

Geostatistics In Petroleum Geology

by

Olivier Dubrule
Elf Exploration Production
Pau, France

AAPG Continuing Education Course Note Series #38



Published by
The American Association of Petroleum Geologists
Tulsa, Oklahoma, U.S.A.
Printed in the U.S.A.

Оливье Дюбрюль

ГЕОСТАТИСТИКА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Перевод с английского
И. Ю. Облачко

Под редакцией
С. В. Охотиной



БИБЛИОТЕКА
НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

ББК 33.361-1
УДК 622.276
Д 951

Интернет-магазин
MATHESIS

<http://shop.rcd.ru>

- физика
- математика
- биология
- нефтегазовые технологии

Дюбрюль О.

Геостатистика в нефтяной геологии. — Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. — 256 с.

Цель данного курса заключается в том, чтобы показать, не прибегая к языку математики, что геостатистика является простым и гибким формальным подходом для количественного представления геологических данных. В курсе также рассматривается применение геостатистики в целях интеграции данных различных дисциплин, а также количественное описание неопределенности. Каждая из данных тем иллюстрируется большим количеством практических примеров, дающих понятие о возможных способах адаптации геостатистических моделей для решения конкретных задач.

ISBN 978-5-93972-728-0 (русск.)

ISBN 0-89181-187-7 (англ.)

© The American Association of Petroleum Geologists, 1998

© Перевод на русский язык, Институт компьютерных исследований, 2009

© Оформление серии, ОАО «НК «Роснефть», 2009



<http://shop.rcd.ru>

<http://ics.org.ru>

Оглавление

От Редакционного совета	10
Предисловие	11
ГЛАВА 1. Краткая история развития геостатистических методов в нефтедобывающей промышленности	12
ГЛАВА 2. Количественное представление геологических данных	16
2.1. Чем занимается геостатистика?	16
2.2. Зачем моделировать неоднородности?	17
2.3. Многоэтапный метод моделирования	18
2.3.1. Этап 1. Определение структуры пластов	19
2.3.2. Этап 2. Моделирование пачек горных пород	20
Два основных подхода и их параметры	20
Алгоритмы	25
2.3.3. Этап 3. Моделирование изменения литологических фаций	27
Индикаторное моделирование	28
Объектно-ориентированные модели	28
2.3.4. Этап 4. Распределение петрофизических свойств в пространстве	28
Стандартные геостатистические модели	29
Алгоритмы для стандартных геостатистических моделей	30
Вариограмма — полезный инструмент для анализа неоднородности	31
Почему неоднородность является функцией объема усреднения	31
2.4. Методы, не относящиеся к индикаторному моделированию и объектно-ориентированным моделям	32
2.4.1. Модели для представления отношений между различными фациями	32
2.4.2. Фракталы	33
2.5. На пути к более реалистичной передаче особенностей геологического строения	34
2.6. Немного философии	34
2.7. Получение информации по латеральной протяженности из различных источников	36

ГЛАВА 3. Условное моделирование в двух измерениях	39
3.1. Условное моделирование в двух измерениях: простые примеры	39
3.2. Двухмерное условное моделирование и элементы структурной неопределенности	39
ГЛАВА 4. Кригинг	42
4.1. Что такое кригинг	42
4.2. Прямой расчет кригинговой поверхности	44
4.3. Применение кригинга в отношении дискретных переменных	44
4.4. В каких случаях вместо условного моделирования следует использовать кригинг?	45
ГЛАВА 5. Интеграция данных различных дисциплин с применением геостатистики	47
5.1. Непрямые методы	48
5.1.1. Метод кокригинга ошибок	48
5.1.2. Метод внешнего дрейфа	49
5.1.3. Метод совместного кокригинга	49
5.1.4. Заключение по непрямым методам	49
5.2. Прямые методы	49
5.2.1. Ограничение моделей акустического импеданса на основании сейсмической информации	50
5.2.2. Ограничение моделей проницаемости на основании данных гидродинамических испытаний	51
5.2.3. Адаптация с учетом истории разработки	52
5.2.4. Заключение по прямым методам	53
5.3. Получение информации о фациях с опорой на информацию, представленную непрерывными переменными	53
5.4. Заключение по интеграции	54
ГЛАВА 6. Количественное описание неоднородностей	55
6.1. Метод Монте-Карло	55
6.2. Условное моделирование для количественного описания неоднородности	56
6.2.1. Простые примеры количественного описания неоднородности	56
6.2.2. Более сложные примеры количественного описания неоднородности	57
6.3. Значение выбора модели и определения ее параметров	57
6.4. Сложность количественного представления нашего незнания	58
6.5. Сбор данных и уменьшение неопределенности	59
6.6. Выводы	60
6.7. Имеющееся программное обеспечение	60

ГЛАВА 7. Что представляет собой геостатистическое моделирование и чем оно не является	61
7.1. Чем является геостатистическое моделирование	61
7.2. Чем не является геостатистическое моделирование	61
ГЛАВА 8. Размышления о будущем вероятностного моделирования	63
Благодарности	65
Литература	66
Иллюстрации к курсу	71
Упражнение 1	
Расчет экспериментальной индикаторной вариограммы	219
Упражнение 2	
Прямой метод создания коррелированной случайной функции в одномерном пространстве	225
Упражнение 3	
Анализ одномерной экспериментальной вариограммы	234
Упражнение 4	
Эффект основания	237
Упражнение 5	
Подбор анизотропной вариограммной модели	245
Упражнение 6	
Кригинговая система	249
Упражнение 7	
Метод Монте-Карло	254

От Редакционного совета

Всякая точная наука основывается на приближительности
Бертран Рассел

Развитие технологий обработки данных на счетно-вычислительных машинах положило начало широкому внедрению математических и статистических методов в геологию. За последнее десятилетие произошло революционное продвижение программного обеспечения для моделирования геологических объектов и комплексирования разномасштабных методов в двух- и трехмерном пространстве.

Активное внедрение в геологическую среду методов трехмерного моделирования и растущие аппаратные возможности позволяют детализировать неоднородности, влияющие на оценку и разработку пластов коллекторов. Специфика процессов создания геологических моделей в последнее время очень широко представлена в мировой и российской литературе. К сожалению, в большинстве случаев специалисты, создающие трехмерные модели, воспринимают алгоритмы их построения как некий «черный ящик»: моделирование производится с использованием фиксированного набора последовательности кнопок, принижая смысл геологии.

В предлагаемой Вашему вниманию книге французского автора Оливье Дюбрюля систематизируется описанный в мировой литературе материал, приводятся алгоритмы моделирования. На простых и понятных примерах рассматриваются особенности статистического описания геологических объектов, показывается влияние разных параметров и методик на итоговую реализацию модели пласта. Обилие графических примеров помогает более наглядно представить закономерности, о которых математики привыкли говорить языком формул.

Главным достоинством этой книги можно считать доступное и увлекательное сочетание методов математической статистики и геологии, позволяющее адекватно воспринимать и применять существующие алгоритмы и уравнения при описании объектов моделирования.

«Геостатистика в нефтяной геологии» может считаться азбукой для специалистов, занимающихся геологическим моделированием.

Желаем всем читателям этой книги успехов в знакомстве с этой интересной и очень разнообразной областью геологического знания!

Заместитель Министра энергетики РФ

С. И. Кудряшов

Предисловие

Этот курс разделен на три основные части: количественное представление геологической информации, интеграция данных и количественное описание неопределенности. В курсе освещаются те области практики, в которых применение геостатистических методов оказалось наиболее успешным. Предлагаемый курс не является всеобъемлющим обзором нефтепромысловой геостатистики. Автор выбрал такие аспекты, которые, на его взгляд, как можно полнее и точнее характеризуют данный подход и области его применения.

Вместо утомительного формального описания геостатистики мы решили рассмотреть данный подход с прикладной точки зрения. В начале курса кратко описывается история этой дисциплины, а в заключение приводятся возможные пути ее дальнейшего развития. Особое внимание будет уделено тому факту, что, несмотря на успешное применение нефтепромысловой геостатистики, она представляет собой еще очень молодую, активно развивающуюся научную отрасль.

ГЛАВА 1

Краткая история развития геостатистических методов в нефтедобывающей промышленности

Возможность количественного представления геологической информации всегда привлекала внимание исследователей. Первые попытки достигнуть этой цели были сделаны Вистелиусом [90] и его многочисленными последователями, которые использовали анализ цепей Маркова для количественного описания одномерных литологических комплексов вдоль скважин (рис. 1). Такой подход оказался довольно успешным, однако возникли проблемы с обобщением двух- и трехмерным представлением данных. В то время, в середине 60-х годов, на гигантском месторождении Hassi-Messaoud в Алжире впервые были использованы методы количественного описания продуктивных пластов. Распределение песчаных линз и глинистых пропластков было представлено на примере разреза (рис. 2) с целью изучения их влияния на эффективную проницаемость. Глины были представлены как тонкие пропластки, тогда как слои песчаника описывались блоками различной мощности и постоянной протяженности. Геологические тела были распределены по всему разрезу случайным образом. Их протяженность по простиранию определялась по результатам детального исследования обнажения-аналога Tassili N'Ajers (Алжир). Данная модель применялась как основа для гидродинамического моделирования; было отмечено, что реалистичное представление неоднородностей облегчило адаптацию модели по данным истории разработки месторождения. Описание метода приводится в работе [16]. Это прикладное исследование на месторождении Hassi-Messaoud почти не имело аналогов в области нефтедобычи.

В горнодобывающей промышленности ситуация была иной. Ж. Матерон из Центра геостатистики во Франции впервые использовал геостатистику в области добычи полезных ископаемых в начале 60-х годов ([62, 55], после чего произошло ее быстрое распространение. Интересно, что геостатистика изначально не была нацелена на решение задач интерполяции («кригинг»), а использовалась для работы с «эффектом основания» в терминологии Матерона. Так, в горнорудном деле расчет гистограмм по фракциям являлся обычной практикой; измерения производились на образцах керна небольшой величины, после чего процент значений выше некоторого предельного значения (*cut-off*) использовался для определения содержания минералов в больших блоках при таких же предельных значениях.

Это было неверно, что и подтверждалось систематической ошибкой, наблюдаемой в реальных результатах: процентное содержание минералов выше предельного значения в блоках всегда оказывалось меньше, чем процентное содержание, прогнозируемое по гистограммам для образцов керна небольшого размера. Причина заключалась в том, что отбор блоков осуществлялся на основании среднего содержания минералов, которое определялось по оценке средней фракции для большого количества проб породы в пределах данного блока или по результатам замеров радиоактивности (в случае добычи урана) по всему блоку. В работе [62] ошибка объяснялась с применением ставшей классической диаграммы, изображенной на рис. 3а. Часто остающаяся без внимания разница между дисперсией средних значений, измеренных по большим блокам, и дисперсией средних значений, измеренных по образцам небольшой величины, благодаря Матерону получила название «эффекта основания» (*support effect*), где «основание» означает объем породы, по которому производилось усреднение данного свойства.

Кригинг и условное моделирование, разработанные Матероном в начале семидесятых, также нашли широкое применение в горнорудном деле. Затем Центр геостатистики внедрил геостатистику в нефтедобывающую промышленность за счет разработки коммерческого программного пакета, получившего название Bluepack [75], в котором для картирования использовались кригинг и условное моделирование. Данный программный пакет стал конкурентом для других широко используемых коммерческих программ картирования. Он обладал достаточной гибкостью, объединяя данные из различных источников, и позволял применять новые методы, такие как двухмерное условное структурное моделирование с сопоставлением возможного общего объема породы для каждой полученной модели. Некоторые ведущие нефтяные компании приобрели программный пакет Bluepack, однако до начала 80-х годов методы двухмерной нефтегазовой геостатистики (рис. 3б) широкого применения не находили.

В 1983 году диссертация Халдорсена [43] вызвала новую волну интереса к методам, подобным тем, которые использовались на месторождении Hassi-Messaoud. Представленная Халдорсеном детальная оценка имеющейся количественной информации о форме и размере глинистых пропластков в различных геологических условиях завершалась выводом, согласно которому в большинстве случаев небольшие глинистые пропластки могут быть представлены в виде тонких слоев различной пространственной протяженности. Халдорсен предложил новые аналитические модели для расчета влияния глин на эффективную вертикальную проницаемость (рис. 4). Позднее стало понятно, что применение таких моделей не ограничивается представлением небольших глинистых пропластков в преимущественно песчаном окружении, но может также охватывать распределение самих песчаных тел [16]. В [46] приведены примеры применения вероятностного подхода при моделировании песчаных тел (рис. 5а). Значительное увеличение вычислительных мощностей за короткое время сделало возможным создание и визуальное представление моделей в трехмерном пространстве, что оказалось важным конкурентным преимуществом при их продвижении на рынке нефтедобывающей промышленности.

В середине восьмидесятых норвежские компании очень заинтересовались методами вероятностного моделирования, которые были разработаны в Норвежском вычислительном центре под руководством Омре (рис. 56). Компании могли использовать данные методы потому, что пласты горизонтов Brent (особенно речные и дельтовые отложения горизонта Ness) прекрасно подходили для применения объектно-ориентированных методов моделирования, разрабатываемых Халдорсеном и Омре [12].

В начале 80-х годов А. Джорнел основал консорциум SCRF (Стэнфорд)¹. Примерно в это же время Французский институт нефти (IFP) и Центр геостатистики объединились для создания геостатистического программного пакета Heresim, ориентированного на нужды нефтедобывающей промышленности.

И Стэнфордский университет ([56], рис. 6), и разработчики программного пакета Heresim ([74], рис. 7) создали свои модели, которые отчасти отличались от объектно-ориентированных моделей Халдорсена и Омре.

Таким образом, в конце восьмидесятых существовало несколько геостатистических «школ»: норвежская, разрабатывающая в основном объектно-ориентированные модели; Стэнфордская, продвигающая индикаторное и последовательное моделирование; и Школа горнорудного дела во Франции (École des Mines/IFP), где применялся главным образом метод усеченных случайных функций. Эти три метода объединяла одна общая цель: создание трехмерных моделей неоднородностей нефтяных пластов. Но для достижения этой цели использовались алгоритмы, основанные на различных способах представления геологической информации. В 1986 году вышла работа [48], где было предложено использовать фракталы (рис. 8), что вызвало немалый интерес вследствие огромного успеха книги Мандельброта [61]².

К концу восьмидесятых годов стало ясно, что различные геостатистические методы не противоречат, а скорее дополняют друг друга. В научных работах [26] и [45] было отмечено, что выбор используемого метода зависит от

- 1) условий осадконакопления,
- 2) масштаба проблемы.

Геостатистические алгоритмы стали доступны в виде «наборов инструментов», таких как библиотека GSLIB [18], созданная в Стэнфорде. Пользователь получил возможность выбрать геостатистический метод, который оптимально соответствовал бы особенностям или масштабу решаемых им задач: применяемые методы перестали зависеть от принадлежности специалиста к той или иной школе или от имеющегося программного обеспечения, теперь их выбор стал определяться спецификой решаемой задачи.

С этих пор нефтяная геостатистика стала развиваться очень быстро. Промысловые инженеры в числе первых приняли на вооружение данный метод,

¹SCRF = Stanford Center for Reservoir Forecasting — Стэнфордский центр прогнозирования поведения месторождений, США, <http://pangea.stanford.edu/ERE/research/scrf/> — Прим. ред.

²Книга вышла на русском языке: Б. Мандельброт, «Фрактальная геометрия природы», Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «РХД», 2002. 656 стр. — Прим. ред.

о чем свидетельствует огромное количество публикаций, изданных Обществом инженеров-нефтяников (SPE) начиная с 80-х годов. Затем геологи увидели возможности геостатистических методов для количественного представления геологических данных осознали геологи, в результате чего при исследованиях обнажений стали производиться сбор и оценка геостатистических данных [2]. В геофизике геостатистические методы пока еще не получили широкого распространения, возможно, потому, что область их применения не определена должным образом.

В данном исследовании особое внимание уделяется аспектам, связанным с интеграцией данных различных дисциплин и количественным описанием неопределенности. Несмотря на то, что в настоящий момент существует большое количество примеров применения геостатистических методов, о какой-либо зрелости данного подхода говорить еще рано. Новейшие разработки в областях адаптации моделей с учетом истории разработки, сейсмической инверсии или трехмерного геологического моделирования свидетельствуют о том, что вероятностные методы находятся на начальном этапе развития.

На рис. 9 схематически представлена описанная выше история развития геостатистики.

ГЛАВА 2

**Количественное представление
геологических данных****2.1. Чем занимается геостатистика?**

Ключевая проблема при разработке залежей углеводородов сводится к построению модели продуктивного пласта, позволяющей получить достоверные прогнозы объемов добычи при применении различных сценариев разработки. После бурения некоторого количества оценочных скважин или через несколько лет добычи нефтепромысловый геолог получает возможность создать модель геологического строения межскважинного пространства. Эта модель (см. пример на рис. 10) является концептуальным представлением структуры пачек горных пород (например, речные каналы, пойменные глины), в пределах которой в дальнейшем могут быть установлены особенности распределения петрофизических свойств. Такие модели зачастую оказывают весьма значительное влияние на выбор тех или иных решений с экономической точки зрения. В качестве примера можно привести выбор расположения скважин, уплотняющих проектную сетку разработки, или построение гидродинамической модели, когда полученные результаты влияют на выбор стратегии разработки.

Корреляционные схемы, подобные тем, что изображены на рис. 10, воспроизводят особенности геологической среды, включая в себя скважинные данные и информацию об условиях осадконакопления, фациальных ассоциациях и геометрии. Общеизвестно, что при применении геологических моделей для нужд гидродинамического моделирования, то есть в качестве основания для принятия решений относительно вариантов разработки месторождения, такие модели должны быть трехмерными. Двухмерные модели не позволяют должным образом воспроизвести условия сообщаемости внутри продуктивного пласта. К сожалению, построить трехмерную геологическую модель вручную практически невозможно, вот почему геологи часто ограничивают свои интерпретации схемами корреляции, геологическими разрезами или картами. В результате концептуальные геологические модели нередко существенно отличаются от моделей, применяемых при гидродинамическом моделировании, потому что используемые инженерами-нефтяниками трехмерные модели не отражают геологическую информацию, которая содержится в детальных двухмерных корреляционных схемах. Другая проблема заключается в том, что создаваемая геологом корреляционная схема является лишь одной из множества «возможных» или «равновероятных» моделей. В большинстве случаев геолог может построить и другие геологические разрезы или схемы корреляции, которые также будут соответствовать

имеющимся скважинным данным и информации о геологическом строении, характерном для данного типа условий осадконакопления.

«Стохастические» или «геостатистические» модели позволяют получить интересные решения для следующих двух задач:

- 1) для построения реалистичных с геологической точки зрения трехмерных моделей неоднородности;
- 2) для количественного представления неопределенности за счет создания не одной, а нескольких возможных моделей или «реализаций».

На рис. 11 показаны три геостатистические «реализации», построенные на основании данных по двум скважинам, «пробуренным» на рис. 10. Для создания этих изображений используется «условное моделирование». «Моделирование» обозначает, что природа «моделируется», а «условное» свидетельствует о том, что все модели соответствуют скважинным данным в точках их пересечений.

Не останавливаясь на математических выкладках, сосредоточим внимание на геологических аспектах условного моделирования. Мы также постараемся показать, что методы стохастического моделирования, которые ни в коей мере не являются универсальным решением для количественного описания продуктивных пластов, следует применять с большой осторожностью. Речь пойдет об ограничениях, характерных для данных методов, а также о возможности их дальнейшего развития в будущем.

Применяемая терминология может показаться запутанной. Разные авторы используют слова «стохастический», «вероятностный» и «геостатистический» для обозначения примерно одинаковых понятий. Здесь, не вдаваясь в подробности различий между этими тремя терминами, мы будем считать, что все они описывают «методы, применяемые для моделирования неоднородностей продуктивного пласта в рамках вероятностного подхода».

2.2. Зачем моделировать неоднородности?

Очевидно, что более полное представление о неоднородности пласта позволяет получить больше информации о сообщении между проницаемой и непроницаемой зонами, а также точнее спрогнозировать эффективность вытеснения и показатели нефтенасыщенности в зонах, не охваченных вытеснением. Существует огромное количество примеров влияния неоднородностей на фильтрацию. Например, на рис. 12 показано влияние на параметры фильтрации различных моделей неоднородности. Из этого примера становится ясно, что в зависимости от латеральной протяженности смоделированной неоднородности время прорыва воды в добывающую скважину может значительно изменяться. Большое влияние неоднородностей на объем добытой нефти подтверждается множеством теоретических примеров и частных случаев из практики. Например, исследование по результатам разработки месторождений в Северном море [24] показало, что и неоднородности, и разломы оказывают значительное влияние на поведение месторождения, причем ранее это влияние часто не учитывалось. Во многих случаях вследствие применения чрезмерно упрощенных моделей типа «слоеный

пирог» предполагаемые объемы притока воды на ранних стадиях разработки значительно занижались, приводя в результате к неоптимальному проектированию сооружений для обработки воды. Очевидно, что во многих случаях неадекватные модели геологических неоднородностей оказывают прямое влияние на капитальные затраты, что при неблагоприятных ценах на нефть негативным образом отражается на прибыльности нефтяного месторождения.

Давайте вернемся к примеру, представленному на рис. 10. На рис. 11 показаны три различные геостатистические модели, полученные по данным двух скважин. Все три модели различаются, но при этом в интересующей нас области для них характерны одинаковые значения коэффициента песчаности. Соответственно, при их использовании высока вероятность получения близких значений геологических запасов нефти, хотя влияние данных моделей на фильтрацию различается. Нередко для подсчета объемов углеводородов в пласте детальные модели неоднородности не требуются. Они могут создаваться позднее, а карты, применяемые для подсчета геологических запасов, можно использовать в качестве ограничения для моделей неоднородности. Для расчета объемных характеристик статической модели необходимости в реалистичном моделировании неоднородностей часто не возникает.

Далее в этой работе мы почти не обсуждаем проблему гидродинамического моделирования в детальной модели неоднородности: как станет понятно позднее, такие модели нередко состоят из сотен тысяч ячеек. Применяемые в настоящее время симуляторы не способны обрабатывать такие большие массивы данных, кроме того, перед тем как использовать модели неоднородности для гидродинамического моделирования, их необходимо ремасштабировать. Эта тема, так же как и проблема применения при гидродинамическом моделировании не одной, а целого семейства возможных моделей, входит в число актуальных, активно разрабатываемых областей исследования (например, см. [11] или недавно опубликованные материалы ежегодной конференции Общества инженеров-нефтяников), однако в данной книге этот вопрос освещаться не будет. Мы сосредоточимся на проблеме построения детальных трехмерных моделей продуктивных пластов. В рассматриваемых практических примерах эти модели будут отражать пространственное распределение песчаных горизонтов, типов горной породы или петрофизических параметров, таких как проницаемость.

2.3. Многоэтапный метод моделирования

В недавно вышедших прикладных исследованиях построение стохастических моделей осуществляется в рамках многоэтапного подхода, в соответствии с которым сначала моделируются крупномасштабные неоднородности, а затем воспроизводится изменение свойств в более мелком масштабе (рис. 13). Ниже будут подробно рассматриваться четыре основных этапа:

- 1) определение схемы напластования;
- 2) моделирование пачек горных пород;
- 3) моделирование изменений типов породы в пределах отдельных пачек;

- 4) распределение изменяющихся петрофизических свойств по типам горных пород или литофациям.

Ниже приводятся примеры использования каждого из представленных четырех этапов. Мы покажем, что в некоторых случаях последовательно применяются все четыре этапа, тогда как в других приложениях один или два этапа могут отсутствовать. Степень детализации на каждом из четырех этапов зависит также от стадии разработки месторождения. На этапе изучения, когда в распоряжении имеется ограниченное число скважин, ввиду высокой степени неопределенности бывает достаточно моделирования пачек горных пород с учетом предположительной проницаемости. На последующих этапах разработки месторождения изменение литологических и петрофизических свойств может моделироваться более детально.

2.3.1. Этап 1. Определение структуры пластов

Обычно отправной точкой стохастического моделирования продуктивного пласта является интерпретация имеющихся сейсморазведочных данных. По сейсмическим профилям после временной миграции производится выделение нескольких поверхностей, затем осуществляется их интерполяция и глубинное преобразование с применением модели средних скоростей (рис. 14). Хроностратиграфические поверхности с высоким разрешением, невидимые на сейсмограмме, также могут коррелироваться и интерполироваться между скважинами (рис. 15). Во многих случаях эти поверхности соответствуют хроностратиграфическим маркерам. При этом высока вероятность того, что в пределах каждого слоя, заданного структурной моделью, геологическая обстановка будет различаться. Это, в свою очередь, предполагает различия в геологическом строении. Авторы [93] выделяют три типа распределения: «слоеный пирог» характеризуется выдержанными песчаными пластами, «пазл» отличается высоким содержанием песчаника, но при этом проницаемость некоторых участков значительно различается, тогда как пласты типа «лабиринт» зачастую прерывисты, характеризуются неоднородным распределением песчаника, и корреляция разрезов от скважины к скважине затруднена (рис. 16). Построение точной схемы напластования очень важно, потому что, как станет ясно позднее, стохастическое моделирование основывается на постулате, согласно которому в пределах одного слоя структура осадочных пород может описываться при помощи уникальной геостатистической модели с соответствующими статистическими параметрами. При этом считается, что параметры будут репрезентативными для всего слоя. Поэтому в хорошей схеме напластования должны выделяться интервалы, которые являются «статистически однородными» или «однородно неоднородными»: в данном контексте под «однородностью» понимается не «постоянство значений петрофизических параметров в пределах слоя в целом», а «постоянство значений статистических параметров в пределах слоя в целом».

Сейсмостратиграфия делает акцент на значимости корреляций, основанных на временных границах, а не на границах фаций. В благоприятных случаях границы комплексов или поверхности максимального затопления могут быть цен-

ным источником информации. В работе [60] указывается основополагающая роль применения хроностратиграфической корреляции при описании структуры пласта, а в [36] раскрыта связь между морфологией зоны речных каналов и уровнем моря по данным сиквенс-стратиграфии (рис. 17). В таких ситуациях для статистического описания неоднородностей в тех или иных частях системы могут применяться различные параметры. В [1]:14 также сравнивается использование хроностратиграфических и литостратиграфических корреляций для построения геостатистических моделей в условиях проградации дельты. Полезность сеймостратиграфии заключается в том, что изменение скорости накопления, от которой зависит геологическое строение, также может служить важным критерием для изменения параметров стохастической модели между слоями [60].

В заключение следует отметить, что тип напластования отражает схему распределения геологических неоднородностей в пространстве и влияет на выбор стохастического метода и статистических параметров, применяемых для описания неоднородностей.

2.3.2. Этап 2. Моделирование пачек горных пород

Далее предполагается, что пласт разделен на слои (этап 1). Определение ассоциаций пачек горных пород в данном интервале и их корреляция между скважинами может значительно способствовать уменьшению неопределенности в тех областях пласта, где не производилось бурение или отбор проб. Речные русла, устьевые бары, турбидитные конусы выноса или каналы, отдельные вдольбереговые отложения, угли, пойменные глины являются частными случаями часто выделяемых геологических единиц. Выявление этих геологических единиц имеет наибольшее значение в пластах типа «лабиринт» и «пазл» [93]. В пластах другого типа, для которых характерна структура по типу «слоеного пирога» (например, образованных рекой с ветвящимся руслом), при прогнозировании гидродинамических характеристик может оказаться более уместным моделирование распределения геологических единиц, представляющих собой непроницаемые преграды (глины, сцементированные отложения).

