

## ЛАТЕРАЛЬНАЯ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ВОЗМОЖНЫЙ МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ СТЕПЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ СКОПЛЕНИЙ ПО МАССЕ

В.Р. Лившиц

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

Выявляются условия, при которых латеральная миграция первичных скоплений нефти в прикровельной зоне коллектора приводит к формированию распределения их скоплений по массе в соответствии с распределением Парето. Показано, что степенной характер этого распределения сохраняется в широком диапазоне изменения значений пористости, проницаемости и угла наклона пласта, т. е. не зависит от индивидуальных особенностей нефтегазоносного бассейна.

*Нефтегазоносный бассейн, латеральная миграция, первичные скопления нефти, степенное распределение скоплений УВ по массе, имитационная модель.*

## LATERAL MIGRATION OF HYDROCARBONS AS A POSSIBLE MECHANISM OF THEIR POWER-SERIES DISTRIBUTION BY MASS

V.R. Livshits

The author determines the conditions under which lateral migration of primary oil accumulations in the near-roof reservoir zone leads to their Pareto distribution by mass. It is shown that this power-series distribution is preserved in a wide range of the values of bed porosity, permeability, and slope angle, i.e., does not depend on the individual parameters of the petroliferous basin.

*Petroliferous basin, lateral migration, primary oil accumulation, power-series distribution of hydrocarbon accumulations by mass, simulation model*

## ВВЕДЕНИЕ

Основные представления о процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородистого вещества в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) были получены в течение второй половины XX в. Эти представления позволили выявить ряд фундаментальных закономерностей указанных процессов и сформулировать основные положения общей теории нафтидогенеза [Вассоевич, 1967; Губкин, 1975; Конторович, 1991; Конторович и др., 1999; Вассоевич и др., 2001; Вышемирский и др., 2001].

Среди прочего было установлено, что процессы нафтидогенеза имеют стохастический характер [Конторович, Лившиц, 2002]. Это означает, что в идентичных условиях процессы нафтидогенеза могут протекать различным образом, причем предсказать это различие заранее не представляется возможным. Как следствие, результат этих процессов оказывается случайным и непредсказуемым в деталях. В частности, случайным оказывается и результат процесса формирования скоплений углеводородов (УВ) в ловушках, т. е. величины масс скоплений следует рассматривать как случайные. Однако на фоне этой случайности выявляется закономерность, математическим выражением которой является закон распределения скоплений УВ по массе.

Знание этого закона оказывается чрезвычайно важно как для теории нафтидогенеза, так и для практики ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. В теоретическом плане закон распределения скоплений УВ по массе логически должен входить в общую теорию нафтидогенеза. С практической точки зрения такой закон позволяет осуществлять прогноз вероятных запасов неоткрытых месторождений [Konotovitch и др., 2001].

Очевидно, что закон распределения скоплений УВ по массе 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. Хотя математические методы в нефтяной геологии получили широкое распространение начиная со второй половины прошлого века [Фотиади и др., 1965; Конторович, Демин, 1977, 1979], современные представления о процессах нафтидогенеза все еще остаются недостаточно изученными для построения соот-

ветствующей математической модели, так что определить закон распределения скоплений УВ по массе таким путем не представляется возможным.

Другой путь – эмпирический, на основе статистической обработки величин запасов открытых месторождений. Однако такой подход требует определенной осторожности: вероятность открытия месторождения тем больше, чем больше его запасы [Конторович и др., 1976]. Как следствие, распределение по запасам открытых месторождений не совпадает с распределением запасов всех месторождений бассейна. Пренебрежение этим обстоятельством привело ряд исследователей к ошибочному выводу о логарифмически нормальном законе распределения месторождений по запасам [Бакиров, 1972; Kaufman et al., 1975; Буялов и др., 1975; и др.).

Вероятно, первым, кто обратил внимание на ошибочность подобного подхода, был В.И. Шпильман [1972]. Им же был определен степенной характер распределения месторождений по запасам в НГБ как «закон обратных квадратов» [Шпильман, 1972, 1982].

Исследования, выполненные А.Э. Конторовичем и В.И. Деминим, на основе статистической обработки данных по большому числу хорошо изученных НГБ мира позволили им выявить более общий закон распределения скоплений УВ по величине запасов [Конторович, Демин, 1977, 1979; Прогноз..., 1981; Количественная оценка..., 1988], названный ими усеченным распределением Парето. Как было показано этими исследователями, выборочная совокупность не противоречит гипотезе о логарифмически-нормальном законе распределения лишь на определенных этапах изучения НГБ.

Дальнейшие исследования [Крылов и др., 1986; Арсирий и др., 1986] подтвердили справедливость результатов В.И. Шпильмана, А.Э. Конторовича, В.И. Демина.

Важно, что независимо от геологического строения и истории развития НГБ, его индивидуальных особенностей функциональный (степенной) вид закона распределения скоплений углеводородов (УВ) по величине запасов сохраняется одним и тем же, отличаясь лишь значениями своих параметров. Это обстоятельство позволяет утверждать, что степенной характер распределения скоплений УВ по массе не является частной аппроксимацией для конкретного НГБ, а носит универсальный, фундаментальный характер [Конторович, 1991]. Отсюда следует, что механизм формирования степенного распределения скоплений УВ по крупности не должен зависеть от индивидуальных особенностей НГБ и, в частности, от фильтрационно-емкостных и геометрических свойств путей миграции УВ.

Хотя в настоящее время степенной характер распределения скоплений УВ по массе признается подавляющим большинством исследователей, однако вопрос о генезисе этого распределения остается открытым. Можно назвать достаточно ограниченное число работ, рассматривающих возможные механизмы, приводящие к этому распределению [Конторович, 1991; Бурштейн, Лившиц, 2003; Бурштейн, 2004, 2006; Родкин, 2006; Конторович, Лившиц, 2007; Лившиц, Шарнин, 2011].

В работе [Лившиц, Шарнин, 2011] была разработана имитационная модель латеральной миграции первичных скоплений нефти и показана принципиальная возможность значительной дифференциации этих скоплений по массе в результате слияния глобул в процессе миграции, а также возникновения степенного характера результирующего распределения как следствия двух разнонаправленных процессов: процесса слияния скоплений и процесса потери их массы на путях миграции.

