

ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ

УДК 553.982

ИМИТАЦИОННАЯ СТОХАСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ЛАТЕРАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.Р. Лившиц

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

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

Рассматривается применение имитационного моделирования для исследования процессов латеральной миграции первичных скоплений углеводородов в прикровельной зоне коллектора. Показано, что такой подход может быть использован для получения точечных и интервальных оценок процессов аккумуляции нефти в ловушке и формирования остаточной нефтенасыщенности пласта.

Латеральная миграция, первичные скопления УВ, нефтесборная площадь, имитационная модель, аккумуляция в ловушке, остаточная нефтенасыщенность.

AN IMITATION STOCHASTIC MODEL OF LATERAL HYDROCARBON MIGRATION

V.R. Livshits

Application of stochastic simulation to study of the lateral migration of primary hydrocarbon pools near the roof of a collector is considered. It is shown that this approach can be used for point and interval estimations of oil accumulation in a trap and the formation of residual oil saturation.

Lateral migration, primary hydrocarbon pools, oil catchment area, simulation, accumulation in a trap, residual oil saturation

ВВЕДЕНИЕ

Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородистого вещества является важнейшей составной частью исследований по общей теории нефтегенеза, основные положения которой формировались в течение второй половины XX в. [Вассоевич, 1967; Конторович, 1976, 1991, 1998; Kontorovich, 1991; Конторович и др., 1999]. Выполненные исследования позволили сформулировать ряд фундаментальных закономерностей процесса нефтегенеза, таких как диссипативность, нелинейность, неустойчивость, стохастичность [Конторович, Лившиц, 2002].

Очевидно, что адекватное описание столь сложных процессов оказывается задачей весьма непростой. В то же время ее решение имеет исключительно важное значение как для теории нефтегенеза, так и для практики количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

Традиционно в математическом моделировании процессов нефтегенеза выделяются два основных класса моделей: детерминированные модели (в частности, химико-кинетические модели нефтегазообразования — модели бассейнового моделирования) и стохастические модели.

Детерминированные модели основаны на уравнениях химической кинетики и тепло- и массопереноса в пористой среде, в результате решения которых получают единственное значение процесса [Конторович, Рогозина, 1967; Лопатин, 1969; Конторович, 1970, 1978; Вышемирский и др., 1971; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009].

Однако такой подход требует детальной характеристики среды, строение и свойства которой доступны наблюдению лишь локально при помощи бурения скважин и изучения керна, что, естественно, связано со значительными затратами. В то же время поровое пространство пласта и пластовые флюиды образуют сложную нерегулярную систему, локальные характеристики которой резко меняются от одной точки пласта к другой. Например, проницаемость среды может значительно (на порядки величин) меняться по простиранию пласта, поэтому она относится к числу наиболее трудно оцениваемых пара-

метров. Как следствие, сильно нерегулярная среда оказывается охарактеризованной лишь в отдельных точках, а экстраполяция может приводить к грубым ошибкам. Это обстоятельство не позволяет получать однозначные количественные решения, а дает возможность установления лишь качественных закономерностей, являющихся результатом усреднения по множеству возможных реализаций среды. В этом смысле результаты моделирования грубо отражают свойства реального процесса и случайным образом отличаются от истинных. При этом довольно часто более простые приближенные методы оказываются предпочтительнее, чем решение сложной системы уравнений с массой слабоконтролируемых исходных параметров [Галушкин, 2007].

В такой ситуации представляется целесообразным перейти к стохастическим моделям [Демин, Конторович, 1973; Конторович и др., 1976; Швидлер, 1985], которые не требуют однозначного определения исходной информации, а рассматривают ее как случайную, задаваемую некоторым вероятностным распределением. Так, например, фильтрационно-емкостные параметры пласта в такой модели следует рассматривать как случайные поля с корреляционными масштабами, существенно меньшими по сравнению с размерами самого пласта. При этом очевидно, что результат моделирования также оказывается случайным и должен выражаться в виде соответствующего распределения вероятностей, а адекватность модели подтверждается совпадением результатов моделирования с эмпирически установленными закономерностями моделируемого процесса. Очевидно, что стохастический и детерминированный подходы в моделировании процессов нефтидогенеза не должны противопоставляться друг другу и стохастическая модель обязана учитывать известные детерминированные соотношения.

В рамках современной осадочно-миграционной теории нефтидогенеза предполагается, что на определенных его стадиях образовавшиеся первичные углеводороды (УВ) покидают материнскую породу и образуют в коллекторах так называемые первичные скопления. Эти скопления представляют собой сферическую каплевидную связную углеводородную фазу и могут иметь нано- или микроразмеры. Вслед за С.Г. Неручевым, будем называть такие объекты глобулами [Неручев, 2006].

Ряд исследователей [Тиссо, Вельте, 1981; Шпильман, 1982; Неручев и др., 2000, 2006] полагают, что как только УВ покидают материнскую породу и занимают более крупные поры в коллекторе, сразу же должны образовываться более крупные глобулы нефти и газа.

Другие исследователи [Вышемирский и др., 1971, 1973; Трофимук и др., 1974] считают, что эмиграция битумоидов из глин не всегда приводит к образованию капель нефти в прилегающей части коллектора, а аллохтонный битумоид в составе воды распределяется по всей мощности коллектора. Последующая миграция битумоидов в коллекторах также происходит в рассеянном состоянии в водном потоке, причем значительные количества битумоидов могут переноситься в виде эмульсий и суспензий, способных преодолевать капиллярные силы в поровых каналах благодаря малым размерам взвешенных частиц. В результате изменения температуры, солевого состава вод, фильтрационного эффекта происходит выпадение битумоидов из водных растворов и взвесей, их последующая концентрация вследствие потери подвижности в тонких порах и приращивания к ним новых частиц. Таким образом, в коллекторе разрастаются и соединяются между собой скопления жидкой нефти. Когда насыщенность порового пространства достигает величины, достаточной для начала движения, глобулы перемещаются под воздействием гравитационных, капиллярных и гидродинамических сил к ловушкам, что приводит к формированию залежей УВ.

В настоящей статье предполагается, что в коллекторе уже образовались достаточно крупные глобулы нефти, латеральная миграция которых может приводить к формированию залежей, и поэтому статья посвящена математическому (стохастическому) моделированию именно этого этапа процесса нефтидогенеза — процессу латеральной миграции УВ от момента образования крупных глобул в коллекторе до их аккумуляции в ловушке и потери их массы на путях миграции.

