

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ ПО ВЕЛИЧИНЕ В СЛАБОИЗУЧЕННЫХ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАСЕЙНАХ

Л.М. Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Коптюга, 3, Россия

В результате анализа данных по выборке из 18 сравнительно хорошо изученных осадочных бассейнов Северной Америки установлены эмпирические зависимости параметров распределения нефтяных месторождений по величине запасов от характеристик осадочного выполнения бассейнов. Обоснована возможность значимых отклонений от усеченного распределения Парето в относительно молодых и интенсивно прогибающихся бассейнах, в которых велика доля объектов с высокими скоростями аккумуляции. Выявленные зависимости позволяют дать оценки параметров распределения скоплений нефти по величине запасов на самых ранних стадиях изучения бассейнов при отсутствии достаточной информации о размерах крупнейших скоплений. Полученные эмпирические закономерности качественно согласуются с результатами анализа простейшей теоретической модели формирования распределения по крупности скоплений углеводородов в нефтегазоносных системах, введенной ранее.

Месторождения нефти, осадочные бассейны, распределение по крупности, усеченное распределение Парето.

STATISTICAL ESTIMATION OF PARAMETERS OF SIZE DISTRIBUTION OF OIL ACCUMULATIONS IN POORLY STUDIED SEDIMENTARY BASINS

L.M. Burshtein

Analysis of data on a sample of 18 relatively well-studied sedimentary basins of North America has revealed that the parameters of the distribution of oil fields by amount of reserves depend on the characteristics of the sedimentary filling of the basins. In rather young and intensely downwarping basins that abound in objects with high rates of accumulation, the deviations from the truncated Pareto distribution can be quite significant. The revealed dependences permit the parameters of size distribution of oil accumulations to be estimated at the very beginning of study of basins, without sufficient information on sizes of largest fields. The obtained empirical regularities qualitatively agree with results of analysis of the available simplest theoretical model for the formation of size distribution of hydrocarbon accumulations in petroliferous systems.

Oil field, sedimentary basin, size distribution, truncated Pareto distribution

ВВЕДЕНИЕ

Одной из наиболее существенных характеристик структуры ресурсов углеводородов (УВ) является их распределение по скоплениям различной крупности. Информация о виде и параметрах распределения скоплений УВ по крупности (РСК) крайне важна для перспективного планирования развития геолого-разведочных работ на нефть и газ. На ее основе можно эффективно моделировать процесс выявления ресурсов углеводородов (с привлечением данных о некоторых других характеристиках их структуры) и строить альтернативные сценарии развития нефтегазового комплекса. Задачи данного класса приходится решать на всех стадиях изучения нефтегазоносных систем различного ранга.

Существующие варианты методики оценки параметров РСК ориентированы на прогноз в условиях достаточно высокой изученности объекта оценки, когда крупнейшие скопления УВ выявлены, а их запасы достоверно определены. Из практики геолого-разведочных работ хорошо известно, что открытие крупнейших скоплений происходит, как правило, на первых стадиях изучения нефтегазоносной системы. С другой стороны, с начала геолого-разведочных работ до получения надежных оценок запасов достаточного для оценки параметров РСК числа скоплений могут пройти годы, а порой и десятилетия. Как следствие, для объектов, находящихся на ранних стадиях изучения, оценка параметров РСК в значительной степени является экспертной.

В настоящее время большая часть наиболее богатых ресурсами УВ регионов России и основных нефтегазоносных комплексов в их пределах находятся на высоких стадиях освоения. Для поддержания существующих уровней добычи УВ и, тем более, для их повышения неизбежно придется увеличить объемы геолого-разведочных работ в слабо освоенных нефтегазоносных бассейнах на востоке и в акваториях России, а также на более сложно построенных и глубоко погруженных объектах в уже изученных бассейнах. Эти обстоятельства делают актуальной разработку формализованной методики оценки параметров РСК для слабоизученных бассейнов. В рамках этой методики параметры РСК должны быть

связаны с такими общими характеристиками нефтегазоносного или потенциально нефтегазоносного седиментационного бассейна (СБ), которые могут быть надежно оценены на самых ранних стадиях изучения, до выявления и достоверной оценки запасов крупнейших скоплений в его пределах. Наличие подобной методики позволит более объективно подойти к оценке параметров РСК и рисков при проведении геолого-разведочных работ, возникающих в связи с возможными вариациями этих параметров.

В данной работе обсуждаются некоторые вопросы, связанные с построением такой методики. В качестве примера предлагается простейший вариант методики оценки параметров РСК для совокупности нефтяных месторождений в пределах отдельного бассейна. В основу методики положен анализ стохастических связей параметров РСК с характеристиками осадочного выполнения бассейна. Выбор в качестве объекта оценки бассейна определяется тем, что на начальных стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ объектами перспективного планирования, как правило, являются геологические тела этого ранга или их крупные части. Кроме того, для объектов ранга седиментационного бассейна существенно проще сформировать эталонную выборку, охарактеризованную достаточным набором прогностических параметров.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

За последние полвека методическим и практическим вопросам прогноза распределения скоплений УВ по крупности посвящено значительное число публикаций [1—28]. Наиболее существенный вклад в решение этого круга задач внесли такие отечественные и зарубежные ученые, как М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, В.И. Демин, Г.М. Кауфман, А.Э. Конторович, Н.А. Крылов, М.Г. Лейбсон, И.И. Нестеров, Ю.М. Подольский, В.И. Шпильман и др. Методики моделирования вида, параметров РСК и процесса выявления скоплений углеводородов в ее современном варианте развивались в основном усилиями отечественных исследователей. Наиболее полное и последовательное изложение состояния вопроса можно найти в работах [9, 20, 21].