В последующей статье [Лившиц, 2014] было выполнено уточнение имитационной модели путем задания поровой среды как реализации случайного поля и определения скорости миграции глобул по закону Дарси. Однако эта работа была направлена на исследование, в первую очередь, влияния фильтрационно-емкостных свойств на временные зависимости массы аккумулированной в ловушке нефти и величины миграционных потерь, а также интервальным оценкам этих величин.

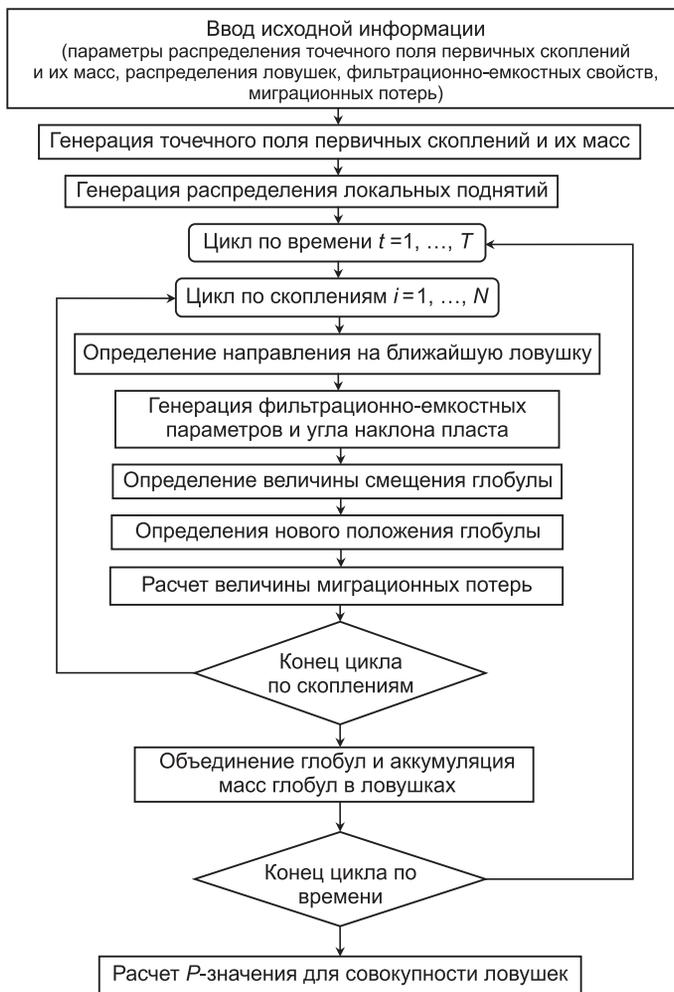
В настоящей статье латеральная миграция глобул нефти рассматривается как один из возможных механизмов формирования степенного распределения скоплений по массе и выявляются условия миграции, при которых возникает это распределение, в частности, влияние на его возникновение фильтрационно-емкостных и геометрических свойств миграционных путей.

## ПРОЦЕДУРА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Общая схема имитационной модели латеральной миграции УВ приведена на рис. 1. Как и в [Лившиц, 2014], предполагается, что в коллекторе уже образовались достаточно крупные глобулы нефти и рассматривается именно этот этап процесса нефтидогенеза – процесс латеральной миграции от момента образования первичных скоплений нефти в коллекторе до их аккумуляции в ловушках.

При моделировании принималось, что круговая начальная зона эмиграции диаметром 30 км, в пределах которой располагаются первичные скопления нефти с равномерным распределением по площади и равномерным распределением по массе.

Как и ранее, поровая среда задается реализацией случайного поля с экспоненциальной корреляционной функцией, а скорость перемещения глобулы определяется по закону Дарси.



**Рис. 1. Общая схема имитационной модели латеральной миграции УВ.**

Основное отличие касается задания случайного расположения более чем одного локального поднятия. На рис. 2 приведены варианты взаимного начального расположения глобул и ловушек. Ловушки располагаются в круговом кольце и равномерно распределены по радиусу в заданных пределах: 20—30 км (все ловушки расположены в пределах начальной зоны эмиграции) – рис. 2, а; 20—50 км (часть ловушек расположены вне начальной зоны эмиграции) – рис. 2, б; 30—50 км (все ловушки расположены вне начальной зоны миграции) – рис. 2, в; 30—70 км – рис. 2, г и 50—75 км – рис. 2, д.

В качестве исходной информации модели задается число и распределение на плоскости и по массе первичных скоплений, координаты локальных поднятий, суммарная масса первичных скоплений в прикровельной зоне коллектора, параметры флюидов: плотности нефти и воды, вязкости нефти, а также мощности нефтенасыщенной части коллектора и коэффициент остаточной нефтенасыщенности, временные интервалы расчета и количество реализаций.

Кроме того, необходимо задать фильтрационно-емкостные параметры пористой среды – математические ожидания и стандартные отклонения для величин пористости

$M[m]$ ,  $\sigma[m]$ , проницаемости  $M[K]$ ,  $\sigma[K]$  и угла наклона пласта  $M[\alpha]$ ,  $\sigma[\alpha]$ .

Для каждого из вариантов взаимного начального расположения глобул и ловушек расчеты выполнялись при следующих значениях математических ожиданий и стандартных отклонений пористости, проницаемости и угла наклона пласта:

$$M[m] = 5, 10, 20, 30 \% ; M[K] = 0.005, 0.01, 0.02, 0.03 D ; M[\alpha] = 1, 3, 5^\circ ;$$

$$\sigma[m] = 0, 5, 10, 20, 30 \% ; \sigma[K] = 0, 0.005, 0.01, 0.02, 0.03 D ; \sigma[\alpha] = 0, 1, 3, 5^\circ .$$

