ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В СИСТЕМОЛОГИИ СОСТАВНЫХ УРОВНЕЙ. ЧАСТЬ 2. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА МИКРО- И МАКРОУРОВНЯХ

GEOLOGICAL-TECHNOLOGICAL COMPLEX EFFICIENCY IN THE SYSTEMOLOGY OF COMPOSITE LEVELS. PART 2. EFFICIENCY ASSESSMENT OF OIL EXTRACTION AT MICRO- AND MACRO-LEVELS

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 продолжение работы [1], связанной с общесистемным методом оценки системной эффективности, рассматриваются методы комплексно системных эффективностей на микро- и макроуровнях функционирования систем управления процессом нефтеизвлечения. Это связано с необходимостью повышения нефтевытеснения из продуктивных пластов и совершенствованием скважинной аппаратуры для получения геолого-геофизических данных в реальном времени. Целью работы является повышение точности определения эффективностей в сопоставительной оценке для разных уровней процесса нефтевытеснения. Решение основано на методах нефтепромысловой геологии и геофизики, системологии и метрологии. Для этого вначале рассматривается особенность системной организации геолого-геофизических исследований в реализации геолого-технологического комплекса.

Показано, что представление показателей эффективностей микро- и макроуровневых эффективностей в приведенной форме способствует более оперативному процессу нефтевытеснения. Это также способствует согласованию технологических и технических эффективностей с их системными эффективностями.

In continuation of the work [1], connected with the system-wide method of evaluating system efficiency, methods of complex system efficiencies at the micro- and macro-levels of functioning of oil recovery process control systems are considered. This is due to the need to increase oil displacement from productive formations and the improvement of down-hole equipment to obtain geological and geophysical data in real time. The aim of the work is to improve the accuracy of determining the effectiveness in a comparative assessment for different levels of the oil displacement process. The solution is based on the methods of oilfield geology and geophysics, systemology and metrology. To do this, first the feature of the system organization of geological and geophysical research

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

in the implementation of the geological and technological complex is considered.

It is shown that the presentation of indicators of the effectiveness of micro- and macro-level efficiencies in reduced form contributes to a more rapid oil displacement process. It also contributes to the alignment of technological and technical efficiencies with their systemic efficiencies.

Введение

Данная работа — завершающая по результатам оценки эффективности на системном уровне процессов добычи нефти (ПДН) [1]. Полученная в ней концептуальная модель на основе различных свойств и принципов организации систем управления (СУ) ПДН позволяет разбивать их на подсистемы в более глубоких циклах декомпозиции и синтеза на микро- и макроуровнях. Поэтому вначале требуется более подробная системная организация геолого-геофизических методов на месторождении с учетом разных стадий разработки нефтегазовых залежей (РНЗ) [2]. Поэтому проблему наиболее полной сопоставительной оценки эффективностей необходимо рассматривать при решении двух основных задач.

Первая решаемая задача на микроуровне геолого-технологического комплекса (ГТК) связана с проблемой совершенствования методов гидромеханики нефтевытеснения из продуктивных пластов [3] и многофазной скважинной гидродинамики [4] с учетом метатехнологии с разрывными управлениями эксплуатационных объектов [5, 6]. В таком подходе устанавливается возможность системного технологического синтеза СУ процессом нефтеизвлечения (ПН). Ко второй решаемой задаче на макроуровне оценки эффективности относится проблема особенностей использования средств скважинной телемеханики и глубинных датчиков для получения геофизических данных [7]. При этом атрибут эффективности не должен подменять собой атрибута надежности [8, 9] в системотехнической разработке аппаратуры.

Исходя из перечисленных условий целью работы является повышение точности определения эффективностей в сопоставительной оценке для разных уровней процесса нефтеизвлечения.

Решения указанных задач и выполнение цели исследований основаны на методах нефтепромысловой геологии и геофизики, системологии и метрологии.

