

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 18.04.2025 г.

Принята к публикации 02.06.2025 г.

EDN: QGXDIB

УДК 552.578.061.33:004.94

Лившиц В.Р.

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

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ФОРМИРОВАНИЕ СТЕПЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ СКОПЛЕНИЙ ПО МАССЕ

Вероятностное распределение скоплений углеводородов по их массе, является важнейшей характеристикой нефтегазоносного бассейна, представляющей интерес как для теории нафтидогенеза, так и для практики оценки структуры ресурсов бассейна.

Вычислительные эксперименты, выполненные на имитационной стохастической модели, показали, что степенное распределение скоплений углеводородов по массе может быть следствием процесса латеральной миграции первичных скоплений в прикровельной зоне коллектора. Также установлено, что ключевую роль для формирования степенного распределения играют два разнонаправленных фактора: смещение и слияние первичных скоплений углеводородов, потеря их массы на путях миграции.

***Ключевые слова:** нефтегазоносный бассейн, нафтидогенез, первичные скопления углеводородов, латеральная миграция, имитационная стохастическая модель, степенное распределение скоплений углеводородов по массе.*

Для цитирования: Лившиц В.Р. Моделирование процесса миграции углеводородов и формирование степенного распределения их скоплений по массе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/19_2025.html EDN: QGXDIB

Введение

Основные представления о процессах генерации, миграции, аккумуляции и рассеяния углеводородистого вещества в нефтегазоносных бассейнах (НГБ), получены во второй половине XX века. Эти представления позволили сформулировать основные положения общей теории нафтидогенеза [Губкин, 1975; Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 2001; Конторович, 1976, 1991, 1998; Конторович, Бурштейн, Лившиц, 1999; Неручев и др., 2000; Оценка потенциальных ресурсов..., 2006] и выявить ряд фундаментальных характеристик указанных процессов таких как, их диссипативность, нелинейность, неустойчивость, стохастичность [Конторович, Лившиц, 2002].

Последнее, в частности, означает, что в идентичных условиях процессы нафтидогенеза могут протекать различным образом, причем, предсказать это различие заранее не представляется возможным. Случайным оказывается и результат процесса формирования скоплений углеводородов (УВ), их дифференциация по массе, так что величину массы

скопления следует рассматривать как случайную. Тогда естественно, что для математического описания распределения скоплений УВ по массе, следует использовать вероятностный подход, который в простейшем случае сводится к нахождению закона распределения скоплений УВ по их массе.

Очевидно, что такой закон определяется процессами генерации, миграции, аккумуляции и рассеяния УВ, протекающими в НГБ. Адекватная математическая модель этих процессов, должна с необходимостью приводить к закону распределения скоплений УВ по массе, однако, построить такую аналитическую модель в настоящее время не представляется возможным, в силу недостаточной изученности рассматриваемых процессов.

Другой путь к установлению закона распределения скоплений УВ по массе – эмпирический, основанный на статистической обработке величин запасов выявленных скоплений и проверке соответствия, полученного таким образом эмпирического распределения, какому-либо гипотетическому распределению. При этом, следует иметь в виду, что получаемые таким образом результаты носят вероятностный характер. В частности, положительный результат проверки согласия эмпирических данных с некоторым теоретическим распределением не гарантирует, что эти наблюдения действительно получены из данного распределения, а лишь утверждает, что эмпирические данные не противоречат такой гипотезе. При этом, остается некоторая ненулевая вероятность того, что принятая гипотеза не верна, и эмпирические наблюдения получены из некоторого другого, отличного от данного, распределения. А.Э. Конторовичем и В.И. Деминым рассмотрены три распределения [Конторович, Демин, 1979; Прогноз месторождений..., 1981; Количественная оценка..., 1988], формально удовлетворяющие критерию принятия гипотезы: показательное, Вейбулла и Парето. Поскольку в такой ситуации, по формальным статистическим критериям сделать однозначный выбор не удалось, то решение в пользу распределения Парето получено из дополнительных соображений, касающихся «хвостов» распределений.

Еще одна особенность эмпирического подхода заключается в том, что классические статистические процедуры основаны на репрезентативной выборке, т. е. выборке, вероятность попадания в которую одинакова для всех элементов генеральной совокупности, в данном случае для всех скоплений УВ НГБ. В действительности совокупность выявленных скоплений не удовлетворяет этому требованию, поскольку вся стратегия поисково-разведочных работ направлена на выявление в первую очередь наиболее крупных скоплений нефти и газа так, что вероятность открытия месторождения оказывается тем больше, чем больше его запасы [Конторович, Демин, Краснов, 1976]. Как следствие, распределение по запасам открытых месторождений не совпадает с распределением всех месторождений бассейна. Пренебрежение этим обстоятельством привело ряд исследователей к выводу о логарифмически нормальном

законе распределения месторождений по запасам [Бакиров, 1972; Буялов, Вагеров, Шунгутова, 1975; Kaufman, Balcer, Kruyt, 1975].

В.И. Шпильман, анализируя изменения совокупностей выявленных скоплений УВ при возрастании изученности исследуемой территории, пришел к предположению, что закон распределения скоплений УВ по массе носит степенной характер, и определил его как «закон обратных квадратов» [Шпильман, 1972, 1982]:

$$\varphi(\theta) = \frac{\theta_0}{\theta^2},$$

где θ – масса скопления, $\theta_0 \leq \theta$, θ_0 – левая граница распределения.

В результате многолетних исследований А.Э. Конторовича и В.И. Демина, направленных на решение общей задачи количественного прогноза нефтегазоносности слабоизученных территорий, выполнена статистическая обработка данных о величинах запасов открытых месторождений по большому числу хорошо изученных НГБ мира, что позволило получить более общее выражение для распределения месторождений нефти и газа по величине запасов [Конторович, Демин, 1977, 1979; Прогноз месторождений..., 1981; Количественная оценка..., 1988], названное ими усеченным распределением Парето. Отличие усеченного распределения Парето этих исследователей от «закона обратных квадратов» В.И. Шпильмана состоит, во-первых, в допущении показателя степени λ , отличного от двойки и, во-вторых, в ограничении правой границы распределения конечным значением θ_m . Полученное таким образом распределение имеет вид:

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

где θ – масса скопления, $\theta_0 \leq \theta \leq \theta_m$, θ_0, θ_m – левая и правая границы распределения, 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.

