



УДК 622.276:658.562

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

## ВОЗМОЖНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ

С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, Н.Г. Лузина<sup>1</sup>, Д.С. Лобанов<sup>1</sup>, Р.И. Емашов<sup>1</sup>

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг “ПермНИПИнефть”» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## OPPORTUNITIES OF OPERATIONAL CONTROL OF RESIDUAL RECOVERABLE RESERVES AT DIFFERENT STAGES OF OIL PRODUCTION OBJECTS DEVELOPMENT

S.V. Galkin, T.B. Poplauhina, N.G. Luzina<sup>1</sup>, D.S. Lobanov<sup>1</sup>, R.I. Emashov<sup>1</sup>

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

<sup>1</sup>PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 23.07.2019. Принята / Accepted: 01.11.2019. Опубликована / Published: 27.12.2019

### Ключевые слова:

остаточные извлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, эксплуатационный объект, проектирование разработки нефтяных месторождений, геолого-экономическая оценка запасов, характеристики вытеснения, темп падения добычи нефти.

Оценка коэффициентов извлечения нефти на основе геолого-гидродинамического моделирования требует больших финансовых и временных затрат. В результате пересчеты извлекаемых запасов углеводородов выполняются через длительное время и в пределах значительных временных интервалов их оценки не корректируются. Утвержденные коэффициенты извлечения нефти могут значительно терять актуальность в связи с изменением экономических условий разработки или несоответствием фактических условий разработки проектным. Для достоверной оценки остаточных извлекаемых запасов нефтяных эксплуатационных объектов крайне важно оперативно контролировать обоснованность коэффициентов извлечения нефти, в том числе его объективную достижимость в конкретные временные сроки.

В статье на примере нефтяных месторождений Пермского региона выполнен анализ практики проведения ежегодной геолого-экономической оценки запасов по международным стандартам. Сделан вывод о необходимости аналогичного контроля извлекаемых запасов нефти, подсчитываемых по российской классификации. Известно несколько направлений оперативного контроля оценки утвержденных коэффициентов извлечения нефти: применение аналого-статистических методов, характеристик вытеснения, анализ темпов падения добычи. Методы основаны на различных физических закономерностях, их эффективность во многом зависит от качества исходной информации и стадии разработки эксплуатационного объекта, от экономических условий.

На конкретных примерах рассмотрена эффективность контроля утвержденных коэффициентов извлечения нефти. Для ранних стадий разработки при этом наиболее эффективно применение многомерных аналого-статистических зависимостей на основе геологических показателей, построенных для конкретных эксплуатационных объектов. Длительный период разработки месторождений Пермского края и достаточно большое количество объектов, находящихся на поздних стадиях выработки, позволяют реализовать такой статистический подход.

На поздних стадиях большую достоверность приобретают методы на основе характеристик вытеснения и темпов падения добычи нефти с учетом экономического предела рентабельности разработки. В качестве контроля могут быть использованы статистические зависимости с привлечением не только геологических, но и технологических показателей. Комплексное использование различных методических подходов позволяет более надежно оценить остаточные извлекаемые запасы эксплуатационных объектов.

### Key words:

residual recoverable reserves, oil recovery coefficient, production object, oil field development design, geological and economic reserves assessment, displacement characteristics, oil production decline rate.

Assessment of oil recovery coefficients based on geological and hydrodynamic modeling requires large financial and time costs. As a result, recalculations of recoverable hydrocarbon reserves are carried out after a long time and are not adjusted within significant time intervals. Approved oil recovery factors can significantly lose relevance due to changes in the economic conditions of development or the discrepancy between the actual conditions of development and design. For a reliable assessment of the residual recoverable reserves of oil production objects, it is extremely important to quickly monitor the validity of the oil recovery factors, including its objective attainability in specific time frames.

The article analyzes the practice of conducting annual geological and economic reserves assessment according to the international standard using the example of oil fields in the Perm region. The conclusion is drawn on the need for a similar control of recoverable oil reserves, calculated according to the Russian classification. Several areas of operational monitoring of the approved oil recovery coefficients assessment are known: the use of analog-statistical methods, displacement characteristics, and analysis of the production decline rate. The methods are based on various physical laws; their effectiveness largely depends on the quality of the initial information and the stage of development of the production objects, on economic conditions.

Using specific examples, the effectiveness of approved oil recovery factors control is considered. For the early stages of development, the most effective is the use of multidimensional analog-statistical dependencies based on geological indicators built for specific operational facilities. A long period of deposits development in the Perm Krai and a sufficiently large number of objects located in the late stages of development allow us to implement such a statistical approach.

In the late stages, methods based on the displacement characteristics and the oil production decline rate take on greater reliability, taking into account the economic limit of development profitability. As a control, statistical dependencies can be used involving not only geological, but also technological indicators. The integrated use of various methodological approaches allows a more reliable assessment of the residual recoverable reserves of production objects.

**Галкин Сергей Владиславович** – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 902 631 20 13, e-mail: doc\_galkin@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

**Поплаухина Татьяна Борисовна** – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 912 881 79 39, e-mail: poplauhinatb@gmail.com).

**Лузина Нина Геннадьевна** – ведущий инженер отдела геолого-экономической оценки запасов месторождений (тел.: +007 342 233 61 94, e-mail: Nina.Luzina@pnn.lukoil.com).

**Лобанов Дмитрий Сергеевич** – инженер первой категории отдела геолого-экономической оценки запасов месторождений (тел.: +007 342 233 61 93, e-mail: Dmitrij.Lobanov@pnn.lukoil.com).

**Емашов Роман Игоревич** – начальник отдела геолого-экономической оценки запасов месторождений (тел.: +007 342 233 61 99, e-mail: Roman.Emashov@pnn.lukoil.com).

**Sergey V. Galkin** (AuthorID in Scopus: 36711675500) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Dean of the Mining and Oil Faculty (tel.: +007 902 631 20 13, e-mail: doc\_galkin@mail.ru). The contact person for correspondence.

**Tatyana B. Poplauhina** (Author ID in Scopus: 36712371500) – PhD in Engineering, Associate Professor, PhD in Engineering (tel.: +007 342 219 82 07, e-mail: poplauhinatb@gmail.com).

**Nina G. Luzina** (Author ID in Scopus: 55531632200) – Leading Engineer of the Department of Geological and Economic Assessment of Field Reserves (tel.: +007 342 233 61 94, e-mail: Nina.Luzina@pnn.lukoil.com).

**Dmitriy S. Lobanov** – 1<sup>st</sup> Category Engineer of the Department of Geological and Economic Assessment of Field Reserves (tel.: +007 342 233 61 93, e-mail: Dmitrij.Lobanov@pnn.lukoil.com).

**Roman I. Emashov** – Head of the Department of Geological and Economic Assessment of Field Reserves (tel.: +007 342 233 61 99, e-mail: Roman.Emashov@pnn.lukoil.com).

