

12. Семенов А. А. Метод непрерывного продолжения решения по наилучшему параметру при расчете оболочечных конструкций / А. А. Семенов, С. С. Леонов // Ученые записки Казанского университета. Серия: физико-математические науки. – 2019. – Т. 161 (2). – С. 230–249.
13. Семенов А. А. Геометрически нелинейная математическая модель расчета прочности и устойчивости ортотропных оболочечных конструкций : автореф. дис. ... канд. техн. наук / А. А. Семенов. – СПб. : СПбГАСУ, 2014. – 183 с.
14. Петров В. В. Метод последовательных нагружений в нелинейной теории пластин и оболочек / В. В. Петров. – Саратов : Саратовский университет, 1975. – 119 с.
15. Баранова Д. А. Сравнительный анализ расчета прочности и устойчивости подкрепленных оболочек на основе ПК ОБОЛОЧКА и ПК ANSYS / Д. А. Баранова, А. Л. Волюнин, В. В. Карпов // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Математика. Механика. Информатика. – 2010. – Т. 10 (4). – С. 23–27.
16. Згода Ю. Н. Высокопроизводительный расчет тонкостенных оболочечных конструкций с использованием параллельных вычислений и графических ускорителей / Ю. Н. Згода, А. А. Семенов // Вычислительные Технологии. – 2022. – Т. 27 (6). – С. 45–57.
17. Згода Ю. Н. Возможности глубокого обучения применительно к задаче компьютерного моделирования тонкостенных оболочечных конструкций / Ю. Н. Згода // IV Международная конференция по нейронным сетям и нейротехнологиям (NeuroNt'2023). – СПб. : СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2023. – С. 68–71.

© Ю. Н. Згода, А. А. Семенов

**Ссылка для цитирования:**

Згода Ю. Н., Семенов А. А. О высокопроизводительной реализации метода продолжения по наилучшему параметру применительно к моделированию тонкостенных оболочек // Инженерно-строительный вестник Прикаспия : научно-технический журнал / Астраханский государственный архитектурно-строительный университет. Астрахань : ГБОУ АО ВО «АГАСУ», 2024. № 1 (47). С. 105–110.

УДК 004.02: 004.94

DOI 10.52684/2312-3702-2024-47-1-110-114

## МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*А. В. Макаров, В. Ф. Шуршев*

**Макаров Альберт Владимирович**, аспирант, Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань, Российская Федерация, тел.: + 7 (967) 339-28-93; e-mail: brad-pit1999@mail.ru;

**Шуршев Валерий Федорович**, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры прикладной информатики, Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань, Российская Федерация, тел.: + 7 (851) 261-45-08; e-mail: v.shurshev@mail.ru

В статье рассмотрены методы для оценки ресурсов газовых месторождений, выявлены их преимущества и недостатки. Показано, что при оценке ресурсов месторождения имеют место геологические риски. При их анализе необходимо учитывать основные элементы управления залегаем углеводородов. Представлено описание метода геологической аналогии, в котором на практике используются коэффициенты масштабирования других методов и компьютерные имитации. Преимуществом использования объемных методов при оценке залежей является их хорошая привязка к наиболее важным аспектам геологии. Для прогнозирования объемов залежей возможно использовать методы экстраполяции. Сделан вывод, что в методе для оценки залежей газа должна быть заложена некоторая мера риска. Для оценки объема газовых месторождений необходимо использовать методы, основанные на интегрированной системе моделей материального баланса, позволяющие учитывать и корректировать дополнительную априорную информацию о начальных извлекаемых запасах.

**Ключевые слова:** углеводороды, газ, месторождение, оценка, прогноз, методы, компьютерное моделирование, экспертные оценки.

## METHODS FOR ASSESSING THE RESOURCES OF GAS FIELDS

*A. V. Makarov, V. F. Shurshev*

**Makarov Albert Vladimirovich**, postgraduate student, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation, phone: + 7 (967) 339-28-93; e-mail: brad-pit1999@mail.ru;

**Shurshev Valeriy Fedorovich**, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Applied Informatics, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation, phone: + 7 (851) 261-45-08; e-mail: v.shurshev@mail.ru

Methods for assessing the resources of gas fields are considered, their advantages and disadvantages are revealed. It is shown that geological risks take place when assessing the resources of the deposit. When analyzing geological risks, it is necessary to take into account the basic elements of hydrocarbon occurrence management. A description of the method of geological analogy is presented, in which scaling coefficients of other methods and computer simulations are used in practice. It is shown that the advantage of using volumetric methods in the assessment of deposits is its good binding to the most important aspects of geology. It is possible to use extrapolation methods to predict the volume of deposits. It is concluded that some measure of risk should be included in the method for assessing gas deposits. It is shown that in order to estimate the volume of gas deposits, it is necessary to use methods based on an integrated system of material balance models that allow taking into account and correcting additional a priori information about the initial recoverable reserves.

