

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2023

УДК 553.981'982.2.061.3

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

О ГЕНЕЗИСЕ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО КОЛИЧЕСТВУ ЗАЛЕЖЕЙ В НИХ

Рассматривается идеализированная схема возникновения распределения месторождений углеводородов по количеству залежей в них. В качестве математической модели случайного распределения исходной совокупности залежей по территории бассейна принимается стационарное пуассоновское точечное поле.

Показано, что получаемое таким образом модельное распределение с высокой степенью достоверности аппроксимируется степенной зависимостью и совпадает с аппроксимацией этого распределения для реальных нефтегазоносных провинций.

Утверждается, что степенной характер модельного распределения месторождений по числу залежей в них вытекает из самого определения месторождения, как группы залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие контуров.

Нарушение степенной зависимости распределения возникает при слишком низких или слишком высоких значениях интенсивности пуассоновского поля залежей.

Ключевые слова: нефтегазоносная провинция, залежь, месторождение, усеченное распределение Парето, алгоритм формирования имитационной совокупности месторождения из совокупности залежей.

Введение

Ранее установлена связь между законом распределения по массе залежей углеводородов (УВ) – усеченным распределением Парето и законом распределения по массе месторождений УВ [Лившиц, 2020]. Полученные при этом выражения содержат вероятности месторождений с одной, 2-мя, 3-мя и т. д. залежами, т. е. распределение месторождений по количеству залежей в них. Это распределение найдено эмпирически, путем статистической обработки данных по четырем хорошо изученным нефтегазоносным провинциям РФ: Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и Северо-Кавказской. При этом оказалось, что для всех четырех провинций указанные распределения представляют собой амодальные, асимметричные распределения, которые, с вполне приемлемой точностью, хорошо аппроксимируются степенной зависимостью и весьма близки между собой для различных провинций (рис. 1). Там же показано, что распределение месторождений УВ по массе в значительной степени определяется именно распределением месторождений по количеству составляющих их залежей, однако, вопрос о генезисе этого распределения не рассматривался.

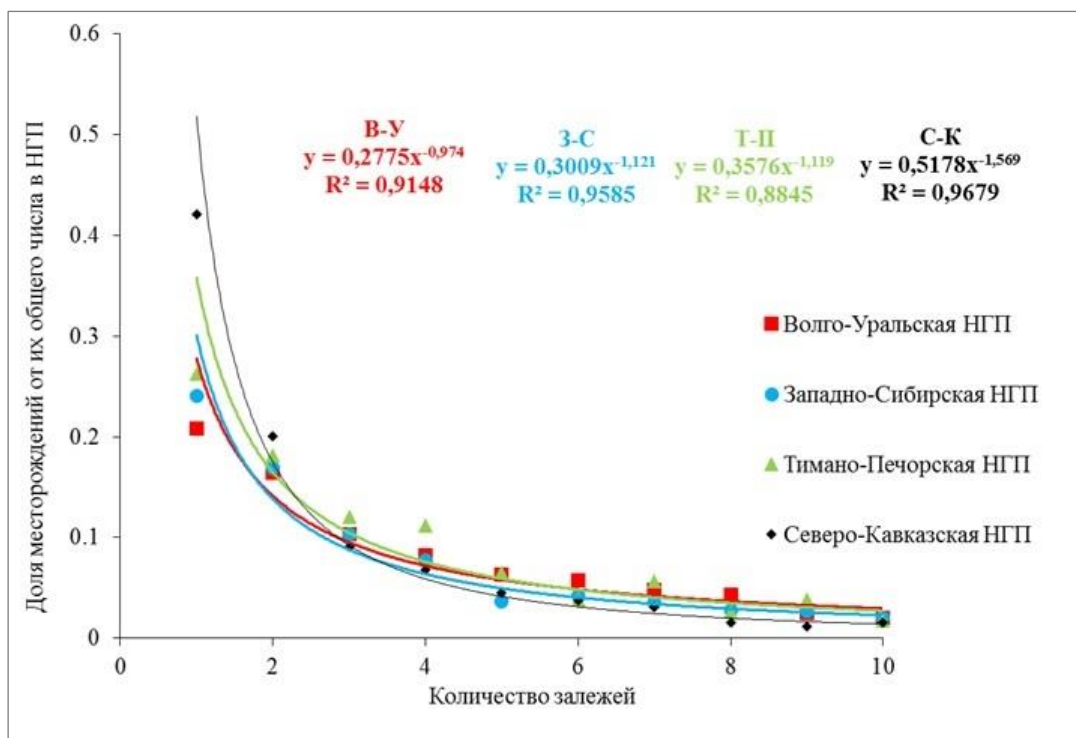


Рис. 1. Графики зависимости доли месторождений (от их общего числа) для Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и Северо-Кавказской провинций от количества залежей в месторождении

