

**ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВАРИОГРАММЫ НА ТОЧНОСТЬ
ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**
INFLUENCE OF VARIOGRAM PARAMETERS ON THE ACCURACY OF CREATION
OF THREE-DIMENSIONAL GEOLOGICAL MODELS

И. А. Никитин, В. А. Белкина

I. A. Nikitin, V. A. Belkina

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: **трехмерные геологические модели; погрешности; вариограмма; эффект самородка***
*Key words: **three-dimensional geological models; error; variogram; nugget effect***

Точность трехмерных геологических моделей часто низка, что ведет к ошибкам при решении геологических задач. Существуют различные методы, позволяющие повысить качество моделирования. В данной статье описывается один из таких способов, связанный с оценкой и учетом эффекта самородка при вариограммном анализе. Проведено математическое моделирование, показывающее особенности применимости данного метода.

При трехмерном моделировании, интерполяции геологических параметров нередко проводится вариограммный анализ. Данными для этого анализа служат значения параметра, определенного по ГИС в ряде скважин. На вариограммах может наблюдаться nugget effect — эффект самородка (ЭС). Так называют разрыв вариограммы в начальной точке, указывающий на отсутствие корреляции при нулевом расстоянии между

определениями параметра (рис. 1). Есть 2 возможные интерпретации ЭС [1]. Первая: расстояние между данными велико, что может вызвать кажущийся ЭС, это просто уточнить, имея конкретные данные. Вторая: в данных содержатся ошибки измерений, которые и вызывают разрыв вариограммы в начальной точке.

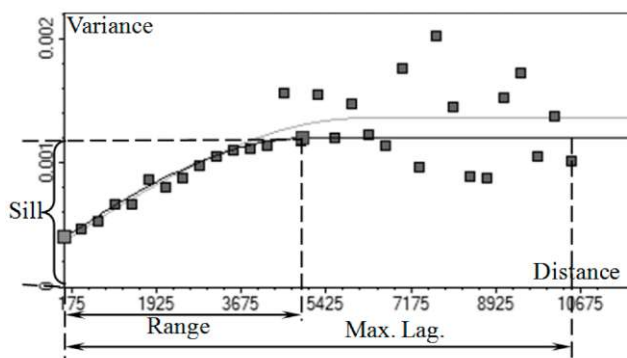


Рис. 1. Пример эмпирической вариограммы

Дисперсия суммы двух случайных независимых величин, в данном случае это сумма дисперсии искомым данных и погрешностей, равна сумме их дисперсий $D[X+Y] = D[X] + D[Y]$, что вызывает сдвиг вариограммы на величину дисперсии погрешности. Осреднение является одним из методов снижения уровня погрешностей. Если погрешности имеют нормальное распределение со средним, равным нулю, то при осреднении большой выборки данных происходит уменьшение положительных и отрицательных отклонений.

Задание ЭС при моделировании геологических свойств позволяет произвести осреднение, учитывающее данные, находящиеся в пределах радиуса корреляции, и их взаимосвязь. Это позволяет уменьшить ошибки в оцененных данных — ячейках соответствующих скважин и ячейках всего куба в целом.

Вариограммный анализ. Вариограмма — это математический инструмент, используемый для оценки пространственной корреляции геологических данных. Другими словами, это функция, показывающая изменчивость некоторого параметра в зависимости от расстояния между двумя значениями этого параметра, причем при увеличении расстояния увеличивается степень вариации [2]. Элементы вариограммы представлены на рис. 1.

Ось X — Distance — расстояние между сравниваемыми точками. *Ось Y — Variance* — дисперсия (изменчивость) или степень различия между парой точек исходной функции. *Max. Lag* — максимальный лаг, то есть максимальное расстояние, на котором рассчитывают дисперсию между точками при построении вариограммы.

Sill — значение вариации, при котором функция вариограммы выходит на постоянное значение. Часто это максимальная вариация.