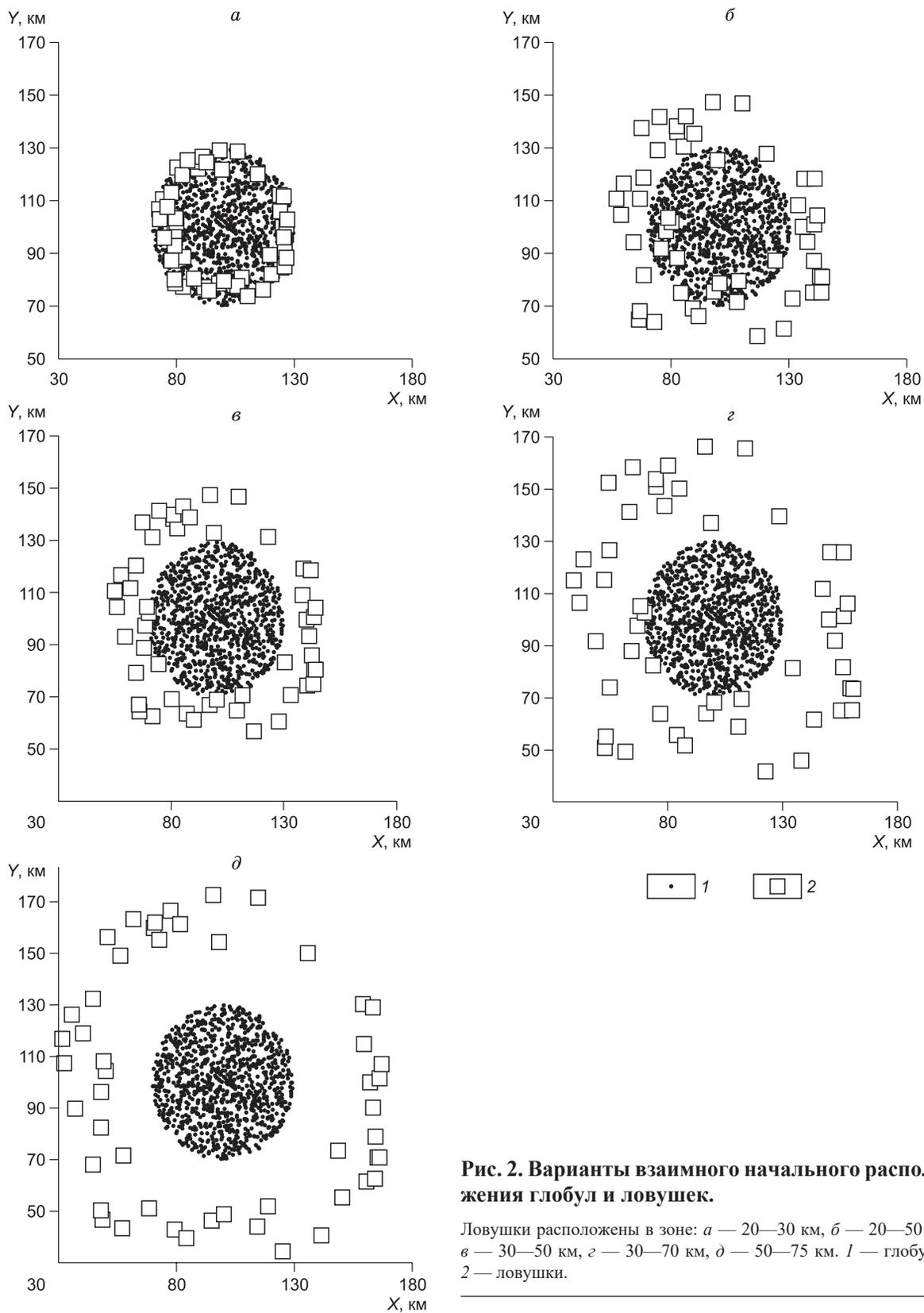
При расчетах предполагалось, что величины плотности нефти и воды постоянны и равны  $\gamma_n = 1.1 \text{ г/см}^3$ ,  $\gamma_v = 0.8 \text{ г/см}^3$ , вязкость нефти – 1 сП. Коэффициент фазовой проницаемости принят равным  $K_{\phi} = 0.6$ , что отвечает соотношению нефти и воды в прикровельной части коллектора 1:1 [Неручев и др., 2006].

После задания исходной информации производится генерация случайного поля первичных скоплений, их масс и полей фильтрационно-емкостных параметров пласта.

Для каждого первичного скопления определяется угол направления на ближайшую ловушку, который используется как математическое ожидание случайной величины  $\phi$ , имитирующей направление смещения глобулы. Для точки среды, в которой расположено скопление, генерируются случайные величины, имитирующие ее фильтрационно-емкостные параметры, а также угол наклона пласта. Затем определяется скорость глобулы и ее новое положение, а также величина миграционных потерь [Лившиц, 2014].

Масса глобулы, оказавшейся достаточно близко к локальному поднятию, аккумулируется в ловушке.

Указанная процедура повторяется для всех первичных скоплений. Скопления, оказавшиеся достаточно близкими, объединяются: их массы суммируются, а пара таких скоплений заменяется одним. Таким образом, общее число первичных скоплений уменьшается со временем, во-первых, за счет их слияния, во-вторых, за счет миграционных потерь, когда вся масса скопления переходит в «мертвую» нефть и, в-третьих, за счет аккумуляции части скоплений в ловушке.



**Рис. 2. Варианты взаимного начального расположения глобул и ловушек.**

Ловушки расположены в зоне: *a* — 20—30 км, *б* — 20—50 км, *в* — 30—50 км, *г* — 30—70 км, *д* — 50—75 км. 1 — глобулы, 2 — ловушки.

После завершения цикла по скоплениям процедура повторяется на следующем временном шаге и завершается после выполнения заданного числа шагов. На каждом временном шаге для полученного распределения масс в ловушках рассчитывается величина *P*-значения и проверяется ее согласие со степенным распределением.

Более детально имитационная модель описана в работах [Лившиц, Шарнин, 2011; Лившиц, 2014].

На рис. 3 показаны положения глобул в различные моменты времени для значений параметров:  $M[m] = 20\%$ ;  $M[K] = 0.02 D$ ;  $M[\alpha] = 3^\circ$ ;  $\sigma[m] = 5\%$ ;  $\sigma[K] = 0.03 D$ ;  $\sigma[\alpha] = 3^\circ$ .

