

DOI: 10.17353/2070-5379/38_2023

УДК 553.98.042:551.763.1(571.51)

Бурштейн Л.М.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, levi@ipgg.sbras.ru

Дешин А.А., Лившиц В.Р.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН); Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, DeshinAA@ipgg.sbras.ru, LivshicVR@ipgg.nsc.ru

Ершов С.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, ershovsv@ipgg.sbras.ru

Козырев А.Н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН); Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт вычислительной математики и математической геофизики Сибирского отделения Российской академии наук (ИВМиМГ СО РАН), Новосибирск, Россия, KozyrevAN@ipgg.sbras.ru

Сафронов П.И.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН); Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Седых А.Н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, shanginaan@ipgg.sbras.ru

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ОЦЕНОК РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ КОМПЛЕКСОВ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Предложены методики вероятностной оценки величины и структуры (распределение по скоплениям различной крупности) ресурсов свободного газа и согласования оценок, полученных различными методами. Методики апробированы на примере нижнемелового комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. На основе обобщения имеющейся информации о выявленных скоплениях впервые дана вероятностная оценка величины и структуры ресурсов свободного газа. Выполнена локализация полученных оценок с точностью до границ отдельных нефтегазоносных районов. Дан вероятностный прогноз величины невыявленных скоплений углеводородов.

Ключевые слова: структура ресурсов углеводородов, залежь газа, распределение скоплений углеводородов по крупности, Енисей-Хатангская нефтегазоносная область, нижнемеловой комплекс.

Введение

Оценка величины перспективных и прогнозируемых (далее невыявленных) ресурсов

углеводородов (УВ) - важнейшая и неотъемлемая часть планирования геологоразведочных работ на нефть и газ на всех этапах и стадиях изучения геологических объектов разного ранга от провинций и осадочно-породных бассейнов до отдельных перспективных ловушек. Первые оценки такого рода выполнялись еще в начале XX века. Методика количественного прогноза интенсивно развивалась усилиями отечественных и зарубежных специалистов. Во второй половине XX века сформулированы основные принципы количественной оценки перспектив нефтегазоносности и требования к ее результатам. Наиболее полно они отражены в серии методических работ ([Белонин, 1997; Белонин, Подольский, 1984; Буялов и др., 1962; Конторович, 1976; Конторович и др., 1981, 1988; Крылов, 2009; Лившиц, 2011; Методические основы..., 1990; Методическое руководство..., 1978, 2000; Методические указания..., 1983; Методы оценки..., 1978, 1979; Наливкин и др., 1976; Шпильман, 1982; Харбух, Давтон, Дэвис, 1981; Ahlbrandt, Klett, 2005; Natural Resources Research, 2005] и др.). Среди важнейших для дальнейшего изложения принципов необходимо отметить следующие:

1. Объекты оценки должны быть однозначно определены. В идеальном случае они должны иметь выраженные пространственные границы, выделенные на достоверной геологической основе.

2. Оценка ресурсов должна быть структурирована. Наиболее существенными характеристиками структуры ресурсов являются их распределения по глубине, площади, типам флюидов, стратиграфическим и нефтегазоносным комплексам (НГК), типам ловушек, типам коллекторов и т.д. Особо необходимо выделить распределение оценки ресурсов по площади, (т.е. фактически их локализацию) и скоплениям различной крупности.

3. Оценка величины ресурсов УВ (быть может, за исключением ресурсов локальных объектов) существенно зависит от минимальных учитываемых размеров скопления. Поэтому эта величина должна быть указана в явном виде.

4. В силу стохастической природы процессов нефтидогенеза [Бурштейн, 1989, 2004, 2009; Конторович и др., 1988; Конторович, Лившиц, 2007; Лившиц, 2000], величина ресурсов УВ носит случайный характер, и, следовательно, ее оценка должна быть представлена в виде соответствующего вероятностного распределения. Использование точечных оценок нельзя считать адекватным.

5. Оценка должна основываться на нескольких независимых методах, результаты которых должны быть сопоставимы и, в конечном счете, согласованы.

6. Методики и процедуры оценки не должны содержать скрытых предположений и допущений. В частности, параметры определяемые экспертно, должны быть обоснованы и представлены в явном виде.

Выбор конкретных методов оценки существенно зависит от масштаба и степени

изученности ее объекта. Выполнение перечисленных и других требований напрямую влияет на результаты оценки, ее качество, надежность, достоверность и т.д. Особое место, по мнению авторов, в этом смысле занимает п.4. Если пренебречь этим требованием надежность и границы возможных вариаций оценки остаются не охарактеризованными.

В тех случаях, когда существует достаточно представительная выборка эталонов внутри или вне объекта оценки, вероятностный характер результатов оценки естественным образом вытекает из анализа статистики соответствующих характеристик эталонов [Галкин, 1992; Конторович и др., 1981, 1988; Шпильман, 1982]. В тех случаях, когда вероятностное распределение величины ресурсов не удается получить статистически, при выборе его вида и параметров приходится применять экспертные подходы [Методическое руководство..., 2000]. Обычно проблема придания результатам оценки вероятностного характера возникает при использовании метода геологических аналогий (МГА) в так называемом экспертном варианте. В работах с этим подходом (например, [Шемин и др., 2022]), достоверность результатов оценки и возможные масштабы их изменения никак не определены.

МГА (в экспертном и количественном вариантах) дает оценку, локализованную до границ расчетных участков. Другие методы оценки регионального масштаба, например, объемно-статистические [Конторович и др., 1988], предусматривают оценки объекта в целом. Среди методов прогноза отдельную группу образуют методы, основанные на фундаментальной закономерности распределения скоплений УВ по величине запасов [Конторович, Демин, 1977, 1979; Конторович и др., 1981; Методическое руководство..., 2000; Шпильман, 1982; Kontorovich, Dyomin, Livshits, 2001]. С использованием этой закономерности для сравнительно хорошо изученных геологических объектов регионального и зонального рангов (т.к. закономерность устойчиво проявляет себя на объектах такого масштаба) можно получить хорошо обоснованные вероятностные оценки начальных ресурсов УВ и их распределения по скоплениям различной крупности. Однако степень локализации таких оценок так же ограничена масштабами объекта оценки.

Комплексирование методов геологических аналогий и методов, основанных на анализе распределения скоплений УВ по крупности (РСК), позволило бы сопоставить результаты, построить вероятностные оценки для объектов прогноза МГА, включая прогноз возможных размеров скоплений для участков недр ранга нефтегазоносного района (НГР) и, даже, отдельного участка недр (лицензионного участка). Последнее существенно для выполнения вероятностной геолого-экономической оценки не выявленных ресурсов УВ. Таким образом, задача настоящей работы - уточнить алгоритм прогноза величины не выявленных ресурсов на основе анализа РСК и сформулировать алгоритм согласования этой оценки и оценок МГА.

Предлагаемые алгоритмы будут проиллюстрированы на примере оценки ресурсов

скоплений свободного газа нижнемеловых НГК Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской провинции.

Методика

Прогноз величины ресурсов с использованием анализа распределения скоплений углеводородов по крупности

В крупных нефтегазовых системах вероятность распределения скоплений (залежей) нефти и газа по величине запасов (крупности) может быть описана усеченным распределением Парето (УРП) [Конторович, Демин, 1977, 1979; Конторович и др., 1981; Методическое руководство..., 2000; Шпильман, 1982; Kontorovich, Dyomin, Livshits, 2001]. Плотность УРП имеет вид:

$$\varphi(\theta) = \frac{\theta_{max}^{\lambda} \cdot (1 - \lambda)}{\lambda \cdot \theta_{max} + \theta_0 \cdot \left(1 - \lambda - \left(\frac{\theta_{max}}{\theta_0}\right)^{\lambda}\right)} \cdot \left(\frac{1}{\theta^{\lambda}} - \frac{1}{\theta_{max}^{\lambda}}\right) \quad (1),$$

здесь: λ - параметр распределения, θ - запасы скопления УВ, θ_0 , θ_{max} - минимально учитываемые и максимально возможные размеры скопления УВ в природной совокупности.

Плотности распределения (1) соответствует интегральная функция распределения:

$$f(\theta) = \int_{\theta_0}^{\theta} \varphi(x) dx = \frac{\theta_0 \cdot \left(1 - \lambda - \left(\frac{\theta_{max}}{\theta_0}\right)^{\lambda}\right) - \theta \cdot \left(1 - \lambda - \left(\frac{\theta_{max}}{\theta}\right)^{\lambda}\right)}{\theta_0 \cdot \left(1 - \lambda - \left(\frac{\theta_{max}}{\theta_0}\right)^{\lambda}\right) + \lambda \cdot \theta_{max}} \quad (2).$$

Сумма запасов всех учитываемых скоплений в системе Q (начальные ресурсы) и их полное число N связаны соотношением:

$$Q = N \cdot \int_{\theta_0}^{\theta_{max}} x \cdot \varphi(x) dx \quad (3).$$

В заданном интервале крупности $[\theta_1, \theta_2]$ число скоплений N_{θ_1, θ_2} и их суммарные запасы (ресурсы в интервале) Q_{θ_1, θ_2} задаются следующим образом:

$$N_{\theta_1, \theta_2} = N \cdot \int_{\theta_1}^{\theta_2} \varphi(x) dx, \quad Q_{\theta_1, \theta_2} = N \cdot \int_{\theta_1}^{\theta_2} x \cdot \varphi(x) dx \quad (4).$$

Приведенные выражения, оставаясь справедливыми для различных нефтегазовых систем достаточно крупного масштаба, отличаются для объектов оценки значениями своих параметров, так что здесь возникает задача оценки этих параметров.

Существует несколько подходов к оценке параметров УРП (1) для геологических объектов разного ранга и степени изученности [Бурштейн, 2006; Бурштейн и др., 2020;

Конторович, Демин, 1977, 1979; Лившиц, 2011].

В настоящей работе используется вариант метода, предложенного в статье [Бурштейн и др., 2020]. Данный метод не оптимален в статистическом смысле, но дает оценки, близкие к полученным, например, методом максимального правдоподобия [Лившиц, 2011]. Его реализация элементарна средствами стандартных математических пакетов.

Введем понятие ненормированной интегральной функции распределения $F(\theta)$ и дополнительной ненормированной интегральной функции распределения $\Phi(\theta)$:

$$F(\theta) = N \cdot f(\theta), \quad \Phi(\theta) = N \cdot (1 - f(\theta)) = N \cdot \int_{\theta}^{\theta_{max}} \varphi(x) dx \quad (5),$$

здесь N - число скоплений в исследуемой нефтегазовой системе.

Дополнительная ненормированная интегральная функция распределения очевидно отвечает числу скоплений с размерами, превосходящими величину θ .

Установлена [Шпильман 1982; Конторович и др., 1988] эмпирическая закономерность - закон геологоразведочного фильтра, утверждающая, что в первую очередь выявляются наиболее крупные скопления УВ. В силу действия геологоразведочного фильтра, естественно предположить, что в изучаемой геологической системе выявлено, по крайней мере, m крупнейших скоплений. Скопления, в исследуемой нефтегазовой системе, будем нумеровать, начиная с крупнейшего:

$$\theta_1 \geq \theta_2 \geq \dots \theta_m.$$

Исходя из определения $\Phi(\theta)$ (5) и, при условии, что природная совокупность скоплений описывается УРП (1, 2), ясно, что существуют такие параметры λ , θ_{max} и N , при которых значение дополнительной ненормированной интегральной функции распределения от величины i -го скопления должно быть в некотором смысле близко к его номеру i :

$$\Phi(\theta_i) \approx i, i = 1, \dots, m.$$

Дополнительно можно потребовать близость суммарных запасов выявленных крупнейших скоплений к формальной оценке (4) ресурсов в соответствующем интервале:

$$\sum_{i=1}^m \theta_i \approx Q_{\theta_m, \theta_{max}} = N \cdot \int_{\theta_m}^{\theta_{max}} x \cdot \varphi(x) dx.$$

Сформулированные требования можно представить в виде формального критерия многими способами. Эмпирическим путем установлено, что приемлемые результаты в широком диапазоне ситуаций получаются, если придать критерию следующий вид:

$$\sum_{i=1}^m (\ln(\Phi(\theta_i)) - \ln(i))^2 + \frac{e}{m} \cdot \left(\sum_{i=1}^m \theta_i - Q_{\theta_m, \theta_{max}} \right)^2 \xrightarrow{\lambda, \theta_{max}, N} \min \quad (6),$$

здесь e - некоторый весовой коэффициент, выбираемый эмпирически.

Первое слагаемое в (6) соответствует требованию близости номеров выявленных скоплений соответствующим значениям дополнительной ненормированной интегральной функции распределения, второе - близости суммарных запасов выявленных крупнейших скоплений к формальной оценке (4) ресурсов в диапазоне выявленных скоплений. Величина e зависит от размерности величины ресурсов и запасов. Заметим, что второе слагаемое в представленном виде не может использоваться как самостоятельный критерий.

Оценки параметров λ , θ_{max} и N теоретически можно выполнить по набору из любых m ($m > 3$) крупнейших выявленных скоплений. Очевидно, устойчивость таких оценок можно ожидать только при достаточно больших m . На основе оценок параметров λ , θ_{max} и N по выражению (3) можно получить оценку начальных ресурсов объекта в целом.

