флюидов на степень реагирования добывающих скважин на закачку воды в нагнетательные по некоторым группам залежей в терригенных коллекторах нижнемеловой системы Западной Сибири. На основании полученных результатов предложен алгоритм прогноза, основанный на использовании метода главных компонент и дискриминантного анализа, позволяющий существенно снизить степень риска ошибочного прогноза взаимодействия скважин.

The paper presents the studies of the geological, physical and physicochemical reservoirs' properties and saturating them influence fluids on the production wells' response degree to water into injection wells pumping for some groups of deposits in the Lower Cretaceous system of Western Siberia terrigenous reservoirs. Basing on the obtained results, a forecasting algorithm is proposed, which is based on the principal component method and discriminant analysis application, which makes it possible to significantly reduce the erroneous prediction risk of the wells' interaction.

Известно, что заводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений позволяет существенно увеличивать степень выработки запасов нефти и достигать существенного снижения себестоимости добываемой продукции по сравнению с разработкой на естественных режимах [1–8]. Однако выбор систем заводнения и параметров этих систем должен быть обоснован и максимально соответствовать особенностям геологического строения объектов воздействия.

Анализ результатов исследований, приведенных в работах [9–12], показал, что эффективность процесса вытеснения нефти водой во многом определяется степенью и характером

взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин.

В работе [13] предложено эффективность заводнения определять на основе использования параметров успешности заводнения по различным группам месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП), приуроченным к терригенным коллекторам меловой системы.

Несмотря на то что использование параметра успешности заводнения позволяет существенно повысить точность ответа на вопрос, будет ли добывающая скважина испытывать влияние закачки, все же около половины скважин попадают в зону неопределенности.

Ключевые слова

взаимодействие скважин;
взаимнокорреляционные функции;
дебит скважины;
степень реагирования на закачку

Key words

well interaction; mutual correlation
functions; well flow rate;
degree of response to injection

Для повышения точности прогнозирования были использованы метод главных компонент и дискриминантный анализ.

На залежах объектов группы 7 [14] все пары добывающих и нагнетательных скважин группировались по 23 параметрам, среди которых:

— общая ($H_{\text{общ}}^D$, $H_{\text{общ}}^H$ (м)), перфорированная ($H_{\text{перф}}^D$, $H_{\text{перф}}^H$ (м)), эффективная нефтенасыщенная ($H_{\text{эф}}^D$, $H_{\text{эф}}^H$ (м)) толщины пласта;

— средние значения ($H_{\text{п}}^D$, $H_{\text{п}}^H$ (м)) толщины нефтенасыщенных пропластков;

— количество нефтенасыщенных пропластков (n^D , n^H);

— коэффициенты песчаности ($K_{\text{п}}^D$, $K_{\text{п}}^H$), проницаемости ($K_{\text{прон}}^D$, $K_{\text{прон}}^H$ (10^{-3} мкм²)),

пористости (m^D , m^H (%)), нефтенасыщенности ($K_{\text{н}}^D$, $K_{\text{н}}^H$ (%));

— относительная амплитуда ПС ($\alpha_{\text{ПС}}^D$, $\alpha_{\text{ПС}}^H$);

— сопротивление пласта по ИК ($\rho_{\text{ИК}}^D$, $\rho_{\text{ИК}}^H$ (Ом·м)), по двухметровому зонду ($\rho_{2,25}^D$, $\rho_{2,25}^H$ (Ом·м)), по БК ($M_{\text{БК}}^D$, $M_{\text{БК}}^H$ (Ом·м));

— расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами (F , м), где значки Д и Н характеризуют параметры соответственно в добывающих и нагнетательных скважинах.

Анализ результатов (таблица 1) показал, что из 23 главных компонент на первые 5 приходится 63,7 % общей дисперсии параметров. Каждая из пяти главных компонент носит содержательный характер.