## Введение

При определении остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) и проектировании разработки нефтяных месторождений основной характеристикой, определяющей достоверность прогнозных расчетов, является точность оценки коэффициента извлечения нефти (КИН). Величина КИН характеризует долю начальных извлекаемых запасов (НИЗ), которая может быть извлечена из недр от начальных геологических запасов (НГЗ) при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Наиболее распространенным методом оценки КИН является цифровое геолого-гидродинамическое моделирование (ЦГГМ), при котором с помощью программных средств имитируются процессы, протекающие при разработке нефтяных залежей. Данный метод внедрен в нефтедобывающей отрасли России с середины 90-х гг. XX в., рекомендован к использованию действующим регламентом [1]. На основе ЦГГМ рассчитываются различные варианты разработки нефтяных залежей, отличающиеся фондом добывающих и нагнетательных скважин, темпами отбора запасов и др. Примеры эффективного использования ЦГГМ при проектировании разработки нефтяных месторождений приведены в работах [2–4], в том числе для территории Пермского края [5–10]. Наиболее экономически обоснованный вариант разработки месторождения утверждается в уполномоченных государственных органах, каждый эксплуатационный объект при этом характеризуется проектным  $КИН_{пр}$ .

Несомненно, что построение ЦГГМ при наличии кондиционных геолого-технологических данных является наиболее надежным способом определения КИН. Однако данный метод требует очень больших финансовых и временных затрат, что приводит к значительным временным интервалам между расчетами  $КИН_{пр}$ , которые в большинстве случаев превышают 10 лет. В результате с течением времени утвержденные  $КИН_{пр}$  могут значительно терять актуальность как ввиду несоответствия проектных показателей разработки фактическим, так и в связи с изменением экономических условий разработки. С учетом этого для эксплуатационных объектов крайне важно оперативно контролировать обоснованность  $КИН_{пр}$ , в том числе его

объективную достижимость в конкретные временные сроки.

Субъективность оценки КИН эксплуатационного объекта, хотя бы вследствие влияния на его величину плотности разбуривания и системы разработки, значительно выше, чем при оценке НГЗ. Достоверное определение КИН возможно только при использовании научно обоснованных методических подходов, комплексно учитывающих геолого-технологические условия разработки нефтяных эксплуатационных объектов.

## Влияние степени изученности запасов нефти на эффективность методов оперативного контроля КИН

Известно несколько направлений оперативного контроля оценки утвержденных КИН: применение аналого-статистических методов, характеристик вытеснения, анализ темпов падения добычи нефти. Методы основаны на различных физических закономерностях, их эффективность во многом зависит от качества исходной информации и стадии разработки эксплуатационного объекта. Комплексное использование различных подходов позволяет более надежно оценить ОИЗ эксплуатационных объектов.

В настоящее время оперативный контроль состояния запасов углеводородов прежде всего связан с геолого-экономической оценкой запасов (ГЭОЗ) по международным стандартам. Отечественные нефтедобывающие предприятия ежегодно выполняют ГЭОЗ, результаты утверждаются международными аудиторами в виде годового отчета по запасам [11–13]. На взгляд авторов, практика оперативного (ежегодного) контроля должна быть предусмотрена и для контроля ОИЗ нефтяных месторождений, утвержденных по российской классификации.

Особенностью российской (ранее советской) классификации запасов углеводородов является ориентированность на степень геологической изученности. Необходимость учета стоимости запасов и гармонизации с основными международными классификациями предопределили видоизменения российской классификации, что по поручению правительства РФ принято к реализации с 2002 г. [14]. Одними из важнейших должны являться экономические критерии оценки запасов, что позволяет государству реализовывать более эффективную политику по стимулированию инвестиций в нефтегазовую промышленность [15]. Итогом работы в данном

направлении на сегодняшний день явилась «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (2013 г.) [16].

В работах [15, 17, 18] отмечены проблемы действующей российской классификации именно в части недостаточного учета в ней экономических критериев. Оперативный контроль ОИЗ с учетом экономической рентабельности их разработки может во многом сгладить эту проблему. Эффективность методов такого контроля КИН в значительной степени определяется степенью изученности эксплуатационного объекта и, соответственно, стадией его разработки.

Разнообразие геологических условий и применяемых систем разработки не позволяет во всех случаях однозначно определять стадию разработки конкретного месторождения [19]. Для решения этой задачи обычно комплексно учитывают показатели среднего темпа отбора жидкости, обводненность продукции скважин, перевод фонда скважин на механизированный способ добычи, рост газового фактора [20]. Для Пермского края на 2018 г. стадийность разработки эксплуатационных объектов распределена следующим образом: 9,6 % объектов – первая; 21,6 % – вторая; 66,1 % – третья; 2,7 % – четвертая стадии.

#### **Применение аналого-статистических методов при оценке КИН эксплуатационных объектов ранних стадий разработки**

Очевидно, что в процессе разработки нефтяного месторождения на КИН влияет большое количество факторов: как геологических, обусловленных особенностями эксплуатационных объектов, так и технологических, определенных условиями разработки. На начальных стадиях разработки достоверность информации часто невысока, что в том числе значительно снижает качество ЦГМ. В таких условиях, на взгляд авторов, наиболее эффективным является оперативная оценка КИН на основе аналого-статистических моделей.

Аналого-статистические методики оценки КИН в Пермском регионе применяются с 80-х гг. прошлого века [21–24]. Перспективным при этом признано использование многомерных аналого-статистических зависимостей, позволяющих оценивать КИН<sub>ст</sub> на основе комплекса геолого-технологических показателей. Статистические методы более устойчивы к качеству исходной фактической информации, ввиду чего они могут

реализовываться на основе данных по усредненным геолого-технологическим характеристикам разработки месторождений. Это позволяет с их помощью контролировать достоверность ЦГМ, что особенно актуально при проектировании новых нефтяных месторождений и решении задач оперативной оценки ОИЗ.

Наиболее полный анализ эффективности применения аналого-статистических методов оценки КИН<sub>ст</sub> для территории Пермского края приведен в работе [25]. В результате сделаны выводы о сложности адаптации для Пермского края методик, разработанных для других территорий (КИНГ, АРІ, ООО «ТатРИТЭЖнефть» и др.). Более обоснованным признано применение статистических зависимостей при анализе разработки «родных» месторождений и для конкретных эксплуатационных объектов (Бш, Тл-Бб-Мл, Т-Фм) [25]. Длительный период разработки месторождений Пермского края и достаточно большое количество объектов, находящихся на поздних стадиях выработки, позволяют реализовать такой статистический подход. Примеры успешного применения статистических зависимостей для эксплуатационных объектов Пермского края приведены в работах [25–28].

