



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОСВЕННЫХ ОЦЕНОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

Л. С. Кулешова

Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

Using indirect estimates to improve development efficiency of the deposits with flooding application

L. S. Kuleshova

¹Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, (branch in Oktyabrsky), Russia

ABSTRACT

The article summarizes the experience of two groups of deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia flooding. It is shown that in the presence of various kinds of uncertainties, the problems of deposits flooding efficiency increasing can be successfully solved based on a limited amount of information and indirect data. Algorithms are proposed for predicting the maximum values of cross-correlation functions, reducing the degree of uncertainty in flooding success assessing, predicting the maximum optimal monthly fluid production of wells during the deposits development in the natural regime, as well as wells surrounding injection wells to justify the selective and focal flooding organization, transferring idle wells to the producing-well stock, transferring wells from other horizons. The facilities to which the obtained results, algorithms, models and conclusions can be extended with minimal risks are proposed.

Keywords: indirect information; flooding; geophysical data; reservoir properties; development efficiency; deposits of Western Siberia.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

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 [1-9]. Однако выбор систем заводнения и параметров этих систем должен быть обоснован и максимально соответствовать особенностям геологического строения объектов воздействия [10-14]. Наибольшую важность на стадии ввода месторождений в разработку имеет выбор:

- систем размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- интенсивности систем заводнения;
- плотности сетки скважин.

В процессе эксплуатации объектов добычи нефти должно быть обосновано проведение различных мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки. Среди них:

- выбор добывающих скважин и скважин различного назначения, в том числе и транзитных для перевода их под нагнетание;
- уплотнение сетки скважин;
- перенос фронта закачки воды;

- циклическое отключение и ввод в эксплуатацию как добывающих, так и нагнетательных скважин;
- регулирование отборов нефти и закачки воды;
- выбор вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности продукции скважин;
- изменение забойных давлений и режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;
- проведение дополнительных перфорационных работ и различных методов воздействия на призабойную зону, направленных на повышение охвата пластов заводнением (гидравлический разрыв пласта, потокоотклоняющие технологии и др.);
- изменение направления фильтрационных потоков на основе нестационарных режимов добычи и закачки;
- проведение изоляции водопритока и выравнивание профиля приемистости и закачки;
- регулирование выработки запасов в зонах резкого изменения фильтрационно-емкостных свойств пластов (зоны разуплотнения, сбросы, тектонические нарушения) и т.д. [15-29].

Обоснование всех этих мероприятий производится на основании прямых исследований по данным гидродинамических, трассерных, потокометрических исследований и геолого-промыслового анализа. В то же время в условиях сотен месторождений, расположенных на огромных

E-mail: markl212@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300893>

по размерам площадях, сотен тысяч добывающих и нагнетательных скважин реализация этих довольно дорогостоящих методов исследования, которые необходимо проводить регулярно независимо от погодных условий и различных организационных проблем, не представляется возможным. Кроме того, проведение этих прямых методов не всегда возможно по причинам технико-технологического характера, а полученные результаты зачастую искажены влиянием посторонних «шумов» и не соответствуют реальной картине происходящего. В этих условиях одним из способов решения вышеперечисленных задач разработки залежей нефти является использование косвенной геолого-промысловой информации [30-36].

Методы и материалы

Решение поставленных задач проводилось для условий залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНПП), приуроченных согласно [37-40] к:

- пластам ачимовской тодщи Северо-уртовской моноклинали, Сургутского и Нижнеуртовского сводов и Ярсомовского прогиба – группа объектов 10;
- пластам аптского, баремского и готеривского ярусов Северо-Уртовской моноклинали, Нижнеуртовского и Сургутского сводов – группа объектов 15.

Было проведено сопоставление месячных дебитов по добывающим скважинам и месячных объемов закачки воды по нагнетательным с использованием аппарата расчета взаимно-корреляционных функций (ВКФ) [41-45] более чем по двум тысячам скважин. С целью исключения посторонних «шумов» на результаты анализа скважины выбирались лишь те, в которых не проводились операции по воздействию на ПЗП. Наличие результатов сопоставления значений ВКФ с результатами обработки данных гидродинамики для установления степени взаимодействия скважин явилось причиной выбора этого метода.