В силу сложности процесса латеральной миграции построить его аналитическую модель не представляется возможным, так что в работе был использован имитационный подход, основы которого изложены в [Соболь, 1973; Метод..., 1981; Конторович, Лившиц, 1988; Kontorovich et al., 2001]. В работе [Лившиц, Шарнин, 2011] имитационная модель латеральной миграции была использована для выявления генезиса закона распределения скоплений УВ по крупности — степенного распределения [Шпильман, 1972, 1982; Конторович, Демин, 1977, 1979; Количественная оценка..., 1988; Бурштейн, 2004]. Имитационная модель, использованная в данной работе, направлена на исследование в первую очередь процессов накопления УВ в ловушке и формирования остаточной нефтенасыщенности пласта.

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Общая схема имитационной стохастической модели латеральной миграции УВ подобна той, что использована в [Лившиц, Шарнин, 2011]. Основные отличия касаются задания поровой среды как реализации случайного поля и использование закона Дарси для определения скорости перемещения глобулы.

В качестве исходной информации модели задается размер нефтесборной площади, координаты ловушки, суммарная масса первичных скоплений в прикровельной зоне коллектора, параметры точечного поля первичных скоплений: их распределение по нефтесборной площади и по массе отдельных глобул, 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 дисперсии для величин пористости, абсолютной и фазовой проницаемостей, а также для угла наклона пласта, угла направления на ловушку. В качестве этих величин можно использовать соответствующие статистические оценки, полученные по имеющимся фактическим данным.

Поскольку каждый из этих параметров моделируется случайным полем, то необходимо задать соответствующие вероятностные распределения. В предлагаемой модели в качестве такого распределения используется усеченный нормальный закон с экспоненциальной корреляционной функцией, зависящей только от расстояния d между двумя точками x_1 и x_2 случайного поля $R(d) = \exp(-\gamma d)$. Как указывается в [Гихман, Скороход, 1977], такая корреляционная функция определяет марковский процесс, т.е. процесс, значение которого в некоторой точке x_2 зависит лишь от его значения в ближайшей точке x_1 и не зависит от его значений в других точках. При этом условное вероятностное распределение $f(x_2 | x_1)$ параметра x в точке x_2 при условии, что в соседней точке его значение равнялось x_1 , будет нормальным с математическим ожиданием $M[x_2] = M[x_1] + R(x_2 - x_1)$ и дисперсией $D[x_2] = D[x_1](1 - R^2)$. Как видно из этих выражений, изменяя параметр γ , можно моделировать различную степень зависимости значений параметров в соседних точках поля от независимости ($\gamma \rightarrow \infty$) до их равенства ($\gamma = 0$). В случае, если для некоторых точек имеются фактические значения, они заменяют соответствующие имитационные величины.

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

Очевидно, что в силу естественной неоднородности, строения и состава нефтематеринских толщ и коллекторов возникающие первичные скопления будут иметь различный и случайный размер. В качестве вероятностного распределения, описывающего распределения первичных скоплений по массе и по латерали в начальный момент времени, принят равномерный закон распределения.

Для каждого первичного скопления определяется угол направления на ловушку, который используется как математическое ожидание случайной величины ϕ , имитирующей направление смещения глобулы. Для точки среды, в которой расположено скопление, генерируются случайные величины, имитирующие ее фильтрационно-емкостные параметры, а также угол наклона пласта.

Далее, используя закон Дарси [Неручев и др., 2006], можно определить величину скорости миграции глобулы,

$$V = \frac{K \cdot K_{\phi}}{\mu \cdot m} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) \cdot g \cdot \sin \alpha,$$

где K , K_{ϕ} — абсолютная и фазовая проницаемости среды соответственно, $\gamma_{\text{н}}$, $\gamma_{\text{в}}$ — плотности нефти и пластовой воды соответственно, μ — вязкость нефти, m — коэффициент пористости, α — угол наклона пласта, g — ускорение силы тяжести.

При расчетах предполагалось, что величины $\gamma_{\text{н}}$, $\gamma_{\text{в}}$, μ постоянны и равны $\gamma_{\text{н}} = 1.1$ г/см³, $\gamma_{\text{в}} = 0.8$ г/см³, 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].

Поскольку величины проницаемости, пористости и угла наклона пласта случайны, скорость смещения глобулы и его величина также оказываются случайными. После этого определяется величина смещения глобулы r и ее новые координаты $x_2 = x_1 + r \cos \phi$ и $y_2 = y_1 + r \sin \phi$, где (x_1, y_1) — старые координаты глобулы.

При оценке величины миграционных потерь предполагалось, что глобула имеет форму эллипсоида с полуосями a , b , c , объем которого определяется по формуле $V = \frac{4}{3} \pi abc$. Предположим, что глобула по оси c заполняет всю эффективную нефтенасыщенную толщину h , так что $h = 2c$, а отношение осей a и b обозначим через λ , $a = \lambda b$. Тогда $V = \frac{2}{3\lambda} \pi a^2 h$, откуда $a = \sqrt{\frac{3\lambda M}{2\pi h \gamma_{\text{н}}}}$, где M — масса глобулы. Объемные потери нефти будут $V_{\text{н}} = V K_{\text{он}} m$, где $K_{\text{он}}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности, принятый равным 40 %, m — коэффициент пористости, а соответствующая потеря массы составит $M_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} V_{\text{н}}$.

Тогда потеря массы на единицу пути (в направлении оси a) составит $\sqrt{\frac{2\pi \gamma_{\text{н}} M h}{2\lambda}} m K_{\text{он}}$.

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

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.

После завершения цикла по скоплениям, процедура повторяется на следующем временном шаге и завершается после выполнения заданного числа шагов. Результат моделирования представляется временными зависимостями количества свободных скоплений, их суммарной массы, числа глобул и массы нефти, аккумулированной в ловушке, величиной суммарной остаточной нефтенасыщенности, количества глобул, полностью рассеившихся на путях миграции.

Процесс моделирования иллюстрируется на рис. 1, где показаны положения первичных скоплений и их относительные массы в различные моменты времени.

Многочисленный повтор всего указанного процесса моделирования 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.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для рассмотренной выше модели процесса латеральной миграции первичных скоплений нефти, в качестве ее основных характеристик приводятся временные зависимости массы нефти аккумулированной в ловушке (в долях от начальной суммарной массы) и суммарной массы нефти, образующей остаточную нефтенасыщенность пласта (в долях от начальной суммарной массы).

Первоначально модель исследовалась при отсутствии флуктуаций фильтрационно-емкостных свойств среды (дисперсии всех случайных величин полагались равными нулю), так что значения фильтрационно-емкостных свойств оставались постоянными во всех точках пласта. Очевидно, что при этом скорость миграции глобул также остается постоянной. Для значений $m = 0.2$, $K = 0.02D$, $\alpha = 1^\circ$ она составляет около 100 км/млн лет.