Системная организация геолого-геофизических методов ГТК. В данном случае рассматриваются возможные комплексы методов геолого-геофизических исследований (ГГИ) на техногенных объектах ГТК по структуре системы РНМ (СРНМ). Проводимое ранее обоснование системной организации геофизических методов в ГТК [2] было выполнено на основе первого общесистемного свойства целостности и членимости. В результате выявлены методы и средства исследований по уже определенным на практике нефтепромысла стадиях РНМ: опытно-промышленной эксплуатации при запуске залежи; ранней; промежуточной и поздней.

Перечисленные условия характерны только для классических непрерывных технологий (КНТ) нефтевытеснения в пласте [3]. Фильтрация флюида выполняется только лишь в первичной межскважинной линии трубки тока, то есть траектории канала выработки пласта (КВП). Незначительные требования к точности определения дебитов жидкостей в скважинной гидродинамике [4] объясняются лишь приблизительной оценкой в упругой водонапорной эксплуатации КВП. Вторичные и третичные методы воздействия на КВП не могут обеспечить повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) свыше 0,26 и 0,43 для карбонатных и терригенных пластов. При использовании скважинной аппаратуры в кратковременных исследованиях вполне достаточным является применение показателей надежностей.

Но при разработке новых разрывно-координатных технологий (РКТ) нефтевытеснения, предусматривающих изменения координат траекторий КВП, в объеме одного из эксплуатационных объектов, требования ужесточаются. Это относится к необходимости совершенствования скважинной гидромеханики [5], структуры СУ ПН [6] и глубинной аппаратуры [7] при непрерывном определении оценок эффективностей [8, 9]. На рисунке 1 представлена обобщенная структурная схема методов ГГИ в ГТК, обеспечивающая перераспределение их задач на составных стадиях РНМ.

Рисунок 1. Обобщенная структурная схема методов ГГИ в ГТК

В представленной схеме, помимо существующих методов на практике нефтепромысла, впервые введены комплексные ГГИ при экстремальном управлении выработкой залежи.

С точки зрения системологии [1] геолого-промысловые методы реструктуризации фонда скважин выполняются при планировании, размещении скважин по данным сейсмо-

разведки, их бурении, обустройстве и эксплуатации. Получаемая информация используется при формировании баз данных (БД) для постоянно действующей геолого-технологической модели. Формирование первичных данных связано с выбором в СРНМ формы и плотности сетки скважин в предполагаемых кустах по площади залежи, образованием множеств технологических линеек функций

параметров физико-химических свойств флюидов (ФХСФ) и фильтрационно-емкостных свойств пластов (ФЕСП).

Второе общесистемное *свойство связи* позволяет определить возможные направления кустовых межскважинных связей. Здесь планируется образование протяженностей траекторий КВП с прямыми и перекрестными связями. При этом первичные протяженности их траекторий между зонами перфораций скважин определяются по данным инклинометрии.

Свойство упорядоченности взаимодействующих подсистем СУ ПН обуславливает систематизацию методов ГГИ в следующем порядке.

1. *Геолого-промысловые исследования* на стадии опытно-промышленной эксплуатации осуществляются во взаимодействии различных методов: а) исследований проб продукции устьевыми пробоотборниками и опробователями пластов на трубах (ОПТ); б) исследований устьевыми и сепараторными информационно-управляющими системами (ИУС); в) базовых гидродинамических исследований скважин (ГДИС) при определении кривых восстановления и стабилизации давлений, индикаторных и др.

2. *Методы ГГИ при непрерывной разработке залежи* осуществляются на ранней стадии РНЗ в основе расширенных комплексов ГИС в добуриваемых скважинах, стандартных комплексов ГИС и ГДИС, обеспечивающих реализацию метода трассирующих меток (МТМ) для корректировки протяженностей траекторий КВП с оценкой ФЕСП и КИН $\rightarrow 0,43$ (0,26) для терригенных (карбонатных) пород-коллекторов.

