

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОМ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

CONCEPTUAL MODEL OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL METHODS OF OPTIMIZATION BY THE OIL PRESSING PROCESS

С. А. Баталов
Sergey A. Batalov

ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»,
г. Уфа, Российская Федерация

Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department,
Ufa, Russian Federation

В. Е. Андреев
Vadim E. Andreev

ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department,
Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation

В. М. Лобанков
Valery M. Lobankov

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

Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation

В статье рассмотрены концепции моделирования геолого-геофизических методов оптимизации нефтеизвлечения. Целью работы является изучение комплексной проблемы прикладной геологии нефтевытеснения в зависимости от решения оптимизационных задач на системно-экономическом уровне геолого-технологического комплекса и макроуровне технических средств прикладной геофизики. К основным методам относятся теории оптимизации управления технологическими процессами, разрывных управлений систем управлений, многофазной гидродинамики и подземной гидравлики, нефтепромысловой метрологии геолого-геофизических методов. Полученные результаты позволяют определить концептуальную модель функционирования геолого-технологического комплекса на прикладном (микро-) геологическом уровне с учетом его эффективности на системном уровне, а также на макроуровне методических и технических средств геофизических исследований

The article discusses the concepts of modeling geological and geophysical methods for optimizing oil recovery. The aim of the work is to study the complex problem of applied geology of oil displacement depending on the solution of optimization problems at the system-economic level of the geological and technological complex and the macro level of technical means of applied geophysics. The main methods include theories of optimization of process control, discontinuous controls of control systems, multiphase hydrodynamics and underground hydraulics, oilfield metrology of geological and geophysical methods. The results obtained allow us to determine a conceptual model of the functioning of the geological and technological complex at the applied (micro-) geological level, taking into account its effectiveness at the system level, as well as at the macro level of methodological and technical means of geophysical research.

Ключевые слова

геолого-геофизические методы; оптимальное и адаптивное управление; концептуальная модель; целевая функция; системный, микро- и макроуровни

Key words

geological and geophysical methods; optimal and adaptive management; conceptual model; target function; systemic, micro and macro levels

Введение

Работа посвящена исследованиям проблем повышения добычи нефти [1] в структуре геолого-технологического комплекса (ГТК) и близких к ним задачам разработки методов добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗУ) [2, 3], если ее рассматривать с точки зрения теории экстремального регулирования процессом нефтеизвлечения [4, 5].

Важнейшей частью современного ГТК является использование на каждом этапе функционирования всех располагаемых ресурсов (материальных, энергетических, информационных и др.) для достижения главной цели при соблюдении множества ограничений. Это обуславливает использование принципа оптимальности системы нефтеизвлечения. Их можно условно классифицировать по различным признакам: 1) системы с постоянной настройкой (без адаптации); 2) адаптивные системы, позволяющие автоматически определять необходимую информацию о текущем управляемом процессе и в нужном направлении изменять структуру и параметры системы.

На рисунке 1 изображена блок-схема концептуальной модели микроуровня эксплуатации залежи на основе обобщенной структуры

адаптивной оптимальной системы нефтеизвлечения с полной моделью. В представленной схеме к основным ее блокам относятся: Управление процессом нефтеизвлечения (ПН) 1; Методы и средства гидродинамических исследований скважин (ГДИС-контроля) 2; Система оптимизации оценивания и мониторинга разработки нефтегазовой залежи (РНЗ) 3, а также Система адаптивного оптимального управления 4; Полная модель управляемого процесса нефтеизвлечения 5 и Формирование оптимального управления 6. При этом в управляемом процессе нефтеизвлечения 1 выполняется учет всего комплекса входных и выходных влияющих факторов продуктивного пласта. В реализации полной модели управляемого ПН 5 осуществляется исходная выработка критериев оптимизации.