Результаты моделирования показаны в виде временных зависимостей на рис. 2 и 3. На рис. 2 приведены зависимости массы нефти, аккумулированной в ловушке при различных значениях коэффициента пористости пласта m , величины угла наклона пласта α и величины абсолютной проницаемости коллектора K , а на рис. 3 — зависимости суммарной массы остаточной нефтенасыщенности при тех же значениях параметров.

Из выражений для закона Дарси и величины миграционных потерь следует, что скорость миграции глобул и величина остаточной нефтенасыщенности определяются проницаемостью, углом наклона и коэффициентом пористости пласта.

Очевидно, что характер влияния проницаемости и угла наклона пласта на процесс миграции одинаков, поскольку увеличение как той, так и другой величин приводит к повышению скорости миграции глобул, что увеличивает их смещение и, следовательно, скорость аккумуляции нефти в ловушке и скорость роста миграционных потерь (см. рис. 2, 3).

Влияние коэффициента пористости на процесс аккумуляции нефти в ловушке также очевидно: с ростом пористости падает скорость миграции скоплений и, как следствие, скорость их аккумуляции в ловушке. При высокой скорости миграции (низкой пористости среды), свободные глобулы быстрее достигают ловушки и быстрее исчерпываются (см. рис. 2).

Несколько сложнее оказывается влияние коэффициента пористости на процесс формирования остаточной нефтенасыщенности. Его увеличение, с одной стороны, ведет к росту миграционных потерь, а с другой, — в такой же степени, уменьшает скорость миграции и, следовательно, величину смещения глобулы, так что результирующие потери за единицу времени остаются прежними и не зависят от пористости. Однако они зависят от времени миграции глобулы до ловушки: при низкой скорости миграции увеличивается время достижения глобулой ловушки, глобулы более длительное время остаются в зоне миграции, теряя часть своей массы, что и увеличивает суммарную массу потерь. Причем, как видно из рис. 3, этот эффект практически не проявляется на небольших временах, когда большая часть свободных глобул находится в зоне миграции и еще достаточно далека от ловушки, потери практически не зависят от коэффициента пористости. С течением времени количество свободных глобул убывает тем быстрее, чем больше скорость миграции (меньше пористость среды), так что не остается свободной массы, которая могла бы увеличивать миграционные потери, что и сокращает их величину при меньшей пористости среды.

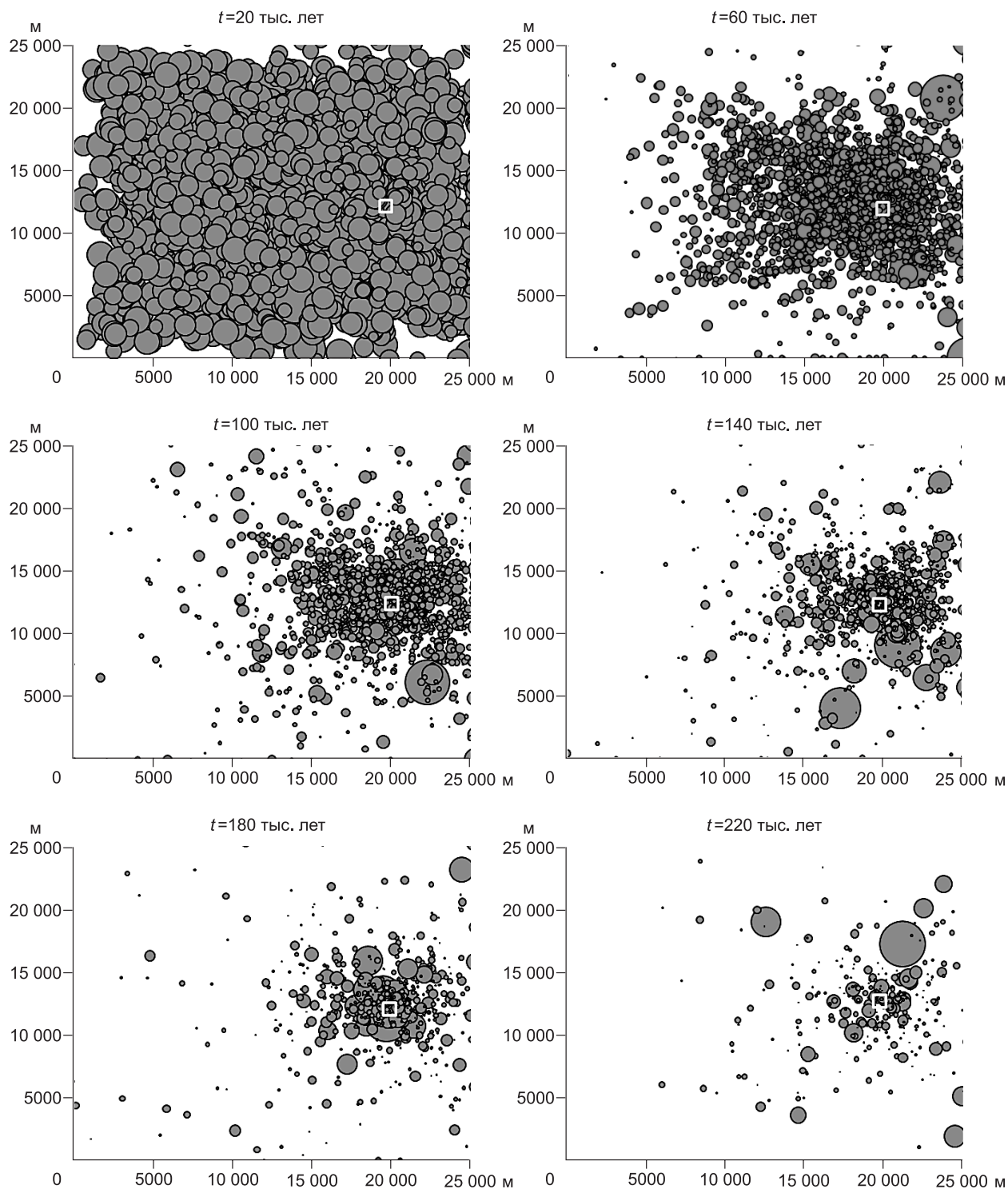


Рис. 1. Положение ловушки, первичных скоплений и их относительные массы в различные моменты времени.

Следует также заметить, что рассмотренные зависимости справедливы лишь в предположении, что процесс генерации к рассматриваемому моменту времени уже закончился, так что в прикорневельной зоне коллектора присутствует конечное число скоплений. В противном случае, если процессы генерации и вертикальной миграции продолжают, то величины аккумулированной массы и массы потерь будут достигать насыщения значительно позднее и в силу совершенно иных причин.