При использовании аналого-статистических зависимостей важно понимать необходимость их оперативного обновления. В противном случае статистические методики не учитывают новые технологические возможности разработки, системно занижая КИН. В связи с этим при выполнении расчетов по относительно «старым» зависимостям необходимо полученные прогнозные оценки КИН<sub>ст</sub> сопоставлять с недавно принятыми КИН<sub>пр</sub> по объектам-аналогам.

#### **Применение характеристик вытеснения при оценке КИН эксплуатационных объектов поздних стадий разработки**

В случае устойчивой динамики изменения технологических показателей разработки и выработки остаточных запасов при решении оперативных задач проектирования создаются благоприятные условия для применения статистических моделей экспресс-оценок [29]. При этом одной из ключевых характеристик, влияющих на прогноз выработки запасов эксплуатационных объектов, является динамика обводненности продукции скважин [30].

В работах [31, 32] для залежей, разрабатываемых с заводнением пластов, приведены модели прогноза динамики обводненности ( $w$ ) от выработки запасов ( $\eta$ ). Зависимости  $w = f(\eta)$  построены отдельно для терригенных и карбонатных залежей в различных диапазонах вязкостей нефти с учетом динамики движения фонда скважин, а также влияния геолого-технических мероприятий (ГТМ) по снижению водопритока. Примеры результатов расчетов приведены на рис. 1, а, б.

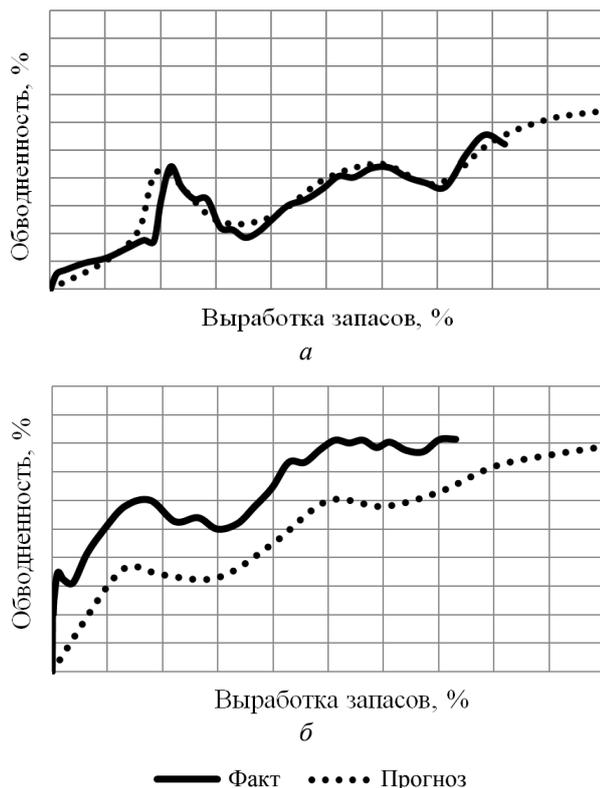


Рис. 1. Динамика изменения фактической и модельной обводненности от выработки запасов при достоверной (а) и завышенной (б) оценке проектного КИН эксплуатационного объекта

Для подавляющего большинства эксплуатационных объектов (см. рис. 1, а) установлено соответствие прогнозных и фактических динамик  $w = f(\eta)$ . Это свидетельствует о достоверности оценки КИН<sub>пр</sub>, что и должно наблюдаться на поздних стадиях разработки. Значимые отклонения от прогнозных моделей, которые установлены примерно в 5 % случаев, связаны с неверной оценкой НИЗ, а значит и КИН<sub>пр</sub>. Фактическая обводненность выше модельной для эксплуатационных объектов с завышенными по сравнению с фактическими выработкой запасов и КИН<sub>пр</sub>.

На рис. 1, б при  $w = 60$  % фактическая  $\eta$  составляет 19 % против 25 % по зависимости  $w = f(\eta)$ . Тогда при неизменности накопленной добычи нефти коэффициент снижения НИЗ можно оценить как  $19/25 = 0,76$ . Учитывая, что НГЗ на поздних стадиях разработки подсчитывается достаточно точно, этот же коэффициент (0,76) можно принять и для снижения КИН<sub>пр</sub>. Если фактическая обводненность ниже модельной при одинаковой выработке, то имеет место, наоборот, занижение реальных НИЗ и КИН<sub>пр</sub>. В обоих случаях при несоответствии фактической динамики КИН<sub>пр</sub> модельной для эксплуатационных объектов рекомендуется пересмотр результатов оценки КИН<sub>пр</sub>. Выполненный по результатам работ [31, 32] для подобных объектов пересчет запасов нефти подтвердил этот вывод.

В качестве альтернативных также широко применяются и могут быть рекомендованы характеристики вытеснения, по которым извлекаемые запасы нефти определяются по особенностям вытеснения непосредственно без учета информации о НГЗ и КИН.

По объектам, имеющим обводненность более 50 %, хорошо зарекомендовали себя в Пермском регионе следующие характеристики:

$$Q_n = f(\ln Q_{ж}) - \text{Б.Ф. Сазонова,}$$

$$Q_{ж}/Q_n = f(Q_v) - \text{С.Н. Назарова - Н.В. Сипачева,}$$

$$Q_n = f(1/Q_{ж}) - \text{Г.С. Камбарова,}$$

где  $Q_n$ ,  $Q_{ж}$ ,  $Q_v$  – накопленные добычи нефти, жидкости и воды соответственно.

Результаты анализа многочисленных материалов по технико-экономическому обоснованию КИН и проектов доработки залежей показали следующее: все характеристики имеют ряд недостатков, связанных с тем, что они получены при определенных допущениях. В связи с этим целесообразным является установление границ применимости характеристик вытеснения для различных геолого-физических условий и стадий разработки залежей [33, 34].

#### Использование результатов ежегодной геолого-экономической оценки запасов

Особенностью ГЭОЗ является ежегодная корректировка величин и категорийности запасов на основе комплексного учета геологических, технологических и экономических факторов. При этом пересматривается вся информация, влияющая на состояние запасов и их категории:

лицензии, горные отводы, подсчет или пересчет запасов, бурение, испытание, перфорация, сейсморазведка 3D, гидродинамические исследования, пуск и вывод скважин из эксплуатации. На проведение этих мероприятий прямо или косвенно влияют экономические факторы, учет которых осуществляется путем введения показателя остаточных экономических запасов (ОЭЗ). Под ОЭЗ понимается часть запасов, которую экономически целесообразно извлечь на дату проведения ГЭОЗ. В период невысокой рыночной стоимости нефти недропользователям выгодно извлекать только традиционные запасы углеводородов. Рост цен на нефть приводит к увеличению количества нетрадиционных ресурсов, которые могут быть дополнительно внесены в категорию ОЭЗ [35, 36].