Оптимизационные методы выполняются при выражении главной цели в виде минимизируемого функционала или целевой функции. Функционалы и функции, выражающие цель управления и ограничения, являются *критериями оптимизации*. Таким образом, целевая функция процесса РНЗ должна соответствовать численной характеристике, позволяющей оценить степень соответствия решения, принятой на каждой стадии работы, цели,

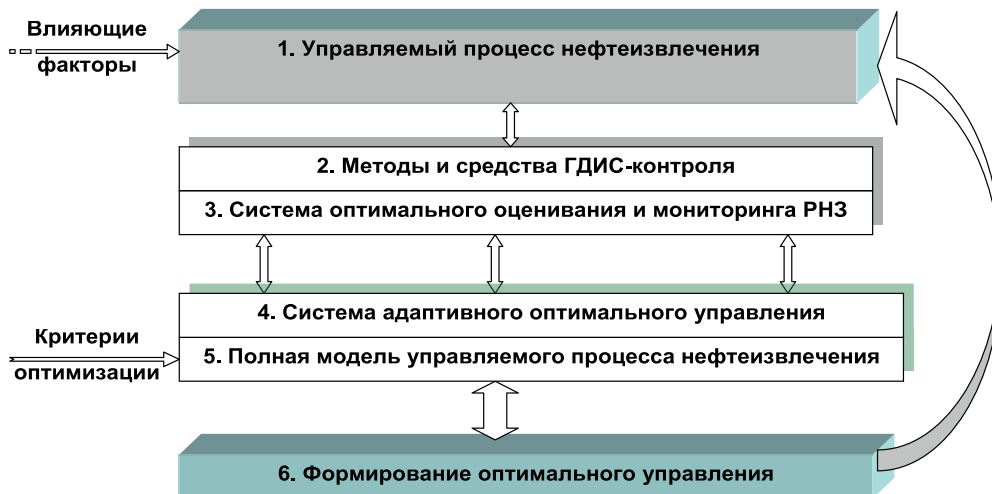


Рисунок 1. Блок-схема концептуальной модели микроуровня эксплуатации залежи

ради достижения которой выполняются оптимизационные расчеты.

Ранее при плановой экономике развития промышленности в качестве целевой функции широко использовался по В.М. Добкину народно-хозяйственный доход D [6] в соотношении $D = B(Π_k Π_d C - Z) \rightarrow max$, где B — объем выпускаемой продукции; C и Z — цена и затраты; $Π_k$ и $Π_d$ — показатели качества и дефи-

цитности. С учетом нормативных сроков T_n в качестве целевой функции было предложено использовать по В.М. Платонову подсчет экономической эффективности по выражению $\mathcal{E} = C + Z_k / (B T_n t) \rightarrow min$, где C и Z_k — себестоимость и капитальные затраты; t — часы работы оборудования в год.

Для обобщенной оценки работы нефтепромысла используется также максимально возмож-

ный экономический эффект $I_{\Sigma} \rightarrow \max$, который инвестор получает в виде дисконтированной чистой прибыли при разработке нефтегазовой залежи. Но это слабо отражает комплексную оценку критериев оптимизации на экономическом и геолого-геофизических уровнях РНЗ.

Поэтому в данной части используется разработанный метод [7, 8] сопоставительной оценки показателей эффективности в приведенной форме на системном (экономическом), микро- и макроуровнях геолого-геофизических исследований и управлений. Таким образом, реализация концептуальной модели (рисунок 1) сводится к технической реализации ГТК на основе разработанной схемы многосвязной системы управления (СУ) ПН.

Исходным для выполнения структурного метода анализа и синтеза СУ ПН является модель в переменных состояния [5]:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) + \Theta f(t) \quad (1, a)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (1, б)$$

где вектор \dot{x} есть производная по времени от вектора $x(t)$ состояния размерности $(n \times 1)$, компонентами которого являются переменные состояния системы n -го порядка; $u(t)$ — вектор входных воздействий размерности $(r \times 1)$, компонентами которого являются входные управляющие сигналы; $y(t)$ — вектор выхода размерности $(p \times 1)$, компонентами которого являются выходные переменные системы (управляемые сигналы); A — матрица коэффициентов системы с размерностью $(n \times n)$; B — матрица управления входа объекта с размерностью $(n \times r)$; C — матрица выхода (состава измерения

или наблюдения) с размерностью $(p \times n)$; Θ — матрица влияющих факторов f_{ax} .

В соответствии с математической моделью СУ ПН в пространстве состояний (1) была разработана ее структурная схема [9], изображенная на рисунке 2. Ее структура обеспечивает реализацию метатехнологии ТРИЗУ при наиболее полной выработке продуктивных пластов. Структура СУ ПН используется для совмещении режимов нефтевытеснения, исследований и тампонирования выработанных участков траекторий пластов для повышения КИН.