Два основных подхода и их параметры

Объектно-ориентированные модели. На данном этапе моделирования чаще всего используются объектно-ориентированные методы [26, 45]. В специальной литературе такие модели часто называют также «булевыми». Этот метод моделирования является относительно простым: каждый тип песчаного тела моделируется с применением упрощенной геометрии и статистической информации о его размерах: на рис. 18–20 показаны возможные варианты интерпретации каротажных диаграмм, а также представлены основные элементы неопределенности, которые необходимо учитывать при моделировании. Толщина песчаного горизонта может статистически выводиться на основании гистограмм толщин наблюдаемых в скважинах горизонтов, а их ширина может определяться исходя из их размера с использованием зависимостей между толщиной и шириной (рис. 21). Другим важным количественным ограничением при создании таких моделей является общая доля каждого типа геологических единиц в об-

щем объеме пласта. Как правило, она определяется с учетом соотношений, вычисленных на основе скважинных данных. На рис. 22 показана типичная реализация объектно-ориентированной модели для пласта, подобного горизонту Ness, сложенного отложениями речного-дельтового типа. На рис. 23 показан еще один пример, который представляет собой пласт речного типа. Объектно-ориентированные модели нередко называют процессом пометки точками, потому что при их создании «отмечается» каждая область пространства, содержащая геологическое тело, а также фиксируются соответствующие геометрические характеристики.

В настоящее время объектно-ориентированные модели могут претендовать на роль почти универсального инструмента, который позволяет воспроизводить огромное количество различных вариантов геологических условий. При моделировании некоторых норвежских месторождений существует возможность учета других геологических ограничений, отличных от простых отношений «ширина–мощность»: так, например, в [12] (рис. 24а), [57] (рис. 24б), [85] (гл. 8) (рис. 25) или [47] (гл. 10) (рис. 26) показано, как можно улучшить данный метод, учитывая взаимодействие между различными песчаными телами. В работе [12] эти методы использованы для моделирования распределения русловых поясов (в сравнении с моделированием отдельных русловых песчаных тел). В [40] также приводятся модели совместного распределения каналов и песков разлива в пределах горизонта Ness, сложенного отложениями флювиально-дельтового типа. В [14] смоделированы различные типы песчаных горизонтов (каналы, пески разлива и устьевые бары) в дельтовом комплексе Северного моря, с учетом ограничения на их относительное расположение в пространстве. Авторы [27] при моделировании песчаных горизонтов, наблюдаемых в скважинах на прибрежно-равнинной последовательности пластов месторождения Cano Limon (Колумбия), использовали информацию об угле напластования.

Также возможно определить расположение различных типов песчаников в разных частях месторождения, как это было сделано Макдональдом и др. при моделировании горизонта Tarbert в Норвежском море: например, глинистые отложения в пределах пляжевой последовательности пластов ограничивались нижней частью берегового склона и переходной зоной, граничащей с шельфом [60].

Изначально объектно-ориентированные модели сводились в основном к случайному определению пространственного расположения глинистых пропластков, однако в настоящее время модели такого рода предполагают применение сложных ограничений, накладываемых геологическими данными. Между тем некоторые проблемы остаются нерешенными, особенно это касается неопределенности при корреляции межскважинных данных. В оценочный период объем скважинной информации зачастую недостаточен для корреляции песчаных геологических тел на участках между скважинами. На эксплуатируемых же месторождениях корреляция некоторых песчаных тел в межскважинном пространстве вполне возможна. В случае обширных песчаных горизонтов, которые явно коррелируют между собой в достаточно большом числе скважин, можно просто построить карту кровли и подошвы этих тел, применяя кригинг или другие детерминированные методы картирования (см., например, [27]). При попытках моделирования геоло-

гических единиц, в отношении которых неизвестно, коррелируют ли они между скважинами, возникают проблемы, потому что объектно-ориентированные модели характеризуются ограниченными возможностями обработки таких элементов неопределенности. В недавно вышедшей работе [91] показано, что объектно-ориентированные модели можно сделать несколько более гибкими, однако при этом возникает риск получения таких конфигураций песчаных горизонтов, которые не являются геологически верными (рис. 27). С учетом этих трудностей, стохастические объектно-ориентированные модели применяются преимущественно в таких случаях, когда размеры песчаного массива невелики по сравнению с расстоянием между скважинами.

Индикаторное моделирование. Индикаторное моделирование используется также в некоторых прикладных исследованиях для распределения генетических песчаных тел. Например, в [74] индикаторное моделирование использовано для создания моделей пластов речного типа, а в [56] индикаторный метод применен для моделирования распределения глин. Чем же данный подход отличается от объектно-ориентированных методов?

Основное отличие заключается в способе количественного представления неоднородностей. При объектно-ориентированном подходе песчаные или глинистые тела моделируются как объекты, распределенные в пространстве. Эти объекты могут описываться с применением некоторой определенной (но при этом произвольной) формы или размера. При применении индикаторного метода геологическая структура описывается посредством «индикаторных вариограмм». При решении стандартных задач вариограмма рассчитывается по одной индикаторной переменной в определенный момент времени. Если цель исследования предполагает получение распределения некоторого песчаного тела (это могут быть русловые пески, пески разлива или глинистые пропластки), на первом этапе осуществляется преобразование скважинных данных в кривые «индикаторной переменной», которая принимает значение 1 при наличии соответствующей геологической единицы и 0 при отсутствии таковой (рис. 28). Затем на основании скважинных данных рассчитывается «экспериментальная индикаторная вариограмма». Важность вариограммы определяется тем, что впоследствии она используется и для представления таких непрерывных параметров, как пористость или проницаемость. Являясь функцией расстояния между точками измерений, вариограмма определяет различие между измеренными значениями. Точнее говоря (рис. 29а), вариограмма определяет средний квадрат разности между значениями в точках измерений как функцию расстояния между ними. Кроме того, для удобства применяется коэффициент $1/2$. Начальное значение равно нулю, и чем медленнее возрастает вариограмма, тем лучше данная переменная коррелирует в пространстве. Несложно привести математическое доказательство того, что для случая индикаторных переменных вариограмма, как функция расстояния, определяет $1/2$ вероятности того, что два измеренных значения будут отличаться (то есть что одно из них будет нулевым, а другое — равным единице). Самым лучшим способом понять сущность индикаторной вариограммы является собственноручный расчет данной функции на простом примере. Эта задача решается в упражнении 1. Для представления индикаторных вариограмм применяется

целый ряд стандартных моделей. Наиболее часто используются экспоненциальная и сферическая модели (рис. 30).

Еще одним часто используемым инструментом является индикаторная ковариационная кривая, которая сопоставима с вероятностью (но не является строго равной ей) равенства значений фаций в зависимости от расстояния между ними (рис. 31). Индикаторную ковариационную кривую можно определить как перевернутую индикаторную вариограмму. Она представляет собой меру схождения как функцию расстояния, тогда как вариограмма является мерой различия.

Рис. 32а и рис. 32б заимствованы из [10]: здесь использована интерпретация литофаций для вертикальных скважин, пробуренных на аллювиальном конусе выноса в Калифорнии. Для каждой скважины имелись в наличии непрерывные данные, однако 80% этих данных были исключены для того, чтобы симитировать достаточно ограниченный набор геологических данных. На рис. 32б показаны индикаторные вариограммы, соответствующие «русловой» индикаторной переменной, полученной по «руслам» рис. 32а.

На рис. 33а показаны различные варианты двухмерной вариограммной модели Джонсона и Крола. Все пять рисунков были получены с применением последовательного индикаторного моделирования, о котором пойдет речь ниже. На рис. 33б–33г показаны изменения реализаций данной модели при изменении параметров индикаторной вариограммы.

Вертикальные вариограммы по направлению вдоль ствола скважины могут быть рассчитаны на основании скважинных данных, потому что данные кернового анализа и каротажные данные всегда имеются в достаточном количестве. Сначала рассчитывается экспериментальная вариограмма, а затем под нее «подгоняется» теоретическая модель. При составлении горизонтальных вариограмм такой подход применяется достаточно редко в связи с недостатком скважинных данных и большим расстоянием между скважинами. В такой ситуации единственным способом выбора вариограммной модели является метод проб и ошибок: плато и радиус корреляции вариограммы изменяются до тех пор, пока не будет получена такая геостатистическая реализация, которая подтверждается с геологической точки зрения. Проблемы сбора количественной информации для наложения ограничений на горизонтальные вариограммы мы рассмотрим ниже.

Радиус корреляции (то есть непрерывность) вариограммы часто меняется согласно направлению, в котором рассчитывается данная вариограмма. В таком случае рассматриваемая переменная является «анизотропной». Такое наблюдается между латеральным и вертикальным направлениями: изменчивость геологической среды в вертикальном направлении значительно больше, чем в горизонтальном (или стратиграфическом) направлении. Латеральное изменение геологической обстановки часто определяется направлениями палеотечений. Очевидно, что речные отложения будут отличаться большим постоянством в направлениях, параллельных течению. Недавнее исследование [84], выполненное на месторождении Hyde в Северном море (рис. 34), содержит обзор значений радиусов корреляции вариограмм в различных направлениях. В [87] также приведены примеры анизотропных индикаторных вариограмм, которые рассчитывались на аллювиальных обнажениях формации Escanilla в Испании (рис. 35).

Примеры использования индикаторного моделирования существуют и для глубоководных условий [4]. Авторы [60] также использовали этот подход наряду с объектно-ориентированными методами для представления различных фаций в прибрежно-морских условиях и вдоль береговых равнин на месторождении Gullfaks.

Вариограммы почти не содержат информации о геометрических характеристиках. Так, на рис. 36 показаны три различных изображения, которые соответствуют одной и той же индикаторной вариограмме. Кроме того, вариограмма не изменяется, если она рассчитана на основании «обратного» исходному изображения. Такая относительная гибкость различных форм, которые могут соответствовать одной и той же индикаторной вариограмме, может оказаться и преимуществом. Если мы сравним основанные на вариограммах индикаторные и объектные модели, то увидим, что первые лучше описывают элементы неопределенности, связанные с корреляциями разрезов от скважины к скважине (см. рис. 37). К сожалению, при использовании индикаторных вариограмм возникает проблема «геологического соответствия» формы песчаных тел, как в случае с объектно-ориентированными моделями. Помимо этого, индикаторные вариограммы не могут включать в себя дополнительный статистический контроль (например, соотношение между шириной и толщиной), применяемый в объектно-ориентированных моделях. Тем не менее, индикаторное моделирование является удобным и быстрым, а кроме того, здесь не возникает алгоритмических проблем, характерных для объектных моделей при неопределенности в корреляции.

Хотя вариограмма является достаточно простой функцией, интерпретация ее простотой не отличается. Плато вариограммы — это значение, которое получается после стабилизации. Этот показатель соответствует относительному числу индикаторных значений, равных единице, умноженному на относительное количество индикаторных значений, равных нулю. Радиус корреляции (то есть тот интервал, в пределах которого вариограмма становится стабильной) нередко определяется неверно. В некоторых опубликованных прикладных исследованиях радиус корреляции ошибочно отождествляется с размером моделируемых геологических единиц. В недавно вышедшей работе [10] прекрасно раскрыта суть радиуса корреляции вариограммы. Авторы доказывают, что угол наклона индикаторной вариограммы в ее начале равняется соотношению p/d , где p определяется как доля индикаторных значений, равных единице, а d представляет собой среднюю длину моделируемых тел (в том направлении, в котором производится расчет вариограммы). На рис. 38 в обобщенной форме представлены выводы о геометрической интерпретации индикаторной вариограммы [10].

Модели, создаваемые в процессе индикаторного моделирования, обычно распределяются в трехмерных прямоугольных сетках, состоящих из «вокселей», или «элементов объема» (воксел «voxel» представляет собой аналог пиксела «pixel» в трехмерном пространстве), и представленных в метровой шкале по вертикали и в декаметровой — по горизонтали. Так, например, в [84] применяются воксели размером 50×50 метров в боковой проекции и 1 метр по вертикали. Значительная «плоскостность» вокселей объясняется различным характером изменения геологической информации по вертикали и по горизонтали. С теорети-

ческой точки зрения представление объектно-ориентированных моделей в виде трехмерной совокупности вокселей не имеет смысла: для адекватной характеристики моделируемых объектов достаточно указать расположение объектов и их величину. Тем не менее, на практике такие модели в большинстве случаев переносятся на трехмерную сетку хотя бы для того, чтобы привязать модель к сетке и ремасштабировать ее в рамках построения гидродинамической модели.

Алгоритмы

Выше мы представили два наиболее распространенных метода создания фациальных моделей. Объектно-ориентированные и индикаторные модели различаются применяемыми предположениями о моделируемом параметре: объектно-ориентированные модели основываются на информации о форме, размере и относительном расположении песчаных тел, тогда как индикаторное моделирование ограничивается используемыми вариограммными моделями. Так каким же образом создаются реализации, подобные тем, что представлены на рис. 23 и 33? Для сравнения алгоритмов объектно-ориентированного и индикаторного моделирования можно использовать классификацию, на основе которой различаются итерационные, последовательные и прямые методы. Итерационные методы реализуются с применением на первом этапе случайной трехмерной модели, которая не соответствует всем ограничениям по входным данным. Затем данная модель на протяжении некоторого числа итераций изменяется до тех пор, пока она не будет удовлетворять всем ограничивающим параметрам. При применении последовательных методов, напротив, модель создается пошагово, при этом на каждом этапе производится проверка на соответствие заданным ограничениям. Прямые методы основываются на математическом алгоритме, который обеспечивает учет всех ограничивающих условий, без каких-либо повторений.

Итерационные методы. Общие принципы применения итерационных методов одинаковы для обоих типов моделирования: сначала мы остановимся на итерационных методах в приложении к объектно-ориентированным моделям.

Начальное распределение песчаных тел генерируется случайным образом, при этом используется единственное ограничение (например, общая доля песчанника на месторождении). Естественно, начальное распределение не соответствует данным по каждой скважине, а также прочим ограничениям. Кроме необходимости учета скважинной информации, могут применяться также другие ограничения (например, на относительное расположение различных песчаных тел). Это несоответствие измеряется при помощи так называемой «целевой функции», которая после каждой итерации суммирует общее несоответствие между полученной моделью и целевыми данными. На компьютере выполняется очень большое число итераций, причем на каждой последующей предлагается некоторое изменение. Изменения различны в различных алгоритмах и могут заключаться в добавлении или удалении того или иного песчаного тела, изменении размера некоторого песчаного тела, взаимном изменении расположения двух песчаных тел и так далее. Если данное изменение обеспечивает лучшее согласование с исходными условиями, оно принимается. Если улучшения согласования не происходит, то предлагаемое изменение не отбрасывается, а принимается с вероятно-

стью, равной отношению целевой функции до осуществления данного изменения к целевой функции после его осуществления. На рис. 39 показан упрощенный пример начальной модели, промежуточных вариантов и конечной модели, полученной по завершении последовательности итераций.

Итерационные методы для получения индикаторных моделей были развиты Дойчем в его диссертации [17]. Для понимания сути данного алгоритма рассмотрим пример из работы Шриваставы ([1]:1; здесь рис. 40): упрощение в данном примере сводится к тому, что в результате создается модель «песок/глина» с коэффициентом песчаности 70%, при этом средняя протяженность глинистого слоя составляет 60 метров, а его средняя мощность составляет 10 метров. Сначала создается абсолютно произвольная модель с коэффициентом песчаности 70%. Затем модель подвергается итерационным изменениям, которые сохраняются, если они улучшают целевую функцию, определяющую несоответствие между параметрами текущей модели и целевыми характеристиками.

Как мы видим, методологические основы реализации итерационных методов в случаях объектно-ориентированных моделей, и индикаторного моделирования во многом сходны. Разница заключается в том, что в объектно-ориентированных моделях изменения применяются по отношению к отдельным объектам, на каждой итерации, тогда как в индикаторных моделях изменения применяются по отношению к отдельным вокселям.

Последовательные алгоритмы. При применении итерационных алгоритмов сначала создается случайная модель, которая затем уточняется в ходе большого количества повторений. При использовании последовательных алгоритмов трехмерный объем модели пласта заполняется последовательно, при этом на каждом последующем шаге обеспечивается выполнение всех заданных условий. Данный подход успешно применяется как в объектно-ориентированных, так и в индикаторных моделях.

Что же касается объектно-ориентированных моделей, в данном случае мы снова можем воспользоваться примером из работы Шриваставы (рис. 41). На первом этапе последовательно создаются песчаные тела, присутствующие в скважинах. После этого осуществляется моделирование песчаников в межскважинном пространстве. Песчаные тела в скважинах воссоздаются произвольно, с единственным ограничением, согласно которому они пересекают данные скважины. Песчаные массивы на участках между скважинами также моделируются произвольно, но не принимаются в расчет, если они пересекают скважины. Данный алгоритм схематично представлен на рис. 42. Процесс прекращается после достижения заданного значения коэффициента песчаности.

В случае индикаторного моделирования особенно эффективным оказалось применение последовательных алгоритмов, разработанных в Стэнфордском университете. Сущность данного метода легче раскрыть с применением двумерного примера: предположим, что значения фаций известны для нескольких точек плоскости. Реализация последовательного алгоритма (рис. 43) сводится к определению случайной точки в пределах данной плоскости, при этом оценивается вероятность присутствия в данной точке фации i путем интерполяции значений, полученных для уже существующих скважин, с последующим определением воз-

можного значения данной фации согласно рассчитанной вероятности. Полученное значение добавляется к уже известным данным, после чего снова случайным образом определяется следующая точка, и так продолжается до тех пор, пока вся плоскость не заполнится значениями фаций. При обсуждении последовательного индикаторного моделирования следует обратить внимание на то, что каждая фация моделируется отдельно: если число фаций больше двух, например n , то сначала моделируется первая фация, при этом все точки, в которых первая фация в итоге отсутствует, обозначаются как «не содержащие первой фации». По завершении моделирования первой фации в данной области моделируется вторая фация и так далее, до фации n . Из этого следует, что в данном случае относительное расположение фаций не учитывается.

Прямые методы. Как уже отмечалось выше, прямые методы моделирования не являются ни итерационными, ни последовательными: в данном случае моделирование осуществляется непосредственно в соответствии с требуемой вариограммой. На настоящий момент нам не известно ни одного прямого метода для создания объектно-ориентированных моделей. Для построения индикаторных моделей Французский институт нефти и Центр геостатистики [74, 78] предложили прямой метод, позволяющий учесть взаимосвязь между фациями. Алгоритм усеченных гауссовых функций представляет собой частный случай прямого метода. Его суть заключается в создании модели некоторой непрерывной переменной, по отношению к которой затем применяются определенные ограничения (рис. 44). Ниже мы покажем, как создаются модели непрерывных переменных. Например, на месторождениях, образованных в обстановке прибрежных склонов, где изменение фаций имеет регулярный характер (приливная зона — верхняя часть берегового склона — нижняя часть берегового склона — шельфовая зона); данный алгоритм позволяет получить такие индикаторные модели, которые учитывают регулярный характер изменения фаций. Авторы [66] применили данный подход при моделировании газосодержащего пласта речного типа, расположенного во Франции (рис. 45). В работе [60] приводится интересный случай применения усеченных гауссовых функций при моделировании прибрежно-дельтовых неоднородностей формации Tarbert на месторождении Gullfaks в Северном море. Однако преимущество учета регулярного характера изменения фаций может оказаться значительным недостатком в тех случаях, когда между фациями предполагается наличие прерывистости.

2.3.3. Этап 3. Моделирование изменения литологических фаций

Хорошо известно, что в однотипных песчаных телах значительно варьируется литологический состав. Например, смотрите работу группы разработчиков Heresim [78], которая представляет собой детальный анализ распределения 15 различных литологических типов (таких как песчаник, глинистый песчаник, глина и т. п.) в речных отложениях формации Scalby (Ravenscar Group) в Англии. Для описания распределения литофаций (типов пород) очень часто применяются индикаторные вариограммы. В некоторых случаях варьирование литофаций моделируется в рамках генетических единиц, в других моделирование генетических единиц не производится.

Индикаторное моделирование

Авторы [4] использовали последовательное индикаторное моделирование для исследования изменений коллекторских свойств пласта в турбидитных конусах и каналах. Специалисты группы Heresim также использовали усеченные гауссовы функции и геолого-статистические разрезы для моделирования литологических изменений в русловых и флювиально-дельтовых обстановках [78]. Во втором исследовании также осуществлялись замеры геологической протяженности и бурились шпуровые обнажения севера Англии для количественного описания литологического строения фациальных ассоциаций флювиально-дельтовых обстановок. На рис. 46 представлен разрез обнажения в сравнении с тремя реализациями, полученными в результате условного моделирования. Эти реализации ограничиваются кривыми геолого-статистического разреза (ГСР) и двумя псевдоскважинами, «пробуренными» по краям обнажения. Кроме индикаторных вариограмм геологическое строение межскважинного пространства ограничено кривыми ГСР, которые показывают пропорциональное распределение каждой литофации в каждом стратиграфическом слое.

Еще один интересный вариант применения геостатистического моделирования литологического строения приводится в главе 22 [1]. Авторы произвели количественное описание эоловых юрских песчаников. В работе выделены четыре различных типа стратификации эоловых песчаников, а также представлена модель их строения, предложенная Рубиным (рис. 47). Кроме того, были рассчитаны индикаторные вариограммы этих моделей, которые затем использовались как входные данные при создании мелкомасштабных геостатистических моделей стратификации в пределах формации Nugget (рис. 48).

Объектно-ориентированные модели

Как уже упоминалось, объектно-ориентированные модели сыграли значительную роль в истории развития мелкомасштабных геостатистических моделей. Авторы [44] использовали объектно-ориентированные модели для распределения малых глинистых прослоев в песчаных пластах, таких как многорукавные речные отложения, где коэффициент песчаности обычно очень высок (рис. 49).

Недавно в [6] индикаторное моделирование объединили с объектно-ориентированным подходом для создания моделей комплекса флювиально-дельтовых отложений месторождения Prudhoe Bay. После моделирования распределения основных фациальных ассоциаций с применением последовательного индикаторного моделирования происходило их заполнение с использованием объектно-ориентированных моделей (рис. 50).

2.3.4. Этап 4. Распределение петрофизических свойств в пространстве

Конечная цель стохастического моделирования для инженера-разработчика состоит в том, чтобы достоверно воспроизвести пространственное распределение петрофизических свойств для последующего гидродинамического моделирования: моделирование генетических единиц и литологических характеристик, которое может оказаться полезным для представления особенностей

геологического строения — это только шаг на пути к этой цели. После моделирования седиментологического/литологического строения для каждого литологического класса определяется соответствующее распределение проницаемости.

Стандартные геостатистические модели

При моделировании распределения непрерывных параметров, таких как пористость и проницаемость, наибольшей популярностью пользуется вариограммный геостатистический подход. Выше уже было представлено определение индикаторной вариограммы. Адаптация методов индикаторного моделирования для описания непрерывных параметров не представляет каких-либо сложностей: на рис. 51 представлен пример расчета экспериментальной горизонтальной вариограммы. Для геостатистических моделей непрерывных петрофизических свойств, таких как пористость или проницаемость, характерно ограничение по входным параметрам, таким как среднее, дисперсия, гистограммы и вариограммы свойств. Если на предшествующем этапе была создана литофациальная модель, модель проницаемости или пористости может ограничиваться входными параметрами, изменение которых зависит от наличия тех или иных литофаций. Вариограммы непрерывных параметров находят представление в виде нескольких стандартных моделей. Наиболее часто используются сферические, экспоненциальные, гауссовы и степенные модели (рис. 52). Степенные модели будут подробно рассматриваться далее, так как они связаны с фрактальными моделями. При подборе модели вариограммы в качестве возможных альтернатив рассматриваются сферические, экспоненциальные и гауссовы модели. Сферическая и экспоненциальная модели при фиксированном диапазоне различаются своим поведением в основании: наклон экспоненциальной вариограммы больше, что означает, что в пределах данного диапазона для экспоненциальных вариограмм характерно более «случайное» распределение значений по сравнению со сферическими. С другой стороны, для гауссовых вариограмм, отличающихся параболическим поведением в начале кривой, характерно очень гладкое распределение значений. Модели вариограмм часто характеризуются прерывистостью в основании, «эффектом самородка», который обуславливает изменения значений параметра на близком расстоянии. Часто он оказывается результатом ошибок в измерениях. Плоская модель вариограммы, которая соответствует некоторой некоррелированной переменной, называется «чистым эффектом самородка».

Далее мы увидим, каким образом можно получить информацию для латеральной вариограммы в тех случаях, когда количество данных настолько ограничено, что не может считаться статистически репрезентативным. Источником информации, который всегда доступен на основе скважинных данных, являются вариограммы, рассчитанные вдоль ствола скважин. В [1]:21 приведен прекрасный пример «структурного анализа», в результате которого производится расчет вертикальных вариограмм и построение соответствующих им моделей (рис. 53).

Вертикальные вариограммы вычисляются вдоль ствола скважины, но расчет горизонтальных вариограмм на участках между скважинами в большинстве случаев невозможен вследствие недостатка данных. Авторы [1]:21 (рис. 53) показали, как можно получить горизонтальную вариограммную модель на основе

геологических предположений и информации по протяженности в некоторой горизонтальной скважине. Что касается индикаторного моделирования, то при отсутствии информации по протяженности из скважин хорошее приближение получается путем создания нескольких моделей, из которых выбирается та, которая характеризуется наиболее реалистичным представлением геологических данных.

Можно привести огромное количество примеров применения геостатистических моделей для непрерывных переменных. Авторы [14, 5] использовали их для моделирования изменения проницаемости в пределах отдельных генетических единиц. Изменение проницаемости в карбонатном пласте с применением стандартного условного моделирования на основе вариограммы рассматривается в [59]. Стоит отметить, что на настоящий момент почти не существует альтернатив применению вариограмм и гистограмм в качестве ограничений при создании реалистичных моделей распределения непрерывных параметров.

В упражнении 5 показан подбор анизотропной вариограммной модели для горизонтальной и вертикальной вариограмм пористости на реальном примере залежи.

Алгоритмы для стандартных геостатистических моделей

Условное моделирование непрерывных параметров может быть реализовано с применением итерационных, последовательных и прямых методов. Итерационные методы восходят к формальной системе «модельной закалки» (*Simulated Annealing Formalism*) (смотрите, например, объяснение в [1]:20), тогда как последовательные методы сводятся к очень эффективному подходу, известному как «последовательное гауссово моделирование» (*Sequential Gaussian Simulation, SGS*), который был разработан в Стэнфордском университете [38]. Этот метод имеет значительное сходство с рассмотренным ранее алгоритмом последовательного индикаторного моделирования (рис. 54а). И последовательный, и итерационный методы являются необычайно гибкими, особенно (как будет описано далее) в тех случаях, когда геостатистические модели ограничиваются также сейсмическими данными или информацией, полученной в ходе гидродинамических испытаний.

Кроме того, существует некоторое количество прямых методов. Они не всегда оказываются достаточно гибкими, однако описание одного из них в практическом приложении может служить хорошим учебным примером. Упражнение 2 является одномерным, а создаваемые реализации не являются условными. Приближение для одномерной модели легко переносится на 2- и 3-мерные модели, в которых скользящее среднее в кругах и сферах или в ограниченном объеме применяется для включения корреляций в изначально некоррелированные реализации [68].

При использовании прямых алгоритмов моделирование осуществляется в два этапа. Первый из них называется «безусловным моделированием» и соответствует среднему, дисперсии, гистограммам и вариограммам, но не учитывает скважинные данные. Далее модель адаптируется с учетом скважинных данных на основе стандартных методов (объем данной книги не позволяет привести их

детальное описание, но на рис. 54б представлен поясняющий пример). На рис. 55 ([1]:15) показана модель вариограммы и четыре возможные одномерные условные модели, соответствующие данной вариограмме.

