

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В СИСТЕМОЛОГИИ СОСТАВНЫХ УРОВНЕЙ. ЧАСТЬ 1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА СИСТЕМНОМ УРОВНЕ

GEOLOGICAL-TECHNOLOGICAL COMPLEX EFFICIENCY IN THE SYSTEMOLOGY OF COMPOSITE LEVELS. PART 1. EFFICIENCY ASSESSMENT OF OIL PRODUCTION PROCESSES AT SYSTEM LEVEL

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 рассмотрен метод определения системной эффективности на основе сопоставительной оценки классических непрерывных и разрывно-координатных технологий нефтевытеснения. Это связано с необходимостью направления анализа повышения коэффициента извлечения нефти в реальном времени. Целью работы является определение системных экономических эффективностей в приведенных показателях. Достижение указанной цели основано на методах экономики в нефтепромысловой геологии и геофизике, теории управления и системологии. Вначале рассматриваются направления реализуемости, обеспечивающие получение приведенных форм эффективностей геолого-технологического комплекса (ГТК) по сравнению с абсолютными и относительными оценками в классических непрерывных технологиях нефтевытеснения. Установлено, что для внутриуровневой системной характеристики эффективности ГТК требуется рассмотрение взаимодействующих подсистем в динамике систем управления процессом добычи нефти. Показано, что для вывода обобщенного показателя системной эффективности необходимо выполнять сравнительную характеристику и обоснование в использовании экономико-технологической, организационно-экономической и инвестиционной составляющих эффективностей в реализации наиболее сложных поздней и завершающей стадий разработки нефтегазовых залежей.

The article describes a method for determining systemic efficiency based on a comparative assessment of classical continuous and discontinuous-coordinate oil displacement technologies. This is due to the need to direct the analysis of the increase in oil recovery factor in real time. The aim of the work is to determine the system economic efficiency in the given indicators. The achievement of this goal is based on the methods of economics in oil field geology and geophysics, control theory and systemology. First, directions of feasibility are considered that ensure the obtaining of the reduced forms of the effectiveness of the geological and

Ключевые слова

эффективность; геолого-технологический комплекс; системы управления процессами добычи нефти; системный уровень; геолого-геофизические исследования; скважина

Key words

efficiency; geological and technological complex; oil production process control systems; system level; geological and geophysical research; well

technological complex (GTC) in comparison with the absolute and relative estimates in the classical continuous oil displacement technologies. It has been established that for the intra-level system characteristic of the efficiency of the GTC, consideration is needed of interacting subsystems in the dynamics of oil production control systems. It is shown that to derive a generalized indicator of systemic efficiency, it is necessary to perform a comparative description and justification in the use of economic, technological, organizational, economic and investment components of efficiency in the implementation of the most complex late and final stages of development of oil and gas deposits.

Введение

Работа посвящена исследованию методов оценки эффективности сложных систем [1] применительно к структуре геолого-технологического комплекса (ГТК) и близкой к ней задачи — систематизации методов геолого-геофизических исследований (ГГИ) [2], если ее рассматривать с точки зрения системологии [3] как определяющей критерий сильной связности динамических подсистем нефтеизвлечения.

Проблема повышения эффективности любой системы всегда подвергается предварительному анализу технико-экономических обоснований в условиях целеполагания, что характерно и для систем управления процессами добычи нефти (СУ ПДН). Но такая оценка СУ ПДН не всегда способствует получению реальной целевой и технологических функций, а также возможных инноваций в применяемых классических непрерывных технологиях (КНТ) нефтевытеснения. Это может приводить к отрицательным результатам [4] из-за отсутствия своевременных исследований показателей эффективности на составных уровнях ГТК и особенно на поздних и завершающих стадиях разработки нефтегазовых залежей (РНЗ) на различных месторождениях.

Использование метода академика В.В. Кафарова при проектировании систем в смежной области нефтехимии [5] устанавливает предпосылки к совершенствованию методов исследований эффективностей СУ ПДН на системном [3], микро- [6] и макроуровнях [7]. В данной части статьи рассматриваются задачи оценки эффективности только на системном уровне ГТК с учетом новых технологий наиболее полной выработки нефтегазовых залежей [8–10].