**Keywords:** hydrocarbons, gas, field, assessment, forecast, methods, computer modeling, expert assessments.

Несмотря на последние события в политике сырьё по-прежнему остается ключевым источником дохода российского бюджета. Многие газовые и экономике, добыча и продажа углеводородного

месторождения близки к своему истощению. Если текущие тенденции сохранятся, то к 2040 году объем добываемого в России газа сократится более чем вдвое – до 225 млрд м<sup>3</sup> вместо 672 млрд м<sup>3</sup> (в 2022 году) [1]. Следовательно, необходимо уже сегодня запускать проекты по организации добычи газа на новых месторождениях. Однако организация таких проектов является весьма дорогостоящей и трудоемкой. Во избежание ошибочных решений требуется точная информация о наличии газа, его объемах и возможностях добычи.

При оценке ресурсов нефти и газа необходимо ответить на два основных вопроса:

1. Присутствуют ли в районе традиционные месторождения нефти или газа? Ответ зависит от анализа геологических рисков. Если, например, существует нулевая вероятность того, что условия источника, резервуара или ловушки являются адекватными, ответ отрицательный.

2. Каково примерное количество нефти или газа? На этот вопрос обычно отвечают путем умножения ряда коэффициентов объема углеводородов, конечным результатом которых являются баррели нефти или кубические метры газа [2].

Ответы на эти два вопроса дают то, что известно как ресурсная база, определяемая как общее количество углеводородов, которые потенциально могут быть извлечены, независимо от размера, доступности или экономической эффективности предполагаемых месторождений. Правительственные и отраслевые экономисты в равной степени хотят знать больше о возможностях ресурса, то есть о том, сколько на самом деле может быть найдено и произведено при прогнозируемых в настоящее время экономических и технологических условиях.

Методы математического, компьютерного моделирования, системного анализа, экспертной оценки [3–9] широко используются в различных областях человеческой деятельности, а также при оценке запасов газовых месторождений.

Количество и распределение по размерам потенциальных месторождений важны, поскольку надо точно знать: достаточно ли будет извлекаемого сырья, чтобы получить прибыль и окупить затраты на бурение и добычу.

Эксперты по оценке также должны предсказать, будет ли продукт представлять собой нефть или газ. В отдаленных районах дополнительные трудности и затраты, связанные с извлечением и транспортировкой природного газа, могут быть непомерно высокими.

Далее может потребоваться слишком много времени и дорогостоящих работ, чтобы найти некоторые залежи в трудно исследуемых районах. Другие месторождения, даже если они будут найдены, могут находиться в таких бедных, непроницаемых пластах, что процесс добычи идет слишком медленно, и затраты не окупаются. Кроме того, месторождения под арктическими льдами, на очень большой глубине или на больших расстояниях от берега могут быть фактически недоступны.

Даже в лучшем случае геологическая и экономическая неопределенность, присущая этим вопросам, может быть очень высокой. Вот почему все больше и больше экспертов по оценке теперь сообщают о своих результатах в виде диапазонов значений, причем с оговоркой, что и весь диапазон может быть неверным (например, «коэффициент аналогии») [10].

На практике обычно сначала определяется потенциальное объемное распределение углеводородов. «График без риска» получается путем умножения нескольких объемных коэффициентов в ходе моделирования методом Монте-Карло. Монте-Карло – это процедура, которая моделирует вероятностные распределения путем проведения множества испытаний. Диапазон возможных ответов отражает различные комбинации значений, выбранных случайным образом из определенных диапазонов входных параметров.

Компьютерное моделирование умножает множество возможных комбинаций из этих диапазонов, чтобы получить, например, 500 ответов. Эти ответы выстроены в порядке от наименьшего к наибольшему, что дает кривую вероятности без риска. Например, из 500 ответов 300 (или 60 %) превышают 100 млн м<sup>3</sup>. Среднее значение без риска – это среднее значение по всем 500 испытаниям. Если оценки коэффициентов объема были правильными, то верхняя кривая без риска сама по себе показала бы вероятность нахождения каждого отдельного уровня или более восстанавливаемого потенциала.