Таблица 1. Факторные нагрузки для МГК по скважинам группы объектов 7

Параметры	Главные компоненты				
	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	Z_5
$H_{\text{общ}}^D$	0,001	0,272	0,181	0,555	-0,030
$H_{\text{перф}}^D$	0,084	0,163	0,166	0,862	-0,049
$H_{\text{эф}}^D$	0,137	0,286	0,090	0,883	-0,088
$H_{\text{п}}^D$	0,149	0,069	-0,017	0,721	0,067
n^D	-0,059	0,170	0,100	0,026	-0,142
m^D	0,876	0,099	-0,108	0,092	0,194
$K_{\text{прон}}^D$	0,835	0,020	-0,046	0,093	0,066
$\alpha_{\text{ПС}}^D$	0,820	-0,007	-0,020	0,176	-0,119
$\rho_{\text{ИК}}^D$	0,586	0,333	0,282	-0,008	-0,097
$M_{\text{БК}}^D$	0,689	0,000	0,279	-0,184	-0,030
$K_{\text{н}}^D$	0,618	0,189	0,206	0,142	0,219
$H_{\text{общ}}^H$	0,058	0,908	-0,086	0,187	-0,034
$H_{\text{перф}}^H$	0,027	0,904	0,092	0,241	-0,018
$H_{\text{эф}}^H$	0,147	0,936	-0,028	0,151	0,089
$H_{\text{п}}^H$	0,237	0,498	0,097	0,029	0,236
n^H	-0,071	0,323	-0,216	0,078	-0,139
m^H	0,100	0,177	0,152	0,044	0,867
$K_{\text{прон}}^H$	0,039	-0,003	0,173	-0,091	0,908
$\alpha_{\text{ПС}}^H$	0,064	-0,278	0,100	-0,134	0,641
$\rho_{\text{ИК}}^H$	0,077	-0,058	0,911	0,074	0,120
$M_{\text{БК}}^H$	0,065	0,172	0,808	0,125	0,018
$K_{\text{н}}^H$	-0,066	-0,112	0,873	0,122	0,260
F	0,149	0,048	0,252	-0,093	0,176
Объяснимая дисперсия	3,528	3,400	2,738	2,649	2,336

Первая главная компонента характеризует коллекторские свойства пласта в добывающих скважинах, поскольку основной вклад в нее вносят коэффициенты пористости (21,8 %), проницаемости (19,8 %), нефтенасыщенности (10,8 %), относительная амплитуда ПС (19,1 %) и сопротивление пласта по ИК (9,7 %) в добывающих скважинах. Суммарная величина этого вклада составляет 81,2 %.

Вторая главная компонента отражает толщинные свойства пласта в нагнетательных скважинах, так как общая (25,8 %), перфорированная (24,2 %), эффективная нефтенасыщенная (24,0 %) толщины, а также средняя толщина нефтенасыщенных пропластков (7,3 %) в нагнетательных скважинах составляют в сумме 81,3 % общей дисперсии параметров в данной компоненте.

Третья главная компонента отражает коллекторские свойства пласта в нагнетательных скважинах. Основной вклад в нее вносят сопротивление пласта по ИК (30,3 %) и БК (23,8 %), коэффициент нефтенасыщенности (27,8 %).

Четвертая главная компонента характеризует толщинные свойства пласта в добывающих скважинах, поскольку общая (11,6 %), перфорированная (28,0 %), эффективная нефтенасыщенная (29,4 %) толщины, а также средняя толщина нефтенасыщенных пропластков (19,6 %) в сумме составляют 88,6 % общей дисперсии параметров в данной компоненте.

Пятая главная компонента отражает коэффициенты проницаемости (35,3 %), пористости (32,2 %) и относительную амплитуду ПС (17,6 %) пласта в нагнетательных скважинах.

Геометрическое представление объектов исследования на плоскостях в координатных осях главных компонент Z_1 – Z_2 , Z_1 – Z_3 , Z_1 – Z_4 , Z_1 – Z_5 (рисунок 1) позволило провести границу, на которой значения взаимнокорреляционных функций равны 0,5. Видно, что точность ответа на вопрос о влиянии закачки на добычу жидкости существенно возрастает до 60–89 %, а полученное разделение позволяет прогнозировать успешность заводнения по значениям главных компонент, которые имеют следующий вид:

$$Z_1 = 0,030H_{\text{общ}}^{\text{Д}} - 0,017H_{\text{перф}}^{\text{Д}} - 0,0005H_{\text{Э}}^{\text{Д}} - 0,073H_{\text{П}}^{\text{Д}} + 0,090n^{\text{Д}} + 0,288m^{\text{Д}} + 0,301K_{\text{прон}}^{\text{Д}} + 0,291\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} + 0,118\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} + 0,203M_{\text{БК}}^{\text{Д}} + 0,125K_{\text{Н}}^{\text{Д}} - 0,024H_{\text{общ}}^{\text{Н}} - 0,055H_{\text{перф}}^{\text{Н}} - 0,030H_{\text{Э}}^{\text{Н}} - 0,020H_{\text{П}}^{\text{Н}} + 0,028n^{\text{Н}} - 0,022m^{\text{Н}} - 0,017K_{\text{прон}}^{\text{Н}} + 0,031\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Н}} - 0,006\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} - 0,029M_{\text{БК}}^{\text{Н}} - 0,047K_{\text{Н}}^{\text{Н}} + 0,023F; \quad (1)$$