Существует достаточно много видов функции плотности вероятности, которые с приемлемой точностью описывают наблюдаемые в природе РСК. На практике чаще всего используют так называемое усеченное распределение Парето, имеющее следующий вид функции плотности вероятности:

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

Здесь λ — параметр распределения; θ — запасы скопления УВ; θ_0 , θ_{\max} — минимально учитываемые и максимально возможные размеры скопления УВ. Следует отметить, что здесь и ниже наши обозначения и термины несколько отличаются от обозначений авторов классических работ [10—18], которые вместо максимально возможных размеров скопления УВ θ_{\max} используют величину γQ ($\gamma \in [0, 1]$ — предельно возможная доля суммарных запасов в одном скоплении, Q — сумма запасов всех скоплений УВ в природной совокупности). Но как легко понять, обе эти величины по смыслу совпадают. Эмпирически установлено, что показатель степени λ в усеченном распределении Парето (1) варьирует в диапазоне 1,3—2,7, но наиболее часто встречаются значения порядка 2,0 [12]. Параметр θ_{\max} (γQ) изменяется в очень широких пределах. Параметр θ_0 задается априорно, исходя из экономических соображений и сложившейся в данном бассейне практики геолого-разведочных работ. Не входящий в явном виде в функцию плотности вероятности, но очень существенный для практических приложений параметр N (число скоплений УВ в природной совокупности) может быть оценен, если получены оценки параметров функции плотности вероятности (1) и величины Q . Следует заметить, что считающиеся в рамках рассматриваемых подходов независимыми оценки Q в действительности зависят от θ_0 .

На практике значения параметров распределения (1) определяют на основе анализа выявленной в конкретном бассейне или нефтегазоносном комплексе совокупности скоплений УВ. Подробное изложение используемых для этого методов, в их современных модификациях, можно найти в работах [5, 21—23]. Ниже мы отметим лишь их наиболее существенные черты.

В работах А.Э. Конторовича и В.И. Демина [13, 14] параметры функции плотности вероятностей (1) оцениваются с учетом распределения открытых месторождений и сумм их запасов в фиксированных интервалах крупности. При этом сумма запасов всех скоплений УВ в бассейне (Q) и начальные ресурсы (НР) считаются известными.

В работах В.Р. Лившица [21—23] развивается подход, использующий аппарат порядковых статистик. В рамках этого подхода для оценки параметров плотности распределения (1) достаточно знать индивидуальные запасы нескольких крупнейших месторождений. Автору работ [21—23] удалось показать, что

для определения такого параметра, как γ (при фиксированной оценке Q), достаточно знать размеры крупнейшего месторождения в бассейне. Учет размеров более мелких месторождений не повышает точности оценки. Предложенная В.Р. Лившицем методика дает наилучшую, в статистическом смысле, оценку и другого параметра РСК — λ .

Общая особенность обоих рассмотренных выше подходов состоит в том, что для их реализации необходимо иметь сведения о размерах крупнейших скоплений или их числе и суммарных запасах в фиксированных интервалах крупности. В методике А.Э. Конторовича и В.И. Демина дополнительно необходимо знать величину начальных ресурсов объекта оценки. Одним из главных достоинств перечисленных методик является опора на фактические данные о РСК в конкретном бассейне. Однако для слабоизученных бассейнов эта особенность методик является скорее недостатком. Для таких бассейнов достоверные сведения о размерах крупнейших скоплений могут довольно долго отсутствовать, а оценки начальных ресурсов всегда содержат существенную неопределенность [21—23]. В этом случае параметры РСК приходится определять экспертно, на основе качественных аналогий.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

С учетом сказанного выше, представляет интерес разработка формализованной методики оценки параметров РСК для слабоизученных бассейнов. Как уже отмечалось во введении, в рамках этой модели должна быть установлена связь параметров РСК с такими общими характеристиками бассейна, которые могут быть надежно определены на самых ранних стадиях изучения, до выявления и достоверной оценки запасов крупнейших скоплений в его пределах. Это позволит прогнозировать РСК, а на его основе выполнять перспективное планирование на самых ранних стадиях изучения седиментационных бассейнов.

Для построения методики оценок параметров РСК, не опирающейся на информацию о выявленных скоплениях, существуют две возможности.

1. Можно попытаться связать параметры РСК с характеристиками осадочного выполнения, на основе некоторых теоретических представлений о механизмах формирования скоплений УВ в осадочных бассейнах. Например, в нашей работе [7] была предложена простейшая теоретическая модель, в рамках которой текущие величины индивидуальных скоплений УВ рассматривались как результат процессов аккумуляции и диссипации. В этом случае форма РСК зависит от времени (стадии процесса формирования скопления УВ) и распределения скоплений УВ по аккумуляционному и диссипационному параметрам (абсолютной скорости аккумуляции и относительной скорости диссипации). Было установлено качественное совпадение теоретической зависимости показателя степени λ в усеченном распределении Парето от стадии процесса нефтидогенеза с его реально наблюдаемой зависимостью от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна. Модель позволяет сделать и некоторые другие заключения, например, о характере зависимости параметра θ_{\max} от параметров осадочного выполнения бассейна. Однако полученных качественных результатов не достаточно для решения практических количественных задач прогноза. Для того чтобы в рамках развиваемой теоретической модели можно было установить количественные связи параметров РСК с характеристиками осадочного выполнения бассейнов, прежде всего, необходимо конкретизировать вид распределений скоплений УВ по абсолютным скоростям аккумуляции и относительным скоростям диссипации. Последняя проблема должна являться предметом самостоятельного исследования.

2. Количественные зависимости параметров РСК от характеристик осадочного выполнения бассейна можно попытаться установить эмпирически на основе анализа связей этих величин в хорошо изученных бассейнах. Для выявления таких зависимостей следует сформировать эталонную выборку бассейнов, степень разведанности начальных ресурсов которых позволяет достаточно надежно определить параметры РСК одним из существующих методов. Информация о параметрах РСК должна быть дополнена количественными характеристиками осадочного выполнения бассейнов. Далее, с учетом теоретических представлений о механизмах формирования РСК, следует попытаться установить эмпирические связи между параметрами РСК в бассейне и характеристиками его осадочного выполнения. В дальнейшем такие зависимости можно использовать для количественного прогноза характеристик РСК в слабоизученных бассейнах. Качественное совпадение эмпирически выявленных закономерностей с предсказаниями теоретической модели можно в этом случае рассматривать как косвенные аргументы в ее пользу.

В настоящей работе предпринята попытка такого анализа на примере совокупностей нефтяных месторождений 18 сравнительно хорошо изученных бассейнов Северной Америки.

ОБЪЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ

В одной из основополагающих работ по данной тематике [14] авторы сформировали на основе литературных данных [29, 30] выборку из 18 сравнительно хорошо изученных бассейнов Северной Америки. Для каждого бассейна авторы [14] рассматривали раздельно совокупности нефтяных и газовых

Характеристики осадочного выполнения и параметры распределения месторождений нефти по величине запасов в хорошо изученных бассейнах Северной Америки (по [4, 29, 30] с уточнениями автора)

Бассейн	Преимущ. возраст осад. чехла	λ	HP , млн т	θ_{\max} , млн т	N	N_f	$N < 5$ млн т	$N_f < 5$ млн т	V , тыс. км ³	S , тыс. км ²	H , км
Биг-Хорн	KZ	1,45	490	96,6	163	48	142	35	108,2	30,0	8,0
Уинта-Пайсенс	»	1,56	695	109,7	283	40	255	37	323,4	65,0	9,0
Лос-Анджелес	»	1,60	1643	343,1	454	70	407	45	42,0	5,0	14,0
Вентура-Санта-Барбара	»	1,79	900	711,6	293	71	269	60	136,8	34,8	16,0
Санта-Мария	»	1,81	344	52,3	338	15	325	7	105,1	36,3	5,0
Грейт-Валли	MZ—KZ	1,59	2055	420,1	514	110	460	79	245,0	59,0	9,0
Мексиканского залива	»	2,02	11 895	1336,5	11 307	1553	11 040	1305	13 810,0	2623,5	15,0
Паудер-Ривер	MZ	1,82	711	147,2	532	155	508	137	320,4	108,8	7,0
Сан-Хуан	»	1,96	627	81,3	768	38	749	38	100,0	27,2	5,0
Западно-Канадский	»	2,18	5022	946,7	4974	340	4852	309	3978,0	1221,1	7,0
Денвер	»	2,28	300	29,8	669	469	664	464	385,0	156,0	5,0
Грин-Ривер	»	2,41	363	140,0	867	50	862	46	312,6	67,1	11,0
Мичиганский	PZ	1,73	415	132,5	254	155	239	148	1160,0	360,0	5,0
Уиллистонский	»	1,83	831	85,8	730	194	700	178	1356,0	670,5	5,0
Иллинойский	»	1,91	660	199,2	590	343	570	330	800,0	275,0	4,5
Западный Внутренний	»	1,97	3224	486,6	2611	1416	2419	1260	1250,0	734,0	12,0
Предаппалачский	»	1,86	744	84,5	1277	463	1260	455	2013,0	450,0	10,0
Пермский	»	2,08	6665	377,6	9511	1695	9365	1485	1800,0	370,0	10,0

Примечание. λ — показатель степени в усеченном распределении Парето; HP — начальные извлекаемые ресурсы нефти; θ_{\max} — правая граница усеченного распределения Парето; N — прогнозное число нефтяных месторождений; N_f — число выявленных месторождений; V — объем осадочного выполнения бассейна; S — площадь бассейна; H — максимальная толщина осадков.

месторождений. Для всех бассейнов были получены оценки параметров РСК. Несколько позже эти же бассейны в составе большей выборки использовались в работе [19] для анализа влияния возраста осадочного выполнения на ресурсы углеводородов и были разделены на преимущественно палеозойские, мезозойские, мезозойско-кайнозойские и кайнозойские. Для всех бассейнов выборки достаточно надежно известны основные, наиболее общие характеристики осадочного выполнения — максимальные толщины, площади и объемы осадочного выполнения.

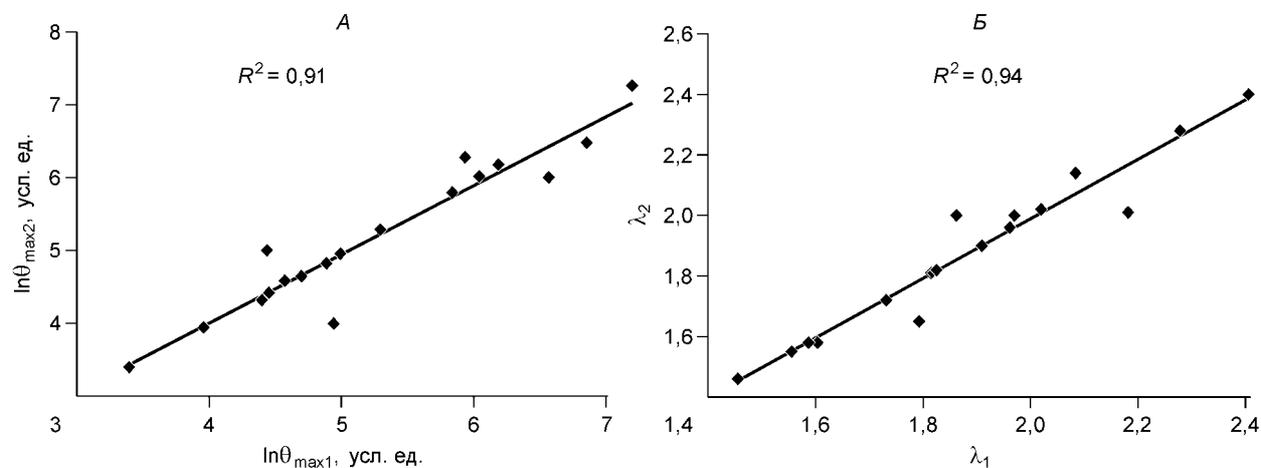


Рис. 1. А — соответствие исходных ($\theta_{\max 1}$) [14] и скорректированных ($\theta_{\max 2}$) значений параметра θ_{\max} ; Б — то же для параметра λ .

Основываясь на оценках параметров РСК, приведенных в работе [14], можно попытаться установить их взаимосвязи с известными общими характеристиками осадочного выполнения бассейнов. В качестве примера рассмотрим распределение по крупности в сформированной выборке для совокупностей нефтяных месторождений. Основные характеристики РСК и осадочного выполнения бассейнов приведены в таблице.

Необходимо оговориться, что ниже рассматриваются извлекаемые запасы месторождений, так как информация именно по извлекаемым запасам была в работе [14] первичной. Распределение нефтяных месторождений по геологическим запасам авторы [14] получали в предположении о едином для всех бассейнов и месторождений коэффициенте извлечения.