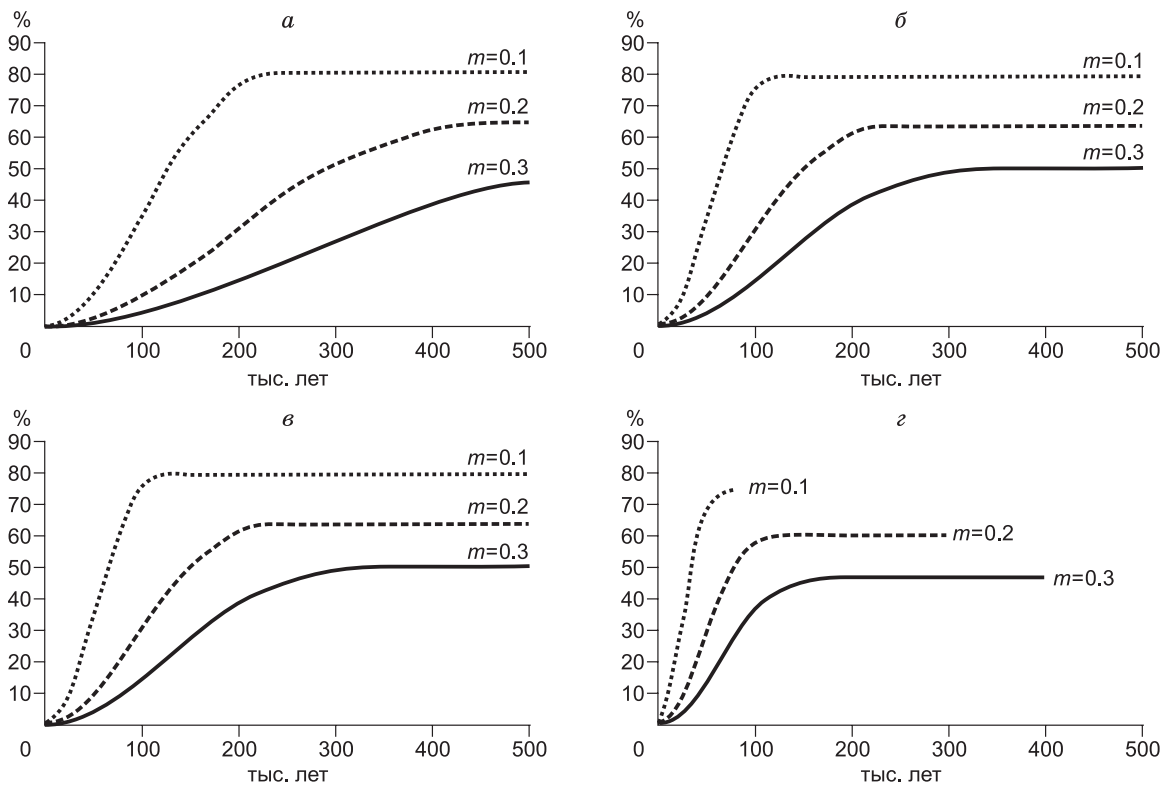


Рис. 2. Изменение массы аккумулярованной в ловушке нефти во времени при различных значениях коэффициента пористости пласта m для параметров:

a) $\alpha = 1^\circ, K = 0.01D$; б) $\alpha = 1^\circ, K = 0.02D$; в) $\alpha = 2^\circ, K = 0.01D$; г) $\alpha = 2^\circ, K = 0.02D$.

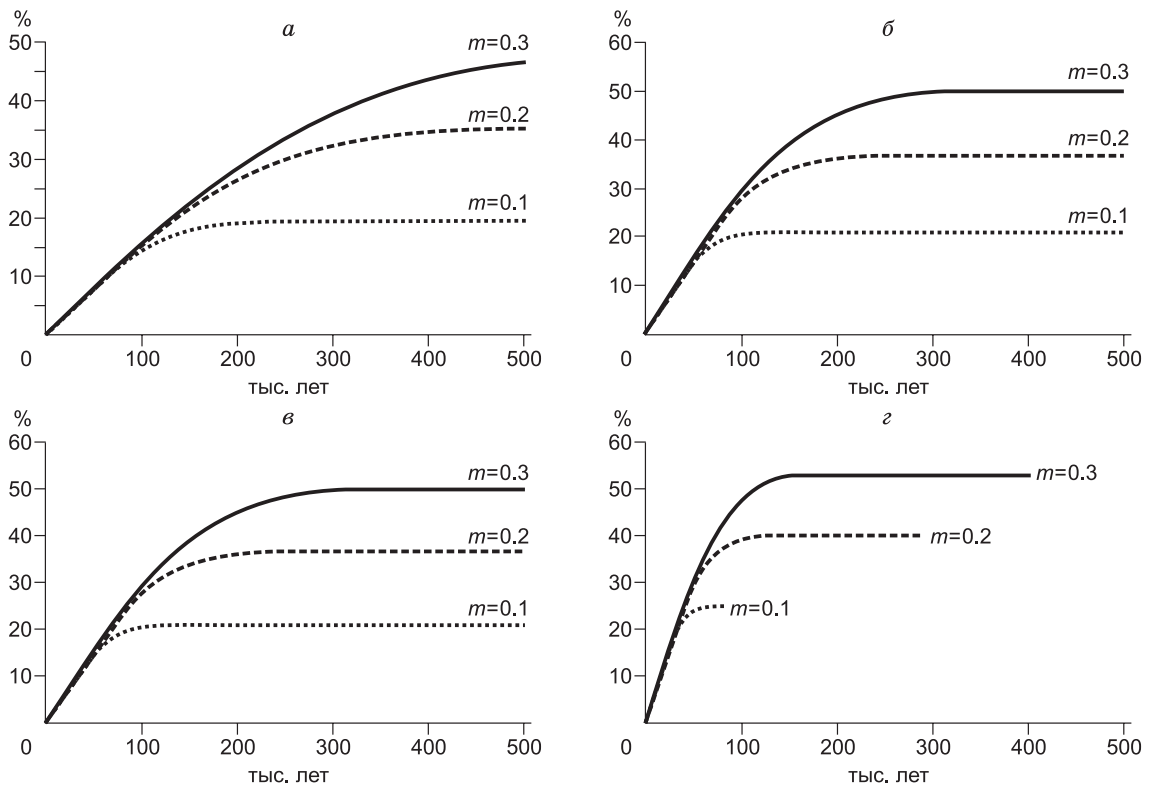


Рис. 3. Изменение суммарной массы остаточной нефтенасыщенности во времени при различных значениях коэффициента пористости пласта m для параметров:

a) $\alpha = 1^\circ, K = 0.01D$; б) $\alpha = 1^\circ, K = 0.02D$; в) $\alpha = 2^\circ, K = 0.01D$; г) $\alpha = 2^\circ, K = 0.02D$.

