

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ РАЗЛИЧНОЙ КРУПНОСТИ И ПО КОЛИЧЕСТВУ ЗАЛЕЖЕЙ В НИХ

В.Р. Лившиц^{1,2}, А.Э. Конторович^{1,3}

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

² Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия

³ Тюменский государственный нефтегазовый университет,
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38, Россия

Предложена процедура оценки распределения ресурсов углеводородов по месторождениям с различной величиной запасов и по количеству залежей в них. Такая оценка является важной при прогнозе эффективности геолого-разведочных работ.

Процедура использует имитационную модель генерации совокупности величин масс углеводородов в залежах. Затем моделируется пространственное распределение залежей по территории нефтегазового бассейна как нестационарное пуассоновское точечное поле. При формировании совокупности месторождений бассейна каждое рассматривается как геометрический объект, объединяющий несколько залежей по принципу их взаимного геометрического расположения.

Модель позволяет оценивать двумерное распределение количества месторождений и их ресурсов по массе запасов и по количеству залежей в месторождении.

В качестве примера предлагаемая оценка выполнена для ресурсов нефти в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Нефтегазоносный бассейн, залежи, месторождения, вероятностное распределение месторождений и залежей углеводородов по массе, усеченное распределение Парето, нестационарное пуассоновское точечное поле, распределение месторождений по количеству залежей в них

THE DISTRIBUTION OF HYDROCARBON RESOURCES BY FIELDS OF DIFFERENT SIZES AND BY THE NUMBER OF POOLS IN EACH FIELD

V.R. Livshits, A.E. Kontorovich

This study describes a procedure for estimating the distribution of hydrocarbon resources by fields with different amounts of reserves and by the number of pools in each field. Such estimation is important for predicting the exploration efficiency.

The procedure first uses a simulation model for generating a population of hydrocarbon pool sizes. Then, the spatial distribution of pools over a petroleum basin is modeled as a nonstationary Poisson point field. When generating a field population in the basin, each field is considered a geometric object consisting of several pools according to the principle of their mutual geometric location.

The proposed model was used to estimate the two-dimensional distribution of the number of fields and the amount of resources in them by the reserve sizes and by the number of pools in each field.

The proposed assessment was made for oil resources in the West Siberian petroleum province.

Petroleum basin, pools, fields, probability field/pool size distribution, truncated Pareto distribution, non-stationary Poisson point field, distribution of fields by the number of pools

ВВЕДЕНИЕ

Структура распределения ресурсов углеводородов (УВ) в осадочном бассейне является сложной категорией. Она предусматривает описание распределения массы углеводородов по фазовому составу, физико-химическим свойствам, стратиграфическим комплексам, типам ловушек и т. д. Одной из важных характеристик структуры УВ в осадочном бассейне является распределение количества скоплений УВ (залежей, месторождений) по заданным интервалам запасов, а также суммарная величина ресурсов УВ в этих интервалах. Решение задачи оценки распределения начальных ресурсов углеводородов в нефтегазоносном бассейне (НГБ) по запасам отдельных месторождений и залежей дает возможность осу-

пещивать прогноз количества и массы невыявленных скоплений и в конечном счете прогнозировать экономическую эффективность геолого-разведочных работ.

В основе современной методики оценки рассматриваемой характеристики структуры ресурсов лежит степенной закон распределения залежей УВ по массе, впервые установленный В.И. Шпильманом [1972, 1982], как «закон обратных квадратов». Дальнейшие исследования, выполненные А.Э. Конторовичем и В.И. Демином, позволили им установить более общее выражение для закона распределения скоплений УВ по массе в НГБ, названное ими усеченным распределением Парето [Конторович, Демин, 1977, 1979; Прогноз..., 1981; Количественная оценка..., 1988].

При этом оказалось, что, независимо от геологического строения и истории развития НГБ, его индивидуальных особенностей, функциональный вид закона распределения скоплений УВ по величине запасов (ресурсов) УВ сохраняется одним и тем же, отличаясь лишь значениями параметров. Это обстоятельство позволяет утверждать, что такой характер распределения скоплений УВ не является частной аппроксимацией для некоторого конкретного НГБ, а носит универсальный, фундаментальный характер [Количественная оценка..., 1988; Конторович, 1991, 1998].