Кроме того, анализ приведенных в работе [14] значений параметров РСК и результатов прогноза РСК в каждом бассейне показывает, что между ними существует некоторое рассогласование. В ряде случаев — это очевидное следствие опечаток. В связи с этим параметры РСК в бассейнах эталонной выборки, полученные в работе [14], были в отдельных случаях скорректированы. На рис. 1 показано соответствие скорректированных оценок параметров λ и θ_{\max} и оценок из работы [14].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Оценка параметра λ . В работе [7] на основе простейшей модели было показано, что теоретическое РСК для крупных и крупнейших скоплений с высокой точностью аппроксимируется усеченным распределением Парето (1). При этом параметр λ должен существенно зависеть от стадии развития нефтегазоносной системы. Соответствующая качественная зависимость λ от преимущественного возраста осадочного выполнения была установлена для распределения месторождений нефти по величине геологических запасов. Эталонная выборка в работе [7] состояла из тех же бассейнов, что и в данной. Естественно предположить, что зависимость параметра λ от возраста осадочного выполнения должна применяться и для извлекаемых запасов.

Для удобства дальнейшего количественного анализа будем измерять преимущественный возраст осадочного выполнения (T) в числовой шкале, сопоставив кайнозойским и мезозойско-кайнозойским СБ значение — 1, мезозойским СБ — 2, а палеозойским СБ — 3. Переход от шкалы наименований к числовой шкале позволит использовать индекс преимущественного возраста осадочного выполнения при построении статистических многомерных зависимостей. Зависимость λ от индекса преимущественного возраста осадочного выполнения СБ показана на рис. 2 и характеризуется следующим соотношением:

$$\lambda = 0,58 + 1,45T - 0,34T^2, \quad R^2 = 0,52. \quad (2)$$

Здесь R^2 — коэффициент детерминации, λ — показатель степени в усеченном распределении Парето, T — индекс преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна.

Возникает естественный вопрос, можно ли выявить влияние на λ других характеристик осадочного выполнения бассейна? Заметим, что параметр λ (впрочем, как и другие параметры РСК) определяется на основе данных о распределении крупных и крупнейших месторождений, выявляемых в первую очередь и наиболее полно [10, 11]. Иначе говоря, величина параметра λ связана с формой правого „хвоста“ РСК. Результаты численных экспериментов [7] показывают, что на форму правого хвоста распределения месторождений по величине запасов основное влияние оказывает форма распределения диссипационного параметра (относительной скорости диссипации УВ из скопления). В свою очередь диссипационный параметр отражает условия консервации скоплений УВ в бассейне. Достаточно трудно связать распределение скоплений по условиям сохранения УВ в них с общими характеристиками бассейна — возрастом, объемом, площадью, максимальной и средней толщинами осадочного выполнения и т. д. В то же время влияние этих характеристик (по крайней мере, геометрических) на форму распределения аккумуляционного параметра (абсолютной скорости аккумуляции) более очевидно. Действительно, чем больше доля осадочного выполнения, находящаяся в зоне интенсивной генерации и миграции, тем больше должна быть доля скоплений с относительно высо-

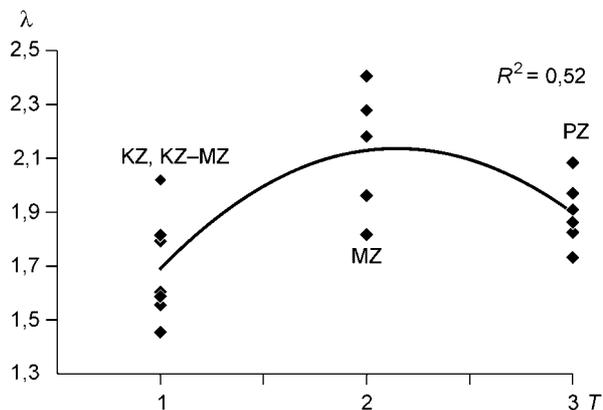


Рис. 2. Зависимость параметра λ от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна (T).

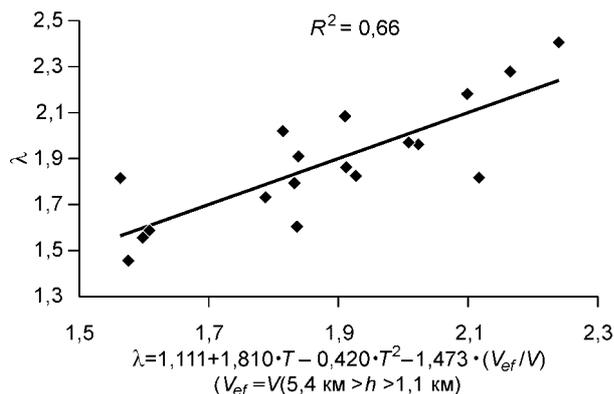


Рис. 3. Зависимость параметра λ от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна и относительной доли его эффективного объема (V_{ef}/V).

кими скоростями аккумуляции. Это связано с тем, что генерация и эмиграция при нефтидогенезе являются лимитирующими (в терминах кинетики) стадиями [31]. Влияние распределения аккумуляционного параметра на форму правого хвоста распределения скоплений УВ по крупности существенно слабее, чем влияние распределения диссипационного параметра. Тем не менее, исходя из при-

веденных выше соображений, можно попытаться выявить эту закономерность на эмпирическом материале. При этом следует ожидать уменьшения величины λ при увеличении в системе доли объектов с высокими скоростями аккумуляции.

Введем параметр, характеризующий долю осадочного выполнения бассейна, находящегося в зоне интенсивных процессов генерации и эмиграции жидких УВ. Следует заметить, что границы этой зоны могут существенно отличаться в различных бассейнах в зависимости от температурного режима, скоростей осадконакопления, преобладающего типа рассеянного органического вещества в нефтематеринских породах, соотношения различных типов пород в осадочном выполнении и т. д. [31]. Имеющийся в нашем распоряжении фактический материал не позволяет установить границы этой зоны индивидуально для каждого бассейна выборки. Вследствие этого глубинные границы зоны интенсивной аккумуляции подбирались так, чтобы максимизировать корреляцию введенного параметра с λ , и принимались едиными для всех бассейнов. Верхняя граница составила 1,1, а нижняя 5,4 км. Соответствующее уравнение регрессии имеет вид

$$\lambda = 1,11 + 1,81T - 0,42T^2 - 1,47(V_{ef}/V), \quad R^2 = 0,66. \quad (3)$$

Здесь V_{ef} — объем осадочного выполнения бассейна в интервале от 5,4 до 1,1 км в тыс. км³, V — полный объем осадочного выполнения бассейна в тыс. км³. Соответствие между фактическими и расчетными значениями λ приведено на рис. 3.