Результаты В.И. Шпильмана, А.Э. Конторовича, В.И. Демина нашли подтверждение в дальнейших исследованиях Н.А. Крылова и Ю.А. Арсирия [Крылов, Алексин, Батурин, 1986; Арсирий и др., 1986].

В настоящее время степенной характер распределения скоплений УВ по массе не вызывает возражений у подавляющего большинства исследователей. Более того, исследования, проводившиеся в рамках разработки общей теории нефтидогенеза, показывают, что независимо от геологического строения и истории развития НГБ, его индивидуальных особенностей функциональный (степенной) вид закона распределения скоплений УВ по массе сохраняется одним и тем же, отличаясь лишь значениями своих параметров. Отсюда следует, что механизм формирования степенного распределения скоплений УВ по крупности не

зависит от индивидуальных особенностей НГБ. Это обстоятельство позволяет утверждать, что степенной характер распределения скоплений УВ по массе носит универсальный, фундаментальный характер [Конторович, 1991], потому вполне естественно возникает вопрос о генезисе этого распределения.

Можно назвать достаточно ограниченное число работ, рассматривающих возможные механизмы, приводящие к степенному распределению [Конторович, 1991, 1998; Количественная оценка..., 1988; Бурштейн, Лившиц, 2003; Бурштейн, 2004, 2006; Родкин, 2006; Лившиц, Шарнин, 2011; Лившиц, 2014, 2017; Burshtein, Livshits, 2025].

Критический анализ этих подходов позволяет предположить, что для описания процессов нефтидогенеза наиболее адекватным представляется подход, основанный на комбинации двух разнонаправленных процессов: процесса интеграции и процесса дезинтеграции. Так, аналитическая модель, приведенная ранее в публикациях автора [Бурштейн, Лившиц, 2003; Бурштейн, 2004, 2006], описывает процессы аккумуляции и рассеяния УВ в ловушке, что приводит к степенному распределению скоплений по их массе.

Другие модели, так же основанные на схеме «интеграция-дезинтеграция», рассматривают этап латеральной миграции первичных скоплений нефти, их дифференциацию по массе и, как следствие, возникновение степенного распределения [Лившиц, Шарнин, 2011; Лившиц, 2014, 2017]. Однако, эти работы направлены, в первую очередь, на учет как можно большего числа факторов (влияющих на миграционный процесс), таких как фильтрационно-емкостные и геометрические свойства пласта, параметры флюидов, мощность нефтенасыщенной части коллектора и коэффициента остаточной нефтенасыщенности, исследование влияния этих величин на временные зависимости массы аккумуляированной в ловушке нефти и величины миграционных потерь. Там же отмечено, что основным фактором, определяющим возникновение степенного распределения, является расстояние от зоны эмиграции глобул до ловушек и величина миграционных потерь; влияние же фильтрационно-емкостных и геометрических свойств пласта на возникновения степенного распределения, невелико.

Цель настоящей статьи заключается в том, чтобы показать, что даже случайное перемещение глобул в прикровельной зоне коллектора уже на этой стадии эволюции НГБ, приводит к их существенной дифференциации по массе, описываемой степенным распределением. При этом, ключевыми факторами являются два разнонаправленных процесса: процесс смещения и слияния глобул, процесс миграционных потерь их массы. В соответствии с этим используется существенно упрощенная модель миграции (по сравнению с моделями [Лившиц, Шарнин, 2011; Лившиц, 2014, 2017]), учитывающая лишь эти два ключевых фактора.

Процедура моделирования

В рамках современной осадочно-миграционной теории нефтидогенеза предполагается, что в ходе направленных превращений органического вещества в осадочных породах образуется дисперсно рассеянная нефть (микронефть по Н.Б. Вассоевичу). Большая ее часть остается в дисперсно рассеянном состоянии [Конторович, 1976]. Отделившаяся от мест первичного залегания часть микронефти образует в коллекторах фазовообособленные макроскопления, сначала мельчайшие, а затем и значительные по массе.

Эти так называемые первичные скопления представляют собой сферическую или каплевидную связную углеводородную фазу и могут иметь нано- или микро-размеры. Вслед за С.Г. Неручевым такие объекты называются глобулами [Тиссо, Вельте, 1981; Шпильман, 1982; Неручев и др., 2000; Оценка потенциальных ресурсов..., 2006].

С течением времени образовавшиеся таким образом первичные скопления, в результате протекающих в огромных масштабах процессов миграции и аккумуляции, могут существенно дифференцироваться по массе, так что однородная структура распределения микронефти частично нарушается: относительно равномерное первоначально распределение углеводородистого вещества по массе сменяется распределением крайне неравномерным; из одной структуры, заложенной в седиментогенезе, формируется некоторая новая структура, когда на фоне большого числа мелких скоплений образуется небольшое число более крупных глобул. При этом седиментационный бассейн превращается в нефтегазоносный [Количественная оценка..., 1988].

Очевидно, что эти процессы в значительной степени определяют вероятностное распределение образующихся в ловушках скоплений УВ, и в данной статье речь идет о моделировании именно этого этапа эволюции бассейна – этапа преобразования равномерно распределенных по массе первичных скоплений УВ, к их существенной дифференциации и возникновению степенного распределения. Адекватная математическая модель этих процессов должна с необходимостью приводить к эмпирически установленному степенному закону распределения скоплений УВ по массе.

В силу сложности процесса миграции построить его аналитическую модель не представляется возможным, поэтому в работе используется имитационный подход, общие основы которого изложены в работе И.М. Соболя [Соболь, 1973], а его применение к задачам нефтяной геологии – во многочисленных публикациях [Метод Монте-Карло..., 1981; Конторович, Лившиц, 1988; Количественная оценка..., 1988; Kontorovich, Domain, Livshits, 2001].

Общая схема имитационной модели процесса латеральной миграции глобул подробно рассмотрена в статьях автора [Лившиц, Шарнин, 2011; Лившиц, 2014, 2017], где показана

принципиальная возможность значительной дифференциации первичных скоплений нефти по массе, а также возникновение степенного характера результирующего распределения, как следствия двух процессов: процесса слияния скоплений и процесса потери их массы на путях миграции.

