

С.Е. Гребенников

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛИНЕЙНЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ КАРТИРОВАНИЯ СТРУКТУРНЫХ КОМПЛЕКСОВ



Изучение моделей соотношения границ в разрезах нефтегазоносных бассейнов имеет непреходящее значение. В условиях дефицита скважинной информации на этапах разведки месторождений и существенно переменной точности структурной сейсмологии весьма актуальной остается задача повышения эффективности картирования продуктивных горизонтов за счет совершенствования методов комплексирования разнородной информации и учета моделей формирования продуктивных толщ. Улучшение методики картирования может привести к значительному повышению оптимальности разведочного бурения и точности подсчета запасов.

Наиболее распространенным методом комплексирования структурных данных бурения и сейсморазведки до сих пор является метод схождения в различных своих модификациях [2, 4]. Несомненным достоинством метода является его простота и доступность. В традиционной постановке искомая поверхность получается суммированием опорной поверхности (аналога) и вспомогательной, построенной на разности отметок искомой поверхности и аналога в скважинах.

Построение вспомогательной карты толщин между аналогом и искомой поверхностью далеко не тривиально. И дело даже не в выборе метода интерполяции и экстраполяции толщин (что требует своего, методически обоснованного подхода), а в том, что на этапе разведки вышеуказанных данных явно недостаточно для картирования структур конседиментационного развития, с существенным выполаживанием вверх по разрезу. В этом случае, при картировании структурного комплекса, использование верхнего аналога будет приводить к систематическому завышению эффекта выполаживания на участках слабой разбуренности структуры, а при использовании нижнего аналога – наоборот, к его занижению. Иными словами, один аналог и недостаточно представительная сеть скважин не могут в общем случае адекватно представлять конседиментационную модель структуры. Предлага-

емый В.И. Ароновым метод аналитического продолжения (или пересчета) [2] также предполагает один аналог и является математически более обоснованной версией метода схождения.

Определенным вкладом в решение этой проблемы явилось изучение и формулирование линейной модели соотношения границ в разрезе. Наиболее полная характеристика исследований в этой области, известная автору, дана в работе А.М. Волкова [1]. Используем из этой же работы формальное описание линейной модели.

Предполагается, что исследуемая часть разреза заключена между двумя границами. Верхняя и нижняя границы могут иметь даже диаметрально противоположные формы. На рис. 1 показана линейная модель границ, каждая из которых делит разрез между верхней ($\varphi_в$) и нижней ($\varphi_н$) границами на две части, доля которых на всем протяжении разреза постоянна. Промежуточная граница представляет собой как бы одно из состояний, возникающих при постепенном переводе нижней границы в верхнюю. Достигается это тем, что для вычисления промежуточной границы надо взять верхнюю и нижнюю границы с весовыми коэффициентами, сумма которых равна единице:

$$f_i = \alpha_i * \varphi_в + (1 - \alpha_i) * \varphi_н, \quad (1)$$

где: α_i – вес верхней граничной поверхности (аналога) для расчета i -ой промежуточной границы структурного комплекса; $\varphi_в$ – верхняя граничная поверхность; $\varphi_н$ – нижняя граничная поверхность структурного комплекса.

Исследование и использование линейных моделей при корреляции разрезов скважин и палеотектоническом анализе было существенно расширено в задачах автоматизированного картирования с появлением вариационной постановки сплайн-сглаживания [1, 3]. Так, для моделей взаимоотношения границ были предложены стабилизирующие функционалы вида:

$$\sum \alpha_i \|D_i (f - \lambda_i \varphi_i)\|, \quad (2)$$

где:

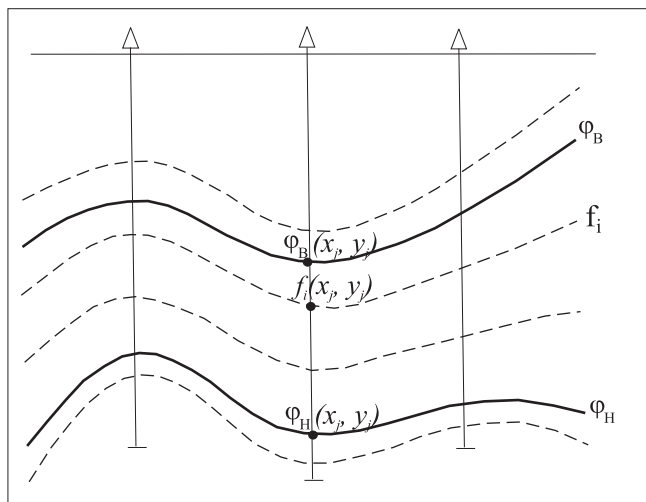


Рис. 1. Линейная модель соотношения границ в структурном комплексе
 $\varphi_{в}$, $\varphi_{н}$ – верхняя и нижняя границы комплекса;
 f_i – искомые границы.