3. *Методы ГГИ при экстремальном управлении выработкой залежи* на промежуточной стадии с реализацией гидроимпульсных МТМ в упругом режиме уточнения протяженностей КВП и предварительных исследований ФЕСП. При переходе в поздние стадии РНЗ осуществляются РКТ при совмещении эксплуатации КВП в упругом режиме с жесткими режимами исследований и перенаправления потоков в их трубках токов. Здесь используются узкопрофильные методы ГИС и расширенные комплексы ГДИС, что способствует достоверной 3D оценке ФЕС и КИН $\rightarrow 1,0$ во всех КВП.

4. *Методы консервации залежей* реализуются на основе информации полной выра-

ботки флюидов во всех КВП с 3D оценкой ФЕС и КИН $\rightarrow 1,0$.

В соответствии со *свойством интегративных качеств* в СУ ПН (и СРНМ в целом) достигается новое качество, присущее системе в целом, но не имеющееся ни у одной подсистемы в отдельности; например, для СУ ПН в поздней стадии РНЗ это качество проявляется, когда на основе ГГИ можно вырабатывать управляющий интегральный сигнал и изменять с его помощью режим работы систем автоматики насосного оборудования для РКТ нефтевытеснения.

Реализация *свойства наличия цели функционирования* СУ ПН (или желаемого конечного ее результата) достигается в пределах некоторого интервала пространственно-временных координат; например при достижении максимума добычи нефти и КИН $\rightarrow 1,0$ с одновременной минимизацией затрат на их достижение.

При этом основой реализации СУ ПН с переменной структурой для различных стадий РНМ является соблюдение общесистемных принципов ее организации: управляемости и наблюдаемости, обратной связи, оптимизации и инвариантности по отношению к влияющим факторам.

Таким образом, определение особенностей реализации комплексных методов ГГИ служит основой оценки эффективностей подсистем СРНМ на микро- и макроуровнях их функционирования. Причем на *микроуровне* СУ ПН эффективность $\mathcal{E}_{\text{мик}}^{\text{кнт}}(t)$ дополняется частными атрибутами функциональных возможностей и живучести, а на *макроуровне* – атрибутами надежности, мобильности и сопровождаемости. При этом частные атрибуты не рассматриваются подробно, так как представляют собой предметы системотехнических исследований элементов СУ ПН.

Эффективность СУ ПН на микроуровне функционирования. В данном случае рассматривается оценка эффективности для КНТ и РКТ на примере КИН применительно к свойствам терригенного пласта. Здесь общепринято использование атрибута эффективности в КНТ $\mathcal{E}_{\text{мик}}^{\text{кнт}}(t)$, определяемого по выражению

$$\mathcal{E}_{\text{мик}}^{\text{кнт}} = f\{X, U, F, \mathcal{E}_{\text{ноп}}^{\text{кнт}}(t)\} \text{ при КИН} \rightarrow 0,43, \quad (1)$$

где X — вектор переменных состояния (внутрипластовых давлений); U — вектор управляющих воздействий (скважинные дебиты); F — вектор влияющих факторов (внутрипла-

стовых помех) [5] с учетом нетрадиционных эффектов нефтеотдачи пласта $\mathcal{E}_{ноп}^{кнт}(t)$.

На основе непрерывной нефтеотдачи пласта (НОП) по выражению (1) можно выделить обобщенный показатель эффективности микроуровня $\{P_{эф.мик}^{ркт}(t)\}$, характеризуемый основной технологической эффективностью $\mathcal{E}_{т.с}^{мик}(t)$ с РКТ и частной эффективностью $\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t)$ вероятной стойкости СУ ПН.

На основе РКТ эффективность вероятной стойкости $\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t)$ определяется как комплекс мероприятий по степени выработки залежи от нарушений нормального протекания фильтрационных процессов (не связанных с умышленными остановками действующих скважин). Для этого определяется базовый показатель относительного уменьшения вероятности наступления события нарушения нормального протекания процессов нефтевытеснения в связи с реализацией запланированных мероприятий. Тогда такой показатель приведенной эффективности как коэффициент повышения стойкости СУ ПН можно определить в виде:

$$\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t) = \{p_{сн}^{кнт}(t) - p_{сн}^{ркт}(t)\} / p_{сн}^{кнт}(t), \quad (2)$$