В работах А.Э. Конторовича неоднократно подчеркивалось, что закон распределения скоплений УВ по массе носит фундаментальный характер [Количественная оценка..., 1988; Конторович, 1991, 1998; Конторович и др., 1999]. В таком случае, математическая модель, описывающая процесс формирования этого закона, скорее всего, будет относительно простой, включающей небольшое число определяющих его величин.

Представляется естественным предположить, что из множества факторов, влияющих на латеральную миграцию глобул и приводящих к степенному их распределению по массе, основными являются процесс слияния глобул и величина их миграционных потерь.

С учетом этого в имитационной модели сохранены лишь эти два фактора: случайная величина направления и сдвига глобулы (параметр γ) и величина миграционных потерь массы, которая задается постоянной долей от массы глобулы на единицу пути (параметр ρ). Кроме того, для исходного равномерного распределения первичных скоплений по массе задается правая граница этого распределения (параметр b), определяющая его дисперсию.

Имитационный процесс начинается с генерации поля точек с равномерным распределением их на плоскости и по массе. Далее для каждой глобулы определяется случайное направление ее смещения (равномерное распределение от нуля до 2π) и его величина (экспоненциальное распределение $f(x) = \gamma e^{-\gamma x}, x \geq 0$). Затем - координаты нового положения скопления и величина миграционных потерь массы. Глобулы, расстояние между центрами которых оказывается меньше суммы их радиусов, объединяются, их массы суммируются, а пара таких скоплений заменяется одним так, что общее число скоплений уменьшается со временем за счет их объединения в более крупные глобулы, а также в силу миграционных потерь, когда вся масса скопления рассеивается на путях миграции. После этого указанная процедура повторяется на следующем временном шаге.

На каждом временном шаге для полученной совокупности масс скоплений производится проверка согласия этой совокупности со степенным распределением по критерию Пирсона χ^2 . При превышении статистикой критерия p -value заданного уровня значимости $\alpha = 0,05$ гипотеза о степенном распределении скоплений по массе принималась, в противном случае - отклонялась. Кроме того, если убрать фиксированный пороговый уровень значимости и рассматривать статистику p -value как непрерывную, то ее можно интерпретировать как величину, характеризующую качество принимаемого решения – надежность принятия гипотезы.

Применение критерия согласия требует знание параметра λ распределения Парето. В качестве такового использовалась его оценка, полученная методом максимального правдоподобия [Кендалл, Стьюарт, 1973]. Плотность распределения вероятности классического распределения Парето имеет вид:

$$f(\theta) = \frac{(\lambda-1)\theta_0^{\lambda-1}}{\theta^\lambda}.$$

Записывая функцию правдоподобия для параметра λ :

$$l = \prod_{i=1}^N f(\theta_i) = (\lambda-1)^N \cdot \theta_0^{N(\lambda-1)} \cdot \prod_{i=1}^N \theta_i^{-\lambda}$$

и логарифмируя ее, имеем:

$$\ln l = N \ln(\lambda-1) + N(\lambda-1) \ln \theta_0 - \lambda \sum_{i=1}^N \ln \theta_i.$$

Дифференцируя и приравнявая производную по λ к нулю, получаем уравнение для искомой оценки:

$$\frac{N}{\lambda-1} = \sum_{i=1}^N \ln \theta_i - \sum_{i=1}^N \ln \theta_0 = \sum_{i=1}^N \ln \frac{\theta_i}{\theta_0},$$

откуда:

$$\hat{\lambda} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N \ln \frac{\theta_i}{\theta_0}} + 1.$$

Эта оценка смещена после введения поправки на смещение, окончательная оценка принимает вид:

$$\hat{\lambda} = \frac{N-1}{\sum_{i=1}^N \ln \frac{\theta_i}{\theta_0}} + 1.$$

Многочасный повтор имитационного процесса при одних и тех же значениях входных параметров и различных случайных флуктуациях позволяет получать множество реализаций, имитирующих динамику процесса миграции.

Результаты моделирования

На рис. 1 представлены гистограммы распределений по массе для десяти реализаций имитационных совокупностей скоплений с различными значениями их параметров и для моментов времени, при котором величина *p-value* достигает максимума. Для одного распределения (гистограмма б) показана аппроксимация степенной зависимостью. Из рисунка видно, что все полученные таким образом распределения носят степенной характер и не существенно отличаются друг от друга. Ранее этот факт уже отмечен [Лившиц, Шарнин, 2011].

На рис. 2 приведены гистограммы распределения совокупности имитационных скоплений в отдельные моменты времени для одной реализации с параметрами $b = 4$, $\gamma =$

$7, \rho = 15$. Из рисунка видно, как первоначально равномерно распределенная совокупность, со временем, дифференцируется по массе и приближается к совокупности, имеющей степенной характер. До некоторого момента времени t_0 статистика p -value равна нулю, так что гипотеза о согласии распределения скоплений со степенным распределением значимо отклоняется; образующиеся далее совокупности, в отдельные моменты времени, могут оказаться близкими к степенному распределению с p -value > 0 ($t = 278$, p -value = 0,037) и даже превзойти уровень значимости $\alpha = 0,05$ ($t = 284$, p -value = 0,073), где формально принимается гипотеза о степенном распределении. Дальнейшая эволюция, совокупности скоплений может приводить к значениям p -value существенно большим уровня значимости и принятию гипотезы о степенном распределении с высокой надежностью.