К экономическим показателям относятся:

- макроэкономические параметры (курс доллара, цена нефти Urals);
- налоги и льготы (налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ));
- основные производственные показатели (цена на углеводороды, эксплуатационные и капитальные затраты, затраты на обустройство и ликвидацию скважин, налог на имущество).

При определении величины ОЭЗ используется понятие экономического предела рентабельности добычи нефти (EL), под которым понимается объем добычи, ниже которого чистый поток денежных средств от реализации проекта становится отрицательным. Значение показателя EL складывается из цены реализации углеводородов, эксплуатационных затрат и налога на добычу [37]. Величина EL ежегодно пересматривается недропользователем исходя из текущих эксплуатационных затрат, цены на углеводороды и налога на их добычу.

Оценка НИЗ производится отдельно в зоне разработки (категория PDP) и в неразрабатываемой части залежи. Это категории доказанных запасов: разбуренных неразрабатываемых (PDNP), неразбуренных (PUD), а также недоказанных запасов: вероятных (PRB) и возможных (PSB), которые при международном аудите трактуются как резервы [35, 38]. По данным категориям отдельно обосновываются величины  $KИН_{ГЭОЗ}$ .

Запасы категорий PDNP, PUD, PRB, PSB при международном аудите рассчитываются обычно с привлечением мнения экспертов.  $KИН_{ГЭОЗ}$  определяются по каждой неразрабатываемой категории запасов на основе расчетов, полученных по разрабатываемой части залежи с учетом экономических показателей. При этом

для месторождений Пермского региона, как правило, используются «родные» статистические зависимости.

При расчетах запасов категории PDP в компании «ЛУКОЙЛ» применяется программный продукт MERAK PEEP (Schlumberger), в котором для эксплуатационных объектов ежемесячно формируются следующие технологические показатели: добыча нефти, добыча жидкости, объем закачиваемой воды, действующий эксплуатационный фонд скважин (рис. 2).



Рис. 2. Прогнозная оценка добычи нефти в программном продукте MERAK PEEP

Средняя за последний год добыча нефти по экспоненциальной функции кривой падения добычи экстраполируется до минимального рентабельного дебита. Темп падения добычи нефти ( $\Delta q$ ) определяется по факту за предшествующие 3–5 лет или по экспертной оценке.

Для объектов, находящихся на начальных стадиях разработки, когда добыча нестабильна или недостоверна из-за короткого периода эксплуатации, в расчеты рекомендуется закладывать  $\Delta q$  равным 15 % [39, 40]. Для длительно разрабатываемых объектов основной принцип определения  $\Delta q$  основан на изучении динамики снижения ОИЗ за последний период разработки (5–10 лет). Величины ОЭЗ рассчитываются исходя из  $\Delta q$  до достижения экономического предела рентабельности добычи (см. рис. 2) [39–41]. Такой подход для категории PDP позволяет с учетом экономических факторов скорректировать величину НИЗ (сумма накопленной добычи и ОЭЗ).

Планирование ГТМ для вовлечения запасов в разработку проводится согласно планам предпри-

ятия, которые в связи с текущей экономической и технологической ситуацией могут значительно отличаться от положений проектного документа. Входной дебит для ГТМ, проводимых в зоне PDP, определяется исходя из анализа данных по фактически проведенным мероприятиям. При этом учитываются удельные показатели ОИЗ на скважину в районе проведения ГТМ, а также темп падения добычи нефти и экономический предел рентабельности [42].

В мировой практике в последние годы все шире применяются современные технологии интеллектуального управления пластом, основанные на постоянном мониторинге работы добывающих и нагнетательных скважин путем установки в них датчиков замера технологических показателей [43–47]. Такой подход увеличивает полноту фактической информации об эксплуатационном объекте, значительно повышает прогноз эффективности ГТМ и в конечном итоге достоверность оценки ОИЗ.

Таким образом, результаты ГЭОЗ являются оперативной оценкой запасов с учетом ежегодного изменения геологической, технологической и экономической ситуации на каждом объекте разработки. В отличие от ГЭОЗ, в российской классификации эти показатели учитываются только при пересчете запасов или создании нового проектного документа. При этом ежегодная оценка заключается в списании годовой добычи с принятых на государственный баланс запасов. Фактически такая оценка не отвечает критериям оперативности, так как реально не отражает текущие фактические геолого-технологические и экономические условия эксплуатации объектов.

#### **Практические аспекты оперативного контроля остаточных извлекаемых запасов на основе комплексного анализа технико-экономических показателей разработки**

Для оперативного расчета и контроля КИН на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных объектов следует выбирать те методики, которые наилучшим образом учитывают изученность и достоверность геолого-физических и технологических особенностей объектов.

На первой начальной стадии разработки многие из геолого-физических параметров определены по малому числу исследований, часто

по объектам-аналогам. Технологические показатели изучаются в процессе пробной эксплуатации. Определение КИН возможно с помощью аналого-статистических зависимостей, полученных по длительно разрабатываемым залежам данного региона, в формулах которых присутствуют геолого-физические характеристики пластов и флюидов. При этом необходимо учитывать утвержденный  $KIN_{пр}$  по соседним месторождениям со сходными геолого-промысловыми условиями разработки.

*Пример.* По турнейскому объекту Восточно-Тавдинской площади Винниковского месторождения, находящегося на начальной стадии разработки, в проектном документе принят  $KIN_{пр}$ , равный 0,43. При использовании «родной» статистической зависимости  $KIN_{ст}$  оценивается как 0,302. Сопоставим результаты с четырьмя объектами-аналогами, для которых средние значения  $KIN_{пр} = 0,389$ ;  $KIN_{ст} = 0,276$ ;  $KIN_{гэоз} = 0,329$ . Комплексный оперативный анализ дает основание считать  $KIN_{пр}$  в данных условиях завышенным.

На второй стадии разработки степень изученности всех исходных параметров, как правило, достаточна для создания достоверной ЦГТМ и на ее основе технологической схемы разработки. Утвержденный в государственных органах  $KIN_{пр}$  на длительный срок, а нередко и до конца разработки, определит выбор системы разработки и в целом динамику добычи эксплуатационного объекта.

*Пример.* Турнейский объект Сосновского месторождения с  $KIN_{пр} = 0,432$  находится на второй стадии разработки. При использовании «родной» статистической зависимости оценка  $KIN_{ст}$  равна 0,353. По результатам экономической оценки по состоянию на 1.01.2019 прогнозируется  $KIN_{гэоз}$ , равный 0,298. Для объекта выбраны три аналога, по которым средние  $KIN_{пр} = 0,399$ ;  $KIN_{ст} = 0,352$ ;  $KIN_{гэоз} = 0,234$ . В целом комплексный анализ примененных методов показывает необходимость корректировки системы разработки для достижения  $KIN_{пр}$ .