Исходя из условий перечисленных задач, целью работы является определение системных показателей эффективности в форме приведенных величин. Достижение указанной цели основано на методах нефтепромышленной геологии и геофизики, теории управления и системологии.

Исходные представления для определения эффективностей. Решение задачи оценок системной эффективности выполняется, начиная с ранних стадий поиска нефтегазовых залежей и обустройства месторождений на основе технико-экономических обоснований [8]. В нефтепромышленной практике запуска в эксплуатацию систем РНЗ определяемые показатели экономической эффективности являются важным стимулом для определения их рентабельности. Но уже с ранних стадий их разработки требуется еще и технико-технологическая составляющая системной эффективности, связанная с необходимостью совершенствования их оценок при внедрении новых технологий нефтевытеснения из пластов.

Решение расширенной задачи определения системных эффективностей затрудняется при использовании метатехнологии добычи сланцевых углеводородов с наиболее полной выработкой эксплуатационного объекта продуктивного пласта [10]. Сущность задачи заключается во введении разрывно-координатных технологий (РКТ) при экстремальном управлении продуктивным пластом по геолого-геофизическим данным.

Рассмотрим в качестве исходных данных для решаемых задач последовательности выполняемых шагов при чередовании КНТ и РКТ на различных стадиях РНЗ по граф-схеме структурно-алгоритмической модели (рисунок 1). Представленная схема в виде направленного графа характеризуется следующими обозначениями вершин: $C_{экс}^{ран}$ и $C_{экс}^{пром}$ — ранняя и промежуточная стадии РНЗ при КНТ; $C_{экс}^{позд}$ и $C_{ис}^{позд}$ — поздние стадии РНЗ в гидроимпульсном режиме эксплуатации пластов и исследованиях их удаленных зон с реализацией РКТ; $C_{там}^{позд}$ и $O_{кин}^{позд}$ — поздние стадии РНЗ в гидроимпульсном режиме тампонирувания удаленных непродуктивных зон пластов в РКТ и оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для проверки условия КИН $\rightarrow 1,0$.

При нижней индексации отображаются многошаговый режим работы СУ ПДН i

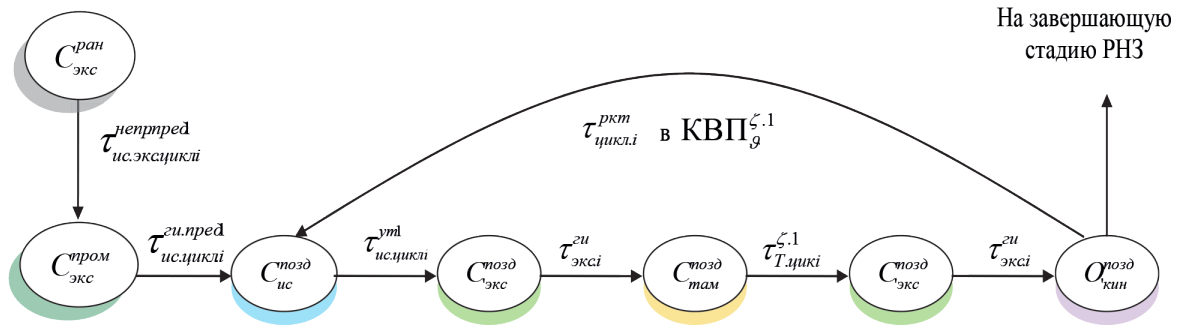


Рисунок 1. Граф-схема системной алгоритмической модели СУ ПДН

($i = \overline{1, n}$) и образование после каждого тампонирования удаленных зон количества траекторий ϑ ($\vartheta = \overline{1, o}$) во всех каналах выработки пластов КВП $_{\vartheta}^{\zeta, \phi}$. В верхней индексации обозначены число триад (кустов) ζ ($\zeta = \overline{1, s}$) по площади блочного разреза залежи с количеством прямых и перекрестных межскважинных связей ϕ ($\phi = \overline{1, 3}$). В приведенном примере РНЗ используются обозначения направления в прямых межскважинных траекториях КВП $_{1}^{\zeta, 1}$.