В основе современной методики прогноза структуры ресурсов УВ лежит степенной закон распределения скоплений УВ по массе, впервые установленный В.И. Шпильманом, как «закон обратных квадратов» [Шпильман, 1972]. Дальнейшие исследования, выполненные А.Э. Конторовичем и В.И. Демином, позволили им установить более общее выражение для этого распределения, названное ими усеченным распределением Парето [Конторович, Демин, 1977, 1979; Прогноз месторождений..., 1981; Количественная оценка..., 1988; Kontorovich, Domain, Livshits, 2001].

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

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

Автором [Лившиц, 2020] показано, что усеченное распределение Парето относится к распределению залежей УВ, в то время как для составления программ лицензирования недр, проектирования геологоразведочных работ и экономической оценки рентабельности

освоения лицензионных участков важно также располагать информацией о распределении по заданным интервалам количества и запасов месторождений УВ. С этой целью разработан алгоритм формирования прогнозной совокупности месторождений из прогнозной совокупности залежей, описанный ранее [Конторович, Лившиц, 2017]. Этот алгоритм использован для оценки распределения по интервалам крупности месторождений нефти в Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП так, что результат 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 пространственное распределение залежей, при том что, определение месторождения, как группы залежей, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие своих контуров нефтегазоносности, или же как группы залежей, разобщенных в плане, но контролируемых одной локальной структурой, явно указывает на необходимость такого учета. Таким образом, алгоритм формирования прогнозной совокупности месторождений из совокупности залежей должен рассматривать месторождение как объект, объединяющий несколько залежей по принципу их геометрического расположения.

Такой имитационный алгоритм предложен автором [Лившиц, 2021]. Алгоритм позволяет получить не только распределение количества залежей и их суммарных ресурсов 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, т. е., упомянутое выше распределение количества месторождений по количеству залежей в них. Оценка такого распределения для каждого интервала крупности месторождений по величине запасов дает возможность построить двумерное распределение количества месторождений и их ресурсов по количеству залежей в них и по величине их суммарных ресурсов. Автором [Лившиц, Конторович, 2022] этот подход рассматривается на примере прогноза двумерного распределения ресурсов нефти в Западно-Сибирской НГП по месторождениям различной крупности и по количеству залежей в них.

При этом, в опубликованных работах [Конторович, Лившиц, 2017; Конторович и др., 2021; Лившиц, Конторович, 2022], как и ранее, вопрос о генезисе распределения месторождений УВ по количеству залежей в них не затрагивался, хотя автором [Лившиц, 2021] и сделано предположение, что такое распределение вытекает из самого определения месторождения, как геометрического объекта, состоящего из залежей, проекции которых на земную поверхность имеют полное или частичное перекрытие своих контуров.

Однако, вполне можно предположить, что возникновение степенного распределения обусловлено и другими факторами, влияющими на процесс формирования совокупности

месторождения из совокупности залежей.

Так, например, очевидно, что на распределение месторождений по количеству залежей должны оказывать влияние форма контура бассейна, его площадь, распределение залежей по его территории, а также размеры залежей и их количество.

Можно также предположить, что, поскольку распределение залежей по массе УВ подчиняется усеченному распределению Парето, а геометрические размеры залежей и их массы связаны положительной корреляционной зависимостью [Лившиц, 2021], то распределение залежей по геометрическим размерам также носит степенной характер, а это, в свою очередь, приводит и к степенному характеру распределения месторождений по числу залежей.

Упомянутые выше нефтегазоносные провинции существенно различаются по своему геологическому строению и истории развития, и, в частности, по площади бассейна, начальным суммарным ресурсам нефти и общему числу скоплений и т. д. Очевидно, что близость распределений количества месторождений по числу залежей для столь различных нефтегазоносных объектов (см. рис. 1) указывает на существование одинакового механизма формирования совокупности месторождений из совокупности залежей, механизма, не учитывающего индивидуальные особенности того или иного бассейна.