f – искомая поверхность;
 φ_i – i -ая поверхность-аналог;
 λ_i – коэффициент подобия искомой поверхности i -ому аналогу. Константа или оптимизируемая (по согласованию i -го аналога с отметками искомой поверхности в скважинах) величина;
 D_i – дифференциальный оператор;
 α_i – весовой коэффициент для i -го аналога.

Прохождение искомой поверхности через её отметки в скважинах с заранее заданной точностью осуществляется с помощью дополнительных линейных или квадратических функционалов. При использовании первых производных от поверхностей f и φ_i аппроксимируются следующие модели соотношения границ: при $\lambda = 1$ – модель субпараллельных границ; при $\lambda \neq 1$ – модель выполаживания границ. После несложного упрощения, при $i = 1, 2$, функционал (2) становится адекватным (1), и с теми же неизвестными: α_i и f .

Таким образом, в задаче автоматизированного картирования структур, в промышленном варианте, была реализована возможность комплексирования структурных данных бурения и нескольких поверхностей-аналогов.

Перечислим основные (на наш взгляд) проблемы, связанные с постановкой (2):

1. В общем случае, при использовании оптимизируемых λ , решение возможно только в классе конечно-элементных аналитических функций, причем одновременно на всей области определения искомой поверхности;
2. Выбор a_i и решение функционала (2) относительно λ_i являются по сути интегральными (трендовыми) оценками, что приводит к сглаживанию дифференцированных отклонений

реальных границ от идеальной линейной модели на различных участках структуры;

3. Отсутствует возможность аналитического продолжения линейной модели вверх и вниз по разрезу относительно граничных поверхностей. Эта возможность может быть весьма полезной при картировании поверхностей, лежащих выше или ниже известных аналогов;
4. Не гарантируется непересечение искомых промежуточных границ комплекса на участках отсутствия скважинной информации. Эта проблема является актуальной при автоматизированном расчете структурного каркаса трехмерных геологических моделей тонко переслаивающихся и многочисленных неоконских продуктивных пластов в Западной Сибири. Усложнение целевого функционала в вариационной постановке сплайн-сглаживания для контроля пересечений границ является задачей не тривиальной и влечет существенные затраты машинного времени.

Рассмотрим гипотетический структурный комплекс (рис. 1), в котором имеются две известные граничные поверхности $\varphi_в$ и $\varphi_н$, и для которого необходимо найти изучаемые границы f_i . В каждой из имеющихся скважин определим коэффициенты:

$$K_i(x_j, y_j) = \frac{f_i(x_j, y_j) - \varphi_в(x_j, y_j)}{\varphi_н(x_j, y_j) - \varphi_в(x_j, y_j)}, \quad (3)$$

где: $i = 1, 2, 3$ – номера искомых поверхностей; (x_j, y_j) – координаты пластопересечений j -ой скважины. Исходя из линейной модели накопления толщи структурного комплекса коэффициенты $K_i(x_j, y_j)$ определяют отношение толщи от i -границы комплекса до верхней граничной поверхности к толще, заключенной между граничными поверхностями. В случае корректного нахождения поверхности K_i по значениям $K_i(x_j, y_j)$ мы находим i -ую границу комплекса путем алгебраических операций с картами:

$$f_i = \varphi_в + K_i * (\varphi_н - \varphi_в). \quad (4)$$

Рассмотрим вариант восстановления поверхности K_i с помощью процедуры точечного крайгинга, используя при этом в качестве базиса линейную вариограмму [5]. Последнее условие гарантирует сублинейное изменение K_i между скважинами и сохранение его значений от краевых скважин при переходе в зоны экстраполяции. При этом, поведение границы f_i , определенной по (4), в этих зонах будет всегда соответствовать линейной модели. Чем ближе соотношение i -ой промежуточной границы и граничных поверхностей структурного комплекса к линейной модели, тем незначительнее поверхность K_i будет отличаться от константы.

