

УДК 553.981(470)

Ресурсный потенциал газа краевых прогибов Российской Федерации (вероятностная оценка)

Е.Д. Ковалёва^{1*}, Ю.Б. Силантьев¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Краевые прогибы представляют собой зоны компенсационного проседания подвижных поясов, расположенных на внешнем обрамлении платформенных массивов. В пределах Российской Федерации локализованы две разновозрастные системы краевых прогибов: Предуральская и Предкавказская, связанные соответственно с герцинским и альпийским орогенезом. Кроме того, выделяются прогибы внешнего обрамления Сибирского мегакратона (Предпатомский и Предверхоанский), приуроченные к зонам киммерийского орогенеза Северо-Восточной Азии.

Линейный характер данных систем обусловил их сегментацию на ряд нефтегазоносных областей (НГО), различающихся особенностями строения и нефтегазоносности. Наиболее крупные ресурсы газа (более 1,0 трлн м³) приурочены к Северо-Предуральской, Терско-Каспийской и Предпатомской НГО. Низкая разведанность ресурсов газа (в диапазоне от 30 до 0,3 % и менее) обуславливает вероятностный характер имеющихся оценок их ресурсного потенциала.

Анализ оценок начальных суммарных ресурсов (НСР) 1993/2002 гг., отличающихся высокой стандартизованной (по советским критериям) информативностью, позволяет провести географическую кластеризацию девяти крупнейших краевых прогибов РФ.

Использование комплекса графоаналитических методов (вероятностное структурирование, анализ их структурной сбалансированности и др.) позволило оценить неопределенность имеющегося ресурсного потенциала и провести кластеризацию оценок ресурсов газа по уровню и структуре их информационной обеспеченности. Низкий уровень последней указывает на возможность существенной корректировки современных оценок ресурсов газа. Предложен алгоритм возможных корректировок.

Результаты корректировки оценок НСР газа рассмотренных НГО указывают на наличие значительных неоткрытых ресурсов и необходимость формирования нового информационного обеспечения, которое позволит снизить геологические риски, повысить эффективность поиска и в итоге способствовать формированию новых субрегиональных центров газодобычи.

Среди тектонических элементов земной коры, контролирующих распределение нефтегазовых ресурсов, особое место занимают краевые прогибы, представляющие собой зоны глубокого компенсационного прогибания в зоне сочленения платформ и подвижных поясов. В настоящее время известны более 50 крупных краевых прогибов, в том числе Предгорная мегавпадина иранского сегмента Альпийского подвижного пояса (горы Загрос), включающая мегабассейн Персидского залива и Месопотамской низменности. Последние формируют мировой эталон гигантской зоны нефтегазоаккумуляции [1].

Изучение краевых прогибов в России имеет 100-летнюю историю. Термин «краевые прогибы» в 1946 г. ввел Н.С. Шатский, однако за рубежом уже активно с 1942 г. использовался аналогичный термин – *англ.* foredeep (Х. Штилле, Р. Штауб и др.). Первое обобщение по краевым прогибам опубликовано в 1959 г. Ю.М. Пушаровским. В последующем были опубликованы труды М.И. Варенцова, М.А. Камалетдинова, В.А. Дедеева и др.

В структурно-седиментационном плане краевые прогибы (передовые предгорные впадины) характеризуются асимметричным строением с пологим перикратонным (внешним) погружением в сторону осевого депоцентра, перекрытого складчатонадвиговыми сооружениями подвижных поясов. Во внутренней части прогибов отмечается развитие линейных дислокаций, осложненных надвигами, во внешней части развиты преимущественно куполовидные структуры. В осевой части прогиба

Ключевые слова: краевые прогибы, ресурсы, структурная сбалансированность, вероятностные модели, корректировка.

нередки проявления транспрессивного соляного и глинистого диапиризма.

Краевые прогибы в основном выполнены молассовыми формациями – морскими в нижней части, лагунными в средней и субконтинентальными в верхней части. Структура отложения осадочных толщ характеризуется оптимальным сочетанием нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и флюидоупоров. Примерами «высокой» эффективности углеводородных (УВ) систем краевых прогибов служат месторождения-гиганты обрамления альпийского подвижного пояса: бассейны Персидского залива, восточной Туркмении (Сандыкачинская зона прогибов), западного Китая и др. С увеличением возраста подвижных поясов аккумуляционный потенциал УВ-систем краевых прогибов снижается.

В пределах Российской Федерации выявлен ряд краевых прогибов альпийского (Предкавказский), киммерийского (Предверхоанский и др.) и герцинского (Предуральский) возраста. В предлагаемой статье рассмотрены особенности нефтегазового ресурсного потенциала краевых прогибов РФ, геолого-информационная особенность его оценок и перспективы обнаружения коммерческих скоплений углеводородов (с использованием вероятностного моделирования и др.).

В табл. 1 представлен вариант (Минприроды, 2002 г.) структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов девяти основных краевых прогибов РФ (прогибы мезозойского и альпийского подвижных поясов Дальнего Востока в данной статье не рассматриваются).