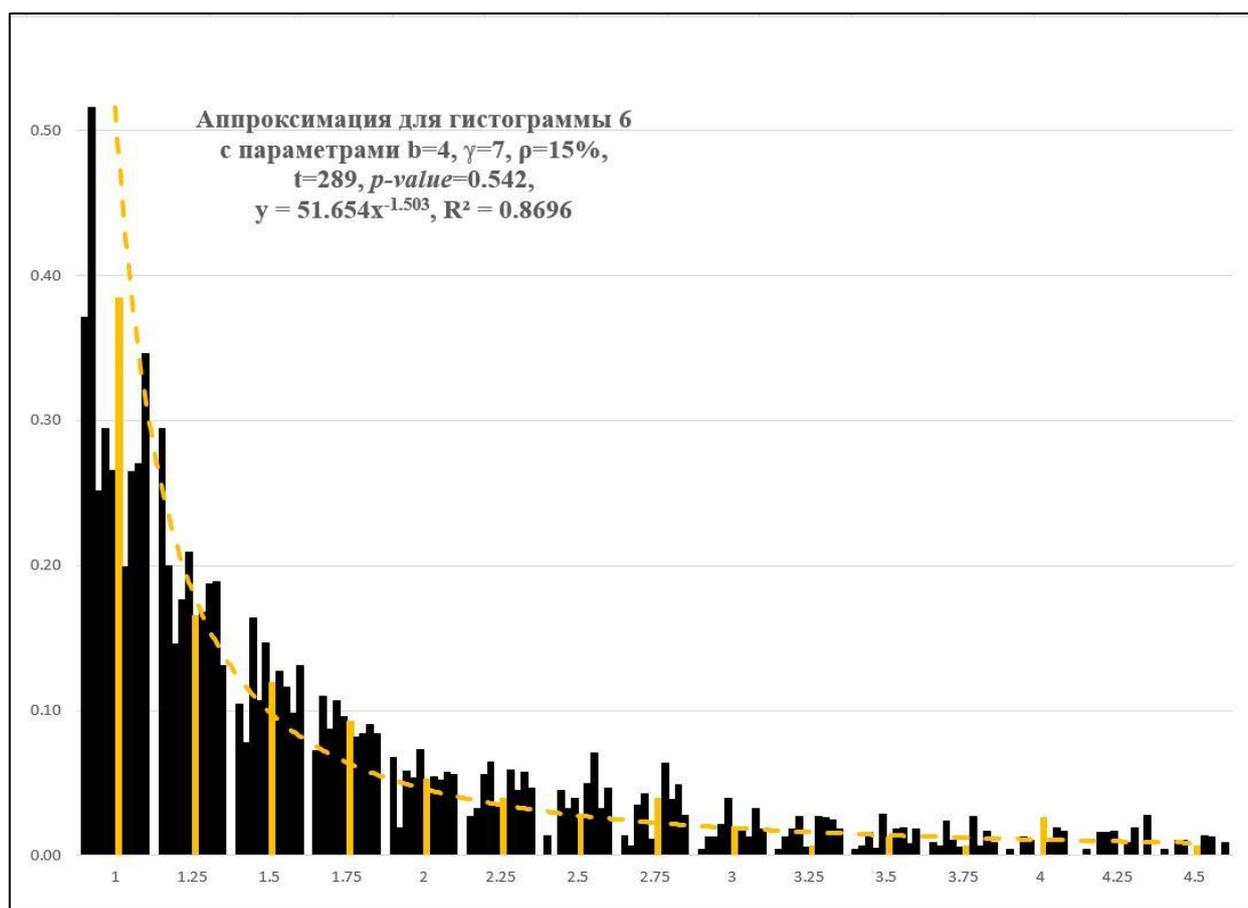


Рис. 1. Гистограммы распределений десяти реализаций имитационных совокупностей скоплений с различными параметрами

Как показывает многовариантное моделирование процесса эволюции совокупности глобул, такое поведение величины p -value со временем имеет весьма общий характер и сохраняется в широком диапазоне изменения параметров b, γ, ρ для различных реализаций процесса.

На рис. 3 показаны временные зависимости величины p -value для шести различных

реализаций совокупности скоплений с различными наборами параметров. Из рисунка видно, что во всех шести случаях имеет место одинаковый характер процесса возникновения степенного распределения: до момента времени t_0 величина p -value остается устойчиво равной нулю, и гипотеза о степенном распределении совокупности скоплений отвергается; в отдельные последующие моменты времени величина p -value становится отличной от нуля, но недостаточной для принятия гипотезы; далее происходит лавинообразное возрастание величины p -value до величин, значительно превышающих принятый уровень значимости α . Хотя эти временные зависимости носят сильно нерегулярный характер, в подавляющем числе моментов времени статистика p -value значительно превышает размер критерия α , достигая в некоторых случаях значения единицы, что позволяет принимать нулевую гипотезу с высокой степенью надежности.