На третьей стадии, когда все основные характеристики залежей уже достоверно определены, анализ текущего состояния разработки позволяет определить ее эффективность и наметить комплекс мероприятий по дальнейшей ее оптимизации. Основным методом контроля  $KIN_{пр}$  здесь является построение постоянно действующих ЦГТМ. В качестве их контроля могут быть использованы аналого-статис-

тические зависимости, в которых в том числе участвуют показатели, характеризующие технологию разработки [25]. Условием эффективного применения характеристик вытеснения считаются показатели обводненности и выработки запасов более 40 и 50 % [32]. Реалистично оценивать качество запасов позволяет ГЭОЗ, особенно в части планирования первоочередных ГТМ на неразрабатываемых в текущий момент запасах.

*Пример.* Объект Бш Асюльского поднятия Батырбайского месторождения находится на третьей стадии разработки. Выработка от НИЗ составляет 62 % при обводненности 40 %;  $KIN_{np} = 0,382$ . На основе статистической зависимости для карбонатных залежей с системой ППД  $KIN_{ст}$  прогнозируется равным 0,264. По трем характеристикам вытеснения среднеарифметическое значение КИН составляет 0,241. Результаты ГЭОЗ показывают, что  $KIN_{гэоз}$  при данном темпе разработки и с учетом запланированных предприятием ГТМ составляет 0,247. Комплексный анализ по независимым методикам показывает их высокую сходимость (0,264; 0,241 и 0,247), что значительно ниже утвержденного  $KIN_{np}$ , достижимость которого при текущем состоянии разработки сомнительна.

*Четвертая заключительная стадия разработки* характеризуется достоверными геологическими запасами и историей добычи за длительный временной период. Доразработка объектов выполняется в условиях высокой обводненности, убывающего фонда скважин, очагового заводнения и ряда особенностей, присущих заключительной стадии. Большая часть месторождений, находящихся на данной стадии, разрабатываются с 50–70-х гг. прошлого века, когда контроль за технологическими показателями разработки в целом осуществлялся непланомерно. Для таких «старых» месторождений при построении ЦГГМ возникают значительные сложности на этапе адаптации их истории разработки. Соответственно, оценку извлекаемых запасов с помощью гидродинамического моделирования следует дополнять альтернативными методами оценки КИН.

На этой стадии разработки расчет ОИЗ с помощью характеристик вытеснения позволяет определять их величину не только по объекту в целом, но и по отдельным участкам залежей, по скважинам и очагам. Использование результатов геолого-экономической оценки запасов в этот период приобретает наибольшую значимость, так

как оперативный контроль за запасами и их рентабельностью позволяет управлять фондом действующих скважин [42]. Ежегодный расчет экономического предела добычи и экономического предела обводнения продукции позволяет обоснованно проводить мероприятия по остановке, консервации и ликвидации фонда. Это оптимизирует эксплуатационные затраты и делает добычу нефти рентабельной в течение длительного времени.

*Пример.* Объект Тл-Бб-Мл Асюльского поднятия Батырбайского месторождения разрабатывается с 1962 г., выработка запасов от НИЗ составляет 81 % при  $KIN_{np} = 0,402$ . Текущая обводненность продукции скважин составляет 42 % (при максимуме за историю разработки 58 %), что очень низко для четвертой стадии разработки и дает основание предполагать занижение реальных НИЗ. По аналого-статистической зависимости для визейских залежей с учетом технологических показателей разработки получена оценка  $KIN_{ст} = 0,408$ . При высокой выработке и обводненности продукции достаточно информативными являются характеристики вытеснения, средняя оценка КИН по трем характеристикам составила 0,493. Результаты ГЭОЗ показывают, что с учетом запланированных предприятием ГТМ при установившемся темпе разработки  $KIN_{гэоз} = 0,405$ . Анализ результатов по трем альтернативным способам оценки (0,408; 0,493; 0,405) показывает, что  $KIN_{np} = 0,402$  достижим и даже может быть превышен при существующей эффективности разработки.

На примере этой же залежи рассмотрим влияние на величину ОИЗ годового темпа падения добычи ( $\Delta q$ ), экономического предела рентабельности добычи (EL) и выбытие фонда скважин. Значение  $\Delta q$  по данному объекту при проведении ГЭОЗ за 2018 г. принято равным 8 %. С учетом стабильного высокого уровня добычи  $\Delta q$  может быть скорректирован в сторону снижения до 7 %. Это приводит к приросту ОИЗ около 15 %. Показатель EL за 2018 г. уменьшился с 3,3 до 2,5 т/сут/скв., что ведет к увеличению ОИЗ на 1 %. Своевременный вывод нерентабельных по EL скважин в бездействующий фонд позволяет продлить рентабельный период разработки и получить дополнительно около 10 % ОИЗ. Таким образом, рациональное управление запасами эксплуатационных объектов позволяет значительно увеличить величину рентабельных ОИЗ и их конечную нефтеотдачу.

## Выводы

Главной проблемой оценки КИН методом геолого-гидродинамического моделирования является его высокая стоимость, что не позволяет проводить оперативный контроль текущих запасов углеводородов. С течением времени утвержденные КИН могут значительно терять актуальность в связи с изменением экономических условий разработки или несоответствием фактических условий разработки проектным. С учетом этого для достоверной оценки ОИЗ эксплуатационных объектов крайне важно оперативно контролировать обоснованность КИН, в том числе их объективную достижимость в конкретные временные сроки.

В качестве оперативного контроля могут быть рекомендованы методы, основанные на обобщении различных физических закономерностей (аналого-статистические, характеристики вытеснения, анализ темпов падения добычи). Целесообразность использования каждого из них зависит от стадии разработки и степени изученности объекта. Для ранних стадий разработки наиболее эффективно применение многомерных аналого-статистических зависимостей на основе геологических показателей, построенных для конкретных эксплуатационных объектов. На более поздних стадиях большую достоверность приобретают методы на основе характеристик вытеснения и темпов падения добычи нефти с учетом экономического предела рентабельности разработки. В качестве контроля могут быть использованы статистические зависимости с привлечением не только геологических, но и технологических показателей разработки.

Комплексное использование различных методических подходов повышает достоверность оценки ОИЗ эксплуатационных объектов. Сравнительный анализ  $KIN_{пр}$  с результатами расчета по альтернативным методикам позволяет прогнозировать его достижимость на текущий момент и вносить соответствующие корректировки в систему разработки.

## Библиографический список

1. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 2000. – 130 с.

2. Построение геолого-гидродинамической модели в условиях флюидалной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения / В.И. Шаламова, И.В. Вершинина, М.А. Коваленко, Н.Н. Снытко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 42–46.