В обозначениях дуг приведены временные показатели выполняемых стадий РНЗ:

$\tau_{ис.экс.цикл.1}^{непр.пред1}$ — непрерывные циклы предварительных исследований и эксплуатации с разделяемыми управлениями закачиваемых порций трассирующих меток совместно с рабочим агентом под одним и тем же номинальным давлением эксплуатации $P_{экс.н1}^{\zeta, 1}$ для получения первоначальных протяженностей траекторий $l_{1}^{\zeta, \phi}$ КВП по сравнению с данными по инклинометрии $l_{1}^{инкл. \zeta, \phi}$ на ранней стадии РНЗ;

$\tau_{ис.цикл.1}^{зи.пред1}$ — гидроимпульсные циклы предварительных исследований с разрывными управлениями закачиваемых порций меток в упругом режиме при максимально допустимом давлении эксплуатации $P_{экс.мах}^{\zeta, 1}$ через кванты времени $\Delta\tau_{кв}$ и протяженностей $\Delta l_{кв}$ траекторий КВП, в паузе которых выполняется режим эксплуатации $\tau_{экс.1}^{зи}$ в КВП $_{1}^{\zeta, 1}$ при номинальном давлении $P_{экс.н1}^{\zeta, 1}$ на промежуточной стадии РНЗ;

$\tau_{ис.цикл.1}^{ум1}$ — циклы уточненных исследований выполняются аналогично, но в жестких режимах доставки порций трассирующих меток в заданные координаты непродуктивных межскважинных зон под давлением $P_{экс.мах}^{\zeta, 1} < P_{ис.1}^{ум \zeta, 1}$, предусматриваются также введение доопределяемых циклов исследований $\tau_{ис.цикл.1}^{дооп1}$ в жестких режимах доставки порций трассирующих меток в заданные координаты межскважинных зон под давлением $P_{ис.1}^{ум \zeta, 1} < P_{ис.}^{дооп \zeta, 1}$ на ранних этапах поздней стадии РНЗ;

$\tau_{Т.цикл.1}^{\zeta, 1}$ — циклы тампонирования точек, начиная с координаты близлежащей зоны к добывающей скважине под давлением доставки порции тампонажа $P_{ис.}^{дооп, \zeta, 1} < P_{Т.мах}^{\zeta, 1} < P_{сидр}^{\zeta, 1}$ (где $P_{сидр}^{\zeta, 1}$ — давление гидроразрыва в КВП $_{1}^{\zeta, 1}$) при начале позднего этапа поздней стадии РНЗ. Аналогично в паузах этих циклов осуществляется нефтевытеснение $\tau_{экс.1}^{зи}$ при номинальном давлении эксплуатации $P_{экс.н1}^{\zeta, 1}$. Таким образом, в эволюционном развитии КВП $_i$ осуществляется выработка требуемого объема (3D-пространства) эксплуатационного объема залежи.

Следует отметить, что представленная на рисунке 1 схема реализует экстенсивное (ускоренное) нефтевытеснение по координате дуги $\tau_{цикл.1}^{ркт}$. Для выполнения номинального (интенсивного) режима нефтевытеснения предусматривается связь этой дуги с предшествующей промежуточной стадией РНЗ ($S_{экс}^{пром}$).

Таким образом, реализация структурно-алгоритмического моделирования СУ ПДН устанавливает последовательность ввода методов КНТ и РКТ, обеспечивающих выполнение уточнений ее концептуальной модели на системном уровне. Показательно, что перечисленные последовательности выполняемых КНТ и РКТ могут служить критерием оценки эффективности на всех уровнях ГТК.

Определение эффективности ГТК при классическом подходе. В общем виде эффективность можно определить как оценочный атрибут при сопоставлении получаемого результата и затрат на его достижение. Определение равноурневой эффективности ГТК так или иначе связано с реализацией выполняемых динамическими СУ ПДН функций (планирования, прогнозирования, анализа, учета, контроля и регулирования).

Предметом реализации комплекса перечисленных функций СУ ПДН является ее ресурсоемкость (R) как на организационно-эконо-

мической, так и организационно-технической иерархиях. В современных СУ ПДН она определяется всеми видами промышленных (энергетических, природных, материальных, финансовых, трудовых) и информационных ресурсов. Если в реализации КНТ нефтевытеснения соблюдается постоянство в расходовании ресурсоемкости СУ ПДН ($R \rightarrow const$), то при РКТ необходим учет ее изменений в зависимости от реализуемых стадий РНЗ ($R \rightarrow var$).

