

ОЦЕНКА ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОСВЕННОЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

WELL PRODUCTION CAPABILITIES ASSESSMENT USING INDIRECT GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION

В. В. Мухаметшин

Vyacheslav V. Mukhametshin

Л. С. Кулешова

Lyubov S. Kuleshova

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

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

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

Одними из основных мероприятий при повышении эффективности разработки залежей нефти является совершенствование систем заводнения и ввод в эксплуатацию дополнительных добывающих скважин. При выборе очагов под нагнетание и вводе в эксплуатацию простаивающих и транзитных скважин важно знать не только ожидаемую степень взаимодействия нагнетательных и окружающих её добывающих скважин, но и ожидаемые дебиты.

Оценка этих параметров производится на основании прямых исследований по данным гидродинамических, трассерных, потокометрических исследований и геолого-промышленного анализа. В то же время в условиях сотен месторождений, расположенных на огромных 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. Одним из методов прогнозирования дебитов является поиск связей этого параметра с данными геофизических исследований и использование этих связей на основе метода аналогий.

Изучено влияние и построены многомерные модели зависимости максимального оптимального дебита скважин от различных геолого-физических параметров по различным группам залежей в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Предложен алгоритм прогноза потенциального дебита скважин по данным геофизических исследований, основанный на полученных моделях и результатах оценки значений взаимнокорреляционных функций, характеризующих степень гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин. Алгоритм позволяет снизить риски принятия неэффективных решений при совершенствовании процесса разработки залежей в плане реорганизаций систем заводнения и перевода скважин в действующий фонд и с других горизонтов.

Ключевые слова

геофизические исследования;
низкоэффективные решения;
гидродинамические связи;
максимальный оптимальный дебит

One of the main activities in improving the efficiency of oil field development is the improvement of waterflooding systems and the commissioning of additional production wells. When selecting foci for injection and commissioning of suspended and transit, it is important to know not only the expected degree of interaction between the injection and the producing wells surrounding it, but also the expected flow rates.

The estimation of these parameters is made on the basis of direct research according to hydrodynamic, tracer, flow-measuring studies and geological field analysis. At the same time, in the conditions of hundreds of fields located on vast areas of hundreds of thousands of production and injection wells, it is not possible to implement these rather expensive research methods that need to be carried out regularly regardless of weather conditions and various organizational problems. In addition, these direct methods are not always possible for technical and technological reasons, and the results are often distorted by the influence of extraneous «noise» and do not correspond to the real picture of what is happening. One of the methods for predicting flow rates is to search for links between this parameter and data from geophysical studies and to use these links based on the analogy method.

The dependence of the maximum optimal well flow rate on various geological and physical parameters for different groups of deposits in terrigenous reservoirs of the West Siberian oil and gas province influence is studied and multidimensional models are built. A potential well production-predicting algorithm is proposed basing on geophysical studies, based on the obtained models and the cross-correlation functions characterizing the degree of hydrodynamic interaction between production and injection wells values evaluating results. The algorithm allows the risks of making inefficient decisions reducing when the deposits' development improving in terms of waterflooding systems reorganization and wells' transfer to the existing fund from other horizons.

Одними из основных мероприятий при повышении эффективности разработки залежей нефти является совершенствование систем заводнения и ввод в эксплуатацию дополнительных добывающих скважин [1–10]. При выборе очагов под нагнетание и вводе в эксплуатацию простаивающих и транзитных скважин важно знать не только ожидаемую степень взаимодействия нагнетательных и окружающих её добывающих скважин, но и ожидаемые дебиты.

Оценка этих параметров 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 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

Key words

geophysical studies; low-efficient solutions; hydrodynamic relations; maximum optimal flow rate

«шумов» и не соответствуют реальной картине происходящего. Одним из методов прогнозирования дебитов является поиск связей этого параметра с данными геофизических исследований и использование этих связей на основе метода аналогий.