Функции распределения по крупности невыявленных скоплений

Следует заметить, что полученные описанным путем оценки параметра N и связанная с ней оценка начальных ресурсов Q для геологического объекта, изученного неравномерно, будут характеризовать только сравнительно хорошо исследованную его часть, в которой выявлены все m крупнейших скоплений. Для остальной части оцениваемого объекта величины общего числа скоплений и начальных ресурсов должны оцениваться независимыми методами. При единстве процессов формирования скоплений УВ для всего рассматриваемого геологического объекта общая форма распределения скоплений по крупности, определяемая параметрами λ , θ_{max} при заданном θ_0 должна сохраняться. Всю совокупность скоплений такого оцениваемого геологического объекта будет описывать следующая дополнительная ненормированная интегральная функция распределения:

$$\Phi_1(\theta) = N_1 \cdot (1 - f(\theta)) = N_1 \cdot \int_{\theta}^{\theta_{max}} \varphi(x) dx \quad (7),$$

здесь N_1 - общее число скоплений во всей исследуемой нефтегазовой системе, включая сравнительно плохо изученные части.

Заметим, что соотношения (3, 4) остаются справедливыми с заменой N на N_1 , т. е. с корректировкой оценки числа скоплений в системе и вытекающей из этого оценкой ресурсов:

$$Q_1 = N_1 \cdot \int_{\theta_0}^{\theta_{max}} x \cdot \varphi(x) dx \quad (8),$$

здесь Q_1 - начальные ресурсы системы, включая сравнительно слабоизученную часть.

Для совокупности выявленных (в том числе m крупнейших) скоплений так же можно ввести дополнительную ненормированную интегральную функции распределения:

$$\Phi_2(\theta) = N_2 \cdot (1 - f_2(\theta)) = N_2 \cdot \int_{\theta}^{\theta_{max}} \varphi_2(x) dx \quad (9),$$

где $f_2(\theta)$ - интегральная функция распределения выявленных скоплений по крупности, $N_2 \geq m$ число выявленных в системе скоплений.

Известно, что совокупность выявленных скоплений УВ обычно с достаточной точностью можно описать логарифмически нормальным распределением [Конторович и др. 1988; Харбух, Давтон, Дэвис, 1981]. Для реализации, предлагаемого далее алгоритма согласования результатов оценки ресурсов УВ МГА и прогноза по РСК, удобнее использовать интерполирующую распределение функцию, полученную из базового распределения УРП (1) домножением на некоторую функцию $\psi(\theta)$, которую можно рассматривать как представление «геологоразведочного фильтра» для текущей стадии изучения исследуемой нефтегазовой системы:

$$f_2(\theta) = \psi(\theta) \cdot f(\theta) \quad (10).$$

Функции $\psi(\theta)$ в общем случае должна иметь сигмообразную форму, но ее конкретный вид зависит от характеристик совокупности выявленных скоплений и должен определяться эмпирически.

Для совокупности невыявленных скоплений дополнительная ненормированная интегральная функция распределения представляет собой разницу соответствующих функций для полной совокупности и совокупности выявленных скоплений:

$$\begin{aligned} \Phi_3(\theta) &= \Phi_1(\theta) - \Phi_2(\theta) = N_1 \cdot (1 - f(\theta)) - N_2 \cdot (1 - f_2(\theta)) = \\ &= N_1 - N_2 - (N_1 - N_2 \cdot \psi(\theta)) \cdot f(\theta) \end{aligned} \quad (11).$$

Из последнего выражения (11), по аналогии с первым из соотношений (5) можно получить вид для интегральной функции распределения невыявленных скоплений в системе:

$$f_3(\theta) = \frac{1 - \Phi_3(\theta)}{N_1 - N_2} = \frac{N_1 - N_2 \cdot \psi(\theta)}{N_1 - N_2} \cdot f(\theta) \quad (12).$$

Выражение (12) для функции распределения невыявленных скоплений может быть использовано при имитационном моделировании их совокупности.

Алгоритм сопоставления невыявленных скоплений участкам недр

Объекты оценки МГА выделяются в пределах регионального или зонального НГК [Методическое руководство..., 2000]. В качестве объектов оценки обычно рассматриваются участки недр (расчетные участки) или объекты нефтегазогеологического районирования, например, НГР. Далее в обоих случаях будем говорить об участках. Для каждого из них даются

оценки начальных, прогнозируемых и перспективных (невыявленных) ресурсов УВ, дифференцированные, по крайней мере, по типам флюидов. В соответствии с обсуждавшимися выше требованиями, оценка ресурсов должна быть вероятностной, то есть для оценки ресурсов каждого участка должно быть задано вероятностное распределение.

Таким образом, имеется локализованная (с точностью до границ участков) оценка, полученная МГА и нелокализованная оценка всего рассматриваемого объекта, полученная на основе прогноза РСК по методике, предложенной выше. Оценку МГА можно представить в виде ряда значений невыявленных (прогнозируемых и перспективных) ресурсов:

$$\{q_1, q_2, \dots, q_M\} \quad (13),$$

где q_i - невыявленные ресурсы на i -том участке, M - число участков на объекте оценки. Суммарная оценка начальных ресурсов МГА исследуемого объекта (Q_2) будет равна:

$$Q_2 = \sum_{i=1}^M q_i + \theta \quad (14),$$

здесь θ - сумма начальных запасов всех скоплений, выявленных в пределах объекта оценки.

Возникает вопрос - как сопоставить ряд прогнозируемых на основе РСК значений «запасов» невыявленных скоплений оцениваемым участкам с прогнозируемыми и перспективными ресурсами участков $\{q_i\}$?

Очевидно, общая оценка ресурсов МГА и полученная на основе анализа РСК могут не совпадать. Рассмотрим схему согласования оценок ресурсов, полученных МГА (14) и на основе анализа РСК (3).

Если $Q_2 > Q_1$, то, возможно, оценка на основе анализа РСК занижена, и следует ее скорректировать за счет увеличения оценки общего числа скоплений в системе (N_1) переходя от соотношения (3) к соотношению (8). В том случае, если оценка на основе МГА представляется завышенной, как и в случае, когда $Q_2 < Q_1$, предлагаемый ниже алгоритм приведет к ее автоматической корректировке.

Предлагаемый алгоритм распределения сгенерированных значений «запасов» невыявленных скоплений по оцениваемым участкам недр основан на зависимости, установленной для объектов регионального [Конторович и др., 1981; Белонин, 1997] и зонального рангов [Бурштейн, Грекова, 2014]. Суть закономерности состоит в том, что размеры наибольших скоплений зависят от начальных ресурсов нефти или газа соответствующего геологического объекта. Можно ожидать, что эта закономерность сохранится и для меньших объектов ранга расчетного или лицензионного участка, и вероятность обнаружить крупнейшее скопление на участке с максимальными ресурсами будет выше, чем на любом другом.

В первом приближении можно предположить, что для совокупности участков недр

вероятность (p) обнаружить крупнейшее невыеявленное скопление на конкретном участке прямо пропорциональна невыеявленным ресурсам этого участка q_i :

$$p_i = a \cdot q_i \quad (15).$$

Коэффициент a в (15) находится при очевидном условии:

$$\sum_{i=1}^M p_i = a \cdot \sum_{i=1}^M q_i = 1.$$

Зная функцию плотности распределения запасов невыеявленных скоплений (12) f_3 , можно сгенерировать (например, методом Монте-Карло) синтетическую последовательность соответствующих ей скоплений различного размера:

$$\{\tilde{\theta}_1 > \tilde{\theta}_2 > \dots > \tilde{\theta}_{N_3}\},$$

где $\tilde{\theta}_j$ - «запасы» j -того невыеявленного скопления, $N_3 = N_1 - N_2$ - число невыеявленных скоплений. Затем, случайным образом с вероятностью p_i (15) запасы $\tilde{\theta}_j$ j -того невыеявленного скопления, начиная с крупнейшего $\tilde{\theta}_1$, последовательно приписываются i -тому участку недр. А его невыеявленные ресурсы уменьшаются на величину $\tilde{\theta}_j$. Повторив эту процедуру до исчерпания всех N_3 сгенерированных невыеявленных скоплений, для каждого i -того участка получим подпоследовательность прогнозируемых невыеявленных скоплений на нем:

$$\{\tilde{\theta}_1^i > \tilde{\theta}_2^i > \dots > \tilde{\theta}_{N_i}^i\},$$

где N_i - число невыеявленных скоплений на i -том участке.

Множественно повторив описанную процедуру, можно на основе набора сгенерированных выборок построить статистические распределения для величины невыеявленных ресурсов всех участков недр, объекта оценки в целом, размеров любого по порядку крупности скопления на участке, их числа и т.д. Заметим, что если рассматриваемые скопления отождествляются с залежами на основе подходов, развиваемых в работах В.Р. Лившица [Лившиц, Конторович, 2022], можно получить статистические оценки и для совокупности месторождений.

Объект исследования (фактические данные)

Енисей-Хатангская НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяется на территории одноименного регионального прогиба, в зоне сочленения Таймырского складчато-надвигового пояса и северо-западных окраин Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы Сибирской платформы (рис. 1).

Границы прогиба с соседними структурами проводятся по выклиниванию его осадочного чехла юрско-мелового возраста. В западном направлении прогиб раскрывается и сливается с Западно-Сибирской геосинеклизой. Граница прогиба и геосинеклизы выделяется по смене субширотных простираний структур регионального прогиба на субмеридиональные,

характерные для севера Западной Сибири. Граница с Анабаро-Хатангской седловиной на востоке проведена по участкам выполаживания краевых моноклиналей регионального прогиба и восточным замыканиям осложняющих его крупных складчатых структур. В южной части регионального прогиба располагается серия контрастных кулисообразных положительных структур (выступов). Необходимо отметить, что вблизи северной и южной границ осадочный чехол прогиба начинается не с юрских, а с меловых отложений.

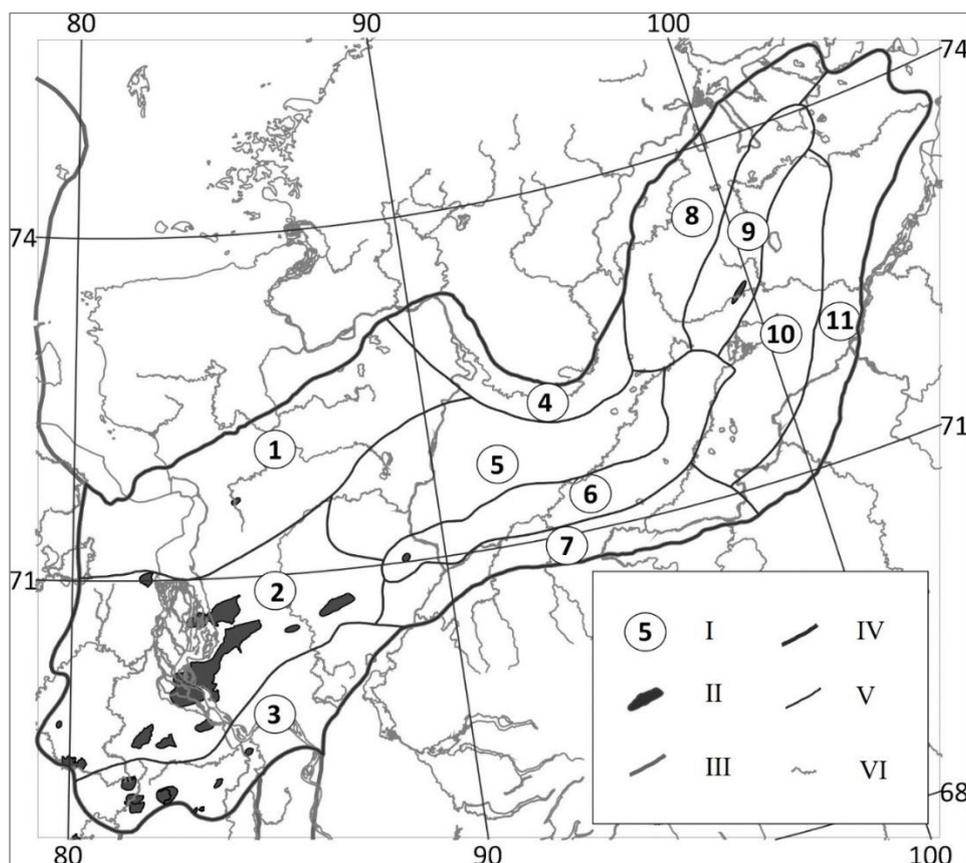


Рис. 1. Схематическая карта нефтегазогеологического районирования Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (ИНГГ СО РАН)

I - номер НГР (1 - Предтаймырский; 2 - Нижнеенисейский; 3 - Соленинско-Малохетский; 4 - Янгодский; 5 - Пясинский; 6 - Рассохинский; 7 - Предпуторанский; 8 - Логатский; 9 - Балахнинский; 10 - Лобаз-Хетский; 11 - Нижнехатангский); II - месторождение УВ; III - граница провинции; IV - граница НГО; V - граница НГР; VI - реки и побережье.

Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП) протягивается с запада на восток почти на 1000 км при ширине 300-320 км на востоке и западе, незначительно сокращаясь до 270 км в его центральной части в районе Янгодо-Горбитского мегавыступа. По поверхности основания юрского комплекса выявлено несколько крупных тектонических элементов. В первую очередь, это моноклинально залегающие борта прогиба. Осевая часть прогиба осложнена крупной, контрастной, положительной структурой нулевого порядка, которая в плане совпадает с Балахнинско-Рассохинской наклонной грядой, выделенной по поверхности

юрского комплекса. К северу и к югу от гряды находятся вытянутые параллельно ей крупные отрицательные структуры (Центрально-Таймырский наклонный желоб и Боганидско-Жданихинский желоб). На юго-западе ЕХРП на границе с Западно-Сибирской геосинеклизой располагается еще один крупный положительный элемент нулевого порядка - восточное окончание Мессояхской наклонной гряды.

Разрез осадочного чехла ЕХРП сложен юрскими, меловыми и местами палеогеновыми отложениями. Нижне-среднеюрская часть представлена зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской свитами, сложенных чередованием толщ песчано-алевролитового и глинистого состава. Глинизация и существенное увеличение толщин комплексов происходят в восточном направлении.

Отложения верхней юры согласно залегают на ниже-среднеюрских комплексах и распространены практически на всей территории Енисей-Хатангской НГО, за исключением осевых частей Мессояхской и Балахнинско-Рассохинской наклонных гряд. Разрез представлен точинской, сиговской и яновстанской свитами в южной и юго-западных частях НГО. На остальной территории отложения верхнего бата - низов берриаса представлены гольчихинской свитой.

На территории Енисей-Хатангской НГО для отложений нижнего мела (берриас-нижний апт) выделяются два подрайона: северо-северо-восточный и юго-западный. В первом нижнемеловые комплексы обладают клиноформным строением, во втором - горизонтально-слоистым. В районе с горизонтально-слоистым строением разрез представлен (снизу вверх) нижнехетской, суходудинской и малохетской свитами. Практически повсеместно меловые комплексы горизонтального залегания подстилаются яновстанской свитой титон-берриаса. Северный район с клиноформным строением меловой части разреза сложен шураговской, байкаловской и малохетской свитами, ниже залегают отложения гольчихинской свиты верхнеюрского возраста.

Апт-сеноманская часть разреза на большей части НГО состоит из яковлевской, долганской и дорожковской свитами и их аналогами (в районе р. Котуй) - сангасалинской, рассохинской, огневской, бегической и ледяной.

Верхнемеловые (сеноманские) комплексы на территории исследования представлены дорожковской, наоновской, салпадинской и танамской свитами. На востоке эти свиты сменяются более мелкозернистыми аналогами ледяной (верхняя часть), хетской, мутинской и кресты-юряхской.

В качестве нижнемеловых НГК, являющихся объектом исследований настоящей работы, рассматриваются берриас-готеривский, готерив-нижнеаптский и среднеапт-сеноманский. Берриас-готеривский НГК, там, где он имеет клиноформное строение, состоит из двух

подкомплексов - клиноформного (ачимовского) и горизонтально-слоистого. Пласты этих подкомплексов пространственно разделены на ачимовской толщей аргиллитов, верхняя и нижняя границы которой скользят во времени. Ачимовские резервуары, представляют собой серию песчано-алевритовых линз, омолаживающихся в северном направлении, в сторону п-ва Таймыр. Основная область распространения ачимовской толщи на территории Енисей-Хатангской НГО расположена на западе ЕХРП. В направлениях к границам Тунгусской синеклизы Сибирской платформы и Таймырской складчатой области при переходе клиноформного типа разреза в горизонтально-слоистый, резервуары клиноформного подкомплекса выклиниваются. Пласты ачимовской толщи Енисей-Хатангской НГО залегают в основании шуратовской свиты и на разных площадях индексируются как НХ₁-НХ₄ (Пайяхское, Западно-Иркинское месторождения), НСК₁₀-НСК₁₄ (Байкаловское месторождение) и Д₄-Д₇ (Дерябинское месторождение).

Горизонтально-слоистый подкомплекс берриас-готеривского НГК сложен мелководно-морскими отложениями шуратовской, нижнехетской свитой и нижней подсвитой суходудинской свиты. Пласты нижнехетской свиты индексируются как НХ₁-НХ₄, а нижней подсвиты суходудинской свиты - СД₀-СД₁₂. Пластам горизонтально-слоистого подкомплекса шуратовской свиты на Байкаловской площади присвоены индексы НСК₁-НСК₉. Нефтегазопроявления в этом резервуаре установлены при бурении на Горчинской, Малохетской, Нижнехетской, Джангодской, Озерной, Пайяхской площадях.

Готерив-нижнеаптский НГК включает отложения байкаловской и малохетской свит, а также верхнюю подсвиту суходудинской свиты. Флюидоупором является углисто-глинистая пачка среднего апта, залегающая в основании вышележащей яковлевской свиты. В проницаемом комплексе развиты группы пластов СД₀ суходудинской, БК₆-БК₁₀ байкаловской и МХ₁-МХ₄ малохетской свит. Залежи УВ в готерив-нижнеаптском резервуаре установлены на Бакаловской, Горчинской, Пеляткинской и Озерной площадях.

Среднеапт-сеноманский НГК включает проницаемые отложения яковлевской и долганской свит. Флюидоупором являются глины дорожковской свиты. В составе среднеапт-сеноманского НГК выделены два региональных резервуара - яковлевский и долганский. В яковлевском резервуаре открыта одна залежь на Северо-Соленинском месторождении. Небольшие притоки газа получены на Озерном месторождении (пласты ЯК₀¹ и ЯК₀²). Пласты долганской свиты обозначены индексами ДЛ₁-ДЛ₉, а песчаные линзы в дорожковском флюидоупоре - ДР₁-ДР₃. В этом резервуаре открыта только одна залежь на Мессояхском месторождении в пласте ДЛ₁.

В пластах клиноформного подкомплекса берриас-готеривского НГК находятся залежи нефти на крупных по запасам Пайяхском и Западно-Иркинском месторождениях, залежи

свободного газа в крупных по начальным запасам Пеляткинском газоконденсатном, Байкаловском нефтегазоконденсатном, Дерябинском газоконденсатном, Ушаковском газовом и уникальном газоконденсатном месторождении им. Е. Зиничева. К этим же месторождениям приурочены крупнейшие самостоятельные залежи газа. Всего в пределах Енисей-Хатангской НГО учтено (по данным государственного баланса по состоянию на 01.01.2022 г.) 60 самостоятельных залежей свободного газа в составе 13 месторождений. Крупнейшее самостоятельное скопление с начальными запасами более 200 млрд. м³ входит в газоконденсатное месторождение им. Е. Зиничева (продуктивные пласты СД₆₋₇ суходудинской свиты).

История геологического изучения территории Енисей-Хатангской НГО начинается с середины XIX века [Конторович и др., 1994]. Первое газопроявление на Малохетской структуре в Усть-Енисейском районе Красноярского края выявлено в середине 30-х гг. прошлого столетия. В скв. 13 из отложений низов валанжина получен фонтан газа дебитом 11,8 тыс. м³/сут. [Геология нефти..., 1975]. В начале 70-х гг. XX века Д.С. Сороков выделил Енисей-Хатангскую НГО.

Изученность Енисей-Хатангской НГО крайне неравномерна. Наиболее изучены западные, прилегающие к р. Енисей районы, в разрезе отложения мелового комплекса вскрыты в подавляющем большинстве пробуренных скважин.

На сегодняшний день на территории НГО установлена промышленная нефтегазоносность резервуаров мелового и юрского НГК. Основные балансовые запасы газа сконцентрированы в залежах нижнемелового комплекса, часть которых находится в разработке. В пределах НГО выявлено 13 месторождений с залежами свободного газа. Крупнейшим газовым месторождением на территории исследований по состоянию на 01.01.2022 г. является газоконденсатное месторождение им. Е. Зиничева. Его начальные запасы по сумме категорий составляют более 380 млрд. м³. А начальные запасы крупнейшей залежи в его пределах (пласты СД₆₋₇ суходудинской свиты) - более 200 млрд. м³.

Первые количественные оценки ресурсов УВ ЕХРП выполнены коллективом НИИГА (ныне ВНИИОкеангеология) под руководством И.С. Грамберга и Д.С. Сорокова в конце 60-х - начале 70-х гг. прошлого века. Используя, вероятно, один из вариантов объемно-статистического метода они оценили начальные ресурсы ЕХРП в 10 трлн м³ газа. В дальнейшем в ходе всесоюзных, а затем всероссийских оценок ресурсной базы УВ-сырья эта территория оценивалась коллективом СНИИГГиМС, в начале под руководством А.Э. Конторовича, а при оценке 2000-2002 гг. под руководством В.С. Старосельцева. Официальные оценки этой территории по состоянию на 2009 и 2017 гг. выполнялись во ВНИГНИ. Оценка 2009 г. проведена под руководством А.П. Афанасенкова.

В соответствии с последней из упомянутых официальных оценок, начальные геологические ресурсы Енисей-Хатангской НГО оцениваются в 21 млрд. т у. УВ (УУВ). Из них на долю нижнемеловых комплексов, которые рассматриваются в данной работе, приходится 11 млрд. т УУВ, в том числе ресурсы свободного газа около 4 трлн. м³.

В 2008 г. в рамках оценки северных заполярных областей Земли геологическая служба США (USGS) провела анализ невыявленных извлекаемых ресурсов УВ (прогнозных и перспективных ресурсов в терминах действующей в РФ классификации) ряда бассейнов и провинций на территории РФ, в том числе и для территории Енисей-Хатангской НГО [Bird et al., 2008; Gautier et al., 2009]. С долей условности, приняв плотность нефти - 0,865 г/см³ (конденсата 0,75 г/см³), коэффициент извлечения равным 0,33 (конденсата 0,65), и пренебрегая некоторым несовпадением южных границ оцениваемых объектов, можно считать, что наиболее вероятная оценка невыявленных геологических ресурсов мезозойских комплексов Енисей-Хатангской НГО составляет чуть более 5 млрд. т УУВ (в том числе газа около 3 трлн. м³). С учетом запасов, уже выявленных на момент оценки скоплений, наиболее вероятная оценка начальных геологических ресурсов свободного газа мезозойских комплексов Енисей-Хатангской НГО достигает менее 4 трлн. м³, большая часть которых сосредоточена в нижнемеловых комплексах. При сопоставлении этой оценки с остальными надо учитывать, что она опирается на размер минимального учитываемого скопления УВ, отличающегося от принятого в отечественной практике. USGS учитывала скопления с минимальным размером не менее 7 млрд. т извлекаемых запасов нефти или эквивалентного количества газа. Последнее обстоятельство приводит к ощутимому снижению оценки начальных ресурсов.

В 2021-2022 гг. коллективом ИНГГ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича и с участием авторов настоящей работы выполнена количественная оценка ресурсов УВ мезозойских комплексов Енисей-Хатангской НГО по состоянию на 01.01.2021 г. Учитывая данные о запасах УВ по состоянию на 01.01.2022 г., согласно этой оценке, начальные суммарные ресурсы УВ составляют немногим менее 20 млрд. т УУВ, в том числе ресурсы свободного газа нижнемеловых комплексов - 3,2 трлн. м³. Полученная оценка дифференцирована по типам флюидов, НК и по площади. Распределение оценки по площади выполнено с точностью до НГР и отдельных участков недр – лицензионных и предлагаемых к лицензированию.

Результаты и обсуждение

Прогноз характеристик полной природной совокупности скоплений свободного газа в нижнемеловых комплексах Енисей-Хатангской нефтегазносной области

Как уже упоминалось выше, существует эмпирическая закономерность, известная как «закон геологоразведочного фильтра» и утверждающая, что в первую очередь выявляются наиболее крупные скопления УВ [Шпильман, 1982; Конторович и др., 1988]. Из нее следует, что к моменту, когда территорию можно охарактеризовать как хорошо изученную, некоторое число наиболее крупных скоплений УВ на ней уже должно быть выявлено.

Оценку параметров распределения скоплений по крупности (1, 2) по методике, рассмотренной выше, формально можно выполнить по любой подвыборке из m ($m > 3$) крупнейших выявленных скоплений. Очевидно, такие оценки будут устойчивы только при достаточно большом m . В то же время, если используемая подвыборка включает диапазон запасов, содержащий невыявленные скопления, оценки параметров будут некорректны из-за изменения вида эмпирического ненормированного распределения скоплений по запасам. В качестве критерия выбора величины m можно принять достижение оценками параметров распределения некоторой стабильности.

Несмотря на долгую историю изучения, НГК Енисей-Хатангской НГО, включая нижнемеловые, можно отнести к хорошо изученным только условно. В пользу этого свидетельствует тот факт, что крупнейшее в НГО, учтенное в государственном балансе, скопление газа на месторождении им. Е. Зиничева открыто в 2021 г. Анализ зависимости оценок параметров УРП от порядкового номера и размеров минимального учитываемого при оценке параметров скопления показывает, что их оценки не стабилизируются в полной мере. Вероятно, это следствие недостаточно большого числа выявленных скоплений. Некоторые признаки стабилизации оценок параметров распределения заметны для запасов минимальной учитываемой залежи в диапазоне 15-23 млрд. м³ (рис. 2). Основываясь на этом, возможно и далее предполагать, что все залежи свободного газа с начальными запасами более 15 млрд. м³ уже выявлены. Всего известно 16 таких залежей.