В соответствии с представленными условиями на основе общесистемного подхода методологии исследований СУ ПДН (как вводной части системологии) была разработана [9] концептуальная схема в реализации системных законов и закономерностей. Она также отвечает требованиям реализации общесистемных свойств и принципов организации динамических СУ ПДН. В первую очередь, здесь предусматривается использование пяти общесистемных свойств: 1) целостности и членимости на элементы, 2) наличия связей между элементами, 3) упорядоченности (организованности) системы, 4) наличия интегративных свойств (качеств), 5) наличия цели функционирования и развития.

Использование общесистемных свойств в СУ ПДН позволяет выделить границы взаимодействующих подсистем в виде сложных СУ процессами нефтеизвлечения (ПН), а также сбора и подготовки продукции и закачиваемых в пласт рабочих агентов (воды). Для бесперебойной работы подсистем в динамике выполняемых процессов ГТК используются

общесистемные принципы системной организации СУ ПДН:

- а) принцип управляемости и наблюдаемости;
- б) принцип управления по возмущению;
- в) принцип оптимизации (адаптации);
- г) принцип обратной связи.

В этом же направлении совершенствования ГТК была обоснована структурно-функциональная (логическая) модель методологии исследований сложной СУ ПДН в основе процедур декомпозиции и композиции. Доступность для системного моделирования на логическом уровне части неопределенных условий формализуемости позволяет компенсировать их влияние на реализуемость систем при использовании математического аппарата атрибутов идентификации и адекватности. Общий недостаток модели — косвенная принадлежность атрибута эффективности и оценки его параметров в разных иерархиях СУ ПДН. Поэтому наиболее полную общесистемную структурно-функциональную модель сложной системы (СС как СУ ПДН и составных подсистем) можно проанализировать по схеме, представленной на рисунке 2.

Представленную схему можно определить как логическую общесистемную модель исследований (анализа и синтеза) СС. Если в процедурах анализа СС используются общесистемные свойства и принципы организации, то в их синтезе предусматриваются реализации комплексно системных свойств и двух групп принципов организации. Здесь к характеристикам фундаментальных свойств отно-

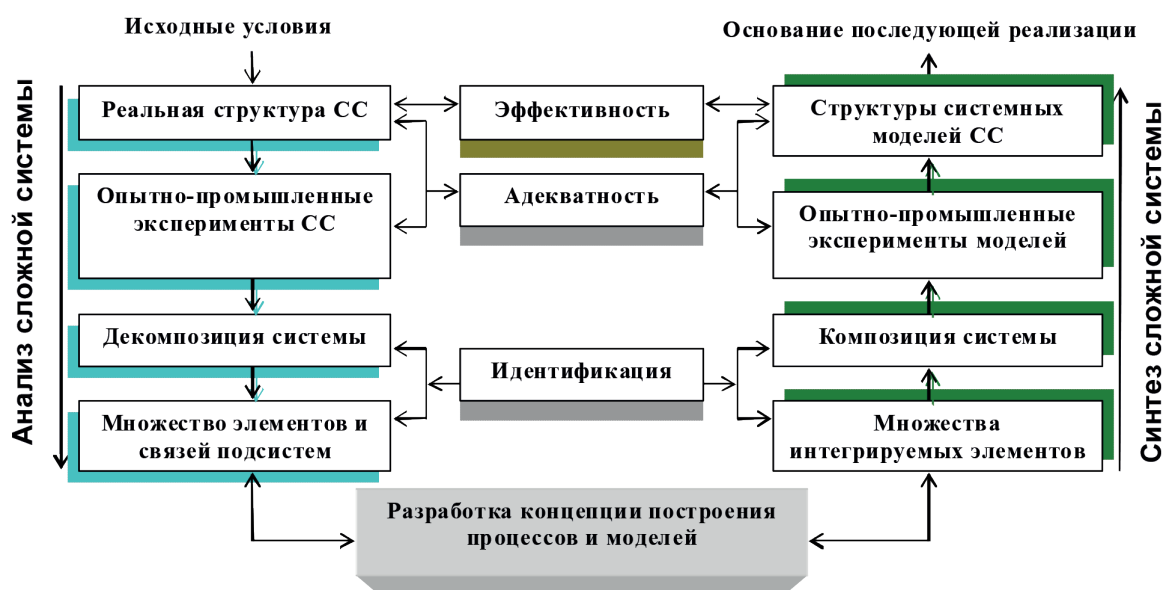


Рисунок 2. Схема общесистемной структурно-функциональной модели

сятся устойчивость и качество управления, грубость и линеаризуемость системы.