Вариант оценки НСР 2002 г. по данным экспортного анализа наиболее вероятен по сравнению с последующими оценками НСР. Отметим, что после 1992 г. геологоразведочные работы (ГРП) в пределах краевых прогибов РФ практически не проводились.

В пределах большей части краевых прогибов в субмеридиональном (Предуральский) и субширотном (Предкавказский) сечениях выделяются до четырех сегментов, различающихся особенностями строения, в том числе тектонического стиля и нефтегазоносности. Каждому сегменту в нефтегазогеологическом аспекте соответствует конкретная НГО. В пределах Предпатомского и Предверхоанского прогибов из-за слабой изученности субрегиональная сегментация не установлена.

Наиболее крупные ресурсы газа сосредоточены в Северо-Предуральской НГО Предуральского краевого прогиба, Терско-Каспийской НГО Предкавказского краевого прогиба и Предпатомской НГО Восточной Сибири (более 1 трлн м³ в каждой). Разведанность НСР газа составляет соответственно для этих НГО 30; 6 и менее 0,3 %. Данные показатели разведанности НСР коррелируются с уровнем прогнозирования ресурсного потенциала, который в Предпатомском прогибе практически не изучен. В остальных рассматриваемых прогибах разведанность НСР газа меняется от 50 % (Западно-Предкавказская НГО) до 0,4 % (Предверхоанская НГО).

Установленная «географическая» кластеризация (группирование) краевых прогибов, обусловленная тектоно-седиментационными факторами, в значительной мере контролирует особенности оценок НСР. С целью анализа

Таблица 1

Структура НСР газа краевых прогибов РФ

Нефтегазоносная область (НГО)	Накопленная добыча (Q_n)	Запасы		Ресурсы			НСР
		кат. А+В+С ₁	кат. С ₂	кат. С ₃	кат. D ₁	кат. D ₂	
Северо-Предуральская	370,3	118,4	33,9	69	441	658	1690
Средне-Предуральская	0,8	12	2,2	2	373	56	446
Южно-Предуральская	30,6	57,9	16,2	26	326	0	456,7
Западно-Предкавказская	319,5	70,3	31,8	8	204	191	824,6
Восточно-Предкавказская	14,5	37,6	118,1	5	668	92	935,2
Терско-Каспийская	22,2	71,7	82,5	62	1274	160	1672,4
Индоло-Кубанская	42,8	100	9,5	64	194	0	410,3
Предверхоанская	1,5	0,8	0	0	0	648	650,3
Предпатомская	0,1	7,5	24,7	0	0	2392	2424,3

Примечание. Заливкой выделены наиболее значимые кластеры НСР.

достоверности оценок НСР газа авторами проведен их кластер-анализ, в ходе которого использовалась схема графоаналитических методов, включая вероятностную кластеризацию НСР, моделирование структурной сбалансированности [2].

На рис. 1 представлена модель динамики вероятностной кластеризации НСР в аспекте жизненного цикла их оценки. Пространство оценки (категории запасов и ресурсов / вероятность НСР) характеризуются непрерывным увеличением разведанности НСР, сокращением неоткрытых ресурсов, уменьшением интервала неопределенности (ИН) оценки НСР (интегральной) и оценок категорий ресурсов и запасов (дифференцированных). Изменение структуры НСР не зависит от модернизации классификаций запасов, так как последние являются частью организационно-информационных факторов формирования открытых систем. Снижение ИН до субнулевых

значений отмечается достижением «вертикального» характера кривых распределений; последние для начальных этапов имеют «бисектрисный» характер (от 100%-ной вероятности подтверждения до «экстремума/максимума оценки» НСР при нулевой вероятности их подтверждения). Это отражает основной принцип ресурсологии [3]: все ресурсы должны переводиться в запасы (Крылов Н.А., 2002 г).

На рис. 2 представлено соотношение вероятностных моделей структуры НСР газа для НГО Предуральского прогиба: Северо-Предуральской, Средне-Предуральской и Южно-Предуральской. Максимальные ресурсы газа прогнозируются в северной части прогиба (Северо-Предуральской НГО): до 1,7 трлн м³ (при вероятности подтверждения 100 %).