Эксперт использует анализ геологического риска для оценки вероятности того, что коэффициенты объема верны. При этом необходимо учитывать основные элементы управления залегающим углеводородов – источник, коллектор, ловушку и способность извлекать газ. Если какой-либо из этих четырех элементов управления отсутствует или неисправен, то перспектива окажется нулевой и прибыли не будет. Оценивается адекватность каждого фактора, и учитываются все четыре оценки, чтобы получить «общий шанс». Если бы предполагаемые индивидуальные шансы были равны 0,5, 0,5, 1,0 и 1,0 балла соответственно, общий шанс составил бы 0,25. Это предполагаемая совокупная вероятность того, что реальный ответ лежит в пределах производства диапазонов, указанных для исследуемых коэффициентов объема. Таким образом, сохраняется риск 0,75 того, что реальный ответ окажется ниже оцененного диапазона и, по существу, равен нулю (риск равен единице, минус вероятность адекватности) [11].

Кривая без риска дисконтируется до кривой риска путем уменьшения вероятностей в соответствии с анализом. В этом примере вероятность для каждого потенциала снижена до 25 % от того, что находится на кривой без риска. Фактический диапазон значений за баррель остается прежним, включая потенциал роста. Из каждых 100 возможных исходов только 25 попадут в диапазон на самой кривой риска. У всех остальных 75 был бы практически ноль. Существует 75 % риск того, что в перспективе газа не будет.

Среднее значение риска – это среднее арифметическое всех возможных исходов, включая 25 значений, отобранных вдоль кривой, плюс 75 нулей. Таким образом, среднее значение риска составляет 25 % от ожидаемого среднего значения без риска [12].

Если методы оценки являются реалистичными и систематическими, конечная кривая вероятности риска может дать хорошее представление о потенциальных выгодах от разведки в терминах кубометров газа, а также о связанных с ними геологических рисках, которые могут лишить этих выгод [13].

Геологические риски реальны, но трудно поддаются оценке. Величины риска часто основаны на интерпретации геологических карт оцениваемого района и на историческом опыте успешного бурения в близлежащих или аналогичных районах. Ни одна оценка не является полной без какого-либо анализа рисков. Однако в каждый метод может и должна быть заложена некоторая мера риска.

Методы, которые могут быть использованы, – это геологическая аналогия, Делфи, площадные и объемные выходы, геохимические выходы, количество и размер месторождений, суммирование и экстраполяция [2].

Существует множество вариаций и комбинаций методов, которые в большей или меньшей степени пересекаются. Проверки показывают, могут ли вариации быть применимы к месторождениям. Специально для целей оценки мы определяем перспективу как местоположение единственного потенциального месторождения газа. Месторождение – это группа геологически сходных перспектив. Котловина – это большой объем осадочной породы, содержащий один или несколько выступов. Области с несколькими бассейнами также могут быть обработаны с помощью суммирования и экстраполяции [14].

#### **Геологическая аналогия**

В своей простейшей форме оценка по аналогии гласит, что если непроверенный участок «А» геологически похож на известный продуктивный участок «В», то в нем должно быть аналогичное содержание нефти и газа. На практике большинство подходов используют также некоторые коэффициенты масштабирования других методов, чтобы компенсировать очевидные различия. Например, если бассейны «А» и «В» геологически схожи, за исключением того, что один из них имеет гораздо меньший объем осадочных пород, необходимо нормализовать коэффициент объема. Некоторые геологические аналогии выделяют один из ключевых геологических факторов, контролирующих залежание углеводородов, такой как сходные залежи источников, коллекторов или сходные закрытия ловушек [2].

Некоторые из этих методов используют компьютерные имитации для сравнения геологии тщательно пробуренного участка с геологией соседнего, менее пробуренного, перспективного участка. Примером может служить исследование структурных карт в Канзасе, проведенное Хэмблтоном и др. Применяется анализ множественных

дискриминантных функций для аналогичных исследований структурных закрытий ловушек. Другие геологические аналогии основаны на более широких сравнениях, таких как генетические типы бассейнов и их последующая классификация [2].