Для организационно-технической иерархии СУ ПДН используются принципы основной группы: единства функционально-структурных отношений, многоуровневой интеграции, согласованности и соединенности, инвариантности СУ и их элементов, иррегулярности, неоднозначной обусловленности, разнонаправленной активности, вариантности.

Для организационно-экономической иерархии СУ ПДН используются принципы дополнительной группы на основе бионического подхода, статистических методов и инструментария искусственного интеллекта. Например, принципы ситуационного управления, управления по прогнозированию, самообучения, самоорганизации, саморазвития, когнитивной структуризации и др. Выполняемые процедуры исследований (анализа и синтеза) выделенных подсистем на организационно-экономических и технических иерархиях СУ ПДН позволяют определить их структуры на микро- и макроуровнях ГТК с требуемой степенью детализации.

Исходя из представленных условий исследований СУ ПДН на организационно-экономической и технической иерархии устанавливается возможность оценки эффективности выполняемых процессов на системном, а также на микро- (технологическом) и макро- (техническом) уровнях ГТК. В соответствии с первой частью исследований оценок системных эффективностей в доперестроичном периоде нашей нефтедобывающей промышленности большое распространение находили методы В.М. Добкина и В.М. Платонова [8]. При переходе к рыночным отношениям широкое использование в оценках эффективностей находят следующие виды системных эффективностей с реализацией КНТ:

$$\mathcal{E}_{\text{сис}}^{\text{кнт}} = f \left\{ \begin{array}{l} C_c(t) = \sum_{i=1}^3 Z_i(t) / Q_n(t), \quad (a) \\ Pp(t) = B(t) - \sum_{j=1}^n Z_j(t) - H_n(t), \quad (б) \\ \sum_{j=1}^n K\delta \leq \sum_{j=1}^n (Po_j + Am_j), \mathcal{E}_{\text{нон}}^{\text{кнт}}(t), \quad (в) \end{array} \right. \quad (1)$$

при использовании следующих обозначений: $C_c(t)$ и $Q_n(t)$ — себестоимости тонны нефти и ее объемы добычи за определенный период времени t с учетом затрат Z_i ; $Z_1(t)$ и $Z_2(t)$ эксплуатационные и амортизационные затраты соответственно; $Z_3(t) \equiv An$ — затраты на аренду занимаемых площадей залежей; $Pp(t)$, $B(t)$ и $H_n(t)$ — прибыль от реализации продук-

ции, выручка и сумма налогов; капитальные вложения $K\delta$, в периоде окупаемости Po_j при амортизационном отчислении Am_j в j -ом году РНЗ с неостановленными режимами эксплуатации скважин.

В нефтепромысловой практике решение ограниченных задач контроля эффективностей (1) выполняется на основе абсолютных и относительных величин результатов за счет улучшения выполняемых процессов. Например, с учетом эффективности нефтеотдачи пласта $\mathcal{E}_{\text{нон}}^{\text{кнт}}(t)$ при первичных и вторичных методах воздействия [2]. Приведенные выражения (1) для различных функционалов экономических эффективностей отображают характер различных видов исследований на системных организационно-технических и экономических иерархиях СУ ПДН. При этом первое уравнение (1, а) для себестоимости получаемой нефти отражает характер основных технико-экономических эффективностей, т.е. как технологическую составляющую. Это уравнение в наибольшей степени отражает характер сопоставительной оценки эффективностей, вырабатываемых на микро- и макроуровнях ГТК.

Второе уравнение (1, б) для оценки прибыли используется при исследованиях инвестиций в организационно-экономической иерархии СУ ПДН. Инвестиционная составляющая эффективности используется в принятии решений о консервации залежи или продолжении финансирования ее разработки, поэтому не подлежит подробному рассмотрению в рамках данной статьи.