В принятых допущениях оценки параметров УРП составляют: λ - 2,20, θ_{\max} - 1,31 трлн. м³. Соответствие прогнозной и эмпирической интегральных ненормированных функций распределения скоплений свободного газа по величине запасов для скоплений с размерами менее 15 млрд. м³ показано на (рис. 3-4). Еще одним параметром УРП является θ - минимальные учитываемые запасы в полной совокупности залежей (1). Параметр θ существенно влияет на общую оценку начальных ресурсов. В данной работе он принимался равным 500 млн. м³, как и при последней оценке ресурсов газа мезозойских комплексов

Енисей-Хатангской НГО, выполненной коллективом ИНГГ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича в 2021-2022 гг. и уточнённой в 2023 г.

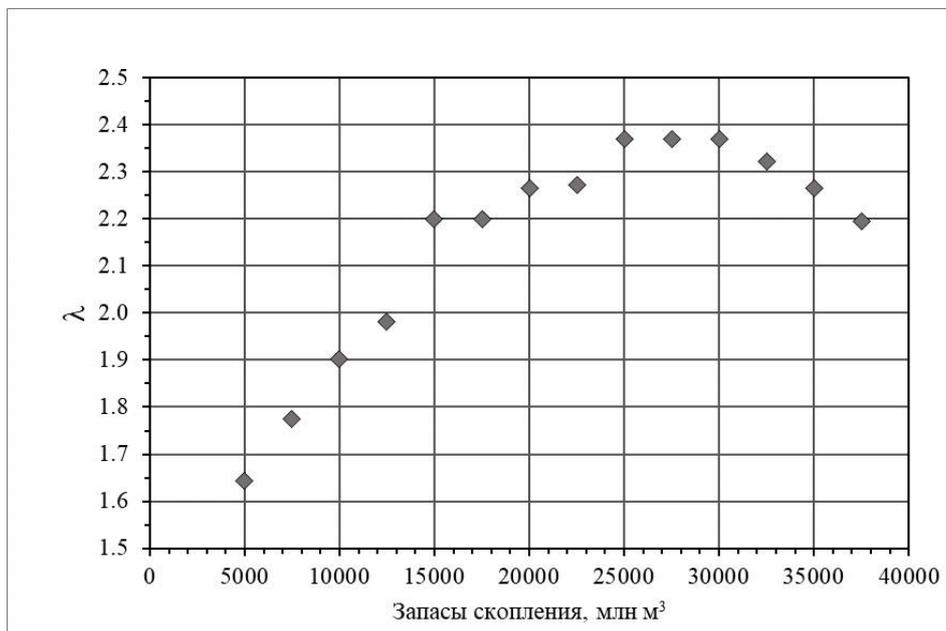


Рис. 2. Диаграмма зависимости оценок параметра усеченного распределения Парето от размеров минимального учитываемого скопления свободного газа (при весовом параметре в критерии оптимизации $\epsilon = 0,1$)

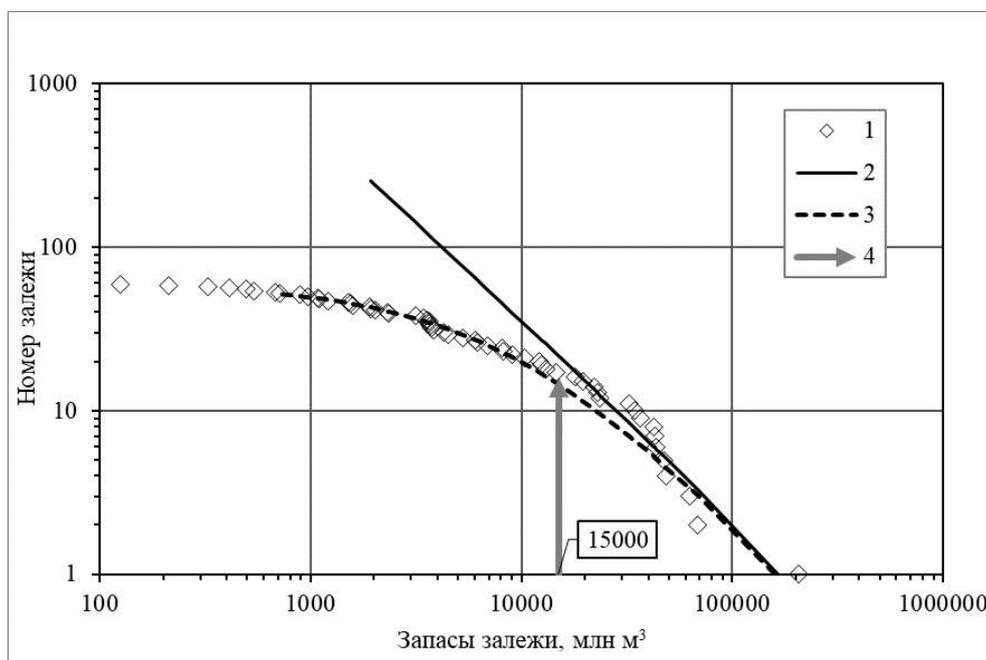


Рис. 3. Эмпирическая и прогнозные (для полной и выявленной совокупностей) интегральные ненормированная функции распределения запасов залежей свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
1 - фактические данные; 2 - прогнозная функция распределения для полной совокупности залежей; 3 - функция распределения для совокупности выявленных залежей; 4 - границы полной выявленности.

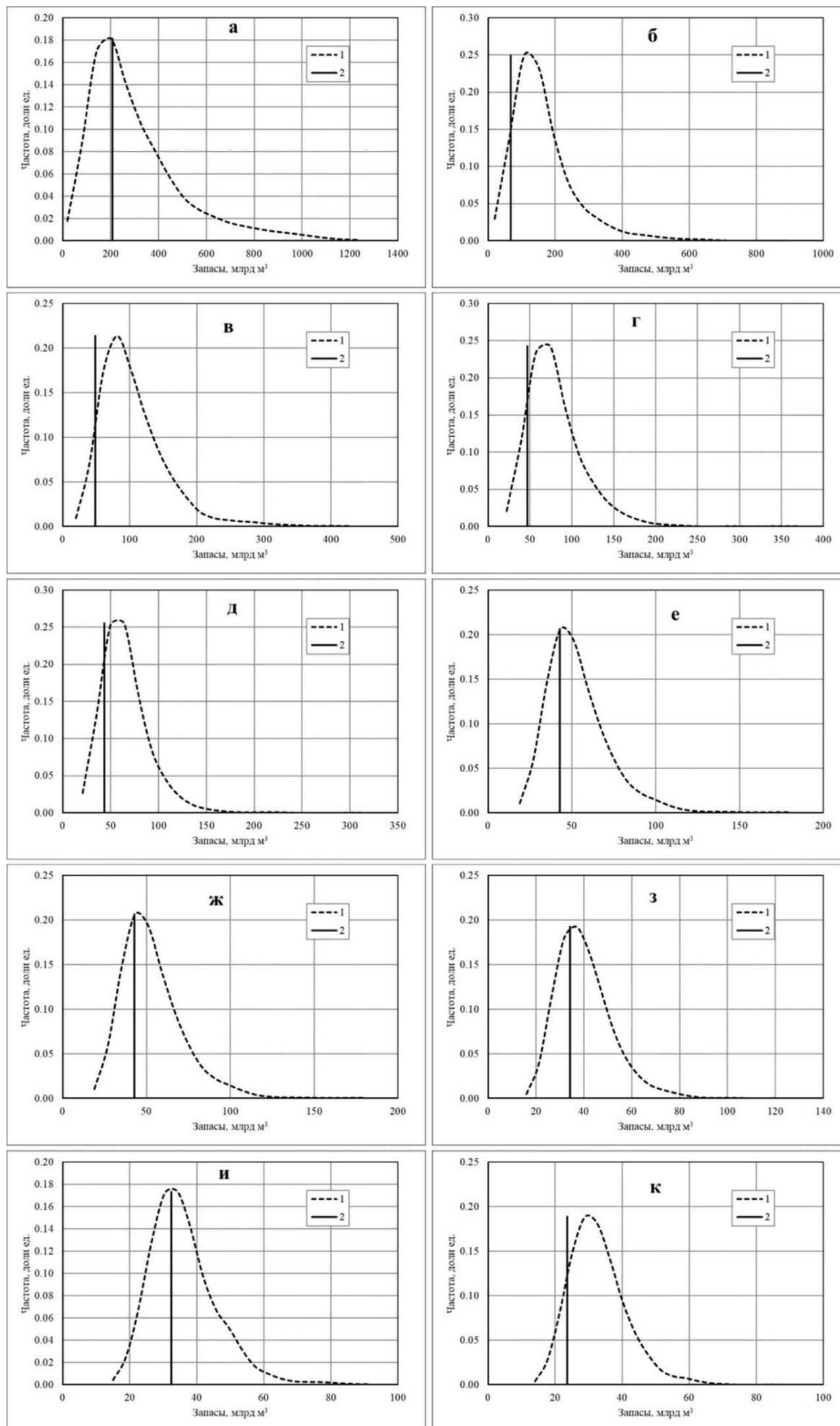


Рис. 4. Синтетические (на основе 1500 реализаций) функции плотности распределения оценок начальных запасов первых по крупности 10-ти (а-к) залежей свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
 1 - функция плотности распределения оценки начальных запасов; 2 - начальные запасы (по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2022 г.).

Еще одним важнейшим параметром, входящим в выражения для интегральных ненормированных функций распределения (5), является N - полное число залежей в природной совокупности. В принятых допущениях их число оценено примерно в 1300 шт. Оценка суммы запасов всех залежей (начальных суммарных ресурсов) по аналитическому выражению (3), соответствующая среднему арифметическому, равна 3,05 трлн. м³, а средние запасы залежи - 2,3 млрд. м³.

Оценка начальных суммарных ресурсов, вытекающая из принятых оценок параметров УРП и числа залежей в природной совокупности нижнемеловых комплексов Енисей-Хатангской НГО, практически совпадает с последней оценкой МГА ИНГГ СО РАН - 3,2 трлн. м³.

Следует заметить, что при других подходах к оценке параметров УРП [Бурштейн, 2006; Конторович, Демин, 1977, 1979; Лившиц, 2011] в качестве регуляризирующего условия обычно используется равенство оценки начальных ресурсов по выражению (3), оценке ресурсов, полученной каким-либо независимым методом. С этой точки зрения, близость оценок, полученных по УРП - (3,02 млрд. м³) и МГА (3,2 млрд. м³), говорит в пользу обоснованности оценок параметров УРП λ , θ_{\max} и числа залежей в природной совокупности - N . С другой стороны, так как все выявленные скопления сконцентрированы в юго-западной части Енисей-Хатангской НГО (см. рис. 1), это может означать, что остальные районы НГО недооценены, и истинная величина начальных ресурсов свободного газа нижнемеловых комплексов выше.

При известных параметрах УРП и соответствующих ненормированных интегральных функциях распределения (11-12) методом Монте-Карло можно построить синтетические функции распределения для оценок всех характеристик анализируемой системы. Соответствующие распределения для начальных суммарных ресурсов нижнемеловых комплексов и запасов некоторых крупнейших скоплений представлены на рис. 4-5.

В табл. 1 приведено сопоставление фактических и прогнозных характеристик полной (прогнозируемой) и выявленной совокупностей залежей свободного газа нижнемеловых комплексов Енисей-Хатангской НГО.

Из табл. 1 видно, что в соответствии с прогнозом в интервалах крупности >50 млрд. м³ возможно открытие еще 1-2 залежей с суммарными запасами порядка нескольких сотен млрд. м³. Впрочем эта оценка, скорее всего, находится на пределе точности прогноза.

Основное количество невыявленных залежей будет иметь запасы 0,5-10 млрд. м³.

В табл. 1 приведена оценка суммарных запасов для интервала 0,1-0,5 млрд. м³, согласно которой изменение размеров минимального учитываемого скопления в 2 раза от 500 млн. м³ до 100 млн. м³ приводит к изменению оценки начальных суммарных ресурсов в 1,5 раза. Это

обстоятельство важно учитывать при сопоставлении оценок, выполненных разными коллективами.