Для условий скважин объектов группы 7 залежей в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, выделенной на основании группирования в работе [11], был проведен поиск удовлетворительных зависимостей путем проведения парной корреляции между максимальной оптимальной месячной добычей жидкости ($q_{ж}^{max}$, т/мес.) и рассматриваемыми геолого-геофизическими и технологическими параметрами (при значениях взаимокорреляционной функции $R \geq 0,5$), среди которых:

- общая ($H_{общ}^D, H_{общ}^H$ (м)), перфорированная ($H_{перф}^D, H_{перф}^H$ (м)), эффективная нефтенасыщенная ($H_{эф}^D, H_{эф}^H$ (м)) толщины пласта;
- среднее значение ($H_{п}^D, H_{п}^H$ (м)) толщины нефтенасыщенных пропластков;
- количество нефтенасыщенных пропластков (n^D, n^H);
- коэффициенты песчаности ($K_{п}^D, K_{п}^H$), проницаемости ($K_{прон}^D, K_{прон}^H$ (10^{-3} мкм²)),

пористости (m^D, m^H (%)), нефтенасыщенности (K_N^D, K_N^H (%));

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

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

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

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

Значения $q_{ж}^{max}$ брались в момент полной очистки призабойной зоны (момент стабилизации коэффициента продуктивности) [12], а R рассчитывалась с использованием временных рядов месячной добычи и закачки [13] по каждой паре добывающих и нагнетательных скважин.

Наилучшие полученные зависимости описываются функциями различного вида, однако невысокие значения коэффициентов корреляции (от 0,104 до 0,355) не позволяют использовать эти уравнения для прогноза добычи жидкости.

Комплексный учет влияния рассматриваемых 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 закачка на добычу жидкости использовались параметры только по добывающим скважинам. Получены следующие модели:

— при $R < 0,5$:

$$q_{ж}^{max} = 1014 - 3,358K_{прон}^D + 2229\alpha_{ПС}^D + 126H_{обц}^D - 240H_{э}^D + 180H_{п}^D - 39,8\rho_{ИК}^D; \quad (1)$$

— при $0,5 \leq R < 0,55$:

$$q_{ж}^{max} = 1331 - 4,407K_{прон}^D + 2925\alpha_{ПС}^D + 165H_{обц}^H - 314H_{э}^H + 236H_{п}^H - 52,5\rho_{ИК}^H; \quad (2)$$

— при $0,55 \leq R < 0,60$:

$$q_{ж}^{max} = 1458 - 4,827K_{прон}^D + 3204\alpha_{ПС}^D + 180H_{обц}^H - 344H_{э}^H + 259H_{п}^H - 57,2\rho_{ИК}^H; \quad (3)$$

— при $0,60 \leq R < 0,65$:

$$q_{ж}^{max} = 1584 - 5,247K_{прон}^D + 3482\alpha_{ПС}^D + 196H_{обц}^H - 374H_{э}^H + 281H_{п}^H - 62,2\rho_{ИК}^H; \quad (4)$$

— при $0,65 \leq R < 0,70$:

$$q_{ж}^{max} = 1711 - 5,666K_{прон}^D + 3760\alpha_{ПС}^D + 212H_{обц}^H - 404H_{э}^H + 304H_{п}^H - 67,2\rho_{ИК}^H; \quad (5)$$

— при $0,70 \leq R < 0,75$:

$$q_{ж}^{max} = 1838 - 6,086K_{прон}^D + 4039\alpha_{ПС}^D + 228H_{обц}^H - 434H_{э}^H + 326H_{п}^H - 72,1\rho_{ИК}^H; \quad (6)$$

— при $0,75 \leq R < 0,80$:

$$q_{ж}^{max} = 1965 - 6,506K_{прон}^D + 4318\alpha_{ПС}^D + 243H_{обц}^H - 464H_{э}^H + 349H_{п}^H - 77,1\rho_{ИК}^H; \quad (7)$$

— при $0,80 \leq R < 0,85$:

$$q_{ж}^{max} = 2091 - 6,926K_{прон}^D + 4597\alpha_{ПС}^D + 259H_{обц}^H - 494H_{э}^H + 371H_{п}^H - 82,1\rho_{ИК}^H; \quad (8)$$

— при $0,85 \leq R < 0,90$:

$$q_{ж}^{max} = 2218 - 7,346K_{прон}^D + 4875\alpha_{ПС}^D + 275H_{обц}^H - 524H_{э}^H + 394H_{п}^H - 87,1\rho_{ИК}^H; \quad (9)$$

— при $0,90 \leq R < 0,95$:

$$q_{ж}^{max} = 2345 - 7,765K_{прон}^D + 5153\alpha_{ПС}^D + 290H_{обц}^H - 554H_{э}^H + 416H_{п}^H - 92,0\rho_{ИК}^H; \quad (10)$$

— при $0,95 \leq R < 1,00$:

$$q_{ж}^{max} = 2472 - 8,185K_{прон}^D + 5433\alpha_{ПС}^D + 306H_{обц}^H - 584H_{э}^H + 439H_{п}^H - 97,0\rho_{ИК}^H. \quad (11)$$

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 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 вводятся в эксплуатацию.