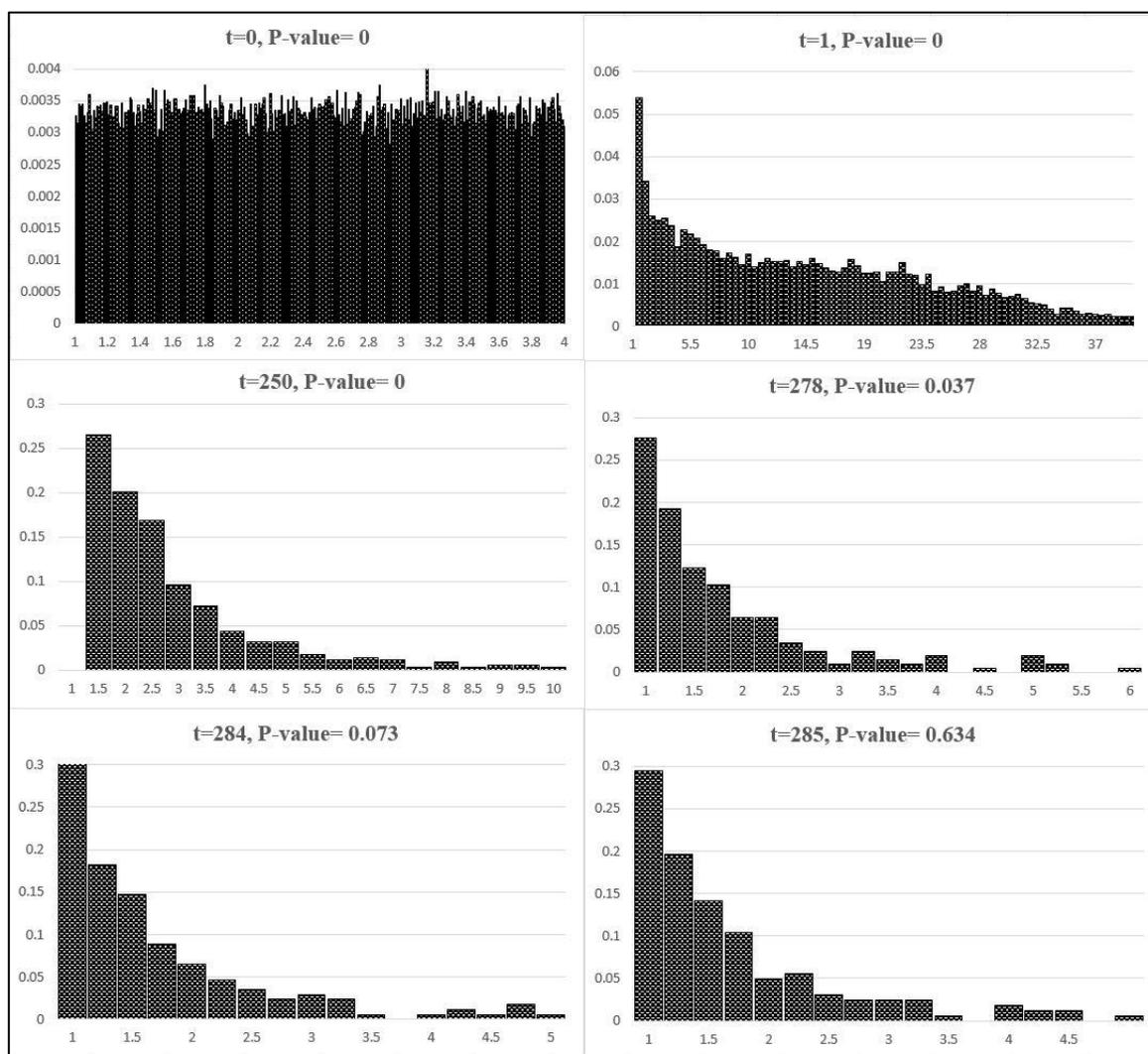


Рис. 2. Гистограммы распределения скоплений углеводородов по массе для реализации с параметрами $b = 4, \gamma = 7, \rho = 15$ в шесть различных моментов времени

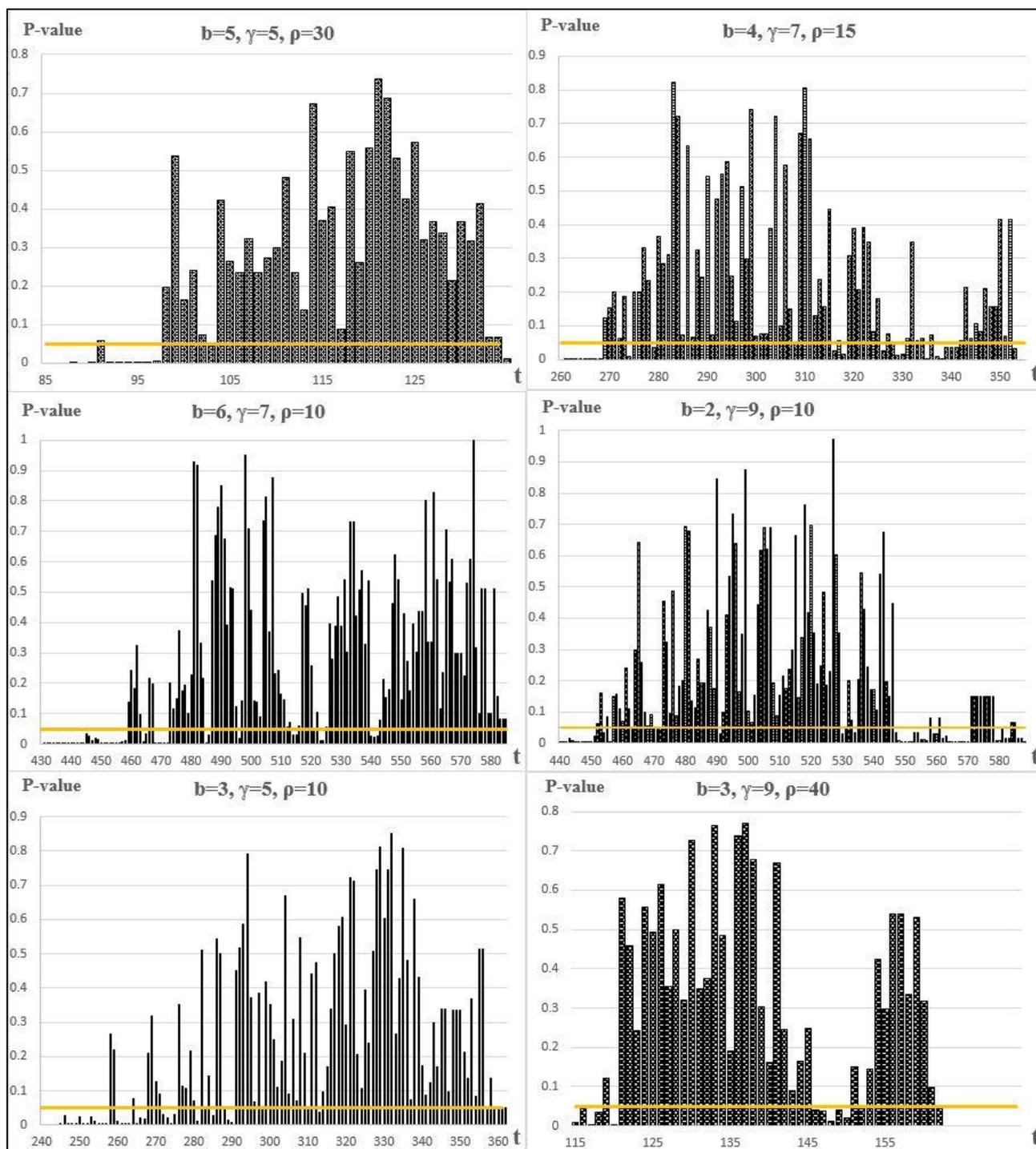


Рис. 3. Временные зависимости величины p -value для шести различных наборов параметров

Заключение

Выполненные на имитационной модели вычислительные эксперименты позволяют сделать следующие заключения:

1. Дифференциация первоначально равномерно распределенных по массе первичных скоплений происходит в процессе их миграции в прикоровельной зоне коллектора.
2. Ключевыми факторами в формировании степенного распределения являются

два разнонаправленных процесса: процесс движения и слияния глобул и процесс миграционных потерь их массы.

3. Для возникновения степенного распределения скоплений по массе даже не требуется направленного движения глобул к ловушке, достаточно их чисто случайного блуждания.