В настоящей статье предпринята попытка показать, что независимо от площади бассейна, геометрических размеров залежей, их количества и размещения по территории бассейна, распределение месторождений по количеству залежей (а, следовательно, в значительной степени и по массе, содержащихся в них УВ) сохраняет степенной характер и является исключительно следствием определения месторождения как геометрического объекта, состоящего из залежей, проекции которых на земную поверхность имеют полное или частичное перекрытие своих контуров.

Описание модели

Модели, использованные в опубликованных работах [Конторович, Лившиц, 2017; Лившиц, 2021; Лившиц, Конторович, 2022], предназначались для оценки структуры ресурсов конкретных НГБ, в частности, Западно-Сибирского бассейна и, как следствие, учитывали индивидуальные особенности этих бассейнов.

Цель данного исследования будет достигнута, если, используемая модель, будет основана исключительно на определении месторождения, как геометрического объекта, состоящего из залежей, проекции которых на земную поверхность имеют полное или частичное перекрытие своих контуров, т. е. будет «очищена» от учета характеристик конкретного бассейна, что при этом, приведет к степенной зависимости распределения

количества месторождений по числу залежей в них.

Ниже рассмотрено, какие особенности конкретного бассейна должны быть исключены из моделей [Конторович, Лившиц, 2017; Лившиц, 2021; Лившиц, Конторович, 2022].

Во-первых, в модели Западно-Сибирского НГБ в качестве контура бассейна, принималась граница распространения отложений юрского возраста, с включением акватории Южно-Карской НГО. В настоящей работе выбран идеальный контур бассейна квадратной формы площади S .

Во-вторых, в основе различных математических моделей случайного распределения точек на плоскости, как правило, лежит широко распространенная пуассоновская модель стационарного поля постоянной интенсивности с однородным распределением точек по территории бассейна. Эта классическая модель образует основу для построения большинства более сложных моделей точечных процессов [Амбарцумян, Мекке, Штойян, 1989]. Так в реальных НГБ распределение залежей по территории бассейна неоднородно. В частности, в Западно-Сибирском НГБ плотность залежей увеличивается по направлению от периферии бассейна к центральной его части. Такое распределение точечных объектов на плоскости моделируется нестационарным пуассоновским полем, которое получается из стационарного методом прореживания [Амбарцумян, Мекке, Штойян, 1989; Лившиц, 2010]. Интенсивность нестационарного поля в точке зависит от ее расстояния до границы бассейна, увеличиваясь к его центру. Впервые этот параметр использован В.И. Шпильманом и Г.И. Плавником для получения математического описания изменения плотности ресурсов УВ на площади бассейна [Шпильман, Плавник, 1972]. Однако, характер изменения интенсивности поля по территории бассейна относится к его индивидуальным особенностям. В силу этого, в рассматриваемой модели нестационарное точечное поле заменено стационарным пуассоновским полем постоянной интенсивности с однородным распределением точек по территории бассейна.

Далее, как и ранее, предполагается, что залежь имеет форму круга. Однако, если в опубликованных статьях [Лившиц, 2021; Лившиц, Конторович, 2022] геометрические размеры залежи связаны корреляционной зависимостью с массой, содержащихся в ней УВ, то теперь эта связь не учитывается, а радиус залежи задается как неслучайная фиксированная величина R .

И, наконец, количество залежей является величиной случайной, зависящей от величины начальных суммарных ресурсов УВ бассейна и массой скопления, принимаемых за минимальное, а также параметра усеченного распределения Парето [Лившиц, 2021; Лившиц, Конторович, 2022]. В данной модели исходное количество залежей представляет собой фиксированную неслучайную величину N .

Таким образом, в рассматриваемой модели случайность однородного пуассоновского поля точек, имитирующей распределение залежей по территории бассейна, является единственным источником случайности имитационной совокупности месторождений. В сочетании с алгоритмом формирования этой совокупности, основанным на определении месторождения как геометрического объекта, состоящего из залежей, проекции которых на земную поверхность имеют полное или частичное перекрытие своих контуров, эти факторы определяют распределение месторождений по количеству залежей в них.

Также, как и в предыдущих моделях, алгоритм формирования совокупности месторождений из совокупности залежей основан на объединении в одно месторождение тех залежей, расстояние между центрами которых меньше суммы их радиусов. Подсчитывая количество залежей, входящих в каждое месторождение, можно получить оценку распределения месторождений по числу составляющих их залежей.