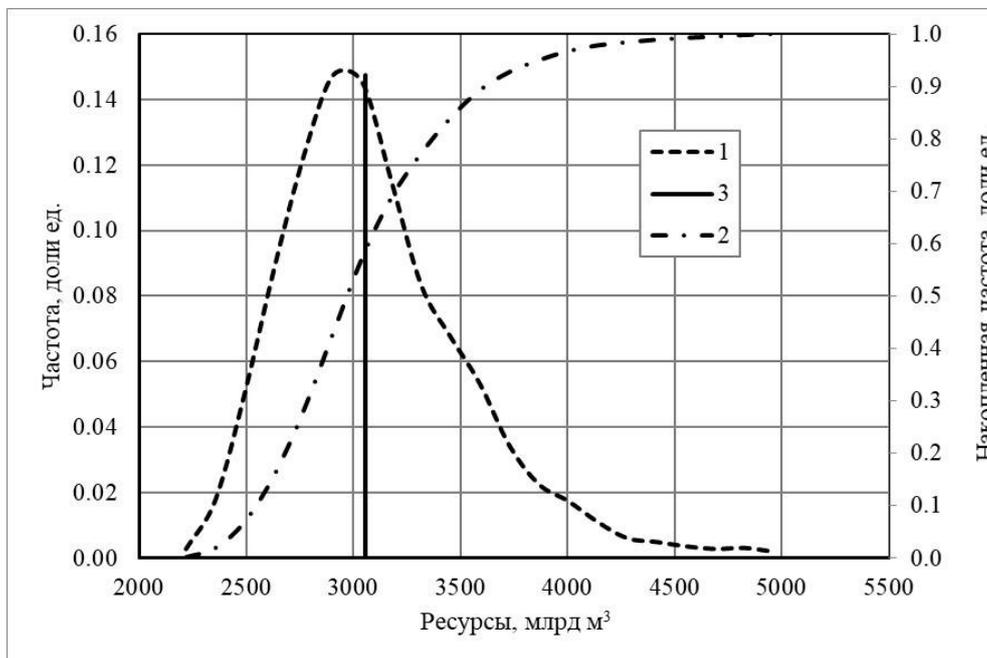


Рис. 5. Синтетические (на основе 1500 реализаций) функции плотности распределения и интегральная функция распределения начальных ресурсов свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
 1 - функция плотности распределения начальных ресурсов; 2 - интегральная функция распределения начальных ресурсов; 3 - начальные ресурсы, оцененные методом геологических аналогий.

Таблица 1

Фактическое и прогнозное распределение числа месторождений и ресурсов свободного газа по интервалам крупности скоплений нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Интервал крупности скоплений, млрд. м ³	Факт		Прогноз	
	Число выявленных скоплений в интервале крупности	Суммарные запасы, млрд. м ³	Среднее число скоплений в интервале крупности	Средние суммарные запасы в интервале крупности, млрд. м ³
>100	1	207,2	2	465,6
50-100	2	131,0	3	201,4
20-50	11	397,1	10	313,2
10-20	7	100,3	20	278,0
5-10	7	49,8	46	319,1
2-5	13	44,2	164	495,5
1-2	8	11,9	320	439,7
0,5-1	5	3,8	734	504,7
0,1-0,5	5	1,6	0	1478,9
Всего*	59	946,9	1300	3017,2

*Сумма по интервалам крупности с запасами более 0,5 млрд. м³.

Прогноз характеристик совокупности невыявленных скоплений свободного газа в нижнемеловых комплексах Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Прогнозная оценка, полученная на основе анализа РСК и полученная МГА, практически совпадают, так что с хорошим приближением можно считать $N = N_1$. Число выявленных залежей с запасами газа более 500 млн. м³ $N_2 = 54$. Функция $\psi(\theta)$ отражающая работу геологоразведочного фильтра, подобрана по эмпирическим данным и имеет вид:

$$\psi(\theta) = 1 - \frac{1}{1 + \left(\frac{\theta}{8007.6}\right)^{1.126}} \quad (16).$$

С учетом (16) и (10) можно получить дополнительную ненормированную интегральную функцию распределения по запасам невыявленных залежей (11), представленную на рис. 2, и интегральную функцию распределения по запасам невыявленных залежей (12). Последняя служит основой для имитационного (методом Монте-Карло) моделирования совокупности невыявленных скоплений, построения синтетических функций распределения и оценок их характеристик.

Оценка средней величины невыявленных ресурсов свободного газа нижнемеловых комплексов Енисей-Хатангской НГО составляет 2,23 трлн. м³. Функции ее распределения приведены на рис. 6.

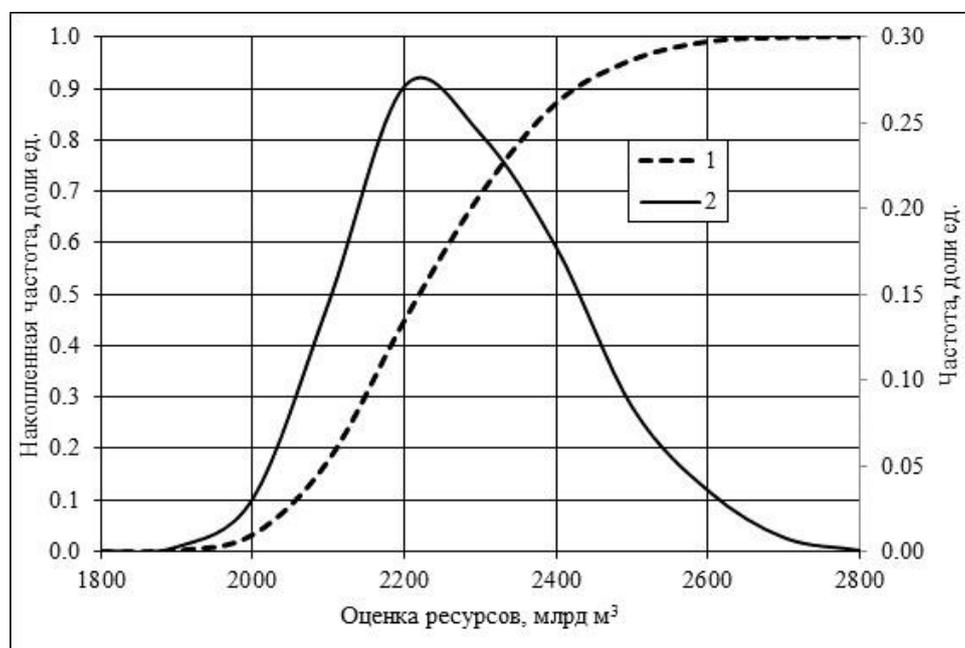


Рис. 6. Синтетические (на основе 1500 реализаций) функция плотности распределения и интегральная функция распределения оценки невыявленных ресурсов свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
1 - интегральная функция распределения невыявленных ресурсов; 2 - функция плотности распределения невыявленных ресурсов.

Используя процедуру сопоставления невыявленных скоплений участкам недр, сгенерированные совокупности невыявленных скоплений (1500 реализаций) сопоставлены НГР Енисей-Хатангской НГО. Некоторые результаты представлены в табл. 2 и на рис. 7-14, из которых можно заключить, что относительная неопределенность оценки, полученной на основе УРП, возрастает при уменьшении величины исходной оценки (см. табл. 2, рис. 10-11). В то же время, как и отмечалось ранее [Лившиц, 2011], относительная неопределенность оценки снижается при увеличении порядкового номера невыявленного скопления (см. рис. 12-14).

Заключение

Таким образом, предложенные алгоритмы для сравнительно хорошо изученных геологических объектов регионального и зонального ранга позволяют:

- Получить на основе анализа распределения выявленных скоплений УВ по крупности вероятностные оценки начальных и невыявленных (перспективных и прогнозируемых) ресурсов УВ.
- Сопоставить их с оценками, полученными другими методами (например, МГА) и при необходимости скорректировать.
- Локализовать полученные вероятностные оценки с точностью до границ НГР или отдельных участков недр.
- Выполнить вероятностный прогноз величины невыявленных скоплений УВ.

Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресурсов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях, как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» государственной программы ФНИ.

Таблица 2

Некоторые статистические характеристики прогнозного распределения скоплений свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области по нефтегазоносным районам

НГР и НГО	Оценка не выявленных ресурсов МГА, млрд. м ³	Оценка не выявленных ресурсов (по 1500 реализациям), млрд. м ³							
		Максимальная оценка	Минимальная оценка	при доверительной вероятности 0,95	при доверительной вероятности 0,05	при доверительной вероятности 0,5 (медиана)	Средняя геометрическая	Средняя арифметическая	Стандартное отклонение
Енисей-Хатангская НГО	2323	2720	1863	2018	2485	2218	2228	2233	143
Предгаймырский	653	1046	431	514	788	620	625	630	84
Пясинский	440	725	267	329	550	414	417	422	66
Нижнеенисейский	397	680	245	296	503	372	376	381	64
Соленинско-Малохетский	244	492	135	169	326	225	229	234	51
Лобаз-Хетский	191	445	92	128	261	175	178	183	44
Рассохинский	171	381	79	111	249	154	158	163	44
Балахнинский	74	229	25	40	118	65	66	70	26
Нижнехатангский	52	242	14	26	88	45	46	50	22
Логатский	51	238	15	25	91	44	45	49	23
Предпуторанский	28	227	5	11	58	24	24	27	17
Янгодский	23	190	2	8	48	19	19	22	16

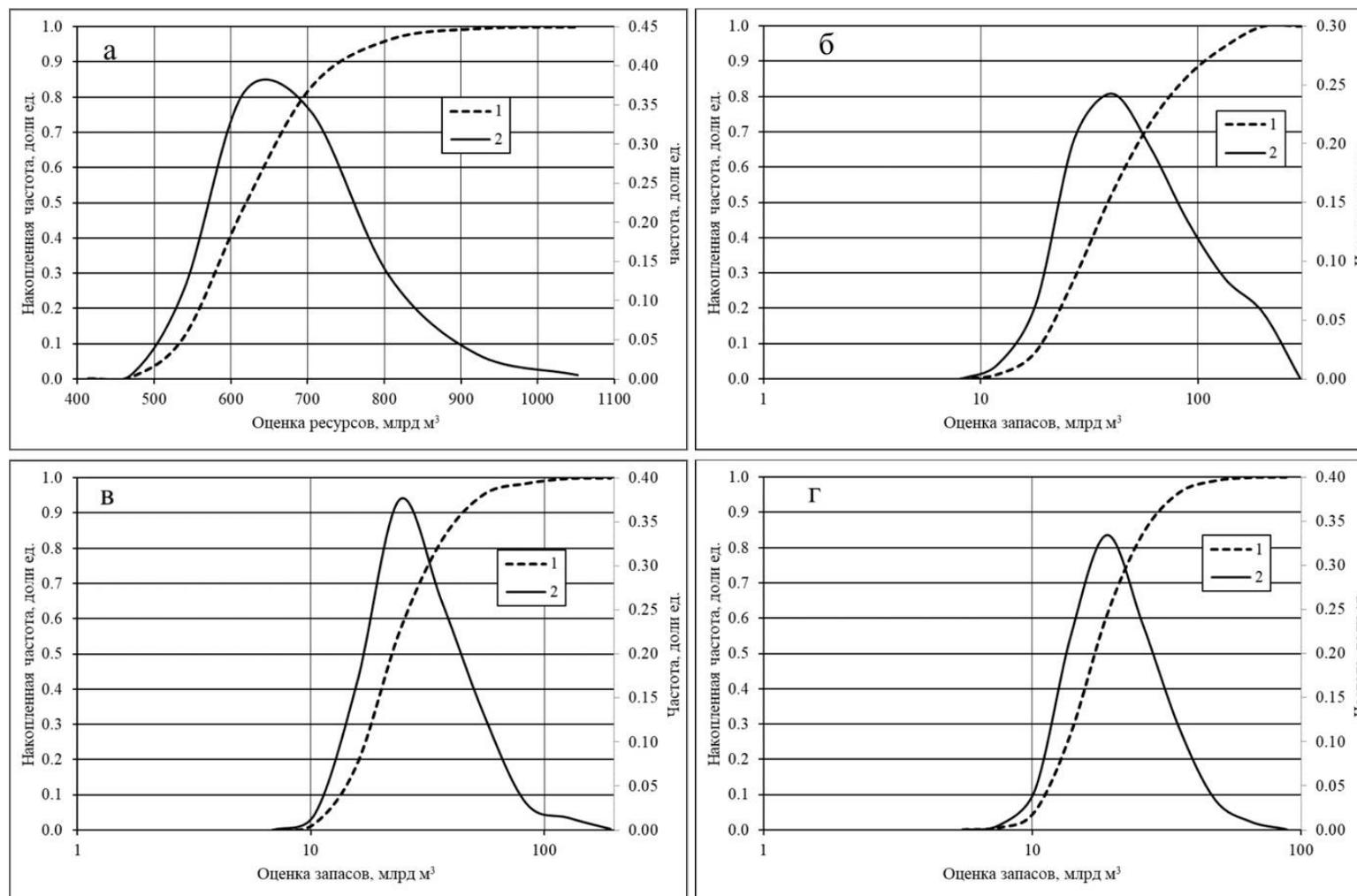


Рис. 7. Синтетические (на основе 1500 реализаций) функция плотности распределения и интегральная функция распределения оценки не выявленных ресурсов (а) и запасов (б-г) трех крупнейших залежей свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Предтаймырского нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
1 - интегральная функция распределения не выявленных ресурсов и запасов; 2 - функция плотности распределения не выявленных ресурсов и запасов.