В данной схеме суммарное значение входных дебитов g_{Σ} в разные временные циклы эксплуатации продуктивных пластов представлено в сумме дебитов рабочего агента $g_{p.a.}$, трассирующих меток g_m и тампонажного материала g_m .

Блоки матриц системы A , B , C и D выполнены в соответствии описанию системы уравнений в переменных состояния. Блок матрицы коэффициентов усиления K в обратной связи СУ подключен через ключ S и представляет собой геолого-геофизическую информационно-управляющую систему (ГИУС) с набором датчиков нагнетательных и добывающих скважин. В СУ ПН введены также логический элемент 2ИЛИ-НЕ, компаратор выходной переменной $M(l_n + \Delta l_i)$, компаратор параметров прямого канала $M(l_k - \Delta l_i)$, блоки управления режимами исследования (БУРИ) и тампонирования (БУРТ). Блоки дискретных коэффициентов установки режимами исследований (m_{uc}) и тампонажа (m_m).

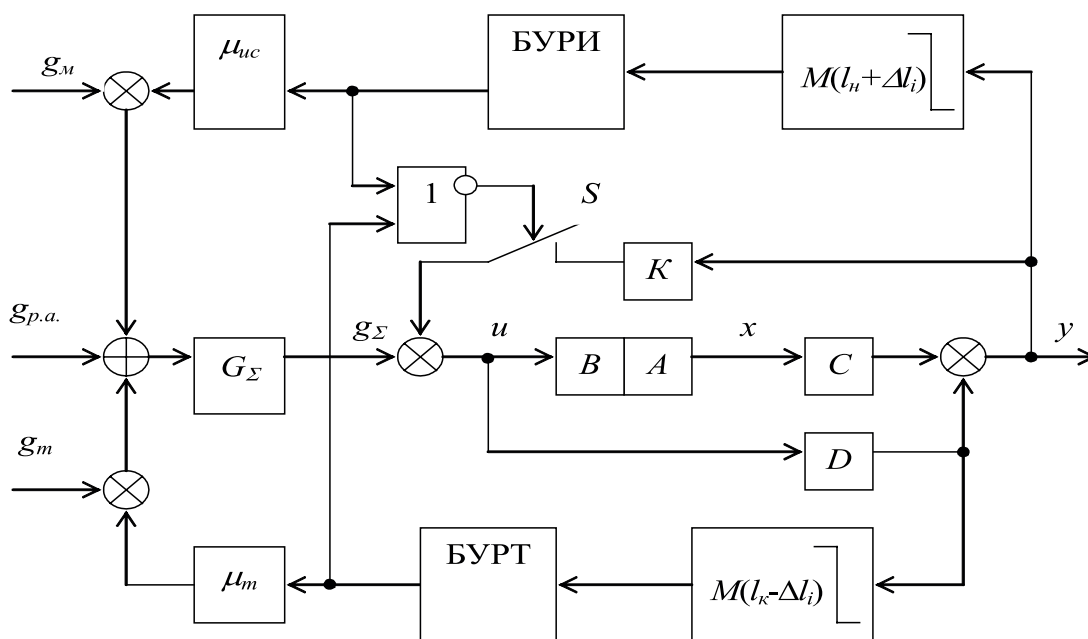


Рисунок 2. Структурная схема СУ ПН

Компаратор $M(l_n + \Delta l_i)$ используется для организации управления режимами эксплуатации и исследований пластов. Поэтому его выход соединен через блок БУРИ к одному выводу элемента 2ИЛИ-НЕ и входу блока $m_{ис}$, а выход последнего — с выводом схемы сравнения сигналов g_m .

На рисунке 3 представлены временные диаграммы сигналов на выходах блоков МИМСУ ПН, поясняющие принцип ее работы при формировании различных режимов пласта: блока $M(l_n + \Delta l_i)$ (а); БУРИ (б); блока $m_{ис}$ (в); вывода управления ключа S (г); БУРТ (д); сигналов управления работой пласта (ж).