где $p_{сн}^{кнт}(t)$ и $p_{сн}^{ркт}(t)$ — вероятности нарушения фильтрационных процессов в номинальной системе с КНТ и в улучшенной СУ ПН с РКТ. Если эффективность $\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t)$ принимает отрицательное значение, то запланированные геолого-технологические мероприятия только снижают стойкость системы к воздействию дестабилизирующих факторов. Значения при $\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t) \approx 0$ характеризуют систему как малоэффективную. Значительное улучшение в развитии СУ ПН будет определяться как приведенная эффективность в соотношении $\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t) > 0,5$.

Суммарная технологическая эффективность $\mathcal{E}_{т.с}^{мик}(t)$ рассматривается по мере вхождения на ранние этапы поздней стадии РНЗ, когда объемная концентрация нефти при КНТ достигает фиксированной величины $\alpha_n^{кнт} \approx 0,02 \div 0,08$ с дебитом $Q_n^{кнт}$. При использовании РКТ дебит нефти возрастает за счет двойного эффекта: вовлечения в нефтевытеснение пленочной нефти при мощном встряхивании пласта под давлением исследований и тампонажа; вовлечения в нефтевытеснение изгибных зон в траекториях компаундирующих связей КВП. Исходя из этого можно определить оценку эффективности в следующем приоритетном соотношении:

$$\mathcal{E}_{ст.с}^{мик}(t) \rightarrow \mathcal{E}_{т.с}^{мик}(t) \quad P_{эф.мик}^{ркт}(t) \text{ при КИН} \rightarrow 1,0 \quad (3).$$

Полученное соотношение (3) можно использовать в сопоставительной оценке с экономической эффективностью ГТК.

Эффективности СУ ПН на макроуровне функционирования. С точки зрения КНТ техническую эффективность можно выразить в виде функционала:

$$\mathcal{E}_{мак}^{кнт} = f\{\Delta H(t), H_o(t), 3_{\Sigma}(t), C_{\kappa}(t), C_e(t), C_y(t)\}, \quad (4)$$

где используются следующие обозначения [8]: $\Delta H(t)$ — приращение вероятности невозникновения аварийной ситуации контроля относительно исходного значения вероятности $H_o(t)$; $3_{\Sigma}(t)$ — затраты, определяемые в сумме стоимостей операций контроля $C_{\kappa}(t)$, вспомогательных операций контроля $C_e(t)$ и убытка $C_y(t)$ из-за перебраковки. Суммарные затраты $3_{\Sigma}(t)$ в финансовом эквиваленте определяют выражение как частную эффективность на поставку технических средств, что неприменимо к анализу эффективности используемых скважинных приборов и оборудования.

Обобщенный показатель эффективности макроуровня развития СУ ПН в РКТ $\{P_{эф.мак}^{ркт}(t)\}$ на практике обычно сводится к вероятностным характеристикам надежности элементов автоматики и телемеханики, что зачастую приводит к противоречивым результатам. Приближение к детерминированным оценкам достигается с использованием метрологического анализа технических средств ГИС-контроля (рисунок 2).

В данной схеме этап интерпретации результатов ГГИ с этапом оценки данных интерпретации в геолого-геофизическом формате являются связующим звеном с этапом расчетов геолого-геофизических параметров. Обоснование показателей точности используемого метода ГИС-контроля начинается с подготовки аттестации используемой аппаратуры. При заданных диапазонах преобразований нормируются допустимые погрешности измерений для каждого измерительного канала.

Условия окружающей среды относительно скважинных приборов и результаты их градуировки с максимальными значениями погрешностей не должны превышать нормативных значений по параметрам и характеристикам, выявленных при метрологической аттестации (МА) методик выполнения измерений (МВИ). Здесь же рассматривается оценка точности интерпретации откалиброванных значений в рекомендуемых показателях МА МВИ. По ре-

Рисунок 2. Схема метрологического анализа технических средств ГИС-контроля

результатам интерпретации измерительная информация восстанавливается в форму измеряемых физических величин в пределах нормирования. Погрешности последующих этапов расчетов и моделирования приводят к погрешностям вычислительных операций, а также к методическим погрешностям в результате упрощений математических выражений в процессе моделирования.