Эффективным аналоговым подходом является компьютеризированный кластерный анализ исторических данных. «Газовая зона» описывается 153 параметрами, непосредственно наблюдаемыми или оцененными, 76 коэффициентами, рассчитанными на их основе, и 106 качественными оценками, преобразованными в цифры. От 20 до 120 из этих 335 параметров используются для отнесения к одному из семи классов и выбора наиболее близких известных «двойников» в пределах этого класса [2].

Д. В. Наливкин также работал с многочисленными геологическими аналогиями. Главными их преимуществами являются многочисленные связи с опытом и вытекающие из этого возможности проведения реальных и содержательных сравнений.

Геологическая аналогия в той или иной форме присутствует почти в каждом методе. Недостатки могут возникнуть, если для сравнения выбран только один геологический фактор, а затем какой-либо другой ключевой фактор изменится или отличается в сравниваемых районах. Успех или неудача аналоговых методов, вероятно, в меньшей степени зависит от сходства и в большей степени от различий, взвешиваемых с учетом любого используемого масштабирования и факторов риска. Если отличается только один критический фактор, аналогия может быть вводящей в заблуждение.

Подход Делфи использует среднее значение нескольких экспертных заключений о распределении вероятностей потенциальных ресурсов. Этот метод был использован Геологической службой Канады, а позже его модификацию применил Миллер и др. (1975) из Геологической службы США [2]. Группа экспертов изучает всю доступную геологию и визуализирует критические факторы. Затем каждый участник строит свою собственную кривую вероятности потенциальных ресурсов. Рассматриваются все индивидуальные результаты, некоторые из которых могут быть изменены. Затем все кривые усредняются. Вероятности пяти отдельных кривых усредняются для каждого количества кубометров, чтобы получить окончательную кривую, которая принимается за консенсусную. Основными преимуществами Делфи являются простота применения и формат полной вероятности [2].

Метод обеспечил основной переход от старых качественных рейтингов и однозначных оценок к предпочтительным диапазонам значений с заданными вероятностями. Это также обеспечивает полезную проверку суждений о других методах.

Основные недостатки заключаются в том, что данный метод не содержит встроенных коэффициентов масштабирования или документации по прямому вводу. Нужно знать, насколько компетентны эксперты, чтобы дать оценку. От большинства людей требуется очень многое, чтобы они оценили такой сложный продукт, как кубометры

газа, за одну мысленную операцию. Представляется более реалистичным разбить проблему на составляющие ее объемы и факторы риска [15].

На этих уровнях все еще требуется много суждений, и Делфи можно с успехом использовать по частям, а не в целом – для расчета добычи на определенной площади. Это показано на рисунке 1, который представляет собой структурную схему бассейна. Перечислены факторы, которые определяют ожидаемый объем углеводородов. Для проведения оценки площадь бассейна умножается на предполагаемую долю, которая может быть продуктивной, и на коэффициент выхода в кубометрах на единицу площади.

Как и в других последующих методах, каждый коэффициент может быть введен диапазоном значений при моделировании Монте-Карло.

Результаты дают кривую вероятности, которая затем может быть дисконтирована с учетом любого геологического риска. Преимущество заключается в том, что площадные объемы могут быть относительно быстро получены из известных районов для использования перспективных.

Недостатком является то, что этот метод не учитывает никаких изменений в третьем измерении – глубине. В результате площадные методы в значительной степени были вытеснены методами, использующими выходы на единицу объема породы.

Объемные методы различного рода уже являются рабочими лошадками оценочного бизнеса. При оценке перспектив общепринятым подходом было умножение потенциально продуктивной площади на предполагаемую чистую продуктивную мощность в кубометрах на акр.

Существуют более сложные варианты, которые определяют взаимосвязанные факторы, такие как пористость и насыщенность углеводородами. Преимущества и недостатки этого базового подхода являются хорошими примерами тех, которые используются практически при каждой оценке. Хорошо, если ключевые факторы объема будут систематически указаны. Очевидно, что очень сложно оценить продуктивные площади, толщину слоя и продуктивность до начала бурения. Полезны сравнительные данные из других районов производства [16].

Опять же единственным разумным решением в условиях такой неопределенности является использование диапазонов значений и признание рисков того, что даже они могут быть неверными. Использование объемных методов при оценке.