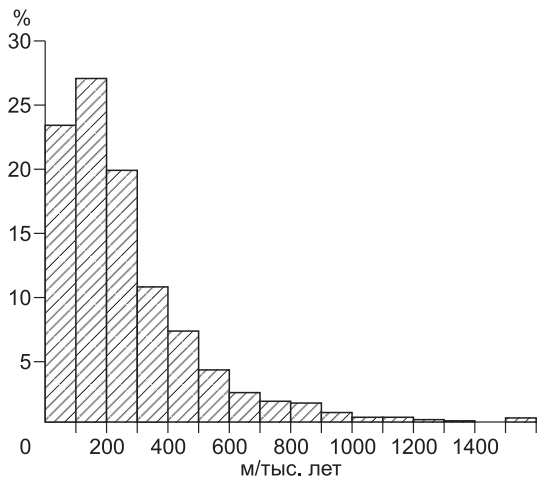


Рис. 4. Распределение скорости латеральной миграции глобул в имитационной модели:

$M[m] = 0.2$, $M[K] = 0.02D$, $M[\alpha] = 2^\circ$, $\sigma[m] = 0.1$, $\sigma[K] = 0.01D$, $\sigma[\alpha] = 0.5^\circ$.

Учет флуктуаций параметров пористой среды оказывает существенное влияние на рассматриваемые процессы. Поскольку фильтрационно-емкостные параметры пласта теперь рассматриваются как случайные, то случайной величиной оказывается и скорость смещения первичного скопления.

На рис. 4 приведена гистограмма распределения скоростей миграции глобул, получаемых в рассматриваемой модели для математических ожиданий $M[m] = 0.2$, $M[K] = 0.02D$, $M[\alpha] = 2^\circ$ и стандартных отклонений

$\sigma[m] = 0.1$, $\sigma[K] = 0.01D$, $\sigma[\alpha] = 0.5^\circ$. С.Г. Неручев оценивает эту величину для платформенных областей от 0.5 до 500 км/млн лет [Неручев и др., 2000]. Как видно из рисунка, скорость миграции в модели колеблется в диапазоне от 0.5 до 1500 км/млн лет, наиболее вероятное значение заключено между 100 и 200 км/млн лет, среднее — 270 км/млн лет, стандартное отклонение — 250 км/млн лет. Таким образом, статистические характеристики скорости миграции скоплений в модели не противоречат имеющимся оценкам этой величины.

Случайный разброс в значениях параметров пористой среды приводит к тому, что в процессе миграции одновременно принимают участие глобулы, обладающие различными случайными скоростями. При значительном общем количестве глобул, участвующих в процессе, спектр их скоростей может оказаться весьма широк, так что будет существовать достаточное количество глобул, обеспечивающих

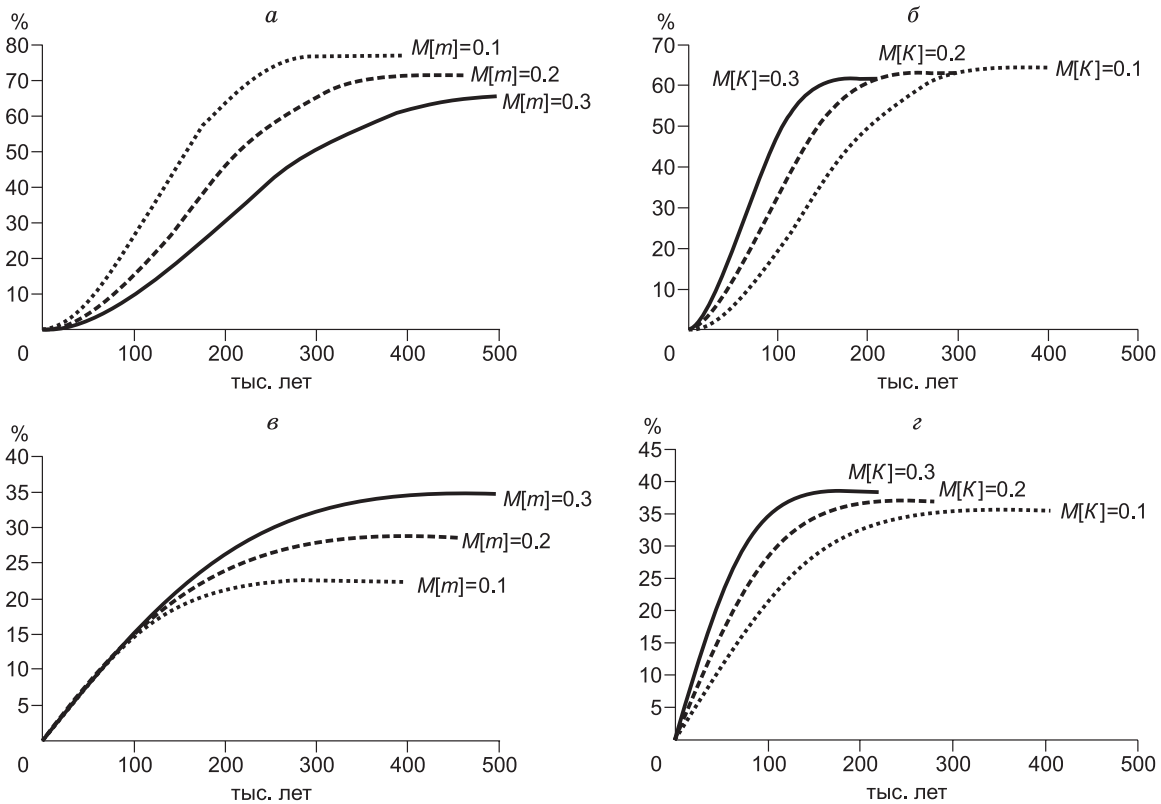


Рис. 5. Изменение во времени массы аккумулярованной в ловушке нефти (а) и суммарной массы остаточной нефтенасыщенности (б), при различных средних значениях коэффициента пористости пласта $M[m]$ (1 — $\alpha = 1^\circ$, $K = 0.01D$, $\sigma[m] = 0.1$) и средних значениях проницаемости пласта $M[K]$ (2 — $\alpha = 1^\circ$, $m = 0.2$, $\sigma[K] = 0.01D$).