Nugget effect — ЭС, разрыв вариограммы в начальной точке, указывает на разницу между измерениями, сделанными в одном месте.

Range — ранг вариограммы — расстояние, в пределах которого между точками есть корреляция. Когда расстояние между двумя точками превышает ранг, вариация между этими точками становится непредсказуемой, и ее невозможно описать каким-либо законом.

Существуют три основных математических модели вариограмм: сферическая, экспоненциальная и гауссова. Модели вариограмм различаются описанием изменения дисперсии от нулевой до максимальной. При трехмерном моделировании необходимо оценивать пространственную корреляцию по трем направлениям: вертикальному и двум перпендикулярным горизонтальным. Оценка корреляции в разных направлениях необходима по причине анизотропии геологической среды.

Создание модели. Оценка влияния погрешностей данных на вариограммный анализ и изучение применимости предложенного метода для снижения погрешностей реальных данных проведены методами математического моделирования. В Petrel создана экспериментальная модель: плоский пласт размером 15 км/15 км/15 м, разбивка на ячейки 50 м/50 м/0,2 м.

В качестве оцениваемого параметра выбрана пористость. Куб пористости сгенерирован методом «Sequential Gaussian simulation», использована сферическая модель вариограммы: 3 500 м / 3 500 м / 3 м. Задано нормальное распределение с параметрами: математическое ожидание — $\mu = 0,24$, стандартное отклонение — $\sigma = 0,03$, соответствующее распределению пористости в коллекторе одного из пластов Яковлевской свиты месторождения X. Значения построенного куба $K_{п}^И$ рассматриваются как искомые значения пористости в пространстве.

Для того чтобы приблизить данную модель к различным уровням изученности месторождений сгенерированы сетки с разным количеством и расстоянием между скважинами. Координаты скважин генерировались случайным способом, всего сгенерировано три сетки скважин (рис. 2) с минимальным расстоянием 150 м, 1 500 м, 3 000 м. В первой сетке — 150 скважин, во второй сетке — 50, в третьей — 28. В ячейки, соответствующие траекториям скважин, записывались значения из сгенерированного ранее куба пористости — $K_{п}^И$.

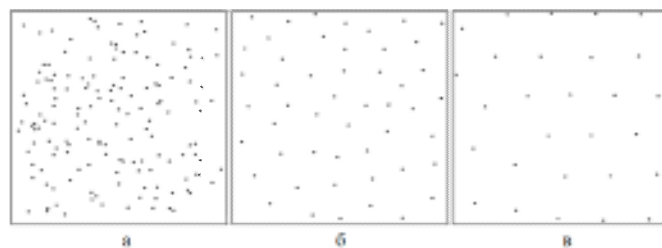


Рис. 2. Сетки скважин с минимальным расстоянием между скважинами: а — 150 м; б — 1 500 м; в — 3 000 м

Далее происходило построение куба погрешностей. В данном случае, погрешности представляют собой независимые случайные значения с нормальным распределением и $\mu = 0$. Уровень ошибок в определениях пористости по ГИС можно приблизительно оценить по дисперсии разности $K_{п}^{ГИС}$ ($K_{п}$ керн). Ниже приведена зависимость $K_{п}^{ГИС}$ ($K_{п}$ керн) по пластам Яковлевской свиты месторождения X (рис. 3).

Стандартное отклонение разностей пористости составляет 0,04 д. ед. Это значение характеризует отклонения, связанные с неточностью привязки керна, неточностью определения $K_{п}$ по керну и ГИС и с другими видами погрешностей. Поэтому для задания ошибок, связанных исключительно с погрешностями ГИС, это значение было снижено до 0,02 д. ед.

Сгенерированные значения ошибок $K_{п}^{Ош}$ суммировались со значениями искомой пористости $K_{п}^И$ в ячейках скважин — $K_{п}^О = K_{п}^И + K_{п}^{Ош}$, где $K_{п}^О$ — осложненная погрешностью оцененная пористость.