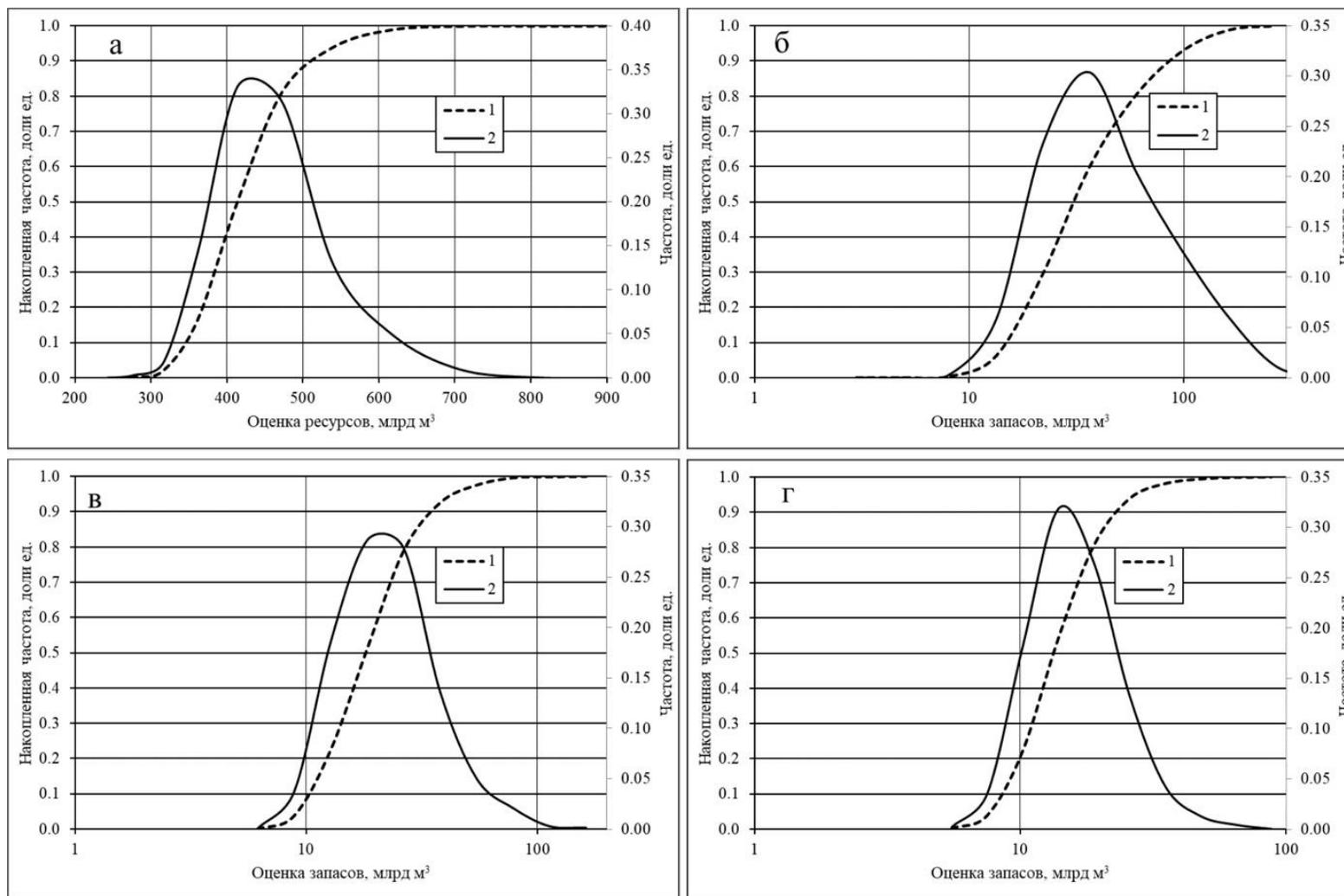


Рис. 8. Синтетические (на основе 1500 реализаций) функция плотности распределения и интегральная функция распределения оценки не выявленных ресурсов (а) и запасов (б-г) трех крупнейших залежей свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Пясинского нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Усл. обозначения см. на рис. 7.

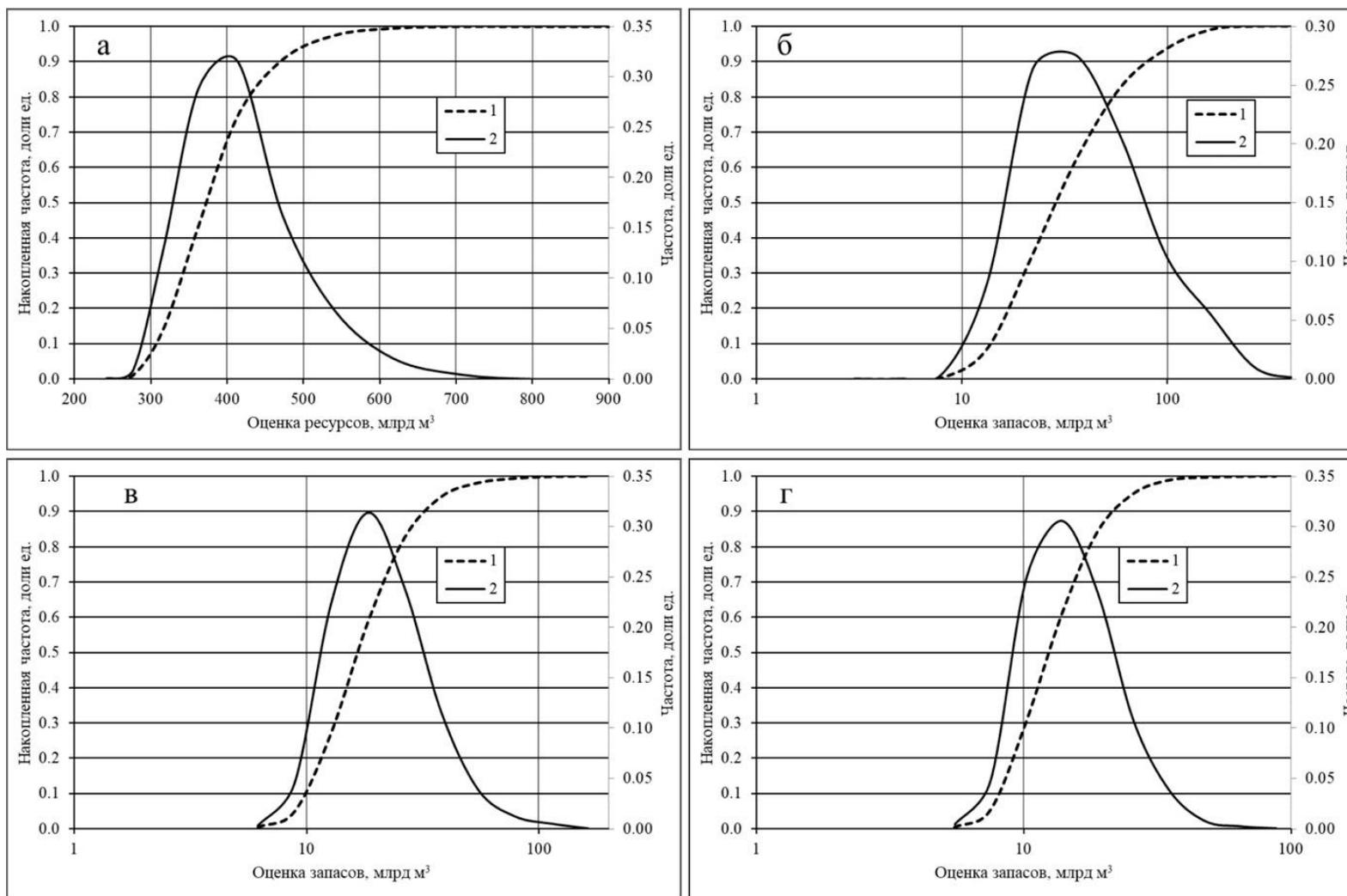


Рис. 9. Синтетические (на основе 1500 реализаций) функция плотности распределения и интегральная функция распределения оценки не выявленных ресурсов (а) и запасов (б-г) трех крупнейших залежей свободного газа нижнемеловых нефтегазоносных комплексов Нижнеенисейского нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Усл. обозначения см. на рис. 7.

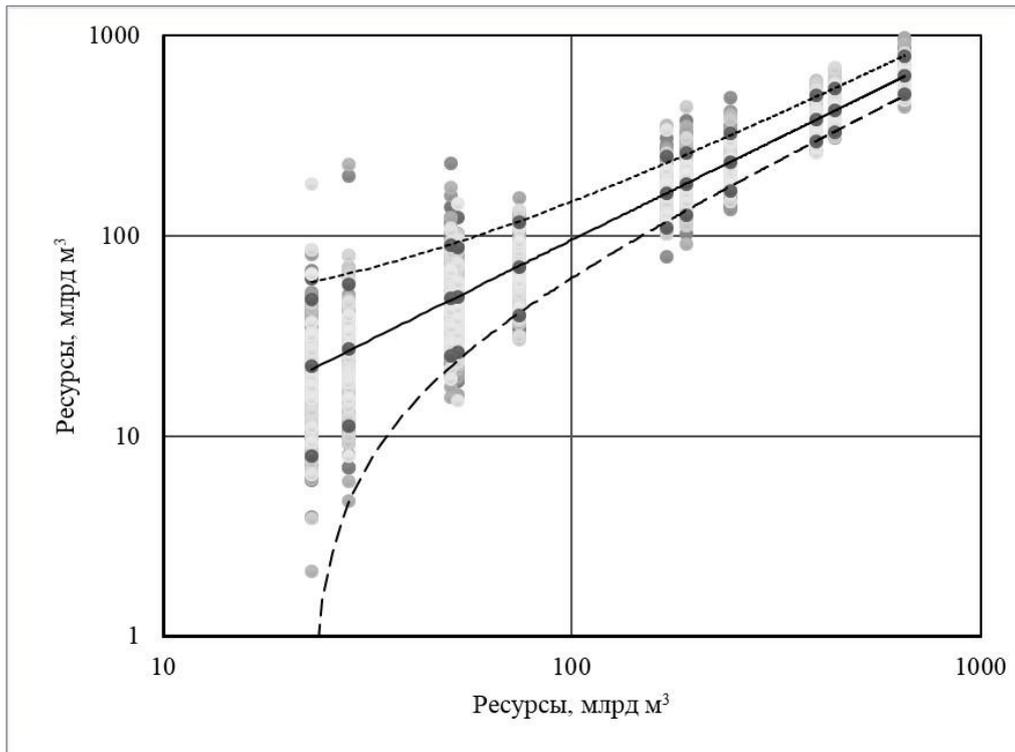


Рис. 10. Вариации оценки не выявленных ресурсов свободного газа в нижнемеловых комплексах нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в зависимости от оценки начальных ресурсов нефтегазоносного района на основе метода геологических аналогий. Верхняя линия соответствует 95% процентилю; средняя сплошная линия - медианному (50% процентиль) значению; нижняя линия - 5% процентилю; точки - некоторые частные реализации.

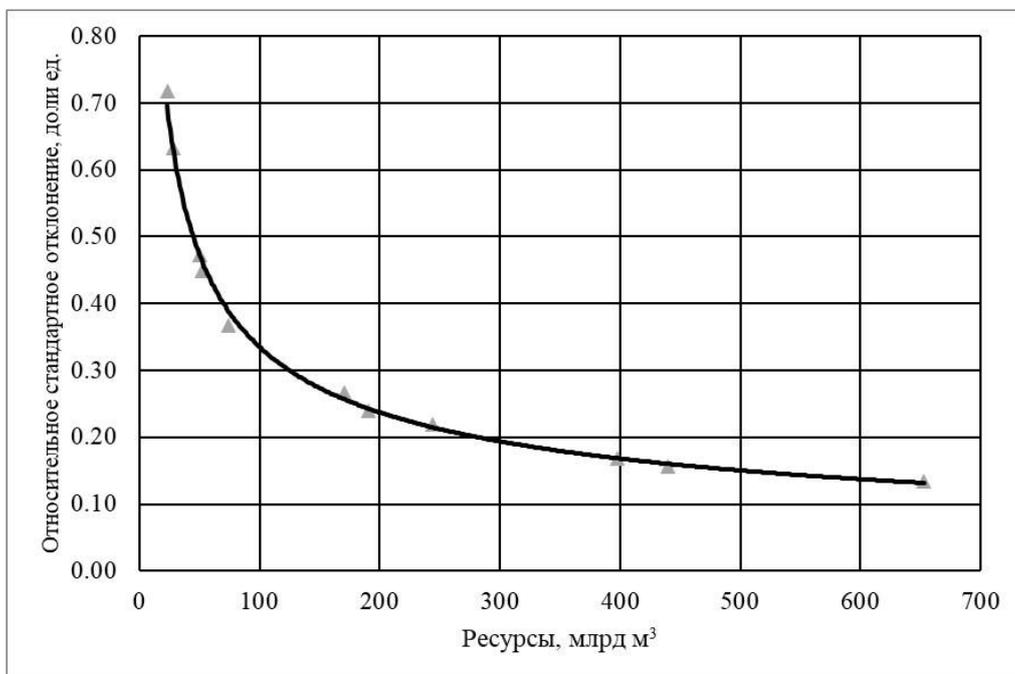


Рис. 11. График зависимости относительного стандартного отклонения оценок не выявленных ресурсов нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области от оценок начальных ресурсов методом геологических аналогий

