

СТОХАСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ НА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОМ ЭТАПЕ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

О.А. Мелкишев, С.Н. Кривошеков

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

При оценке прогнозных ресурсов объемным методом обычно используется метод геологических аналогий, при котором подсчетные параметры прогнозной структуры принимаются по месторождению-аналогу. Однако при данном подходе получают лишь точечные оценки, которые зачастую недостаточно полно учитывают особенности объекта оценивания. В отличие от них при стохастической (вероятностной) оценке подсчетные параметры заменяются их распределениями, а в итоге получают гистограмму прогнозных ресурсов структуры, которая с учетом экономических рисков может быть использована при дальнейшем выборе наиболее перспективных направлений геолого-разведочных работ.

Большинство подходов при стохастической оценке прогнозных ресурсов основано на априорных распределениях подсчетных параметров, которые не совсем полно учитывают особенности конкретного объекта оценивания.

В работе рассмотрено совместное использование методов Монте–Карло и пошаговой множественной регрессии для прогноза значений подсчетных параметров и стохастической оценки прогнозных ресурсов на поисковом этапе геолого-разведочных работ на примере локальных поднятий Башкирского свода с учетом их индивидуальной особенностей.

Базой для прогноза послужили данные баланса месторождений и структурно-морфологические характеристики (абсолютные отметки, амплитуды, площади и их производные) 40 нефтеносных структур, преимущественно по материалам пространственной сейсморазведки 3D.

Получены дифференцированные модели прогноза подсчетных параметров для верхнедевонско-турнейского карбонатного и визейского терригенного нефтегазоносных комплексов для бортовой и внешней прибортовой зон Камско-Кинельской системы прогибов, а также распределения ошибок, допускаемых при их использовании.

Для Ново-Овражной структуры определены наиболее вероятные значения подсчетных параметров и произведена стохастическая оценка прогнозных ресурсов категории C₃.

Ключевые слова: стохастическая оценка, подсчетные параметры, прогнозные ресурсы, множественная регрессия, ошибки наблюдения, структурно-морфологические параметры, метод Монте–Карло, Башкирский свод.

STOCHASTIC EVALUATION OF OIL RESOURCES FORECAST ON THE STAGE OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK

O.A. Melkishev, S.N. Krivoshchekov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

In evaluating the probable resources by the volumetric method the method of geological analogy, in which the calculation parameters predictive structure of the deposit-made counterpart is commonly used. However, in this approach there are only point estimates, which are often not adequately taken into account the characteristics of the object of evaluation. In contrast, when stochastic (probabilistic) assessment calculation parameters are replaced by their distributions, and ended up with a histogram of expected resources structure, which in view of the economic risks can be used to further selection of the most promising areas of exploration. Most approaches to the stochastic evaluation of forecast resources based on a priori distribution of the estimation parameters, which are not fully, taken into account the peculiarities of a particular object of evaluation. This article examines the joint use of Monte Carlo methods and step by step multiple regression to predict the values of calculation parameters and stochastic estimation of expected resources in the search phase of exploration work on the example of local uplifts of the Bashkir set in accordance with their individual characteristics.

The basis for the forecast was compiled using the balance of deposits and the structural and morphological characteristics (absolute elevations, amplitude, area, and their derivatives) 40 oil-bearing structures, mostly based on spatial seismic 3D.

Differential prediction model calculation parameters for the Upper-Tournaisian Visean terrigenous and carbonate complexes for the oil and gas board and outer near age zones Kama-Kinel system deflections, as well as the distribution of errors allowed for their use are obtained. For the New Gully structure determined the most probable values of calculation parameters and a stochastic evaluation of probable resources category C₃ is produced.

Keywords: stochastic estimation, calculation parameters, and estimated resources, multiple regression, error monitoring, structural and morphological parameters, Monte Carlo, Bashkir arch.

Введение

При использовании подсчетных параметров, принимаемых по аналогии с ближайшими месторождениями, при оценке прогнозных ресурсов на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ (ГРП) в условиях геологической неопределенности могут быть допущены значительные ошибки, поскольку недостаточно полно учитываются возможные региональные тренды и особенности конкретного объекта оценивания. Так, при варьировании выборки аналогов возможна ситуация занижения или завышения рассчитываемых ресурсов, поэтому необходимо более тщательно подходить к оценке подсчетных параметров и учитывать их возможные вариации.