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

— по каждой паре скважин (добывающая — нагнетательная) по значениям $H_{э}^D, K_{прон}^D, \rho_{ИК}^D, H_{э}^H, K_{прон}^H, \rho_{ИК}^H, F$ рассчитывается параметр успешности заводнения ($R_{у3}$) по формуле, представленной в работе [13]. Если $R_{у3} \geq R_{у3}^{мин} = 0,45 \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$, то добывающая скважина однозначно будет испытывать влияние закачки и по соответствующей формуле рассчитывается значение взаимнокорреляционной функции, после чего выбирается одна из моделей (2)–(11), и по ней рассчитывается значение максимальной оптимальной месячной добычи жидкости.

Если $R_{у3} < R_{у3}^{мин} = 0,45 \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$, то рассчитываются значения канонических переменных y_1 и y_2 и определяется местоположение точек в осях этих переменных [13]. 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 формуле (1).

— по полученным результатам принимается управляющее решение исходя из установок пользователя.

Аналогичная картина имеет место и в условиях скважин объектов группы 2 [9], наилучшие зависимости описываются функциями следующего вида.

Значимыми являются связи максимальной оптимальной месячной добычи жидкости со средней толщиной нефтенасыщенных пропластков, коэффициентом проницаемости, относительной амплитудой ПС и сопротивлением пласта по ИК, однако коэффициенты корреляции также невысоки (от 0,09 до 0,512).

Комплексный учет влияния рассматриваемых параметров на добычу жидкости позволил получить модели:

— при $R < 0,5$:

$$q_{ж}^{\max} = 163 + 7,74H_{\mathcal{D}}^D - 24,5n^D + 0,51K_{\text{прон}}^D + 23,3\rho_{\text{ИК}}^D - 4,86K_H^D; \quad (12)$$

— в общем виде при изменении максимальных значений взаимнокорреляционных функций от 0,5 до 0,9:

$$q_{ж}^{\max} = (326 + 15,48H_{\mathcal{D}}^D - 49n^D + 1,02K_{\text{прон}}^D + 46,6\rho_{\text{ИК}}^D - 9,72K_H^D) \cdot (1,070 + 0,0003K_{\text{прон}}^D - 0,009M_{\text{БК}}^H + 0,010H_{\text{обц}}^H + 0,016H_{\mathcal{D}}^H + 0,044H_{\text{П}}^H - 0,024m^H - 0,036\rho_{\text{ИК}}^H + 0,004K_H^H - 0,0002F). \quad (13)$$

Полученные результаты могут быть использованы, например, при выборе очагов под нагнетание воды в пласт путем перевода добывающих скважин в нагнетательные.

Алгоритм решения этой задачи будет следующим:

— по каждой паре скважин (добывающая — нагнетательная) по значениям $H_{\mathcal{D}}^D$, $K_{\text{прон}}^D$, $H_{\mathcal{D}}^H$,

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.
3. Kimos A. Engineering Natural Gas from U.S. Shale Deposits, 2011. URL: <http://buildipedia.com/aec-pros/>

$K_{\text{прон}}^H$, F рассчитать параметр эффективности заводнения по формуле [13]:

— если $P_{y3} \geq P_{y3}^{\text{мин}} = 4,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$, то однозначно добывающая скважина будет испытывать влияние закачки, и по формуле рассчитывается значение взаимнокорреляционной функции, которое показывает степень влияния закачки на добычу. Далее по значению взаимнокорреляционной функции выбирается одна из моделей, и по ней рассчитывается значение максимальной оптимальной месячной добычи жидкости;

— если $P_{y3} < P_{y3}^{\text{мин}}$, то по уравнению [13] рассчитывается значение канонической переменной y_1 . При $y \geq 0$ — $R \geq 0,5$ и проводятся расчеты, приведенные выше [13]. При $y_1 < 0$ — $R < 0,5$ значения максимальной оптимальной месячной добычи жидкости рассчитываются по формуле (12);

— после анализа дебитов добывающих скважин, окружающих очаговую нагнетательную, делается вывод о целесообразности организации закачки в пласт воды.

Вывод

На основании проведенных исследований построены модели и предложена методика прогноза максимального оптимального дебита добывающих 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, основанная на использовании данных геофизических исследований скважин, имеющихся в наличии у недропользователей. Выявлены факторы, оказывающие основное влияние на дебиты скважин в различных геолого-промысловых условиях. Дана физическая интерпретация направления их влияния.

engineering-news/extracting-natural-gas-from-shale (дата обращения: 05.05.2019).