Расчеты значений ВКФ по выбранным парам скважин (добывающих и нагнетательных), позволили выявить добывающие скважины, испытывающие влияние закачки и не испытывающие этого влияния. За пороговое значение реагирования принималось значение $R_{xy} = 0.5$, рекомендованное А. Х. Мирзаджанзаде.

Было изучено влияние геолого-технологических параметров добывающих и нагнетательных скважин на успешность закачки, которая представляла из себя отношение количества скважин, испытавших влияние закачки, к общему количеству скважин в тех или иных интервалах изменения значений параметров.

В качестве независимых переменных, оказывающих влияние на успешность, рассматривались соответственно в добывающих и нагнетательных скважинах:

- общая ($H_{общ}^A, H_{общ}^H$ (м)), перфорированная ($H_{перф}^A, H_{перф}^H$ (м)), эффективная нефтенасыщенная ($H_{эф}^A, H_{эф}^H$ (м)) толщины пласта;
- среднее значение (H_n^A, H_n^H (м)), среднеквадратичное отклонение ($\sigma_{H_n}^A, \sigma_{H_n}^H$ (м)), вариация ($W_{H_n}^A, W_{H_n}^H$ (%)), энтропия ($\mathcal{E}_{H_n}^A, \mathcal{E}_{H_n}^H$ (бит)) толщины нефтенасыщенных пропластков;
- количество нефтенасыщенных пропластков (n^A, n^H);
- коэффициенты песчаности (K_n^A, K_n^H), проница-

емости ($K_{прон}^A, K_{прон}^H$ (10^{-3} мкм²)), пористости (m^A, m^H (%)), нефтенасыщенности (K_n^A, K_n^H (%));

- относительная амплитуда ПС ($\alpha_{ПС}^A, \alpha_{ПС}^H$);
- сопротивление пласта по ИК ($\rho_{ИК}^A, \rho_{ИК}^H$ (Ом·м)), по двухметровому зонду ($\rho_{2.25}^A, \rho_{2.25}^H$ (Ом·м)), по БК ($M_{БК}^A, M_{БК}^H$ (Ом·м));
- глубина залегания пласта ($H_{ал}^A, H_{ал}^H$ (м));

а также:

- давление закачки воды в пласт ($P_{закр}$ МПа);
- объем закачиваемой воды ($Q_{закр}$ м³/сут);
- расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами (F , м).

Другие параметры не рассматривались ввиду либо отсутствия их массового определения, либо незначительных интервалов их изменения.

В качестве критериев информативности использовались критерий Кульбака (J). По критерию J информативные параметры (при $J \geq 0.5$ согласно [46-49]) и эмпирическим путем получены комплексные параметры.

Результаты и обсуждение

Для объектов 15-й группы параметр успешности заводнения получен в виде [46, 50]:

$$P_{y3} = \frac{H_{эф}^A \cdot K_{прон}^A \cdot \rho_{ИК}^A \cdot H_{эф}^H \cdot K_{прон}^H \cdot \rho_{ИК}^H}{F} \quad (1)$$

Выделено 4 области:

- при $P_{y3} \geq P_{y3}^{мин} = 0.45$ мкм⁴ Ом²·м³ успешность равна 100 %;
- при $P_{y3} \leq P_{y3}^{50} = 0.30$ мкм⁴ Ом²·м³ успешность меньше 50 %;
- при $P_{y3}^{50} < P_{y3} < P_{y3}^{мин}$ успешность изменяется от 50 до 100 %;
- при $P_{y3} \leq P_{y3}^{крит} = 0.1$ мкм²·Ом·м³ успешность равна нулю.