Последнее уравнение (1, в) в основе учета капиталовложений является дополнительной формой оценки эффективностей. Она используется как составляющая к технико-экономической эффективности (1, а), так и к инвестиционной составляющей (1, б) в разных иерархиях СУ ПДН. При этом наиболее представительным в выработке сопоставительной оценки эффективностей разных иерархий СУ ПДН является системозадающая динамическая подсистема ПН. Для реализации СУ ПН требуется переход от относительных и абсолютных численных форм эффективностей к приведенным формам показателей эффективностей в единичных долях.

Выводы системных эффективностей в приведенной форме. При реализации КНТ на ранних стадиях РНЗ используются обозначения эффективностей для различных функци-

аналогов в относительных единицах: (1, а) по себестоимости $\mathcal{E}_{cc}^{кит}(t)$; (1, б) по инвестициям $\mathcal{E}_{инв}^{кит}(t)$; (1, в) по капиталовложениям $\mathcal{E}_{кв}^{кит}(t)$. При вхождении залежи в поздние и завершающие стадии РНЗ используются РКТ, и тогда обозначения эффективностей осуществляются путем замены их верхних индексов, аналогично отмеченным.

Таким образом, можно найти вначале системную технико-экономическую эффективность по себестоимости в приведенной форме:

$$\mathcal{E}_{тэ.пр}^{сис}(t) = \left\{ \mathcal{E}_{cc}^{ркт}(t) - \mathcal{E}_{cc}^{кит}(t) \right\} / \mathcal{E}_{cc}^{ркт}(t), \quad (2)$$

характеризуемой единичными долями получаемых значений.

Аналогично уравнению (2), а также уравнениям (1, б) и (1, в) находятся приведенные эффективности по инвестициям $\mathcal{E}_{ин.пр}^{ркт}(t)$ и капиталовложениям $\mathcal{E}_{кв.пр}^{ркт}(t)$ соответственно. В связи с тем что эффективность по капиталовложениям $\mathcal{E}_{кв.пр}^{ркт}(t)$ в одинаковой степени используется в вышеприведенных $\mathcal{E}_{тэ.пр}^{ркт}(t)$ и $\mathcal{E}_{ин.пр}^{ркт}(t)$, то ею можно пренебречь или находить для каждой составляющей в виде среднеарифметического значения.

Исходя из указанных условий приведенный показатель эффективности на системном уровне можно определить при следующих их минимальных значениях в допустимом порядке и принятия решений консервации скважин:

$$P_{эф.сис}^{ркт} \cong \mathcal{E}_{тэ.пр}^{сис}(\min_{доп}) \rightarrow \mathcal{E}_{инв.пр}^{сис}(\min_{пр.кв}), \quad (3)$$

т.е. при соблюдении приоритета технико-экономической эффективности по отношению к оценке инвестиционной.

Обсуждение результатов и выводы. Предложенные методы оценки разных уровней эффективностей СУ ПН по концептуальной системной модели (рисунок 2) в КНТ значительно отличаются от инновационных методов РКТ (рисунок 1) в наиболее полной выработке нефтегазовой залежи. Показано,

что использование наработанного детерминированного математического аппарата СУ ПДН и их динамических подсистем наиболее полно отвечает их заведомо бесперебойному функционированию.

Проведенный вывод системного показателя эффективности указывает на первостепенную роль минимально допустимых значений приведенных технико-экономических показателей по отношению к минимально-критическим значениям инвестиционной эффективности, связанной с принятием решений консервации скважин. На основании проведенных исследований можно выделить следующие основные **выводы**:

1. При переходе от КНТ к РКТ обеспечивается эволюционное развитие системы РНЗ в поздней и завершающей стадиях. Показано, что в таком переходе наиболее существенными являются показатели эффективности в приведенной форме для сопоставительной оценки взамен слабо реализуемых оценок в абсолютной и относительной формах.

2. Определяющим в оценке системной эффективности является технико-экономический показатель по сравнению с инвестиционным показателем в принятии решений консервации скважин.

3. Определяемые системные показатели в приведенных формах являются общим базисом для сопоставительной оценки эффективностей на микро- и макроуровневых иерархиях ГТК.