Прогнозные ресурсы локальных поднаятий категории C_3 оцениваются объемным методом, суть которого заключается в определении массы нефти или объема свободного газа в пустотном пространстве пород коллекторов. Общая формула для подсчета геологических запасов (прогнозных ресурсов) нефти $Q_{\text{геол}}$ объемным методом имеет вид

$$Q_{\text{геол}} = F_3 \cdot h_{\text{эф.нн}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{нн}} \cdot \theta \cdot \rho_{\text{н}},$$

где F_3 – площадь залежи; $h_{\text{эф.нн}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина; $K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости; $K_{\text{нн}}$ – коэффициент нефтенасыщенности; θ – пересчетный коэффициент; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти.

В некоторых случаях используется плотностной метод [1] оценки ресурсов.

Различают два принципиальных подхода при оценке ресурсов углеводородов (подсчете запасов нефти и газа) – детерминистический и стохастический. Первый основан на использовании точечных оценок подсчетных параметров (метод геологических аналогий), а второй – на применении статистических распределений параметров, входящих в формулу объемного метода, где случайные реализации каждого распределения подсчетно-

го параметра перемножаются с целью получения гистограммы ресурсов (запасов) для объекта оценивания.

Стохастическая оценка прогнозных ресурсов активно используется при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов, поскольку позволяет получать величины извлекаемых запасов и соответствующие им вероятности, что при учете рисков [2] дает распределение возможной прибыли. Оценка коэффициента извлечения нефти (КИН) и возможного прироста запасов представлена в работах [3–6].

Общепринятым документом в сфере вероятностной оценки ресурсов и подсчета запасов, в том числе и у российских недропользователей, является «Система управления запасами и ресурсами жидких, газообразных и твердых углеводородов» (SPE-PRMS 2007) [7, 8].

Создание моделей прогноза

Предлагаемая методика совместного использования множественной регрессии и стохастических процедур (метод статистических испытаний Монте-Карло [9–11]) позволяет как получать более точные оценки подсчетных параметров на поисково-оценочном этапе, так и учитывать их возможные изменения, которые не могут быть достоверно определены по объективным причинам, связанным со сложностью геологического строения, отсутствием достаточного количества данных для прогноза, случайными вариациями подсчетных параметров и т.д.

При этом не только учитываются статистические зависимости, существующие между самими подсчетными параметрами, как в большинстве методов стохастической оценки прогнозных ресурсов [7–13], но и привлекаются дополнительные характеристики прогнозных структур (абсолютные отметки, амплитуды, площади) [14, 15], которые могут быть оперативно получены на поисково-оценочном этапе ГРП.

К рассмотрению предлагается территория Башкирского свода (БС), расположенная на юго-востоке Пермского края, так как она является наиболее привлекательной с точки зрения проведения ГРП и достаточно хорошо изучена: открыты 56 месторождений, имеются 47 выявленных, 20 подготовленных и 11 находящихся в бурении структур. Нефтегазоносность разреза охватывает отложения всех нефтегазоносных комплексов (НГК), выделенных в Пермском крае.

Объектом исследования выбран верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК (D_3-C_{1t}), пласты Т, Т1, Т1+Т2, где залежи УВ связаны со структурами облекания малоамплитудных органогенных построек позднефранского возраста и визейский терригенный НГК (C_{1v}) – со структурно-литологическими залежами [16]. Данные комплексы обладают наибольшим объемом запасов и ресурсов и являются достаточно изученными в отличие от девонского терригенного НГК [17].

Суть предлагаемого подхода сводится к представлению каждого подсчетного параметра в виде модели (функции распределения) вида

$$X = M(x) + \delta x, \quad \delta x = x_{\text{прогн}} - x_{\text{фактич}},$$

где X – функции распределения подсчетного параметра (его интервальная оценка); $M(x)$ – математическое ожидание подсчетного параметра для конкретного объекта прогноза; δx – функции распределения ошибок наблюдений относительно $M(x)$; $x_{\text{прогн}}$ – прогнозное значение подсчетного параметра; $x_{\text{фактич}}$ – фактическое (наблюдаемое) значение подсчетного параметра.