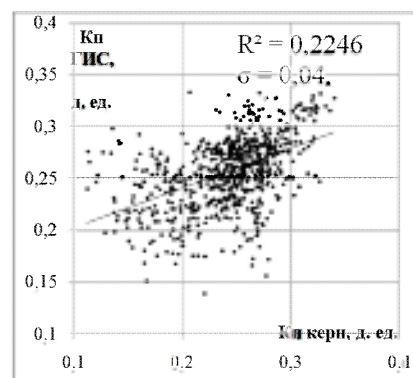


Рис. 3. График зависимости $K_{п}^{ГИС}$ ($K_{п}$ керн) по пластам Яковлевской свиты Тагульского месторождения

В данной модели принято допущение, что ошибки некоррелированы в пространстве. Также не заданы систематические ошибки, уровень которых может быть различным в разных скважинах.

Далее проводился вариограммный анализ искомой и оцененной пористости по ячейкам скважин. Вариограммы приведены на рис. 4.

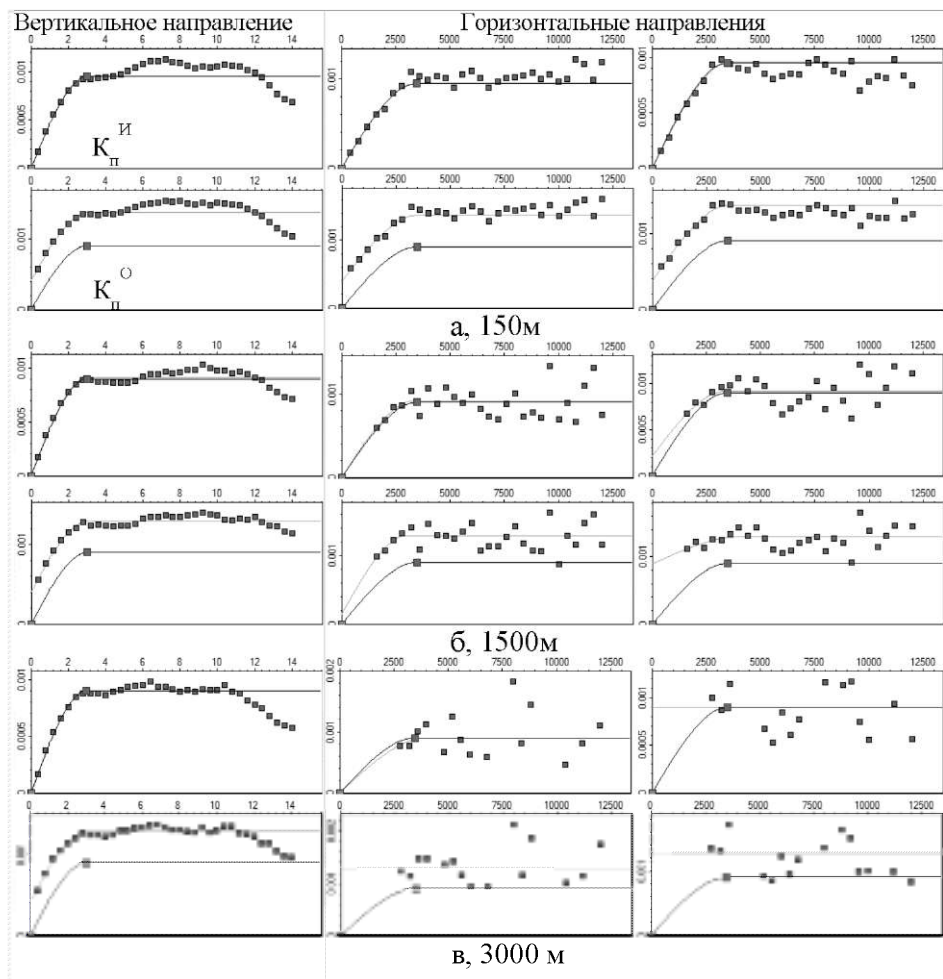


Рис. 4. Вариограммы, верхний ряд — $K_{пИ}$, нижний — $K_{пО}$:
 а — сетка скважин с мин. расстоянием 150 м; б — сетка скважин с мин. расстоянием 1 500 м; в — сетка скважин с мин. расстоянием 3 000 м

На вариограммах оцененного свойства внесенная ошибка проявляется в виде ЭС: происходит сдвиг вариограммы на величину дисперсии погрешности. Для наглядности на всех рисунках линией обозначены параметры вариограмм, определенные на исходных данных.