$$Z_2 = -0,013H_{\text{общ}}^{\text{Д}} - 0,082H_{\text{перф}}^{\text{Д}} - 0,046H_{\text{Э}}^{\text{Д}} - 0,071H_{\text{П}}^{\text{Д}} + 0,025n^{\text{Д}} - 0,045m^{\text{Д}} - 0,074K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,096\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} + 0,118\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} + 0,007M_{\text{БК}}^{\text{Д}} + 0,028K_{\text{Н}}^{\text{Д}} + 0,294H_{\text{общ}}^{\text{Н}} + 0,290H_{\text{перф}}^{\text{Н}} + 0,315H_{\text{Э}}^{\text{Н}} + 0,188H_{\text{П}}^{\text{Н}} + 0,290H_{\text{перф}}^{\text{Н}} + 0,315H_{\text{Э}}^{\text{Н}} + 0,188H_{\text{П}}^{\text{Н}} + 0,082n^{\text{Н}} + 0,038m^{\text{Н}} - 0,002K_{\text{прон}}^{\text{Н}} - 0,086\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Н}} - 0,028\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} + 0,055M_{\text{БК}}^{\text{Н}} - 0,050K_{\text{Н}}^{\text{Н}} + 0,008F; \quad (2)$$

$$Z_3 = 0,028H_{\text{общ}}^{\text{Д}} + 0,006H_{\text{перф}}^{\text{Д}} - 0,024H_{\text{Э}}^{\text{Д}} - 0,074H_{\text{П}}^{\text{Д}} + 0,062n^{\text{Д}} - 0,018m^{\text{Д}} - 0,069K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,058\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} + 0,142\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} + 0,145M_{\text{БК}}^{\text{Д}} + 0,039K_{\text{Н}}^{\text{Д}} - 0,028H_{\text{общ}}^{\text{Н}} + 0,034H_{\text{перф}}^{\text{Н}} - 0,033H_{\text{Э}}^{\text{Н}} - 0,020H_{\text{П}}^{\text{Н}} - 0,037n^{\text{Н}} - 0,055m^{\text{Н}} - 0,034K_{\text{прон}}^{\text{Н}} - 0,034\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Н}} + 0,357\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} + 0,316M_{\text{БК}}^{\text{Н}} + 0,334K_{\text{Н}}^{\text{Н}} + 0,060F; \quad (3)$$

$$Z_4 = 0,198H_{\text{общ}}^{\text{Д}} + 0,370H_{\text{перф}}^{\text{Д}} + 0,360H_{\text{Э}}^{\text{Д}} + 0,347H_{\text{П}}^{\text{Д}} - 0,042n^{\text{Д}} + 0,012m^{\text{Д}} + 0,012K_{\text{прон}}^{\text{Д}} + 0,039\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} - 0,103\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} - 0,135M_{\text{БК}}^{\text{Д}} + 0,016K_{\text{Н}}^{\text{Д}} - 0,055H_{\text{общ}}^{\text{Н}} - 0,042H_{\text{перф}}^{\text{Н}} - 0,076H_{\text{Э}}^{\text{Н}} - 0,064H_{\text{П}}^{\text{Н}} - 0,007n^{\text{Н}} + 0,033m^{\text{Н}} + 0,002K_{\text{прон}}^{\text{Н}} + 0,017\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Н}} - 0,029\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} - 0,040M_{\text{БК}}^{\text{Н}} + 0,022K_{\text{Н}}^{\text{Н}} - 0,078F; \quad (4)$$