Для определения $M(x)$ предлагается использовать метод множественного регрессионного анализа [15, 18–20], а для получения функции распределения ошибок наблюдений (δx) подобрать теоретическую функцию распределения.

При использовании пошагового регрессионного анализа отбираются только наиболее значимые параметры, которые больше всего влияют на оцениваемый параметр.

Подбор функции распределения осуществлялся на основании критерия Андерсона–Дарлинга (Anderson–Darling), основанного на сопоставлении интегральных функций распределения, с учетом весового коэффициента для более детального учета различий эмпирической и подбираемой функции распределения на концах интервала [21].

По данным 19 месторождений, включающих 40 поднятий, расположенных в бортовой и внешней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) БС, для верхнедевонско-турнейского и визейского терригенного НГК были построены модели зависимости подсчетных параметров от следующих структурно-морфологических характеристик: Свод_II^к, Свод_II^п – отметки свода структур по отражающему горизонту (ОГ), отождествляемому с кровлей визейских терригенных и турнейских карбонатных отложений нижнекаменноугольной системы соответственно; Замк_II^к, Замк_II^п – отметки последней замкнутой изогипсы по соответствующим ОГ; Свод_III – отметка кровли тиманских терригенных отложений девонской системы; A , S , I , I^* – амплитуды, площади (км^2), интенсивности ($I = A/S$ и $I^* = A/\sqrt{S}$) структур по соответствующим ОГ.

Поскольку выборка включает поднятия, расположенные в разных зонах ККСП (бортовая и внешняя прибортовая) и существенно отличающиеся своими условиями образования, подбор моделей оценок подсчетных параметров осуществлялся как для всех залежей, так и дифференцировано по зонам ККСП для минимизации ошибок вычислений и увеличения значений коэффициентов корреляции.

При создании модели оценок $M(x)$ экстремальные значения (\max , \min , единичные значения за пределами основного облака рассеяния) игнорировались для исключения влияний выбросов.

Ввиду значительного преобладания в разрезе верхнедевонско-турнейского НГК нефтеносности в отложениях турнейского яруса (пласты Т, Т1, Т2) модели характеризуют именно эту часть комплекса.

Таблица 1

Модели прогноза для верхнедевонско-турнейского НГК

Модель оценки $M(x)$ подсчетного параметра	N , кол-во поднятий в модели, шт.	Зона ККСП	Коэф. корреляции	Ст. ошибка вычислений	Уровень значимости	Подобранная функция распределения для δx
$h_{эф.ин} = 39,597 + 0,117A_{II} + 0,030C_{свод} II^n$	14	Бортовая	$r = 0,86$	1,24 м	$p = 10^{-5}$	Вейбулла
$h_{эф.ин} = -2,070 + 0,261A_{II} II^n$	15	Внеш. прибортовая	$r = 0,67$	1,30 м	$p = 0,006$	Вейбулла
$K_n = 0,2651 + 0,0001C_{свод_III} + 0,0009h_{II} II^k - II^n$	40	Все	$r = 0,58$	0,015	$p = 0,0009$	Вейбулла
$K_{ин} = 0,417 + 2,484K_{н-фм}$	100	Все	$r = 0,58$	0,057	$p < 10^{-5}$	Логистическая
$\rho_n = 1,1686 + 0,00023амк II^n$	42	Все	$r = 0,77$	0,011 т/м ³	$p < 10^{-5}$	Вейбулла
$\theta = -0,299 + 1,370\rho_n$	101	Все	$r = 0,79$	0,019	$p < 10^{-5}$	Бета