При построении моделей непрерывных переменных в результате применения большинства методов условного моделирования получаются нормально распределенные функции. Это прямое следствие классической центральной предельной теоремы из теории вероятностей. Нормальное распределение обычно используется для описания гистограмм пористости, но не проницаемости, которая является асимметричным параметром и описывается логарифмически нормальным распределением. Если переменная асимметрична, то суть применяемого подхода сводится к математической трансформации данной переменной, в результате чего получается переменная с нормальным распределением. Для этого используются простые трансформации, такие как логарифмирование для переменных с логарифмически нормальным распределением (например, проницаемость) или применяется более общая нормализующая трансформация (*Normal Score*), предложенная стэнфордской школой.

Вариограмма — полезный инструмент для анализа неоднородности

Детальный анализ вариограмм интересен тем, что в вариограммной модели присутствуют три основных параметра, которые определяют различные аспекты неоднородности: поведение в основании, радиус корреляции и плато. Для лучшего понимания их роли мы будем использовать базовую модель некоторого непрерывного параметра, например пористости (рис. 56а), и изучим влияние изменения различных параметров вариограммной модели.

Поведение вариограммы в основании описывает степень сглаженности переменной (рис. 56б–в), радиус корреляции характеризует пространственную протяженность или длину волны переменной (рис. 56г), а плато вариограммы характеризует дисперсию или амплитуду переменной (рис. 56д). На рис. 57 сведены воедино различные особенности вариограммы, которые имеют отношение к геостатистической интерпретации.

В упражнении 3 рассматривается пример расчета вариограммы и моделирования на основе единственной диаграммы каротажа пористости (рис. 58а–б).

Почему неоднородность является функцией объема усреднения

Применим очень простую трансформацию к данным рис. 58а, усредняя их с помощью скользящего окна. Ясно, что если средняя величина данных останется примерно одинаковой, то дисперсия и поведение вариограммы в основании изменяется (рис. 58б). Дисперсия — это функция объема выборки, или «основания» в терминологии Матерона (упражнение 4 представляет собой простой пример влияния объема выборки). Поэтому такие показатели, как коэффициент Дикстра–Парсона или коэффициент вариации, которые определяют неоднородность, основываясь на ширине гистограммы, зависят от объема выборки и не могут считаться «абсолютным» выражением неоднородности [88] (рис. 59), [13] и [9]. Эти соображения относительно влияния объема усреднения на дисперсию

имеют большое значение. В некоторых случаях дисперсия пористости в образцах керна неверно отождествляется с дисперсией, влияющей на среднюю пористость в больших объемах, так что эффект основания не учитывается (рис. 3а и упражнение 4).

2.4. Методы, не относящиеся к индикаторному моделированию и объектно-ориентированным моделям

2.4.1. Модели для представления отношений между различными фациями

Фармер [34] предложил вариант обобщенного представления индикаторной вариограммы, основанный на его собственной концепции двухточечной гистограммы. Суть идеи состоит в том, чтобы не рассматривать по одной фации за раз, как это происходит при индикаторном моделировании, а учитывать взаимосвязи различных фаций. Например, вариограммы, представленные на рис. 32б, являются ограниченными в силу того, что это просто варианты индикаторной вариограммы «руслowych фаций» или «пойменных фаций». Эти вариограммы рассчитываются либо по одному, либо по другому типу фаций с применением бимодальных типов переменных. С другой стороны, применение двухточечной гистограммы позволяет учесть отношения между различными индикаторными переменными. Двухточечная гистограмма определяет вероятность присутствия фации i в одной из данных точек и фации j — в другой как функцию вектора расстояния между этими точками в пространстве. Преследуя ту же самую цель, специалисты в области геостатистики создали концепцию индикаторной кроссвариограммы, которая также должна отражать зависимости между индикаторными переменными. Однако следует заметить, что геологическая интерпретация двухточечных гистограмм и индикаторных кроссвариограмм является достаточно сложной.

Связь между кроссвариограммами, двухточечными гистограммами и вероятностями перехода Маркова (рис. 1) недавно раскрыта в [10]. В качестве примера приведены кроссвариограммы, рассчитанные на основании данных, представленных ранее на рис. 32а (рис. 60а). Они определяют функцию, которая во многом сходна с двухточечной гистограммой и кроссвариограммой, однако отличается большей наглядностью с точки зрения геологии. Эта функция получила название вероятности перехода (рис. 60б). Она описывает геологическое строение путем представления вероятности присутствия фации j в одной из данных точек при наличии в другой точке фации i как функцию вектора расстояния между двумя точками в пространстве. Данная функция представляет собой любопытное обобщение цепей Маркова (рис. 1 и рис. 61) и имеет значительное сходство с кроссвариограммой и двухточечной гистограммой, однако интерпретируется гораздо легче. Функция вероятности перехода, так же как и двухточечная гистограмма (но не кроссвариограмма), обладает свойством несимметричности относительно вектора h . Это означает, к примеру, что данная функция позволяет различать тренды увеличения или уменьшения зернистости вверх по разрезу; это средство, без сомнения, найдет применение в будущем.

Три представленные выше функции могут использоваться также как источник входных данных при условном моделировании, если требуется не только использование вариограмм отдельных фаций, но и учет отношений между различными фациями. Когда в качестве источника входных данных используются кроссвариограммы, то при моделировании применяются как последовательные, так и итерационные алгоритмы. При использовании двухточечных гистограмм или вероятностей перехода предпочтение отдается итерационным алгоритмам. Так, например, в [20] использована двухточечная гистограмма наряду с процессом закалки при моделировании распределения глин и песчаников, а в качестве ограничения применялись сейсмические данные высокого разрешения.

К сожалению, когда число индикаторных переменных становится равным 4 или более, применение таких моделей становится очень сложным вследствие необходимости определения большого количества функций в качестве входных данных.

2.4.2. Фракталы

Существуют многочисленные варианты применения фрактальных моделей. В работах [48, 71] (в последней использована статистическая информация, полученная из горизонтальных скважин) данные модели применяли для непосредственного моделирования изменений пористости и проницаемости без промежуточного моделирования генетических единиц или литофаций (рис. 62а–в, см. также рис. 8). Во фрактальных моделях изменение параметра определяется только размерностью фрактала D . Это в свою очередь имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Преимущество состоит в удобстве описания таких хаотически изменяющихся природных явлений, как пористость или проницаемость при помощи всего одного значения. Недосток фрактальных моделей, которые соответствуют степенным вариограммам, заключается в том, что при их применении не учитывается различие поведения геологических параметров в разных масштабах. Во многих случаях условия осадконакопления, соответствующие различным масштабам (песчаные тела, типы пород, изменения петрофизических свойств), невозможно должным образом смоделировать без использования фракталов различной размерности (мультифракталы), так что в данном случае применение фракталов перестает быть преимуществом. В [33] приводятся интересные примеры применения фракталов для описания изменяющихся петрофизических свойств песчаных тел. Возможно, именно в этой области фракталы окажутся наиболее полезными для описания характеристик продуктивных пластов.

О фракталах и их применении написано множество научных исследований и книг, однако некоторые авторы склонны видеть фракталы повсюду. Кроме того, часто имеет место смешение понятий «самоподобных» и «фрактальных» моделей (Матерон, личное общение). В самоподобных моделях поведение переменной одинаково во всех масштабах: самоподобие является общим свойством (вариограмма по степенному закону характеризуется «самоподобным» поведением). Фрактальное поведение соответствует явлениям, которые характеризуются непрерывностью и являются недифференцируемыми (например, побережье

Британии или Норвегии [61]). Это локальное свойство. Степенная вариограмма отличается как самоподобным, так и фрактальным поведением. Однако сферическая вариограмма является фрактальной (вследствие ее линейного поведения в начале), но не самоподобной (вследствие ограниченности ее радиуса), тогда как переменная, которая представляет собой константу во всех случаях, отличается самоподобием, но не является фракталом. Тем не менее, в литературе эти два понятия нередко отождествляются.

2.5. На пути к более реалистичной передаче особенностей геологического строения

Представленные нами различные геостатистические методы, применяемые для создания геологических моделей в разных масштабах, позволяют получить представление о теории геостатистики, геостатистических алгоритмах и их применении [53, 18, 1]. В некоторых случаях при геостатистическом моделировании продуктивных пластов применяются все перечисленные выше этапы: моделирование комплексов фаций, затем литологии (с опорой на фациальную модель) и петрофизических свойств (с учетом литологии) [5] (рис. 63), [6] (рис. 64) или [78] (рис. 65). В других примерах [14] применяется только двухэтапный подход (рис. 66). Некоторые исследования ограничиваются только одним этапом и моделируют только распределение песчаных тел, типов пород или значений проницаемости. Это свидетельствует о том, что геостатистическая модель описания становится все более гибкой, а геостатистическое моделирование все полнее соответствует геологическим требованиям.

Первые примеры многоэтапного стохастического моделирования были слишком сложны для обработки вследствие отсутствия эффективных вычислительных средств. Быстрое развитие программ для трехмерного моделирования продуктивных пластов значительно облегчает применение этого подхода. Стохастическое моделирование месторождений все теснее смыкается со структурным моделированием, как показано, например, на рис. 67. Средства трехмерного моделирования создают идеальную основу для построения геостатистической модели (рис. 68) с учетом данных детального стратиграфического анализа.

Трехмерные системы для моделирования месторождений уже включают в себя как детерминированное, так и вероятностное моделирование (рис. 69а–в) и позволяют включать в модель и структурную, и седиментологическую информацию.

2.6. Немного философии

Из вышесказанного становится ясно, что на каждом этапе моделирования используется сходный метод: учитываются скважинные данные наряду с некоторыми статистическими параметрами, близко воспроизводящими геологические ограничения в пределах каждого слоя. Эти статистические величины могут быть представлены размерами песчаных тел, вариограммами, фрактальной размерностью или функциями вероятностей перехода. Их выбор очень важен, так как они в совокупности определяют количественную геологическую информацию.

Часто звучат скептические комментарии: «Природа не является беспорядочной, поэтому методы, основанные на случайных моделях, бесполезны». Естественно, что каждый моделируемый пласт уникален, и его накопление происходило под влиянием различных геологических процессов. Специалисты, занимающиеся геостатистикой, никогда не исходят из того, что пласт «случаен». Предполагается, что с учетом чрезвычайной сложности строения любого продуктивного пласта оказываются полезными вероятностные методы, позволяющие получать неоднородные модели. В следующих главах будет показано, как формальный аппарат геостатистики, позволяющий создавать различные сценарии, соответствующие входным данным (скважины, статистическая информация о геометрии тел и т. д.), дает возможность количественного представления неопределенности, которая остается после учета всех применяемых при моделировании данных (см., например, рис. 11). Это означает, что если существует некоторый «определенный» пласт, то применение вероятностного подхода даже при недостатке данных делает возможным создание целого ряда «равновероятных» моделей, каждая из которых соответствует имеющимся данным в равной степени. Интерес геологов к вероятностным методам не развивался такими темпами, как у инженеров-разработчиков. Вот список возможных причин:

- 1) Недостаточное владение средствами формального математического представления.
- 2) Уверенность в том, что стохастическое моделирование не подходит для геологии и, по сути, приравнивается к бросанию монеты для случайного определения строения межскважинного пространства.
- 3) Выбор в пользу «детерминированных методов».

Некоторые геологи до сих пор настаивают на необходимости проведения различий между моделями (подобными представленной на рис. 10), которые они называют «детерминированными» просто потому, что они создаются вручную, несмотря на то что такие модели имеют множество других вариантов построения, и «случайными» геостатистическими моделями, которые они считают негеологическими. В действительности любые «детерминированные» ограничения, как таковые, могут применяться при создании геостатистических моделей. Как мы уже видели ранее, наиболее удачными являются такие стохастические представления, которые ограничены более полными геологическими данными.

Суть другого опасного заблуждения состоит в том, что геостатистика якобы должна использоваться только в случаях явного недостатка или полного отсутствия геологических данных: это верный путь к катастрофе. *Геостатистика не может заменить отсутствующую геологическую информацию.* Наоборот, геостатистика призвана помочь геологу преобразовать созданную им геологическую модель и получить на ее основе трехмерное количественное представление.

Некоторые геологи придерживаются иного мнения. Они утверждают, что зависимость между мощностью и шириной — не более чем мечта математиков и что на практике геолог не может получить информацию о протяженности по вскрытому разрезу геологических тел в скважинах. Отсюда также следует, что

геолог не может изображать разрезы, подобные тем, что показаны на рис. 10! Однако в этом утверждении есть доля правды: для получения количественной геологической информации о геометрии тел и общих особенностях геологического строения требуется много усилий. «Мусор на входе — мусор на выходе»: при отсутствии количественной информации достоверную геологическую модель не смогут создать ни геологи, ни программы для стохастического моделирования.

2.7. Получение информации по латеральной протяженности из различных источников

Выше было показано, что существует множество различных методов стохастического моделирования. Выбор метода моделирования и входных статистических параметров (вариограммы, размер геологических тел и т. д.) должен быть таким, чтобы в результате условного моделирования получить достоверное с точки зрения геологии представление о распределении неоднородностей. В большинстве случаев информация о латеральных особенностях строения не может быть получена только на основании скважинных данных. Результаты геостатистических исследований в рудной геологии, которые сводятся к подбору математической вариограммной модели для экспериментальной горизонтальной вариограммы, рассчитанной на основе данных по значительному числу отобранных в шахтах образцов, нельзя напрямую переносить для решения задач в области нефтедобычи. С учетом небольшого количества скважин и значительного расстояния между ними можно определить изменение геологических параметров только вдоль ствола скважин. Изменение геологических параметров по латерали обычно определяется с применением количественной информации, полученной в аналогичных геологических обстановках (подробнее см. [8]). Далее мы кратко рассмотрим источники данных, применяемых в качестве ограничения при построении геологических моделей.

Месторождения с частой сеткой скважин

В случае месторождений на конечной стадии разработки количество скважин может оказаться достаточным для определения латеральной протяженности на основании скважинных данных. Например, в [56, 4] успешно рассчитаны горизонтальные индикаторные вариограммы для таких месторождений (рис. 70). Однако во многих случаях следует использовать и другие источники количественной информации.

Обнажения-аналоги

Наиболее часто применяемый метод получения количественной горизонтальной информации основан на изучении обнажений-аналогов (рис. 21). По данной тематике имеется большое количество публикаций, например [8, 23]. Такие исследования обнажений должны с самого начала четко определять масштаб изменений, которые необходимо описать количественно: количественная информация о протяженности генетических единиц по простиранию требует обнажений

большого размера, чем оценка изменений литологических характеристик внутри этих единиц. Авторы [74] провели исследование, в результате которого были получены вариограммы литологического строения для йоркширских флювиально-дельтовых обнажений. В меньшем масштабе измерения петрофизических параметров образцов керна и данные минипермеаметров часто используются для получения статистической информации об изменении проницаемости внутри различных литологических типов [89]. На рис. 71 представлены основные масштабы, в которых количественные данные могут быть получены при анализе обнажений. Что касается масштаба мелких глинистых прослоев, в этой области также была проделана большая работа, представленная в [36] (рис. 72).

Неглубокие скважины на обнажениях

Некоторые исследования обнажений иногда даже предполагают бурение неглубоких скважин для получения полного трехмерного представления (в благоприятных случаях) выходящего на поверхность пласта. Смотрите, например, работу Французского института нефти [74] или исследование, проведенное на обнажениях Roda [29] (рис. 73а). Последние данные были использованы для разработки нового стохастического метода, имитирующего проградацию фронта дельты как функцию геологического времени [29] (рис. 73б). С развитием программ для трехмерного моделирования геологической среды все большее количество исследований обнажений будет осуществляться с бурением неглубоких скважин и построением детальных трехмерных моделей выходящего на поверхность пласта.

Глубинная и малоглубинная сейсморазведка

Очевидно, что сейсмическая информация будет использоваться все чаще вместе с результатами, полученными с применением таких инструментов, как георадар. Имеется большое количество примеров исключительно детальных сейсмических изображений. Примеры, подобные тому, который представлен на рис. 74, будут становиться все более доступными и позволят сформировать такое представление о латеральной протяженности, которое невозможно получить при двухмерном исследовании обнажений. Существует огромное количество малоглубинных сейсмических данных, интерпретация которых дает возможность гораздо лучше представить структуру месторождения в трехмерном пространстве.

Гидродинамические исследования скважин

При отсутствии какой-либо геологической информации о латеральной протяженности могут оказаться полезными результаты гидродинамических исследований, хотя анализировать их следует с большой осторожностью. В [4] показано, как гидродинамические испытания могут послужить источником информации о ширине турбидитных песчаников (рис. 75). Затем эта информация объединялась с горизонтальными вариограммами, рассчитанными по скважинным данным (рис. 70).

Горизонтальные скважины

Горизонтальные скважины являются очень многообещающим источником информации, так как они описывают горизонтальную изменчивость в метрическом масштабе внутри самого пласта-коллектора (нет необходимости использовать количественную информацию из геологических «аналогов»). Горизонтальные скважины использовались для определения горизонтальной размерности фракталов в комплексе разветвленных речных русел [71] (рис. 76); вариограммы из горизонтальных скважин применялись также для описания распределения пористости в меловых осадках (рис. 53) [1]:21.

Моделирование процессов осаждения

Другим многообещающим средством является использование процессного (или генетического) моделирования, когда процессы осадконакопления моделируются с применением детерминированного подхода, а результаты моделирования применяются для вывода статистической модели изменчивости, которая в свою очередь используется как источник входных данных для стохастического моделирования. Авторы [12] используют выходные данные детерминированных моделей, представленных в работе [7], для определения относительного расположения песчаных тел в моделях (рис. 77).

Профили, начерченные от руки

Авторы [33] попытались включить в геологическую модель всю возможную геологическую информацию, опираясь на созданные геологами разрезы, описывающие данную геологическую модель. Затем геостатистические программы «определяют» по данным рисункам размеры различных геологических тел, при этом данные разрезы используются в моделях в качестве ограничения. Описанный подход применялся на месторождении прибрежно-морского типа, расположенном в Северном море (рис. 78). В [1]:22, в более мелком масштабе, также рассчитывали вариограммы, используя при этом начерченные от руки схемы ко-сои слоистости по методу Рубина (рис. 47).

Заключение

Эта глава, описывающая получение информации о пространственной протяженности, является достаточно краткой по сравнению с огромным объемом публикаций по данной теме. На рис. 79а–в представлены источники информации для моделирования в разных масштабах. В настоящее время эта область исследований активно развивается, что свидетельствует о влиянии геостатистики на повседневную работу геологов, и наоборот. Это является верным признаком того, что формальный аппарат геостатистики все лучше принимается и используется нефтепромышленными геологами.

ГЛАВА 3

Условное моделирование в двух измерениях

3.1. Условное моделирование в двух измерениях: простые примеры

Ранее геостатистические модели были двухмерными. В упрощенной форме в этих моделях в качестве входных данных применялись усредненные по-слойно значения петрофизических свойств в скважинах. В качестве примера на рис. 80 изображены четыре реализации карты непрерывного параметра, полученные с помощью условного моделирования. Значения в трех контрольных точках являются идентичными во всех реализациях. Все четыре варианта характеризуются одинаковыми (сферическими) вариограммами, сходными гистограммами, и соответствуют скважинным данным. Подобные реализации называются также «равновероятными» в том смысле, что они соответствуют всем заданным статистическим параметрам, которые могут быть у реальной (неизвестной) карты. В последнее время количество двухмерных условных моделей уменьшилось. Они могут оказаться полезными только при картировании проницаемости в пластах с высоким коэффициентом песчаности (это характерно, например, для отложений, сформированных ветвящимися руслами), когда горизонтальное изменение свойств является более существенным, чем вертикальное.

Для сравнения на рис. 81 изображены другие четыре реализации для того же параметра (рис. 80), но полученные с применением гауссовой вариограммы, в которой использовался тот же радиус корреляции, что и для сферической вариограммы из предыдущего случая. В гауссовой модели реализации получаются более гладкими, чем при использовании сферической модели. Это обусловлено тем, что гауссова вариограмма предполагает достаточно гладкое поведение моделируемой переменной (с точки зрения математики, такая переменная может считаться бесконечно дифференцируемой). Несмотря на то что данное допущение представляется нереальным, применение гауссовой модели на практике часто оказывается полезным, так как получающиеся модели отличаются сглаженностью и легко интерпретируются.

3.2. Двухмерное условное моделирование и элементы структурной неопределенности

Применение двухмерного условного моделирования оказывается более значимым для оценки структурных неопределенностей. Это одно из наиболее интересных приложений геостатистики. Обычно информацию о глубине распо-

ложения опорных сейсмических горизонтов получают на основании скважинных данных и результатов интерпретации трехмерной сейсмической информации либо в глубинных, либо во временных координатах. Хорошо известно, что вследствие небольшого количества скважин (на разведочной стадии разработки) и за счет влияния элементов неопределенности, связанных с сейсморазведкой, информация о сейсмических маркерах часто отличается значительной мерой неопределенности. Эти источники неопределенности оказывают прямое влияние на неопределенность, связанную с определением общего объема породы (*Gross-Rock-Volume, GRV*), который в самом простом случае определяется как объем породы, расположенный между кровлей пласта и уровнем контакта углеводорода с водой. Условное моделирование используется в данном случае для определения возможных вариантов карты глубин сейсмических горизонтов, причем в каждом из вариантов учитываются скважинная и сейсмическая информация (рис. 82).

Гистограмма «возможного» общего объема породы, полученная данным методом, позволяет решить проблему количественной оценки влияния элементов структурной неопределенности при определении общего объема породы. В качестве примера можно привести четыре различные реализации, представленные в публикации [1]:24 (рис. 83). Большая работа по данной теме была сделана норвежской школой (см., например, [3]). Предложенные методы отличаются сложностью и значительным потенциалом. Однако их использование может оказаться сложным для специалистов, не владеющих высшей математикой.

В [80] предложен более простой и ограниченный по возможностям метод, который вместе с тем является более понятным и удобным для применения. Данный метод основывается на предположении, согласно которому карта неопределенности (или, что еще лучше, карта векторов неопределенности, направление которых зависит от угла наклона поверхности, что позволяет учесть погрешность миграции) может быть соотнесена геофизиком с картой глубин сейсмического горизонта. Авторы объединяли карту глубин и карту неопределенности, используя возможности геостатистики путем простого умножения данной карты неопределенности на условно смоделированную карту ошибок со средним, равным нулю, и со стандартным отклонением, равным единице (рис. 84). «Длина волны» такой ошибки ограничивалась радиусом корреляции вариограммы. Это позволило им получить равновероятные карты глубин, соответствующие скважинным данным и ограниченные сейсмической информацией со свойственной ей неопределенностью. Значение общего объема породы может быть легко привязано к каждой равновероятной карте глубин, позволяя получить гистограммы общего объема породы, которые количественно описывают влияние элементов структурной неопределенности на неопределенность значений общего объема породы. Подход, представленный в [80], легко применим к более реалистичной ситуации, когда в наличии имеются и карты временных разрезов и карты средних скоростей, а также соответствующие им карты неопределенности.

В этой короткой главе было показано, как двухмерное условное моделирование может использоваться для создания возможных сценариев изменения некоторой двухмерной переменной. Тесная связь между геостатистическим мо-

делированием и количественной оценкой неопределенности очевидна. Следует подчеркнуть, что если проблема количественной оценки элементов неопределенности по глубине залегания структурных горизонтов уже решена, то вопрос количественной оценки неопределенности, связанной с расположением разломов, до сих пор является объектом изучения. В [67] предложен ряд интересных методов объектно-ориентированного моделирования для создания карты разломов, не определяемых по сейсмическим данным (рис. 85), однако этот метод не получил широкого распространения в отрасли.

ГЛАВА 4

Кригинг

4.1. Что такое кригинг

До настоящего момента были представлены методы условного моделирования распределения геологических и петрофизических параметров в одном, двух и трех измерениях. Эти методы применяются для создания моделей некоторой значимой переменной, которые воспроизводят отсутствующую информацию о пространственном распределении данной переменной: объектно-ориентированные модели опираются на распределение по ширине и мощности, вариограммные модели основываются на введенной вариограмме и т. д. Мы показали, что для каждой группы скважин и соответствующих статистических зависимостей может быть получено большое количество вариантов, каждый из которых будет соответствовать скважинной информации и статистическим параметрам. Это является прямым следствием неоднозначности проблемы. Скважинных данных и статистических параметров недостаточно для однозначного определения модели межскважинного пространства. Различия между полученными реализациями отражают меру неопределенности, связанную с недостатком информации о некотором параметре в тех или иных частях пласта. Стандартное отклонение всех значений параметров создаваемых реализаций в некоторой заданной точке представляет собой количественное выражение меры неопределенности.

Как правило, геостатистические реализации позволяют решить проблему реалистичного представления изменчивости параметров в межскважинном пространстве и количественного описания соответствующей неопределенности. Но в некоторых случаях количество полученных реализаций может оказаться слишком большим для пользователя, которому вполне достаточно простой карты распределения интересующей его переменной в межскважинном объеме.

Рассмотрим среднее нескольких геостатистических реализаций на одном и том же участке. Как видно на рис. 55 (одномерный пример), среднее всех условных моделей представляет собой сглаженную функцию, которая является более гладкой, чем любая из данных реализаций. Это среднее значение также хорошо согласуется со скважинными данными, так как среднее реализаций, каждая из которых согласуется со скважинной информацией, также должно ей соответствовать. Такая сглаженная интерполяционная функция, равная среднему всех условных моделей, называется «кригинг». Легко убедиться в том, что вариограмма кригинговой модели не идентична вариограмме соответствующих условных

моделей. Наиболее сложным моментом при рассмотрении кригинга (по сравнению с условным моделированием) является понимание концепций, лежащих в основе данных методов. Эти концепции объясняются на следующем простом примере.

Представим, что мы подбрасываем монету, определив переменную, которая принимает значение 0, если выпадает орел, и 1, если выпадает решка. Типичная последовательность значений представлена на рис. 86. Другие аналогичные последовательности можно получить при повторных бросках монеты: они являются реализациями последовательности значений 0 и 1, потому что все они воспроизводят изменчивость в данном эксперименте. Какова вариограмма данных реализаций? Все значения, расположенные вдоль линии, не зависят друг от друга, что дает в результате плоскую вариограмму, которая известна как «чистый эффект самородка» (рис. 86). На каждом участке, если вероятность выпадения нуля или единицы равна $1/2$, среднее всех реализаций представляет собой функцию, равную 0,5. Кригинг в этой простой ситуации — это не что иное, как константа, равная 0,5. Вариограмма такой константы не является чистым эффектом самородка, а представляет собой функцию, которая равна нулю для всех расстояний.

Не будем столь быстро отказываться от функции кригинга: действительно, если бы мы могли рассчитать среднеквадратическую разность между кригинговой функцией и всеми возможными условными моделями, то заметили бы, что кригинг — это такая функция, которая в каждой точке минимизирует данную среднеквадратическую разность. Другими словами, кригинг представляет собой функцию, которая в среднем максимально близка ко всем возможным значениям переменной. Таким образом, кригинг позволяет получить модель с минимальным риском. С точки зрения статистики, концепция кригинга, по своей сути, близка к линейной регрессии, где происходит подбор (гладкой) прямой по некоторой совокупности точек.

В отличие от моделирования кригинг представляет собой детерминированный интерполяционный метод: в процессе условного моделирования создается большое количество равновероятных реализаций, а кригинговая функция является единственной. Кригинг не претендует на представление реального изменения рассматриваемой переменной. Это функция, которая минимизирует в среднем разницу между возможными значениями рассматриваемых переменных.