$$Z_5 = 0,033H_{\text{общ}}^{\text{Д}} + 0,018H_{\text{перф}}^{\text{Д}} + 0,006H_{\text{Э}}^{\text{Д}} + 0,029H_{\text{П}}^{\text{Д}} + 0,011n^{\text{Д}} + 0,075m^{\text{Д}} + 0,032K_{\text{прон}}^{\text{Д}} - 0,106\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} - 0,102\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} - 0,038M_{\text{БК}}^{\text{Д}} + 0,053K_{\text{Н}}^{\text{Д}} + 0,025H_{\text{общ}}^{\text{Н}} - 0,014H_{\text{перф}}^{\text{Н}} + 0,008H_{\text{Э}}^{\text{Н}} - 0,047H_{\text{П}}^{\text{Н}} + 0,127n^{\text{Н}} + 0,422m^{\text{Н}} + 0,455K_{\text{прон}}^{\text{Н}} + 0,302\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Н}} - 0,059\rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} - 0,138M_{\text{БК}}^{\text{Н}} + 0,062K_{\text{Н}}^{\text{Н}} + 0,0003F. \quad (5)$$

Для стандартизации значений параметров используем выражение

$$\chi_{\text{ст}} = \frac{\chi_{\text{ср}} - \chi_i}{\sigma_{\chi}}, \quad (6)$$

где $\chi_{\text{ср}}$ — среднее значение параметра по всем объектам; χ_i — значение параметра по конкретному объекту; σ_{χ} — среднее квадратичное отклонение параметра.

Проведенный последующий дискриминантный анализ позволил более четко разделить скважины на взаимодействующие и не взаимодействующие.

На рисунке 2 приведено распределение центров группирования и зон наиболее вероятного сосредоточения объектов в осях двух канонических переменных y_1 и y_2 .

Такое представление позволяет более обоснованно и с высокой степенью точности относить добывающие скважины к той или иной группе, чем в осях главных компонент. Процент верно разделенных скважин изменяется от 86 % до 92 % и в среднем составляет

● — объекты, испытывающие влияние закачки; ○ — объекты, не испытывающие влияние закачки; — кривая, разделяющая скважины, испытывающие влияние закачки и не испытывающие; ⑥ — процент верно разделенных объектов

Рисунок 1. Распределение скважин в осях главных компонент Z_1 – Z_5 (группа объектов 7)

1, 2 — центры группирования не реагирующих и реагирующих скважин соответственно; ● — скважины, реагирующие на закачку; ○ — скважины, не реагирующие на закачку; — кривая, разделяющая скважины, реагирующие на закачку и не реагирующие; ⑥ — процент верно разделенных объектов

Рисунок 2 — Распределение групп объектов и центров группирования в осях канонических переменных (группа объектов 7)

90 %, что является очень высоким показателем, снижающим степень неопределенности при прогнозировании почти в 2 раза по сравнению с использованием зависимостей, представленных в работе [13].

Уравнения канонических переменных при этом имеют следующий вид:

$$y_1 = 5,236 + 0,0012H_{\text{общ}}^D - 0,094H_{\text{э}}^D - 0,004K_{\text{прон}}^D - 0,164\rho_{\text{ик}}^D - 0,048K_{\text{н}}^H + 0,0022F; \quad (7)$$

$$y_2 = -2,453 - 0,208H_{\text{общ}}^D + 0,475H_{\text{э}}^D - 0,0015K_{\text{прон}}^D - 0,091\rho_{\text{ик}}^D + 0,041K_{\text{н}}^H + 0,0003F. \quad (8)$$

Алгоритм определения (прогнозирования) принадлежности к какой-либо группе скважин, не участвовавших в группировании, будет следующим:

— производится определение значений первых пяти главных компонент Z_1-Z_5 и канонических переменных y_1-y_2 по полученным выше уравнениям;

— определяется принадлежность данной скважины к какой-либо группе в осях главных компонент;

— с целью проверки правильности отнесения объекта к конкретной группе определяется принадлежность скважины к какой-либо группе в осях канонических переменных.

Если скважина не вошла ни в одну из выделенных групп, необходимо определить группу, имеющую наиболее близкие значения параметров по отношению к этой скважине. Поиск данной группы осуществляется следующим образом:

— определение значений канонических переменных скважины и ее местоположения на плоскости в осях y_1-y_2 ;

— определение ближайшего к данной скважине центра группирования в евклидовом пространстве канонических переменных по выражению

$$d_j = \sqrt{\sum_{i=1}^m (y_i' - y_i^j)^2}, \quad (9)$$

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн, 2014. 750 с.
2. Мухаметшин В.Ш., Андреев В.Е., Ахметов Р.Т. Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 122–125. DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-122-125.