Многokратный повтор всего указанного процесса при одних и тех же входных параметрах и различных случайных флуктуациях позволяет получить множество реализаций, имитирующих динамику процесса миграции, а искомые характеристики и их флуктуации оцениваются статистически по множеству таких реализаций.

## РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Результатом моделирования являются решения о принятии или отклонении гипотезы о распределении масс скоплений по степенному закону при различных фильтрационно-емкостных и геометрических параметрах путей миграции глобул. В качестве критерия согласия использовался критерий Пирсона с уровнем значимости  $\alpha = 0.05$ , так что гипотеза о степенном законе распределения масс принималась (ГП) при превышении значимости этого уровня и отвергалась (ГО) в противном случае. На рис. 4 показаны величины  $P$ -значений для различных моментов времени для нескольких реализаций.

Первоначально дисперсии для пористости, проницаемости и угла наклона пласта были приняты равными нулю, так что значения этих величин были одинаковы на всем пути миграции, а случайность процесса обуславливалась лишь случайностью начального расположения глобул, их начальных масс и расположения ловушек.

В табл. 1 приведены результаты проверки гипотезы согласия распределения скоплений нефти с распределением Парето для двух реализаций.

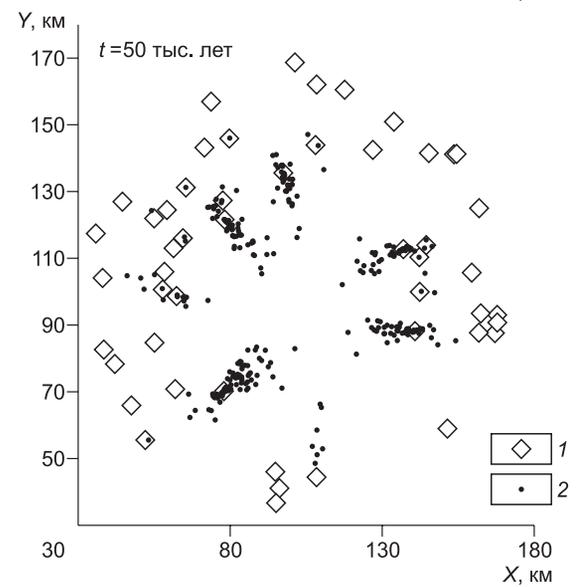
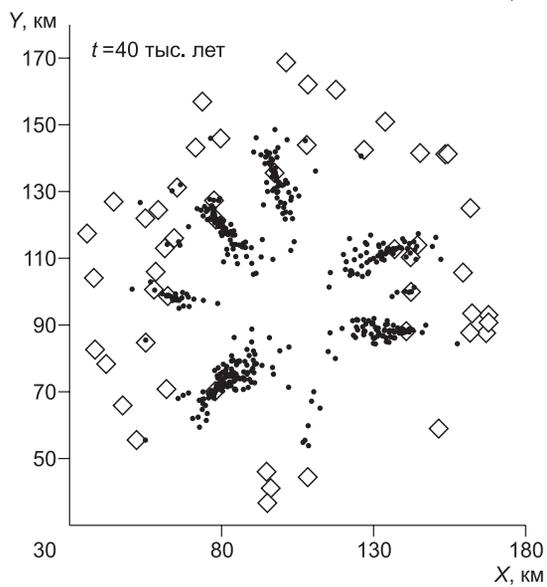
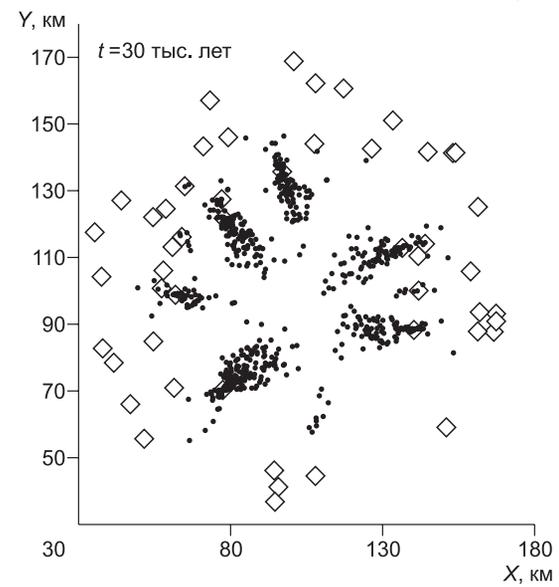
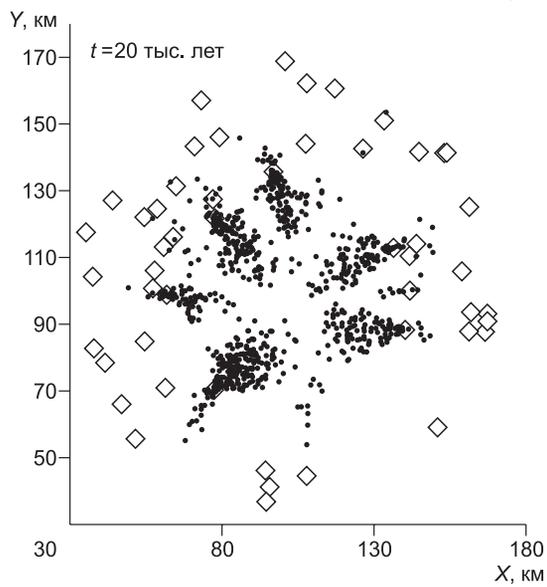
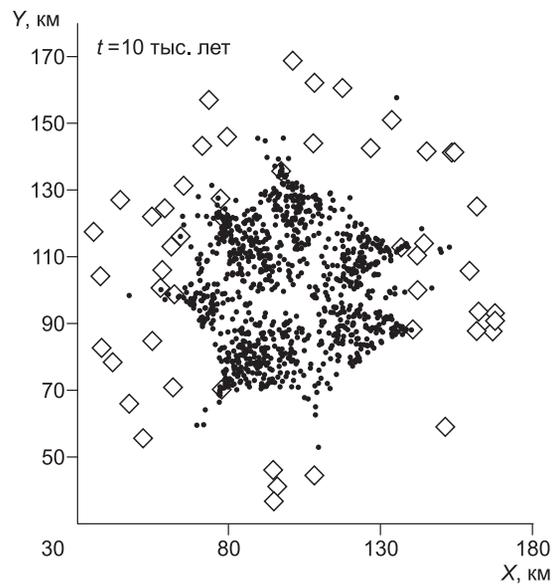
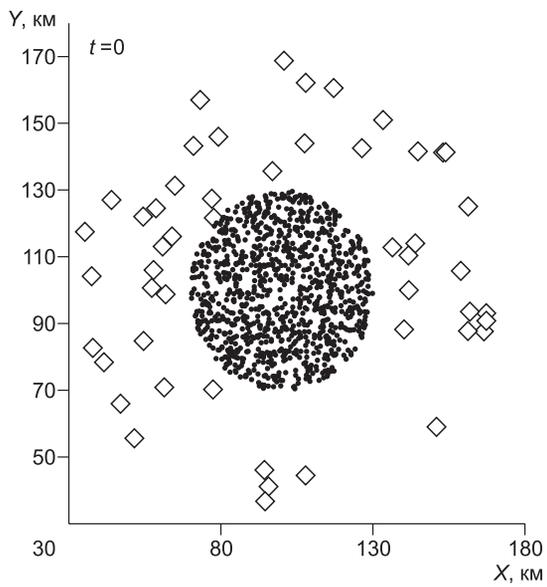
Из табл. 1 видно, что основное влияние на принятие гипотезы о степенном распределении скоплений нефти оказывает расстояние до ловушек: если ловушки располагаются от зоны эмиграции на расстоянии 20—30 км, то гипотеза о степенном распределении принимается в единичных случаях; если ловушки расположены в зоне 20—50 км, то гипотеза может приниматься или отклоняться в зависимости от реализации; далее, по мере увеличения расстояния до ловушек, принятие гипотезы происходит все чаще, так что в конце концов гипотеза отклоняется лишь в единичных случаях.