4. Хисамов Р.С., Абдрахманов Г.С., Кадыров Р.Р., Мухаметшин В.В. Технология ограничения притока подожвенных вод в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 126-128. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-126-128.
5. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к оперативному управлению заводнением нефтяного месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 2. С. 66–72.

6. Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Чижов А.П., Чибисов А.В. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71.
7. Абабков К.В., Васильев В.М., Хисамутдинов Н.И., Сафиуллин И.Р., Шаисламов В.Ш. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 10–13.
8. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 4. С. 47–50. DOI: 10.17122/ngdelo-2011-4-47-50.
9. Яртиев А.Ф., Хабибрахманов А.Г., Подавалов В.Б., Бакиров А.И. Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 85–87. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-85-87.
10. Мухаметшин В.Ш. Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей // Нефтяное хозяйство. 1989. № 12. С. 26–29.
11. 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.
12. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е. Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 30–36.
13. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. 153 с.
4. Khisamov R.S., Abdrakhmanov G.S., Kadyrov R.R., Mukhametshin V.V. Tekhnologiya ogranicheniya pritoka podoshvennykh vod v skvazhinakh [New Technology of Bottom Water Shut-off]. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, 2017, No. 11, pp. 126-128, DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-126-128. [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]. *Neft. Gaz. Novatsii — Oil. Gas. Innovations*, 2016, No. 2, pp. 66–72. [in Russian].
6. Andreev V.E., Khuzin R.R., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Rezultaty geologo-tekhnologicheskogo obosnovaniya metodov vozdeystviya na ostatochnye zapasy v usloviyakh Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii [Results of Geological-Technological Substantiation of Residual Reserves Stimulation Methods under the Conditions of the Western Siberian Oil and Gas Province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, No. 11, pp. 67-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71. [in Russian].
7. Ababkov K.V., Vasil'ev V.M., Khisamutdinov N.I., Safiullin I.R., Shaislamov V.Sh. Ekspres-metod otsenki stepeni vzaimodeystviya skvazhin s ispol'zovaniem chastotnogo analiza dannykh istorii ekspluatatsii nagnetatel'nykh i dobyvayushchikh skvazhin [Express Method of Assessment of Wells Interference Degree by Means of Applying Frequency Analysis of History Data of Injection and Producing Wells]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2014, No. 7, pp. 10–13. [in Russian].
8. Mukhametshin V.Sh. Modelirovanie protsessa nefteizvlecheniya s ispol'zovaniem opyta razrabotki mestorozhdeniy, nakhodyashchikhsya dlitel'noe vremya v ekspluatatsii [Model Forecast of the Oil Recovery Process using Development Experience of Old-Run Fields]. *Neftgazovoe delo — Oil and Gas Business*, 2011, Vol. 9, No. 4, pp. 47–50. DOI: 10.17122/ngdelo-2011-4-47-50. [in Russian].
9. Yartiev A.F., Khabibrakhmanov A.G., Podavalov V.B., Bakirov A.I. Tsiklichesкое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения [Cyclic Water Flooding of Bobric Formation at Sabanchinskoye Field]. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, 2017, No. 3, pp. 85–87. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-85-87. [in Russian].
10. Mukhametshin V.Sh. Zavisimost' nefteizvlecheniya ot plotnosti setki skvazhin pri razrabotke nizkoproduktivnykh karbonatnykh zalezhey [Dependence of Crude-oil Recovery on the Well Spacing Density During Development of Low Producing Carbonate Deposits]. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, 1989, No. 12, pp. 26–29. [in Russian].
11. Mukhametshin V.V. Obosnovanie trendov povysheniya stepeni vyrabotki zapasov nefti nizhnemelovykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri na osnove identifikatsii obektov [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].

REFERENCES

12. Mukhametshin V.V., Andreev V.E. Povyshenie effektivnosti otsenki rezul'tativnosti tekhnologiy, napravlennykh na rasshirenie ispol'zovaniya resursnoy bazy mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami [Increasing the Efficiency of Assessing the Performance of Techniques Aimed at Expanding the Use of Resource Potential of Oilfields with Hard-to-Recover Reserves]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring*

georesursov — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2018, Vol. 329, No. 8, pp. 30-36. [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 Publ., 2019. 153 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

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

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

e-mail: vv@of.USPTU.ru

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

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

e-mail: markl212@mail.ru