3. Метт Д.А., Суходанова С.С., Аубакиров А.Р. Опыт построения и верификации вариативных геолого-гидродинамических моделей на примере тюменских отложений Ново-Московского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 32–35. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-32-35

4. Дикалов Д.В. Комплексный подход к созданию постоянно действующей геолого-технологической модели на примере Западно-Тугровского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 34–40. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-9-34-40

5. Моделирование водогазового воздействия при разработке Змеевского нефтяного месторождения / П.Ю. Илюшин, М.С. Турбаков, С.В. Галкин, Д.А. Керн // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 116–117.

6. Дерюшев А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-б Ножовского месторождения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2

7. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М.В. Латышева, Ю.В. Устинова, В.В. Кашеварова, Д.В. Потехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 73–80. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.8

8. Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Галкин С.В. Возможности учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов // Нефтепромышленное дело. – 2016. – № 8. – С. 5–8.

9. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в

геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 104–112. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.1

10. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

11. Система управления ресурсами углеводородов SPE-PRMS [Электронный ресурс] / Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа США (SPEE). – URL: [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf) (дата обращения: 17.07.2019).

12. Халимов К.Э. Переход на международную классификацию запасов нефти – требование времени // Нефть, газ и бизнес. – 2002. – № 5. – С. 10–13.

13. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации нефти и газа / под ред. Э.М. Халимова. – М.: Недра-Бизнес центр, 2003. – С. 31–37.

14. Габриэлянц Г.А., Коваленко Е.Г., Пороскун В.И. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючего газа // Технологии ТЭК. – 2001. – № 4. – С. 20–25.

15. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И. О новой классификации запасов и ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 1. – С. 89–94.

16. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М.: Минприроды России, 2016.

17. Проблемы новой классификации запасов и нефтегазового недропользования / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский [и др.] // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 22. – С. 69–75.

18. Муслимов Р.Х. Как может повлиять новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов на работу нефтяной отрасли? // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 34–38.

19. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30–34.

20. Галкин С.В., Кошкин К.А., Поплаухина Т.Б. Анализ структуры фонда эксплуатационных объектов при оперативной оценке остаточных запасов нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 37–39.

21. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986. – 253 с.

22. Горовов В.И., Распопов А.В., Филонов М.И. Программа расчета коэффициента извлечения нефти «КИНГ»: справочное руководство пользователя: 577199.00.105 / КИВЦ. – Пермь, 1990. – С. 10–15.

23. Савич А.И. Оценка коэффициента извлечения нефти на стадии промышленной разведки и первого подсчета запасов нефти залежей при заводнении // Вопросы освоения нефтяных залежей Пермского Приуралья: тр. ВНИИОЭГН. – М., 1990. – С. 9–13.

24. Горовов В.И., Распопов А.В., Шустеф И.Н. Приближенный метод расчета показателей разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 6. – С. 25–27.

25. Кошкин К.А., Галкин С.В. Возможности прогноза нефтеизвлечения при переоценке запасов визейских терригенных залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 16–23. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.2

26. Галкин В.И., Савич А.И., Акимов И.А. Дифференциация визейских объектов разработки для построения моделей определения коэффициентов извлечения нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 5. – С. 9–14.

27. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38–39.

28. Галкин В.И., Галкин С.В., Воеводкин В.Л. Построение статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти для эксплуатационных объектов Пермского Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 86–88.

29. Батулин Ю.А. К вопросу обоснования КИН при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 1. – С. 2–5.

30. Dake L.P. The practice of reservoir engineering. – Elsevier, 1994. – 525 p.

31. Галкин С.В., Илюшин П.Ю. Прогноз динамики обводненности продукции скважин в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 22–24.

32. Разработка методики определения динамики обводнения продукции скважин с учетом влияния геологических и технологических показателей / П.Ю. Илюшин, С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, Н.Г. Лузина // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 108–110.

33. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994. – С. 162–170.

34. Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Графические методы анализа при добыче нефти. – М.: Недра, 1986. – С. 3–10.

35. Hayder G.M. World oil reserves: problems in definition and estimation // OPEC Review. – 2000. – Vol. 24. – P. 16–25.

36. Auditing standards for reserves // World Petroleum Congress. – URL: [www.world-petroleum.org](http://www.world-petroleum.org) (дата обращения: 12.07.2019).

37. Коэффициент извлечения нефти: расчет и реальность / Т.Б. Поплаухина, И.В. Якимова, Т.Н. Матвейкина, А.И. Савич // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 16–20.

38. Laherrere J.H. Reserve growth: technological progress, or bad reporting and bad arithmetic // Geopolitics of Energy. – 1999. – Vol. 22. – P. 47–60.

39. Определение годовых темпов падения добычи нефти по объектам разработки месторождений ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для выполнения геолого-экономической оценки запасов по классификации SPE / Т.Б. Поплаухина, С.С. Мокрушина, Д.Ю. Крылов, А.В. Хомутова // Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 92–100.

40. Поплаухина Т.Б., Хомутова А.В. Опыт проведения геолого-экономической оценки запасов нефти и газа по международным стандартам в Пермском крае // Нефтегазовое дело. – 2009. – № 4. – P. 108–110.

41. Разработка методики определения динамики обводнения продукции скважин с учетом влияния геологических и технологических показателей / П.Ю. Илюшин, С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, Н.Г. Лузина // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 108–110.

42. Поплаухина Т.Б., Крылов Д.Ю., Хомутова А.В. Создание и применение алгоритмов выбытия фонда скважин в зависимости от

условий разработки по месторождениям ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 79–87.

43. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an updated review // Energies. – 2010. – 3. – P. 1529–1575. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/en3091529>

44. Peter R. Rose risk analysis and management of petroleum exploration ventures – AAPG. Oklahoma, Tulsa, 2001. – 164 p. DOI: 10.1306/Mth12792

45. Sandra I., Sandra R. Recovery factors leave vast target for EOR technologies // Oil Gas J. – 2007. – 105. – P. 44–47.

46. Tarek Ahmed. Reservoir engineering handbook. – 5<sup>th</sup> ed. – 2019. – DOI: <http://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>.

47. Advanced Resources International. Undeveloped domestic oil resources: the foundation for increased oil production and a viable domestic oil industry [Электронный ресурс] / US Department of Energy, Office of Fossil Energy – Office of Oil and Natural Gas. 2006. – URL: [https://web.archive.org/web/20090425063318/http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor\\_co2/Undeveloped\\_Oil\\_Document.pdf](https://web.archive.org/web/20090425063318/http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor_co2/Undeveloped_Oil_Document.pdf) (дата обращения: 12.07.2019).

## References

1. RD 153-39.0-047-00. Reglament po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei neftianyx i gazoneftianyx mestorozhdenii [Regulation on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas and oil fields]. Moscow, Ministerstvo topliva i energetiki Rossiiskoi Federatsii, 2000, 130 p.