В табл. 2 приведены аналогичные результаты, но при случайных параметрах пористости, проницаемости и угла наклона пласта, для различных значений их стандартных отклонений и для математических ожиданий  $M[m] = 20\%$ ;  $M[K] = 0.02 D$ ;  $M[\alpha] = 3^\circ$ . Из табл. 2 видно, что введение случайного разброса в значения параметров путей миграции глобул практически не влияет на результат. Как и в предыдущем случае, основное влияние на принятие гипотезы оказывает расстояние до ловушек: для ловушек, расположенных в зоне 20—30 км, гипотеза о степенном распределении отклоняется при любых параметрах путей миграции глобул; для зоны 20—50 км гипотеза может приниматься или отклоняться в зависимости от реализации; для более удаленных зон ловушек гипотеза принимается практически всюду; при дальнейшем увеличении расстояния до ловушек количество случаев отклонения гипотезы несколько возрастает, что связано с ростом миграционных потерь.

Как видно из табл. 1, 2, влияние параметров путей миграции глобул на принятие рассматриваемой гипотезы оказывается не столь существенным. Тем не менее все же можно заметить, что при меньших значениях проницаемости и угла наклона пласта, а также при больших значениях пористости гипотеза о степенном распределении принимается несколько чаще. Это обстоятельство позволяет предположить, что указанные три параметра могут быть заменены одним — скоростью миграции глобул, и рост числа случаев принятия гипотезы обуславливается уменьшением скорости миграции глобул, поскольку в соответствии с законом Дарси указанное изменение параметров уменьшает скорость миграции. Для проверки этого предположения можно воспользоваться техникой дискриминантного анализа, сравнив разделяющую способность областей принятия и отклонения гипотезы при использовании четырех признаков  $R$ ,  $m$ ,  $K$ ,  $\alpha$  и двух признаков  $R$ ,  $V$ . При этом для фиксированных, неслучайных величинах  $m$ ,  $K$ ,  $\alpha$  значение скорости вычисляется однозначно по закону Дарси, при случайных — в качестве скорости принимается статистическая оценка ее среднеквадратичного значения.

В табл. 3 приведены результаты дискриминации по параметрам  $R$ ,  $m$ ,  $K$ ,  $\alpha$  и по параметрам  $R$ ,  $V$  для двух реализаций при случайных параметрах путей миграции глобул. Как видно из табл. 3, использование скорости вместо пористости, проницаемости и угла наклона пласта лишь незначительно увеличивает процент ошибочной дискриминации, что позволяет в координатах  $R$ ,  $V$  выделить область принятия гипотезы о степенном распределении скоплений.

На рис. 5 показаны такие области для случаев, соответствующих табл. 1 и 2. Видно, что разброс в значениях параметров путей миграции увеличивает наклон разделяющей прямой, т. е. уменьшает влияние фактора скорости миграции на область принятия гипотезы.



**Рис. 3. Динамика миграции глобул к ловушкам.**

1 — ловушки, 2 — глобулы.