На основе этого закона А.Э. Конторовичем и В.И. Демином был разработан аналитический подход к оценке количества залежей и их суммарных ресурсов для любого заданного интервала крупности [Конторович, Демин, 1977, 1979; Прогноз..., 1981; Количественная оценка..., 1988].

В последующих работах А.Э. Конторовича и В.Р. Лившица для решения задачи оценки распределения ресурсов НГБ по отдельным залежам был применен аппарат имитационного моделирования [Конторович, Лившиц, 1988а, б; Количественная оценка..., 1988; Kontorovich et al., 2001].

В работе [Лившиц, 2020] было показано, что усеченное распределение Парето относится к распределению залежей УВ, так что при таком подходе минимальным объектом оценки оказывается залежь нефти. Однако для составления программ лицензирования недр, проектирования геолого-разведочных работ и экономической оценки рентабельности освоения лицензионных участков важно также располагать информацией о распределении по заданным интервалам количества и запасов месторождений УВ.

Для оценки распределения по крупности месторождений нефти в Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП был разработан алгоритм формирования прогнозной совокупности месторождений из совокупности залежей, описанный в [Конторович, Лившиц, 2017]. Как результат, оценку структуры ресурсов удалось представить в виде таблиц двумерного распределения количества и суммарных ресурсов нефти по интервалам для залежей и месторождений [Конторович, Лившиц, 2017; Конторович и др., 2021].

Однако указанный алгоритм не учитывал пространственного распределения залежей, при том что, если рассматривать месторождение как объект, объединяющий несколько залежей по принципу их геометрического расположения, то необходимость такого учета представляется очевидной.

В работе [Лившиц, 2021] был рассмотрен имитационный алгоритм формирования совокупности месторождений из совокупности залежей, основанный на определении месторождения как группы залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие контуров. Такая процедура позволяет получить не только распределение количества залежей и их суммарных ресурсов (запасов) по интервалам крупности и для залежей, и для месторождений, но и распределение количества месторождений и их суммарных ресурсов, содержащихся в одно, двух, трех и т. д. залежных месторождениях. Оценка таких распределений для каждого интервала крупности месторождений по величине запасов позволяет построить двумерное распределение количества месторождений и их ресурсов по количеству залежей в них и по величине их ресурсов.

Цель настоящей статьи заключается в развитии методики оценки распределения месторождений в осадочном бассейне по величине запасов путем дополнения ее важной для проектирования геолого-разведочных работ характеристикой — распределением месторождений по количеству залежей в них. В качестве примера приводится оценка такого двумерного распределения для ресурсов нефти в Западно-Сибирской НГП.

При этом важно учитывать два обстоятельства.

Во-первых, поскольку в основе рассматриваемой модели лежит закон распределения залежей УВ по массе — усеченное распределение Парето, установленное эмпирически на примере множества нефтегазовых бассейнов мира, то использование предлагаемой модели ограничено, строго говоря, объектами масштаба провинции и возможность ее применения к объектам более низкого ранга, и насколько ниже может быть этот ранг, требует специальной проверки.

Во-вторых, предложенный алгоритм формирования совокупности месторождений из совокупности залежей справедлив только в районах широкого распространения залежей с ловушками структурного или структурно-литологического типа и не относится к нетрадиционным ресурсам. В частности, для Западно-Сибирской провинции полученная оценка не распространяется на баженовскую свиту, которая представляет собой самостоятельный уникальный объект.

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

На первом этапе формируется имитационная совокупность величин масс УВ залежей. Как указывалось выше, эта величина подчиняется усеченному распределению Парето, плотность распределения которого имеет вид

$$\varphi(\theta) = C \left(\frac{1}{\theta^\lambda} - \frac{1}{\theta_m^\lambda} \right),$$

где θ — масса залежи, θ_0, θ_m — левая и правая границы распределения соответственно, λ — параметр

распределения, $1 < \lambda < 3$, $C = \frac{(\lambda - 1)\theta_m^\lambda}{\theta_0 \left[\lambda - 1 + \left(\frac{\theta_m}{\theta_0} \right)^\lambda \right] - \lambda\theta_m}$ — нормирующий множитель.