Схема (рисунок 2) отображает результат готовности к скважинным исследованиям, следовательно, показатель эффективности $П_{эф.мак}^{ркт}(t)$ представляется эффективностями методических $\mathcal{E}_{мет.Σ}^{мак}(t)$ и технических $\mathcal{E}_{тех.Σ}^{мак}(t)$ средств. Оценка эффективности используемых методических средств регламентируется нормативными документами, например, в РД 39-4-1244-85 используется коэффициент эффективности исследований. Он представляется соотношением суммарного числа подтвердившихся заключений к общему числу опробованных (испытанных) пластов, а также подобных коэффициентов подтверждаемости и достоверности заключений, однозначности положительных и отрицательных заключений, а также пропуска продуктивных пластов. Перечисленные коэффициенты отражают только организационную составляющую результатов отчетности скважинных исследований.

Базовым элементом любой скважинной МВИ является ее модель объекта, например, динамические модели дебитометрии скважинных сред (Q_c) в интегральных и дифференциальных профилях приемистостей и притоков действующих скважин. Выходным результатом такой методики является эффективность в ее номинальной форме $\mathcal{E}_{мет.н}^{мак}(t) = f(Q_c, N_{Σδ}, δ_Q, δ_{Σδ}, t)$ при нормировании приведенных погрешностей $δ_Q$ как самой модели Q_c , так и используемых датчиков $δ_{Σδ}$ в количестве $N_{Σδ}$ для измерений разных физических величин во время t исследований на устьях и прискважинных зонах пласта.

Методическая эффективность улучшенной формы стойкости $\mathcal{E}_{мет.у}^{мак}(t) = f(\mathcal{E}_{мет.н}^{мак}(t), δ_{Qo}, δ_{Σdo})$ определяется условиями нормирования приведенных погрешностей при исследованиях на метрологических стендах ($δ_{Qo}$) и погрешностей ($δ_{Σdo}$) при введении в комплексы датчиков образцовых мер. Поэтому на основе общесистемного принципа сигнальной инвариантности обеспечивается минимизация погрешностей $δ_{Σδ} \rightarrow δ_{Σdo} \rightarrow 0$. Тогда приведенную форму методической эффективности можно представить как

$$\mathcal{E}_{мет.Σ}^{мак}(t) = \{\mathcal{E}_{мет.у}^{мак}(t) - \mathcal{E}_{мет.н}^{мак}(t)\} / \mathcal{E}_{мет.у}^{мак}(t). \quad (5)$$

Реализуемость МВИ для этой цели позволяет перейти к анализу соотношений эффек-

тивностей на макроуровне исследований. При этом обобщенный показатель эффективности находится как среднеарифметическое с учетом ограничений:

$$P_{\text{эф.мак}}^{\text{ркт}}(t) = \{\mathcal{E}_{\text{мет.}\Sigma}^{\text{мак}}(t) + \mathcal{E}_{\text{тех.}\Sigma}^{\text{мак}}(t)\} / 2, \\ \text{когда } \mathcal{E}_{\text{мет.}\Sigma}^{\text{мак}}(t) \rightarrow \mathcal{E}_{\text{тех.}\Sigma}^{\text{мак}}(t) \leq 1,0. \quad (6)$$

Для выражения (6) анализ технической эффективности $\mathcal{E}_{\text{тех.}\Sigma}^{\text{мак}}(t)$ можно выполнить на основе его информационного критерия с учетом энтропии преобразуемых скважинных гидродинамических величин. Но она, также как и показатели надежности приборов контроля, выражается через вероятностные характеристики.