Из приведенной зависимости (3) видно, что увеличение доли осадочного выполнения бассейна, находящегося в зоне интенсивных процессов генерации, эмиграции и аккумуляции, ведет к уменьшению значения λ . Это полностью соответствует сделанным выше выводам. Данное обстоятельство можно рассматривать как косвенное подтверждение того, что предложенная в работе [7] модель дает качественно верное описание реальных природных систем. Зависимость (3) можно уточнить за счет введения дополнительного прогностического параметра — полного объема осадочного выполнения бассейна:

$$\lambda = 0,74 + 1,78T - 0,42T^2 - 1,26 V_{ef}/V + 0,052 \ln V, \quad R^2 = 0,73, \quad (4)$$

Соответствие между фактическими и расчетными значениями λ для выражения (4) приведено на рис. 4.

Оценка параметра θ_{max} . Параметр θ_{max} имеет смысл предельно возможной величины крупнейшего в системе скопления и является правой границей РСК. Как уже отмечалось выше, в основополагающих работах [13, 14] используется другой параметр распределения — γ (предельно возможная доля суммарных запасов в одном скоплении), связанный с θ_{max} соотношением $\theta_{max} = \gamma Q$. Здесь Q — сумма запасов всех скоплений в системе.

Рис. 4. Зависимость параметра λ от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна, его объема (V) и относительной доли эффективного объема (V_{ef}/V).

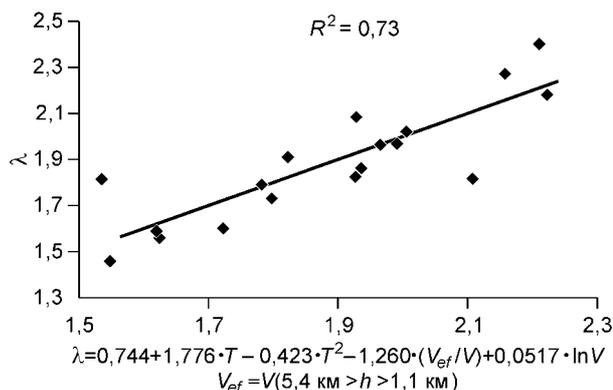
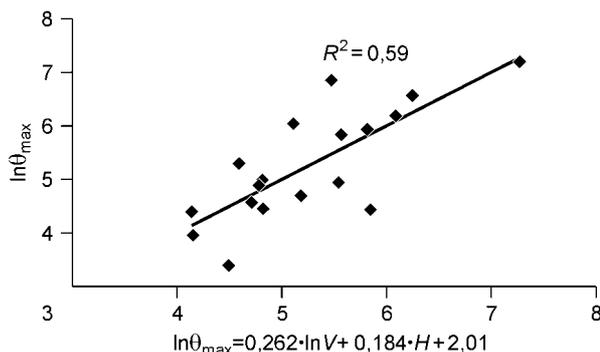


Рис. 5. Зависимость параметра θ_{\max} от максимальной толщины (H) и объема (V) осадочного выполнения бассейна.



Как правило, предполагается, что величина Q оценена предварительно и независимо. Но даже для хорошо изученных бассейнов сумма запасов всех скоплений неизвестна и, следовательно, в той или иной степени она сама является результатом прогноза. Неточности в оценках величины Q должны приводить к соответствующим отклонениям в оценке параметра γ . В работах [21—23] показано, что на прогноз параметра γ (при фиксированной величине Q) влияет только величина запасов крупнейшего скопления в системе. Вследствие этого, можно рассчитывать, что произведение γQ должно оцениваться с относительно более высокой точностью, чем γ . Кроме того, представляется, что параметр $\theta_{\max} = \gamma Q$ имеет более ясный физический смысл.

В соответствии с введенной ранее моделью [7] величина θ_{\max} пропорциональна отношению максимально возможной в системе скорости аккумуляции к минимальной относительной скорости диссипации. Если система достигла стационарного состояния, величина θ_{\max} равна этому отношению. В рамках обобщенного описания бассейна крайне трудно связать его геометрические и возрастные характеристики с условиями консервации скоплений и диссипации из них углеводородов. Эти условия определяются, скорее, литологическим составом выполнения бассейна, выдержанностью и однородностью флюидоупоров, интенсивностью дизъюнктивной тектоники и т. д. Можно предположить, что в более крупных бассейнах с относительно мощным осадочным чехлом возникновение условий для хорошей консервации (и низких скоростей диссипации) скоплений при прочих равных условиях более вероятно. Аналогичное предположение можно сделать и о скоростях аккумуляции — в более крупных бассейнах с относительно мощным осадочным чехлом при прочих равных условиях более вероятно наличие объектов с большими абсолютными скоростями аккумуляции.

Действительно, для параметра θ_{\max} существует положительная связь с характеристиками, отражающими размеры осадочного выполнения бассейна. Эта связь описывается следующим уравнением:

$$\ln \theta_{\max} = 0,262 \ln V + 0,184H + 2,01, \quad R^2 = 0,59. \quad (5)$$

Здесь θ_{\max} — правая граница РСК (млн т), H — максимальная толщина осадочного выполнения бассейна (км).

Соответствие между фактическими и расчетными значениями θ_{\max} для выражения (5) приведено на рис. 5. Коэффициент детерминации полученной зависимости ($R^2 = 0,59$) не очень велик. Этот результат не вызывает удивления, так как в работах [21—23] показано, что для параметра θ_{\max} при прочих равных условиях следует ожидать большего разброса оценок, чем для параметра λ . Вероятно, зависимость (5) можно уточнить на более представительной эталонной выборке и более широком наборе прогностических параметров, детально характеризующих состав и строение осадочного выполнения бассейнов.

Оценка параметра N . Очень существенной характеристикой РСК является число скоплений (N) углеводородов в нефтегазоносной системе. Этот параметр не входит непосредственно в выражение функции плотности распределения (1), но тесно с ней связан, так как оценивается в традиционных подходах [13, 14] с учетом конкретного вида функции плотности распределения (1) и ряда других характеристик структуры ресурсов. Например, суммарных начальных ресурсов УВ в бассейне, суммарных начальных ресурсов в определенных интервалах крупности и т. д. Перед тем как обсуждать возможность прогноза параметра N , следует проанализировать некоторые связанные с этим проблемы.