Результаты моделирования

Для каждого из значений площади $S = 250, 500, 1000$ и 2000 тыс. км², количества залежей $N = 5000, 10000, 15000, 20000$ и их радиусов $R = 0,5, 1, 1,5, 2, 2,5, 3, 5, 7$ км, рассчитаны по 100 реализаций распределения количества месторождений по количеству залежей в них. Как и следовало ожидать, для стационарного поля доля (в общем числе месторождений) месторождений с тем или иным числом залежей зависит не от площади S бассейна и количества залежей N порознь, а от интенсивности пуассоновского поля, т. е. от отношения $\gamma = \frac{N}{S}$. Результаты моделирования приведены на рис. 2, где показаны пять реализаций для 4-х различных вариантов значений S, N и R , а также распределение, усредненное по всем 100 реализациям. Из диаграмм видно, что влияние случайных флуктуаций точечного поля на распределение месторождений весьма незначительно и их отклонение от среднего мало.

На рис. 3 приведена аппроксимация этих распределений степенной зависимостью. Как видно, все аппроксимации обладают высокой степенью достоверности ($R^2 > 0,9$).

Расчеты, выполненные с другими, указанными выше, значениями параметров S, N и R , показали, что степенной характер зависимости распределения месторождений по количеству залежей в них устойчиво сохраняется в широком диапазоне изменения этих величин. Нарушение степенной зависимости возникает при двух крайних случаях: при низкой интенсивности поля и малых значениях радиуса R , что приводит к редкому пересечению залежей, так что подавляющее большинство месторождений остается однозалежными; другой крайний случай – высокая интенсивность поля и большие радиусы залежей, в результате чего, подавляющая их часть образует одно месторождение.