ЭС на вертикальных вариограммах оцененного свойства по всем сеткам выявляется четко. Это связано с тем, что даже небольшое число скважин создает представительную выборку для поиска корреляции между значениями пористости в ячейках скважин в вертикальном направлении. На вариограммах горизонтальных направлений с увеличением минимального расстояния между скважинами, определение ЭС и рангов становится невозможным.

Ранги и тип вариограммы для всех трех сеток скважин в целом определяются как исходные: тип — сферическая, ранги — 3 500 м / 3 500 м / 3 м. ЭС — 0,0004, определенный по вариограммам, соответствует значению дисперсии внесенных погрешностей. Sill — 0,0009 соответствует дисперсии исходной пористости.

Снижение влияния погрешностей. Как говорилось выше, осреднение является одним из методов снижения уровня погрешностей. При использовании метода интерполяции кригингом неизвестные значения рассчитываются как взвешенное среднее значений, попадающих в область, ограниченную радиусом корреляции. Вес определяется на основании параметров вариограммы [3]. При задании ЭС в процессе построения куба значения в скважинах пересчитываются. Таким образом, задание ЭС при построении кубов кригингом позволяет снизить влияние погрешностей на вычисляемый куб.

Для построения кубов пористости по всем сеткам скважин, в том числе по сеткам скважин, на которых невозможно определение ЭС по вариограммам, использованы параметры вариограммы для оцененного свойства по сетке скважин с минимальным расстоянием 150 м. Горизонтальные ранги — 3 500 м / 3 500 м / 0,001 м; ЭС — 0,0004; sill — 0,0009. Уточненные значения по полученным кубам обозначим $K_{п}^{y}$. Также по ячейкам скважин вычислены отклонения от искомой пористости $K_{п}^{Ош,y} = K_{п}^{И} - K_{п}^{y}$.

При таком низком вертикальном ранге (0,001 м) осреднение по вертикали невозможно, что в данном случае позволяет продемонстрировать зависимость уменьшения погрешностей от расстояния между скважинами. Также стоит отметить, что определение ЭС на вертикальных вариограммах реальных данных затруднено тем, что погрешности могут иметь вертикальную пространственную корреляцию, и другими причинами.

Для оценки повышения точности построены гистограммы распределения $K_{п}^{Ош,y}$ и $K_{п}^{Ош}$ (рис. 5), определено их стандартное отклонение, рассчитан коэффициент корреляции Пирсона $K_{п}^{O}(K_{п}^{И})$ и $K_{п}^{y}(K_{п}^{И})$.