Рис. 3. Окончание

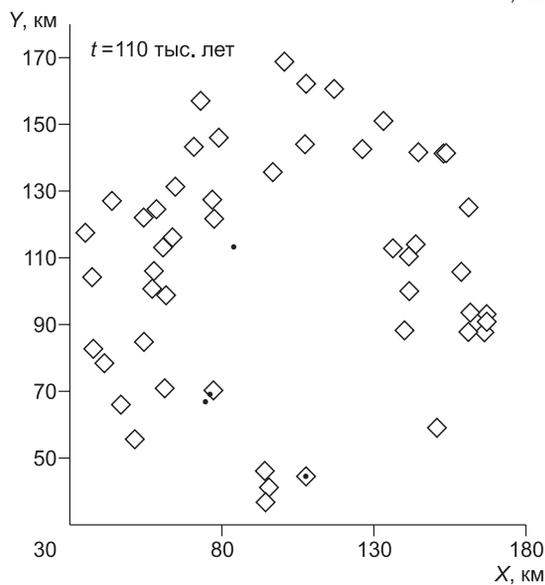
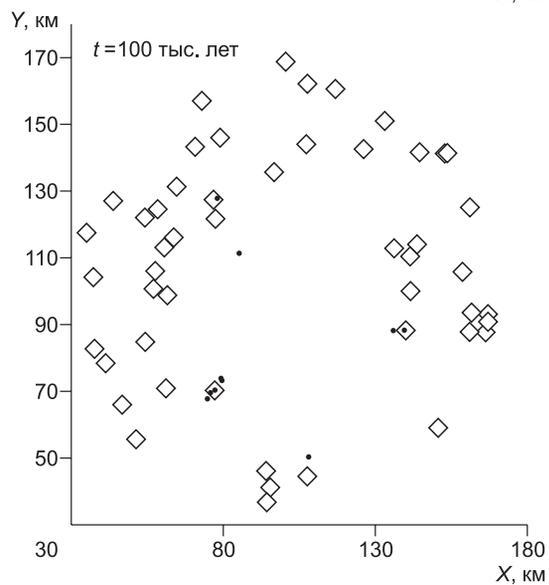
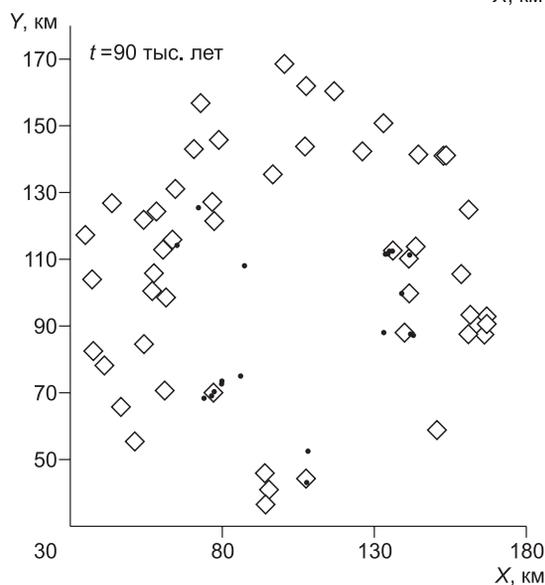
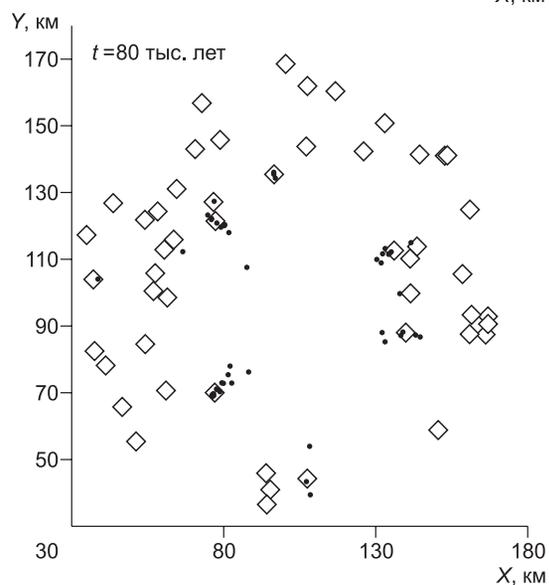
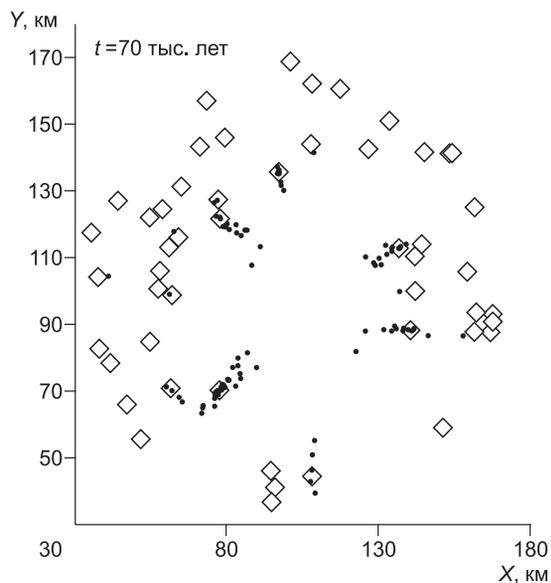
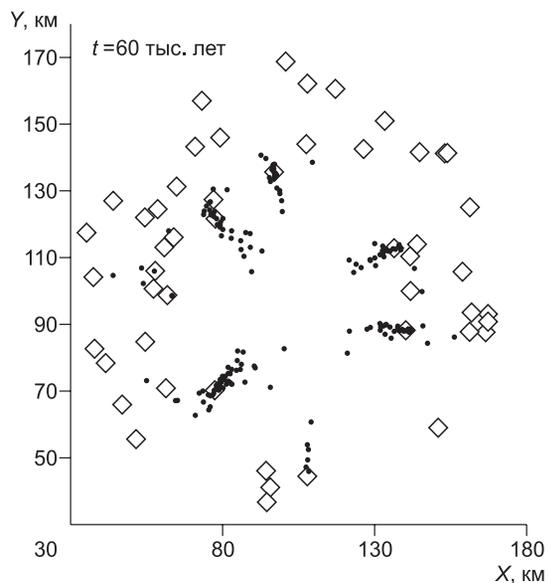


Таблица 1.

**Проверка гипотезы о степенном распределении скоплений нефти по массе  
при фиксированных значениях параметров путей миграции глобул**

K, D	20—30 км					20—50 км					30—50 км												
	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)			
	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5		
	<b>Реализация 1</b>																						
0.005	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
0.01	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
0.02	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
0.03	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
	<b>Реализация 2</b>																						
0.005	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
0.01	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
0.02	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
0.03	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	ГО	
	<b>30—50 км</b>										<b>50—75 км</b>												
K, D	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	(5)	(10)	(20)	(30)	
1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5	1	3	5
	<b>Реализация 1</b>																						
0.005	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	
0.01	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП
0.02	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП
0.03	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП
	<b>Реализация 2</b>																						
0.005	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП
0.01	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП
0.02	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП
0.03	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП

Примечание. Цифры в скобках — пористость (%), курсивом — угол наклона пласта (град.). Здесь и далее: ГП — гипотеза о степенном законе распределения масс приминимась, ГО — отвергалась.



Таблица 3.