Для характеристики «зрелости» представленных вероятностных распределений использованы показатели ИН и интервала относительной неопределенности (ИНО),

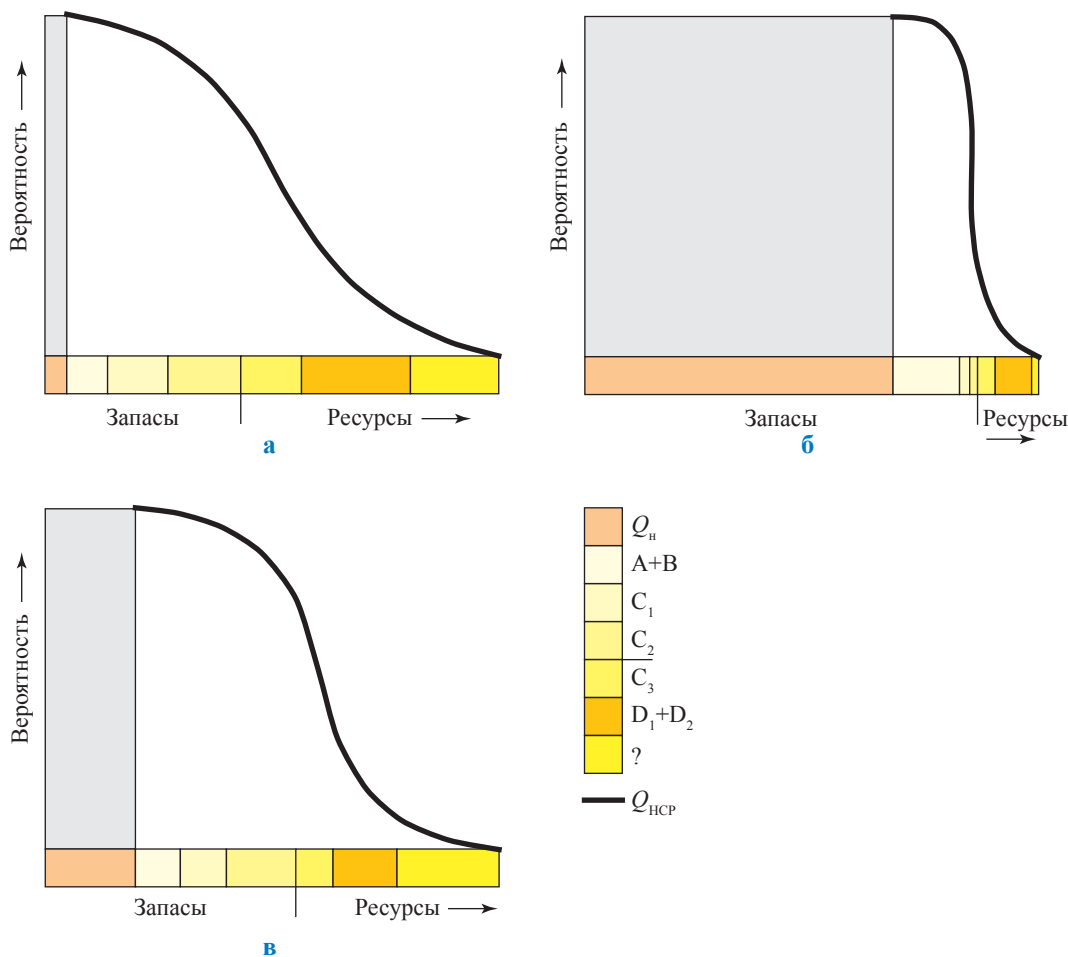
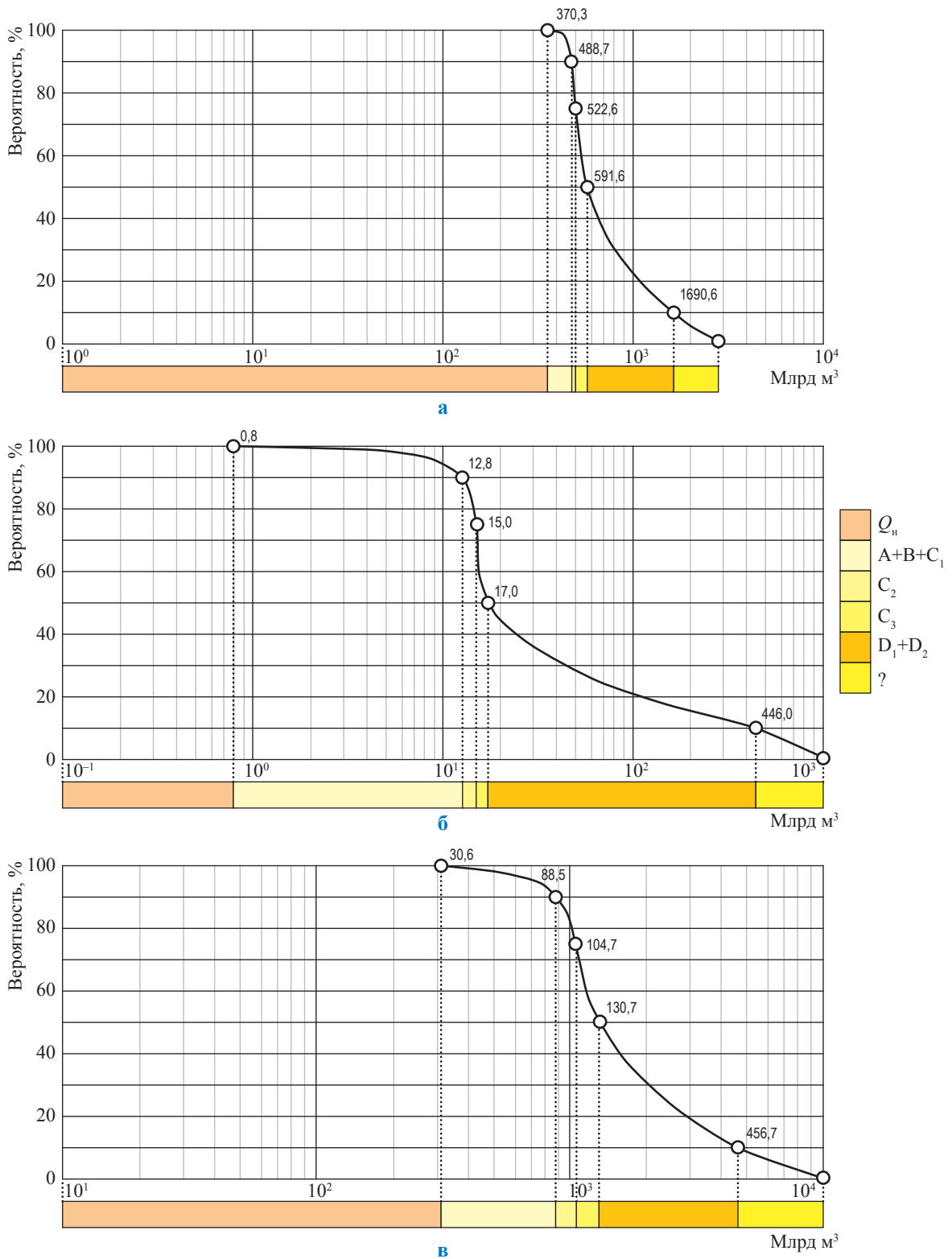