Детерминированную оценку можно также представить через номинальную эффективность $\mathcal{E}_{\text{тех.н}}^{\text{мак}}(t) = f(N_{\Sigma\text{ИК}}, \delta_{\text{ИК}}, l_{\text{КС}}, \delta_b, t)$ используемых многоканальных телеметрических систем с количеством $N_{\Sigma\text{ИК}}$ измерительных каналов (ИК), протяженности $l_{\text{КС}}$ каналов связи (КС); далее используется нормирование приведенных погрешностей $\delta_{\text{ИК}}$ как ИК, так и погрешностей $\delta_{\Sigma\delta}$ от провисания кабеля со скважинным прибором. Эффективность улучшенной формы $\mathcal{E}_{\text{тех.у}}^{\text{мак}}(t) = f(\mathcal{E}_{\text{тех.н}}^{\text{мак}}(t), \delta_{\text{ИК}0}, \delta_{\text{Io}})$ определяется условиями нормирования приведенных погрешностей от ИК ($\delta_{\text{ИК}0}$) и погрешностей от провисания кабеля (δ_{Io}). Поэтому на основе общесистемного принципа сигнальной инвариантности обеспечивается минимизация погрешностей $\delta_{\text{ИК}} \rightarrow \delta_{\text{ИК}0} \rightarrow 0$. Погрешность доставки датчиков в заданные координаты глубин зависит от провисания кабеля и устраняется с использованием радиоактивного плотнера. Тогда приведенную техническую эффективность можно выразить в виде:

$$\mathcal{E}_{\text{тех.}\Sigma}^{\text{мак}}(t) = \{\mathcal{E}_{\text{тех.у}}^{\text{мак}}(t) - \mathcal{E}_{\text{тех.н}}^{\text{мак}}(t)\} / \mathcal{E}_{\text{тех.у}}^{\text{мак}}(t). \quad (7)$$

Получаемые величины на основе выражения (7) в сопоставительной форме используются для дальнейшего определения обобщенного показателя эффективности $P_{\text{эф.мак}}^{\text{ркт}}(t)$.

Обсуждение результатов и выводы.

Предложенные методы оценки эффективности СУ ПН на разных ее уровнях реализуют алгоритм исследований в общесистемном подходе, позволяют определить степень сложности систем и систематизацию методов ГГИ. При этом комплексную оценку эффективности на микро- и макроуровнях по результатам полученных выражений (2), (3), (6) и (7) можно определить из соотношения их обобщенных показателей в виде:

$$P_{\text{эф.мак}}^{\text{ркт}}(t) \rightarrow P_{\text{эф.мак}}^{\text{ркт}}(t) \text{ при КИН} \rightarrow 1,0 \quad (8)$$

и дополнить условием резкого снижения системной эффективности на завершающей стадии РНМ $P_{\text{эф.сис}}^{\text{ркт}}(t) \rightarrow \min$ по сравнению с предыдущими стадиями.

На основании проведенных исследований определены следующие основные выводы.

1. В приведенной постановке определения эффективности в вероятной стойкости СУ ПН на микроуровне функционирования выделяются оценки координат траекторий развиваемых КВП, в объеме эксплуатационного объекта при КИН $\rightarrow 1,0$. Очевидно, что такую более успешную оценку в детерминированном подходе можно выполнить на основе технических средств межскважинного прозвучивания и вертикального сейсмического профилирования.

2. При переходе от КНТ к РКТ обеспечивается эволюционное развитие СУ ПН на поздней и завершающей стадиях РНЗ. Показано, что при таком подходе можно получить показатели эффективностей в приведенной форме для сопоставительной оценки взамен слабо реализуемых оценок в абсолютной и относительной формах.

3. Оценки методических и технических эффективностей на макроуровне СУ ПН выполняются на основе метрологического обеспечения в детерминированном подходе с приведенными формами их показателей в функциональной зависимости от приведенных погрешностей измерений.

4. Полученные показатели эффективностей в приведенных формах позволяют найти вероятные условия КИН $\rightarrow 1,0$ при их сопоставительной оценке на микро- и макроуровнях СУ ПН при заметном снижении системной эффективности на завершающей стадии РНМ.