Процедура получения имитационной совокупности величин, подчиняющейся этому распределению, подробно изложена в ряде работ, например [Количественная оценка..., 1988; Конторович, Лившиц, 1988а, б; Kontorovich et al., 2001]. Из образованной таким образом имитационной совокупности масс залежей можно получить количество залежей и их суммарные ресурсы в любом заданном интервале запасов.

Аналогичным образом, можно получить распределение по интервалам запасов для месторождений, если известен закон их распределения по массе [Лившиц, 2020].

Однако, помимо таких независимых для залежей и месторождений распределений, интерес может представлять двумерное распределение ресурсов — распределение ресурсов одновременно по залежам и месторождениям.

Поскольку масса УВ месторождения есть сумма масс УВ образующих его залежей, то эти величины не могут считаться независимыми и, следовательно, двумерное распределение не может быть получено простым произведением соответствующих одномерных распределений.

Очевидно, что двумерное распределение можно получить, если для каждого месторождения знать количество залежей и массы углеводородов в них. Имитационный подход, использованный в [Лившиц, 2021], позволил построить процедуру формирования совокупности месторождений из совокупности залежей, рассматривающую месторождение как группу залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие своих контуров, причем для каждого месторождения являются известными количество и массы УВ образующих его залежей. Однако эта процедура требует для своей реализации предварительного моделирования пространственного распределения залежей по территории бассейна.

В качестве модели пространственного распределения залежей УВ по территории бассейна используется реализация случайного точечного поля, когда каждая залежь представляется как объект, не имеющий линейных размеров (что вполне допустимо в масштабе бассейна). Существует ряд математических моделей, предназначенных для описания таких случайных полей [Амбарцумян и др., 1989], наиболее широкое распространение получила модель пуассоновского поля точек. В работе [Лившиц, 2010] показано, что нестационарное пуассоновское точечное поле может быть использовано для адекватного описания распределения залежей по латерали бассейна. При этом в частном случае Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в качестве первого приближения для функции интенсивности нестационарного поля $\lambda(x, y)$ можно принять линейную функцию $\lambda(r) = 3 \cdot 10^{-6} r - 0.0005$, зависящую от единственного параметра — расстояния скопления от границы бассейна r . В настоящем исследовании за контур бассейна принималась граница распространения отложений юрского возраста. Этот параметр был использован В.И. Шпильманом и Г.И. Плавником [1972] для получения математического описания изменения плотности ресурсов углеводородов на площади этого бассейна.

Заметим, что такой подход до известной степени справедлив для относительно просто построенных и имеющих единый крупный очаг генерации углеводородов бассейнов. При этом даже для такого бассейна наличие гигантских залежей по его периферии, таких как Ванкорское, Пайяхское и др., функция, зависящая от одного параметра r , не сможет адекватно представить реальную функцию интенсивности. Для бассейнов с несколькими крупными очагами генерации углеводородов функция интенсивности, очевидно, должна зависеть от большего числа параметров, учитывающих более сложное строение случайного точечного поля.

Более подробно математические аспекты процедуры моделирования нестационарного пуассоновского поля точек рассмотрены в [Липский и др., 1977; Амбарцумян, 1989; Лившиц, 2010;].

При формировании имитационной совокупности месторождений из совокупности масс залежей и их координат предполагается, что залежи имеют форму круга, радиус которого является нормальной случайной величиной со средним значением, определяемым регрессионной зависимостью от величины массы залежи, приведенной в [Лившиц, 2021]. К этому значению добавляется нормальный случайный разброс, дисперсия которого также определяется из фактических данных.

В соответствии с определением месторождения как группы залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие контуров, в одно месторождение объединяются те залежи, расстояние между центрами которых меньше суммы их радиусов т. е. для каждой залежи определяется ее принадлежность к некоторому месторождению. Подсчитывая количество месторождений и их массу для различного числа залежей, можно получить оценку распределения этих величин по числу залежей.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Рассмотренная имитационная модель была использована для нахождения прогнозного распределения количества месторождений нефти и их суммарных ресурсов по крупности и по количеству залежей в месторождениях для Западно-Сибирской НГП (включая акваторию Южно-Карской НГО).

Полученная на первом этапе генеральная совокупность состоит из $N = 58918$ залежей, сумма начальных извлекаемых ресурсов которых составляет $Q = 51637.3$ млн т [Конторович и др., 2021], параметры усеченного распределения Парето равны $\theta_0 = 0.1$ млн т, $\lambda = 2.0$. При этом для залежей с запасами более 30 млн т количество и их запасы принимались в соответствии с результатами геолого-разведочных работ.