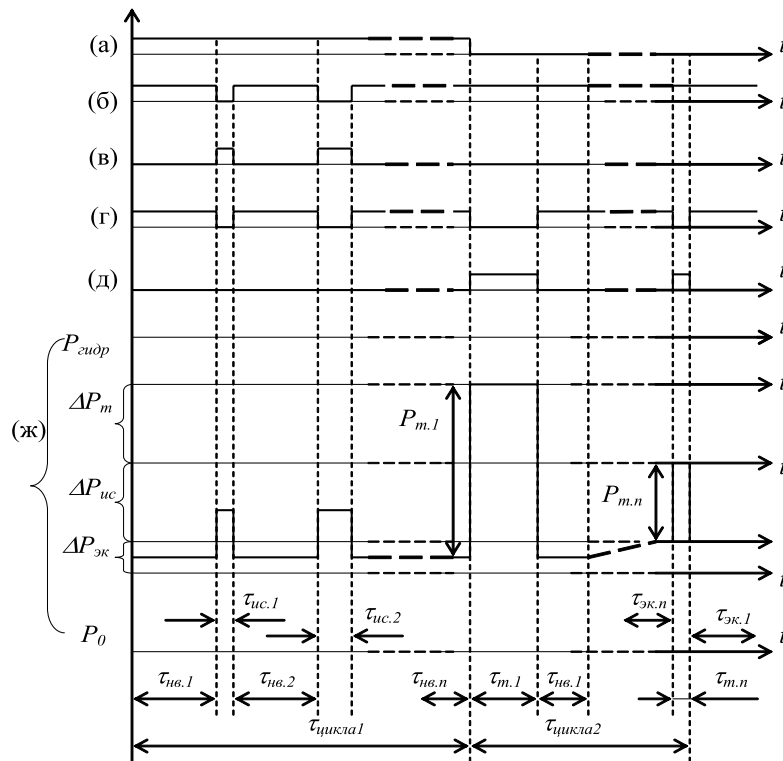


Рисунок 3. Временные диаграммы функционирования СУ ПН

деленных значений длительностей проведения режимов эксплуатации ($\tau_{ис.i}$). Отличительная особенность — наличие элемента задержки в цепи формирования импульсов с перестраиваемым коэффициентом.

Указанные условия дают возможность формировать импульсы для включения режимов исследований с разными длительностями ($\tau_{ис.i}$). Причем значения коэффициентов подбираются в зависимости от длительности воздействия конечных значений давлений закачки меток в пласт.

Блок коэффициентов $\mu_{ис}$ используется для выполнения разрывных управлений, конечные значения коэффициентов которого выбираются из условий формирования значений давлений закачки меток в пласт.

Перед переходом на завершающую стадию разработки эксплуатационного объекта вначале выполняется уточнение координат местоположения выработанных участков пластов по значениям их ранней стадии эксплуатации. Уточнение таких координат выполняется в гидроимпульсном режиме работы пласта на основе квазиуправлений.

Для реализации переходов с одного режима на другой блок БУРИ выполнен в виде блока логического управления (БЛУ) схемы СУ линейной фильтрации и содержит ждущий мультивибратор и делитель частоты следования импульсов с целью выработки опре-

Компаратор $M(l_k - \Delta l_i)$ используется для организации управления режимами эксплуатации и тампонирующей системы. Его вход подключен к выходу блока матрицы коэффициентов D , а выход через БУРТ — к входу блока μ_m и выводу элемента 2ИЛИ-НЕ. В качестве тампонажного материала можно использовать цементные растворы, водонабухающие полимеры и др. Условие срабатывания компаратора $M(l_k - \Delta l_i)$ служит соотношение:

$$D \cong \begin{cases} 0, & \text{когда } \dot{x} = Ax + Bu \quad (\text{или } \alpha_{p.a.} < 0,8...0,9), \\ 1, & \text{когда } \dot{x} = Ax + Bu + Qf(t) \quad (\text{или } \alpha_{p.a.} > 0,8...0,9). \end{cases} \quad (2)$$

БУРТ выполнен в виде одноканального формирователя импульсов (одновибратора) с перестраиваемой длительностью импульса проведения режимов тампонирующей системы пласта ($\tau_{m.i}$). При этом выход блока μ_m через схему

сравнения сигналов g_m соединен с сумматором. Ключ S в обратной связи системы используется для разделения статических, динамических и квазидинамических режимов управления. Вход компаратора $M(l_k - \Delta l_i)$ соединен с выходом матрицы обхода, а его выход через БУРТ — к выводам элемента 2ИЛИ-НЕ и входом блока m_m .