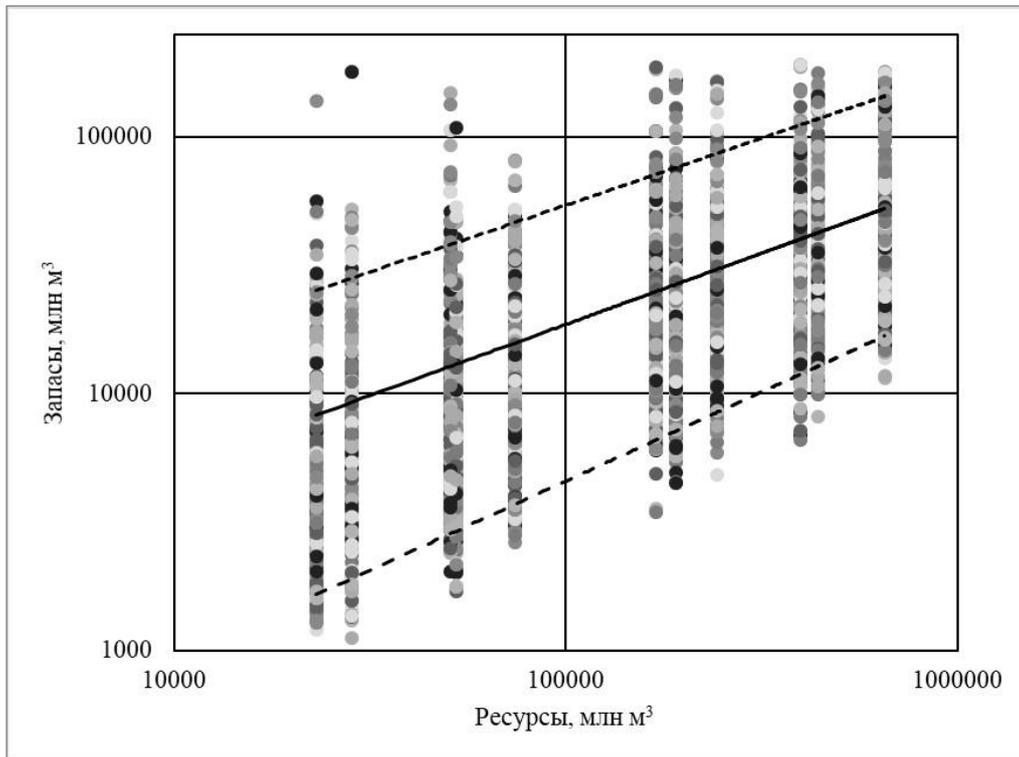


Рис. 12. Вариации оценки размеров первой по запасам не выявленной залежи свободного газа в нижнемеловых комплексах нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в зависимости от оценки начальных ресурсов на основе метода геологических аналогий
Усл. обозначения см. на рис. 10.

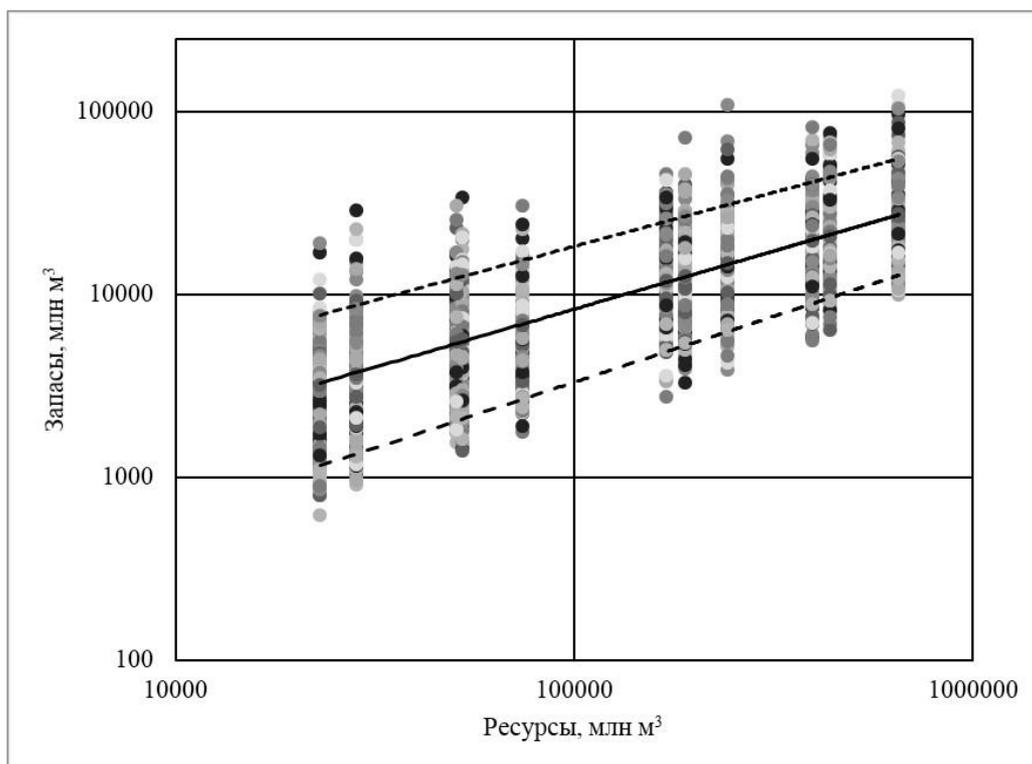


Рис. 13. Вариации оценки размеров второй по запасам не выявленной залежи свободного газа в нижнемеловых комплексах нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в зависимости от оценки начальных ресурсов на основе метода геологических аналогий
Усл. обозначения см. на рис. 10.

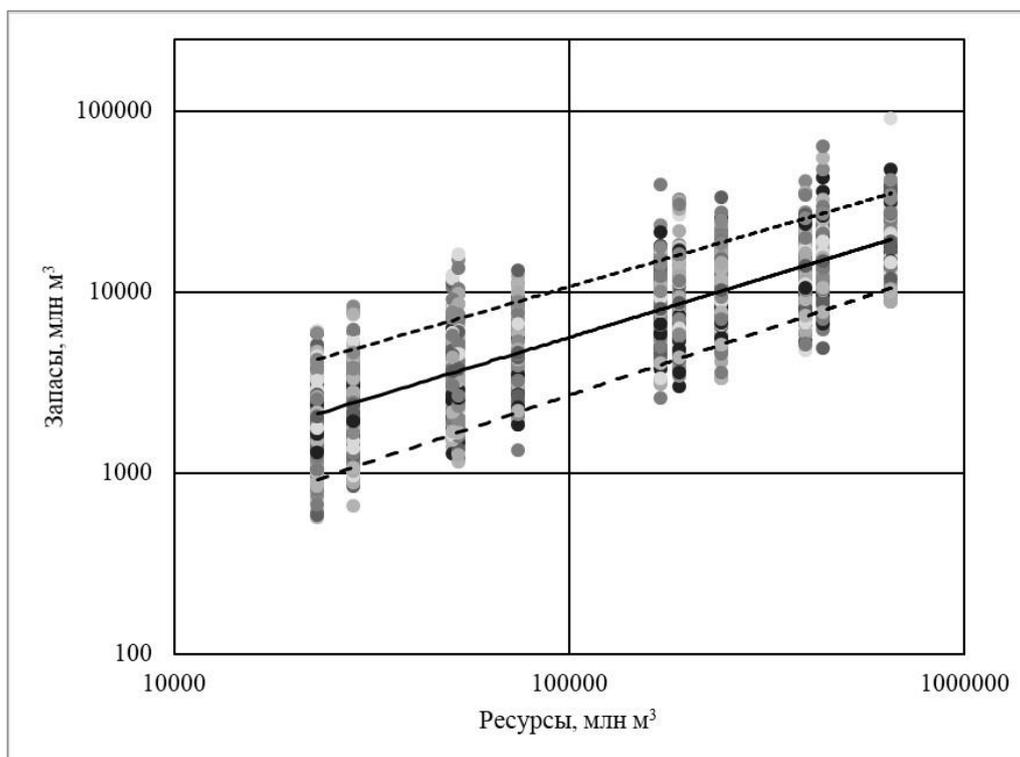


Рис. 14. Вариации оценки размеров третьей по запасам невыявленной залежи свободного газа в нижнемеловых комплексах нефтегазоносного района Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в зависимости от оценки начальных ресурсов на основе метода геологических аналогий
Усл. обозначения см. на рис. 10.

Литература

Белонин М.Д. Количественные методы регионального и локального прогноза нефтегазоносности // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. - СПб.: ВНИГРИ, 1997. - 103 с.

Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Методологические основы создания автоматизированной системы геолого-экономического прогнозирования нефтегазоносности // Матем. методы и автоматиз. системы в геологии. - Обзор. ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС. - М., 1984. - 105 с.

Буриштейн Л.М. Важнейшие факторы, влияющие на величину начальных геологических ресурсов углеводородов // Геология и геофизика. - 1989. - №10. - С.57-64.

Буриштейн Л.М. Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика. - 2004. - №7. - С.815-825.

Буриштейн Л.М. К вопросу о нелинейности процессов нефтегенеза // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 7. - С. 809-821.

Буриштейн Л.М. Статистические оценки параметров распределения скоплений нефти по величине в слабоизученных седиментационных бассейнах // Геология и геофизика. - 2006. - Т. 47. - № 9. - С. 1013-1023.

Буриштейн Л.М., Грекова Л.С. К методике оценки размеров крупнейших скоплений углеводородов в нефтегазоносных районах // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 7-14.

Буриштейн Л.М., Конторович А.Э., Лившиц В.Р., Моисеев С.А., Ярославцева Е.С. Вероятностная оценка перспективных ресурсов гелия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. - 2020. - Т. 61. - № 3. - С. 400-

408.

Буялов Н.И., Васильев В.Г., Ерофеев Н.С., Калинин Н.А., Клещев А.И., Кудряшова Н.М., Львов М.С., Симаков С.Н. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 84 с.

Галкин В.И. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. - Екатеринбург: УрО РАН, 1992. - 111 с.

Геология нефти и газа Западной Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова. - М.: Недра, 1975. - 680 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. - 250 с.

Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Гуревич Г.С., Демин В.И., Моделевский М.С., Растегин А.А., Страхов И.А., Вымятнин А.А., Лившиц В.Р. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. - М.: Недра, 1988. - 223 с.

Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П., Хмелевский В.Б., Азарнов А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф., Фрадкин Г.С. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. - Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. - 71 с.

Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа. - 1977. - №12. - С. 18-26.

Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. - 1979. - №3. - С. 26-46.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. О вероятностном распределении углеводородов по массе в дисперсно рассеянном состоянии // Доклады Академии наук. - 2007. - Т. 415. - №4. - С. 514-517.

Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И., Леонтович В.Б., Растегин А.А. Прогноз месторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1981. - 350 с.

Крылов Н.А. Введение в нефтегазовую ресурсологию. - М.: ВНИИГАЗ, 2009. - 99 с.

Лившиц В.Р. Математические модели распределения и выявления ресурсов углеводородов в крупных осадочных бассейнах. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - 219 с.

Лившиц В.Р. Оценка энтропии Колмогорова осадочной оболочки Земли как хаотической детерминированной нефтегенерирующей системы // Доклады Академии наук. - 2000. - Т. 372. - № 6. - С. 801-803.

Лившиц В.Р., Конторович А.Э. Распределение ресурсов углеводородов по месторождениям различной крупности и по количеству залежей в них // Геология и геофизика. - 2022. - 63. - № 11. - С.1583-1590.

Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Под ред. Н.И. Буялова, В.Д. Наливкина. - М.: Недра, 1990. - 156 с.

Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. - М.: ВНИГНИ, 1983. - 215 с.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / Под ред. К.А. Клещева, А.Э. Конторовича. - М.: ВНИГНИ, 2000. - 189 с.

Методическое руководство по количественной оценке перспектив нефтегазоносности. - М., 1978. - 173 с.

Методы оценки перспектив нефтегазоносности / Под ред. Н.И. Буялова, В.Д. Наливкина. - М.: Недра, 1979. - 332 с.

Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа / Под ред. Д.Д. Хон; перевод с англ. под ред. М.С. Моделевского. - М.: Недра, 1978. - 240 с.

Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С., Неручев С.Г., Сверчков Г.П. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности крупных территорий // Советская геология. - 1976. - № 1. - С. 28.

Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.К. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. - М.: Недра, 1981. - 246 с.

Шемин Г.Г., Глазырин П.А., Вахромеев А.Г., Бостриков О.И., Деев Е.В., Смирнов М.Ю., Москвин В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. - 2022. - № 4. - С. 73-97. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97

Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. - М.: Недра, 1982. - 215 с.

Ahlbrandt T.S., Klett T.R. Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples // Natural Resources Research. - Springer Netherlands. - September 2005. - V. 14. - N 3. - P. 187-210.