Таблица 2

Модели прогноза для визейского терригенного НГК

Модель оценки $M(x)$ подсчетного параметра	N , кол-во поднятий в модели, шт.	Зона ККСП	Коэф. корреляции	Ст. ошибка вычислений	Уровень значимости	Подобранная функция распредел. для δx
$h_{эф.ин} =$ гамма-распределение	92	Бортовая	–	–	–	–
$h_{эф.ин} =$ треугольное распределение	24	Внеш. прибортовая	–	–	–	–
$K_n = 0,48519 + 0,00015C_{свод} III$	37	Все	$r = 0,74$	0,015	$p < 10^{-5}$	Вейбулла
$K_{ин} = 0,634 + 1,151K_n$ визей	90	Бортовая	$r = 0,50$	0,033	$p < 10^{-5}$	Min Extreme
$K_{ин} = 0,048 + 4,211K_n$ визей	22	Внеш. прибортовая	$r = 0,90$	0,036	$p < 10^{-5}$	Вейбулла
$\rho_n = 1,0826 + 0,00103амк II^k - 0,0008C_{свод} II^k$	36	Все	$r = 0,63$	0,013 т/м ³	$p = 0,0003$	Вейбулла
$\theta = -0,209 + 1,289\rho_n$ визей	90	Бортовая	$r = 0,77$	0,019	$p < 10^{-5}$	Бета
$\theta = -1,441 + 2,707\rho_n$ визей	24	Внеш. прибортовая	$r = 0,92$	0,019	$p < 10^{-5}$	Бета

Для построения моделей прогноза коэффициентов нефтенасыщенности и пересчетных коэффициентов использовались данные, принятые по балансу для всех месторождений БС.

Методом пошаговой множественной регрессии получены многомерные модели оценок $M(x)$ подсчетных параметров, представленные в табл. 1 и 2.

Зависимость эффективных толщин от амплитуд для верхнедевонско-турнейского НГК объясняется тем, что геометрический объем для залежей массивного типа контролируется двумя поверхностями: кровлей пласта и положением водонефтяного контакта (ВНК) [22]. При этом увеличение амплитуды ловушки способствует ее большей улавливающей

способности и увеличению нефтенасыщенных толщин.

Для визейского терригенного НГК моделей прогноза толщин не удалось получить (статистически незначимы или большая ст. ошибка вычислений), и поэтому для прогноза были использованы их априорные распределения по зонам ККСП (рис. 1).

Это связано с особенностями строения визейского терригенного НГК [7], включающего в себя несколько продуктивных пластов (Тл, Бб, Мл), которые могут замещаться непроницаемыми породами, выклиниваться или сливаться между собой. Поэтому месторождения БС могут иметь залежи как во всех продуктивных пластах, так и только в некоторых.

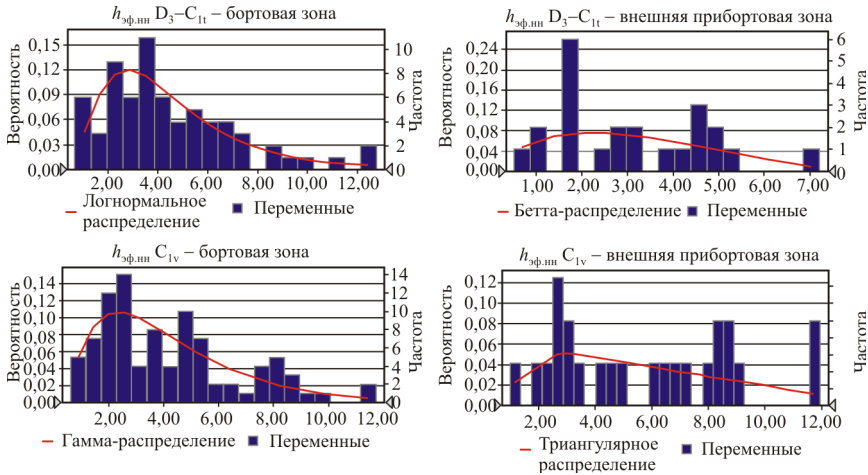


Рис. 1. Гистограмма распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по зонам ККСП

Таким образом, наличие нефтеносности помимо основного структурного фактора контролируется и наличием коллектора в пласте, а также присутствием надежных покрышек внутри комплекса.

В модели прогноза коэффициента пористости входят абсолютные отметки ОГ III, которые связаны с развитием ККСП (различаются для бортовой и относительно более погруженной внешней прибортовой зоны), оказавшей главное влияние на нефтеносность и осадконакопление территории.