Для условий объектов 10-й группы параметр успешности заводнения получен в виде [46, 50]:

$$P_{y3} = \frac{H_{эф}^A \cdot K_{прон}^A \cdot H_{эф}^H \cdot K_{прон}^H}{F} \quad (2)$$

Выделено также 4 области:

- при $P_{y3} \geq P_{y3}^{мин} = 4.6 \cdot 10^{-3}$ м·мкм⁴ успешность равна 100%;
- при $P_{y3}^{крит} < P_{y3} \leq P_{y3}^{50} = 1.7 \cdot 10^{-3}$ м·мкм⁴ успешность меньше 50%;
- при $P_{y3}^{50} < P_{y3} < P_{y3}^{мин}$ успешность изменяется от 50 до 100%;
- при $P_{y3} \leq P_{y3}^{крит} = 0.3 \cdot 10^{-3}$ м·мкм⁴ успешность равна нулю.

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 в терригенных коллекторах ЗСНПП попадают в зону неопределенности. Для повышения точности прогнозирования был проведен дискриминантный анализ, который позволил более четко разделить скважины на взаимодействующие и не взаимодействующие.

При этом процент верно разделенных скважин изменяется от 86 до 92 % и в среднем составляет 90%, что является очень высоким показателем, снижающим степень неопределенности при прогнозировании почти в 2 раза

по сравнению с использованием параметров эффективности заводнения.

Уравнение канонической переменной при этом для объектов группы 15 имеет следующий вид:

$$y = 5.236 + 0.0012H_{\text{общ}}^A - 0.094H_{\text{Э}}^A - 0.004K_{\text{прон}}^A - 0.164\rho_{\text{ИК}}^A - 0.048K_{\text{Н}}^H + 0.0022F \quad (3)$$

Принятое значение y равно 0.8.

Для условий объектов группы 10 уравнение канонической переменной имеет следующий вид:

$$y = 12.3 + 0.147H_{\text{общ}}^A - 0.205H_{\text{перф}}^A - 0.852n^A - 0.884m^A + 0.003K_{\text{прон}}^A - 0.532\rho_{\text{ИК}}^A + 0.07K_{\text{Н}}^A - 0.142H_{\text{перф}}^H + 0.718H_{\text{П}}^H + 0.741n^H + 0.262m^H + 0.004K_{\text{прон}}^H - 0.279\rho_{\text{ИК}}^H + 0.09M_{\text{БК}}^H - 0.0038F \quad (4)$$

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

При выборе очагов под нагнетание воды важно знать не только будут ли реагировать добывающие скважины на закачку воды, но и степень этого реагирования, поскольку от этого зависят дебиты скважин и возможности регулирования процесса выработки запасов нефти. Особую значимость знание степени реагирования имеет для простаивающего и транзитного фонда скважин.

В обоих случаях отсутствие временных рядов дебита и закачки требует создания способа прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций (R). Одним из таких способов является изучение влияния данных геофизических исследований скважин на величину ВКФ и создание алгоритма прогноза с использованием этих косвенных данных.

Было изучено влияние толщинных и коллекторских свойств пласта в добывающих и нагнетательных скважинах на изменение максимальных значений взаимнокорреляционных функций для $R \geq 0.5$, т.е. исследовались добывающие скважины, испытывающие влияние закачки в пласт воды.

Получены модели следующего вида:

- для объектов группы 10:

$$R = 1.070 + 0.0003K_{\text{прон}}^A - 0.009M_{\text{БК}}^A + 0.010H_{\text{общ}}^H + 0.010H_{\text{Э}}^H + 0.044H_{\text{П}}^H - 0.024m^H - 0.036\rho_{\text{ИК}}^H + 0.004K_{\text{Н}}^H - 0.0002F; \quad (r = 0.929) \quad (5)$$

- для объектов группы 15:

$$R = -0.138 - 0.0084H_{\text{общ}}^A - 0.020H_{\text{перф}}^A + 0.030H_{\text{Э}}^A + 0.038m^A + 0.0115H_{\text{Э}}^H + 0.0087\rho_{\text{ИК}}^H - 0.0003F; \quad (r = 0.821) \quad (6)$$

Как было сказано выше, при выборе очагов под нагнетание и вводе в эксплуатацию простаивающих скважин важно знать не только ожидаемую степень взаимодействия нагнетательных и окружающих ее добывающих скважин, но и ожидаемые дебиты. Одним из методов прогнозирования дебитов является поиск связей этого параметра с данными геофизических исследований.