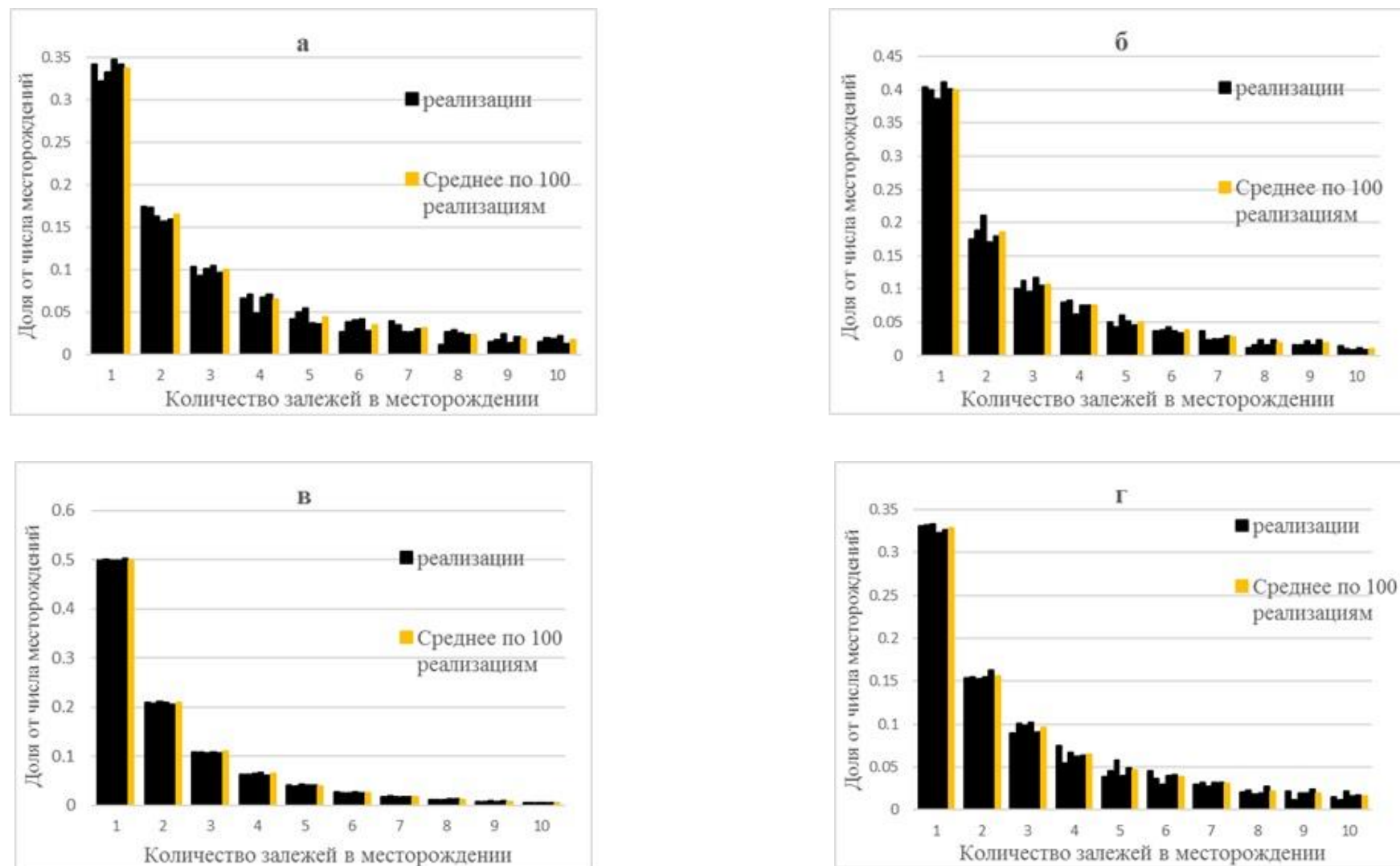


Рис. 2. Гистограммы доли от общего числа месторождений, содержащих 1, 2, ..., 10 залежей в пяти различных реализациях и средняя по 100 реализациям, при различной интенсивности пуассоновского поля γ и радиуса залежи R
 а) $\gamma = 0,005, R = 7, N = 5000, S = 1000000$; б) $\gamma = 0,02, R = 3, N = 5000, S = 250000$; в) $\gamma = 0,02, R = 2,5, N = 40000, S = 2000000$; г) $\gamma = 0,04, R = 2,5, N = 10000, S = 250000$.