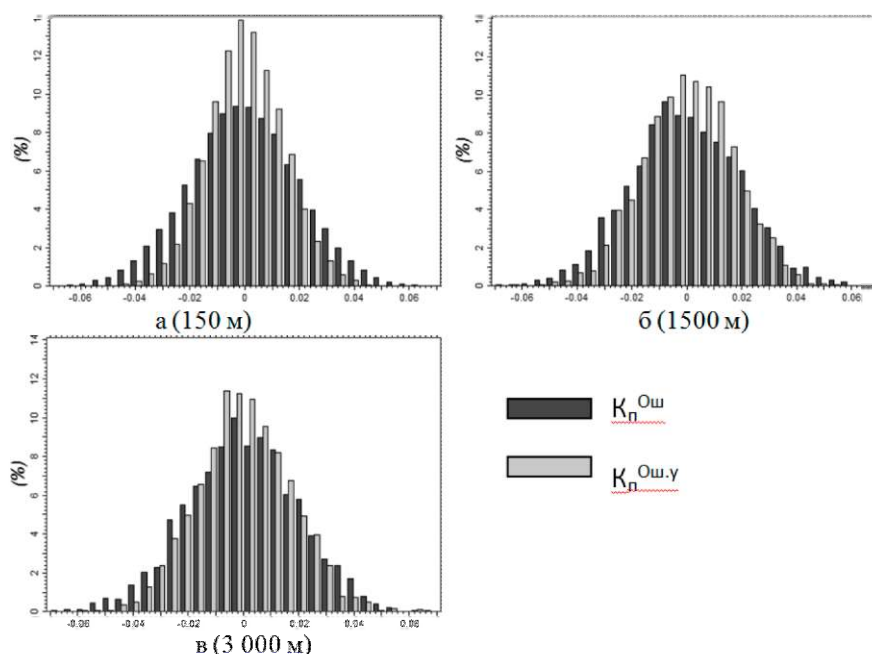


Рис. 5. Гистограммы распределения ошибок $K_{п}^{Ош}$ и $K_{п}^{Ош,y}$:
а — сетка скважин с мин. расстоянием 150 м; б — сетка скважин с мин. расстоянием 1 500 м; в — сетка скважин с мин. расстоянием 3 000 м

Полученные данные сведены в таблицу.

Сетка скважин	$\sigma K_{п}^{Ош}$, д. ед	$\sigma K_{п}^{Ош,y}$, д. ед	$\Delta\sigma$	$R K_{п}^{O}(K_{п}^{И})$	$R K_{п}^{y}(K_{п}^{И})$	ΔR
а, 150 м	0,0199	0,0138	0,0061	0,840	0,895	0,055
б, 1 500 м	0,0200	0,0164	0,0036	0,832	0,841	0,009
с, 3 000 м	0,0201	0,0167	0,0034	0,829	0,830	0,001

Проанализировав построенные кубы, данные таблицы и гистограммы ошибок, сделаны следующие выводы:

- с увеличением плотности сетки скважин возрастает корреляция искоемых и оцененных значений по ячейкам скважин;
- с увеличением плотности сетки скважин понижается дисперсия ошибок уточненного куба.

Таким образом, в данной работе методами математического моделирования продемонстрировано, как погрешности влияют на появление эффекта самородка на вариограммах. Изложен метод, позволяющий частично нивелировать эти погрешности. Следует отметить следующие факты:

- использование методики позволяет уменьшить влияние погрешностей и повысить точность построения трехмерных геологических моделей;
- данная методика применима к данным, ошибки в которых представляют собой независимые случайные значения с нормальным распределением и средним, равным 0;
- успешное определение эффекта самородка на вариограммах возможно только при наличии определений параметра на небольшом взаимном расстоянии;
- уровень снижения погрешностей прямо зависит от количества определений параметра в пределах ранга корреляции;
- определение эффекта самородка на вертикальных вариограммах невозможно при попропластковом определении параметра, так как на малых расстояниях всегда будет наблюдаться корреляция.

Список литературы

1. Дюбрюль О. Геоestatистика в нефтяной геологии. – М., 2009. – 256 с.
2. Струкова О. В., Закревский К. Е. Геологическое моделирование в RMS. – М., 2012. – 694 с.
3. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – 319 с.

Сведения об авторах

Никитин Иван Андреевич, аспирант кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89058227476, e-mail: ianikitin@bk.ru

Белкина Валентина Александровна, к. ф.-м. н., доцент кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)444358, e-mail: belkina@tsogu.ru

Information about the authors

Nikitin I. A., postgraduate student of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89058227476, e-mail: ianikitin@bk.ru

Belkina V. A., Candidate of Sciences in Physics and Mathematics, associate professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)444358, e-mail: belkina@tsogu.ru