Комплексный учет влияния рассматриваемых геолого-физических и технологических параметров на добычу проведен на втором этапе с использованием многомерной регрессии для различных интервалов изменения взаимнокорреляционных функций. При $R < 0.5$ в условиях

отсутствия влияния закачки на добычу жидкости использовались параметры только по добывающим скважинам. Получены следующие модели:

- для объектов группы 15:

при $R < 0.5$:

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 1014 - 3.358K_{\text{прон}}^A + 2229\alpha_{\text{ПС}}^A + 126H_{\text{общ}}^A - 240H_{\text{Э}}^A + 180H_{\text{П}}^A - 39.8\rho_{\text{ИК}}^A \quad (7)$$

при $R \geq 0.5$:

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = (2028 - 6.716K_{\text{прон}}^A + 44.58\alpha_{\text{ПС}}^A + 152H_{\text{общ}}^A - 480H_{\text{Э}}^A + 360H_{\text{П}}^A - 79.6\rho_{\text{ИК}}^A) \times (-0.138 - 0.0084H_{\text{общ}}^A - 0.020H_{\text{перф}}^A + 0.030H_{\text{Э}}^A + 0.038m^A + 0.0115H_{\text{Э}}^H + 0.087\rho_{\text{ИК}}^H - 0.0003F) \quad (8)$$

- для объектов группы 10:

при $R < 0.5$:

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 163 + 7.74H_{\text{Э}}^A - 24.5n^A + 0.51K_{\text{прон}}^A + 23.3\rho_{\text{ИК}}^A - 4.86K_{\text{Н}}^A \quad (9)$$

при $R \geq 0.5$:

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = (326 + 15.48H_{\text{Э}}^A - 49n^A + 1.02K_{\text{прон}}^A + 46.6\rho_{\text{ИК}}^A - 9.72K_{\text{Н}}^A) \times (1.070 + 0.0003K_{\text{прон}}^A - 0.009M_{\text{БК}}^H + 0.010H_{\text{общ}}^H + 0.016H_{\text{Э}}^H + 0.044H_{\text{П}}^H - 0.024m^H - 0.036\rho_{\text{ИК}}^H + 0.004K_{\text{Н}}^H - 0.0002F) \quad (10)$$

Коэффициенты множественной корреляции полученных моделей изменяются от 0.62 до 0.85, т.е. достаточно высоки и могут быть использованы в практических целях.

Так, например, при выборе очагов под нагнетание воды в пласт путем перевода добывающих скважин под нагнетание при вводе простаивающих скважин в эксплуатацию или при переводе с другого горизонта необходимо знать, какие из них будут испытывать влияние закачки и каков будет их дебит по жидкости. После этого, исходя из конкретной обстановки, те или иные скважины переводятся или вводятся в эксплуатацию.

Для ответа на вопросы о влиянии закачки и дебите предлагается следующий алгоритм:

– по каждой паре скважин (добывающая – нагнетательная) по значениям $H_{\text{Э}}^A$, $K_{\text{прон}}^A$, $\rho_{\text{ИК}}^A$, $H_{\text{Э}}^H$, $K_{\text{прон}}^H$, $\rho_{\text{ИК}}^H$, F рассчитывается параметр успешности заводнения по формулам (1), (2). Если $P_{\text{УЗ}} \geq P_{\text{УЗ}}^{\text{мин}}$, то добывающая скважина однозначно будет испытывать влияние закачки, и по формулам (5), (6) рассчитываются значения взаимнокорреляционной функции и далее по формулам (9), (10) – значения максимальной оптимальной месячной добычи жидкости.