Bird K.J., Charpentier R.R., Gautier D.L., Houseknecht D.W., Klett T.R., Pitman J.K., Moore T.E., Schenk C.J., Tennyson M.E., Wandrey C.J. Circum-Arctic resource appraisal; estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle: U.S. Geological Survey Fact Sheet. - 2008. - N 3049. - <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049>

Gautier D.L., Bird K.J., Charpentier R.R., Grantz A., Houseknecht D.W., Klett T.R., Moore T.E., Pitman J.K., Schenk C.J., Schuenemeyer J.H., Sørensen K., Tennyson M.E., Valin Z.C., Wandrey C.J. Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic // Science. - 29 May 2009. - V. 324. - N 5931. - P. 1175-1179.

Kontorovich A.E., Dyomin V.I., Livshits V.R. Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins // AAPG Bulletin. - September 2001. - V.85. - N. 9. - P. 1609-1622.

Natural Resources Research. - Netherlands: Springer. - September 2005. - V. 14. - N. 3.

Burshteyn L.M.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, levi@ipgg.sbras.ru

Deshin A.A., Livshits V.R.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS); Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia, DeshinAA@ipgg.sbras.ru, LivshicVR@ipgg.nsc.ru

Ershov S.V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, ershovsv@ipgg.sbras.ru

Kozyrev A.N.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS); Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ICM&MG SB RAS), Novosibirsk, Russia, KozyrevAN@ipgg.sbras.ru

Safronov P.I.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS); Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia, SafronovPI@ipgg.sbras.ru

Sedykh A.N.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, shanginaan@ipgg.sbras.ru

METHODOLOGY FOR INTEGRATING ESTIMATES OF HYDROCARBON RESOURCES ON THE EXAMPLE OF THE LOWER CRETACEOUS COMPLEXES OF THE YENISEY-KHATANGA OIL AND GAS REGION

Methods of probabilistic estimation of the magnitude and structure (distribution over clusters of different sizes) of free gas resources and coordination of estimates obtained by various methods are proposed. The methods were tested on the example of the Lower Cretaceous complex of the Yenisey-Khatanga oil and gas region. Based on the generalization of available information on the identified accumulations, a probabilistic assessment of the magnitude and structure of free gas resources is given for the first time. The localization of the obtained estimates was carried out with an accuracy of the boundaries of individual oil and gas bearing areas. A probabilistic prediction of the magnitude of undeveloped hydrocarbon clusters is performed.

Keywords: *structure of hydrocarbon resources, gas accumulation, distribution of hydrocarbon accumulations by size, Lower Cretaceous complex, Yenisey-Khatanga oil and gas region.*

References

Ahlbrandt T.S., Klett T.R. Comparison of methods used to estimate conventional undiscovered petroleum resources: World examples. Natural Resources Research. Springer Netherlands, September 2005, vol. 14, no. 3, pp. 187- 210.

Belonin M.D. *Kolichestvennyye metody regional'nogo i lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti* [Quantitative methods of regional and local forecast of oil and gas potential]. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk, St. Petersburg: VNIGRI, 1997, 103 p.

Belonin M.D., Podol'skiy Yu.V. *Metodologicheskie osnovy sozdaniya avtomatizirovannoy sistemy geologo-ekonomicheskogo prognozirovaniya neftegazonosnosti* [Methodological foundations for the creation of an automated system of geological and economic forecasting of oil and gas potential. Methods and automation. Systems in geology]. Matem. metody i avtomatiz. sistemy v geologii. Obzor. VNII ekon. miner. syr'ya i geol.-razved. rabot. VIEMS. Moscow, 1984, 105 p.

Bird K.J., Charpentier R.R., Gautier D.L., Houseknecht D.W., Klett T.R., Pitman J.K.,

Moore T.E., Schenk C.J., Tennyson M.E., Wandrey C.J. Circum-Arctic resource appraisal; estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle: U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2008, no. 3049. - <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/>

Burshteyn L.M. *K voprosu o nelineynosti protsessov naftidogeneza* [On the nonlinearity of naftidogenesis processes]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no. 7, pp. 809-821.

Burshteyn L.M. *Statisticheskie otsenki parametrov raspredeleniya skopleniy nefi po velichine v slaboizuchennykh sedimentatsionnykh basseynakh* [Statistical estimates of the parameters of the distribution of oil accumulations by magnitude in poorly studied sedimentary basins]. *Geologiya i geofizika*, 2006, vol. 47, no. 9, pp. 1013-1023.

Burshteyn L.M. *Vazhneyshie faktory, vliyayushchie na velichinu nachal'nykh geologicheskikh resursov uglevodorodov* [The most important factors influencing the value of the initial geological resources of hydrocarbons]. *Geologiya i geofizika*, 1989, no.10, pp. 57-64.

Burshteyn L.M. *Vozmozhnyy mekhanizm formirovaniya raspredeleniya skopleniy uglevodorodov po krupnosti* [A possible mechanism for the formation of the distribution and hydrocarbon accumulations by size]. *Geologiya i geofizika*, 2004, no. 7, pp. 815-825.

Burshteyn L.M., Grekova L.S. *K metodike otsenki razmerov krupneyshikh skopleniy uglevodorodov v neftegazonosnykh rayonakh* [On the methodology for estimating the size of the largest accumulations of hydrocarbons in oil and gas bearing areas]. *Geologiya nefi i gaza*, 2014, no. 1, pp. 7-14.

Burshteyn L.M., Kontorovich A.E., Livshits V.R., Moiseev S.A., Yaroslavtseva E.S. *Veroyatnostnaya otsenka perspektivnykh resursov geliya tsentral'nykh i yuzhnykh rayonov Leno-Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii* [Probabilistic estimation of prospective helium resources in the central and southern regions of the Lena-Tunguska petroleum province]. *Geologiya i geofizika*, 2020, vol. 61, no. 3, pp. 400-408.

Buyalov N.I., Vasil'ev V.G., Erofeev N.S., Kalinin N.A., Kleshchev A.I., Kudryashova N.M., L'vov M.S., Simakov S.N. *Metodika otsenki prognoznykh zapasov nefi i gaza* [Methodology for estimating of oil and gas reserves]. Moscow: Gostoptekhzdat, 1962, 84 p.

Galkin V.I. *Primenenie veroyatnostnykh modeley dlya lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti* [Application of probabilistic models for local forecasting of petroleum potential]. Ekaterinburg: UrO RAN, 1992, 111 p.

Gautier D.L., Bird K.J., Charpentier R.R., Grantz A., Houseknecht D.W., Klett T.R., Moore T.E., Pitman J.K., Schenk C.J., Schuenemeyer J.H., Sørensen K., Tennyson M.E., Valin Z.C., Wandrey C.J. Assessment of undiscovered oil and gas in the Arctic. *Science*, 29 May 2009, vol. 324, no. 5931, pp. 1175 - 1179.

Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri [Petroleum geology in Western Siberia]. Editors A.E. Kontorovich, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov, Moscow: Nedra, 1975, 680 p.

Kharbukh Dzh.U., Davton Dzh.Kh., Devis Dzh.K. *Primenenie veroyatnostnykh metodov v poiskovo-razvedochnykh rabotakh na nefi* [Application of probabilistic methods in oil prospecting and exploration]. Moscow: Nedra, 1981, 246 p.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative prediction of petroleum potential]. Moscow: Nedra, 1976, 250 p.

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Gurevich G.C., Demin V.I., Modelevskiy M.C., Rastegin A.A., Strakhov I.A., Vymyatnin A.A., Livshits V.R. *Kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti slaboizuchennykh regionov* [Quantitative assessment of petroleum potential prospects in poorly studied regions]. Moscow: Nedra, 1988, 223 p.

Kontorovich A.E., Demin V.I. *Metod otsenki kolichestva i raspredeleniya po zapasam mestorozhdeniy nefi i gaza v krupnykh neftegazonosnykh basseynakh* [Method for estimating the quantity and distribution of oil and gas fields in large petroleum basins]. *Geologiya nefi i gaza*, 1977, no. 12, pp. 18-26.

Kontorovich A.E., Demin V.I. *Prognoz kolichestva i raspredeleniya po zapasam mestorozhdeniy nefi i gaza* [Forecast of the number and distribution of oil and gas reserves].

Geologiya i geofizika, 1979, no. 3, pp. 26-46.

Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I., Leontovich V.B., Rastegin A.A. *Prognoz mestorozhdeniy nefi i gaza* [Forecast of oil and gas fields]. Moscow, Nedra, 1981, 350 p.

Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L., Kulikov D.P., Khmelevskiy V.B., Azarnov A.N., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Sibgatullin V.G., Soboleva E.I., Starosel'tsev V.S., Stepanenko G.F., Fradkin G.S. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Vyp. 3. Enisey-Khatangskiy basseyn* [Petroleum basins and regions of Siberia. Vol. 3. Yenisey-Khatanga basin]. OIGGM SO RAN, Novosibirsk, 1994, 71p.

Kontorovich A.E., Livshits V.R. *O veroyatnostnom raspredelenii uglevodorodov po masse v dispersno rasseyannom sostoyanii* [On the probabilistic distribution of hydrocarbons by mass in a dispersed dispersed state]. Doklady Akademii nauk, 2007, vol. 415, no. 4, pp. 514-517.

Kontorovich A.E., Dyomin V.I., Livshits V.R. Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins. AAPG Bulletin, September 2001, vol. 85, no. 9, pp. 1609-1622.

Krylov N.A. *Vvedenie v neftegazovuyu resursologiyu* [Introduction to petroleum resource geology]. Moscow: VNIIGAZ, 2009, 99 p.

Livshits V.R. *Matematicheskie modeli raspredeleniya i vyyavleniya resursov uglevodorodov v krupnykh osadochnykh basseynakh* [Mathematical models of distribution and identification of hydrocarbon resources in large sedimentary basins]. INGG SO RAN, Novosibirsk, 2011, 219 p.

Livshits V.R. *Otsenka entropii Kolmogorova osadochnoy obolochki Zemli kak khaoticheskoy determinirovannoy neftegeneriruyushchey sistemy* [Estimation of the Kolmogorov entropy of the Earth's sedimentary shell as a chaotic deterministic oil-generating system]. Doklady Akademii nauk, 2000, vol. 372, no. 6, pp. 801-803.

Livshits V.R., Kontorovich A.E. *Raspredelenie resursov uglevodorodov po mestorozhdeniyam razlichnoy krupnosti i po kolichestvu zalezhey v nikh* [Distribution of hydrocarbon resources by fields of various sizes and by the number of accumulations in them]. Geologiya i geofizika, 2022, 63, no. 11, pp. 1583-1590.

Metodicheskie osnovy prognozirovaniya neftegazonosnosti [Methodical bases of forecasting petroleum potential]. Editors N.I. Buyalov, V.D. Nalivkin, Moscow: Nedra, 1990, 156 p.

Metodicheskie ukazaniya po kolichestvennoy otsenke prognoznykh resursov nefi, gaza i kondensata [Guidelines for quantitative assessment of forecast resources of oil, gas and gas-condensate]. Moscow: VNIGNI, 1983, 215 p.

Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefi, gaza i kondensata Rossii [Methodological guidelines for quantitative and economic assessment of oil, gas and gas-condensate resources in Russia]. Editors K.A. Kleshchev, A.E. Kontorovich, Moscow: VNIGNI, 2000, 189 p.

Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy otsenke perspektiv neftegazonosnosti [Methodological guidelines for quantitative assessment of petroleum potential prospects]. Moscow: 1978, 173 p.

Metody otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Methods for assessing the prospects for petroleum potential]. Editors N.I. Buyalov, V.D. Nalivkin, Moscow, Nedra, 1979, 332 p.

Metody otsenki prognoznykh zapasov nefi i gaza [Methods for estimating projected oil and gas reserves]. Editors D.D. Khon, M.S. Modelevskiy, Moscow: Nedra, 1978, 240 p.

Nalivkin V.D., Belonin M.D., Lazarev V.S., Neruchev S.G., Sverchkov G.P. *Kriterii i metody kolichestvennoy otsenki neftegazonosnosti krupnykh territoriy* [Criteria and methods for quantitative assessment of petroleum potential of large territories]. Sovetskaya geologiya, 1976, no. 1. p. 28.

Natural Resources Research. Netherlands: Springer, 2005, vol. 14, no. 3, pp. 137-281.

Shemin G.G., Glazyrin P.A., Vakhromeev A.G., Bostrikov O.I., Deev E.V., Smirnov M.Yu., Moskvina V.I. *Kolichestvennyy prognos neftegazonosnosti regional'nykh rezervuarov sredne-verkhneyurskikh otlozheniy Enisey-Khatangskoy i smezhnoy territorii Gydanskoy neftegazonosnykh oblastey sibirskogo sektora Arktiki* [Quantitative forecast of petroleum potential of regional reservoirs of the Middle-Upper Jurassic accumulations of the Yenisey-Khatanga and adjacent territory of the Gydan petroleum bearing regions of the Siberian sector of the Arctic]. Geologiya nefi i gaza, 2022,

no. 4, pp. 73-97.

Shpil'man V.I. *Kolichestvennyy prognoz neftegazonosnosti* [Quantitative forecast of petroleum potential]. Moscow: Nedra, 1982, 215 p.

© Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Лившиц В.Р., Ершов С.В.,
Козырев А.Н., Сафронов П.И., Седых А.Н., 2023