Рис. 1. Модель динамики вероятностной кластеризации НСР (корреляция с разведанностью НСР): а – низкая разведанность НСР; б – высокая разведанность НСР; в – высокая освоенность запасов (и ресурсов); $Q_{НСР}$ – НСР (максимальн.)



**Рис. 2. Сопоставление вероятностных моделей структуры НСР газа НГО
 Предуральского краевого прогиба: а – Северо-Предуральской; б – Средне-Предуральской;
 в – Южно-Предуральской**

которые в начале 1990-х гг. предложил В.И. Старосельский.

Величина ИН оценки НСР (между значениями НСР при вероятности подтверждения 90 и 10 % – интервал $P_{90} \dots P_{10}$) Северо-Предуральской НГО сравнительно велика – 1,2 трлн m^3 , значение ИНО составляет 2,4. Для Средне-Предуральской НГО величины ИН и ИНО в интервале $P_{90} \dots P_{10}$ составляют соответственно 0,43 трлн m^3 и более 35, в Южно-Предуральской НГО – 0,36 трлн m^3 и 7,5.

Таким образом, среди НГО Предуральского краевого прогиба наиболее оптимальной структурой НСР газа характеризуется оценка НСР Северо-Предуральской НГО, наименее – Средне-Предуральской. Очевидно, что оценка НСР газа Средне-Предуральской НГО в последующем будет подвержена наиболее значительной (относительной) корректировке, в меньшей степени будут изменены оценки НСР газа других НГО Предуральского краевого прогиба.

Анализ НСР газа Предкавказского прогиба указывает на сравнительно высокие потенциальные ресурсы Западно-Предкавказской НГО. Интервал неопределенности в этой НГО ($P_{90} \dots P_{10}$) составляет 2,4 трлн m^3 при ИНО = 6,7. Для других НГО ИН значительно меньше: от 0,26 трлн m^3 в Индоло-Кубанском прогибе до 1,6 трлн m^3 в Терско-Каспийском. Наименьшими ИНО (1,8) характеризуется оценка НСР газа Индоло-Кубанского прогиба, что указывает на ее высокую достоверность.

ИНО для восточных НГО сравнительно максимальны: 17,8 для Восточно-Предкавказской НГО и 15,8 для Терско-Каспийской. Данные значения указывают на возможность значительных (относительных) корректировок НСР газа этих НГО. Минимальная корректировка оценки НСР газа прогнозируется в пределах Индоло-Кубанского прогиба.

Величина ИН ($P_{90} \dots P_{10}$) Предпатомской НГО значительно превышает ИН оценки ресурсов Предверхоанской НГО (0,65 трлн m^3). Однако ИНО оценок ресурсного потенциала этих НГО (343 для Предпатомской НГО и 282 для Предверхоанской НГО) практически совпадают (находятся в смежных интервалах погрешности: 300...1000 и 100...300).

Выявленный уровень погрешности указывает на нулевой уровень приближения проведенных оценок. Различия в величинах ИН и ИНО в значительной мере связаны с уровнем геологического обоснования оценок НСР газа,

т.е. с региональной геологической изученностью. Отметим, что, по данным Минприроды России, уровень интегральной геологической изученности РФ в целом невелик и экспертно оценивается в 35...37 %.