Если $P_{\text{УЗ}} < P_{\text{УЗ}}^{\text{мин}}$, то по уравнениям (3) и (4) рассчитываются значения канонических переменных y и по граничным значениям определяется взаимодействие. При попадании расчетного значения в область, где $R \geq 0.5$, проводятся расчеты, приведенные выше. При $R < 0.5$ сразу рассчитывается значение максимальной оптимальной месячной добычи по формулам (7) и (8). По полученным результатам принимается управляющее решение исходя из установок пользователя.

Полученные результаты и алгоритмы позволяют повысить эффективность принятия решений, направленных на совершенствование процесса разработки месторождений с применением заводнения, причем не только в пределах рассмотренных тектонико-стратиграфических

элементов выделенных групп объектов (ЗСНПП), но и сопредельных им.

Эти результаты с минимальными рисками могут быть использованы согласно [37]:

- по группе объектов 10 – в условиях объектов группы 11, приуроченных к залежам ачимовской толщи Северо-Сургутской и Северо-Вартовской моноклиналей;

- по группе объектов 15 – в условиях объектов группы 14, приуроченных к залежам готеривского яруса Северо-Вартовской моноклинали, аптского яруса Вернепурского вала.

Использование данных рекомендаций, безусловно, будет сопровождаться определенными рисками, однако в условиях дефицита информации могут быть крайне востребованы и полезны.

Выводы

На основании проведенных исследований залежей ЗСНПП получены следующие основные выводы:

1. Предложен алгоритм снижения степени неопределенности при прогнозе успешности заводнения, основанный на использовании дискриминантного анализа, косвенной геолого-промысловой информации и ограниченного количества геолого-технологических параметров. Алгоритм позволяет использовать его в условиях объектов, не участвовавших в группировании и анализе.
2. Установлены граничные значения дискриминантных функций, позволяющие с высокой степенью точности (до 90 %) проводить разделение добывающих скважин при прогнозе на взаимодействующие и не взаимодействующие.
3. Для условий различных групп объектов на основе построенных моделей предложены алгоритмы прогноза максимальных значений взаимокорреляционных функций с целью обоснованного принятия решений по определению режимов добычи и закачки с использованием данных геолого-геофизических исследований скважин.
4. Построены модели и предложена методика прогноза максимальной оптимальной месячной добычи жидкости скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования организации избирательного и очагового заводнения, перевода в действующий фонд простаивающих скважин, перевода скважин с других горизонтов.
5. Предложены объекты, на которые могут быть распространены полученные результаты, алгоритмы, модели и выводы с минимальными рисками.
6. Полученные результаты показывают, что в условиях наличия различного рода неопределенностей задачи повышения эффективности заводнения залежей могут быть успешно решены на основе использования ограниченного объема информации и косвенных данных.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН.
2. Economides, M., Oligney, R., Valko, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. *Alvin, Texas: Orsa Press*.
3. Лысенко, В. Д. (2009). Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. Москва: Недра-Бизнесцентр.
4. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings, SI1, 38-44*.
5. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings, SI2, 238-247*.
6. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
7. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Москва-Ижевск: ИКИ.
8. Велиев, Э. Ф. (2022). Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения. *Scientific Petroleum, 2, 52-56*.
9. Ляtifов, Я. А. (2021). Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации. *Scientific Petroleum, 1, 25-30*.
10. Пятибратов, П. В., Заммам Мажед. (2022). Оптимизация заводнения на основе метода линий тока и решения задачи линейного программирования. *SOCAR Proceedings, SI2, 153-163*.
11. Яртиеv, А. Ф., Хакиmзянов, И. Н., Петров, В. Н., Идиятуллина, З. С. (2016). Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан. Казань: ИХЛАС.
12. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакиmзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы, 21(3), 55-61*.

13. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
14. Титов, А. П., Бодрягин, А. В., Митрофанов, А. Д. и др. (2017). Анализ режимов закачки воды в пласт ЮВ1 Тюменского месторождения для выявления оптимальных давлений нагнетания. *Горные ведомости*, 3(34), 48-61.
15. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
16. Аббасов, А. А., Аббасов, Э. М., Исмаилов, Ш. З., Сулейманов, А. А. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
17. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
18. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
19. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
20. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготлируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
21. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
22. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
23. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.
24. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.
25. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
26. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
27. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
28. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
29. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.
30. Газетдинов, Р. К. (2013). От работающей толщины к приемистости скважины. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 1 (91), 62-65.
31. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
32. Курбанова, Г. Я., Гусева, Д. Н. (2015). Применение гидродинамических методов воздействия для оптимизации системы разработки на различных стадиях заводнения. *Нефть. Газ. Новации*, 12, 76-79.
33. Мухаметшин, В. Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26-29.
34. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
35. Индрупский, И. М., Шупик, Н. В., Закиров, С. Н. (2013). Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения. *Технологии нефти и газа*, 3(86), 49-55.
36. Яртиева, А. Ф., Хабибрахманов, А. Г., Подавалов, В. Б., Бакиров, А. И. (2017). Циклическое заводнение бобринского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 3, 85-87.
37. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
38. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
39. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.
40. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30-36.

41. Мирзаджанзаде, А. Х., Степанова, Г. С. (1977). Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. *Москва: Недра*.
42. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140-146.
43. Grishchenko, V. A., Mukhametshin, V. Sh., Rabaev, R. U. (2022) Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits. *Energies*, 15(23), 9002.
44. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
45. Бокс, Дж., Дженкинс, Г. (1974). Анализ временных рядов. Прогноз и управление. *Москва: Мир*.
46. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
47. Вальд, А. (1969). Последовательный анализ. *Москва: ГИС*.
48. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
49. Расизаде, Я. М., Каграманова, А. П., Литвинов, В. П., Чагиев, Т. М. (1975). О повышении успешности кислотных обработок скважин с помощью метода распознавания образа. *Нефтепромысловое дело*, 7, 40-42.
50. Хайрединов, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18-20.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
2. Economides, M., Oligney, R., Valko, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. *Alvin, Texas: Orsa Press*.
3. Lysenko, V. D. (2009). Development of oil fields. Effective methods. *Moscow: Nedra-Business Center*.
4. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.
5. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
6. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
7. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS*.
8. Veliyev, E. F. (2022). Softened water application to improve micellar flooding performance. *Scientific Petroleum*, 2, 52-56.
9. Latifov, Y. A. (2021). Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.
10. Pyatibratov, P. V., Zammam M. (2022). Waterflooding optimization based on the streamline method and solving the linear programming problem. *SOCAR Proceedings*, SI2, 153-163.
11. Yartiev, A. F., Khakimzyanov, I. N., Petrov, V. N., Idiyattullina, Z. S. (2016). Improving technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan. *Kazan: Ikhlas*.
12. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.
13. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
14. Titov, A. P., Bodryagin, A. V., Mitrofanov, A. D., et al. (2017). Analysis of water injection modes in the formation of the JV1 Tyumen deposit to identify optimal injection pressures. *Mining Statements*, 3(34), 48-61.
15. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
16. Abbasov, A. A., Abbasov, E. M., Ismayilov, Sh. Z., Suleymanov, A. A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
17. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
18. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
19. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
20. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
21. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery.

International Journal of Modern Physics B, 34(28), 2050260.

22. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

23. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(1), 2150038.

24. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

25. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.

26. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

27. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

28. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.

29. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.

30. Tazetdinov, R. K. (2013). Sweep efficiency affects the injectivity. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 1(91), 62-65.

31. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyani formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

32. Kurbanova, G. Ya., Guseva, D. N. (2015). Application of hydrodynamic methods of influence for optimization of the development system at various stages of flooding. *Oil.Gas.Innovations*, 12, 76-79.

33. Mukhametshin, V. Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26-29.

34. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

35. Indrupskiy, I. M., Shupik, N. V., Zakirov, S. N. (2013). Improving pressure maintenance by advance waterflooding. *Oil and Gas Technologies*, 3(86), 49-55.