где d_j — евклидово расстояние между скважиной-объектом и j -ым центром группирования; y_i — значение i -ой канонической переменной скважины-объекта; y_i^j — значение i -ой канонической переменной j -го центра группирования; m — количество канонических переменных, $m = 2$.

Как видно из рисунка 2, основной вклад в разделение объектов вносит переменная y_1 , поэтому для практических целей достаточно использовать только эту каноническую переменную, причем за границу разделения скважин на взаимодействующие и не взаимодействующие можно принять значение, равное 0,8.

Для условий объектов группы 2 [14] полученное аналогичное уравнение канонической переменной имеет следующий вид:

$$y_1 = 12,3 + 0,147H_{\text{общ}}^D - 0,205H_{\text{перф}}^D - 0,852n^D - 0,884m^D + 0,003K_{\text{прон}}^D - 0,532\rho_{\text{ик}}^D + 0,07K_{\text{н}}^D - 0,142H_{\text{перф}}^H + 0,718H_{\text{н}}^H + 0,741n^H + 0,262m^H + 0,004K_{\text{прон}}^H - 0,279\rho_{\text{ик}}^H + 0,09M_{\text{БК}}^H - 0,0038F. \quad (10)$$

Граничное значение переменной y_1 , разделяющее скважины на взаимодействующие и не взаимодействующие, равно 0, а процент верно разделенных скважин достиг 92 %.

Вывод

Предложен алгоритм снижения степени неопределенности при прогнозе успешности заводнения, основанный на использовании метода главных компонент и дискриминантного анализа, косвенной геолого-промысловой информации и ограниченного количества геолого-технологических параметров.

Установлены граничные значения дискриминантных функций, позволяющие с высокой степенью точности (до 90 %) проводить разделение добывающих скважин при прогнозе на взаимодействующие и не взаимодействующие.

3. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 303 с.

4. Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Андреев А.В. Экспресс-оценка потенциала добывных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку // Нанотехнологии в строительстве. 2017. Т. 9. № 3. С. 20–34. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34.

5. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к оперативному управлению заводнением нефтяного месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 2. С. 66–72.

6. Мухаметшин В.В., Кадыров Р.Р. Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента // Нанотехнологии в строительстве. 2017. Т. 9. № 6. С. 18–36. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36.

7. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Чертенков М.В. Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 6. С. 22–25.

8. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.В. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий // Нанотехнологии в строительстве. 2017. Т. 9. № 5. С. 116–133. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133.

9. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., Колесник С.В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 5. С. 52–57.

10. Ибрагимов Н.Г., Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С., Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Хамидуллина Э.Р. Определение характера обводнения скважины с использованием специализированного программного обеспечения «Гидроизоляция» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 7. С. 48–49. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45.

11. Хисамов Р.С., Хабибрахманов А.Г., Подавалов В.Б., Кемаева Ю.П., Миронова Л.М. Особенности геологического строения и перспективы разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов Подверьевского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 84–87.

12. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 10. С. 40–45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45.

13. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. 153 с.

14. Мухаметшин В.В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 5. С. 117–124.

REFERENCES

1. Muslimov R.Kh. *Nefteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN)* [Oil Recovery: Past, Present, Future

(Production Optimization, Maximization of Recovery Factor)]. Kazan, Fen, 2014. 750 p. [in Russian].

2. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Akhmetov R.T. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya resursnoy bazy mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyi zapasami nefiti [Increase of Resource Base Usage Efficiency in Hard Removable Oil Fields]. *Neftegazovoe delo — Oil and Gas Business*, 2015, Vol. 13, No. 4, pp. 122–125, DOI: 10.17122/ngdelo-2015-4-122-125. [in Russian].

3. Ibatullin R.R. *Tekhnologicheskie protsessy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Technological Processes of Oil Field Development]. Moscow, VNIIOENG, 2011. 303 p. [in Russian].

4. Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Andreev A.V. Ekspress-otsenka potentsiala dobyvnykh vozmozhnostey zalezhey dlya opredeleniya effektivnosti primeneniya nanotekhnologiy i neobkhodimosti stimulirovaniya vvoda ikh v razrabotku [Rapid Assessment of Deposit Production Capacity for Determination of Nanotechnologies Application Efficiency and Necessity to Stimulate Their Development]. *Nanotehnologii v stroitel'stve — Nanotechnologies in Construction*, 2017, Vol. 9, No. 3, pp. 20–34, DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-3-20-34. [in Russian].