4. В процессе латеральной миграции глобул исходное равномерное их распределение по массе трансформируется в степенное, а устойчиво равное нулю p -value, начиная с некоторого момента времени, становится положительным (см. рис. 2).

5. В большинстве моментов времени величина p -value превышает уровень значимости $\alpha = 0,05$, так что, по крайней мере формально, совокупность скоплений согласуется с гипотезой о распределении Парето (см. рис. 3). Более того, часто это превышение, оказывается весьма существенным, что говорит о высокой надежности принятия гипотезы о степенном распределении (см. рис. 3).

6. Указанные свойства процесса миграции остаются устойчивыми к изменению параметров смещения глобул и величины миграционных потерь в широком диапазоне их изменения, что и позволяет рассматривать распределение Парето как универсальный закон нефтидогенеза, описывающий распределение скоплений УВ по массе в НГБ.

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственной программы фундаментальных научных исследований FWZZ-2022-0009.

Литература

Арсирый Ю.А., Кабышев Б.П., Чупрынин Д.И., Шевченко А.Ф., Шевякова З.П. Прогноз размеров и числа неоткрытых залежей УВ и методика их поисков в ДДВ // Геология нефти и газа. - 1986. - № 10. - С. 42-46.

Бакиров В.А. Статистическая модель распределения месторождений нефти и газа по величине запасов // Геология нефти и газа. - 1972. - №2. - С. 63-68.

Бурштейн Л.М. Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика. - 2004. - Т. 45 - №7. - С. 815-825. EDN: [ZNZYHC](#)

Бурштейн Л.М. Статистические оценки параметров распределения скоплений нефти по величине в слабоизученных седиментационных бассейнах // Геология и геофизика. - 2006. - Т. 47 (9). - С. 1013-1023. EDN: [LVHTGK](#)

Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. К вопросу о распределении скоплений углеводородов по крупности / Генезис нефти и газа. - М.: «ГЕОС», 2003. - С. 424-426.

Буялов И.И., Вагеров В.С., Шунгутова С.А. Опыт применения логарифмически нормального закона распределения для оценки прогнозных запасов углеводородов // Реф. науч.-техн. сборник ВНИИОЭНГ, сер. нефтегазовая геол. и геофизика. - 1975. - №6. - С. 13-18.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР, сер. Геология. - 1967. - № 11. - С.135-156.

Вассоевич Н.Б., Трофимук А.А., Конторович А.Э., Неручев С.Г. Новые исследования в

области диагностики нефтепроизводящих отложений и оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом // Под ред. А.А. Трофимука. Избранные труды. В 4 т. Т. 1: Теоретические проблемы геологии нефти и газа. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. - С. 106-122.

Губкин И.М. Учение о нефти. - Москва: Наука, 1975. - 384 с. EDN: [RSXEQB](#)

Кендалл М.Дж., Стьюарт А. Статистические выводы и связи. - М.: Наука, 1973. - 900 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.А. Вымятнин, В.Р. Лившиц; под ред. А.Э. Конторовича. - М.: Недра, 1988. - 223 с.

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

Конторович А.Э., Демин В.И., Краснов О.С. Прогноз подготовки ресурсов газа с применением математических методов // Повышение эффективности разработки и ускорение ввода в промышленное освоение месторождений газа в Украинской ССР: тезисы докладов Республ. НТК. - Харьков, 1976. - С. 69-70.

Конторович А.Э. Общая теория нефтидогенеза. Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. - Новосибирск: Наука, СО, 1991. - С. 29-44.

Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: 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. EDN: [ZVRXKA](#)

Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Имитационная стохастическая модель распределения месторождений нефти и газа по ресурсам // Советская геология. - 1988. - № 9. - С. 99-107.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. Современное состояние и перспективы развития нелинейной теории нефтидогенеза // Сборник научных трудов к 70-летию ВНИГРИ. - СПб: ВНИГРИ, 1999. - С. 49-54.

Крылов Н.А., Алексин А.Г., Батулин Ю.Н. Задачи и пути ускорения научно-технического прогресса при поисках нефти в районах с высокой разведанностью недр // Геология нефти и газа. - 1986. - № 7. - С. 1-7.

Лившиц В.Р., Шарнин А.А. Об одном возможном механизме формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология нефти и газа. - 2011. - № 5. - С. 12-18. EDN: [OGYMYJ](#)

Лившиц В.Р. Имитационная стохастическая модель латеральной миграции углеводородов // Геология и геофизика. - 2014. - № 5. - С. 906-917. EDN: [SMXAWJ](#)

Лившиц В.Р. Латеральная миграция углеводородов, как возможный механизм формирования степенного распределения их скоплений по массе // Геология и геофизика. - 2017. - № 3-4. - С. 372-383. DOI: [10.15372/GiG20170303](https://doi.org/10.15372/GiG20170303)

Метод Монте-Карло в нефтяной геологии / М.Д. Белонин, Ю.В. Подольский, И.С. Симакова В.П. Шейман. - Москва: ВИЭМС, 1981. - 45 с. (Мат. методы исслед. в геологии. Обзор. информ. / ВНИИ экономики минер. сырья и геол.-развед. работ).

Неручев С.Г., Моисеева О.Б., Климова Л.И., Смирнов С.В. Моделирование процессов миграции и аккумуляции нефти и газа в ловушках // Геология и геофизика. - 2000. - Т. 41. - № 8. - С. 1145-1164. EDN: [YQZTRQ](#)

Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основании моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. - СПб: «Недра», 2006. - 364 с. EDN: [QKGCSSH](#)

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.

Родкин М.В. Степенное распределение запасов УВ в месторождениях: модели генерации и связь с процессами восполнения запасов в разрабатываемых месторождениях УВ // Генезис углеводных флюидов и месторождений. - М.: ГЕОС, 2006. - С. 84-92.

Соболь И.М. Численные методы Монте-Карло. - М.: Наука, 1973. - 312 с.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. - М.: Мир, 1981. - 502 с.

Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений // Тр. ин-та ЗапСибНИГНИ. - 1972. - Вып. 53. - С. 118-126.