Коэффициенты нефтенасыщенности связаны с пористостью, при этом для визейского НГК получены две модели для рассматриваемых зон ККСП с сильно различными угловыми коэффициентами, что связано с большим разбросом значений $K_{п}$ для внешней прибортовой зоны ККСП.

Плотности нефти в моделях зависят от абсолютных отметок кровель соответствующих комплексов. Наибольшее влияние оказывает отметка последней замкнутой изогипсы по ОГ, таким образом, наиболее погруженные залежи обладают более легкой нефтью. При этом следует отметить тесную связь компонентного состава УВ в нефти с ее плотностью.

Пересчетные коэффициенты зависят от плотности нефти, что также связано с ее физико-химическим свойствами и компонентным составом.

После расчета моделей для оценки $M(x)$ вычислялись ошибки наблюдений относительно фактических данных, которые затем аппроксимировались известными теоретическими распределениями.

Оценка прогнозных ресурсов Ново-Овражной структуры и сравнение различных подходов при оценке подсчетных параметров

В качестве примера была произведена оценка прогнозных ресурсов категории C_3 для Ново-Овражной структуры (бортовая зона ККСП). Рассчитывались математические ожидания подсчетных параметров (табл. 3), которые впоследствии при использовании метода Монте-Карло в программе Oracle Crystal Ball складывались с соответствующими ошибками наблюдений. Таким образом, для каждого параметра (за исключением площади залежи, которая принята как постоянная величина по паспорту структуры) получена функция распределения для конкретной структуры со своими структурно-морфологическими особенностями, с учетом ограничений значений по минимальным и максимальным наблюдаемым значениям подсчетных параметров залежей в соответствующих зонах ККСП.

Затем полученные усеченные распределения подсчетных параметров (учитывающих возможные ошибки) перемно-

Таблица 3

Оценки $M(x)$ подсчетных параметров и детерминистическая оценка прогнозных ресурсов Ново-Овражной структуры (категория C_3)

Комплекс	S , тыс. м ²	$h_{эф.ин}$, м	$K_{п}$	$K_{ин}$	$\rho_{п}$	θ	$Q_{геол}$, тыс. т		
Паспорт	C_{1V}	960	6	0,19	0,81	0,872	0,936	723	
Расчет	C_{1V}	960*	2,3**	0,194	0,86	0,867	0,908	290,00	
Паспорт	$C_{1г}-D_3$	920	12	0,12	0,7	0,925	0,95	815,0	
Расчет	$C_{1г}-D_3$ (только Т)	920*	4,34	0,116	0,71	0,890	0,920	292,67	
							Всего	582,68	1538,0

Примечание: * принята как постоянная величина по паспорту структуры;

** принято как мода в распределении $h_{эф.ин}$ для C_{1V} бортовой зоны ККСП (см. рис. 1)

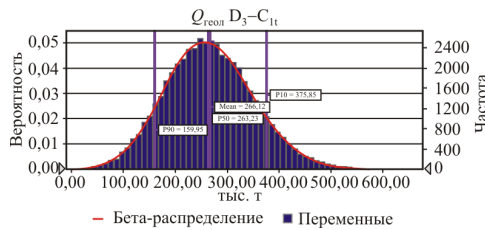


Рис. 2. Гистограмма распределения прогнозных ресурсов Ново-Овражной структуры по категории C_3 для верхнедевонско-турнейского НГК ($h_{эф.ин}$ = модель + ошибки)

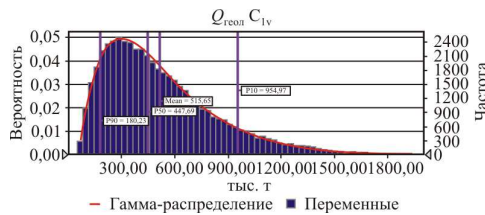


Рис. 3. Гистограмма распределения прогнозных ресурсов Ново-Овражной структуры по категории C_3 для визейского терригенного НГК ($h_{эф.ин}$ = априорное распределение)

жались по формуле объемного метода для получения гистограммы $Q_{геол}$ (рис. 2 и 3) на основании 50 000 итераций.