**Сравнение дискриминации на области принятия и отклонения гипотезы о степенном распределении по четырем и по двум случайным параметрам**

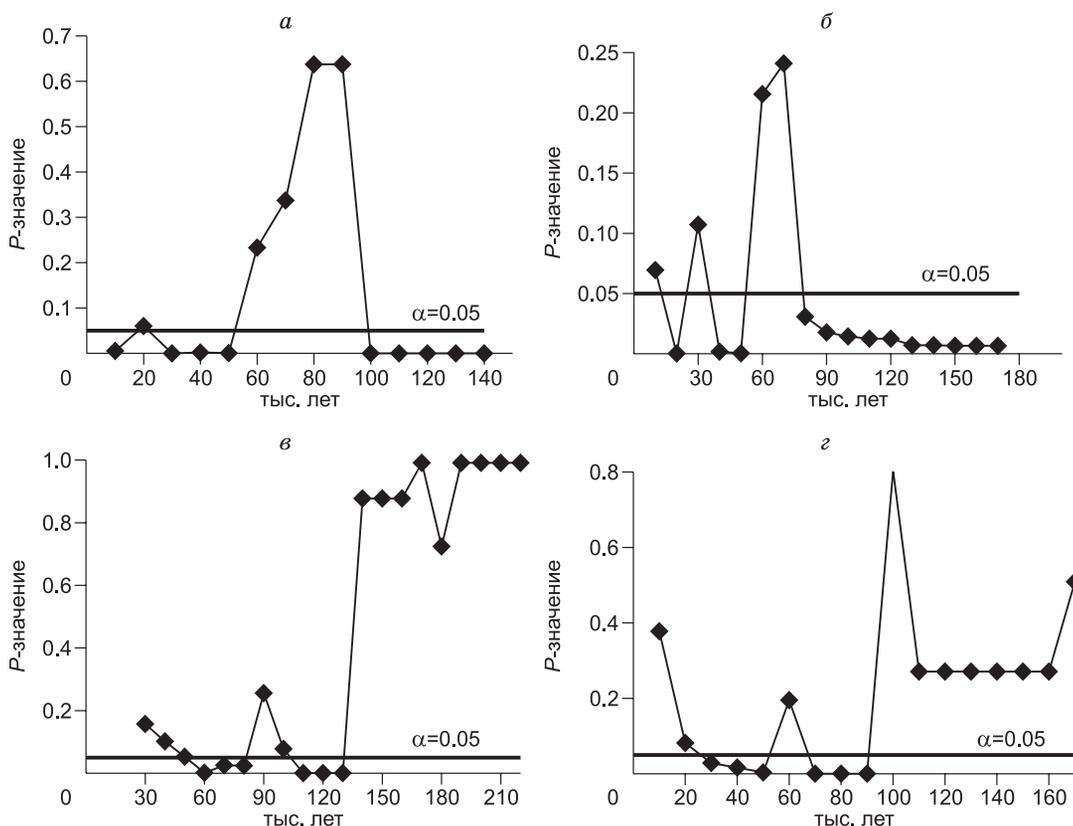
Фактическая классификация	Параметры $R, t, K, \alpha$				Параметры $R, V$			
	Дискриминация		Всего	% ошибки	Дискриминация		Всего	% ошибки
	ГО	ГП			ГО	ГП		
	<b>Реализация 1</b>				<b>Реализация 1</b>			
ГО	73	13	86	15.116	75	11	86	12.791
ГП	17	137	154	11.039	23	131	154	14.935
Всего	90	150	240	12.500	98	142	240	14.167
	<b>Реализация 2</b>				<b>Реализация 2</b>			
ГО	101	8	109	7.339	99	10	109	9.174
ГП	29	102	131	22.137	34	97	131	25.954
Всего	130	110	240	15.417	133	107	240	18.333

Выполненные вычислительные эксперименты с другими реализациями процесса миграции показали, что приведенные закономерности в основном проявляют устойчивость к флуктуациям процесса миграции.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

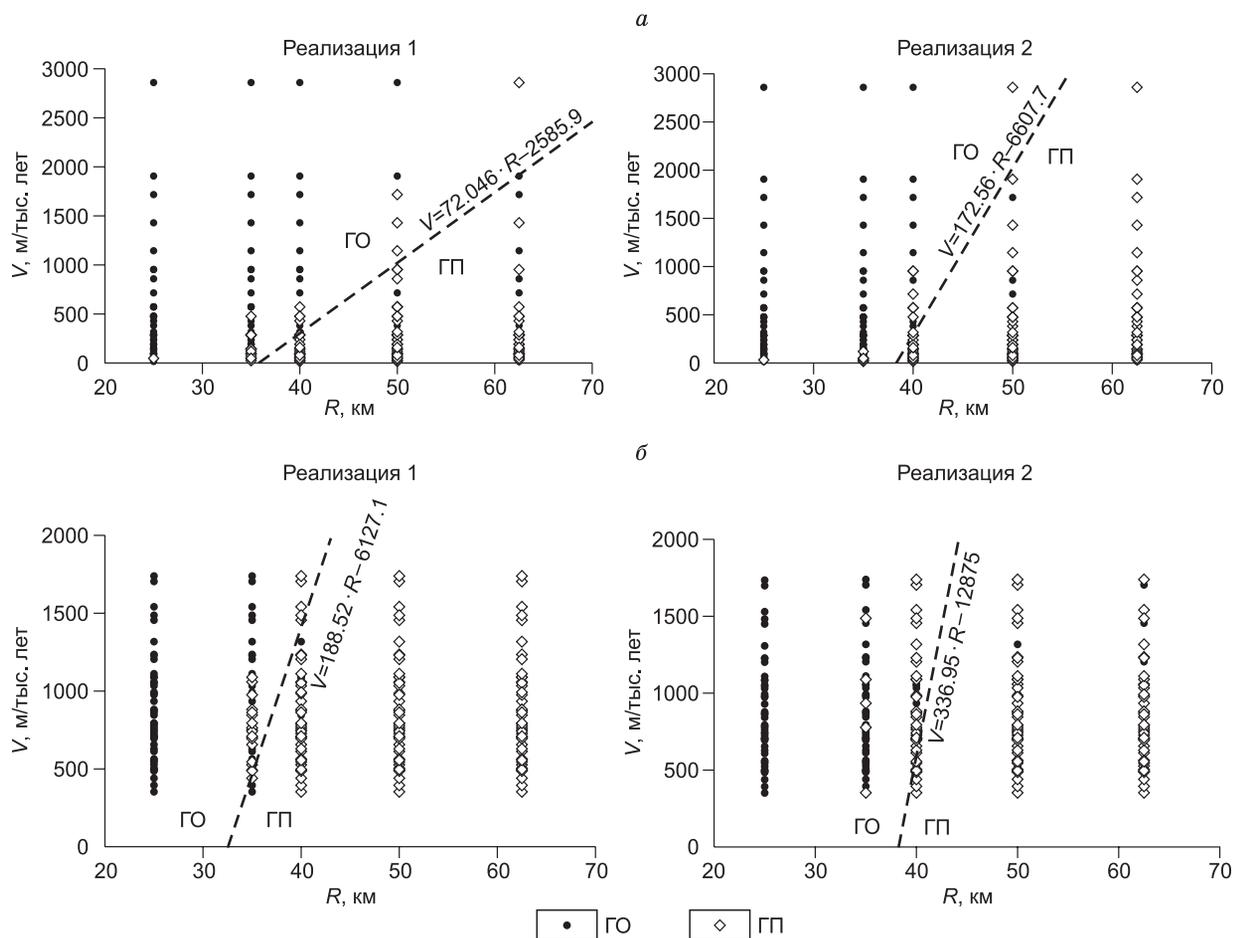
Выполненные на имитационной модели вычислительные эксперименты позволяют сделать следующие выводы.