Параметр N в предположении о независимости индивидуальных размеров скоплений фактически представляет собой число реализаций соответствующей случайной величины в природной системе. Как следствие, оставаясь в рамках теоретической модели, рассматриваемой в работе [7], крайне затруднительно сформулировать какие-либо соображения о влиянии геологических характеристик нефтегазоносной системы на его величину. Очевидно, следует попытаться найти чисто эмпирическую зависимость параметра N от геологических характеристик осадочного выполнения.

Как известно, в силу существования так называемого „геологического фильтра“ в первую очередь выявляются крупные и крупнейшие скопления УВ [10, 11]. В классах крупных и крупнейших месторождений их число на определенных этапах изученности известно достоверно, в классах мелких и мельчайших их число — результат прогноза. Для имеющейся в нашем распоряжении выборки (см. таблицу), оценка величины N в каждом из бассейнов была получена на основе анализа числа и

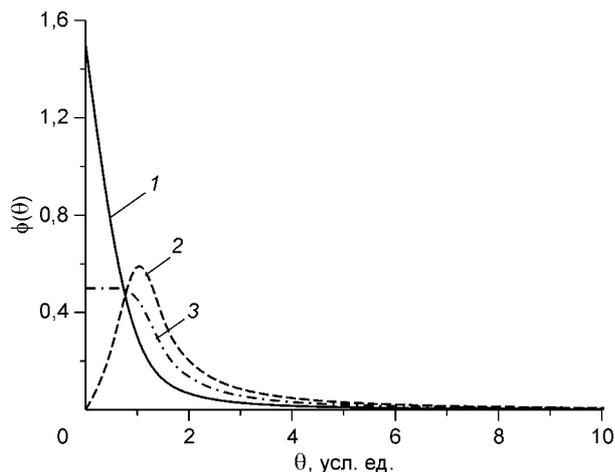


Рис. 6. Общий вид возможных распределений скоплений углеводородов по величине запасов для различных форм распределения по скоростям аккумуляции и при фиксированном распределении по относительным скоростям диссипации.

1 — преобладают низкие темпы аккумуляции; 2 — преобладают высокие темпы аккумуляции; 3 — все темпы аккумуляции равновероятны.

суммарных начальных ресурсов месторождений, распределенных по нескольким классам крупности [14]. Естественно, в этом случае результаты прогноза зависели от принятой авторами [14] модели распределения. Предполагалось, что распределение месторождений по величине запасов описывается

функцией плотности вероятностей усеченного распределения Парето (1), имеющей один и тот же параметр λ во всей области своего определения.

В то же время в работе [7] на основе простейшей теоретической модели формирования скоплений УВ в нефтегазоносной системе было показано, что поведение РСК на левом „хвосте“ может и не соответствовать усеченному распределению Парето. Из рассматриваемой модели [7] следует, что характер поведения распределения скоплений УВ на левом „хвосте“ (т. е. в области мелких и мельчайших скоплений) может существенно отличаться от характера его поведения на правом „хвосте“. В качестве примера на рис. 6 показаны три стационарных модельных распределения скоплений УВ по крупности, полученные при фиксированном виде распределения для диссипационного параметра и при различных видах распределения для аккумуляционного параметра. Принималось, что диссипационный параметр распределен равномерно. В этом случае правый „хвост“ РСК точно соответствует распределению Парето с $\lambda = 2$, а форма левого „хвоста“ может существенно варьировать.

Естественно, это обстоятельство становится существенным, если такое отклонение РСК от классического усеченного распределения Парето будет наблюдаться в области значений $\theta > \theta_0^*$. Наибольший интерес с этой точки зрения представляет ситуация, когда в системе преобладают объекты с высокими абсолютными темпами аккумуляции [7]. В этом случае у распределения скоплений УВ по крупности возможно появление моды в наблюдаемой области ($\theta > \theta_0$). Из общих соображений можно предположить, что такая ситуация будет наблюдаться для систем сравнительно недавно вступивших в фазу интенсивной генерации, миграции и аккумуляции УВ и имеющих другие благоприятные условия для высокой интенсивности этих процессов. В масштабах седиментационных бассейнов существенные отклонения от усеченного распределения Парето в области мелких и мельчайших скоплений, скорее всего, можно ожидать в сравнительно молодых и интенсивно прогибающихся бассейнах.

С практической точки зрения все вышесказанное означает, что в случае отклонения на левом „хвосте“ реальных РСК от усеченного распределения Парето оценка общего числа месторождений в бассейне, полученная на основе классического подхода, может быть завышена за счет мелких и мельчайших месторождений.

Доступная нам статистическая информация не позволяет непосредственно выявить вид левого „хвоста“ распределения, так как даже в наиболее изученных бассейнах группа сравнительно мелких скоплений всегда остается существенно недоразведанной. Однако вследствие того, что „геологический фильтр“ ориентирован на выявление крупных скоплений, открытия в группе мелких и мельчайших скоплений носят скорее случайный характер. Следовательно, при прочих равных условиях, количество выявленных скоплений в группе мельчайших месторождений должно быть пропорционально их общему числу. Во всяком случае, при соизмеримых стадиях изучения бассейнов. Закономерные нарушения этого правила в некоторых группах бассейнов будут свидетельствовать об отклонении РСК от усеченного распределения Парето. Заметим, что, если такие нарушения и существуют, то их выявление на анализируемой эталонной выборке достаточно вероятно, так как принятая в [14] величина θ_0 (130 тыс. т) относительно мала. В отечественной практике, даже в хорошо изученных бассейнах, значение θ_0 , как правило, существенно выше.

Для проверки предположения о возможном нарушении для ряда бассейнов усеченного распределения Парето в области мельчайших месторождений введем вспомогательный параметр — расчетный

* Параметр θ_0 выбирается, исходя из экономико-технологических соображений, и зависит от геологических характеристик опосредованно. Его прогноз выходит далеко за рамки этой работы и здесь не рассматривается.

Рис. 7. Зависимость расчетного коэффициента выявленности мелких и мельчайших месторождений нефти от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна.