Графически данный уровень можно оценить путем анализа структурной сбалансированности оценок НСР, которая корреспондируется со стадийностью состояния минерально-сырьевой базы (МСБ). Для визуализации структурной сбалансированности НСР В.П. Орловым (1993 г.) предложено использовать треугольную матрицу (рис. 3), пространство которой контролируется тремя осями:

- высокой изученности (разведанности) запасов кат. АВС₁+Q_n;
- опоскованности (запасы C₂ и локализованные ресурсы C₃);
- невыявленных (неоткрытых) ресурсов (D₁+D₂).

Данную матрицу легко адаптировать под любые классификации запасов, которые генетически связаны с оргструктурой геологического информационного пространства – поля «открытой» системы, характеризующей динамику оценки запасов [4]. Обособляются пять сегментов [5] этого пространства, в том числе осевой – соответствующий структурной сбалансированности оценки НСР и разделенный на пять стадий жизненного цикла МСБ региона (см. рис. 3а):

- I – начального изучения;
- II – развития;
- III – зрелости;
- IV – истощения;
- V – выбытия.

Остальные четыре сегмента отражают области структурной несбалансированности:

- А – отставание прогнозных и частично поисково-оценочных работ;
- В – отставание прогнозных поисковых и оценочных работ;
- С – опережение поисково-разведочных и отставание прогнозно-поисковых работ;
- D – отставание разведочных и прогнозных работ.

Структура НСР НГО Предуральского краевого прогиба (см. рис. 3) характеризуется отставанием прогнозных, поисковых и оценочных работ НСР Северо-Предуральской НГО и ее низкой изученностью. Для Южно-Предуральской НГО отметим близость структуры НСР к зоне осевой структурной сбалансированности.