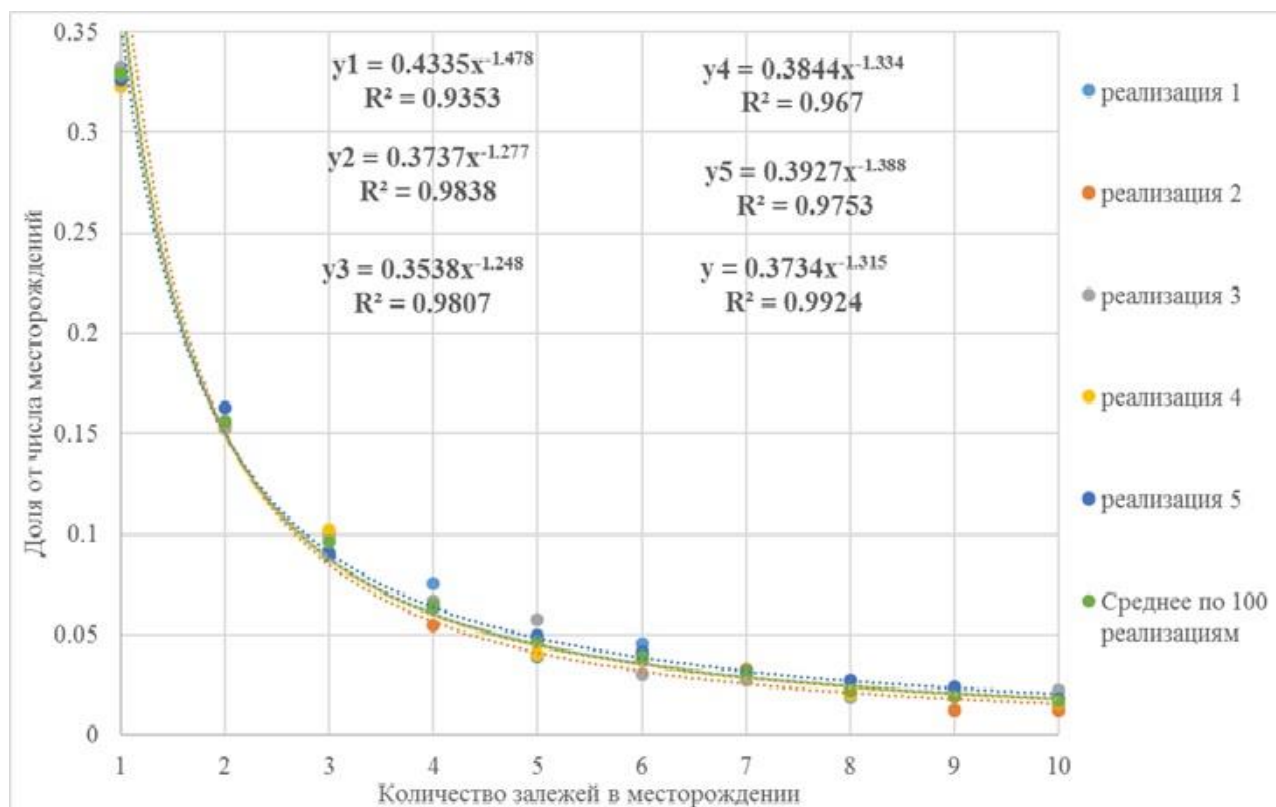


Рис. 3. Графики аппроксимация пяти реализаций и среднего по 100 реализациям зависимости доли месторождений в их общем числе от количества залежей в месторождении

В более реалистичной модели, принятой при оценке структуры ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Лившиц, 2021; Лившиц, Конторович, 2022], залежи моделировались кругами со случайным радиусом, зависящим от массы, содержащейся в ней нефти, а неоднородное распределение залежей по территории бассейна задавалось нестационарным пуассоновским полем. Кроме того, в качестве контура бассейна принималась граница распространения отложений юрского возраста. Тем не менее, учет этих дополнительных факторов приводит к распределению месторождений по количеству залежей, которое столь же удовлетворительно аппроксимируется степенной зависимостью [Лившиц, 2021] (см. рис. 1, 3). По-видимому, искажения, которые вносят перечисленные выше факторы, недостаточно весомы, чтобы существенно изменить идеализированную схему, изложенную в данной статье.

Выводы

1. Проведенные расчеты подтверждают правильность первоначального предположения о том, что степенной характер распределения количества месторождений по числу залежей в них, появляется в силу более фундаментальных причин, нежели характерные особенности конкретных бассейнов; это распределение возникает в чисто математической схеме пересечения случайно расположенных кругов на плоскости, центры которых образуют

пуассоновское точечное поле.

2. Получаемые по этой схеме модельные реализации указанного распределения в широком диапазоне изменения геометрических размеров залежей и интенсивности пуассоновского поля удовлетворительно аппроксимируются степенной зависимостью, что совпадает с аппроксимацией этого распределения для реальных НГП.

3. Принятое определение понятия месторождения, как геометрического объекта, состоящего из залежей, проекции которых на земную поверхность имеют полное или частичное перекрытие своих контуров, адекватно вписывается в рассматриваемую идеализированную схему так, что указанное распределение является исключительно следствием определения месторождения как геометрического объекта.

4. Различные реализации пуассоновского распределения залежей по территории бассейна приводят к близким распределениям месторождений по количеству залежей в них так, что модельное распределение оказывается весьма устойчивым к случайным флуктуациям точечного поля.

5. Нарушение степенного характера зависимости распределения связано либо с чересчур низкой, либо с чересчур высокой интенсивностью поля; в первом случае образуется большое количество однозалежных месторождений, во втором – небольшое число месторождений включает в себя подавляющее большинство залежей бассейна.

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. Под ред. А.Э. Конторовича. - М.: Недра, 1988. - 223 с.

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. - № 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. - № 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. - № 2. - С. 201-205.

Лившиц В.Р. О законе распределения месторождений углеводородов по массе // Известия Томского политехнического университета. 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.

Лившиц В.Р., Конторович А.Э. Распределение ресурсов углеводородов по месторождениям различной крупности и по количеству залежей в них // Геология и геофизика - 2022. - Т. 63. - № 11. - С. 1583-1590.

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. ин-та ЗапСибНИГНИ. - 1972. - Вып. 53. - С. 118-126.

Шпильман В.И., Плавник Г.И. Оценка прогнозных запасов по совокупности геологических параметров // Тр. ин-та 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 Bulletin. - 2001. - Vol. 85. - No. 9. - P. 1609-1622.

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

ON THE GENESIS OF THE LAW OF DISTRIBUTION OF HYDROCARBON FIELDS BY THE NUMBER OF ACCUMULATIONS IN THEM

An idealized scheme for the occurrence of the hydrocarbon fields distribution by the number of accumulations in them is considered. As a mathematical model of the random distribution of the initial set of accumulations over the territory of the basin, a stationary Poisson point field is taken. It is shown that the model distribution thus obtained is approximated with a high degree of reliability by a power law, which coincides with the approximation of this distribution for real petroleum provinces. It is argued that the power-law nature of the model distribution of fields by the number of accumulations in them follows from the very definition of a fields as a group of accumulations that have full or partial overlap of contours in projection onto the earth's surface. Violation of the power dependence of the distribution occurs at too low or too high values of the intensity of the Poisson field of accumulations.