Гипотеза об усеченном распределении Парето принимается критерием Пирсона с высоким уровнем значимости (P -значение = 0.656) [Лившиц, 2021].

Эта имитационная совокупность залежей была преобразована в генеральную совокупность месторождений. В таблице приведено распределение количества месторождений и их суммарных ресурсов по количеству залежей в них и по интервалам крупности. Из таблицы видно, что количество залежей в месторождении стохастически связано с его крупностью: месторождения с большим числом залежей, как правило, оказываются и более крупными по массе содержащихся в них углеводородов. Это хорошо согласуется с фактическими открытиями в Западно-Сибирском НГБ (рис. 1), где приведена зависимость среднего и стандартного отклонения количества залежей по классам крупности для выявленных месторождений.

Как видно из таблицы, месторождения с ресурсами менее 1 млн т содержат не более семи залежей, причем подавляющая часть этих месторождений (более 90 %) относится к однозалежным месторождениям. Число залежей в месторождениях с массой от 1 до 3 млн т не превышает 14 (однозалежные месторождения составляют среди них более 50 %), а месторождения с ресурсами от 3 до 10 млн т могут иметь от одной до 30 залежей, при доле однозалежных месторождений 35 %; число залежей в месторождениях с ресурсами более 10 млн т может превысить и 30, а доля однозалежных месторождений снижается здесь до 15 %. Что касается уникальных месторождений, то число залежей в них (за исключением единственного случая) составляет полтора и более десятков залежей.

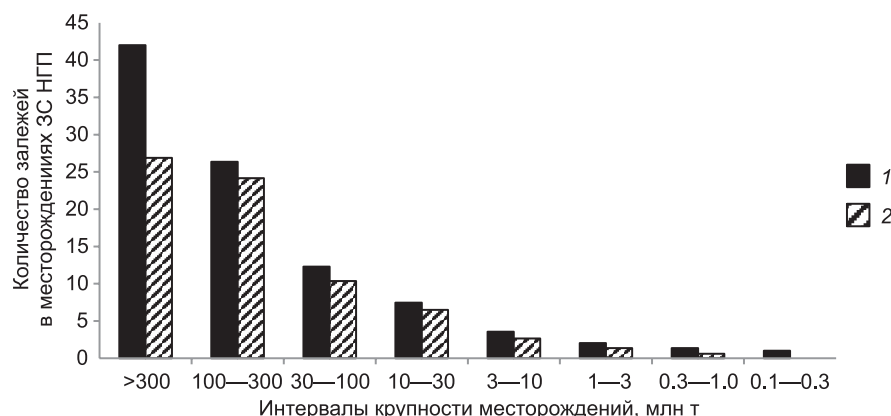


Рис. 1. Зависимость среднего и стандартного отклонения количества залежей от класса крупности в месторождениях ЗС НГП.

1 — среднее, 2 — стандартное отклонение.

**Распределение начальных ресурсов нефти по месторождениям различной крупности и количеству залежей
в месторождениях в Западно-Сибирской НГП (млн т)**