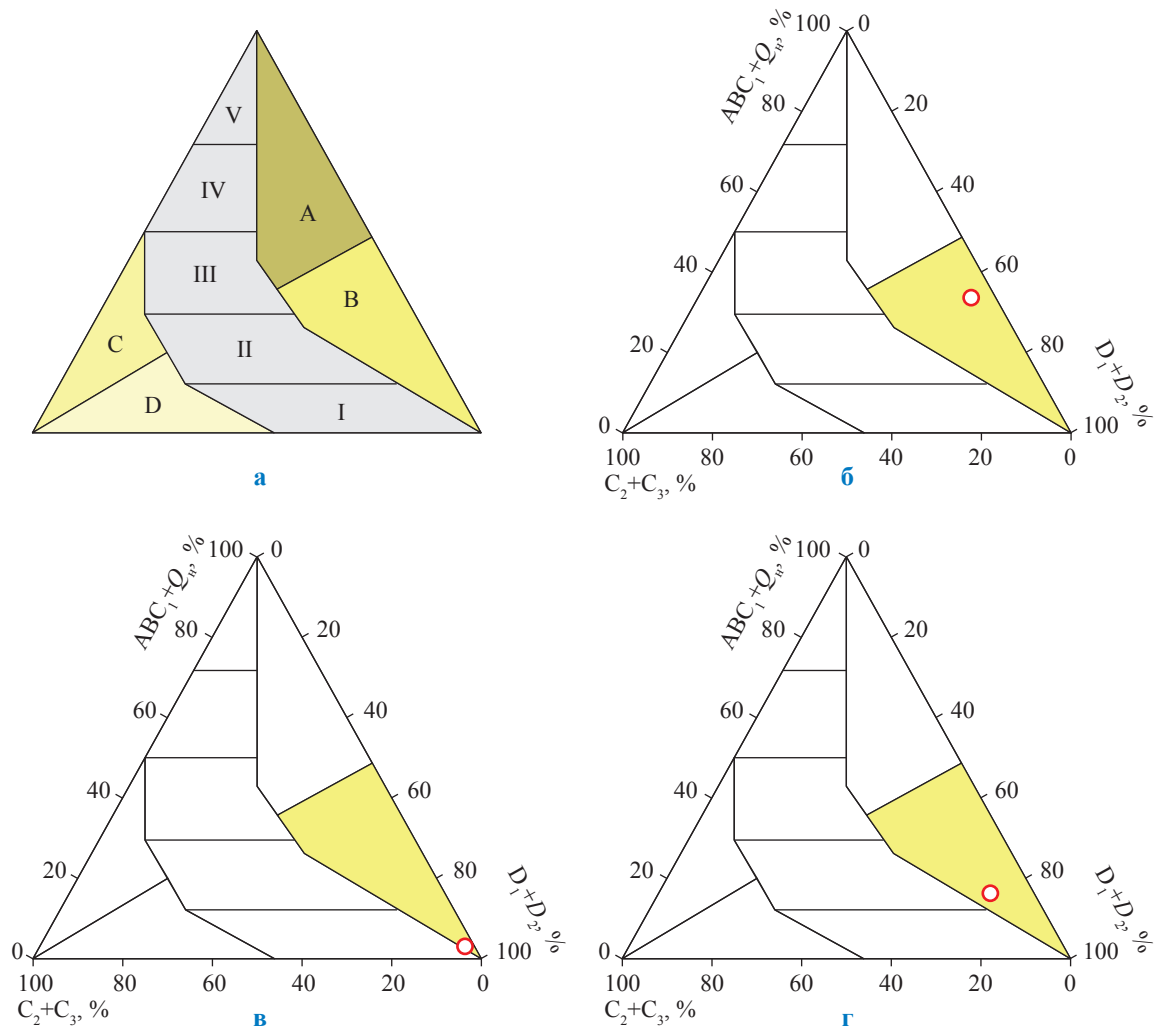


Рис. 3. Анализ структурной сбалансированности НСР газа Предуральского краевого прогиба: а – оргструктура геолого-информационного пространства; б, в, г – матрицы Северо-, Средне- и Южно-Предуральской НГО соответственно

Для НГО Предкавказского краевого прогиба характерно наличие сбалансированной структуры НСР газа в оценках НСР газа Терско-Каспийской и Восточно-Предкавказской НГО (при низкой разведанности НСР, соответствующей стадии начального изучения). Для остальных НГО характерно отставание прогнозных, поисковых и оценочных работ при высокой разведанности НСР: 50 % для Западно-Предкавказской и 35 % для Индоло-Кубанской НГО. При таких значениях выявление регионально-крупных скоплений газа маловероятно и перспективы прироста запасов связаны с малыми месторождениями газа.

Структура сбалансированности оценки НСР Предверхоанской и Предпатомской НГО указывает на значительное отставание (практическое отсутствие) прогнозных, поисковых

и оценочных работ. С другой стороны, фактически нулевая изученность позволяет рассматривать ее как сбалансированную, обуславливая этим существование парадокса, связанного с предынвестиционным (раннепоисковым) этапом развития МСБ. Последний характеризуется:

- низким обоснованием направлений ГРП;
- значительными геологическими рисками;
- использованием ресурсно-геологических моделей первого (фактически нулевого) приближения.

Следовательно, оценки НСР краевых прогибов Сибирского мегакратона имеют наименее вероятный характер по сравнению с оценками ресурсов газа других НГО краевых прогибов РФ (европейской части).

Результаты анализа указывают на вероятность существенных корректировок оценок

Таблица 2

Сопоставление структурной сбалансированности оценок НСР свободного газа

НГО	Стадия жизненного цикла МСБ региона	Область структурной несбалансированности
Северо-Предуральская	II	B
Средне-Предуральская	I	–
Южно-Предуральская	II	B
Западно-Предкавказская	III	B
Индоло-Кубанская	III	B
Восточно-Предкавказская	I	–
Терско-Каспийская	I	–