В ходе выполненных расчетов методом Монте-Карло прогнозные ресурсы категории C_3 только для турнейских отложений для Ново-Овражной структуры составили p_{90} – 159,95 тыс. т, p_{50} (Median) – 263,23 тыс. т, p_{10} – 375,85 тыс. т.

Получено бета-распределение с асимметрией 0,23 и эксцессом 3,01.

Для визейского НГК ресурсы категории C_3 составили p_{90} – 180,23 тыс. т, p_{50} (Median) – 447,69 тыс. т, p_{10} – 954,97 тыс. т.

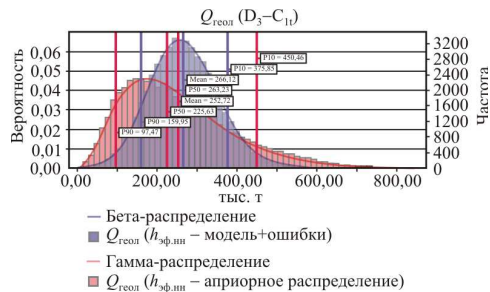


Рис. 4. Сопоставление гистограмм прогнозных ресурсов Ново-Овражной структуры по категории C_3 для верхнедевонско-турнейского НГК при различных подходах в оценке $h_{эф.ин}$

Получено гамма-распределение с асимметрией 1,03 и эксцессом 3,80.

Для верхнедевонско-турнейского НГК (только для турнейских отложений) дополнительно была произведена оценка прогнозных ресурсов по категории C_3 , где вместо предлагаемого распределения в виде регрессионная модель + ошибки, использовалось априорное распределение толщин для бортовой зоны ККСП (см. рис. 1), при этом остальные параметры оставлены без изменений. На рис. 4 приведено сопоставление итоговых гистограмм прогнозных ресурсов.

Столь различные формы гистограмм ресурсов связаны с различными подходами к моделированию величины прогнозных ресурсов.

При использовании априорного распределения толщин увеличивается неопределенность итогового распределения ресурсов (плосковершинное, большой квантильный размах), но при этом рас-

смастриваются все возможные варианты толщин, однако не учитывается возможная зависимость параметров от структурно-морфологических характеристик, в то время как применение регрессионной модели с распределением ошибок дает большую определенность (островершинное распределение ресурсов, меньший квантильный размах) и учитывает особенности прогнозной структуры.

В общем случае предпочтение следует отдавать примененной регрессионной модели с распределением ошибок, что дает более обоснованные результаты и уменьшает итоговую неопределенность, однако в некоторых случаях создание

таких моделей затруднительно или невозможно (визейский терригенный НГК).

Заключение

Таким образом, на основании данного подхода возможны как более обоснованное определение подсчетных параметров, так и стохастическая оценка возможных ресурсов с различной вероятностью (P90, P10) для конкретных локальных структур с учетом их индивидуальной особенностей.

Данные оценки могут быть использованы в дальнейших инвестиционных расчетах, анализе геологических и экономических рисков и при планировании ГРП.

Список литературы

1. О связи характеристик органического вещества пород с плотностью ресурсов углеводородов (на примере Пермского Прикамья) / С.В. Галкин, И.А. Козлова, В.И. Галкин, А.В. Растегаев, А.А. Козлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 11. – С. 9–13.
2. Галкин С.В., Иванов А.А. Вероятностно-статистическая методика учетов рисков поисковых работ при оценках альтернативных инвестиционных проектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 4. – С. 29–28.
3. Оценка возможности определения коэффициента извлечения нефти по обобщенным статистическим моделям (на примере Пермского Прикамья) / В.И. Галкин, С.В. Галкин, А.Н. Аношкин, И.А. Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 51–53.
4. Галкин С.В. Возможности вероятностной оценки прироста запасов при проектировании поисков нефтегазовых месторождений (на примере платформенной части Пермского края) // Известия вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 13–20.
5. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38–39.
6. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края / Г.П. Хижняк, Т.Б. Поплаухина, С.В. Галкин, А.А. Ефимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 8. – С. 42–45.
7. Guidelines for application of the Petroleum resources management system. – November 2011.
8. SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum resources management system. – 2007 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf
9. Дюбрюль О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. – М.: EAGE, 2002. – 297 с.
10. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии.: пер. с англ. / Ин-т компьютер. исслед. – М.; Ижевск, 2009. – 255 с.
11. Фокин А. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе // Новатор. – 2011. – № 43. – С. 8–12.
12. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MIT-CEEPR. – 1992. – 30 p.
13. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces // Journal of the Royal Statistical Society. Series A. – 1981. – Vol. 144, № 1. – P. 1–31.
14. Галкин В.И., Галкин С.В., Козлова И.А. Применение методики оценки приростов запасов углеводородов при проектировании поисков нефтяных месторождений на примере Соликамской депрессии // Научные исследования и инновации. – 2008. – № 4.

15. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур / В.И. Галкин, И.А. Козлова, А.В. Растегаев, И.В. Ванцева, С.Н. Кривошеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 12–17.

16. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. – Пермь: Перм. кн. изд-во, 1971. – 291 с.

17. Додевонские отложения Пермского Прикамья как одно из перспективных направлений геолого-разведочных работ / Т.В. Белоконов, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Е. Башкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 24–28.

18. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности структур. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. – 277 с.

19. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 28–31.

20. Растегаев А.В., Козлов А.С. Прогноз запасов нефти вероятностно-статистическими методами для обоснования глубокого бурения на территории Верхнекамского месторождения калийных солей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12. – С. 12–15.

21. Oracle Crystal Ball, Fusion edition. User's guide. – 2010. – Vol. 11.1.2.

22. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 304 с.

23. Галкин В.И., Савич А.И., Акимов И.А. О необходимости дифференциации визейских объектов разработки при построении статистических моделей для определения коэффициентов извлечения нефти (КИН) // Известия учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 5.

References

1. Galkin S.V., Kozlova I.A., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlov A.A. O sviazi harakteristik organicheskogo veshchestva porod s plotnost'iu resursov uglevodorodov (naprimere Permskogo Prikam'ia) [About the connection between the characteristics of organic matter in rocks with a density of hydrocarbon resources (on the example of Perm region)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 11, pp. 9–13.

2. Galkin S.V., Ivanov A.A. Veroiatnostno-statisticheskaiia metodika uchetov riskov poiskovykh rabot pri otsenkakh al'ternativnykh investicionnykh proektov [Probabilistic-statistical method of accounting risk research works in the estimates of alternative investment projects]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 4, pp. 29–28.

3. Galkin V.I., Galkin S.V., Anoshkin A.N., Akimov I.A. Otsenka vozmozhnostei opredeleniia koefitsientov izvlecheniia nefi po obobshchennym statisticheskim modeliam (na primere territorii Permskogo kraia) [Evaluation of options determining the coefficients of the oil recovery in generalized statistical models (on the example of Perm region)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 10, pp. 51–53.

4. Galkin S.V. Vozmozhnosti veroiatnostnoi otsenki prirostov zapasov pri proektirovanii poiskov neftegazovykh mestorozhdenii (na primere platformennoi chasti Permskogo kraia) [Features a probabilistic assessment stocks of increments in the design of oil and gas field searches (for example, the platform part of the Perm region)]. *Izvestiia vuzov. Neft' i gaz*, 2004, no. 6, pp. 13–20.

5. Galkin S.V., Poplauhina T.B., Raspopov A.V., Hizhnjak G.P. Otsenka koefitsientov izvlecheniia nefi dlia mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modelei [Problems and prospects for exploration and development of small oil fields]. *Neftianoe hoziaistvo*, 2009, no. 4, pp. 38–39.

6. Hizhniak G.P., Poplauhina T.B., Galkin S.V., Efimov A.A. Opyt primeneniia metodiki otsenki koefitsienta neftevytesneniia pri proektirovanii razrabotki nefiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Experience of application methodology for assessing the coefficient of oil displacement in the design of the development of oil deposits of Perm kray]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 8, pp. 42–45.

7. Guidelines for application of the petroleum resources management system. November, 2011.

8. SPE/WPC/AAPG/SPEE petroleum resources management system, 2007, available at: http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf.