36. Yartiev, A. F., Khabibrakhmanov, A. G., Podavalov, V. B., Bakirov, A. I. (2017). Cyclic water flooding of bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil Industry*, 3, 85-87.

37. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

38. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

39. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

40. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30-36.

41. Mirzadzhanzade, A. Kh., Stepanova, G. S. (1977). Mathematical theory of experiment in oil and gas production. *Moscow: Nedra*.

42. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140-146.

43. Grishchenko, V. A., Mukhametshin, V. Sh., Rabaev, R. U. (2022) Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits. *Energies*, 15(23), 9002.

44. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

45. Box, J., Jenkins, G. (1974). Time series analysis. Forecast and management. *Moscow: Mir*.

46. 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.

47. Wald, A. (1969). Sequential analysis. *Moscow: GIS*.

48. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

49. Rasizade, Ya. M., Kagramanova, A. P., Litvinov, V. P., Chagiyev, T. M. (1975). On increasing the success of acid treatments of wells using the image recognition method. *Oilfield Business*, 7, 40-42.

50. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18-20.

Использование косвенных оценок для повышения эффективности разработки залежей с применением заводнения

Л. С. Кулешова

Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

Реферат

В статье проведено обобщение опыта заводнения двух групп залежей в терригенных коллекторах Западной Сибири. Показано, что в условиях наличия различного рода неопределенностей задачи повышения эффективности заводнения залежей могут быть успешно решены на основе использования ограниченного объема информации и косвенных данных. Предложены алгоритмы прогноза максимальных значений взаимокорреляционных функций, снижения степени неопределенности при оценке успешности заводнения, прогноза максимальной оптимальной месячной добычи жидкости скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные для обоснования организации избирательного и очагового заводнения, перевода в действующий фонд простаивающих скважин, перевода скважин с других горизонтов. Предложены объекты, на которые могут быть распространены полученные результаты, алгоритмы, модели и выводы с минимальными рисками.

Ключевые слова: косвенная информация; заводнение; геофизические данные; свойства пластов; эффективность разработки; месторождения Западной Сибири.

Yataqların sulaşdırma yolu ilə işlənməsinin səmərəliliyini artırmaq üçün dolay qiyətləndirmələrin istifadəsi

L. S. Kuleşova

Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrski filialı), Rusiya

Xülasə

Məqalədə Qərbi Sibirin terrigen kollektorlarında iki qrup yatağın sulaşdırma təcrübəsi ümumiləşdirilmişdir. Göstərilmişdir ki, müxtəlif növ qeyri-müəyyənliklər olan şəraitlərdə yataqların sulaşdırma səmərəliliyinin artırılması məsələləri məhdud informasiya həcmi və dolay məlumatların istifadəsi əsasında müvəffəqiyyətlə həll edilə bilər. Qarşılıqlı korrelyasiya funksiyalarının maksimum qiymətlərinin proqnozlaşdırılması, sulaşdırmanın müvəffəqiyyətliliyinin qiymətləndirilməsi zamanı qeyri-müəyyənlik dərəcəsinin azaldılması, yataqların təbii rejimdə işlənməsi zamanı quyuların maksimum optimal aylıq maye hasilatının proqnozlaşdırılması, habelə seçici və yuva sulaşdırmasının təşkilinin əsaslandırılması üçün vurucu quyuları əhatə edən quyuların proqnozlaşdırılması, boşdayanan quyuların, digər horizontlardan olan quyuların mövcud quyu fonduna keçirilməsi üçün alqoritmlər təklif edilmişdir. Əldə edilmiş alqoritmlərin, modellərin və nəticələrin minimal risklərlə şamil edilə biləcəyi obyektlər təklif olunmuşdur.

Açar sözlər: dolay məlumat; sulaşdırma; qeofiziki məlumatlar; layların xüsusiyyətləri; işləmənin səmərəliliyi; Qərbi Sibir yataqları.