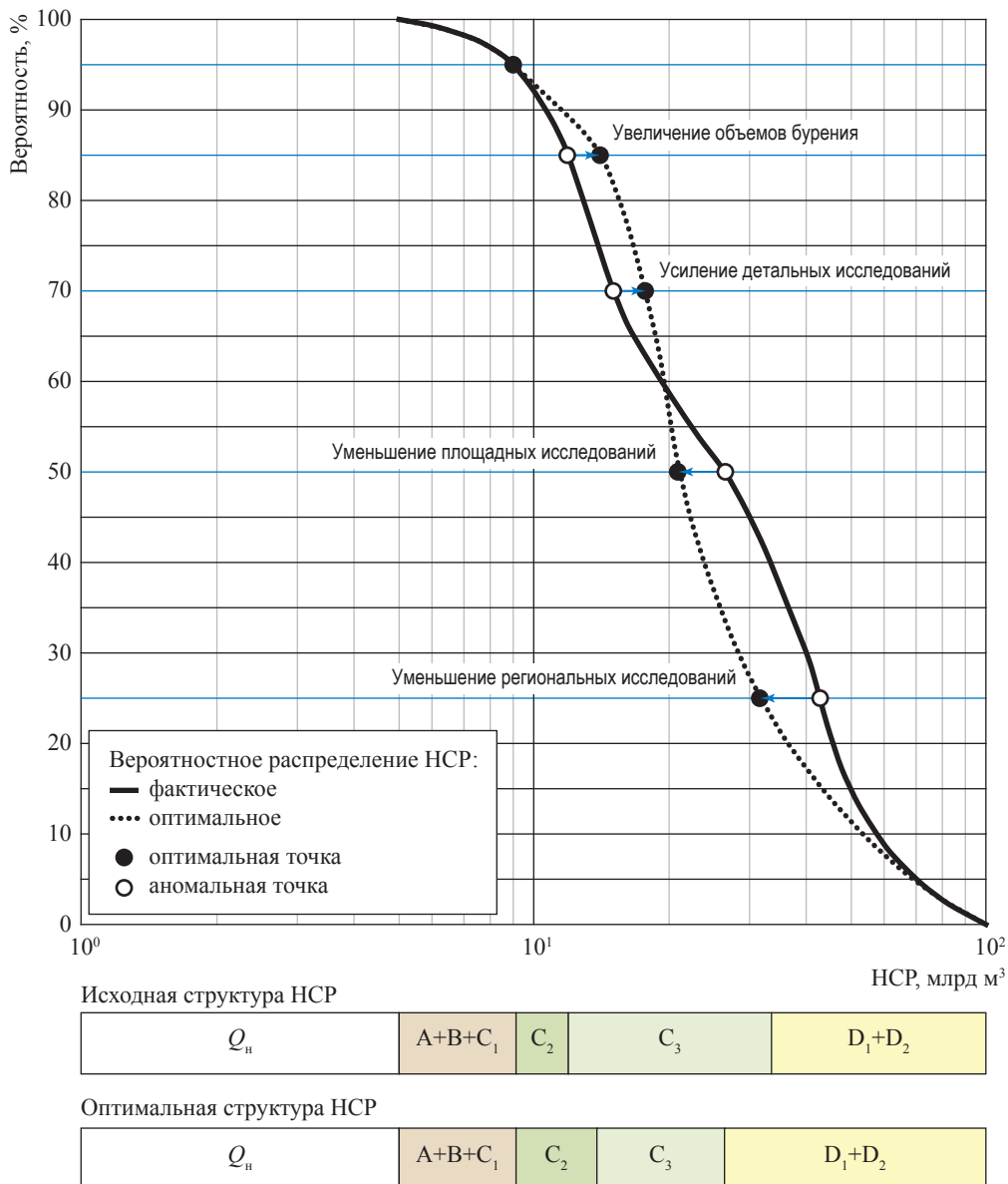


Рис. 4. Алгоритм корректировки оценок НСР газа

НСР газа Средне-Предуральской, Восточно-Предкавказской, Терско-Каспийской, Предверхоанской и Предпатомской НГО.

В табл. 2 сопоставлена сбалансированность оценок НСР газа НГО краевых прогибов.

Анализ данной таблицы позволяет дифференцировать направления и структуру необходимых геологоразведочных мероприятий для освоения НСР газа НГО рассматриваемых краевых прогибов.

Таблица 3

Откорректированные оценки величины НСР газа краевых прогибов, млрд м³

НГО	Оценка			
	оптимистическая (P ₉₀)	базовая (P ₅₀)	пессимистическая (P ₁₀)	средняя
Северо-Предуральская	560,0	800,0	1850,0	960,0
Средне-Предуральская	10,0	250,0	510,0	240,0
Южно-Предуральская	120,0	260,0	560,0	250,0
Западно-Предкавказская	460,0	670,0	920,0	635,0
Восточно-Предкавказская	180,0	510,0	1020,0	490,0
Терско-Каспийская	200,0	850,0	1520,0	820,0
Индоло-Кубанская	165,0	290,0	425,0	285,0
Предверхоанская	5,0	340,0	660,0	320,0
Предпатомская	10,0	1220,0	2390,0	1200,0

На рис. 4 показан алгоритм корректировки имеющихся оценок НСР на основе моделей вероятностной кластеризации НСР газа рассмотренных НГО (см. рис. 1). Кривая вероятностного распределения НСР контролируется синергетикой формирования проводимых оценок, которая и определяет алгоритм корректировки фактической кривой распределения.

На основе представленного алгоритма проведена корректировка оценок НСР газа (Минприроды России, 2002 г.) рассмотренных НГО (табл. 3). Анализ ее результатов подтверждает наличие значительных неоткрытых ресурсов НГО, приуроченных к Предпатомскому, Восточно-Предкавказскому и Средне-Предуральскому краевым прогибам. Шесть из девяти рассмотренных НГО находятся на начальных стадиях освоения НСР, лишь две НГО (Индоло-Кубанская и Западно-Предкавказская) характеризуются разведанностью НСР газа более 30 %, при достижении которой шанс обнаружения крупных скоплений газа резко снижается.

Таким образом, газовый потенциал краевых прогибов характеризуется высокой долей неоткрытых ресурсов, низкой региональной геологической изученностью (кроме краевых прогибов Западного Кавказа), отставанием ГРП (которое сказывается на минимизации портфеля перспективных объектов), несбалансированной структурой оценок НСР газа и т.д. Перечисленные характеристики указывают на высокие геолого-экономические риски освоения НСР газа этих региональных объектов. Предложенные авторами методические подходы к анализу достоверности НСР, алгоритмы их корректировки, базирующиеся на парадигме «открытых систем», позволяют определить направления снижения инвестиционных (ресурсно-оценочных) рисков.