Вернемся к примеру, изображенному на рис. 80. Кригинговая функция, соответствующая этому примеру, представлена на рис. 87–88. Вне данного диапазона кригинг минимизирует возможный риск и возвращается к средней величине при отсутствии дополнительной информации. Для условных моделей (рис. 80–81), которые направлены на воспроизведение введенной вариограммы, наоборот, повсюду характерна одинаковая степень изменения. Важная особенность кригинга состоит в том, что он позволяет сразу же локализовать скважинные данные на кригинговой поверхности, чего нельзя сделать при условном моделировании, поскольку оно направлено на получение изображений, которые воспроизводят некоторую неизвестную реальность. Однако нет причин предполагать, что данная реальность имеет существенные отличия именно в тех точках, где пробурены

скважины! Цель построения кригинговой поверхности заключается в максимальном уменьшении погрешности оценки в каждой точке. На небольшом расстоянии от скважин этот способ позволяет получить детальное описание благодаря наличию скважинных данных, тогда как по мере удаления от скважин картина получается очень сглаженной и соответствует среднему значению данных при отсутствии в ближайшем окружении какой-либо контрольной точки, для которой доступна достоверная информация.

4.2. Прямой расчет кригинговой поверхности

Мы сначала рассмотрели условное моделирование, а потом перешли к описанию кригинга потому, что, на наш взгляд, такой способ изложения позволяет нагляднее показать различия этих двух методов. Значит ли это, что для получения кригинговой функции сначала необходимо создать большое количество условных моделей, а затем произвести их усреднение? К счастью, нет: исторически кригинг начал применяться ранее условного моделирования. Существует несколько коммерческих программных пакетов, предназначенных для создания кригинговых поверхностей или трехмерных кригинговых моделей непосредственно на основе скважинных данных. На рис. 89–91 представлены некоторые свойства кригинга в сравнении с другими методами картирования. Главное преимущество кригинга состоит в том, что он адаптируется под каждый параметр за счет подбора вводимой вариограммы. Так, например, высока вероятность того, что вариограмма толщины некоторого слоя будет отличаться от вариограммы средней проницаемости внутри данного слоя, в результате чего получаются разные схемы интерполяции для участков, удаленных от скважин. В упражнении 6 на основе примера из электронной таблицы приводится простое объяснение математических расчетов и результатов, полученных с применением кригинга. Далее мы также рассмотрим использование кригинга при интеграции данных различных дисциплин.

4.3. Применение кригинга в отношении дискретных переменных

До сих пор мы обсуждали применение кригинга только по отношению к непрерывным переменным, таким как пористость, проницаемость или глубина. А каков аналог кригинга для рассмотренных ранее дискретных переменных? Как можно применить кригинг в отношении индикаторных переменных или объектно-ориентированных моделей? Мы можем продолжать использовать представленное ранее определение, согласно которому кригинг является средним условных моделей. В том случае, когда индикаторная переменная принимает значение, равное нулю или единице, кригинг представляет собой просто среднее значение по всем условным моделям в любой заданной точке. Это значит, что, если модели принимают только значения 0 или 1, для кригинга будут характерны нецелые значения (за исключением самих скважин, где кригинг равняется нулю или единице в зависимости от фации) (рис. 92). Очевидно, что в такой ситуации кригинг может быть интерпретирован как вероятность: чем ближе значение

к единице, тем больше вероятность того, что индикаторное значение равно единице. Это является еще одним подтверждением тому, что кригинг отличается от реалистичного представления или от условной модели данной переменной. Тем не менее, кригинг остается функцией, которая минимизирует среднеквадратическую разность применительно ко всем возможным реализациям, созданным с применением условного моделирования. Описание кригинга после условного моделирования отличается от подхода, принятого в большинстве учебных пособий, однако такой способ подачи материала кажется нам предпочтительным, потому что он облегчает понимание различий между кригингом и условным моделированием. На практике при последовательном индикаторном моделировании (рис. 43) вероятность появления некоторой фации рассчитывается с применением кригинга, после чего с опорой на полученную вероятность определяется значение для данной фации. Таким образом, несмотря на то что кригинг легче объяснить после рассмотрения условного моделирования, в программах он обычно вычисляется прежде, чем осуществляется дискретное представление смоделированных фаций.

Хотя применение кригинга в отношении объектно-ориентированных моделей в литературе не описывается, оно является очевидным: если объектно-ориентированная модель строится на регулярной сетке, кригинг снова представляет собой среднее всех возможных значений фаций в некоторой заданной точке, которое при моделировании только двух фаций может рассматриваться как вероятность их появления.

4.4. В каких случаях вместо условного моделирования следует использовать кригинг?

Как отмечалось выше, кригинг позволяет получить очень сглаженную версию моделируемой переменной (рис. 87–88). То же самое мы увидим, если обратимся к базовому примеру, представленному на рис. 56, и сравним результат кригинга (рис. 93а) с результатами условного моделирования. На рис. 93б показано, как кригинг изменяется при изменении радиуса корреляции вариограммы (значения плато не влияют на результат кригинга). В предельном случае вариограммы с «чистым эффектом самородка» (максимально возможная степень случайности) кригинг дает постоянную величину (рис. 86). А вот для бесконечно дифференцируемой переменной в случае гауссовой вариограммы кригинг и условное моделирование различаются не очень существенно (рис. 93в). Чем более случайный характер имеет переменная, тем в меньшей степени кригинг, который максимально уменьшает риск, позволяет судить о распределении значений данной переменной при удалении от скважин; как следствие, чем хуже пространственная связанность переменной, тем менее точным будет условное моделирование и тем сглаженнее будет кригинг.

Преимущество использования кригинговой модели заключается в том, что она является детерминированным (единственным) представлением, в то время как при условном моделировании получается бесконечно большое количество

реализаций. Но тогда в каких случаях нам следует использовать кригинг, а в каких — условное моделирование? Это в значительной степени зависит от характера решаемой задачи, то есть от вычислений, которые необходимо произвести над данной переменной. Операции могут осуществляться на кригинговой модели в том случае, если они являются линейными. Допустим, что нам необходимо определить среднюю пористость на некотором участке месторождения, основываясь на средневзвешенных значениях пористости по пласту в нескольких скважинах. Мы получим один и тот же результат при

- 1) создании 100 реализаций карт пористости с применением условного моделирования;
- 2) выведении среднего значения по площади для каждой реализации;
- 3) осреднении полученных 100 средних значений по площади из соответствующих реализаций

или при

- 1) распределении данных пористости по карте методом кригинга;
- 2) вычислении средней пористости по площади на основании кригинговой карты.

Так как процесс усреднения является линейным и в силу того, что кригинг сам по себе представляет собой среднее арифметическое условных моделей, линейные расчеты на основании кригинга эквивалентны среднему значению, полученному в результате аналогичной линейной операции над вариантами условных моделей.

Предположим, что нам необходимо произвести гидродинамическое моделирование на основе модели проницаемости. Получим ли мы сходные результаты путем:

- 1) гидродинамического моделирования с применением 100 условных моделей с последующим усреднением результатов
- либо при
- 2) гидродинамическом моделировании на основании кригинговой модели?

Естественно, результат будет другим! Если мы будем иметь дело с очень изменчивой переменной, варьирование условных моделей будет значительным, что отразится на результатах гидродинамического моделирования. И наоборот, кригинговая модель вследствие значительного непостоянства переменной будет очень сглаженной: гидродинамическое моделирование на основании такой модели даст очень сглаженные результаты. Очень маловероятно, что средние результаты гидродинамического моделирования на основе условных моделей будут соответствовать результатам гидродинамического моделирования с применением кригинговой модели. С точки зрения математики, нелинейные операции (такие как гидродинамическое моделирование) должны осуществляться на условных моделях с последующим усреднением полученных данных, тогда как линейные операции (такие как вычисление средних величин) могут выполняться непосредственно на кригинговых моделях. Рис. 94 обобщает рассуждения об относительных преимуществах кригинга и условного моделирования.

ГЛАВА 5

Интеграция данных различных дисциплин с применением геостатистики

Ранее отмечалось, что методы, основанные на вариограммах, могут применяться по отношению как к дискретным, так и к непрерывным переменным. Для ограничения при моделировании используются скважинные данные, вариограммные модели и гистограммы моделируемых переменных. Количественное представление элементов неопределенности осуществляется путем создания некоторого числа возможных изображений или «реализаций», соответствующих вышеназванным статистическим ограничениям. Недостаточность скважинной информации, особенно на оценочной стадии разработки месторождения, обуславливает значительную неопределенность, которая оказывает влияние на модели неоднородностей. Таким образом, для уточнения моделей межскважинного пространства следует использовать любые имеющиеся в наличии данные, даже если они имеют долю неопределенности.

Для улучшения моделирования неоднородностей в межскважинном пространстве (рис. 95) могут использоваться дополнительные данные: помимо скважинной информации часто также бывают доступны сейсмические и гидродинамические данные. Сейчас мы покажем, как такие данные могут использоваться для ограничения моделей неоднородности. В идеале желательно (рис. 96) объединить все доступные данные, чтобы уменьшить «выборочное пространство» или количество геостатистических моделей, соответствующих имеющейся информации. Далее мы рассмотрим два основных класса методов. Прямые методы используются в таких ситуациях, когда ограничивающая информация может быть представлена в виде некоторой детерминированной функции, полученной в результате моделирования. Так, например, сейсмическая трасса может быть получена из модели акустического импеданса при помощи одномерной свертки, а проницаемость по результатам гидродинамических испытаний может быть представлена как среднее значений проницаемости в ячейках вокруг скважины. При использовании же не прямых методов предполагается наличие некоторой статистической зависимости между переменной, смоделированной в определенной области, и ограничивающей информацией. Например, модели акустического импеданса позволяют получить информацию о пористости посредством диаграмм «пористость — акустический импеданс», а проницаемость часто может быть получена из оценок пористости.

5.1. Непрямые методы

Несмотря на экзотические названия, характерные для многих не прямых методов (кокригинг ошибок, внешний дрейф, совместный кокригинг), практически все они нацелены на решение общей проблемы картирования некоторой переменной, значения которой известны только в скважинах, а при картировании межскважинного пространства применяется информация, полученная из вспомогательной переменной, коррелирующей с интерполированной скважинной переменной. Вот некоторые примеры не прямых методов:

- 1) объединение скоростей по скважинам со скоростями распространения сейсмических волн для получения модели скоростей;
- 2) объединение усредненных по керну петрофизических параметров с параметрами, полученными по результатам интерпретации каротажа в скважинах без керна;
- 3) объединение сейсмических атрибутов с данными о песчаности в скважинах для получения карты песчаности всего месторождения;
- 4) объединение данных сейсмического импеданса с информацией о пористости по скважинам для создания карты пористости.

Многие из опубликованных примеров являются двухмерными и объединяют параметры, полученные по результатам сейсмических исследований, с параметрами по данным скважин. Представленные в публикациях методы обычно могут применяться и для условного моделирования, и для кригинга (что является преимуществом по сравнению с прямыми методами, которые в случае нелинейного характера прямого моделирования могут применяться только для условного моделирования). В большей части методов интерполированный для межскважинного пространства параметр выражается как средневзвешенное от

- 1) значения рассматриваемой переменной в скважинах;
- 2) значения вспомогательной переменной на расстоянии от скважин.

Ниже мы рассмотрим достаточно простые и вместе с тем широко используемые методы: кокригинг ошибок, внешний дрейф и совместный кокригинг.

5.1.1. Метод кокригинга ошибок

Этот метод, используемый с 60-х годов, очень удобен для картирования данных, подверженных ошибкам измерения. Благодаря геостатистике пользователю остается только определить для каждого измеренного значения соответствующий показатель дисперсии ошибки. Затем, как показано в примере на рис. 97, посредством кокригинга ошибок осуществляется автоматическая фильтрация значений, на которые оказывает влияние некоторое отличное от нуля значение дисперсии ошибки измерения, и, конечно, чем значительнее дисперсия, тем в большей степени фильтруется данное значение. Этот подход применялся в работе [25] при объединении значений проницаемости по каротажу и по керну.

5.1.2. Метод внешнего дрейфа

С теоретической точки зрения, этот метод сложно назвать оптимальным, однако на практике он является наиболее распространенным. Он часто применяется для объединения скважинных и сейсмических данных и позволяет получить очень хорошие результаты. Сейсмическая информация рассматривается как глобальный тренд, в то время как информация из скважин интерпретируется как локальное варьирование исследуемого параметра относительно данного тренда (рис. 98).

Авторы [1]:13 и [1]:15 использовали метод внешнего дрейфа для объединения:

- 1) данных акустического импеданса по результатам сейсморазведки и данных пористости по каротажу в трехмерном пространстве;
- 2) сейсмической амплитудной информации с данными о толщинах песчаника в скважинах в двухмерном пространстве.

На рис. 99 показан пример применения метода внешнего дрейфа для отображения на глубинной карте горизонта с использованием данных глубин в скважинах и сейсмической временной информации.

5.1.3. Метод совместного кокригинга

С теоретической точки зрения, этот метод [95] лучше, чем метод внешнего дрейфа. Авторы недавней работы [22] показали, что реализация совместного кокригинга может быть такой же простой, как и применение метода внешнего дрейфа. При применении совместного кокригинга в каждой точке рассчитывают средневзвешенное значение кригинга, основываясь только на скважинных данных, тогда как значение вспомогательной переменной определяется на участке между скважинами. Преимущество совместного кокригинга заключается в учете фактической степени корреляции между вспомогательной переменной (обычно из области сейсмических данных) и целевой переменной. Чем лучше эта корреляция, тем больший вес приобретает вспомогательная переменная в сравнении с кригингом, основанным исключительно на скважинных данных. Рис. 100 представляет собой пример из работы [22]. На рис. 101 показан результат, полученный в базовом случае, представленном на рис. 56а.

5.1.4. Заключение по не прямым методам

Несмотря на простоту, не прямые методы оказались очень успешными. Они часто используются в двух- и трехмерных примерах, а также совместно с кригингом или условным моделированием. Свойства трех представленных выше методов обобщены на рис. 102.

5.2. Прямые методы

Ранее уже говорилось о том, что условное моделирование нацелено на представление фактического изменения значений переменных в межскважинном про-

странстве. В связи с этим сразу же возникает вопрос: если трехмерное представление акустического импеданса (произведение плотности и скорости распространения сейсмической волны) создано с помощью условного моделирования, то мы должны использовать имеющиеся сейсмические данные, чтобы удостовериться, что реализация акустического импеданса не противоречит этим данным. Кроме того, если создавалась условная модель распределения проницаемости в межскважинном пространстве, то для ограничения изменений проницаемости в непосредственной близости от скважин следует использовать доступные данные гидродинамических испытаний. Именно этой цели подчинены представленные ниже методы.

5.2.1. Ограничение моделей акустического импеданса на основании сейсмической информации

На практике геофизики часто пользуются хорошо известной моделью свертки для привязки синтетической трассы сейсмических амплитуд к одномерной вертикальной трассе значений акустического импеданса. Рассматриваемый метод, также известный как «геостатистическая инверсия» [42], работает следующим образом: трехмерная условная модель акустического импеданса создается на основе скважинных данных, но при этом после одномерной свертки полученная модель должна полностью соответствовать фактическому трехмерному блоку сейсмических амплитуд.

Как это может быть достигнуто? Благодаря последовательному алгоритму условного моделирования трехмерная реализация акустического импеданса строится последовательно, одна вертикальная колонка значений акустического импеданса за другой. В качестве входных данных в этом алгоритме применяется вертикальная последовательность значений акустического импеданса вдоль каждой скважины. Объем межскважинного пространства заполняется последовательно (рис. 103). На каждом этапе расположение горизонтальной плоскости задается случайным образом. Для данной области в процессе последовательного гауссова моделирования выбирается некоторое количество возможных вертикальных последовательностей значений акустического импеданса, при этом существующие скважины используются в качестве источника входных данных [38]. Каждая возможная вертикальная последовательность переводится в сейсмический импульс и сравнивается с фактическим значением сейсмической амплитуды в том же местоположении. Сравнение может основываться на различных критериях, таких как коэффициент корреляции или минимальная среднеквадратическая разность. Выбирается последовательность, которая наилучшим образом соответствует выбранным критериям, после чего отбор значений прекращается, выбранная последовательность объединяется со скважинными данными, а затем начинается новая итерация: снова выбирается случайное местоположение в данной плоскости и создается некоторое количество возможных вертикальных последовательностей, из которых выбирается одна и добавляется к соответствующему набору скважинных данных. После заполнения всего объема межскважинного пространства воз-

можно создание следующей трехмерной реализации акустического импеданса по представленному выше алгоритму.

Геостатистическая инверсия дает отличные результаты (рис. 104) и становится доступной в большинстве программных пакетов. Геостатистическая инверсия отличается от стандартного метода «стратиграфической инверсии» тем, что не приводит к созданию одного-единственного «оптимального» решения. Вместо этого генерируется некоторая совокупность трехмерных реализаций акустического импеданса, которые соответствуют фактическим данным трехмерной сейсморазведки. Различия между полученными реализациями довольно значительны, как показано на рис. 104. Такая изменчивость свидетельствует о том, что даже после ограничения всех реализаций акустического импеданса на основании трехмерных данных амплитуды сейсмических волн и скважинной информации межскважинное пространство остается в значительной мере неопределенным. Это неудивительно, так как количество скважин очень мало, а разрешающая способность сейсмического сигнала недостаточна для детерминированного ограничения распределения значений акустического импеданса.

Несмотря на развитие методов сейсмических исследований высокой разрешающей способности и на улучшение методов обработки данных неоднозначность будет оставаться фундаментальным аспектом сейсмической инверсии. Применение различных предположений дает в результате совершенно разные модели, как показано на рис. 105. Самое простое предположение сводится к тому, что среднее и дисперсия значений импеданса являются независимыми на стратиграфическом уровне, при этом варьирование в зависимости от глубины отсутствует. Результирующая поверхность кровли показывает слабое изменение структур по вертикали. Вторая поверхность более ограничена и характеризуется одновременным изменением среднего и дисперсии как функции глубины. Стратификация в данном случае проявляется более четко. Однако синтетические сейсмограммы, соответствующие столь различным реализациям, очень похожи (несмотря на незначительное ухудшение по мере ужесточения ограничений по стратификации)! Это свидетельствует о значительном влиянии входных статистических параметров.

5.2.2. Ограничение моделей проницаемости на основании данных гидродинамических испытаний

Дойч [1]:12 использовал сходный метод для создания реализаций проницаемости, ограниченных результатами гидродинамических исследований скважин. По сравнению с геостатистической инверсией сейсмических данных, трудность в данном случае состоит в том, что прямое моделирование, соотносящее распределение проницаемости с результатами гидродинамических испытаний, является более сложным, чем одномерная свертка. Чтобы решить данную проблему, Дойч допускает, что при благоприятных условиях проницаемость по результатам гидродинамических исследований может быть представлена в виде аналитического выражения или как обобщенное среднее значений проницаемости в пределах объема вокруг скважин.

Затем применяется итерационный метод закалки: в целевом объеме вокруг скважины создается начальная реализация проницаемости, которая затем многократно возмущается до тех пор, пока вариограмма, рассчитанная по данному объему, не совпадет с требуемой вариограммой, а обобщенное среднее значений проницаемости — с аналогичным показателем по результатам испытаний скважин.

На рис. 106а и 106б показаны примеры реализаций проницаемости, полученные Дойчем до и после учета значений проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин. Рис. 106б, так же как и в случае геостатистической инверсии сейсмических данных, снова убедительно свидетельствует о неоднозначности ограничивающей информации: различные формы неоднородности могут дать в результате один и тот же вариант распределения проницаемости по данным гидродинамических испытаний.

Подход, альтернативный методу Дойча, предполагает построение трехмерных реализаций проницаемости без использования информации, полученной в ходе гидродинамических исследований, но с итоговой проверкой модели на согласованность с результатами гидродинамических испытаний. Если модель не подходит, то ее параметры изменяются до тех пор, пока не будет достигнута достаточная степень согласованности. На рис. 107 из работы [81] показано изменение моделируемых данных гидродинамических тестов как функции геостатистических параметров до тех пор, пока не будет достигнуто соответствие с фактическими результатами гидродинамических испытаний. В работе [19] также показан удачный пример апостериорного согласования моделируемых гидродинамических исследований с реальными.

5.2.3. Адаптация с учетом истории разработки

Преимущество информации по результатам трехмерной сейсморазведки и данных гидродинамических тестов заключается в способности уменьшать неопределенность при описании межскважинного пространства на начальном этапе разработки месторождения. С началом разработки начинается сбор промысловых данных, которые используются для уточнения модели, пока она не станет полностью соответствовать этим данным. В настоящее время активно исследуется проблема использования данных добычи для уточнения моделей продуктивных пластов. Эта проблема является гораздо более сложной по сравнению с описанными выше примерами, когда ограничивающий параметр (сейсмическая амплитуда или проницаемость по данным гидродинамических тестов) может быть представлен в виде относительно простой функции проницаемости или акустического импеданса для некоторого строго определенного объема. Иначе обстоит дело с данными добычи, которые представляют собой очень сложную зависимость от распределения пористости и проницаемости. Эту функцию невозможно определить аналитически, поэтому для ее расчета необходимо использовать ресурсоемкое численное моделирование.

Суть некоторых методов [49] заключается, так же как и в методе Дойча для данных гидродинамических испытаний, в соотношении промысловых дан-

ных с относительно простой (например, сообщаемость) функцией распределения проницаемости. Другие исследователи применяют грубый метод «закалки» модели в сочетании с очень большим количеством гидродинамических моделей [82]. Также используются прагматические подходы, такие как метод «пилотной точки» [76], где производится итерационное изменение распределения проницаемости и уменьшается объем дорогостоящего гидродинамического моделирования.

5.2.4. Заключение по прямым методам

При условном моделировании предпочтительнее использовать прямые методы, а не кригинг, потому что условные модели отличаются такой же изменчивостью, которая, как предполагается, характерна для целевой переменной. Методы прямого ограничения обычно применяются по отношению к непрерывным переменным, таким как акустический импеданс или проницаемость, для которых могут быть получены однозначные зависимости от результатов измерений (гидродинамические испытания, трехмерная сейсморазведка или история разработки).

5.3. Получение информации о фациях с опорой на информацию, представленную непрерывными переменными

Представленные выше методы удобно применять в тех случаях, когда задача состоит в интерполировании одной непрерывной переменной (акустический импеданс, проницаемость, пористость и т. д.) с применением другой непрерывной переменной, о распределении которой в межскважинном пространстве имеется больше данных (амплитуда по данным трехмерной сейсморазведки, проницаемость по гидродинамическим испытаниям, двухмерная сейсмическая характеристика и т. д.). Каким образом мы можем получить информацию о распределении литофаций, зная распределение акустического импеданса или проницаемости в межскважинном пространстве? Это очень важно, поскольку литофации часто являются «общим знаменателем», позволяющим объединить геологические, акустические и промысловые данные.

В работе [21] представлен отличный пример, иллюстрирующий получение информации о фациях на основании сейсмических данных (рис. 108). Авторы считают, что для уменьшения неопределенности относительно распределения фаций в различных точках пространства могут использоваться два вида независимой информации:

- 1) значение фаций в скважинах: вероятность их появления интерполируется кригингом по всему объему;
- 2) значение непрерывного параметра (например, акустического импеданса) в некоторой данной точке, которое может быть представлено как «наиболее вероятное» значение.

Вероятность, полученная с применением кригинга, которая называется [21] «первоначальной вероятностью» (a priori), умножается на наиболее вероятное значе-

ние для получения «итоговой вероятности» (a posteriori). На рис. 109 описывается применение метода и результаты, полученные при моделировании распределения каналов в формации Ness на месторождении Oseberg.

5.4. Заключение по интеграции

Геостатистическая интеграция данных различных дисциплин стала стандартом при построении моделей. Однако в большинстве случаев акцент делается на объединении либо промысловых и геологических, либо сейсмических и геологических данных. Полная интеграция данных из разных дисциплин, как показано на рис. 96, до сих пор представляет трудности. Проблемы возникают из-за того, что разные данные чувствительны к различным параметрам, и поэтому они не связаны друг с другом взаимно-однозначными отношениями. Так, например, трехмерная сейсморазведка после суммирования реагирует на контрасты акустического импеданса, в то время как на результаты гидродинамических исследований влияет изменение проницаемости. Например, при флювиально-дельтовом типе геологической обстановки часто бывает сложно отличить песчаники от глин на основании сейсмических данных, так как акустический контраст между углями и другими литологическими типами гораздо сильнее, чем между песчаниками и глинами. Однако для задач гидродинамического моделирования разграничение углей и глин не является значимым (рис. 110–111). Петрофизика будет играть ключевую роль в дальнейшем развитии интеграции данных различных дисциплин. Важно добиться более полного понимания взаимоотношений между различными изучаемыми параметрами, которые, естественно, будут зависеть от масштаба и особенностей конкретного месторождения. Прямые и непрямые геостатистические методы обладают достаточной гибкостью для решения большей части проблем интеграции данных после того, как были установлены отношения петрофизических свойств.

ГЛАВА 6

Количественное описание неоднородностей

В первой части курса рассматривалось использование условного моделирования для создания реалистичных сценариев изменения параметров в пространстве между скважинами. Существенной особенностью стохастических моделей является возможность количественного описания неопределенности или «неоднозначности» путем создания большого числа реализаций. Суть метода проста: скважинной информации наряду со статистическими параметрами (отношение ширина/толщина, вариограммы и т.д.), даже если она дополняется сейсмическими или промысловыми данными, недостаточно для детерминированного описания неоднородностей в пространстве между скважинами; большое количество «возможных» или «равновероятных» реализаций соответствует имеющимся скважинным данным, геостатистическим параметрам, сейсмическим и промысловым данным. Стохастическая формальная система позволяет создавать такие реализации, а различие реализаций позволяет судить о том, насколько определенным является ограничение, применяемое при описании распределения рассматриваемого параметра в межскважинном пространстве.

Возможность количественного описания неопределенности с применением стохастического формального подхода, безусловно, является положительным моментом. Однако мы хотим подчеркнуть, что при использовании данного метода следует четко осознавать условия и ограничения применяемых предположений, чтобы не допустить заниженной оценки неопределенностей. В качестве введения в геостатистическое описание неопределенности рассмотрим базовый метод Монте-Карло, который используется при определении запасов и экономической оценке.

6.1. Метод Монте-Карло

Простым примером моделирования методом Монте-Карло является определение плотности распределения вероятности применительно к начальным геологическим запасам нефти на месторождении на стадии разведки и оценки. Предположим, что

- общий объем породы составляет от 100 до 500 миллионов баррелей, при этом наиболее вероятное значение составляет 300 миллионов баррелей;
- средняя пористость (Φ) изменяется в пределах от 12 до 20%, наиболее вероятное значение — 16%;

- песчанистость колеблется в пределах от 40 до 60%, наиболее вероятное значение — 50%;
- водонасыщенность (S_w) составляет от 20 до 30%, наиболее вероятное значение — 25%.

Неопределенность, влияющая на каждый из этих четырех параметров, может быть представлена в виде гистограммы. Когда заданы минимальные, максимальные и наиболее вероятные значения, подходящим вариантом является треугольное распределение [45].

На каждой итерации при моделировании методом Монте-Карло из каждого треугольного распределения выбирается некоторое случайное значение общего объема породы, пористости, песчанистости и водонасыщенности, после чего на основании данных значений производится расчет запасов нефти. Затем значения объема, полученные на каждом шаге цикла, объединяются в гистограмму. Среднее значение и дисперсия этой гистограммы описывают величину балансовых запасов нефти на месторождении и соответствующую им неопределенность. Результаты для приведенного выше примера показаны на рис. 112. Хороший обзор метода Монте-Карло приводится в работе [45]. Упражнение 7 представляет собой простой пример, раскрывающий суть моделирования методом Монте-Карло.