9. Djubrul Oliv'e. Ispolzovanie geostatistiki dlia vklucheniia v geologicheskuiu model' sei smicheskikh dannyykh [The use of geostatistics for inclusion in the geological model of the seismic data]. *EAGE*, 2002, 297 s.

10. Djubrul' O. Geostatistika v nefianoj geologii [Geostatistics in petroleum geology]. Izhevsk: In-t komp'yuter. issled., 2009. 255 s.

11. Fokin A. Riski i neopredelennosti v geologorazvedochnom protsesse [Risks and uncertainties in the exploration process]. *Novator*, 2011, no. 43, pp. 8–12.
12. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. MIT-CEEPR, 1992. 30 p.
13. Meisner J., Demirmen F. The Creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A*, 1981, Vol. 144, no. 1, pp. 1–31.
14. Galkin V.I., Galkin S.V., Kozlova I.A. Primenenie metodiki ocenki prirostov zapasov uglevodorodov pri proektirovanii poiskov neftyanykh mestorozhdenij na primere Solikamskoj depressii [The use of assessment methodologies increment of hydrocarbon reserves in the design of oil prospecting in the case of depression Solikamsk]. *Nauchnye issledovaniia i innovacii*, 2008, no. 4.
15. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vanceva I.V., Krivovokov S.N., Voevodkin V.L. K metodike ocenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoj depressii po karakteristikam lokal'nykh struktur [Method of assessing the prospects for oil and gas Solikamsk depression on the characteristics of local structures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 12–17.
16. Sharonov L.V. Formirovanie neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii severnoĭ chasti Volgo-Ural'skogo basseina [The formation of oil and gas fields on the north of the Volga-Urals Basin]. Perm: Perm. knizhnoe izd-vo, 1971. 291 s.
17. Belokon' T.V., Galkin V.I., Kozlova I.A., Bashkova S.E. Dodevonskie otlozheniia Permskogo Prikam'ia kak odno iz perspektivnykh napravlenii geologorazvedochnykh работ [Dodevonskie deposits of Perm as one of the promising areas of exploration]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 9–10, pp. 24–28.
18. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaiia otsenka neftegazonosnosti struktur [Probabilistic-statistical evaluation of oil and gas structures]. Ekaterinburg: UrO RAN, 2001. 277 s.
19. Krivovokov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [The development of probabilistic and statistical techniques forecast oil and gas structures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 28–31.
20. Rastegaev A.V., Kozlov A.S. Prognoz zapasov nefti veroiatnostno-statisticheskimi metodami dlia obosnovaniia glubokogo bureniia na territorii Verkhnekamskogo mestorozhdeniia kaliinykh soli [Forecast of oil reserves by probabilistic-statistical methods for the study of deep drilling in the Verkhnekamskoye potassium salts]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2010, no. 12, pp. 12–15.
21. Oracle Crystal Ball, Fusion Edition. Vol. 11.1.2, User's Guide, 2010.
22. Gabrijeljanc G.A., Poroskun V.I., Sorokin Ju.V. Metodika poiskov i razvedki zalezhej nefti i gaza [The method of prospecting and exploration of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1985. 304 s.
23. Galkin V.I., Savich A.I., Akimov I.A. O neobhodimosti differenciacii vizejskikh ob'ektov razrabotki pri postroenii statisticheskikh modelei dlia opredeleniia koefitsientov izvlecheniia nefti (KIN) [About the necessity for differentiation Visean development objects in the construction of statistical models to determine the oil recovery factors (SIF)]. *Izvestiia uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2007, no. 5.

Об авторах

Мелкишев Олег Александрович (Пермь, Россия) – студент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29; e-mail: om001@mail.ru).

Кривошеков Сергей Николаевич (Пермь, Россия) – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29; e-mail: krivoshchekov@pstu.ru).

About the authors

Melkishev Oleg A. (Perm, Russia) – a student of oil and gas geology department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: krivoshchekov@pstu.ru).

Krivoshchekov Sergey N. (Perm, Russia) – senior lecturer, oil and gas geology department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky ave., 29; e-mail: omo1@mail.ru).

Получено 03.05.2012