Список литературы

1. Силантьев Ю.Б. Особенности формирования УВ-систем краевых прогибов / Ю.Б. Силантьев, Е.В. Ившина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 92–106.
2. Силантьев Ю.Б. Синергетические аспекты анализа подтверждаемости начальных суммарных ресурсов углеводородов / Ю.Б. Силантьев, Г.Р. Пятницкая, О.Г. Кананыхина // Тез. докл. Международн. конференции «Направления инновационного развития геологических наук». – М.: МГУ, 2017. – С. 294–295.
3. Силантьев Ю.Б. Особенности агрегированной методики оценки достоверности НСР углеводородов сибирских регионов на этапе предынвестиционных исследований / Ю.Б. Силантьев, А.А. Алексеева, А.А. Киселева // Матер. науч.-практич. конференции «Перспективы развития нефтегазового комплекса востока России». – СПб., 2006. – С. 221–228.
4. Силантьев Ю.Б. Особенности формирования имитационных моделей освоения ресурсно-добычного потенциала газа / Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина, Г.Р. Пятницкая // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31). – С. 162–171.
5. Силантьев Ю.Б. Принципы оценки достоверности начальных суммарных ресурсов углеводородов на этапе предынвестиционных исследований / Ю.Б. Силантьев, Н.Ю. Юферова // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 196–207.

Gas resource potential of fore deeps in Russian Federation (probabilistic assessment)

Ye.D. Kovaleva^{1*}, Yu.B. Silantsev¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Fore deeps are the zones of compensatory subsidence of mobile belts located at the exterior margins of platform massifs. Within the borders of Russian Federation two age-diverse systems of fore deeps are localized: Pre-Urals and Pre-Caucasus ones related to Hercynian and Alpine orogenesis correspondingly. Besides, the fore deeps at the external margins of Siberian megacraton (Pre-Patom and Pre-Verkhoyansk) are outlined. They are timed to zones of Cimmerian orogenesis.

The lineal character of these systems has provided their segmentation to a number of oil-gas-bearing regions (OGR), which differ by aspects of structure and oil-gas-bearing capacity. The biggest gas resources (more than 10^{12} m³) are supposed in Northern-Pre-Urals, Terek-Caspian and Pre-Patom OGRs. Poor exploration maturity of gas resources (within the range of 30...0,3 % and less) testifies to probabilistic character of present valuations of their resource potential.

Analysis of total initial hydrocarbon resources (TIHR) of 1993/2002, which are notable for high-standardized information capacity (according to “soviet” criteria), enables geographical clustering of nine biggest fore deeps of Russia.

Application of graphical-analytical methods (Использование комплекса графоаналитических методов (probabilistic structuring of valuations, analysis of their structural harmony etc.) gave opportunity to estimate uncertainties of calculated resource potential and to cluster gas resource valuations according to a level and structure of their information richness. Low extent of the information richness highlights possibility of major correction of the present gas resource valuations. An algorithm of possible corrections is suggested.

Results of correction of the OGRs’ gas resource valuations indicate existence of vast undiscovered resources and necessity to form new dataware, which will help to decrease geological risks, to increase performance of surveys and to form new subregional centers of gas production.

Keywords: fore deep, resources, structural harmony, probabilistic models, correction.

References

1. SILANTSEV, Yu.B., Ye.V. IVSHINA. Peculiar features in forming fore deeps’ hydrocarbon systems [Osobennosti formirovaniya UV-sistem krayevykh progibov]. In: *Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 92–106. (Russ.).
2. SILANTSEV, Yu.B., G.R. PYATNITSKAYA, O.G. KANANYKHINA. Synergetic aspects in analysis of total initial hydrocarbon resources verifiability [Sinergeticheskiye aspekty analiza podtverzhdayemosti nachalnykh summarnykh resursov uglevodorodov]. In: *Proc. of the International conf. “Innovative trends in development of geological sciences”*. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2017, pp. 294–295. (Russ.).
3. SILANTSEV, Yu.B., A.A. ALEKSEYEVA, A.A. KISELEVA. Specific qualities of an aggregated procedure for assessing authenticity of total initial hydrocarbon resources of Siberian regions in course of pre-investment research [Osobennosti agregirovannoy metodiki dostovernosti NSR uglevodorodov sibirskikh regionov na etape predynvestitsionnykh issledovaniy]. In: *Proc. of sci.-practical conf. “Outlooks for development of the oil-gas complex in the east of Russia”*. St.-Petersburg, 2006, pp. 221–228. (Russ.).
4. SILANTSEV, Yu.B., T.O. KHALOSHINA, G.R. PYATNITSKAYA et al. Particularity in simulation of gas resource potential [Osobennosti formirovaniya imitatsionnykh modeley osvoyeniya resursno-dobychnogo potentsiala gaza]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific and technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 263–274. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. SILANTSEV, Yu.B., N.Yu. YUFEROVA. Principals of assessing authenticity of total initial hydrocarbon resources during pre-investment research [Printsipy otsenki dostovernosti nachalnykh summarnykh resursov uglevodorodov na etape predynvestitsionnykh issledovaniy]. In: *Prospects for developing mineral resource base of gas industry* [Perspektivy razvitiya mineralno-syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008, pp. 196–207. (Russ.).