После вывода системы в позднюю стадию разработки пласта в первом цикле функционирования СУ ПН выполняется уточнение координат местоположения непродуктивных интервалов пластов. В начале работы системы на выходе компаратора $M(l_n + \Delta l_i)$ формируется единичный сигнал (рисунок 3, а), который запускает БУРИ (рисунок 3, б) и выводит МИМСУ ПН в режим первоначальной эксплуатации первого подцикла (рисунок 3, в-ж). Выходы блоков $M(l_k - \Delta l_i)$, БУРТ и μ_m в течение всего первого цикла $\tau_{цикла1}$ находятся в нулевом состоянии. Поэтому с выхода элемента 2ИЛИ-НЕ вырабатывается нулевой сигнал, приводящий ключ S к нормально замкнутому состоянию.

После первого подцикла эксплуатации $\tau_{эк.1}$ с выхода БУРИ выделяется нулевой сигнал, который переводит ключ S в разомкнутое состояние. Под действием такого сигнала с длительностью $\tau_{ис.1}$ блок $\mu_{ис}$ (рисунок 3, в) подключает к схеме суммирования сигнал g_m . Аналогично рассмотренному первому подциклу выполняются остальные n подциклов эксплуатации и гидроимпульсного метода определения координат непродуктивных интервалов пластов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ruzhik V.M. Theory of Fluid Flows through Natural Rocks. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.
2. Batalov S.A. Modeling of the Initial Parameters in the Adjustment of an Oil Recovery Process Control System. Part 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances // Chemical and Petroleum Engineering. 2016. Vol. 52. Issue 7. P. 452-459. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6> (дата обращения: 13.07.2020). DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6.
3. Batalov S., Andreev V., Lobancov V., Myhamechhin V. Numerical of Oil Formation with Regulated Disturbances. Oil Recovery Quality Simulation // Journal of Physics: Conferences Series. 2019. Vol. 1333. Issue 3. 032006. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006.
4. Мееров М.В. Исследование и оптимизация многосвязных систем управления. М.: Наука, 1986. 233 с.
5. Баталов С.А. Автоматическое управление техническими системами. Уфа: УГАЭС, 2007. 299 с.
6. Баталов С.А. Автоматизация системного комплекса нефтепромысла по технико-экономическим по-

Таким образом, концептуальная модель оптимизации процесса нефтеизвлечения приобретает структуру адаптивной оптимальной динамической системы с нелинейно-комбинационным алгоритмом управления [2, 9, 10]. В ее реализации циклические процессы упругого нефтевытеснения выполняются в оптимизационном режиме, процессы зональных исследований и перенаправлений потоков осуществляются при жестко-упругой эксплуатации пласта в адаптивном режиме его экстремального регулирования.

Эффективность наиболее полной выработки куба эксплуатационного объекта зависит от точности датчиковой аппаратуры расширенного комплекса гидродинамических исследований скважин (ГДИС). В специализированном модуле регламентируются величины приведенных погрешностей датчиков давления и температуры ($\delta = 0,01\%$), а также расхода и влажности ($\delta = 0,1\%$) скважинных флюидов. В дополнительном модуле используются датчик индукционного резистивиметра в индикаторном классе точности и датчик радиоизотопов ($\delta = 0,1\%$) в реализации контроля порций трассирующих меток.

Вывод

Примечательно, что данный подход можно использовать для иных технологических процессов с распределенными параметрами объектов, например, в нефтехимии или нефтепереработке и др.

казателям // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 7. С. 13–21.

7. Баталов С.А., Андреев В.Е., Лобанков В.М. Эффективность геолого-технологического комплекса в системологии составных уровней. Часть 1. Оценка эффективностей на системном уровне процессов добычи нефти // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 16–22. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-16-22.

8. Баталов С.А., Андреев В.Е., Лобанков В.М. Эффективность геолого-технологического комплекса в системологии составных уровней. Часть 2. Оценка эффективности нефтеизвлечения на микро- и макроуровнях // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 23–31. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-23-31.

9. Баталов С.А. Синтез многоинтервальной структуры многосвязной системы нефтеизвлечения для полной выработки ликвидируемых месторождений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 7. С. 17–24.