Преимуществом этого подхода является его хорошая привязка к некоторым наиболее важным аспектам геологии, а именно к количеству и размеру перспективных месторождений. Возможным недостатком является то, что требуется большой объем данных, и этот метод может быть неприменим в районах с ограниченным сейсмическим контролем. Подход к оценке бассейна, который наиболее часто упоминается в литературе, – это объемный выход, обычно рассчитываемый по неделям.

Обычное умножение – площадь бассейна, умноженная на общую толщину отложений, выход в

кубометрах на кубическую милю. Для варьирования эксперты по оценке могут использовать только объем затухания коллектора или объем исходной фации вместе с соответствующим образом измененными коэффициентами дебита.

Оценка бассейна по объемному выходу имеет то преимущество, что она полезна на ранних стадиях разведки, когда данных недостаточно [16].

В течение многих лет продуктивность была основным критерием для сравнения оценок. Однако, как и в случае с другими методами оценки, здесь есть подводные камни. В бассейнах с большими объемами может почти полностью отсутствовать либо адекватная порода – коллектор, либо хорошие породы – источники. В любой ситуации фактическое количество углеводородов может оказаться близким к нулю, даже несмотря на то, что оценка скромной добычи может предполагать возможность добычи в миллиарды кубометров [17].

Из всех углеводородов, которые накапливаются на месторождениях, только часть действительно может быть извлечена из-под земли. Как правило, на обычных месторождениях добывается только около 30 % нефти и от 70 до 90 % газа. Преимущество этого метода заключается в том, что он охватывает все ключевые генетические факторы залегающего газа. В то же время имеются и недостатки: трудно реконструировать дренажные зоны и толщи на протяжении геологического времени. Сводные ловушки для газа представляют собой полости, образовавшиеся в результате изгиба слоев породы, в которых скапливается газ (рис.).

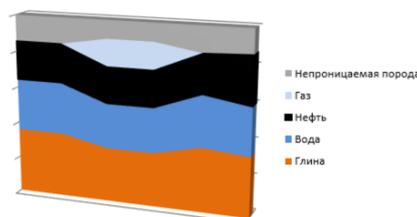


Рис. 1. Структурная сводовая ловушка для газа

Текущее содержание газа можно измерить с определенной степенью достоверности, но трудно определить количество углеводородов, которые мигрировали и миновали ловушки [11].

Тем не менее геохимии добились больших успехов в понимании процессов образования углеводородов. По мере того, как эта область знания будет расширяться, можно рассчитывать на то, что этот метод поэтапно заменит некоторые из более эмпирических, сокращенных подходов к оценке. Главным недостатком является большой объем сейсмического контроля, необходимого для определения большинства перспектив. Этот метод особенно трудно применять там, где перспективы, такие как стратиграфические ловушки, нелегко определить.

#### Суммирование перспектив

Оценки больших площадей обычно делаются путем суммирования оценок меньших площадей. Таким образом, перспективы могут быть добавлены и суммированы для оценки бассейнов, а бассейны – для оценки стран. Меньшие единицы

измерения могут быть оценены любым из ранее описанных методов. Преимущество суммирования заключается в том, что распределения вероятностей сохраняются в правильной перспективе. Любые недостатки проистекают из методов, используемых для оценки частей перед суммированием. Если детали не исправны, то такой же будет и сумма. Кроме того, как и в случае с любым методом, слишком легко упустить важную перспективу.

Для прогнозирования будущих открытий использовались различные системы экстраполяции исторических показателей открытий. Экстраполяция занимают важное место в оценке ресурсов. Их преимущество заключается в том, что они непосредственно связаны с реалиями жизненного опыта. Этот особый подход обладает еще одним преимуществом – он учитывает усилия по бурению и не зависит напрямую от времени. Однако, как и другие методы, экстраполяция имеет ограничения. Всегда существует некоторая двусмысленность в отношении того, какие именно области

и глубины бурения представлены. Предположительно, приграничные районы, где не было ни осушения, ни открытий не включены. Требуется огромный массив точных исторических данных. Экстраполяции могут быть очень чувствительны к небольшим изменениям в точках данных, особенно к последним. Исследуемый район должен находиться на относительно зрелой стадии разведки, на которой количество открытий снижается; если количество открытий увеличивается, неконтролируемая экстраполяция будет продолжаться до бесконечности [16].

#### Заключение

Таким образом, для оценки объема газовых месторождений используются методы, основанные на интегрированной системе моделей материального баланса, позволяющие учитывать и корректировать дополнительную априорную информацию о начальных извлекаемых запасах.