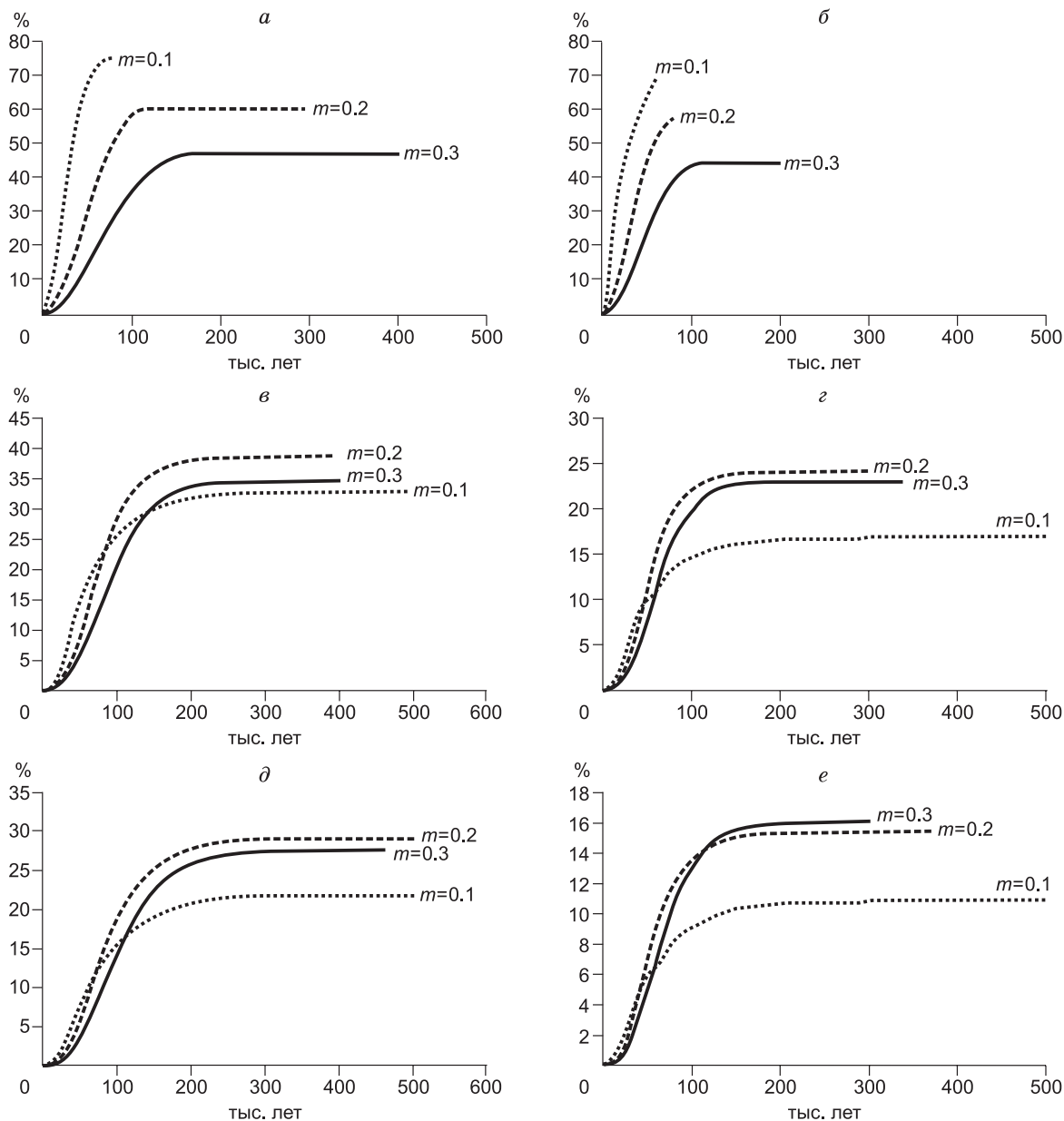


Рис. 6. Изменение во времени массы аккумулированной в ловушке нефти при различных значениях коэффициента пористости пласта m :

а) $K = 0.02D$, $\sigma[\varphi] = 0^\circ$; б) $K = 0.03D$, $\sigma[\varphi] = 0^\circ$; в) $K = 0.02D$, $\sigma[\varphi] = 3^\circ$; г) $K = 0.03D$, $\sigma[\varphi] = 3^\circ$; д) $K = 0.02D$, $\sigma[\varphi] = 5^\circ$; е) $K = 0.03D$, $\sigma[\varphi] = 5^\circ$.

примерно одинаковую вероятность их объединения, достижения ловушки и постоянства величины миграционных потерь при различных значениях параметров среды.

Таким образом, наличие достаточно большого числа мигрирующих в коллекторе скоплений, обладающих различными скоростями (что обеспечивается разнообразием и случайностью самой пористой среды), может приводить к качественно отличному эффекту — нивелированию влияния значений параметров среды на результирующие характеристики процесса миграции.

В частности, появление флуктуаций пористости, проницаемости и угла наклона пласта должно приводить к ослаблению результирующих характеристик процесса миграции от математических ожиданий этих параметров. Так, на рис. 5 приведены зависимости массы аккумулированной в ловушке нефти и массы миграционных потерь от времени при флуктуации коэффициентов пористости и проницаемос-