коэффициент выявленности, равный отношению числа открытых месторождений с извлекаемыми запасами нефти менее 5 млн т к общему спрогнозированному их числу в этой группе. Как уже говорилось выше, отклонения РСК от усеченного распределения Парето в области мельчайших месторождений следует ожидать, прежде всего, для относительно молодых и интенсивно прогибающихся бассейнов. На рис. 7 приведены значения коэффициента выявленности для мелких и мельчайших месторождений в трех группах бассейнов, отличающихся преимущественным возрастом осадочного выполнения.

Для кайнозойских и мезозойско-кайнозойских бассейнов этот коэффициент составляет в среднем 0,15, что ниже, чем для мезозойских (0,23) и существенно ниже, чем для палеозойских (0,42). Следует отметить, что разброс значений для мезозойских бассейнов очень велик. И если убрать из выборки бассейн Денвер (коэффициент выявленности мелких и мельчайших — 0,7), средний коэффициент для мезозойских бассейнов (0,11) будет сравним со средним коэффициентом для кайнозойских. Но, даже с учетом этого обстоятельства, разница в коэффициенте выявленности мелких и мельчайших месторождений между кайнозойскими и палеозойскими бассейнами выглядит достаточно убедительно. Существенная расчетная недоразведанность мелких и мельчайших месторождений в кайнозойских и, возможно, мезозойских СБ хорошо укладывается в качественную картину, вытекающую из теоретической модели, предложенной в работе [7].

Интересно отметить, что есть еще один параметр, который влияет на коэффициент выявленности мелких и мельчайших месторождений в бассейнах эталонной выборки. Это средняя толщина осадочного чехла — V/S , отражающая общую прогнутость бассейна. Как и следовало ожидать, при увеличении средней толщины осадочного чехла, расчетный коэффициент выявленности мелких и мельчайших месторождений снижается. Можно получить уравнение, связывающее коэффициент выявленности (k) с индексом возраста осадочного выполнения и его средней толщиной:

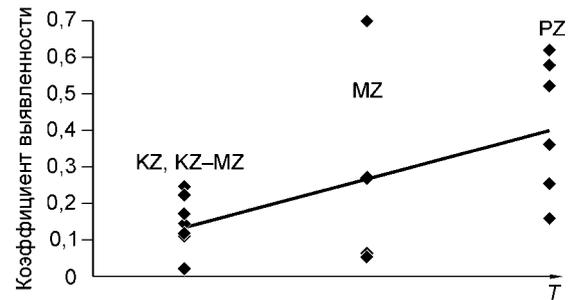
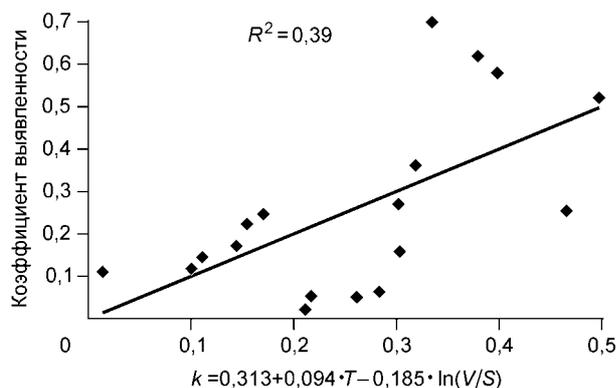
$$k = 0,313 + 0,094T - 0,185 \ln(V/S), R^2 = 0,39. \quad (6)$$

Здесь S — площадь бассейна (тыс. км²).

График, иллюстрирующий соответствие полученной зависимости фактическим данным, приведен на рис. 8. Следует заметить, что, несмотря на не очень большой коэффициент детерминации (0,39), полученная зависимость позволяет сделать вывод о том, что усеченное распределение Парето, вероятно, нарушается для мелких и мельчайших месторождений, по крайней мере, в некоторых бассейнах эталонной выборки. Возможно, данная закономерность может иметь и другие объяснения, но ее соответствие сделанным ранее теоретическим выводам можно рассматривать как еще одно косвенное подтверждение модели, предложенной в работе [7].

В силу рассмотренных выше причин оценка величины N для бассейнов эталонной выборки может содержать существенные ошибки. С другой стороны, количество фактически выявленных скоплений (N_f) в хорошо изученных бассейнах может служить надежной оценкой снизу для величины N . Для величины N_f было получено следующее эмпирическое уравнение, связывающее ее с характеристиками бассейна:

$$N_f = -1,61 + 1,02 \ln H + 0,56 \ln V + 0,60T, R^2 = 0,75. \quad (7)$$



График, отражающий полученную зависимость, приведен на рис. 9.

Следует заметить, что отклонение полученной по уравнению (7) оценки фактически выявленного числа месторождений в бассейне от прогнозируемого по усеченному распределению Парето [14]

Рис. 8. Зависимость расчетного коэффициента выявленности мелких и мельчайших месторождений нефти от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна и его средней толщины.

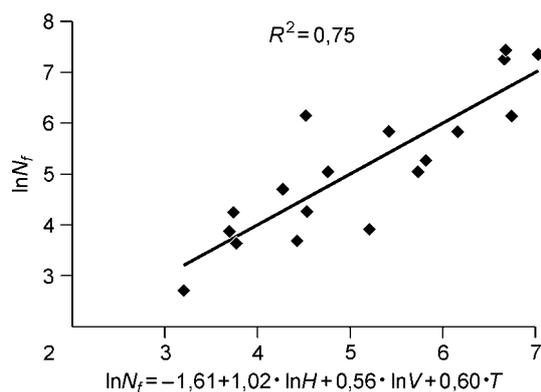


Рис. 9. Зависимость фактического числа выявленных месторождений нефти от преимущественного возраста осадочного выполнения бассейна и его максимальной толщины.

общего числа составляет: для палеозойских бассейнов около 15 %, мезозойских и кайнозойских около 40 %. Значительная часть этого отклонения связана с мелкими и мельчайшими месторождениями. С учетом сказанного выше, уравнением (7) можно пользоваться на практике, внося в полученную по нему оценку поправку +15 %. Для мезозойских и кайнозойских бассейнов вид РСК на левом „хвосте“ в области мелких и мельчайших месторождений следует корректировать в сторону понижения.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа доступных фактических данных по выборке из 18 сравнительно хорошо изученных осадочных бассейнов Северной Америки установлены эмпирические зависимости параметров распределения нефтяных месторождений по величине запасов от характеристик осадочного выполнения бассейнов. Установленные зависимости позволяют дать оценки параметров РСК в бассейнах на самых ранних стадиях их изучения при отсутствии достаточной информации о размерах крупнейших скоплений.