5. Brilliant L.S., Komyagin A.I. Formalizovanny podkhod k operativnomu upravleniyu zavodneniem neftyanogo mestorozhdeniya [A Formalized Approach to the Operational Management of the Oil Field Flooding]. *Nef. Gaz. Novatsii — Oil. Gas. Innovations*, 2016, No. 2, pp. 66–72. [in Russian].

6. Mukhametshin V.V., Kadyrov R.R. Vliyanie nanodobavok na mekhanicheskie i vodoizoliruyushchie svoystva sostavov na osnove tsementa [Influence of Nanoadditives on Mechanical and Isolating Properties of Cement-Based Compositions]. *Nanotehnologii v stroitel'stve — Nanotechnologies in Construction*, 2017, Vol. 9, No. 6, pp. 18–36, DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-6-18-36. [in Russian].

7. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertenkov M.V. Fiziko-khimicheskie tekhnologii uvelicheniya nefteotdachi mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyi zapasami [Physical and Chemical Technologies for Enhanced Oil Recovery from Hard-to-Recover Oil Reserves]. *Nef. Gaz. Novatsii — Oil. Gas. Innovations*, 2016, No. 6, pp. 22–25. [in Russian].

8. Akhmetov R.T., Andreev A.V., Mukhametshin V.V. Metodika prognoza ostatnochnoy neftenasyshchennosti i koeffitsienta vytesneniya po dannym geofizicheskikh issledovaniy dlya otsenki effektivnosti primeneniya nanotekhnologiy [Residual Oil Saturation and the Displacement Factor Prediction Methodology Based on Geophysical Studies Data to Evaluate Efficiency of Nanotechnologies Application]. *Nanotehnologii v stroitel'stve — Nanotechnologies in Construction*, 2017, Vol. 9, No. 5, pp. 116–133, DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-116-133. [in Russian].

9. Krivova N.R., Reshetnikova D.S., Fedorova K.V., Kolesnik S.V. Povyshenie effektivnosti razrabotki nizkopronitsaemykh kolektorov mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri sistemoy gorizonta'nykh skvazhin [Efficiency Improvement of Low-Permeable Reservoirs Development of the Western Siberia Fields by the System of Horizontal Wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, No. 5, pp. 52–57. [in Russian].

10. Ibragimov N.G., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Kadyrov R.R., Sakhapova A.K., Khamidullina E.R. Opredelenie kharaktera obvodneniya skvazhiny s ispol'zovaniem spetsializirovannogo programmnogo obespecheniya «Gidroizolyatsiya» [New Dedicated Software Determines Water Production Behavior]. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, 2011, No. 7, pp. 48–49, DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45. [in Russian].

11. Khisamov R.S., Khabibrakhmanov A.G., Podavalov V.B., Kemaeva Yu.P., Mironova L.M. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy razrabotki nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorov Podveryuskogo neftyanogo mestorozhdeniya [Geological Features and Prospects for Development of Low-Permeability Carbonate Reservoirs of Rodveryuskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, 2016, No. 11, pp. 84–87. [in Russian].

12. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Khuzin R.R., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Geologo-promyslovoe obosnovanie metodov voystviya na plast na primere ekspluatatsionnykh ob'ektov mestorozhdeniy Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii [Geological

and Field Substantiation of Reservoir Stimulation Methods on the Example of Fields' Operational Objects of the West Siberian Oil- and Gas-Bearing Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 10, pp. 40-45, DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45. [in Russian].

13. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. *Povyshenie effektivnosti upravleniya aktivami s ispol'zovaniem zavodneniya produktivnykh plastov* [Asset Management Improving with Productive Bed Flooding Employing]. Ufa, USPTU, 2019. 153 p. [in Russian].

14. Mukhametshin V.V. Obosnovanie trendov povysheniya stepeni vyrabotki zapasov nefi nizhnemelovykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri na osnove identifikatsii ob'ektov [Rationale for Trends in Increasing Oil Reserves Depletion in Western Siberia Cretaceous Deposits Based on Targets Identification]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, Vol. 329, No. 5, pp. 117–124. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Кулешова Любовь Сергеевна, старший преподаватель кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

Lyubov S. Kuleshova, Senior Lecturer of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

e-mail: markl212@mail.ru

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Vyacheslav V. Mukhametshin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: vv@of.ugntu.ru