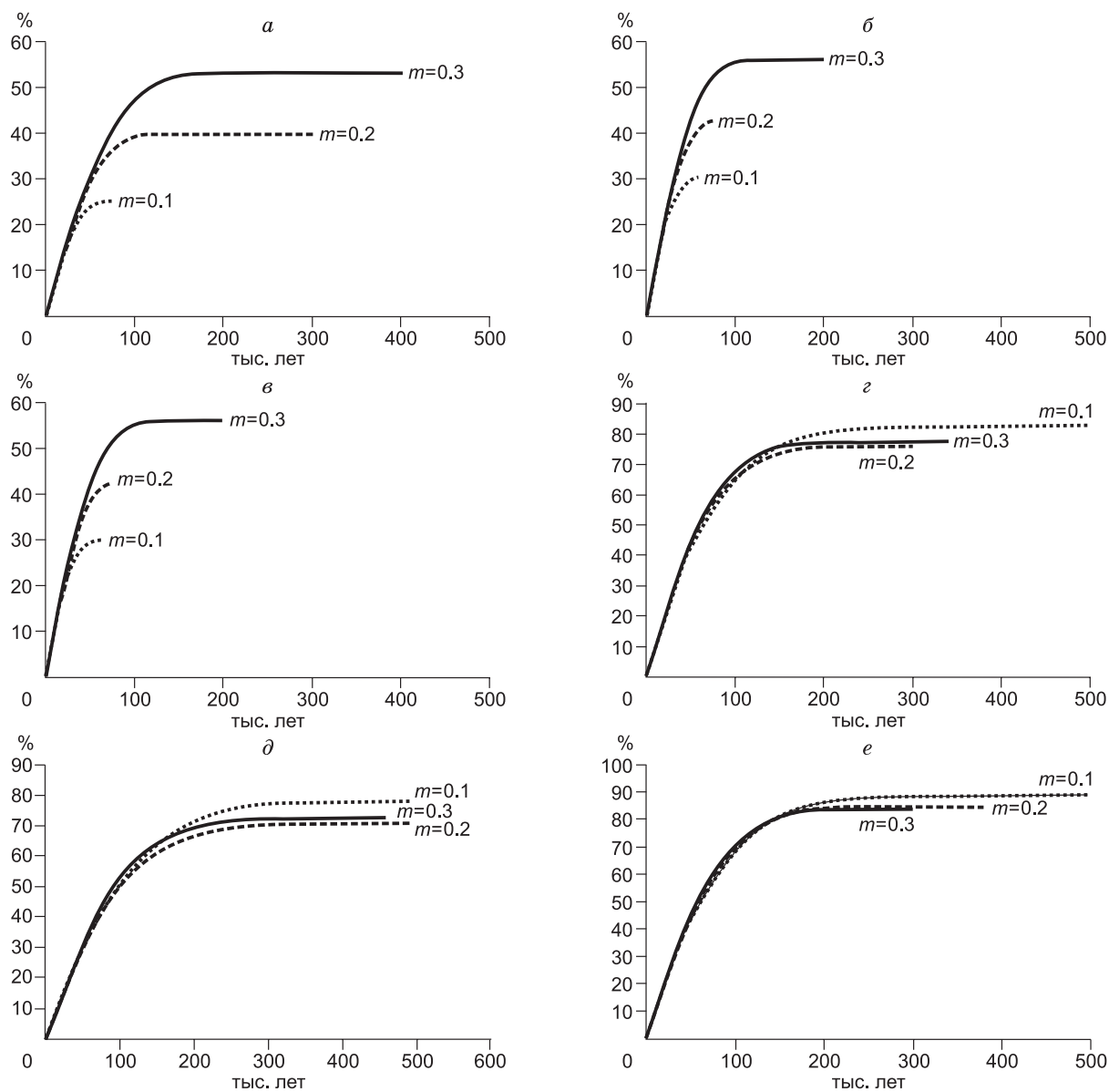


Рис. 7. Изменение во времени массы остаточной нефтенасыщенности при различных значениях коэффициента пористости пласта m :

а) $K = 0.02D$, $\sigma[\varphi] = 0^\circ$; б) $K = 0.03D$, $\sigma[\varphi] = 0^\circ$; в) $K = 0.02D$, $\sigma[\varphi] = 3^\circ$; г) $K = 0.03D$, $\sigma[\varphi] = 3^\circ$; д) $K = 0.02D$, $\sigma[\varphi] = 5^\circ$; е) $K = 0.03D$, $\sigma[\varphi] = 5^\circ$.

ти среды. Из сравнения этого рисунка с рис. 2 и 3 видно, как ослабляется влияние средних значений пористости на результирующие характеристики при флуктуации этого параметра.

Более сложным оказывается влияние флуктуаций направления смещения глобулы, вызванные латеральной неоднородностью среды. На рис. 6 и 7 приведены временные зависимости массы нефти аккумулятивной в ловушке и величины остаточной нефтенасыщенности при различных значениях дисперсии угла направления миграции глобулы φ . Как видно из этих рисунков, появление таких флуктуаций ведет к качественно иным зависимостям как массы аккумулятивной в ловушке нефти, так и массы миграционных потерь.

Действительно, при отсутствии флуктуаций в направлении смещения глобулы, их траектории прямолинейны, так что, как указывалось выше, с ростом пористости масса аккумулятивной нефти уменьшается, а потери увеличиваются. Флуктуации в направлении смещения глобул приводят к изломанности траекторий и, как следствие, к увеличению расстояния миграции, причем это расстояние ока-

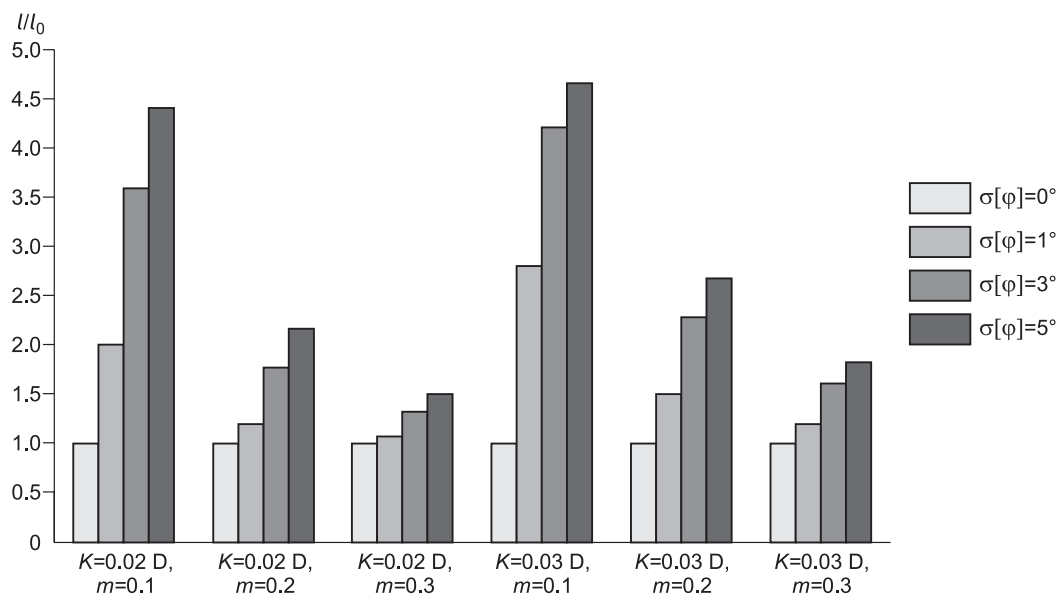


Рис. 8. Отношение средней длины (l) пути миграции глобулы к длине (l_0) прямолинейного пути ($\sigma[\varphi] = 0$) при различной степени латеральной неоднородности пласта.

зывается тем больше, чем больше скорость миграции, т.е. тем больше, чем меньше пористость среды и больше ее проницаемость. Это иллюстрируется на рис. 8, где показана средняя длина пути миграции глобулы (по сравнению с прямолинейной траекторией) при различных значениях параметров среды и дисперсии угла φ . Очевидно, что следствием увеличения расстояния миграции оказывается увеличение времени достижения глобулой ловушки, уменьшение массы аккумулированной нефти и увеличение миграционных потерь.

Из сказанного следует, что различные количественные соотношения между параметрами среды могут приводить к качественно различному поведению результирующих характеристик процесса миграции, причем оценить воздействие флуктуаций по всей совокупности параметров на эти характеристики оказывается крайне сложно.