Количество залежей в месторождении	Параметр	Класс месторождений								Всего
		более 300	100—300	30—100	10—30	3—10	1—3	0.3—1.0	0.1—0.3	
		Количество месторождений								42613
		15	50	108	247	934	3305	11100	26854	
		Количество залежей								58918
		630	1318	1327	1483	3754	7641	15261	27504	
		Суммарные ресурсы								51637.3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Количество	0	0	2	63	329	1740	8136	26204	36474
	Ресурсы	0	0	88.6	940.5	1541.6	2773.5	4140.4	4282.6	13767.2
2	Количество	0	1	8	27	142	558	2060	650	3446
	Ресурсы	0	163.1	390.6	404.7	699.1	904.8	1103.0	166.7	3832.0
3	Количество	1	0	3	29	86	312	673	0	1104
	Ресурсы	422.7	0	145.6	425.4	425.8	501.1	417.7	0	2338.4
4	Количество	0	4	5	19	72	246	180	0	526
	Ресурсы	0	583.0	211.8	280.2	358.3	389.9	135.1	0	1958.4
5	Количество	0	0	12	16	63	164	41	0	296
	Ресурсы	0	0	566.0	259.7	347.5	295.4	33.4	0	1501.9
6	Количество	0	2	8	21	48	128	9	0	216
	Ресурсы	0	224.2	406.0	416.2	229.3	229.2	7.7	0	1512.6
7	Количество	0	1	3	10	43	70	1	0	128
	Ресурсы	0	122.6	133.4	162.3	204.7	131.0	1.0	0	754.9
8	Количество	0	2	11	9	39	41	0	0	102
	Ресурсы	0	362.4	573.6	179.6	190.6	87.3	0	0	1393.4
9	Количество	0	2	5	6	34	23	0	0	70
	Ресурсы	0	299.9	284.7	91.2	171.9	52.1	0	0	899.8
10	Количество	0	1	3	9	14	11	0	0	38
	Ресурсы	0	118.9	197.5	173.9	75.7	26.2	0	0	592.3
11	Количество	0	1	7	3	18	6	0	0	35
	Ресурсы	0	129.9	464.7	53.3	82.0	15.3	0	0	745.1
12	Количество	0	1	7	3	12	3	0	0	26
	Ресурсы	0	133.6	395.9	77.3	60.2	7.9	0	0	675.0
13	Количество	0	4	1	5	5	2	0	0	17
	Ресурсы	0	819.6	75.7	101.5	20.3	4.7	0	0	1021.8
14	Количество	1	1	0	1	8	1	0	0	12
	Ресурсы	470.1	106.3	0	23.0	41.6	3.0	0	0	643.9
15	Количество	0	3	2	5	4	0	0	0	14
	Ресурсы	0	549.1	108.5	98.0	21.3	0	0	0	776.9
16	Количество	0	1	2	3	5	0	0	0	11
	Ресурсы	0	296.9	107.8	57.5	27.5	0	0	0	489.7
17	Количество	0	0	1	3	2	0	0	0	6
	Ресурсы	0	0	35.6	53.3	6.7	0	0	0	95.6
18	Количество	1	0	3	1	1	0	0	0	6
	Ресурсы	641.1	0	141.0	22.7	7.2	0	0	0	812.0
19	Количество	0	1	2	1	1	0	0	0	5
	Ресурсы	0	179.0	139.3	12.6	6.8	0	0	0	337.7
20	Количество	1	0	3	2	1	0	0	0	7
	Ресурсы	310	0	150.8	44.2	8.3	0	0	0	513.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	Количество	1	0	4	1	0	0	0	0	6
	Ресурсы	864.2	0	276.7	17.9	0	0	0	0	1158.8
22	Количество	0	2	2	0	1	0	0	0	5
	Ресурсы	0	278.8	94.8	0	6.6	0	0	0	380.3
23	Количество	0	2	2	0	1	0	0	0	5
	Ресурсы	0	530.1	119.7	0	9.7	0	0	0	659.5
24	Количество	0	0	1	2	0	0	0	0	3
	Ресурсы	0	0	66.4	43.1	0	0	0	0	109.5
25	Количество	1	0	1	0	1	0	0	0	3
	Ресурсы	315.0	0	67.0	0	6.9	0	0	0	388.8
26	Количество	0	2	2	1	1	0	0	0	6
	Ресурсы	0	569.4	97.2	11.7	8.9	0	0	0	687.3
27	Количество	0	1	0	1	1	0	0	0	3
	Ресурсы	0	113.3	0	15.2	9.6	0	0	0	138.1
28	Количество	0	2	1	2	0	0	0	0	5
	Ресурсы	0	425.1	85.5	27.3	0	0	0	0	537.9
29	Количество	0	1	0	0	0	0	0	0	1
	Ресурсы	0	266.6	0	0	0	0	0	0	266.6
30	Количество	0	0	0	1	2	0	0	0	3
	Ресурсы	0	0	0	28.4	19.2	0	0	0	47.6
31—50	Количество	4	10	6	3	0	0	0	0	23
	Ресурсы	1682.0	1564.9	398.0	53.9	0	0	0	0	3698.7
51—100	Количество	4	3	1	0	0	0	0	0	8
	Ресурсы	6598.6	446.5	64.8	0	0	0	0	0	7109.9
более 100	Количество	1	2	0	0	0	0	0	0	3
	Ресурсы	1409.5	382.9	0	0	0	0	0	0	1792.4