Следует отметить, что при использовании метода Монте-Карло часто не учитывается эффект основания: в таких случаях при расчете гистограмм пористости нередко применяются гистограммы, полученные на основании измерений в масштабе образцов керна. Это неверно, так как варьирование значений гистограммы средней пористости для очень большого объема должно быть гораздо менее значительным, чем это характерно для образцов керна небольшого размера (эффект основания, см. рис. 3а).

6.2. Условное моделирование для количественного описания неоднородности

Метод Монте-Карло подходит для моделирования при разведке или на самых ранних этапах оценки месторождения в условиях крайнего дефицита данных. Однако когда на месторождении уже имеется некоторое количество скважин, при оценке методом Монте-Карло предпочтительно использовать карты, а не средние значения по месторождению в целом. Это как раз один из примеров практического применения геостатистики. Сначала мы рассмотрим простые примеры количественной оценки неопределенности по результатам условного моделирования.

6.2.1. Простые примеры количественного описания неоднородности

На рис. 11, 33, 56, 83, 104 и 107 показаны различные примеры реализаций, полученных по результатам условного моделирования. Различия между реализациями определяют остаточную неопределенность после согласования

вариограммной модели, скважинных данных и другой информации (данные сейсморазведки, результаты гидродинамических испытаний). Рис. 113 демонстрирует различия между тремя двухмерными реализациями акустического импеданса с учетом скважинной информации, вариограммы и сейсмических данных.

6.2.2. Более сложные примеры количественного описания неоднородности

Цель реальных исследований месторождений заключается в объединении частных элементов неопределенности для оценки общей неопределенности, оказывающей влияние, например, на поведение пласта в процессе добычи. Авторы [58] попытались применить данный подход в рамках предпринятого ими «Глобального исследования неопределенности» (Great Uncertainty Study (GRUS)). При помощи условного моделирования они дали количественную оценку неопределенности для структурных, седиментологических параметров и свойств флюида, а затем объединили отдельные реализации в глобальные трехмерные реализации с последующим ремасштабированием и гидродинамическим моделированием (рис. 114). Исследователи также учитывали возможные элементы неопределенности применительно к параметрам модели, используя метод Монте-Карло при оценке некоторых входных параметров, например, песчанистости по каждому слою для каждой реализации. На рис. 115 приводятся примеры трех реализаций, объединенных для получения общих прогнозов добычи. На рис. 116 показаны результаты, полученные с применением 58 реализаций. Данное исследование доказало возможность проведения условного моделирования напрямую, то есть с учетом всех неопределенностей. Означает ли это, что методу, представленному на рис. 117, суждено стать отраслевым стандартом? Прежде чем делать такие выводы, необходимо рассмотреть все предположения, которые применяются при количественном описании неопределенности в русле геостатистики.

6.3. Значение выбора модели и определения ее параметров

После выбора модели (например, индикаторной или объектно-ориентированной) определяются ее параметры, такие как размер генетических единиц, радиус корреляции вариограммы или фрактальная размерность. Их выбор важен, потому что в совокупности с моделью данные параметры образуют общую количественную геологическую информацию.

Как уже упоминалось выше, скважинных данных обычно бывает недостаточно для получения сколько-нибудь существенной информации о входных геостатистических параметрах, таких как вариограммы или геометрия песчаных тел. Во многих работах эти параметры получены по результатам исследований обнажений или выбраны просто потому, что созданные на их основе реализации «выглядят» достоверными. При применении данных по обнажениям необходимо четко придерживаться предположения, согласно которому обнажение, служащее источником статистических параметров, должно быть «аналогичным» моделируемому месторождению с точки зрения геологии и статистики. Важно удостове-

ряться, что полученные при исследовании данного обнажения параметры, такие как размер песчаных тел для объектно-ориентированных моделей, соответствуют имеющейся скважинной информации.

Несмотря на неопределенность, оказывающую влияние на параметры модели, существуют примеры, в которых авторы получали карты неопределенности только на основании различий между реализациями условного моделирования, при прочих фиксированных параметрах. Использование методов, не учитывающих неопределенность, свойственную самим параметрам, может привести к значительной недооценке элементов неопределенности. Авторы [69] показали (рис. 118), что прогнозирование обводненности на месторождении с опорой на фиксированные значения параметров может привести к значительной недооценке неопределенности в сравнении с подходом, позволяющим учесть меру неопределенности используемых параметров. Рис. 119а–б свидетельствуют о том, что варьирование геостатистических реализаций может быть незначительным в сравнении с неопределенностью, обусловленной такими неизвестными, как параметры модели, проницаемость разломов или качество преобразования временного разреза в глубинный. Это объясняет повышение интереса в отрасли к недавно предложенному [85] методу моделирования дискретных «сценариев» (рис. 120).

6.4. Сложность количественного представления нашего незнания

Некоторая степень неопределенности существует всегда, как при оценке всей модели как таковой, так и при оценке параметров этой модели. Удачным решением может оказаться применение байесовского подхода, который позволяет увязать неопределенность с параметрами в соответствии с рекомендациями [69], как это было реализовано в работе [58]. Однако следующий пример показывает, что при этом следует соблюдать осторожность: геостатистика никогда не должна использоваться как альтернатива отсутствующей геологической информации.

Предположим, что мы столкнулись с проблемой оценки сообщаемости песчаников в прошлое с содержанием песка 40%, формирование которого происходило в речных условиях. Для упрощения предположим, что коллектор содержится только в руслах, которые распределены в глинистом основании. Для распределения таких тел часто применяется метод объектно-ориентированного моделирования. Их форма может быть приближена к простым вытянутым геометрическим телам, а длина и ширина определяются на основании оценок, сделанных геологами. Если ничего не известно о направлении палеотечений, то для учета данного источника неопределенности направление каждого русла должно определяться независимо на основе равномерного распределения в пределах от 0 до 180 градусов. Стохастические реализации такой модели показывают отличную сообщаемость в двухмерном представлении (рис. 121). Это означает, что, даже если изначально ничего не известно о направлении русел, в результате получается очень «детерминированное» заключение об отличной сообщаемости! Ошибкой в данном случае является попытка представить утверждение «ничего не известно о направлении русел» как предположение, согласно которому «для каждого

возможного представления продуктивного пласта направления русел характеризуются значительным разбросом и не зависят друг от друга». Такое неявное допущение дает в результате прекрасные показатели сообщаемости для каждой реализации. В действительности же очень сложно создать некоторую совокупность реализаций, основываясь на отсутствии каких-либо предположений о направлении русел; для этого необходимо создать количество реализаций, равное числу возможных сценариев: реализации с параллельным направлением русел, реализации с независимым направлением, промежуточные варианты и т. д. Таким образом, геостатистика не может заменить отсутствующую геологическую информацию.

Другой пример основывается на предположении о том, что относительное расположение песчаных тел в пространстве неизвестно, при этом их распределение моделируется с применением «случайной» модели или «модели отсутствия взаимодействия», представленной на рис. 24а. Если рассматривать распределение песчаников как случайное, то снова делается существенное предположение о сообщаемости. При применении геостатистических методов иногда допускается также следующая ошибка: если ничего не известно о вариограмме некоторого параметра, используется модель, основанная на чистом эффекте самородка, в силу ошибочного предположения, согласно которому рассматриваемый случай является наихудшим и, как следствие, наиболее консервативным. Это неверно, потому что для вариограммы с чистым эффектом самородка характерна тенденция к взаимной компенсации значений параметров в пространстве, в результате чего получаются реализации, усреднение которых по крупным блокам дает почти одинаковое среднее значение по всей модели. В данном случае ситуация полного отсутствия информации снова приводит к видимости ее наличия.

Эти примеры показывают, что при недостатке информации геостатистику следует применять очень осторожно. Если она используется неправильно, это может привести к иллюзии наличия информации и значительной недооценке неопределенности.

6.5. Сбор данных и уменьшение неопределенности

При постоянных статистических предположениях результатом стохастического моделирования является то, что по мере возрастания количества скважин разброс между реализациями должен уменьшаться. Проще говоря, это означает, что новые данные должны помочь уменьшить неопределенность в геологических моделях. К сожалению, подобное случается только в совершенном мире математических моделей. Каждый геолог или инженер-промысловик знает на собственном опыте, что при увеличении количества скважин неопределенность нередко ...возрастает. Объем информации о месторождении значительно увеличивается, начиная с оценочной стадии и в ходе дальнейшей его разработки, когда становится доступной информация из десятков скважин, а также данные трехмерной сейсмической разведки и данные добычи. С математической точки зрения, уменьшение неопределенности происходит только в том случае, если новые данные не противоречат геостатистическим моделям, которые применя-

лись для получения первоначальных прогнозов. К сожалению, на практике это условие обычно не выполняется. Как отмечается в [64], при определении геостатистической модели и ее параметров всегда существует риск серьезных ошибок. Примеры из работы [51] (рис. 122) или [79] (рис. 123) показывают, как сложно бывает построить правильную модель, когда имеется очень мало информации. На основе примеров, полученных на Северном море, авторы [24] демонстрируют, как может изменяться геологическая модель на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Главной проблемой в области количественного описания неопределенности является прогнозирование всех возможных сценариев при наличии только данных по нескольким скважинам, результатов трехмерной сейсморазведки и гидродинамических испытаний. Получить количественное описание элементов неопределенности с учетом возможных принципиальных изменений исходной геологической модели очень сложно. Между тем, эти элементы неопределенности зачастую оказываются самыми важными. Отсюда следует, что при оценке геостатистической неопределенности всегда следует учитывать допущения, с учетом которых были получены данные результаты (постоянная вероятностная модель, заданные параметры этой модели и т. д.). Как уже упоминалось в работе [30], количественная оценка неопределенности направлена на выяснение того, «чего, как нам известно, мы не знаем», но ключевым элементом часто оказывается то, «о неизвестности чего мы даже не подозреваем».

6.6. Выводы

Выбор геостатистической модели и ее параметров нередко бывает субъективным: та или иная модель может оказаться предпочтительной в силу того, что она позволяет получить карты или условные модели, которые «выглядят» правильно. Такой подход имеет право на существование и вполне успешно применяется в нефтедобывающей промышленности. Тем не менее, специалистам в области геостатистики следует быть очень осмотрительными при количественном определении неоднородности, особенно в тех случаях, когда в их распоряжении имеется очень мало данных. Необходимо четко определить предположения, лежащие в основе применяемой модели, так как не исключено, что при поступлении новых данных они окажутся неверными. Основным источником неопределенности может стать не разница между реализациями некоторой заданной модели, а достоверность самой этой модели. Кроме того, сценарный подход, предложенный в работе [85], предпочтительно применять совместно с геостатистическим подходом, поскольку он позволяет определить влияние радикально различающихся геологических моделей.

6.7. Имеющееся программное обеспечение

В настоящее время на рынке имеется как коммерческое, так и бесплатное программное обеспечение ([1]:25). Получить доступ к различным программным средствам можно через интернет.

ГЛАВА 7

Что представляет собой геостатистическое моделирование и чем оно не является

7.1. Чем является геостатистическое моделирование

Геостатистика предоставляет пользователям совокупность методов, позволяющих создавать реалистичные трехмерные модели распределения неоднородностей.

Выбор того или иного метода геостатистики зависит от типа моделируемой переменной, условий осадконакопления и масштаба, в котором эта модель будет использоваться.

Геостатистика позволяет создавать равновероятные реализации геологических разрезов, полностью соответствующие данным и статистическим параметрам, которые применяются в моделях как входная информация.

Различия между геостатистическими реализациями — это мера неопределенности, остающаяся после ограничений этих реализаций входными данными и статистическими параметрами и позволяющая получить количественную оценку неопределенности.

Геостатистика трактует детерминированную информацию как таковую: реализации подтверждаются детерминированными входными данными. Геостатистика создает равновероятные представления того, что не может быть представлено детерминистически.

Геостатистика — это связующее звено, объединяющее различные геологические дисциплины. Она позволяет интегрировать данные разных типов при создании трехмерных представлений неоднородности.

7.2. Чем не является геостатистическое моделирование

Геостатистика — это не алгоритм выбрасывания монеты для определения фаций в межскважинном пространстве.

Геостатистика — это не замена отсутствующей информации о геологии месторождения.

Геостатистика не может заменить геолога, геофизика или инженера-проектировщика.

Геостатистика — это не автоматический метод, позволяющий получить результат нажатием одной кнопки.

Геостатистика — это не альтернатива «детерминированным подходам». В геостатистике известная информация рассматривается как детерминированная, а неизвестная — как вероятностная.

Не существует такого понятия как «абсолютная» или «объективная» мера неопределенности. Геостатистическая изменчивость зависит от выбранной модели и ее параметров, которые могут оказаться неверными при поступлении новой информации.

ГЛАВА 8

Размышления о будущем вероятностного моделирования

Теперь нам стало ясно, что стохастические алгоритмы — это нечто гораздо большее, чем простое выбрасывание монеты для прогнозирования того, что имеет место в межскважинном объеме. При вероятностном моделировании могут применяться различные геологические ограничения, обеспечивающие достаточную гибкость метода. Кроме того, модель позволяет проверять соответствие геостатистических репрезентаций сейсмической информации и данным гидродинамических испытаний, что при благоприятных условиях делает возможной интеграцию динамической, акустической и геологической информации.

Разграничение между предположительно «детерминированными» моделями, которые являются верными с точки зрения геологии, и «случайными» моделями, которые не соответствуют реальной геологической обстановке, больше не является существенным: применительно к вероятностным моделям известная информация рассматривается как детерминированная, она остается постоянной для всех реализаций, тогда как неизвестная информация считается случайной и изменяется от одной реализации к другой.

Геостатистика является мощной формальной системой, которую, тем не менее, следует применять с осторожностью. Для того чтобы данная научная дисциплина стала общепризнанной и получила широкое применение, необходимо ее дальнейшее развитие. Мы надеемся, что в дальнейшем геостатистика будет развиваться в следующих направлениях.

Более четкие геологические условия для различных геологических обстановок. В настоящее время для моделирования распределения неоднородностей в пространстве применяется множество вероятностных методов. Эти подходы позволяют создавать реалистичные модели только в том случае, если уже на начальном этапе в процесс выбора метода и соответствующих статистических параметров вовлекается промысловый геолог. Если геологи предпримут попытку понять принципы построения стохастических моделей, а специалисты в области геостатистики сделают свои методы более понятными для представителей других дисциплин, это позволит учесть и количественно определить большее количество известной геологам информации, в результате чего создаваемые стохастические модели будут более реалистичными. По мере освоения геологами данных методов геология будет способствовать (а не препятствовать!) дальнейшему развитию алгоритмов моделирования. Особые усилия требуются для улучшения качества геологических входных данных, на основе которых создаются

геостатистические модели: когда будут определены и проверены более точные ограничивающие условия, геология станет более «количественной», а геостатистика — более «геологической».

Более полное применение опосредованной информации. Как вы уже знаете, в настоящее время существуют различные методы для ограничения геостатистических моделей с применением сейсмических данных, результатов гидродинамических испытаний или промысловых данных. Некоторые из этих методов уже получили широкое распространение; другие еще не являются общепринятыми, потому что лежащие в их основе допущения непонятны или недостаточно адаптированы к существующим ограничениям практического характера. Есть методы для объединения геологических и сейсмических или геологических и динамических ограничивающих данных, а вот объединение геологической, геофизической и промысловой информации пока представляет собой проблему. Ключевая роль в данном процессе будет принадлежать петрофизике.

Более точное количественное представление элементов неопределенности. Неопределенность может успешно применяться в геостатистических реализациях, которые включают в себя элементы структурной, седиментологической и петрофизической неопределенности [58]. Предположения о применяемой модели и ее параметрах являются очень важными и должны быть четко определены, так как при получении новых данных они могут оказаться неверными. Оценку геостатистической неопределенности рекомендуется применять вместе со сценарным подходом Тэйлора [85].

Структурное моделирование. В данном курсе основное внимание уделяется пластовым параметрам. Структурные аспекты почти не освещаются. По теме моделирования разломов (рис. 89 и 117) и трещин ([83], рис. 124), которые не обнаруживаются при помощи сейсморазведки, опубликовано достаточно большое число работ. Исследования, посвященные разбору ошибок, показали, что геологические «сюрпризы» часто имели отношение к разломам, которые не были обнаружены в ходе сейсмических исследований [24]. На протяжении последующих пяти лет ожидается бурное развитие стохастического структурного моделирования.

Интеграция средств геостатистического моделирования в программные пакеты для трехмерного моделирования геологической среды. Будущее моделирования неоднородностей связано с появлением программных инструментов для создания трехмерных моделей геологической среды. Эти средства, объединяющие всю структурную, седиментологическую и петрофизическую информацию в непротиворечивую трехмерную модель геологической среды, становятся точкой пересечения всех геологических дисциплин ([31]). В программных пакетах для трехмерного моделирования геологической среды геостатистические модули будут доступны в виде отдельной панели инструментов, а применяемый подход будет зависеть от моделируемой переменной, условий осадконакопления и масштаба модели. На рис. 125 показан пример трехмерной модели геостатистической реализации акустического импеданса, ограниченной с применением данных трехмерной сейсморазведки.

Благодарности

Автор выражает признательность исследовательскому центру Elf за разрешение на издание данного курса.

Автор благодарит Филиппа Лами, Оливье Робба и Станисласа Джайра за помощь при подготовке курса.

Синтетический пример, представленный на рис. 56, любезно предоставлен Арбеном Штука.

Литература

- [1] AAPG94-## : AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, Stochastic Modelling and Geostatistics, J. M. Yarns and R. L. Chambers eds, 1994. (Ссылка на главы из этого сборника по тексту упоминаются как [1]:14, что означает главу 14 в [1].)
- [2] AAPG Explorer, July 1996, Geostats Add up on Bottom Line, by K. Shirley.
- [3] Abrahamsen, P., H. Omre and O. Lia, 1991, Stochastic Models for Seismic Depth Conversion of Geological Horizons, SPE 23138.
- [4] Alabert, F.G. and G.J. Massonnat, 1990, Heterogeneity in a Complex Turbiditic Reservoir: Stochastic Modelling of Facies and Petrophysical Variability, SPE 20604.
- [5] Alabert, F.G., and B. Corre, 1991, Heterogeneity in a Complex Turbiditic Reservoir: Impact on Field Development, SPE 22902.
- [6] Begg, S. H., A. Kay, E. R. Gustason and P. F. Angert, 1996, Characterization of a Complex Fluvial-Deltaic Reservoir for Simulation, SPE Formation Evaluation, Sep. 1996, p. 147-153.
- [7] Bridge, J. S., and Leeder, M. R., 1979, A Simulation Model of Alluvial Stratigraphy, Sedimentology 26, p. 617-644.
- [8] Bryant, I. D., and S. S. Flint, 1993, Quantitative Clastic Reservoir Geological Modelling: Problems and Perspectives, in Spec. Publs. Int. Ass. Sediment. 15, Flint and Bryant eds, p. 3-20.
- [9] Bu, T. and E. Damsleth, 1996, Errors and Uncertainties in Reservoir Performance Predictions, SPE Formation Evaluation, September 96, p. 194-200.
- [10] Carle, S. F. and G. E. Fogg, 1996, Transition Probability-Based Geostatistics, Mathematical Geology, Vol. 28, No. 4, May 1996, p. 453-476.
- [11] Christie, M. A., 1996, Upscaling for Reservoir Simulation, Journal of Petroleum Technology, November 1996, p. 1004-1010.
- [12] Clemetsen, R., A. R. Hurst, R. Knarud and H. Omre, 1990, A Computer Program for Evaluation of Fluvial Reservoirs, in North Sea Oil and Gas Reservoirs II, Graham and Trotman, Buller et al eds, p. 373-385.
- [13] Corbett, P. W. M. and J. L. Jensen, 1992, Variation of Reservoir Statistics According to Sample Spacing and Measurement Type for Some Intervals in the Lower Brent Group, The Log Analyst, Jan-Feb. 1992, p. 22-41.
- [14] Damsleth, E., C. B. Tjolsen, H. Omre, and H. H. Haldorsen, 1990, A two-stage Stochastic Model Applied to a North Sea Reservoir, SPE 20605.
- [15] Delfiner, P., J. P. Delhomme, J. Pelissier-Combescure, 1983, Application of Geostatistical Analysis to the Evaluation of Petroleum Reservoirs with Well Logs, SPWLA, 1983.
- [16] Delhomme, A. E. K. and J. F. Giannesini, 1979, New Reservoir Description Techniques improve Simulation Results in Hassi-Messaoud Field, Algeria, SPE 8435.
- [17] Deutsch, C., 1992, Annealing Techniques Applied to Reservoir Modelling and the Integration of Geological and Engineering (Well Test) Data, PhD Thesis, Stanford University, Stanford, California.

- [18] Deutsch, C. V., and A. G. Journel, 1992, GSLffi: Geostatistical Software Library and User's Guide, New York, Oxford University press, 340 p.
- [19] Douglas, J. L., and Members of the 'Ain Dar/Shedgum Modeling team, 1996, Geostatistical Model for the Arab-D Reservoir, North 'Ain Dar Pilot, Ghawar Field, Saudi Arabia: An Improved Reservoir Simulation Model, GeoArabia, Vol. 1, No. 2, 1996.
- [20] Doyen, P. M., 1990, Statistical Method for Estimating Lithology from Seismic Data, US Patent Number 4926394, 15 May 1990.
- [21] Doyen, P. M., D. E. Psaila and S. Strandenes, 1994, Bayesian Sequential Indicator Simulation of Channel Sands from 3D Seismic Data in the Oseberg Field, Norwegian North Sea, SPE 28382.
- [22] Doyen, P. M., L. D. den Boer, and W. R. Pillet, 1996, Seismic Porosity Mapping in the Ekofisk Field using a New Form of Collocated Cokriging, SPE 36498.
- [23] Dreyer, T., L. M. Fält, T. Hoy, T., R. Knarud, R. Steels, J. L. Cuevas, 1993, Sedimentary Architecture of Field Analogues for Reservoir Information (SAFARI): A Case Study of the Fluvial Escanilla Formation, Spanish Pyrenees, in Quantitative Clastic Reservoir Geological Modelling: Problems and Perspectives, Spec. Publs. Int. Ass. Sediment. 15, Flint and Bryant eds, p. 57-80.
- [24] Dromgoole, P., and R. Speers, 1997, Geoscore — A Method for Quantifying Uncertainty in Field Reserve Estimates, Petroleum Geoscience, Vol. 3, Number 1, February 1997, p. 1-12.
- [25] Dubrule, O. and H. H. Haldorsen, 1984, Geostatistics for Permeability Estimation, in Reservoir Characterization, Lake and Carroll eds, Academic Press, p. 223-247.
- [26] Dubrule, O., 1989, A Review of Stochastic Models for Petroleum Reservoirs, in Geostatistics, Armstrong ed, Kluwer publishers, p. 493-506.
- [27] Dubrule, O., S. Flint, A. Paardekam and M. C. Budding, 1990, Three-Dimensional Reservoir Geological Modelling, Abstracts Volume, 13th International Sedimentological Congress, 26-31 August 1990, Nottingham, England.
- [28] Dubrule, O., 1994, Estimating or Choosing a Geostatistical Model? in Geostatistics for the Next Century, p. 3-14, R. Dimitrakopoulos ed., Kluwer Academic Publishers.
- [29] Dubrule, O., et al, 1994, From Sedimentology to Geostatistical Reservoir Modelling, in "Modelling the Earth for Oil Exploration", K. Helbig ed., Pergamon publ., p. 19-114.
- [30] Dubrule, O., P. Dromgoole, and C. van Kruijsdijk, 1996, Workshop Report: "Uncertainty in Reserve Estimates", EAGE Conference, Amsterdam, 2 June 1996, Petroleum Geoscience, Vol. 2, No 4, November 1996.
- [31] Dubrule, O., C. Basire, S. Bombarde, Ph. Samson, D. Segonds and J. Wonham, 1997, Reservoir Geology Using 3-D Modelling Tools, SPE 38659.
- [32] Ehlig-Economides, C., Executive Summary, SPE Formation Evaluation, Sep. 96, p. 137.
- [33] Fält, L. M., A. Henriquez, L. Holden and H. Tjelmeland, 1991, Moheres, a Program System for Simulation of Reservoir Architecture and Properties, Proceedings of the 6th European EOR Symposium, Stavanger, Norway, May 21-23, 1991.
- [34] Farmer, C. L., 1992, Numerical Rocks, in Mathematics of Oil Recovery, King ed, Oxford University Press.
- [35] Fielding, C. R. and R. C. Crane, 1987, An Application of Statistical Modelling to the Prediction of Hydrocarbon Recovery Factors in Fluvial Reservoir Sequences, Recent Developments in Fluvial Sedimentology, Soc. Econ. Pal. Miner. Spec. Pub., 39, p. 321-327.

- [36] Geehan, G., 1993, The use of Outcrop data and Heterogeneity Modelling in Development Planning, in *Subsurface Reservoir Characterization from Outcrop Observations*, Eschard and Doligez eds, Technip publ., Paris 1993, p. 53–64.
- [37] Geehan, G.W., T.F. Lawton, S. Sakurai, H. Klob, T.R. Clifton, K.F. Inman, K.E. Nitzberg, 1986, Geologic Prediction of Shale Continuity, Prudhoe Bay Field, in *Reservoir Characterisation*, Academic Press Inc, Orlando, Fl., Lake and Carroll eds, p. 63–82.
- [38] Gomez-Hernandez, J.J. and A.G. Journel, 1993, Joint Sequential Simulation of Multigaussian Fields, in *Geostatistics Troia '92*, Soares ed., Kluwer publ., p. 85–94.
- [39] Gomez-Hernandez, J.J., J.E. Capilla and A. Sahuquillo, 1996, Inverse Conditional Simulation, in *Geostatistics Wollongong '96*, Baafi and Schofield eds, Kluwer Academic publ, Dordrecht.
- [40] Gundeso, R.O. and O. Egeland, 1990, SESIMIRA - A New Geological Tool for 3D Modelling of Heterogeneous Reservoirs, in *North Sea Oil and Gas Reservoirs, II*, Graham and Trotman, London, Buller et al eds, p. 363–371.
- [41] Haas, A., 1976, Geostatistics in Petroleum Industry, in *Advanced Geostatistics in the Mining Industry*, D. Reidel publ., Dordrecht, Holland, p. 333–347.
- [42] Haas, A., and O. Dubrule, 1994, Geostatistical Inversion of Seismic Data, *First Break*, Nov. 94.
- [43] Haldorsen, H. H., 1983, *Reservoir Characterization Procedures for Numerical Simulation*, PhD Thesis, 1983.
- [44] Haldorsen, H. H., and D.M. Chang, 1986, Notes on Stochastic Shales: From Outcrop to Simulation Model, in *Reservoir Characterization*, Lake and Carroll eds, Academic Press publ.
- [45] Haldorsen, H.H. and E. Damsleth, 1990, Stochastic Modelling, *Journal of Petroleum Technology*, April 1990, p. 404–412.
- [46] Haldorsen, H.H. and C.J. Macdonald, 1987, Stochastic Modelling of Underground Reservoir Facies, *SPE* 16751.
- [47] Hatloy, AAPG94-10.
- [48] Hewett, T. A., 1986, Fractal Distributions of Reservoir Heterogeneity and Their Influence on Fluid Transport, *SPE* 15386.
- [49] Hird, K. and O. Dubrule, 1995, Quantification of Reservoir Connectivity for Reservoir Description Applications, *SPE*30571.
- [50] Hoiberg J., H. Omre and H. Tjelmeland, 1990, Large-Scale Barriers in Extensively Drilled Reservoirs, 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, p. 31–41, Technip, Paris.
- [51] Homewood, P., F. Guillocheau, R. Eschard and T.A. Cross, 1992, Correlations Haute-Resolution et Stratigraphie Genetique: Une Demarche Integree, in *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf-Aquitaine*, p. 57–381, 1992.
- [52] Hu, L. Y., Ph. Joseph and O. Dubrule, 1992, Random Genetic Simulation of the Internal Geometry of Deltaic Sandstone Bodies, *SPE* 24714.
- [53] Isaaks, E.H., and R.M. Srivastava, 1989, *An Introduction to Applied Geostatistics*, New York, Oxford University Press, 562 p.
- [54] Johnson, H. D. and D. E. Krol, 1984, Geological Modelling of a Heterogeneous Sandstone Reservoir: Lower Jurassic Statfjord Formation, Brent Field, *SPE* 13050.
- [55] Journel, A. G. and Ch.J. Huijbregts, 1978, *Mining Geostatistics*, Academic Press, New York.