10. Баталов С.А. Повышение КИН из пластов путем экстремального регулирования выработки их удаленных зон по геолого-геофизическим данным // Новая геофизическая техника и технологии для нефтегазовых компаний: докл. XXIV науч.-практ. конф. Уфа: 2019.

REFERENCES

1. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ruzhik V.M. *Theory of Fluid Flows through Natural Rocks*. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.
2. Batalov S.A. Modeling of the Initial Parameters in the Adjustment of an Oil Recovery Process Control System. Part 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 52, Issue 7, pp. 452–459. Available at: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6> (accessed 13.07.2020). DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6.
3. Batalov S., Andreev V., Lobankov V., Myhamechin V. Numerical of Oil Formation with Regulated Disturbances. Oil Recovery Quality Simulation. *Journal of Physics: Conferences Series*, 2019, Vol. 1333, Issue 3, 032006. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032006.
4. Meerov M.V. *Issledovanie i optimizatsiya mnogosvyaznykh sistem upravleniya* [Research and Optimization of Multiply Connected Control Systems]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 233 p. [in Russian].
5. Batalov S.A. *Avtomaticheskoe upravlenie tekhnicheskimi sistemami* [Automatic Control of Technical Systems]. Ufa, UGAES Publ., 2007. 299 p. [in Russian].
6. Batalov S.A. Avtomatizatsiya sistemnogo kompleksa neftepromysla po tekhniko-ekonomicheskim pokazatelyam [Automation of Oil Field System Complex in Accordance with Technical and Economic Indices]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti — Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2010, No. 7, pp. 13–21. [in Russian].
7. Batalov S.A., Andreev V.E., Lobankov V.M. Effektivnost' geologo-tekhnologicheskogo kompleksa v sistemologii sostavnykh urovnei. Chast' 1. Otsenka effektivnosti na sistemnom urovne protsessov dobychi nefi [Geological-Technological Complex Efficiency in the Systemology of Composite Levels. Part 1. Efficiency Assessment of Oil Production Processes at System Level]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 4, pp. 16–22. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-16–22. [in Russian].
8. Batalov S.A., Andreev V.E., Lobankov V.M. Effektivnost' geologo-tekhnologicheskogo kompleksa v sistemologii sostavnykh urovnei. Chast' 2. Otsenka effektivnosti nefteizvlecheniya na mikro- i makrourovnyakh [Geological-Technological Complex Efficiency in the Systemology of Composite Levels. Part 2. Efficiency Assessment of Oil Extraction at Micro- and Macro-Levels]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 4, pp. 23–31. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-23-31. [in Russian].
9. Batalov S.A. Sintez mnogointerval'noi struktury mnogosvyaznoi sistemy nefteizvlecheniya dlya polnoi vyrabotki likvidiruemykh mestorozhdenii [Synthesis of a Multi-Interval Structure of a Multi-Connected Oil Recovery System for the Complete Development of Abandoned Fields]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti — Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2008, No. 7, pp. 17–24. [in Russian].
10. Batalov S.A. Povyshenie KIN iz plastov putem ekstremal'nogo regulirovaniya vyrabotki ikh udalennykh zon po geologo-geofizicheskim dannym [Increasing Oil Recovery Factor from Reservoirs by Extreme Regulation of the Development of their Remote Zones According to Geological and Geophysical Data] *Doklady XXIV nauchno-prakticheskoi konferentsii «Novaya geofizicheskaya tekhnika i tekhnologii dlya neftegazovykh kompanii»* [Reports of the XXIV Scientific-Practical Conference «New Geophysical Equipment and Technologies for Oil and Gas Companies»]. Ufa, 2019. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Баталов Сергей Алексеевич, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых исследований Центра реального сектора экономики, Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация

Sergey A. Batalov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Leading Researcher of Oil and Gas Research Laboratory, Centre of Real Sector of Economics, Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation

e-mail: geoavtsyst@mail.ru

Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий лабораторией нефтегазовых исследований Центра реального сектора экономики, Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Vadim E. Andreev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Oil and Gas Research Laboratory, Centre of Real Sector of Economics, Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Professor of Geology and Exploration of Oil and Gas Field Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: intnm@ua.ru

Лобанков Валерий Михайлович, д-р техн. наук, доцент, зав. кафедрой «Геофизика», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Valery M. Lobankov, Doctor of Engineering Sciences, Associated Professor, Head of Geophysics Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: lobankov-VM@mail.ru