Безотносительно к массе месторождений эмпирическое распределение их доли по числу залежей в них для открытых месторождений Западно-Сибирской НГБ и соответствующее распределение для генеральной совокупности приведено на рис. 2. Из рисунка видно, что оба распределения достаточно хорошо описываются степенным законом, однако модельная кривая лежит ниже кривой, построенной

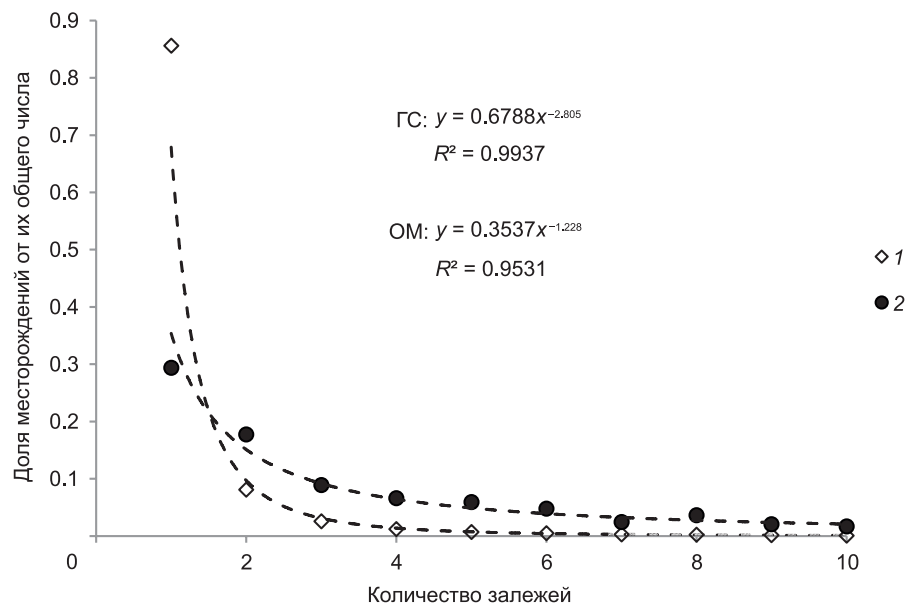


Рис. 2. Распределение месторождений по количеству залежей для Западно-Сибирской НГБ.

1 — генеральная совокупность (ГС), 2 — открытые месторождения (ОМ).

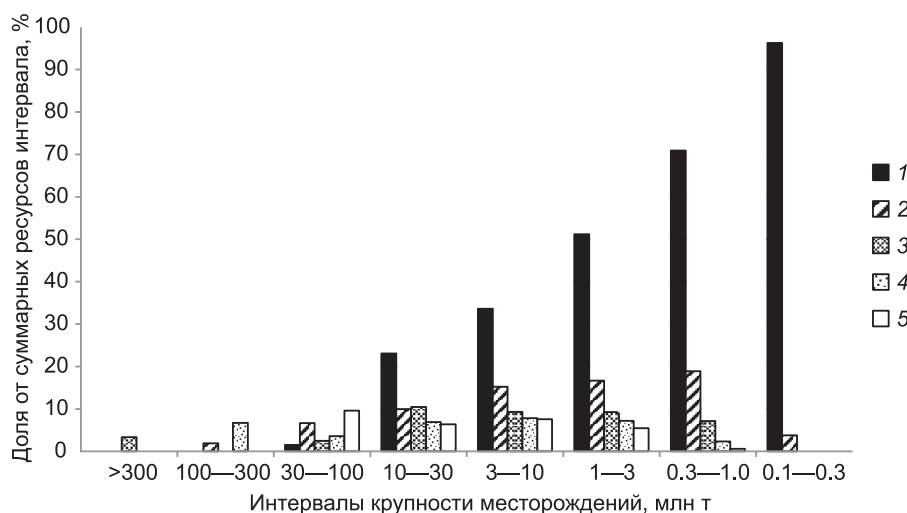


Рис. 3. Ресурсы, сосредоточенные в одно-(1), двух-(2), трех-(3), четырех-(4) и пятизалежных (5) месторождениях, в долях от суммарной массы соответствующего интервала крупности.