#### Список источников

1. The Unconventional Oil Subgroup of the Resources & Supply Task Group. Potential of North American unconventional oil resource. – Alberta : The NPC North American Resource Development Study, 2011. – Pp. 8–11.
2. Petroleum Geological Exploration Professional Standardization Technical Committee. Specifications for oil sands ores exploration and estimation: SY/T 6998-2014. – Beijing : National Energy Administration of China, 2014.
3. Скульский Д. В. Управленческие процессы и развитие искусственного интеллекта в муниципальных образованиях / Д. В. Скульский, В. Ф. Шуршев, М. И. Шиккульский // Инженерно-строительный вестник Прикаспия. – 2023. – № 2 (44). – С. 116–122.
4. Гайрабекова Т. И. Концептуальная модель системы информационно-аналитического обеспечения управления агропромышленного комплекса / Т. И. Гайрабекова, Т. В. Шуршев, Л. Б. Аминул // Инженерно-строительный вестник Прикаспия. – 2023. – № 1 (43). – С. 84–90.
5. Колотилов Ю. В. Формализация задачи системного анализа: оценка риска эксплуатации объектов добычи и транспорта углеводородов / Ю. В. Колотилов, В. Ф. Шуршев, И. Ю. Квятковская, Г. А. Попов, И. Г. Воеводин, Д. В. Шадлов. – Москва : Известия, 2019. – С. 160.
6. Бородин В. А. Использование методов машинного обучения при составлении программ ремонта энергетического оборудования / В. А. Бородин, О. М. Проталинский, В. Ф. Шуршев // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – 2019. – № 3. – С. 25–33.
7. Квятковская А. Е. Методы восстановления отсутствующих данных в задачах экономической диагностики, основанных на рассуждениях по прецедентам / А. Е. Квятковская, Е. В. Чертина, В. Ф. Шуршев // Прикаспийский журнал: управление и высокие технологии. – 2018. – № 4 (44). – С. 19–25.
8. Шуршев В. Ф. Многофакторный анализ принятия решений для автоматизированной системы проектирования нефтегазовых объектов в шельфовой зоне морей / В. Ф. Шуршев, Ю. В. Колотилов, Д. В. Шадлов, Е. П. Карлина, Г. А. Попов // Морские интеллектуальные технологии. – 2018. – № 3–1 (41). – С. 206–213.
9. Демич О. В. Метод самоорганизации поиска и его применение для задачи принятия решения / О. В. Демич, В. Ф. Шуршев // Системы управления и информационные технологии. – 2005. – № 3 (20). – С. 14–16.
10. Гереш Г. М. К вопросу оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата для морских газовых и газоконденсатных месторождений / Г. М. Гереш, Ф. Р. Билалов, О. Ю. Яценко // Вести газовой науки. – 2018. – № 11. – С. 44–56.
11. CNPC. Geological evaluating methods for tight oil: SY/T 6943-2013. – Beijing : National Energy Administration of China, 2014.
12. Волкова В. Н. Цель: прогнозирование, анализ, структуризация / В. Н. Волкова, В. А. Чабровский // Ассоциация прогнозистов Санкт-Петербурга. – 1995. – С. 113.
13. Bryant I. D. The geological modeling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues / I. D. Bryant, S. S. Flint // The international association – 1993 – Pp. 294.
14. Bliss J. D. Developments in mineral deposit modeling / J. D. Bliss. – 2004. – Pp. 26.
15. Жемжурова З. Н. Практический курс геологического моделирования / З. Н. Жемжурова. – Москва : Недра, 2010. – С. 319.
16. Максимов Д. С. Стоимостная оценка месторождений нефти и газа / Д. С. Максимов // Экономика и бизнес: теория и практика. – 2021. – № 3. – С. 240–248.
17. Горлушкина Н. Н. Системный анализ и моделирование информационных процессов и систем / Н. Н. Горлушкина Санкт-Петербург : Университет ИТМО, 2016. – С. 100.

© А. В. Макаров, В. Ф. Шуршев

#### Ссылка для цитирования:

Макаров А. В., Шуршев В. Ф. Методы оценки ресурсов газовых месторождений // Инженерно-строительный вестник Прикаспия : научно-технический журнал / Астраханский государственный архитектурно-строительный университет. Астрахань : ГБОУ АО ВО «АГАСУ», 2024. № 1 (47). С. 110–114.