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

Burshtein L.M., Livshits V.R. Forecast of the distribution of hydrocarbon accumulations by size. Status and issues // Russian Journal of Earth Sciences. - 2025. - Vol. 25. - No. 2. - ES2003. DOI: <https://doi.org/10.2205/2025ES000962>

Kaufman G.M., Balcer Y., Kruyt D.A. Probabilistic model of oil and gas discovery // American Association of Petroleum Geologists. - 1975. - No. 1. - P. 113-142. DOI: [10.1306/St1383C14](https://doi.org/10.1306/St1383C14)

Kontorovich A., Domain V., Livshits V. Size distribution and dynamics of oil and gaz field discoveries in petroleum basins // AAPG Bulletin. - 2001. - Vol. 85. - No. 9. - P. 1609-1622. DOI: [10.1306/8626CCD5-173B-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/8626CCD5-173B-11D7-8645000102C1865D)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 18.04.2025

Published 02.06.2025

Livshits V.R.

Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, livshic.vr@mail.ru

MODELING THE PROCESS OF HYDROCARBON MIGRATION AND FORMING A POWER-LAW DISTRIBUTION OF THEIR ACCUMULATIONS BY MASS

The probabilistic distribution of hydrocarbon accumulations by their mass is the most important characteristic of an oil and gas basin, which is of theoretical interest for both the theory of naphthido-genesis and for assessing the structure of the basin's resources.

Computational experiments performed on a simulation stochastic model showed that the power-law distribution of hydrocarbon accumulations by mass can be a consequence of the process of lateral migration of primary accumulations in the near-roof zone of the reservoir. It was also established that two oppositely directed factors play a key role in forming the power-law distribution: displacement and merging of primary accumulations and loss of their mass along migration paths.

Keywords: *petroleum basin, naphthido-genesis, primary hydrocarbon accumulations, lateral migration, simulation stochastic model, power-law distribution of accumulations by mass.*

For citation: Livshits V.R. Modelirovanie protsessa migratsii uglevodorodov i formirovanie stepennogo raspredeleniya ikh skopleniy po masse [Modeling the process of hydrocarbon migration and forming a power-law distribution of their accumulations by mass]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/19_2025.html EDN: QGXDIB

References

Arsiriy Yu.A., Kabyshev B.P., Chuprynin D.I., Shevchenko A.F., Shevyakova Z.P. Prognoz razmerov i chisla neotkrytykh zalezhey UV i metodika ikh poiskov v DDV [Forecast of the size and number of undiscovered hydrocarbon accumulations and the methodology of their exploration in the Far Eastern-Donetsk region]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1986, no. 10, pp. 42-46. (In Russ.).

Bakirov V.A. Statisticheskaya model' raspredeleniya mestorozhdeniy nefiti i gaza po velichine zapasov [Statistical model of distribution of oil and gas fields by the size of reserves]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1972, no. 2, pp. 63-68. (In Russ.).

Burshteyn L.M. Statisticheskie otsenki parametrov raspredeleniya skopleniy nefiti po velichine v slaboizuchennykh sedimentatsionnykh basseynakh [Statistical estimates of the parameters of distribution of oil accumulations by size in poorly studied sedimentary basins]. *Geologiya i geofizika*, 2006, vol. 47 (9), pp. 1013-1023. (In Russ.). EDN: [LVHTGK](#)

Burshtein L.M., Livshits V.R. Forecast of the distribution of hydrocarbon accumulations by size. Status and issues. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2025, vol. 25, no. 2, ES2003. DOI: [10.2205/2025ES000962](https://doi.org/10.2205/2025ES000962)

Burshteyn L.M. Vozmozhnyy mekhanizm formirovaniya raspredeleniya skopleniy uglevodorodov po krupnosti [Possible mechanism for the formation of distribution of hydrocarbon accumulations by size]. *Geologiya i geofizika*, 2004, vol. 45, no. 7, pp. 815-825. (In Russ.). EDN: [ZNZYHC](#)

Burshteyn L.M., Livshits V.R. K voprosu o raspredelenii skopleniy uglevodorodov po krupnosti [On the distribution of hydrocarbon accumulations by size]. *Genesis nefiti i gaza*. Moscow: GEOS, 2003, pp. 424-426. (In Russ.).

Buyalov I.I., Vagerov V.S., Shungutova S.A. Opyt primeneniya logarifmicheski normal'nogo zakona raspredeleniya dlya otsenki prognoznykh zapasov uglevodorodov [Experience of application of log-normal distribution law for estimation of forecast hydrocarbon reserves]. *Ref. nauch.-tekhn.*

sbornik VNIIOENG, ser. neftegazovaya geol. i geofizika, 1975, no. 6, pp. 13-18. (In Russ.).

Gubkin I.M. *Uchenie o nefti* [The doctrine of oil]. Moscow: Nauka, 1975, 384 p. (In Russ.).

EDN: [RSXEQB](#)

Kaufman G.M., Balcer Y., Kruit D.A. Probabilistic model of oil and gas discovery. *American Association of Petroleum Geologists*, 1975, no. 1, pp. 113-142. DOI: [10.1306/St1383C14](#)

Kendall M. Dzh., St'yuart A. *Statisticheskie vyvody i svyazi* [Statistical inferences and relationships]. Moscow: Nauka, 1973, 900 p. (In Russ.).

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

Kontorovich A., Domain V., Livshits V. Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins. *AAPG Bulletin*, 2001, vol. 85, no. 9, pp. 1609-1622. DOI: [10.1306/8626CCD5-173B-11D7-8645000102C1865D](#)

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of quantitative forecasting of oil and gas potential]. Moscow: Nedra, 1976, 250 p. (In Russ.).

Kontorovich A.E. *Obshchaya teoriya naftidogeneza. Bazyisnye kontseptsii, puti postroeniya* [General theory of oil and gas genesis. Basic concepts, construction methods]. *Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza*. Novosibirsk: Nauka, SO, 1991, pp. 29-44. (In Russ.).

Kontorovich A.E. *Osadochno-migratsionnaya teoriya naftidogeneza: sostoyanie na rubezhe XX i XXI vv., puti dal'neyshego razvitiya* [Sedimentary-migration theory of oil and gas genesis: status at the turn of the 20th and 21st centuries, further development methods]. *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 10, pp. 8-16. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M. Livshits V.R. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya nelineynoy teorii naftidogeneza* [Current state and prospects for development of nonlinear theory of naphthido-genesis]. *Sbornik nauchnykh trudov k 70-letiyu VNIGRI*. St. Petersburg: VNIGRI, 1999, pp. 49-54. (In Russ.).