В общем случае, наша линейная теоретическая модель, адаптированная к скважинной информа-

ции, преобразуется в кусочно-линейную или нелинейную модель соотношения границ. При существенном приближении реального структурного комплекса к конседиментационной линейной модели рассматриваемая процедура обладает заведомо лучшей точностью по сравнению с методом схождения и постановкой (2). Кроме того, она снимает все четыре, вышеперечисленные проблемы, связанные с вариационной постановкой сплайн-сглаживания, включая проблему аналитического продолжения модели комплекса вверх и вниз по разрезу. Отметим, что рассматриваемая процедура отнюдь не исключает возможности привлечения другой косвенной информации, поскольку её результат может служить лишь первым приближением в итерационном процессе аппроксимации структурных границ.

Изучение прогнозирующей точности процедуры и границ её применимости осуществлялось на материалах по неокомским продуктивным пластам Пякяхинского нефтегазоконденсатного и Харасавэйского газоконденсатного месторождений Западной Сибири в следующей последовательности:

- анализ конседиментационности структуры;
- выбор структурного комплекса (границных поверхностей);

- расчет структурных границ комплекса по их отметкам в выборочных скважинах методом схождения и с помощью предлагаемой процедуры;
- расчет среднеквадратических отклонений структурных границ, полученных по двум методам, от их отметок в контрольных скважинах;
- анализ соответствия выбранного комплекса линейной модели на основе отклонений рассчитанных поверхностей от их отметок в контрольных скважинах.

На рис. 2, 3 показаны карты кровель и толщин выбранных для исследования осадочных комплексов Пякяхинского и Харасавэйского месторождений. В разрезе Пякяхинского месторождения с кровлей пласта БУ₅ (верхняя граница комплекса) соотносится сейсмический отражающий горизонт (ОГ) «Н₂⁰⁰», а с кровлей пласта БУ₁₆ (нижняя граница комплекса) – ОГ «Н₄⁰⁰». В качестве промежуточных границ выбраны кровли пластов БУ₁₂ и БУ₁₅. В разрезе Харасавэйского месторождения с кровлей пласта ТП₁₁ (верхняя граница комплекса) соотносится ОГ «М¹», а с кровлей пласта БЯ₂ (нижняя граница комплекса) – ОГ «Н⁰⁰». В качестве промежуточных границ выбраны кровли пластов ТП₁₃, ТП₁₅, ТП₂₄, ТП₂₆, БЯ₁.