2. Shalamova V.I., Vershinina I.V., Kovalenko M.A., Snytko N.N. Postroenie geologo-gidrodinamicheskoi modeli v usloviakh fluidalnoi neodnorodnosti produktivnykh plastov Imilorskogo mestorozhdeniia [Hydrodynamic model construction in conditions of fluidal heterogeneity of Imilor deposit productive formations]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, no.9, pp.42-46.

3. Mett D.A., Sukhodanova S.S., Aubakirov A.R. Opyt postroeniia i verifikatsii variativnykh geologo-gidrodinamicheskikh modelei na primere tumenskikh otlozhenii Novo-Moskovskogo mestorozhdeniia [Experience of construction and verification of variative geological-hydrodynamic models on the example of the Tyumen deposits of the Novo-Mostovskoye deposit]. *Geology, Geophysics and*

*Development of Oil and Gas Fields*, 2018, no.2, pp.32-35. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-32-35

4. Dikalov D.V. Kompleksnyi podkhod k sozdaniyu postoiannodeistvuiushchei geologo-tekhnologicheskoi modeli na primere Zapadno-Tugrovskogo mestorozhdeniia [Comprehensive approach to the construction of a permanently working geological-technological model on the example of the Western-Tugrovsky deposit]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2018, no.9, pp.34-40. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-9-34-40

5. Iliushin P.Iu., Turbakov M.S., Galkin S.V., Kern D.A. Modelirovanie vodogazovogo vozdeistviia pri razrabotke Zmeevskogo nefnianogo mestorozhdeniia [Simulation of the water-alternated-gas injection for Zmeevskoye oil field development]. *Oil industry*, 2012, no.11, pp.116-117.

6. Deriushev A.B. On the need to compare geological and hydrodynamic characteristics of a deposit using 3D modelling as exemplified by the T12-b pay bed of the Nozhovskoe oil field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, no.13, pp.15-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2

7. Latysheva M.V., Ustinova Iu.V., Kashevarova V.V., Potekhin D.V. Improvement of hydrodynamic simulation using advanced techniques of hydrodynamic well data processing (exemplified by Ozerne field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no. 15, pp.73-80. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.8

8. Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Galkin S.V. Vozmozhnosti ucheta treshchinovatosti kollektorov pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii razrabotki zalezhei s zavodneniem plastov [Possibilities of accounting of reservoirs' fracturing when geologically-hydrodynamic modeling of deposits development with formations water-flooding]. *Oilfield engineering*, 2016, no.8, pp.5-8.

9. Repina V.A. How to consider rock density in fluid flow model of oil fields during permeability modeling. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.104-112. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.1

10. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Primenenie kompleksnogo ucheta petrofizicheskikh kharakteristik pri adaptatsii geologo-gidrodinamicheskikh modelei (na primere vizeiskoi zalezhi Gondyrevskogo mestorozhdeniia nefti) [Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field)]. *Zapiski*

*Gornogo instituta*, 2018, vol.231, pp.268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

11. Sistema upravleniia resursami i zapasami zhidkikh, gazoobraznykh i tverdykh uglevodorodov SPE-PRMS [Resource management system for liquid, gaseous and solid hydrocarbons SPE-PRMS], available at: [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf) (accessed 17 July 2019).

12. Khalimov K.E. Perekhod na mezhdunarodnuiu klassifikatsiiu zapasov nefti – trebovanie vremeni [Transition to the international classification of oil reserves is a requirement of the time]. *Neft, gaz i biznes*, 2002, no.5, pp.10-13.

13. Khalimov K.E. Evoliutsiia otechestvennoi klassifikatsii nefti i gaza [The evolution of the domestic classification of oil and gas]. Ed. E.M. Khalimova. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2003, pp. 31–37.

14. Gabrieliants G.A., Kovalenko E.G., Poroskun V.I. Novaia klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchego gaza [New classification of reserves and resources of oil and combustible gas]. *Tekhnologii TEK*, 2001, no.4, pp. 20–25.

15. Varlamov A.I., Petersile V.I., Poroskun V.I. O novoi klassifikatsii zapasov i resursov uglevodorodov [Concerning new hydrocarbon reserves and resources classification]. *Oil and Gas Geology*, 2016, no.1, pp.89-94.

16. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. trebovaniia k sostavu i pravilam oformleniia predstavliaemykh na gosudarstvennuiu ekspertizu materialov po podschetu zapasov nefti i goriuchikh gazov [Guidelines for the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Requirements for the composition and rules for the design of materials submitted for state examination for the calculation of oil and combustible gas reserves]. Moscow, Minprirody Rossii, 2016.

17. Zakirov S.N., Indrupskii I.M. et al. Problemy novoi klassifikatsii zapasov i neftegazovogo nedropolzovatel'ia [Problems of the new classification of reserves and oil and gas subsoil users]. *Neftegazovaia vertikal*, 2015, no.22, pp. 69–75.

18. Muslimov R.Kh. Kak mozhnet povliiat novaia klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov na rabotu neftianoi otrasli? [How the new classification of reserves and resources of oil and combustible gases can influence the work of petroleum branch?]. *Oil industry*, 2016, no.6, pp.34-38.

19. Muslimov R.Kh. Metody povysheniia effektivnosti razrabotki neftiannykh mestorozhdenii na

pozdnei stadii [Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage]. *Oil industry*, 2008, no.3, pp.30-34.

20. Galkin S.V., Koshkin K.A., Poplauhina T.B. Analiz struktury fonda ekspluatatsionnykh obektov pri operativnoi otsenke ostatochnykh zapasov nefli [Analysis of structure of operational objects fund during operational estimation of residual oil stockpiles]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2009, no.10, pp.37-39.

21. RD 39-0147035-214-86. Metodicheskoe rukovodstvo po raschetu koeffitsientov izvlecheniia nefli iz nedr [Guidelines for the calculation of oil recovery ratios from subsoil]. Moscow, 1986, 253 p.

22. Gorovov V.I., Raspopov A.V., Filonov M.I. Programma rascheta koeffitsienta izvlecheniia nefli KING. Spravochnoe rukovodstvo polzovatelja. 577199.00.105 [The KING oil recovery ratio calculation program. Reference user guide. 577199.00.105]. Perm, KIVTs, 1990, pp. 10–15.

23. Savich A.I. Otsenka koeffitsienta izvlecheniia nefli na stadii promyshlennoi razvedki i pervogo podscheta zapasov nefli zalezhei pri zavodnenii [Estimation of oil recovery coefficient at the stage of industrial exploration and the first calculation of oil reserves of deposits during flooding]. *Voprosy osvoeniia neflianykh zalezhei Permskogo Priuralia, Trudy VNIIOEGN*. Moscow, 1990, pp.9-13.