Таким образом, в системологии можно выявить сопоставительные оценки эффективностей на разных уровнях ГТК, обуславливающих специфики внутрисистемного и межсистемного взаимодействия сложных подсистем в соответствии алгоритмам исследований по концептуальной системной модели [1]. Показательно, что данный комплексно системный подход в исследованиях может использоваться в различных областях нефтехимии и газодинамике для создания сложных процессов в различных отраслях промышленности, социальных систем управления и т.п.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баталов С.А., Андреев В.Е., Лобанков В.М. Эффективность геолого-технологического комплекса в системологии составных уровней. Часть 1. Оценка эффективности процессов добычи нефти на системном уровне // Нефтегазовое дело. 2019. № 4. Т. 17. С. 16–23.
2. Коноплев Ю.В. Организация системного геофизического контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений // Каротажник. 1996. № 22. С. 93–100.
3. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ruzhik V.M. *Theory of Fluid Flows through Natural Rocks*. London, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.
4. Barnea D., Taitel Y. Structural and Interfacial Stability of Multiple Solutions for Stratified Flow // *Int. J. Multiphase Flow*. 1992. Vol. 18. No. 6. P. 821–830.
5. 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).
6. Баталов С.А. Синтез многоинтервальной структуры многосвязной системы нефтеизвлечения для полной выработки ликвидируемых месторождений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 7. С. 27–35.
7. Лобанков В.М. Основы метрологии геофизических измерений. Градуировка, калибровка и поверка скважинной геофизической аппаратуры. Уфа: Новый стиль, 2009. 152 с.
8. Неразрушающий контроль и диагностика. М.: Машиностроение, 2005. 656 с.
9. Цапенко М.П. Измерительные информационные системы. М.: Энергоатомиздат, 1985. 439 с.

REFERENCES

1. Batalov S.A., Andreev V.E., Lobankov V.M. Effektivnost geologo-technologicheskogo kompleksa v sistemologii sostavnykh urovney. Chast 1. Otsenka effektivnosti protsessov dobychi na sistemnom urovne [Geological-Technological Complex Efficiency in the

Systemology of Composite Levels. Part 1. Efficiency Assessment of Oil Production Processes at System Level]. *Neftegazovoye delo — Oil and Gas Business*, 2019, No. 4, Vol. 17, pp. 16–23. [in Russian].

2. Konoplev Yu.V. Organizatsiya sistemnogo geofizicheskogo kontrolya za razrabotkoy neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Organization of System Geophysical Control over the Development of Oil and Gas Fields]. *Karotazhnik — Karotazhnik*, 1996, No. 22, pp. 93–100. [in Russian].

3. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ruzhik V.M. *Theory of Fluid Flows through Natural Rocks*. London, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.

4. Barnea D., Taitel Y. Structural and Interfacial Stability of Multiple solutions for Stratified Flow. *Int. J. Multiphase Flow*, 1992, Vol. 18, No. 6, pp. 821–830.

5. 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).

6. Batalov S.A. Sintez mnogointervalnoy struktury mnogosviyaznoy sistemy nefteizvlecheniya dlya polnoy virabotky likvidiruemykh mestorozhdeniy [Synthesis of a Multi-Interval Structure of a Multiply-Connected Oil Recovery System for the Full Development of Liquidated Fields]. *Avtomatizatsiya i svyazi v neftanoy i gazovoy promislennosti — Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2008, No. 7, pp. 27–35. [in Russian].

7. Lobankov V.M. *Osnovy metrologii geofizicheskikh izmereniy. Graduirovka, kalibrivka i poverka skvazhinnoy geofizicheskoy apparatury* [Fundamentals of Metrology Geophysical Measurements. Graduation, Calibration and Calibration of Downhole Geophysical Equipment]. Ufa, New Style, 2009. 152 p. [in Russian].

8. *Nerazryshayushchiy kontroly i diagnostika* [Non-Destructive Testing and Diagnostics]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 2005. 656 p. [in Russian].

9. Tsapenko M.P. *Izmeritelnye informatsionnye sistemy* [Measuring Information Systems]. Moscow, Energoatomizdat, 1985. 439 p. [in Russian].

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