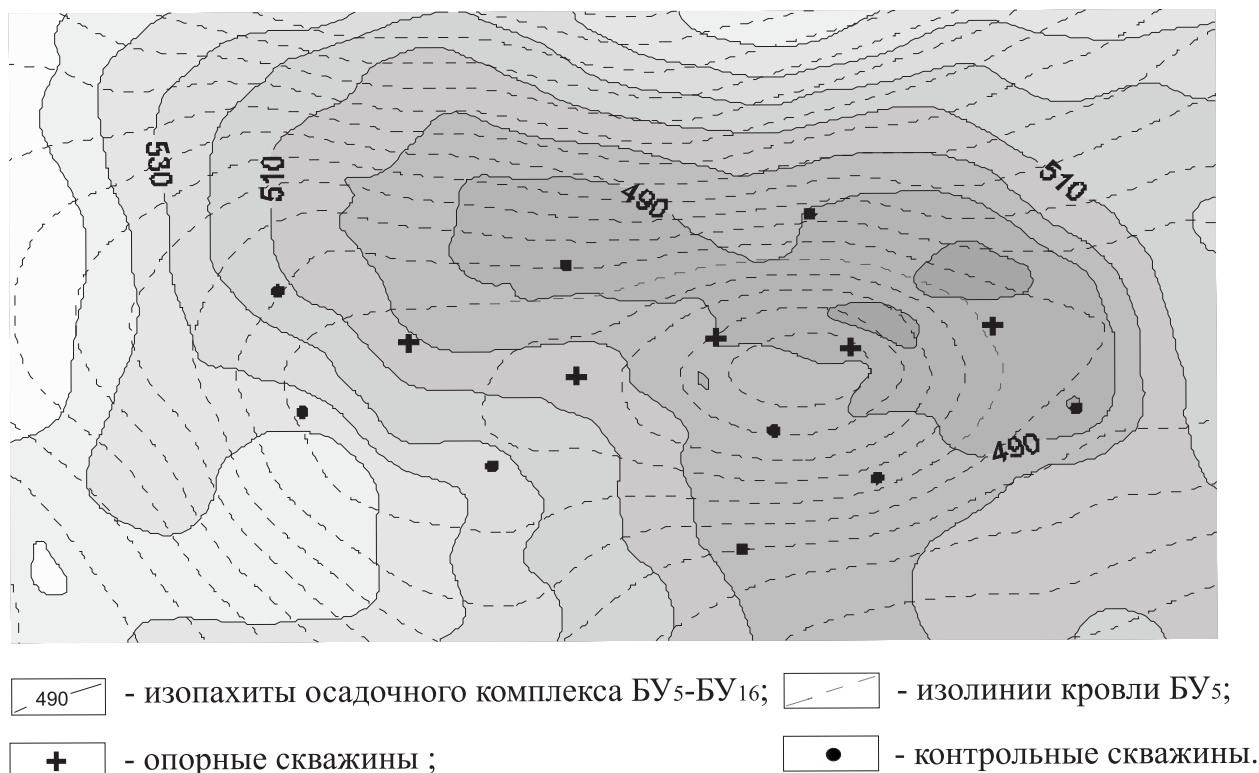


Рис. 2. Пякяхинское нефтегазоконденсатное месторождение. Анализ конседиментационности структуры и линейности соотношения структурных границ в интервале неокомских пластов БУ₅-БУ₁₆

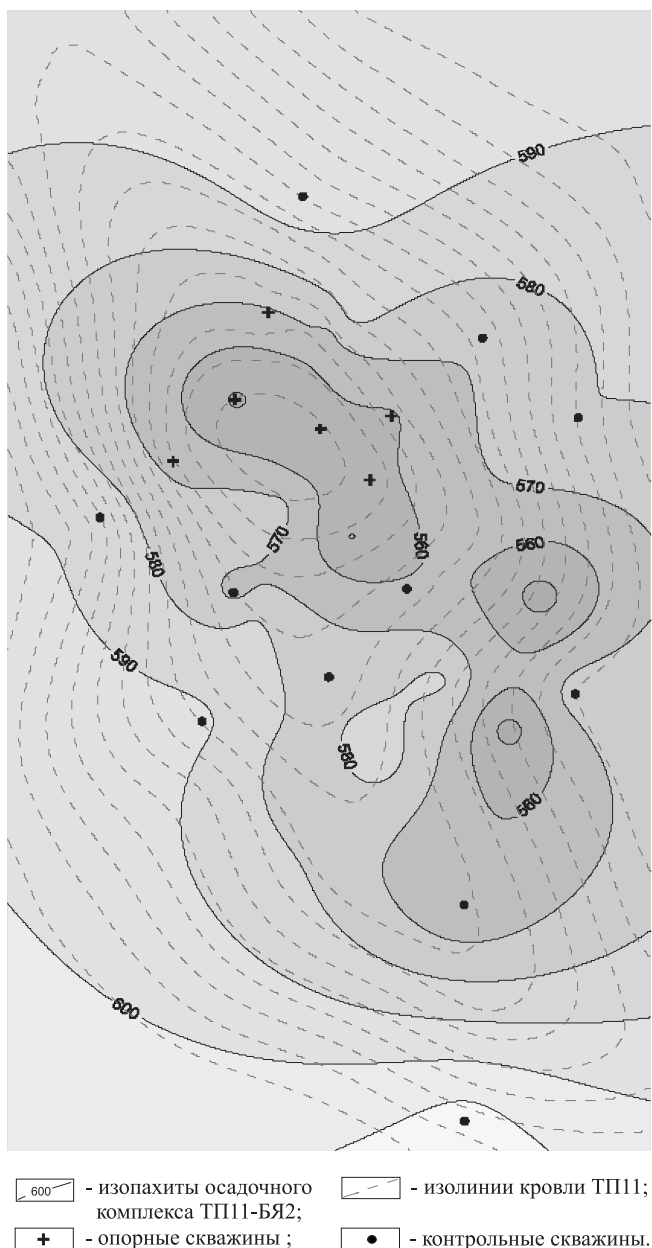


Рис. 3. Харасавэйское газоконденсатное месторождение. Анализ конседиментационности структуры и линейности соотношения структурных границ в интервале неокомских пластов ТП11-БЯ2