- [56] Journel, A. G. and J.J. Gomez Hernandez, 1989, Stochastic Imaging of the Wilmington Clastic Sequence, *SPE* 19857.
- [57] Lanzarini, W. L., C. A. Poletto, G. Tavares and S. Pesco, 1997, Stochastic Modelling of Geometric Objects and Reservoir Heterogeneities, *SPE* 38953.
- [58] Lia, O., H. Omre, H. Tjelmeland, L. Holden, T. Egeland, 1997, Uncertainties in Reservoir Production Forecasts, *AAPG Bulletin*, V.81, No. 5, May 1997, p. 775–802.
- [59] Lucia, F.J. and G.E. Fogg, 1990, Geologic/Stochastic Mapping of Heterogeneity in a Carbonate Reservoir, *Journal of Petroleum Technology*, October 1990, p. 1298–1303.
- [60] MacDonald A. C., T.H. Hoyer, P. Lowry, T. Jacobsen, J. O. Aasen, A. O. Grindheim, 1992, Stochastic Flow Unit Modelling of a North Sea Coastal-Deltaic Reservoir, *First Break*, Vol. 10, No 4, April 1992, p. 124–133.
- [61] Mandelbrot, B., *The Fractal Geometry of Nature*, Freeman and Co., 1982.
- [62] Matheron, G., 1970, *The Theory of Regionalized variables and Its Applications*, Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathematique, Fascicule 5, available from the Centre de Geostatistique de l'Ecole des Mines de Paris, 35 rue St. Honore, 77300 Fontainebleau, France.
- [63] Matheron, G., H. Beucher, C. de Fouquet, and A. Galli, 1987, Conditional Simulation of the Geometry of Fluvio-Deltaic Reservoirs, *SPE* 16753.
- [64] Matheron G., 1988, *Estimating and Choosing*, Springer Verlag, Berlin.
- [65] Mathieu, G. and L. Nutt, *A Geostatistical Approach to Velocity Mapping*, Schlumberger External Publication, 1985.
- [66] Mathieu Y., F. Verdier, P. Houel, J. Delmas and H. Beucher, 1993, Reservoir Heterogeneity in Fluvialite Keuper Facies: A Subsurface and Outcrop Study, in *Subsurface Reservoir Characterization from Outcrop Observations*, Eschard and Doligez eds, Technip publ., Paris 1993, p. 145–160.
- [67] Munthe, K. L., H. Omre, L. Holden, E. Damsleth, K. Heffer, T. S. Olsen, and J. Watterson, 1993, Subseismic Faults in Reservoir Description and Simulation, *SPE*26500.
- [68] Oliver, D.S., 1995, Moving Averages for Gaussian Simulation in Two and Three Dimensions, *Mathematical Geology*, vol. 27, no. 8, p. 939–960.
- [69] Omre, H., H. Tjelmeland, Y. Qi, L. Hinderaker, 1993, Assessment of Uncertainty in the Production Characteristics of a Sandstone Reservoir, in *Reservoir Characterization III*, Penwell, Linville ed, p. 556–603.
- [70] Ovreberg, O., E. Damsleth and H.H. Haldorsen, 1992, Putting Error Bars on Reservoir Engineering Forecasts, *Journal of Petroleum Technology*, June 1992, p. 732–738.
- [71] Perez, G. and A.K. Chopra, 1991, Evaluation of Fractal Models to Describe Reservoir Heterogeneity and Performance, *SPE* 22694, p. 387–398.
- [72] Perez, G., A.K. Chopra, CD. Severson, 1997, Integrated Geostatistics for Modeling Fluid Contacts and Shales in Prudhoe Bay, *SPE Formation Evaluation*, Dec. 1997, p. 213–219.
- [73] Petit, F.M., P.Y.A. Biver, P.M. Calatayud, J.L. Lesueur and F. Alabert, 1994, Early Quantification of Hydrocarbon in Place through Geostatistical Object-Modelling and Connectivity Computations, *SPE* 28416.
- [74] Ravenne, C. and H. Beucher, 1988, Recent Developments in Description of Sedimentary Bodies in a Fluvio-Deltaic Reservoir and their 3D Conditional Simulations, *SPE* 18310.
- [75] Renard, D., 1990, Bluepack 3D and its Use in the Petroleum Industry, *SPE* 20352.
- [76] Roggero, F., 1997, Direct Selection of Stochastic Model Realizations Constrained to Historical Data, *SPE* 38731.

- [77] Rubin, D. M., 1987, Cross-bedding, Bedforms and Paleocurrents, in SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, Vol. 1, Tulsa, Oklahoma, SEPM, 187 p.
- [78] Rudkiewicz, J. L., D. Guerillot and A. Galli, 1990, An Integrated Software for Stochastic Modelling of Reservoir Lithology and Property with an Example from the Yorkshire Middle Jurassic, in North Sea Oil and Gas Reservoirs, II, Graham and Trotman, London, Buller et al eds, p. 399–406.
- [79] Ruijtenberg, P. A., R. Buchanan, and P. Marke, 1990, Three-Dimensional Data Improve Reservoir Mapping, Journal of Petroleum Technology 42, January 1990, p. 22–61.
- [80] Samson, Ph., O. Dubrule and N. Euler, 1996, Quantifying the Impact of Structural Uncertainties on Gross-Rock Volume Estimates, SPE 35535.
- [81] Schildberg, Y., J. Poncet, D. Bandiziol, R. Deboaisne, F. Laffont and J. Vittori, 1997, Integration of Geostatistics and Well test to validate a Priori Geological Models for the Dynamic Simulation: Case Study, SPE 38752.
- [82] Sultan, J., A. Ouenes, and W.W. Weiss, 1993, Reservoir Description by Inverse Modelling, Application to EVGSAU Field, SPE 26478.
- [83] Swaby, P. A., and K. D. Rawnsley, 1996, An Interactive 3D Fracture Modelling Environment, SPE 36004, 1996.
- [84] Sweet, M. L., C. J. Blewden, A. M. Carter and C. A. Mills, 1996, Modelling Heterogeneity in a Low-Permeability Gas Reservoir Using Geostatistical Techniques, Hyde Field, Southern North Sea, AAPG Bulletin, V. 80, No. 11, November 1996, p. 1719–1735.
- [85] Taylor, S. R., 1996, 3D Modelling to Optimise Production at the Successive Stages of Field Life, SPE 35501.
- [86] Tinker, S. W., 1996, Building the 3D Jigsaw Puzzle: Applications of Sequence Stratigraphy to 3D Reservoir Characterization, Permian Basin, AAPG Bulletin, v. 80, No. 4 (April 1996), p. 460–485.
- [87] Tyler, K., A. Henriquez, A. MacDonald, T. Svanes, L. Holden and A. L. Hektoen, 1994a, Moheres — A Collection of Stochastic Models for Describing Heterogeneities in Clastic Reservoirs, in North Sea Oil & Gas Reservoirs, III, p. 213–221, Kluwer publ.
- [88] Tyler, K. J., T. Svanes and A. Henriquez, 1994, Heterogeneity Modelling used for a Production Simulation of a Fluvial Reservoir; SPE Formation Evaluation, June 1994, p. 85–92.
- [89] Tyler, N., M. D. Barton and R. J. Finley, 1991, Outcrop Characterization of Flow Unit and Seal Properties and Geometries, Ferron Sandstone, Utah, SPE 22670.
- [90] Vistelius, A. B., 1949. On the Question of the Mechanism of Formation of Strata: Dokl. Akad. Nauk SSSR, v. 65, no. 2, p. 191–194.
- [91] Wang, J., and A. C. MacDonald, 1997, Modelling Channel Architecture in a Densely Drilled Oilfield in East China, SPE 38678.
- [92] Weber, K. J., 1986, How Heterogeneity affects Oil Recovery, in Reservoir Characterisation, Academic Press Inc, Orlando, FL, Lake and Carroll eds, p. 487–544.
- [93] Weber, K. J. and L. C. van Geuns, 1990, Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Models, Journal of Petroleum Technology, October 1990, p. 1248–1297.
- [94] Weber, K. J., 1996, Visions in Reservoir Management — What Next?, in "TRC Special Publications of the Japan National Oil Corporation, Technology Research Centre".
- [95] Xu, W., T. T. Tran, R. M. Srivastava, A. G. Journel, 1992, Integrating Seismic Data in Reservoir Modelling: The Collocated Cokriging Alternative, SPE 24742.

Геостатистика в нефтяной геологии

Иллюстрации к курсу

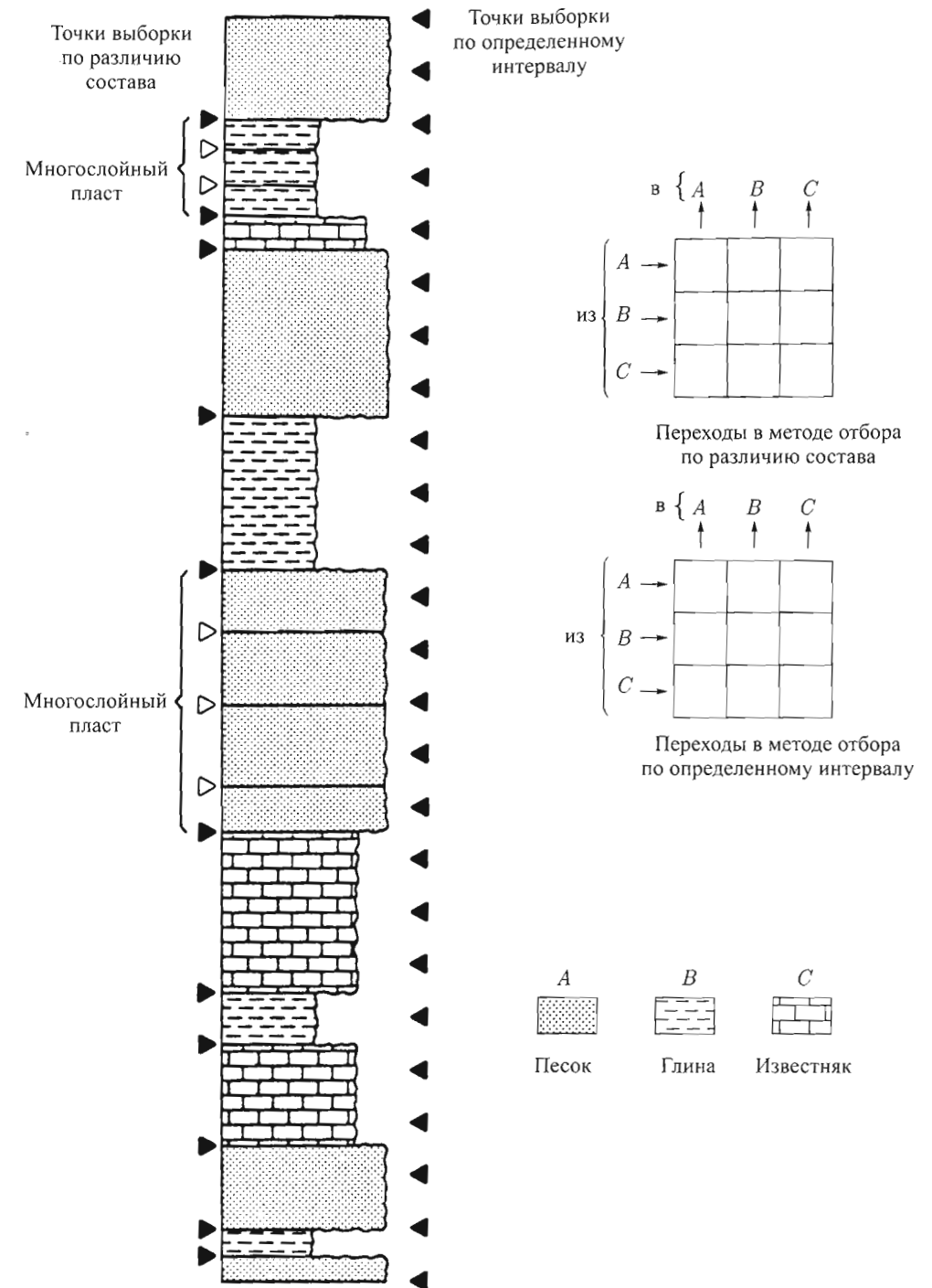
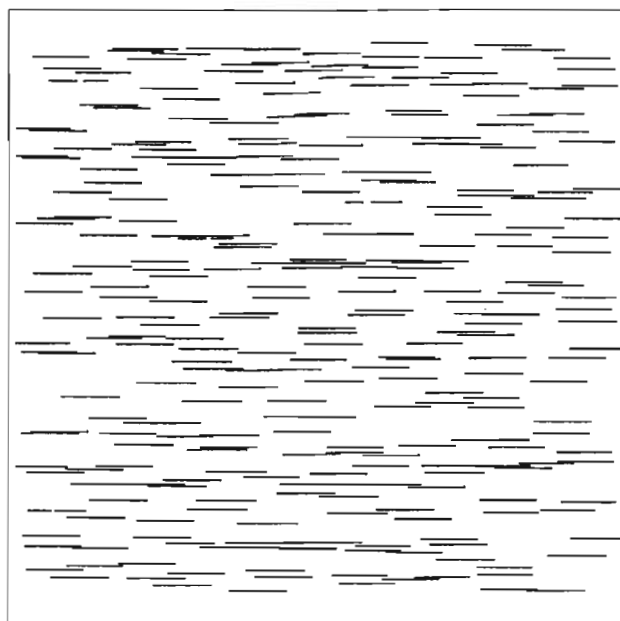
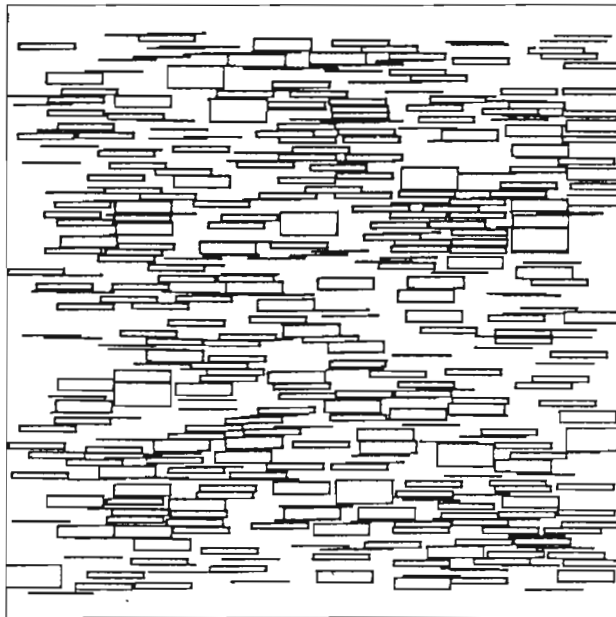


Рис. 1. Иллюстрация анализа цепей Маркова



Разрез по оси $X-Z$ размерами $100\text{ м} \times 100\text{ м}$

Представление пласта с помощью ЭВМ



Компьютерное восстановление распределения глинистых пропластков

Рис. 2. Первые примеры стохастического моделирования [16]

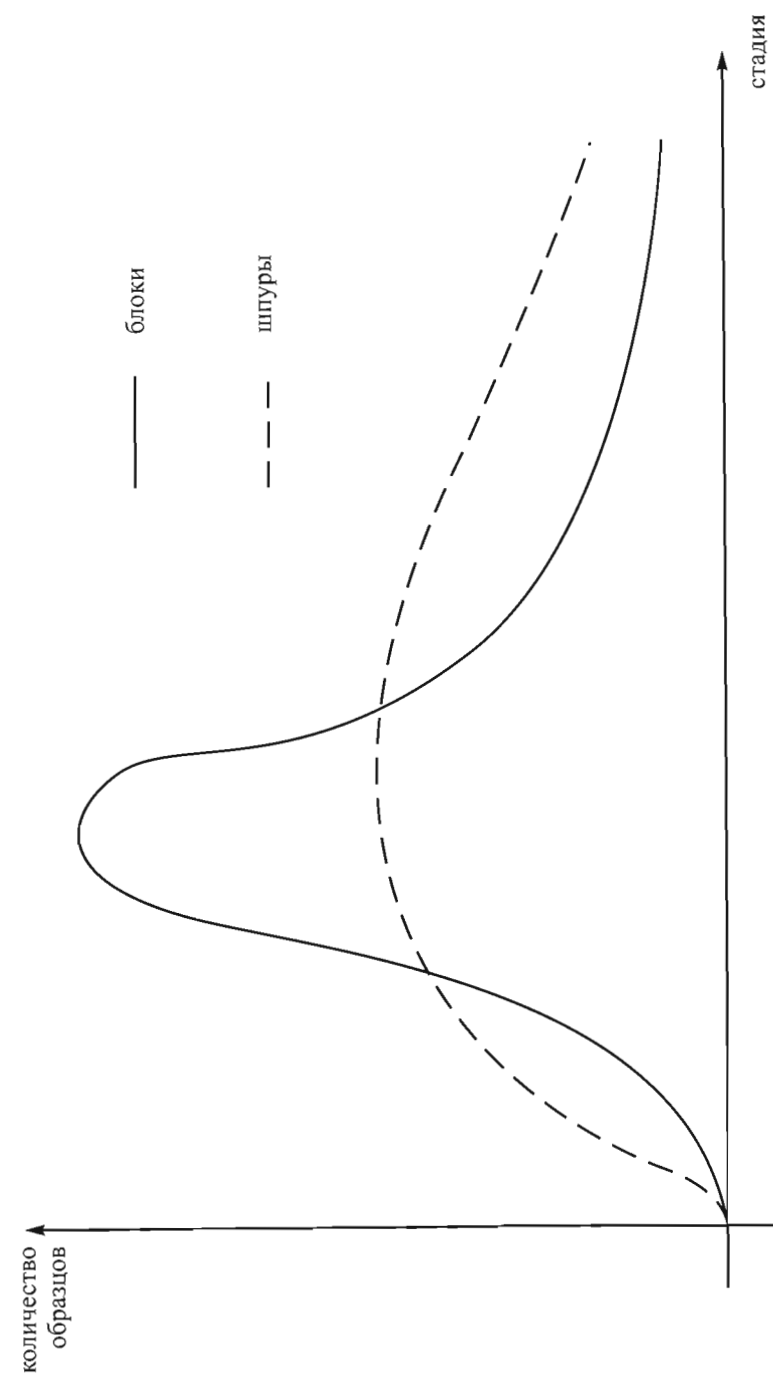


Рис. 3а. Иллюстрация применения эффекта основания в рудной промышленности [62]



Рис. 36. Первые попытки применения кригинга для решения задач в области нефтедобычи [41]

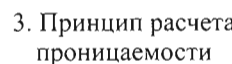
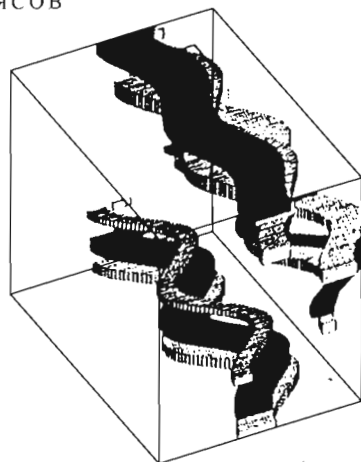
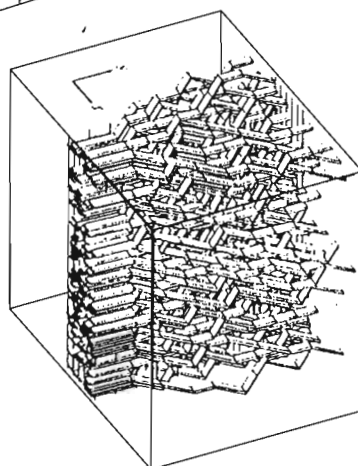


Рис. 4. Выводы из диссертации Халдорсена [43]

ТРЕХМЕРНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ
РЕЧНЫХ РУСЛОВЫХ ПОЯСОВ



ВИД СО СТОРОНЫ НА РУСЛОВЫЕ ПЕСКИ
КОНУСОВ ВЫНОСА



ВИД СВЕРХУ РУСЛОВЫХ ПЕСКОВ В КОНУСЕ ВЫНОСА

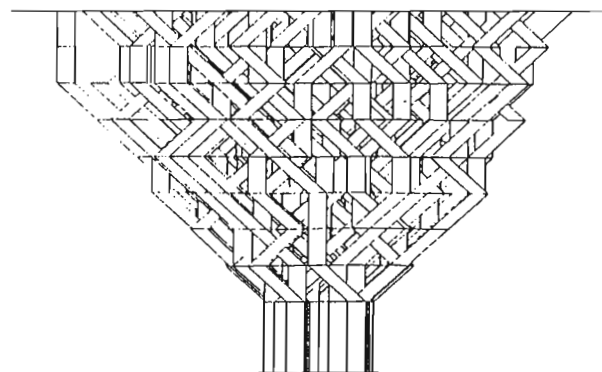


Рис. 5а. Стохастическое моделирование распределения песчанников [46]

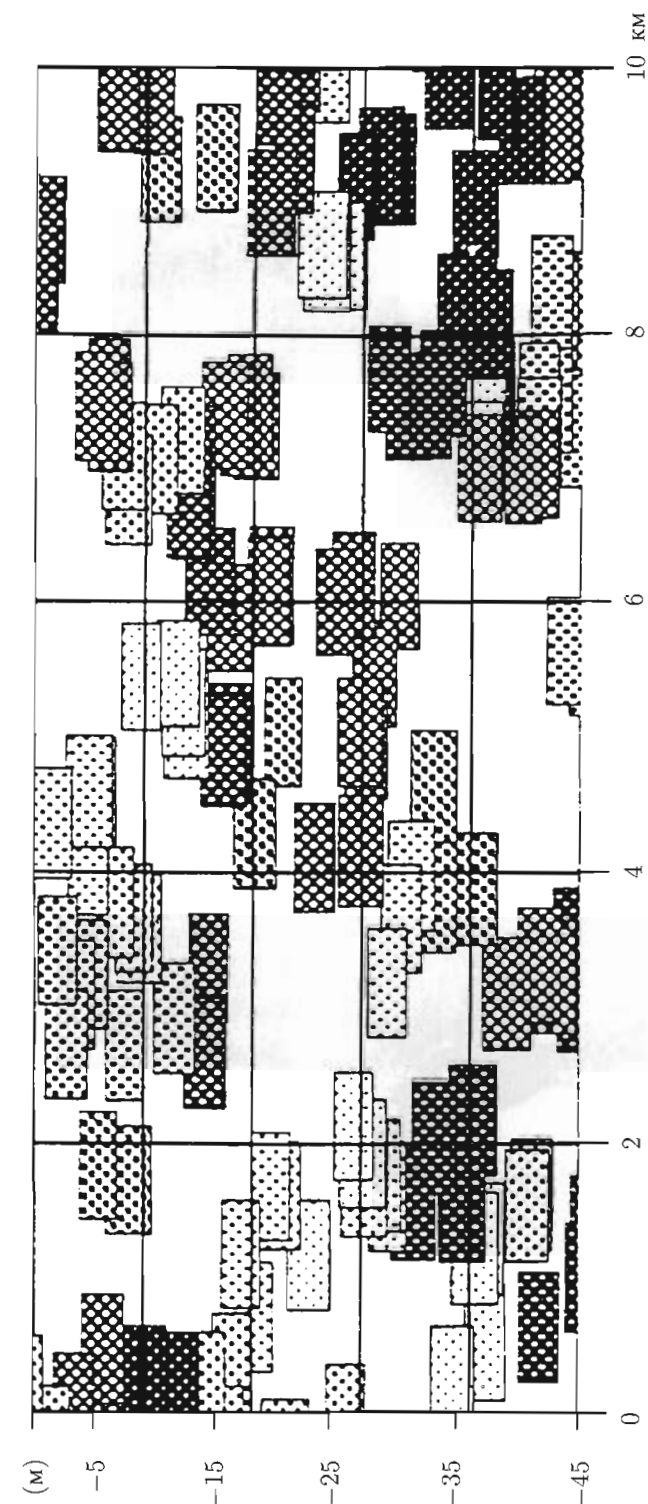


Рис. 5б. Стохастическая модель взаимодействия песчанников [12]

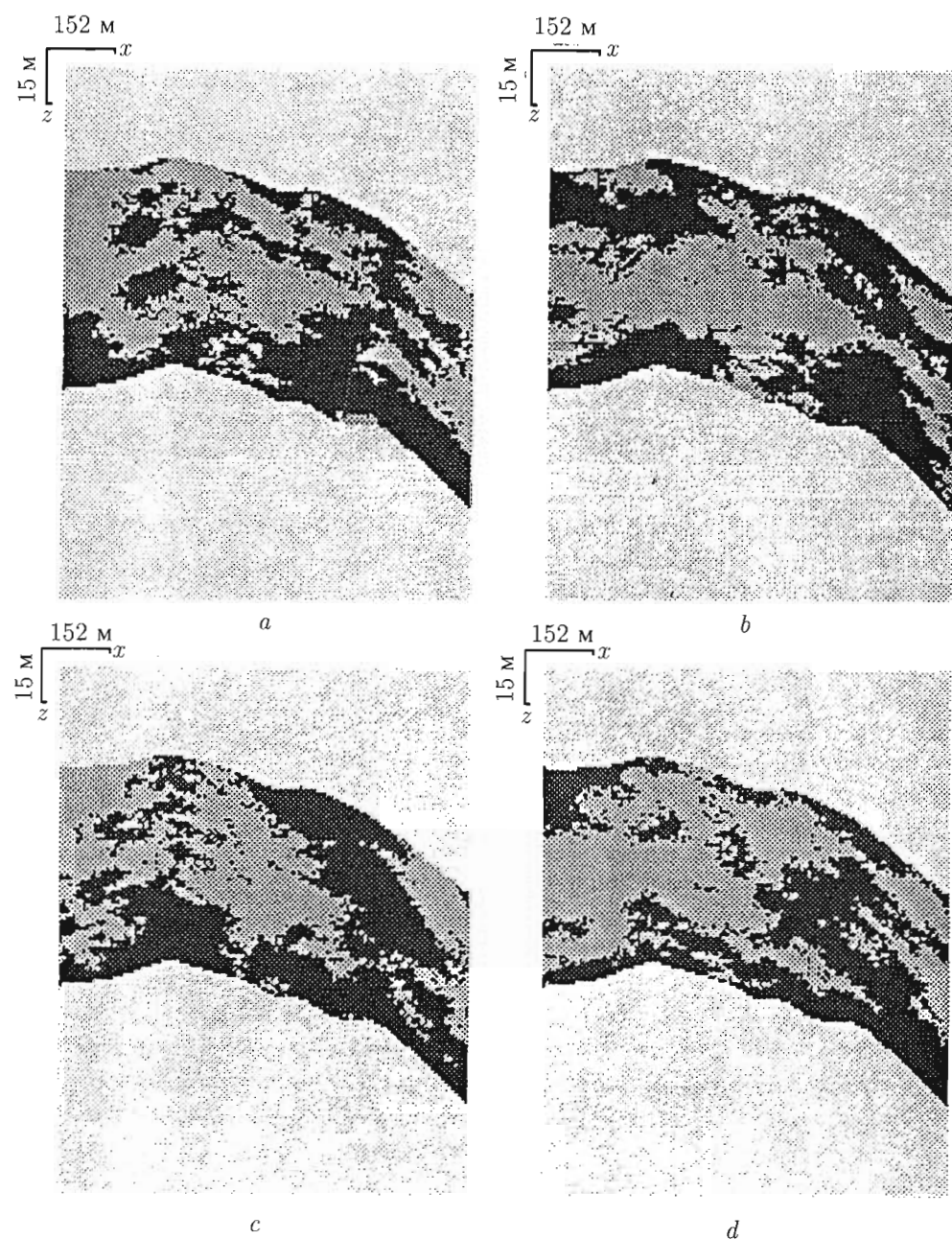


Рис. 6. Один из первых примеров применения индикаторного моделирования: четыре реализации песчано-глинистого комплекса в вертикальном разрезе. Вертикальный масштаб составляет 10:1 [56]