Полученные зависимости качественно согласуются с результатами анализа простейшей теоретической модели формирования распределения по крупности скоплений углеводородов в нефтегазоносных системах, введенной ранее [7]. В частности, установлена возможность значимых отклонений от усеченного распределения Парето для бассейнов, в которых велика доля объектов с высокими скоростями аккумуляции. Последнее условие должно чаще реализовываться в относительно молодых и интенсивно прогибающихся бассейнах. Относительная доля мелких скоплений (высота левого „хвоста“ распределения) будет тем ниже, чем больше в системе доля скоплений с относительно высокими скоростями аккумуляции. При преобладании объектов с высокой скоростью аккумуляции и низким выбранным значением левой границы, распределение может перестать быть амодальным в наблюдаемой области.

В рамках дальнейших исследований следует попытаться установить характер распределения и связь скорости аккумуляции и относительной скорости диссипации с конкретными геолого-геофизико-геохимическими характеристиками природных систем, для которых эмпирически возможно оценить параметры распределения скоплений УВ по крупности. Следует попытаться установить аналогичные эмпирические зависимости параметров распределения по величине запасов с конкретными геолого-геофизико-геохимическими характеристиками природных систем для газовых месторождений. Необходимо также выяснить взаимовлияние совокупностей нефтяных и газовых скоплений. Следует по возможности расширить эталонную выборку, что позволит более надежно обосновать и уточнить выявленные зависимости. Чрезвычайно важно развить и детализировать теоретическую модель формирования распределения скоплений углеводородов по крупности в нефтегазоносных системах. В частности, в ее рамках необходимо учесть зависимость аккумуляционного и диссипационного параметров от времени, включая возможную зависимость от быстропеременных природных процессов. Все это позволит создать более надежную основу прогноза РСК на всех этапах изучения нефтегазоносных бассейнов.

Данное исследование выполнено в рамках работ по программе 27.1. „Нафтидогенез и его эволюция в истории Земли; закономерности генерации, миграции, аккумуляции и сохранения залежей углеводородов в осадочных бассейнах Сибири“, проект 27.1.1, задание 3.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Arps I.I., Roberts T.G.**, Economics of drilling for Cretaceous oil on east flank of Denver-Julesburg basin // AAPG Bull., 1958, v. 42, № 11, p. 2549—2566.
2. **Kaufman G.M.** Statistical decision and related techniques in oil and gas exploration. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1963, 307 p.
3. **Kaufman G.M., Balcer Y., Kruit D.A.** Probabilistic model of oil and gas discovery // AAPG Studies in Geology, 1975, № 1, p. 113—142.
4. **Klemme H.D.** Field size distribution related to basin characteristic // Oil & Gas J., 1983, № 26, p. 168—176.
5. **Kontorovich A.E., Dyomin V.I., Livshits V.R.** Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins // AAPG Bull., 2001, v. 85, № 9, p. 1609—1622.

6. **Алексеев Ф.Н.** Теория накопления и прогнозирования запасов полезных ископаемых. Томск, Изд.-во Том. ун-та, 1996, 172 с.
7. **Бурштейн Л.М.** Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 815—825.
8. **Буялов Н.И., Вагеров В.С., Шунгутова С.А.** Опыт применения логарифмически-нормального закона распределения для оценки прогнозных запасов углеводородов // Сб. ВНИОЭНГ, Сер. Нефтегазовая геология и геофизика, № 6, 1975, с. 15-23.
9. **Количественная** оценка перспектив нефтегазоносности слабо изученных седиментационных бассейнов / А.Э. Конторович, М.С. Моделевский, А.А. Растегин и др. // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1980, с. 5—22.
10. **Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А.** Закон геолого-разведочного фильтра при поисках месторождений углеводородов // Советская геология, 1987, № 6, с. 6—13.
11. **Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А.** Закономерности выявления различных по запасам месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 1985 (11), с. 3—16.
12. **Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С. и др.** Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М., Недра, 1988, 223 с.
13. **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.
14. **Конторович А.Э., Демин В.И.** Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1979 (3), с. 26—46.
15. **Конторович А.Э., Демин В.И., Лившиц В.Р.** Математическое моделирование и вычислительный эксперимент как метод прогноза структуры начальных геологических ресурсов нефти и газа // Сб. науч. тр. Пярых сибирских Губкинских чтений. Новосибирск, Наука, 1989, с. 10—41.
16. **Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Имитационная стохастическая модель распределения месторождений нефти и газа по ресурсам // Советская геология, 1988, № 9, с. 99—107.
17. **Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Имитационное математическое моделирование стохастических процессов как инструмент количественной оценки нефтегазоносности // Геология нефти и газа, 1988, № 12, с. 48—51.
18. **Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Имитационное моделирование процесса поисков месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1988 (5), с. 3—17.
19. **Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. и др.** Возраст седиментационных бассейнов и его влияние на ресурсы углеводородов // Советская геология, 1986, № 10, с. 12—18.
20. **Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др.** Прогноз месторождений нефти и газа. М., Недра, 1981, 350 с.
21. **Лившиц В.Р.** Оценка параметров распределения скоплений нефти и газа по крупности в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 2003, т. 44 (10), с. 1045—1059.
22. **Лившиц В.Р.** Вероятностные характеристики количества месторождений углеводородов в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (3), с. 363—375.
23. **Лившиц В.Р.** Прогноз величины запасов невыявленных месторождений нефти и газа в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (8), с. 1021—1032.
24. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., ВНИГНИ, 2000, 189 с.
25. **Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.** Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М., Недра, 1975, 278 с.
26. **Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.К.** Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. М., Недра, 1982, 246 с.
27. **Шпильман В.И.** Количественный прогноз нефтегазоносности. М., Недра, 1982, 215 с.
28. **Шпильман В.И.** Методика прогнозирования размеров месторождений // Тр. ЗапСибНИГНИ, Вып. 53. Тюмень, 1972, с. 118—126.
29. **Ресурсы** нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Л., Недра, 1974, 196 с.
30. **Ресурсы** нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Л., Недра, 1977, 264 с.
31. **Конторович А.Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 250 с.