Отбивки границ пластов, проверка конседиментационности и выполаживания структур вверх по разрезу в интервалах исследования проведены автором в ходе детальной корреляции материалов ГИС и согласуются в целом с материалами подсчета запасов. На рис. 2, 3 показаны в условных обозначениях группы опорных и контрольных скважин. По первой группе скважин проводилось картирование промежуточных границ методом схождения и по схеме (3)-(4). В методе схождения в качестве опорной поверхности использовались верхние границы комплексов, а интерполяция карт

вспомогательных толщин осуществлялась точечным крайгингом с базисом в виде линейной вариограммы. Затем рассчитывались среднеквадратические отклонения полученных промежуточных границ от их отметок в контрольных скважинах.

По результатам сравнительного анализа прогнозирующей точности метода схождения и исследуемой процедуры (рис. 4) можно констатировать следующее.

Во-первых, подтверждается теоретическая предпосылка о более высокой прогнозирующей точности метода, использующего модель (в данном случае линейную) соотношения структурных границ. Одновременно, это указывает на существенное подобие рассматриваемых комплексов линейной модели.

Во-вторых, весьма характерно поведение контрольных отклонений для двух методов. Если увеличение отклонений сверху вниз по разрезу, при использовании верхнего аналога в методе схождения, закономерно, то значительное увеличение отклонений для верхней части комплексов по второму методу требует дополнительного анализа. С формальной точки зрения данный факт объясняется существенным отличием верхней части комплексов от нижней, и от линейной модели в целом. Это подтверждается и данными о генезисе рассматриваемых отложений, которые формировались в условиях регрессии моря, с убыванием вверх по разрезу глинистых образований и с увеличением доли пород континентального генезиса. Наряду с существенным выполаживанием верхних границ, это объясняет неоднозначность выделения последних и, соответственно, рост отклонений расчетных отметок от принятых.

Более наглядный анализ соответствия рассматриваемых комплексов линейной модели приведен на картах коэффициентов K_i для Харасавэйского месторождения (рис. 5). Ярко выраженная анизотропия K_i указывает на почти идеальное, устойчивое подобие линейной модели в северо-западном направлении, которое по всем геологическим данным принимается основным для транзита осадочного материала. Расхождение с линейной моделью фиксируется в направлении вдоль береговых течений, юго-запад – северо-восточном. Уменьшение вариации значений K_i сверху вниз по разрезу подтверждает более однородные и спокойные условия осадконакопления в нижней части комплекса.

В числовом выражении максимальное отклонение i -ой поверхности от линейной модели можно оценить произведением максимальной вариации K_i на мощность структурного комплекса. В нашем случае это отклонение меняется от 12 м для ТП₁₃ до 3 м для БЯ₁.

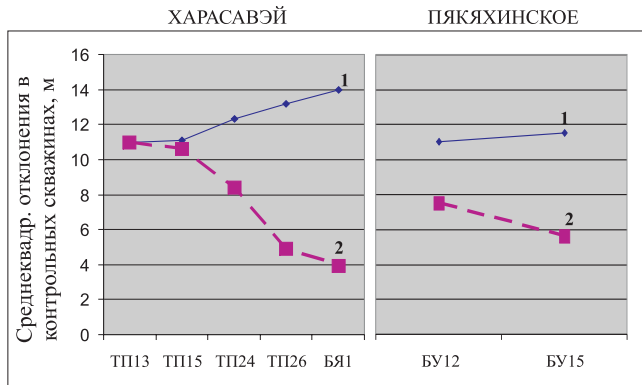


Рис. 4. Сравнительный анализ прогнозирующей точности метода схождения (1) и исследуемой процедуры (2) по пластам Харасавэйского и Пякяхинского месторождений