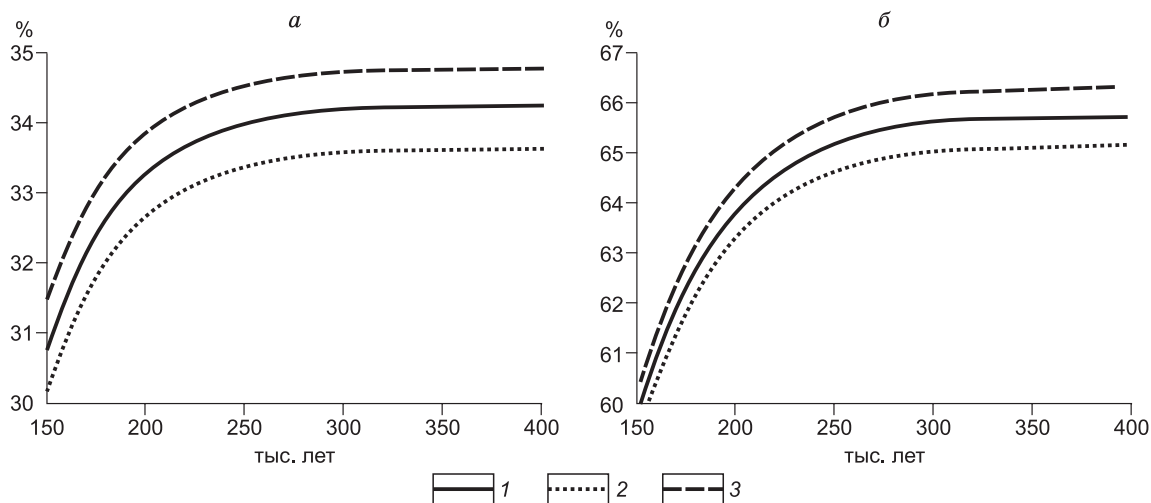


Рис. 9. Зависимость от времени среднего значения (1), нижней (2) и верхней (3) доверительных границ для 70 % доверительного интервала:

a) доли суммарной начальной массы первичных скоплений нефти, аккумулированной в ловушке, *б*) доли суммарной начальной массы первичных скоплений нефти, составляющую остаточную нефтенасыщенность пласта; $M[m] = 0.2$, $M[K] = 0.02D$, $M[\alpha] = 2^\circ$, $\sigma[m] = 0.1$, $\sigma[K] = 0.01D$, $\sigma[\alpha] = 0.5^\circ$.

Наконец, как указывалось выше, многократная «прогонка» модели при одних и тех же значениях исходных параметров и различных флуктуационных воздействиях позволяет получать статистические оценки результирующих характеристик. На рис. 9, а, показаны временные зависимости среднего значения доли нефти, аккумулированной в ловушке, а также доверительные границы для 70 % доверительно-го интервала, а на рис. 9, б, аналогичные зависимости для доли суммарной остаточной нефтенасыщенности, полученные по 100 реализациям процесса миграции.

Как видно из этих рисунков, ширина доверительного интервала для массы аккумулированной нефти и величины миграционных потерь оказывается небольшой, что говорит о невысоком вкладе стохастической составляющей в эти характеристики, т.е. о значительной предопределенности рассматриваемых процессов.

Таким образом, предлагаемая имитационная модель латеральной миграции первичных скоплений УВ, выполненные с ее помощью вычислительные эксперименты и анализ полученных результатов позволяют заключить, что имитационный подход может быть использован для изучения процесса латеральной миграции УВ. Модель позволяет исследовать влияние фильтрационно-емкостных и геометрических свойств пласта, а также случайных флуктуаций этих величин на временные характеристики процессов миграции, аккумуляции и формирования остаточной нефтенасыщенности. Многократная «прогонка» модели при одних и тех же значениях параметров распределений фильтрационно-емкостных и геометрических свойств пласта и различных их случайных флуктуаций и позволяет получать статистические оценки временных характеристик процессов аккумуляции и формирования остаточной нефтенасыщенности, и, в частности, получать точечные и интервальные оценки сверху запасов месторождений.

Данное исследование выполнено в рамках работ по проектам СО РАН 73.4.1 «Разработка методов и вероятностная оценка традиционных ресурсов нефти, природного газа и конденсата в осадочной оболочке Земли, а также в бассейнах докембрия и фанерозоя Сибири» и 73.2.1 «Органическая геохимия, история формирования и эволюции нефтегазовых систем в осадочных бассейнах докембрия и фанерозоя Сибири».

ЛИТЕРАТУРА

Бурштейн Л.М. Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика, 2004 (7), с. 815—825.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР, Сер. геология, 1967, № 11, с. 135—156.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, 1971, 167 с.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Успехи органической теории происхождения нефти. Современные проблемы геологии и геохимии горючих и полезных ископаемых. М., Наука, 1973.

Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности М., Научный мир, 2007, 456 с.

Гихман И.И., Скороход А.В. Введение в теорию случайных процессов. М., Наука, 1977, 570 с.

Демин В.И., Конторович А.Э. Применение математических методов и ЭВМ при подсчете запасов нефти и газа промышленных категорий // Геология и геофизика, 1973 (10), с. 3—13.

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

Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970, с. 4—51 (Тр. СНИИГГиМС; вып. 95).

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

Конторович А.Э. Генетические принципы раздельного прогноза нефтегазоносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., 1978, с. 189—204.

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

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

Конторович А.Э., Рогозина Е.А. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1967, с. 13—25 (Тр. СНИИГГиМСа, вып. 65).

- 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, 1988, № 9, с. 99—107.
- 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., 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 СССР. Харьков, 1976, с. 69—70.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р.** Современное состояние и перспективы развития нелинейной теории нефтидогенеза // Сб. научн. трудов к 70-летию ВНИГРИ. СПб., ВНИГРИ, 1999, с. 49—54.
- 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.
- Лопатин Н.В.** Температура и геологическое время как факторы углефикации // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1969, № 1, с. 96—98.
- Метод Монте-Карло в нефтяной геологии** / М.Д. Белонин, Ю.В. Подольский, И.С. Симакова // Обзор: Сер. Математические методы исследований в геологии. М., ВИЭМС, 1981.
- 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.
- 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.
- 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.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Неручев С.Г.** Фракционирование битумоидов в процессах миграции // Геология и геофизика, 1974 (5), с. 124—129.
- Швидлер М.И.** Статистическая гидродинамика пористых сред. М., Недра, 1985, 288 с.
- Шпильман В.И.** Методика прогнозирования размеров месторождений // Тр. ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 53, с. 118—126.
- Шпильман В.И.** Количественный прогноз нефтегазоносности. М., Недра, 1982, 215 с.
- Kontorovich A.Eh.** Formation of oil and gas in the Earth's crust // Petroleum geology handbook / Ed. N.A. Eremenko. OSI Publications, Los Angeles, California, U.S.A. 1991, p. 548—569.
- 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.
- Hantschel T., Kauerauf A.I.** Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, DOI 10.1007/978-3-540-72318-9 1, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2009.

*Поступила в редакцию
28 февраля 2013 г.*