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

Kontorovich A.E., Demin V.I. *Prognoz kolichestva i raspredeleniya po zapasam mestorozhdeniy nefti i gaza* [Forecast of quantity and distribution by reserves of oil and gas fields]. *Geologiya i geofizika*, 1979, no. 3, pp. 26-46. (In Russ.). EDN: [ZVRXKA](#)

Kontorovich A.E., Demin V.I., Krasnov O.S. *Prognoz podgotovki resursov gaza s primeneniem matematicheskikh metodov* [Forecast of gas resource preparation using mathematical methods]. *Povyshenie effektivnosti razrabotki i uskorenie vvoda v promyshlennoe osvoenie mestorozhdeniy gaza v Ukrainской SSR: tezisy dokladov Respubl. NTK*. Khar'kov, 1976, pp. 69-70. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Livshits V.R. *Imitatsionnaya stokhasticheskaya model' raspredeleniya mestorozhdeniy nefti i gaza po resursam* [Simulation stochastic model of distribution of oil and gas fields by resources]. *Sovetskaya geologiya*, 1988, no. 9, pp. 99-107. (In Russ.).

Krylov N.A., Aleksin A.G., Baturin Yu.N. *Zadachi i puti uskoreniya nauchno-tekhnicheskogo progressa pri poiskakh nefti v rayonakh s vysokoy razvedannost'yu neдр* [Tasks and ways to accelerate scientific and technological progress in oil exploration in areas with high exploration levels]. *Geologiya nefti i gaza*, 1986, no. 7, pp. 1-7. (In Russ.).

Livshits V.R. *Imitatsionnaya stokhasticheskaya model' lateral'noy migratsii uglevodorodov* [Simulation stochastic model of hydrocarbon lateral migration]. *Geologiya i geofizika*, 2014, no. 5, pp. 906-917. (In Russ.). EDN: [SMXAWJ](#)

Livshits V.R. *Lateral'naya migratsiya uglevodorodov, kak vozmozhnyy mekhanizm formirovaniya stepennogo raspredeleniya ikh skopleniy po masse* [Lateral migration of hydrocarbons as a possible mechanism for the formation of a power-law distribution of their accumulations by

mass]. *Geologiya i geofizika*, 2017, no. 3-4, pp. 372-383. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG20170303](https://doi.org/10.15372/GiG20170303)

Livshits V.R., Sharnin A.A. Ob odnom vozmozhnom mekhanizme formirovaniya raspredeleniya skopleniy uglevodorodov po krupnosti [On one possible mechanism for the formation of hydrocarbon accumulation distribution by size]. *Geologiya nefti i gaza*, 2011, no. 5, pp. 12-18. (In Russ.). EDN: [OGYMYJ](#)

Metod Monte-Karlo v neftyanoy geologii [Monte Carlo method in petroleum geology]. M.D. Belonin, Yu.V. Podol'skiy, I.S. Simakova V.P. Sheyman. Moscow: VIEMS, 1981, 45 p. (Mat. metody issled. v geologii. Obzor. inform. / VNII ekonomiki miner. syr'ya i geol.-razved. rabot). (In Russ.).

Neruchev S.G., Moiseeva O.B., Klimova L.I., Smirnov S.V. Modelirovanie protsessov migratsii i akkumulyatsii nefti i gaza v lovushkakh [Modeling of migration and accumulation processes of oil and gas in traps]. *Geologiya i geofizika*, 2000, vol. 41, no. 8, pp. 1145-1164. (In Russ.). EDN: [YQZTPQ](#)

Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnovanii modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii [Assessment of potential hydrocarbon resources based on modeling of their generation, migration and accumulation processes]. S.G. Neruchev, T.K. Bazhenova, S.V. Smirnov, O.A. Andreeva, L.I. Klimova. St. Petersburg: Nedra, 2006, 364 p. (In Russ.). EDN: [QKGCSE](#)

Prognoz mestorozhdeniy nefti i gaza [Forecast of oil and gas fields]. A.E. Kontorovich, E.E. Fotiadi, V.I. Demin, V.B. Leontovich, A.A. Rastegin. Moscow: Nedra, 1981, 350 p. (In Russ.).

Rodkin M.V. Stepennoe raspredelenie zapasov UV v mestorozhdeniyakh: modeli generatsii i svyaz' s protsessami vospolneniya zapasov v razrabatyvaemykh mestorozhdeniyakh UV [Power distribution of hydrocarbon reserves in fields: generation models and connection with reserve replenishment processes in developed hydrocarbon fields]. *Genezis uglerodnykh flyuidov i mestorozhdeniy*. Moscow: GEOS, 2006, pp. 84-92. (In Russ.).

Shpil'man V.I. *Kolichestvennyy prognost neftegazonosnosti* [Quantitative forecast of oil and gas content]. Moscow: Nedra, 1982, 215 p. (In Russ.).

Shpil'man V.I. Metodika prognozirovaniya razmerov mestorozhdeniy [Methodology for forecasting the size of fields]. *Tr. in-ta ZapSibNIGNI*, 1972, vol. 53, pp. 118-126. (In Russ.).

Sobol' I.M. *Chislennyye metody Monte-Karlo* [Numerical methods of Monte Carlo]. Moscow: Nauka, 1973, 312 p. (In Russ.).

Tisso B., Vel'te D. *Obrazovanie i rasprostranenie nefti* [Formation and distribution of oil]. Moscow: Mir, 1981, 502 p. (In Russ.).

Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefti [Theory of sedimentary-migration origin of oil]. *Izvestiya AN SSSR. Ser. Geologiya*, 1967, no. 11, pp. 135-156. (In Russ.).

Vassoevich N.B., Trofimuk A.A., Kontorovich A.E., Neruchev S.G. Novye issledovaniya v oblasti diagnostiki nefteproizvodyashchikh otlozheniy i otsenki prognoznykh zapasov nefti i gaza ob"emno-geneticheskim metodom [New studies in the field of diagnostics of oil-producing strata and assessment of predicted oil and gas reserves by the volumetric-genetic method]. Ed. A.A. Trofimuk. *Izbrannyye trudy. V 4 t. T. 1: Teoreticheskie problemy geologii nefti i gaza*. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2001, pp. 106-122. (In Russ.).