Таким образом, оценки системной эффективности в приведенной форме являются определяющими в требованиях для последующей выработки сопоставительной оценки эффективностей на микро- и макроуровнях ГТК, т.е. в системах нефтевытеснения и технических средств геофизических информационно-управляющих систем соответственно.

4. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 516 с.

5. Кафаров В.В., Ветохин В.Н. Основы автоматизированного проектирования химических производств. М.: Химия, 1987. 536 с.

6. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. Calgary, Alberta: Blitzprint Lod., 2002. 246 p.

7. Lobanov V.M., Sviatokhin V.N. Measurements in Petroleum Geology and Geophysics // 6th EAGE Saint-Petersburg International Conference and Exhibition Session:

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Bertalanfy L. Von. General System Theory (Eodation, Devolopment Application). N.Y.: G. Brazillier, 1973.

2. Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хузин Р.Р. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений с применением энерго- и ресурсосберегающих технологий. Уфа: АН РБ, Гилем, 2011. 352 с.

3. Прангишвили И.В. Системный подход и общесистемные закономерности. М.: Синтез, 2000. 528 с.

Well Logging and Core Analysis. Saint-Petersburg, 2014. DOI: 10.3997/2214-4609.20140244.

8. Баталов С.А. Автоматизация системного комплекса нефтепромысла по технико-экономическим показателям // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 7. С. 13-21.

9. Баталов С.А. Разработка методологии исследования сложной системы нефтедобычи в генезисе // История науки и техники. 2011. № 2. С. 25-37.

10. 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. № 52 (7). P. 452-459. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6> (дата обращения: 15.05.2018).

REFERENCES

1. Bertalanfy L. Von. *General System Theory (Eodation, Development Application)*. N.Y., G. Brazillier, 1973.

2. Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Khuzin R.R. *Osvoenie trudnoizvlekaemih zasposov nefthenih mestorozhdeniy s primeneniem energo- b resyrsosberegayshih tehnologij* [Development of Hard-To-Recover Reserves of Oil Fields Using Energy- and Resource-Saving Technologies]. Ufa, AN RB, Gilem, 2011. 352 p. [in Russian].

3. Prangishvili I.V. *Sistemnij podhod i obshesistemnie zakonoternosti* [System Approach and System-Wide Laws]. Moscow, Sinteg, 2000. 528 p. [in Russian].

4. Lysenko V.D. *Innovatsionnaya razrabotka neftyanyah mestorozhdeniy* [Innovative Development of Oil Fields]. Moscow, LLC Nedra-Business Center, 2000. 516 p. [in Russian].

5. Kafarov V.V., Vetokhin V.N. *Osnovy avtomatizirovannogo proektirovaniya himicheskikh proizvodstv* [Fundamentals of Computer-Aided Design of Chemical Plants]. Moscow, Chemistry, 1987. 536 p. [in Russian].

6. Aziz K., Settari A. *Petroleum Reservoir Simulation*. Calgary, Alberta, Blitzprinr Lod., 2002. 246 p.

7. Lobankov V.M., Sviatokhin V.N. Measurements in Petroleum Geology and Geophysics. *6th EAGE Saint-Petersburg International Conference and Exhibition Session: Well Logging and Core Analysis*. Saint-Petersburg, 2014. DOI: 10.3997/2214-4609.20140244.

8. Batalov S.A. Avtomatizaciya sistemnogo kompleksa neftepromisla po tehniko-ekonomicheskim pokazatelyam [Automation of System of Complex Oilfield Technical and Economic Parameters] *Avtomatizaciya, telemehanizaciya i svyaz v neftyanoi promishlennosti — Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2010, No. 7, pp. 13–21. [in Russian].

9. Batalov S.A. Razrabotka metodologii issledovanij [Working out of Research Methodology of Complicated System of Oil Output in Genesis]. *Istoriya nauki i tehniki — History of Science and Engineering*, 2011, Vol. 2, No. 2, pp. 25-37. [in Russian].

10. 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, No. 52 (7), pp. 452–459. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6. Available at: <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6> (accessed 15.05.2018).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Баталов Сергей Алексеевич, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых исследований Центра исследования 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 исследования 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@ya.ru

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

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

e-mail: lobankov-VM@mail.ru