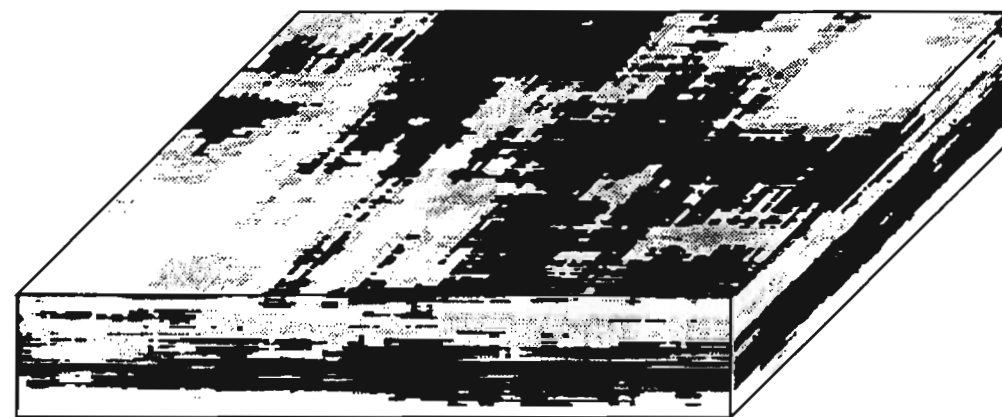


Рис. 7. Один из первых примеров применения программного пакета Heresim [74]

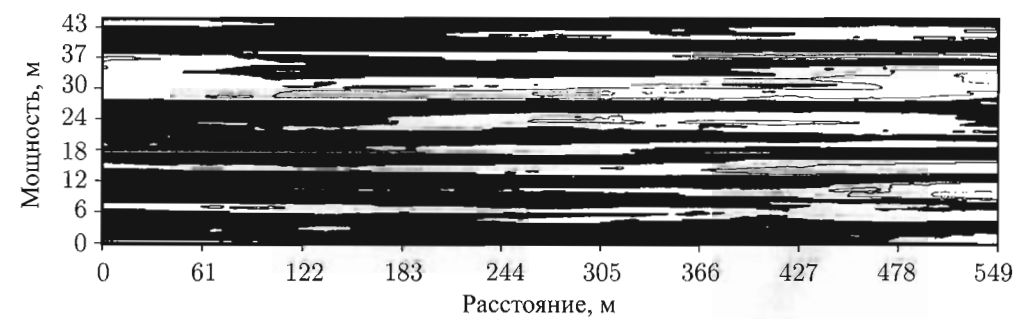


Рис. 8. Одна из первых фрактальных моделей продуктивного пласта. Фрактальность на данном профиле пористости составляет 1,3 [48]

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОСТАТИСТИКА С 50-Х ГОДОВ

с начала 50-х	цепи Маркова ограничение представлений в одномерном пространстве
конец 60-х	Применение геостатистических методов на месторождении HASSI-MESSAOUD упрощенные модели «глина-песок»
70-е	Горнорудная геостатистика первые примеры применения методов картирования (кригинг)
начало 80-х	Диссертация Халдорсена стохастическое моделирование глин и песчаников
конец 80-х	Разработки норвежской школы Стэнфордский центр прогнозирования поведения месторождений Программный пакет HERESIM сложные модели продуктивных пластов
90-е	Интегрированная модель геологической среды

Рис. 9. Эволюция нефтепромысловой геостатистики с 50-х годов

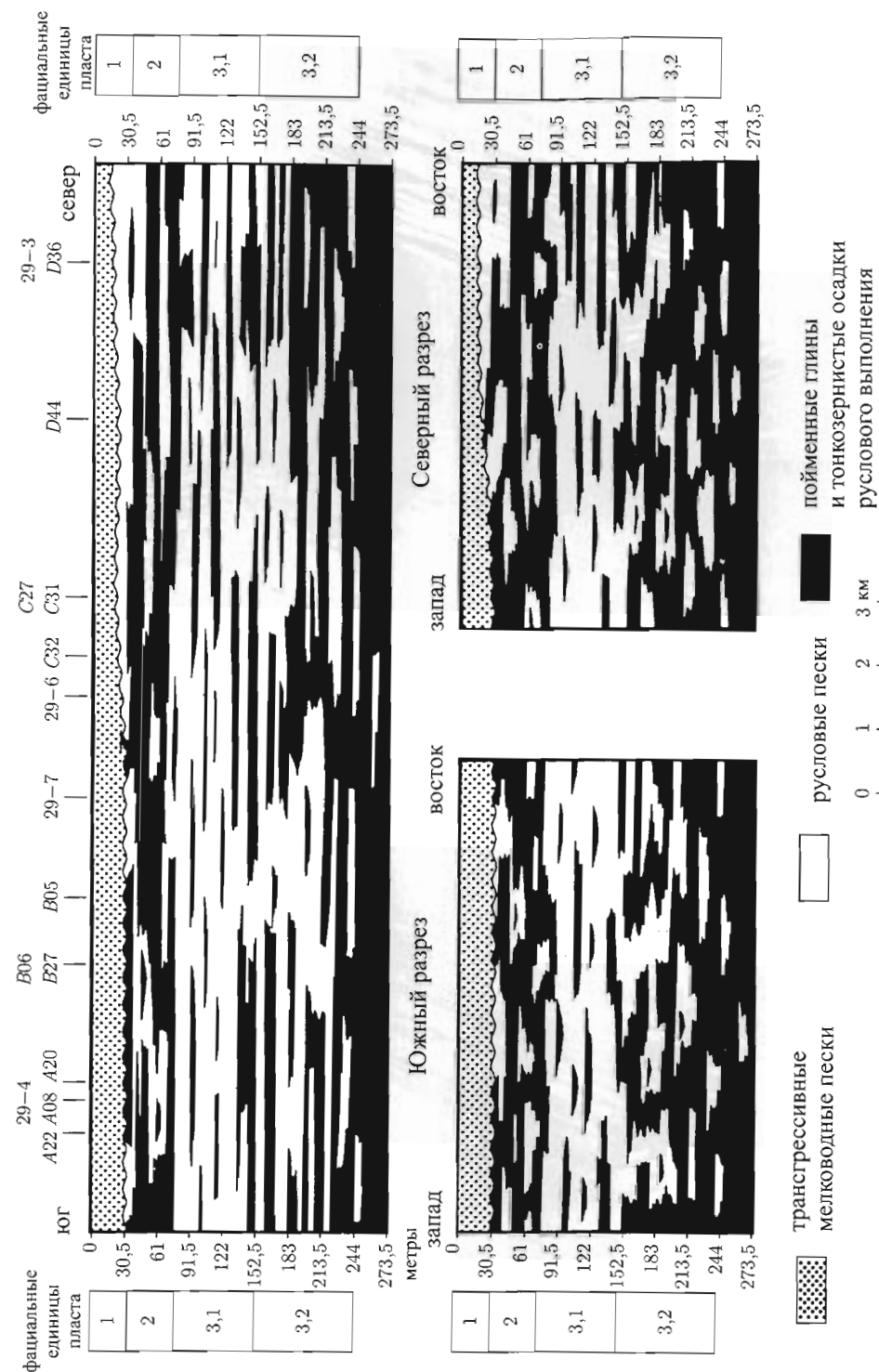


Рис. 10. Концептуальная геологическая модель, формация Statfjord, месторождение Brent [54]

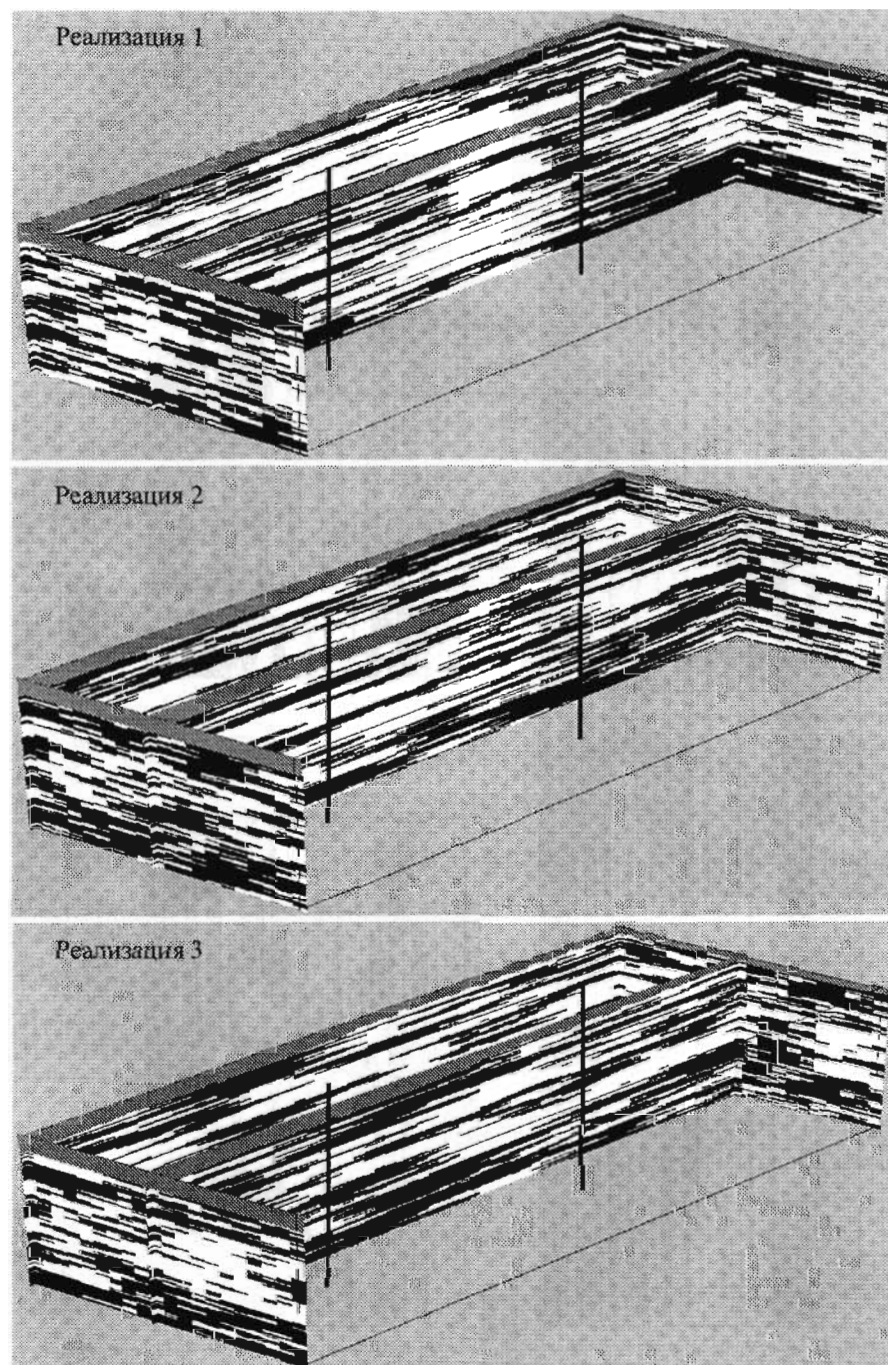


Рис. 11. Три трехмерных геостатистических реализации модели Джонсона и Крола. Эти три реализации ограничены двумя скважинами, «пробуренными» в исходном разрезе, представленном на верхнем разрезе рис. 10

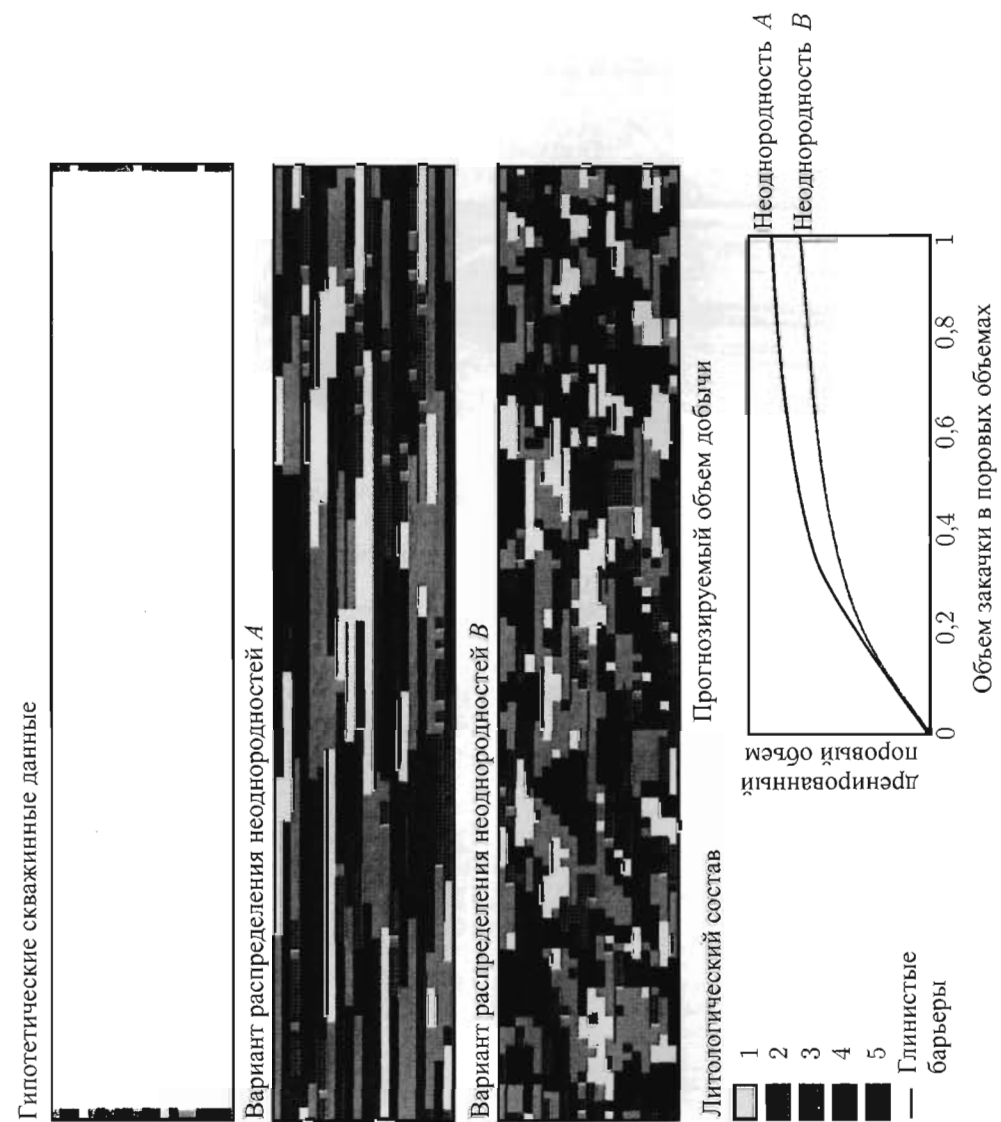


Рис. 12. Влияние неоднородностей на фильтрацию (Oilfield Review, январь 1992)

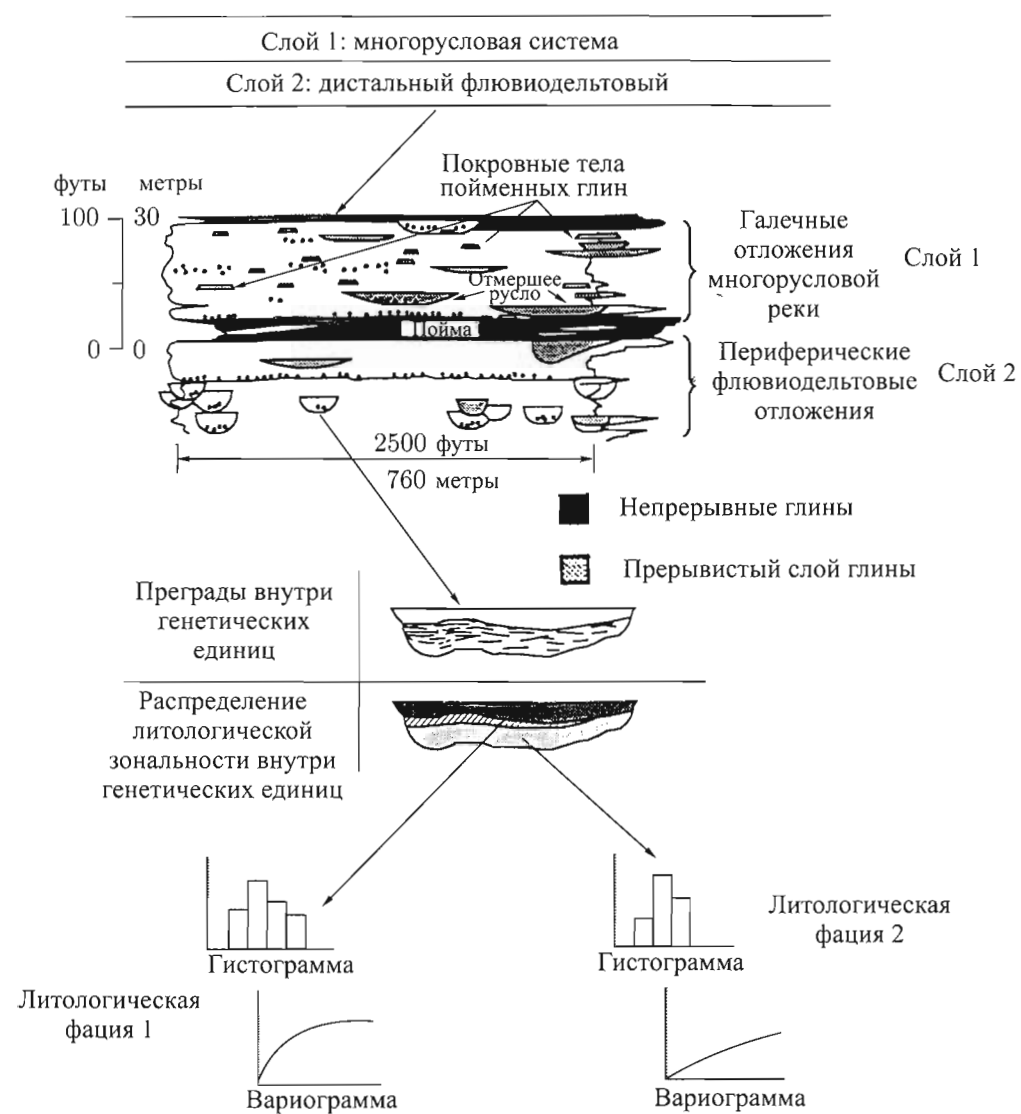
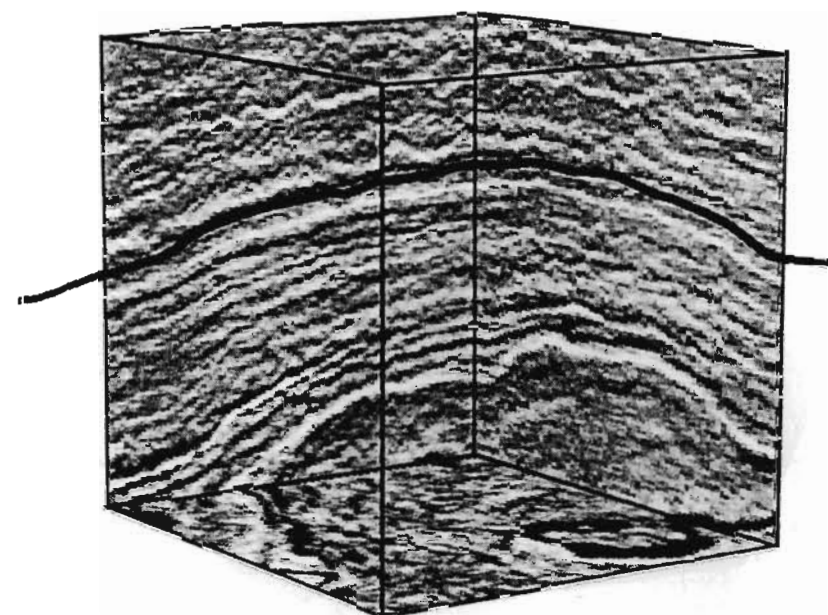


Рис. 13. Метод многоэтапного количественного моделирования

Прослеживание горизонта на разрезе



Интерполяция горизонта между разрезами

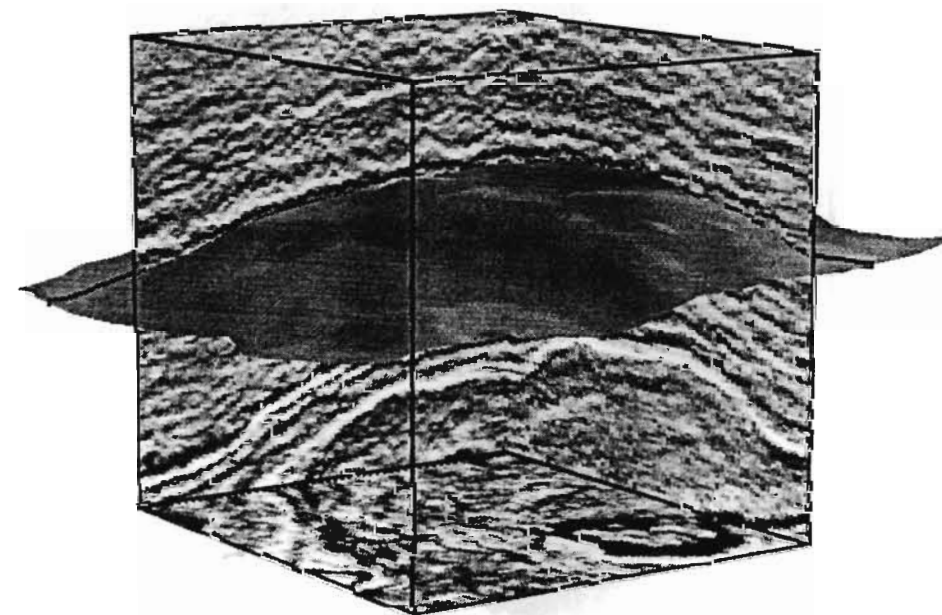


Рис. 14. Выделение геологической поверхности на трехмерном сейсмическом блоке

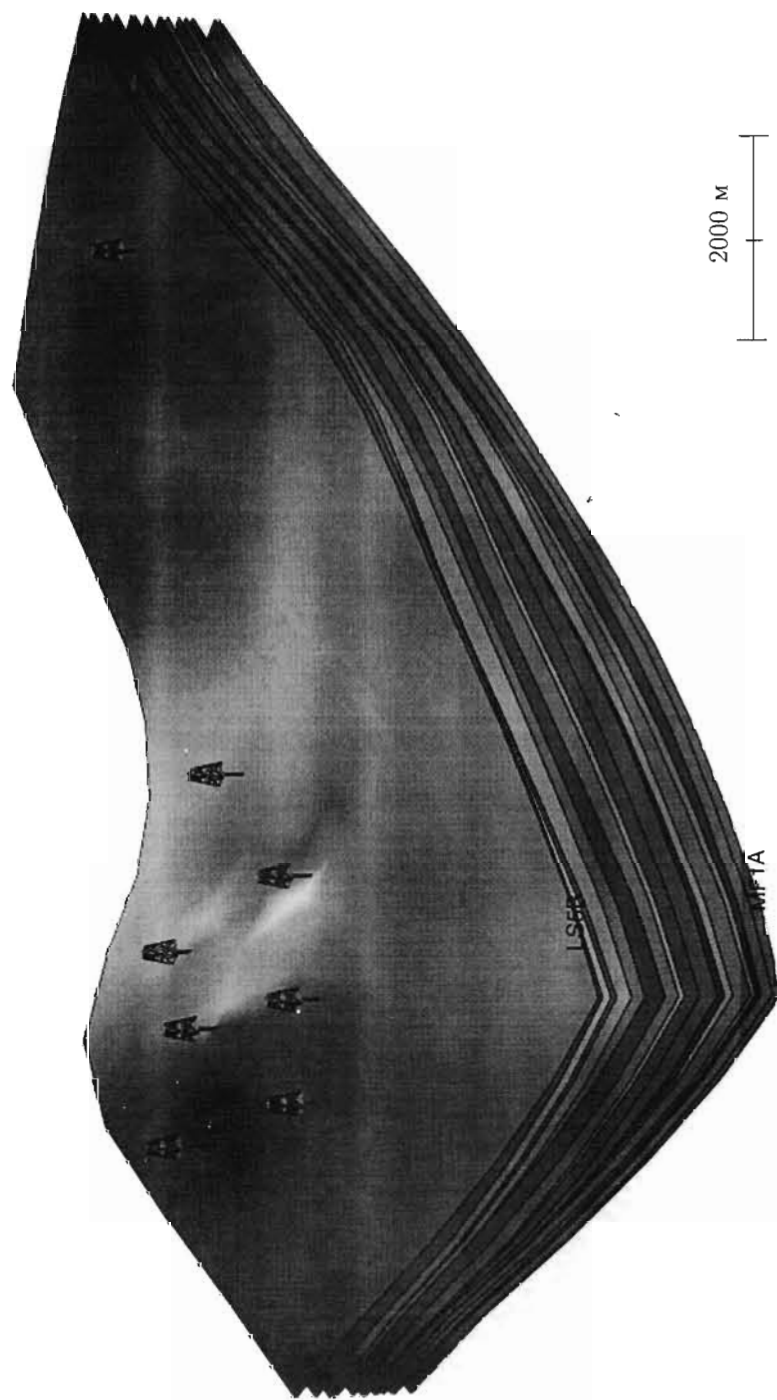


Рис. 15. Построение стратиграфических поверхностей с высоким разрешением на основании скважинных данных