24. Gorovov V.I., Raspopov A.V., Shustef I.N. Priblizhennyi metod rascheta pokazatelei razrabotki mestorozhdenii [An approximate method for calculating field development indicators]. *Oil industry*, 1988, no.6, pp.25-27.

25. Koshkin K.A., Galkin S.V. Oil recovery forecast during reevaluation of viscan clastic deposits reserves of north-east Volga-Ural oil and gas province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, no.17, pp.16-23. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.2

26. Galkin V.I., Savich A.I., Akimov I.A. Differentiatsiia vizeiskikh obektov razrabotki dlja postroeniia modelei opredeleniia koeffitsientov izvlecheniia nefli [Differentiation of Viscan productive formations for construction of statistical models to determine oil recovery factors]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft i gaz*, 2007, no.5, pp.9-14.

27. Galkin S.V., Poplauhina T.B., Raspopov A.V., Khizhniak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniia nefli dlja mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of oil recovery ratios for Permskiy Region fields on the

basis of statistical models]. *Oil industry*, 2009, no.4, pp.38-39.

28. Galkin V.I., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Postroenie statisticheskikh modelei otsenki koeffitsienta izvlecheniia nefli dlja ekspluatatsionnykh obektov Permskogo prikamia [Construction of the statistical models of the estimation of current oil recovery for the operational objects of Perm region]. *Oil industry*, 2011, no.2, pp.86-88.

29. Baturin Iu.A. K voprosu obosnovaniia kin pri podschete zapasov i proektirovanii razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii [On justification of oil recovery factor for reserves estimation and oil-and-gas field development designing]. *Vestnik TsKR Rosnedra*. Moscow, 2011, no.1, pp.2-5.

30. Dake L.P. The practice of reservoir engineering. Elsevier, 1994, 525 p.

31. Galkin S.V., Iliushin P.Iu. Prognoz dinamiki obvodnennosti produktsii skvazhin v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviiakh razrabotki neflianykh mestorozhdenii [Forecast of wells water cut in different geological and technological conditions of oil field development]. *Oil industry*, 2011, no.10, pp.22-24.

32. Iliushin P.Iu., Galkin S.V., Poplauhina T.B., Luzina N.G. Razrabotka metodiki opredeleniia dinamiki obvodneniia produktsii skvazhin s uchetom vliianiia geologicheskikh i tekhnologicheskikh pokazatelei [Development of the methodology for well drowning assessment with regard to geological and technological parameters]. *Oil industry*, 2012, no.4, pp.108-110.

33. Amelin I.D., Surguchev M.L., Davydov A.V. Prognoz razrabotki neflianykh zalezhei na pozdnei stadii [Late Stage Oil Development Forecast]. Moscow, Nedra, 1994, pp.162-170.

34. Merkulova L.I., Ginzburg A.A. Graficheskie metody analiza pri dobyche nefli [Graphical methods of analysis in oil production]. Moscow, Nedra, 1986, pp. 3–10.

35. Hayder G.M. World oil reserves: problems in definition and estimation. *OPEC Review*, 2000, vol.24, pp. 16–25.

36. Auditing standards for reserves. World petroleum congress, available at: [www.world-petroleum.org](http://www.world-petroleum.org) (accessed 12 July 2019).

37. Poplauhina T.B., Iakimova I.V., Matveikina T.N., Savich A.I. Koeffitsient izvlecheniia nefli: raschet i realnost [Oil recovery ratio: calculation and reality]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2005, no.5-6, pp.16-20.

38. Laherrere J.H. Reserve growth: Technological progress, or bad reporting and

bad arithmetic. *Geopolitics of Energy*, 1999, vol.22, pp. 47–60.

39. Poplauhina T.B., Mokrushina S.S., Krylov D.Iu., Khomutova A.V. Opredelenie godovykh tempov padeniia dobychi nefti po obektam razrabotki mestorozhdenii ZAO “LUKOIL-Perm” dlia vypolneniia geologo-ekonomicheskoi otsenki zapasov po klassifikatsii SPE [Determination of the annual rate of oil production decline at oilfield production objects of CJSC LUKOIL-Perm for performing geological and economic assessment of reserves according to SPE classification]. *Neft i gaz*, 2004, no.5, pp.92-100.

40. Poplauhina T.B., Mokrushina S.S., Khomutova A.V., Krasnoperov E.A. Obosnovanie prognoznykh tempov padeniia dobychi nefti dlia geologo-ekonomicheskoi otsenki zapasov [Justification of the predicted rate of decline in oil production for geological and economic assessment of reserves]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2005, no.5-6, pp.7-11.

41. Poplauhina T.B., Khomutova A.V. Opyt provedeniia geologo-ekonomicheskoi otsenki zapasov nefti i gaza po mezhdunarodnym standartam v Permskom regione [Experience in geological and economic assessment of oil and gas reserves by international standards in the Perm region]. *Oil industry*, 2009, no.4, pp. 108–110.

42. Poplauhina T.B., Krylov D.Iu., Khomutova A.V. Sozdanie i primenenie algoritmov vybytiia fonda skvazhin v zavisimosti ot uslovii razrabotki po mestorozhdeniiam ZAO “LUKOIL-PERM” [Creation and application of well stock retirement algorithms depending on the development conditions for the fields of LUKOIL-Perm CJSC]. *Neft i gaz*, 2004, no.5, pp.79-87.

43. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an updated review. *Energies*, 2010, 3, pp.1529-1575. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/en3091529>

44. Peter R. Rose risk analysis and management of petroleum exploration ventures – AAPG. Oklahoma, Tulsa, 2001, p. 164. DOI: 10.1306/Mth12792

45. Sandrea I., Sandrea R. Recovery factors leave vast target for EOR technologies. *Oil Gas J*, 2007, 105, pp.44-47.

46. Tarek Ahmed. Reservoir engineering handbook. 5<sup>th</sup> ed. 2019. 1524. DOI: <http://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>

47. Advanced resources international. Undeveloped domestic oil resources: the foundation for increased oil production and a viable domestic oil industry. US Department of Energy, Office of Fossil Energy – Office of Oil and Natural Gas. 2006, available at: [https://web.archive.org/web/20090425063318/http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor\\_co2/Undeveloped\\_Oil\\_Document.pdf](https://web.archive.org/web/20090425063318/http://www.fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/eor_co2/Undeveloped_Oil_Document.pdf) (accessed 12 July 2019).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Возможности оперативного контроля остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных объектов / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, Н.Г. Лузина, Д.С. Лобанов, Р.И. Емашов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №4. – С.322–334. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.2

Please cite this article in English as:

Galkin S.V., Poplauhina T.B., Luzina N.G., Lobanov D.S., Emashov R.I. Opportunities of operational control of residual recoverable reserves at different stages of oil production objects development. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.4, pp.322-334. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.2