1. Степенное распределение скоплений нефти по массе является следствием процесса вторичной миграции глобул в прикравельной зоне коллектора.



**Рис. 4. Зависимость  $P$ -значения от времени при различных значениях параметров пласта:**

$a$  —  $M[m] = 20\%$ ;  $M[K] = 0.02 D$ ;  $M[\alpha] = 3^\circ$ ;  $\sigma[m] = 30\%$ ;  $\sigma[K] = 0.02 D$ ;  $\sigma[\alpha] = 1^\circ$ .  $б$  —  $M[m] = 20\%$ ;  $M[K] = 0.02 D$ ;  $M[\alpha] = 3^\circ$ ;  $\sigma[m] = 30\%$ ;  $\sigma[K] = 0.005 D$ ;  $\sigma[\alpha] = 5^\circ$ .  $в$  —  $M[m] = 20\%$ ;  $M[K] = 0.02 D$ ;  $M[\alpha] = 3^\circ$ ;  $\sigma[m] = 10\%$ ;  $\sigma[K] = 0.005 D$ ;  $\sigma[\alpha] = 3^\circ$ .  $г$  —  $M[m] = 20\%$ ;  $M[K] = 0.02 D$ ;  $M[\alpha] = 3^\circ$ ;  $\sigma[m] = 20\%$ ;  $\sigma[K] = 0.01 D$ ;  $\sigma[\alpha] = 3^\circ$ .



**Рис. 5. Разделяющая функция для двух реализаций:**

*а* — с фиксированными параметрами, приведенными в табл. 1, *б* — со случайными параметрами, приведенными в табл. 2.

2. Основным фактором, определяющим возникновение степенного распределения, является расстояние от зоны эмиграции глобул до ловушек: степенное распределение не возникает, если ловушки расположены слишком близко к зоне эмиграции и процесс миграции практически отсутствует; большая удаленность ловушек также уменьшает вероятность возникновения этого распределения, поскольку при этом глобулы несут значительные миграционные потери. Таким образом, в соответствии с [Лившиц, Шарнин, 2011] для возникновения степенного распределения необходим процесс миграции глобул, но без существенных миграционных потерь.

3. Влияние фильтрационно-емкостных и геометрических параметров путей миграции глобул на возникновения степенного распределения невелико, причем с ростом дисперсии этих величин оно ослабевает.

4. Последнее обстоятельство объясняет фундаментальный характер степенного распределения скоплений УВ по массе: оно имеет высокую вероятность возникновения в широком диапазоне изменения фильтрационно-емкостных и геометрических параметров путей миграции, т. е. не зависит от индивидуальных особенностей бассейна.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Арсирый Ю.А., Кабышев Б.П., Чупрынин Д.И., Шевченко А.Ф., Швелякова 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.

**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.

**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 // Науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ. Сер. нефтегазовой геологии и геофизики, 1975, № 6, с. 13—18.

**Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. 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 // А.А. Трофимук. Избранные труды. Т. 1. Теоретические проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001, с. 106—122.

**Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.** Успехи теории органического происхождения нефти и газа // А.А. Трофимук. Избранные труды. Т. 1. Теоретические проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001, с. 29—38.

**Губкин И.М.** Учение о нефти. М., Наука, 1975, 384 с.

**Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов** / Ред. А.Э. Конторович. М., Недра, 1988, 223 с.

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

**Конторович А.Э., 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.** Детерминированный характер процесса нефтеобразования в истории Земли и его количественные характеристики // Геология нефти и газа, 2002, № 1, с. 9—16.

**Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** О вероятностном распределении углеводородов по массе в дисперсно рассеянном состоянии // ДАН, 2007, т. 415, № 4, с. 514—517.

**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. Харьков, 1976, с. 69—70.

**Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р.** Современное состояние и перспективы развития нелинейной теории нафтидогенеза // Сб. научн. 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.** Имитационная стохастическая модель латеральной миграции углеводородов // Геология и геофизика, 2014, т. 55 (5—6), с. 906—917.

**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.

**Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнова С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.** Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основании моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб., Недра, 2006, 364 с.

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

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

**Фотиади Э.Э., Воронин Ю.А., Конторович А.Э.** Методологические вопросы внедрения математических методов и электронно-вычислительных машин (ЭВМ) в практику геологических исследований // Геология и геофизика, 1965, (12), с. 15—20.

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

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

**Kaufman G.M., Balcer Y., Kruit D.A.** Probabilistic model of oil and gas discovery // AAPG Stud. Geol., 1975, N 1, p. 113—142.

**Kontorovich A., Domain V., Livshits V.** Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins // AAPG Bull., 2001, v. 85, № 9, p. 1609—1622.

*Поступила в редакцию  
20 июля 2016 г.*