Keywords: petroleum province, accumulation, field, truncated Pareto distribution, algorithm for the formation of a simulation set of fields from a set of accumulations.

References

Ambartsumyan R.V., Mekke Y., Shtoyyan D. *Vvedenie v stokhasticheskuyu geometriyu* [Introduction to stochastic geometry]. Moscow: Nauka, 1989, 400 p.

Kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti slaboizuchennykh regionov [Quantitative assessment of the prospects for oil and gas potential 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.L. Vymyatnin, V.R. Livshits. Pod red. A.E. Kontorovicha. Moscow: Nedra, 1988, 223 p.

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.

Kontorovich A.E., Demin V.I. *Metod otsenki kolichestva i raspredeleniya po zapasam mestorozhdeniy nefti i gaza v krupnykh neftegazonosnykh basseynakh* [Method of estimation of the amount and distribution of oil and gas fields in large petroleum basins]. *Geologiya nefti i gaza*, 1977, no. 12, pp.18-26.

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

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

Kontorovich A.E., Livshits V.R. *Imitatsionnoe matematicheskoe modelirovanie stokhasticheskikh protsessov kak instrument kolichestvennoy otsenki neftegazonosnosti* [Simulation mathematical modeling of stochastic processes as a tool for quantitative assessment of oil and gas content]. *Geologiya nefti i gaza*, 1988b, no. 12, pp. 48-51.

Kontorovich A.E., Livshits V.R. *Novye metody otsenki, osobennosti struktury i puti osvoeniya prognoznnykh resursov nefti zrelykh neftegazonosnykh provintsiy (na primere Volgo-Ural'skoy provintsii)* [New estimation methods, peculiarities of structure and ways to develop forecast resources

of mature oil and gas provinces (on the example of the Volga-Ural Province)]. *Geologiya i geofizika*, 2017, no. 12, pp. 1835-1852.

Kontorovich A.E., Livshits V.R., Burshteyn L.M., Kurchikov A.R. *Otsenka nachal'nykh i prognoznykh (perspektivnykh i prognoziruemykh) geologicheskikh i izvlekaemykh resursov nefti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii i ikh struktury* [Estimation of initial and forecast (prospective and predicted) geological and recoverable oil resources of the Western Siberian petroleum province and their structure]. *Geologiya i geofizika*, 2021, no. 5, pp. 711-726.

Livshits V.R. *Matematicheskaya model' raspredeleniya skopleniy uglevodorodov po territorii neftegazonosnogo basseyna na primere Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Mathematical model of the distribution of hydrocarbon accumulations over the territory of the petroleum basin on the example of the Western Siberian petroleum province]. *Geologiya i geofizika*, 2010, no. 2, pp. 201-205.

Livshits V.R. *O zakone raspredeleniya mestorozhdeniy uglevodorodov po masse* [On the distribution law of hydrocarbon fields by mass]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 6, pp. 41-47.

Livshits V.R. *Raspredelenie resursov uglevodorodov po zalezham i mestorozhdeniyam i mestorozhdeniy po chislu zalezhey* [Distribution of hydrocarbon resources by accumulations and fields and fields by number of accumulations]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2021, no. 9, pp. 18-22.

Livshits V.R., Kontorovich A.E. *Raspredelenie resursov uglevodorodov po mestorozhdeniyam razlichnoy krupnosti i po kolichestvu zalezhey v nikh* [Distribution of hydrocarbon resources by fields of various sizes and by the number of accumulations in them]. *Geologiya i geofizika*, 2022, vol. 63, no. 11, pp. 1583-1590.

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.

Shpil'man V.I. *Metodika prognozirovaniya razmerov mestorozhdeniy* [Method of predicting the size of deposits]. *Trudy in-ta ZapSibNIGNI*, 1972, issue 53, pp. 118-126.

Shpil'man V.I., Plavnik G.I. *Otsenka prognoznykh zapasov po sovokupnosti geologicheskikh parametrov* [Estimation of probable reserves based on the totality of geological parameters]. *Tr. in-ta ZapSibNIGNI*, 1972, issue 53, pp. 98-112.

© Лившиц В.Р., 2023