по фактическим данным, за исключением случая однозалежных месторождений, доля которых в генеральной совокупности достигает 85 %. Поскольку последующие открытия в значительной степени будут связаны с открытиями мелких месторождений [Конторович и др., 2021], а это в основном однозалежные месторождения, то это приведет к постепенному увеличению их доли, снижению доли многозалежных месторождений и приближению фактических зависимостей к модельной.

Из таблицы также следует, что 26 % суммарных ресурсов нефти в генеральной совокупности приходится на однозалежные месторождения.

На рисунке 3 показана суммарная масса, содержащаяся в одно-, двух-, трех-, четырех- и пятизалежных месторождениях, в долях от суммарной массы соответствующего интервала крупности. Хотя доля этих ресурсов уменьшается с увеличением класса крупности, тем не менее даже для интервала 10—30 млн т на однозалежные месторождения еще приходится более 20 % суммарных ресурсов интервала. В более крупных интервалах однозалежные месторождения играют пренебрежимо малую роль.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Предложенная имитационная модель дает возможность получить, помимо оценки распределения ресурсов (запасов) УВ в НГБ по залежам УВ, также оценку распределения количества месторождений и их ресурсов (запасов) по количеству залежей в месторождении. Знание такого распределения крайне важно при оценке экономической эффективности геолого-разведочных работ.

2. Предлагаемая процедура преобразования совокупности залежей в совокупность месторождений учитывает пространственное распределение залежей и основывается на определении месторождения как группы залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие контуров.

3. В качестве примера для Западно-Сибирского НГБ была получена оценка двумерного распределения ресурсов нефти по крупности и числу залежей. Показано, что количество залежей в месторождениях стохастически возрастает с ростом класса крупности месторождения.

4. Распределение месторождений в НГБ по количеству залежей в них достаточно хорошо аппроксимируется степенной функцией как для генеральной совокупности месторождений, так и для совокупности выявленных месторождений Западно-Сибирской НГП.

5. Показано, что подавляющая доля ресурсов нефти сосредоточена в однозалежных месторождениях и роль этих месторождений остается достаточно высокой вплоть до интервала крупности месторождений 10—30 млн т.

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.

ЛИТЕРАТУРА

Амбарцумян Р.В., Мекке Й., Штойян Д. Введение в стохастическую геометрию. М., Наука, 1989, 400 с.

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

Конторович А.Э. Общая теория нафтидогенеза. Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, Наука, 1991, с. 29—44.

Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа, 1998, № 10, с. 8—16.

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. Имитационная стохастическая модель распределения месторождений нефти и газа по ресурсам // Советская геология, 1988а, № 9, с. 99—107.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Имитационное математическое моделирование стохастических процессов как инструмент количественной оценки нефтегазоносности // Геология нефти и газа, 1988б, № 12, с. 48—51.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (12), с. 1835—1852.

Конторович А.Э., Лившиц В.Р., Бурштейн Л.М., Курчиков А.Р. Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры // Геология и геофизика, 2021, т. 62 (5), с. 711—726.

Лившиц В.Р. Математическая модель распределения скоплений углеводородов по территории нефтегазоносного бассейна на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 2010, т. 51 (2), с. 201—205.

Лившиц В.Р. О законе распределения месторождений углеводородов по массе // Изв. ТГУ. Инжиниринг георесурсов, 2020, т. 331, № 6, с. 41—47.

Лившиц В.Р. Распределение ресурсов углеводородов по залежам и месторождениям и месторождений по числу залежей // Нефтяное хозяйство, 2021, № 9, с. 18—22.

Липский Ю.Н., Родионова Ж.Ф., Скобелева Т.П., Дехтярева К.И. Каталог кратеров Марса и статистика кратеров Марса, Меркурия и Луны. М., ГИН АН СССР, 1977, 69 с.

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

Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений // Тр. ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 53, с. 118—126.

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

Шпильман В.И., Плавник Г.И. Оценка прогнозных запасов по совокупности геологических параметров // Тр. ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 53, с. 98—112.

Kontorovich A., Domain V., Livshits V. Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins // AAPG Bull., 2001, v. 85 (9), p. 1609—1622.

*Поступила в редакцию 3 февраля 2022 г.,
принята в печать 27 марта 2022 г.*