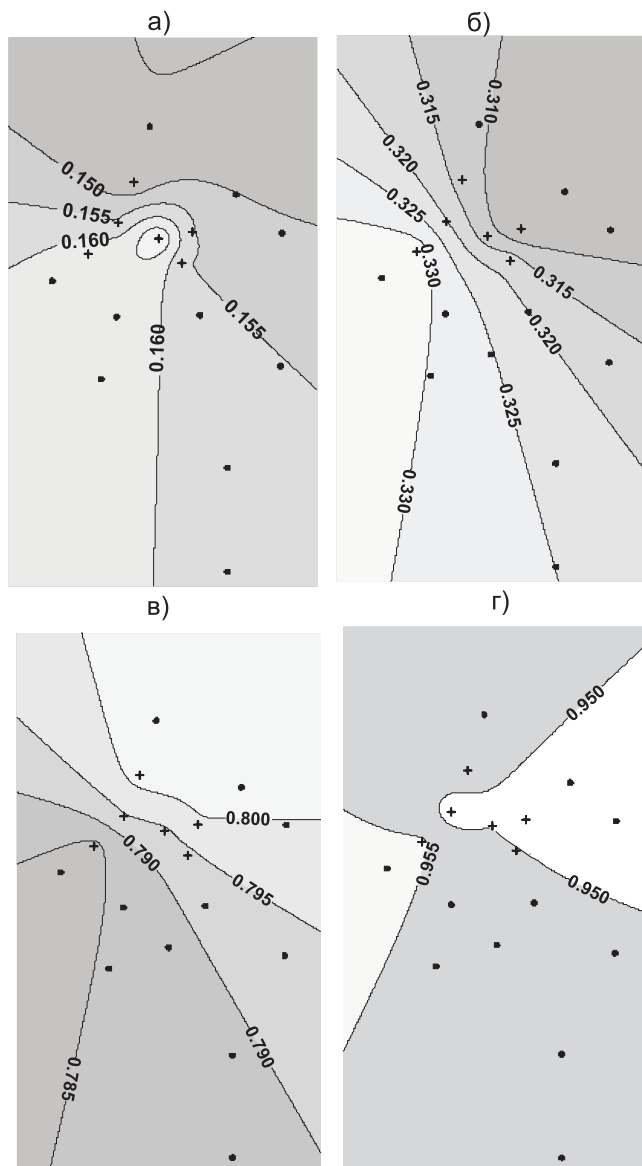


Рис. 5. Карты коэффициентов K_f для кровель пластов: ТП13 (а), ТП15 (б), ТП24 (в) и БЯ1 (г) Харасавэйского месторождения

Выводы

1. Проведенный анализ указывает на существенные методические ограничения в использовании традиционного метода схождения при картировании структурных комплексов на этапах поиска и разведки. Так, использование одного структурного аналога приводит к значительному росту ошибок картирования по мере увеличения стратиграфического диапазона комплексов.

2. Использование линейной модели по схеме (3)-(4) может служить дополнительной, эффективной методикой для решения следующих задач:

- изучения моделей соотношения границ в разрезе и выделения структурных комплексов;
- контроля и уточнения отбивок пластов, отражающих и маркирующих горизонтов при их корреляции;
- повышения точности картирования структур;
- высокотехнологичного расчета структурных каркасов для трехмерных, геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов.

3. Эффективность предлагаемой процедуры зависит от корректности выделения структурного комплекса, ограничивающих его опорных поверхностей (аналогов) и степени их соответствия линейной модели.

4. Предлагаемая процедура может применяться не только при картировании структур, но и для линейно пропорциональной, трехмерной «нарезки» карты интегрального (по разрезу) физического параметра (P) на карты его долей (P_i) по измеренным значениям долей в отдельных точках. При этом, контроль и разброс невязок между картой P и суммой карт P_i предельно прост и однозначен, если использовать линейно пропорциональную основу постановки.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.М. Волков. Решение практических задач геологии на ЭВМ. М.: Недра, 1980. – 224 с.
2. В.И. Аронов. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. М.: Недра, 1990. – 301 с.
3. В.А. Волков, С.Е. Гребенников, С.А. Иванов, В.И. Мироненко, Л.П. Сидоренков и др. Система обработки данных для решения задач разведки нефтяных и газовых месторождений «Горизонт-83». Сер. Разведка и создание АСУ-Геология. М.: ВИ-ЭМС. – 1983. – Вып. 9 (49). – 63 с.
4. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. – М.; Недра, 1980.
5. Barnes, R. (1991), The Variogram Sill and the Sample Variance, *Mathematical Geology*. v. 23, n. 4, p. 673-678.