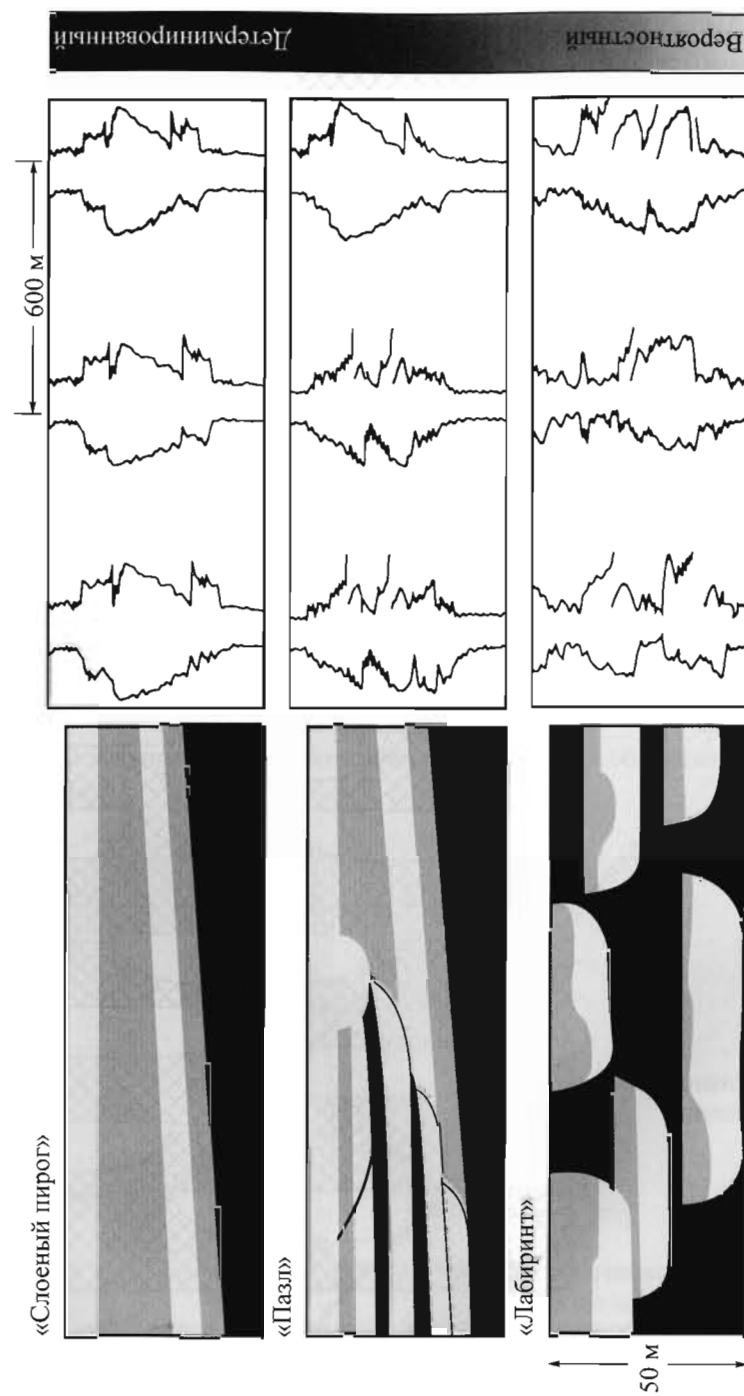


Рис. 16. Различные типы геологического строения [93]

На позднем этапе
высокого состояния
уровня моря

На раннем этапе
высокого состояния
уровня моря

Трангрессивное
осадконакопление

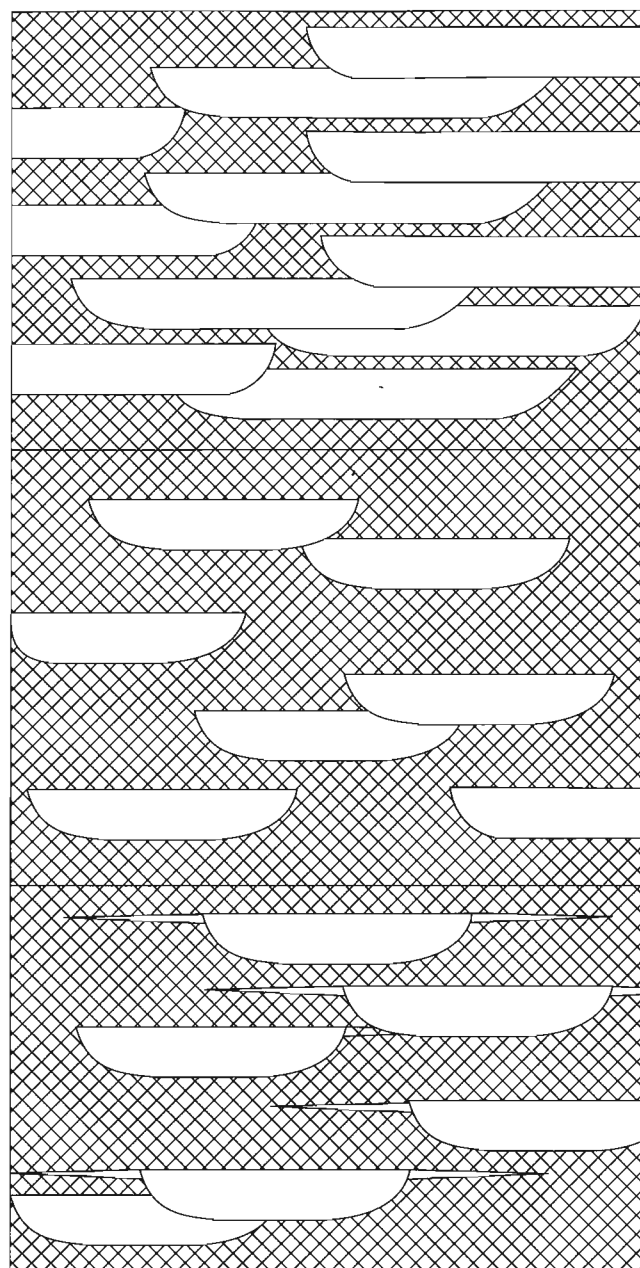


Рис. 17. Влияние сейсмостратиграфической обстановки на морфологию речных русловых поясов [36]

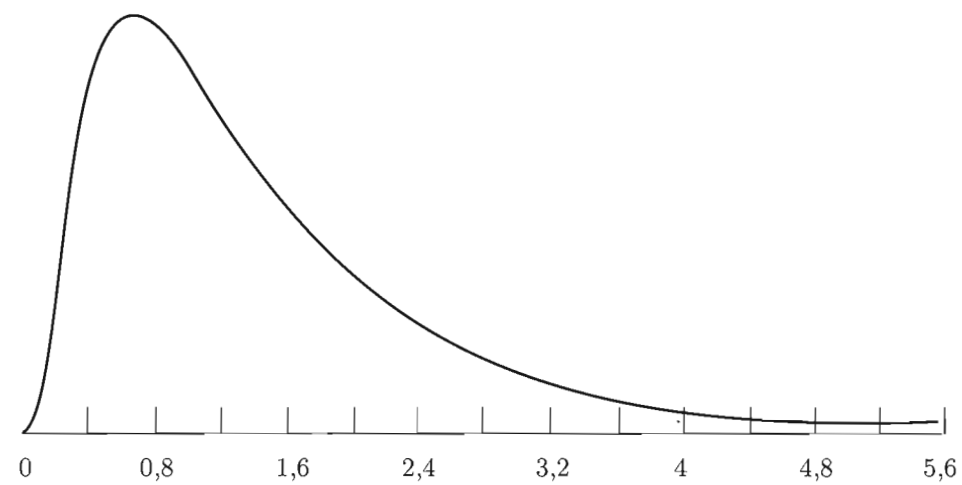


Рис. 18. Создание упрощенной каротажной диаграммы для объектно-ориентированного моделирования



Рис. 19. Ключевые элементы неопределенности в пространстве вокруг скважин при построении объектно-ориентированной модели

ШИРИНА РУСЛА

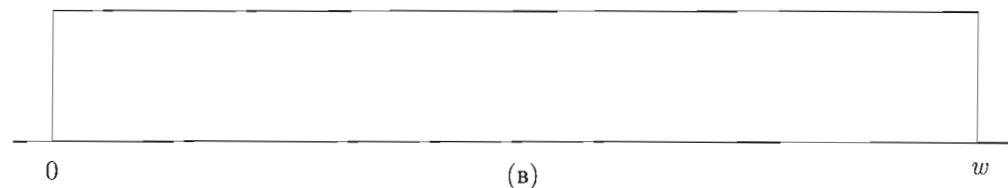
ширина w , км

(а)

НАПРАВЛЕНИЕ РУСЛА

азимут α , градусы

(б)

РАСПОЛОЖЕНИЕ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ
ОТНОСИТЕЛЬНО ГРАНИЦ РУСЛА

(в)

Рис. 20. Количественное представление элементов неопределенности в пространстве вокруг скважины с применением статистических методов, как показано на рис. 19

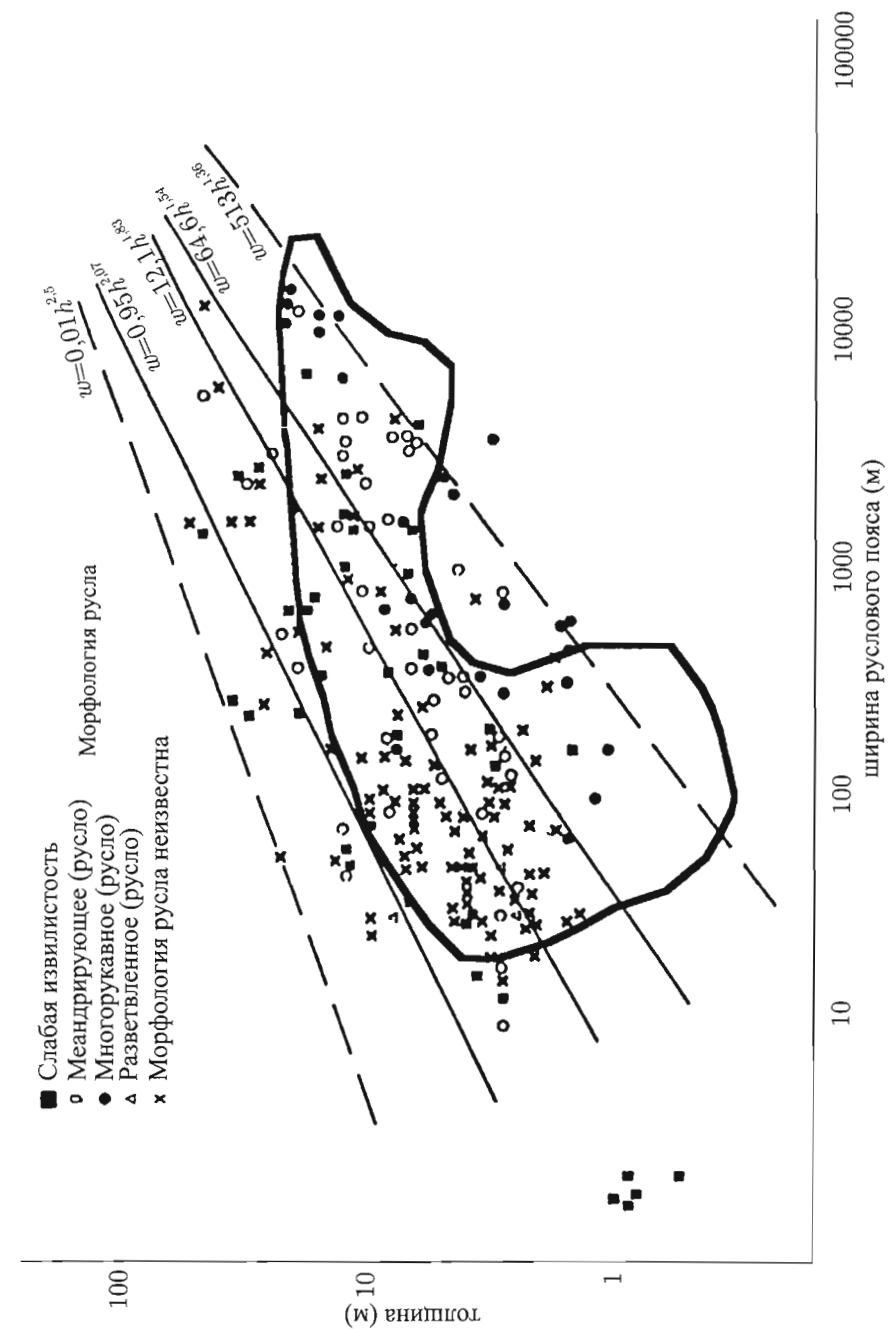
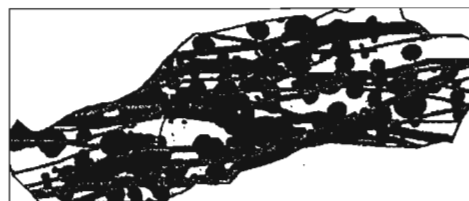


Рис. 21. Пример графиков корреляции ширины и толщины [8]



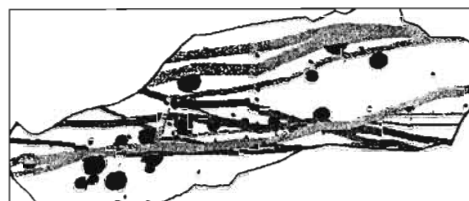
Горизонтальный срез 2



Горизонтальный срез 6



Горизонтальный срез 10



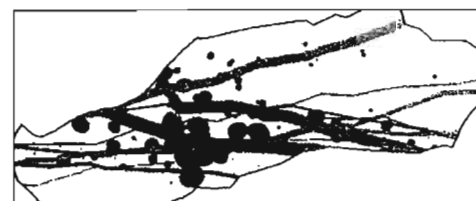
Горизонтальный срез 14



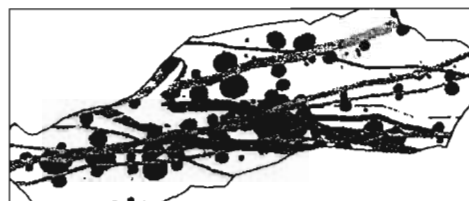
Горизонтальный срез 18



Горизонтальный срез 22



Горизонтальный срез 26



Горизонтальный срез 30

Рис. 22. Объектно-ориентированная модель флювиодельтового продуктивного пласта, среднеюрский горизонт Ness (Норвегия). Русла и пески разлива распределены в глинистой пойме. На рисунке представлены горизонтальные разрезы данной трехмерной модели. Для каждого сечения обозначен его номер [40]

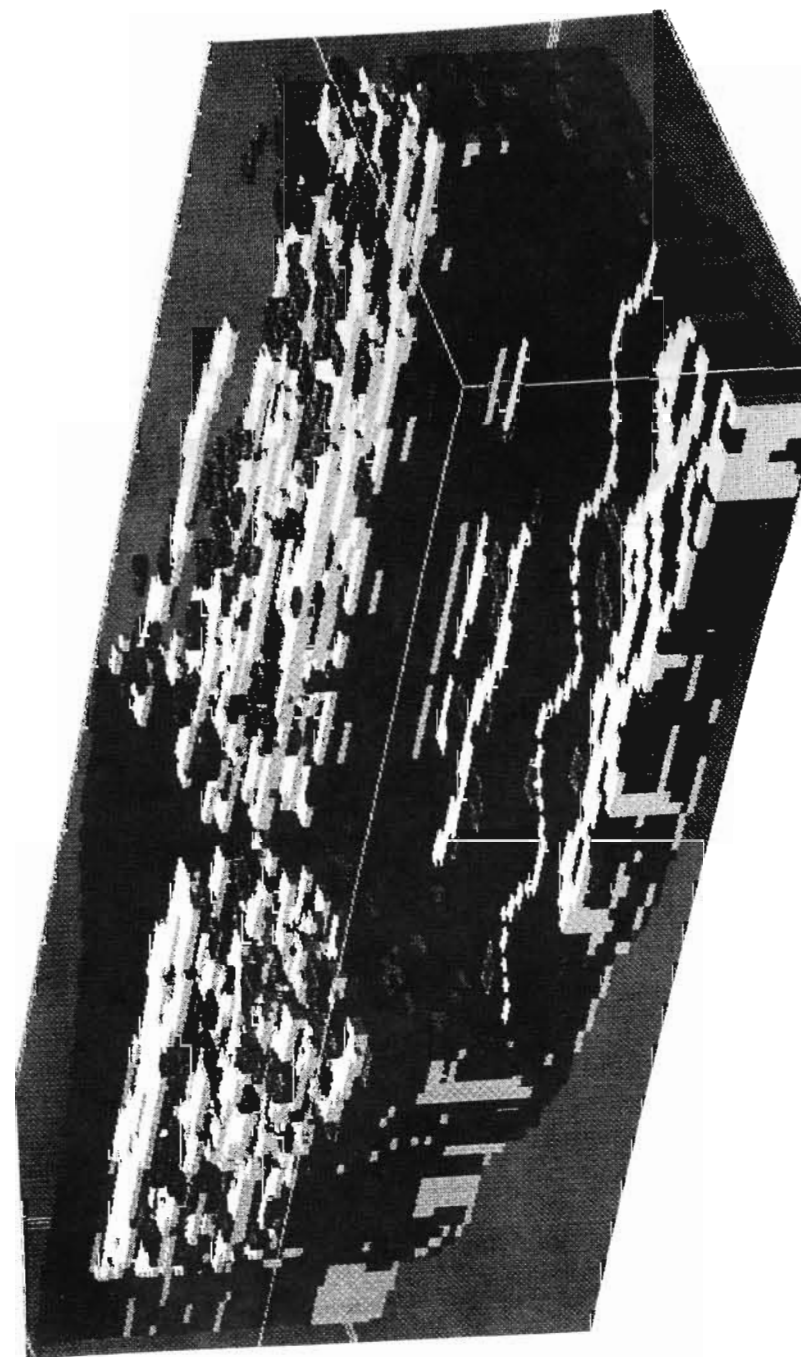


Рис. 23. Пример объектно-ориентированной модели коллектора углеводородов речного типа [73]

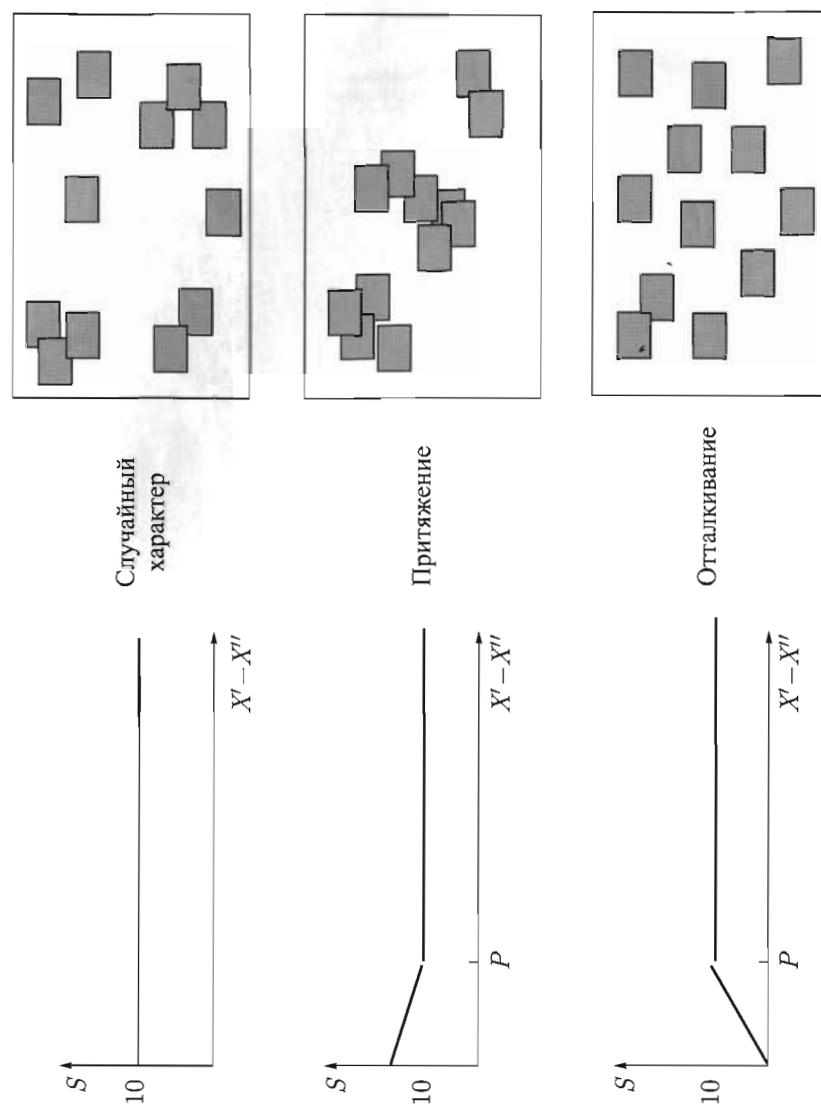


Рис. 24а. Учет взаимосвязей между геологическими объектами [12]. Определяемая пользователем функция S задает относительное расположение песчаных тел

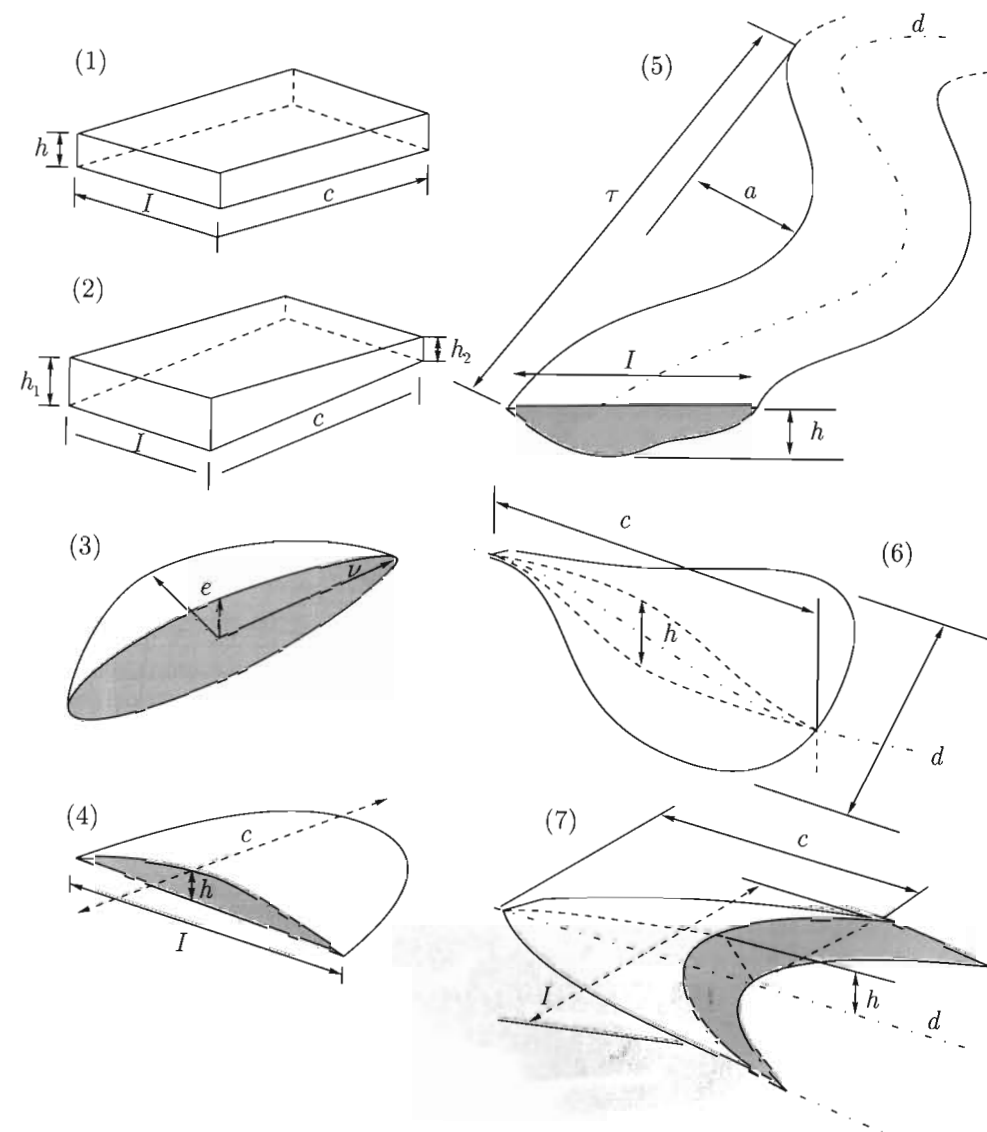


Рис. 246. Учет различных типов геометрии при объектно-ориентированном моделировании. Плоский слой (1), угловая (2), эллипсоид (3), доли конуса (4), сигмовидная структура (6), канал (5) и дюна (7) [57]

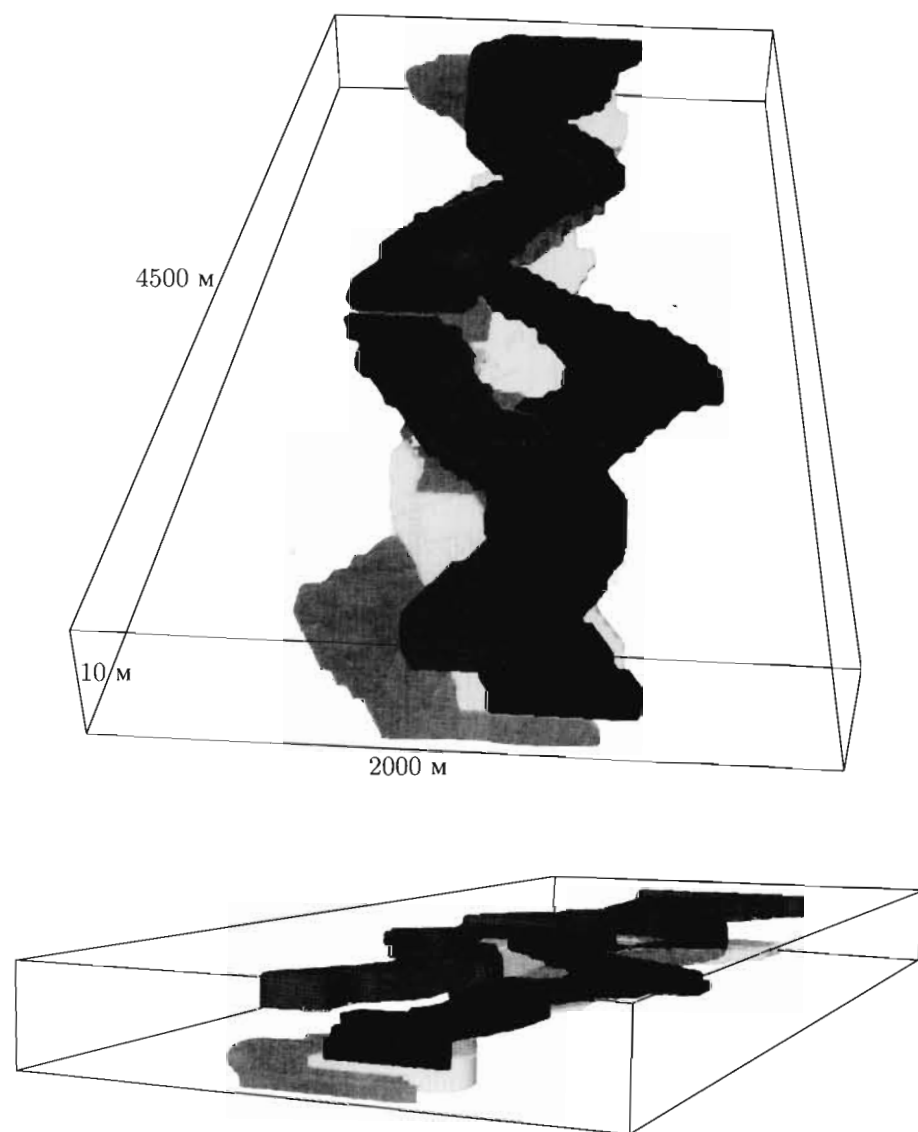
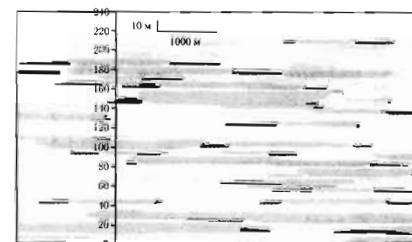
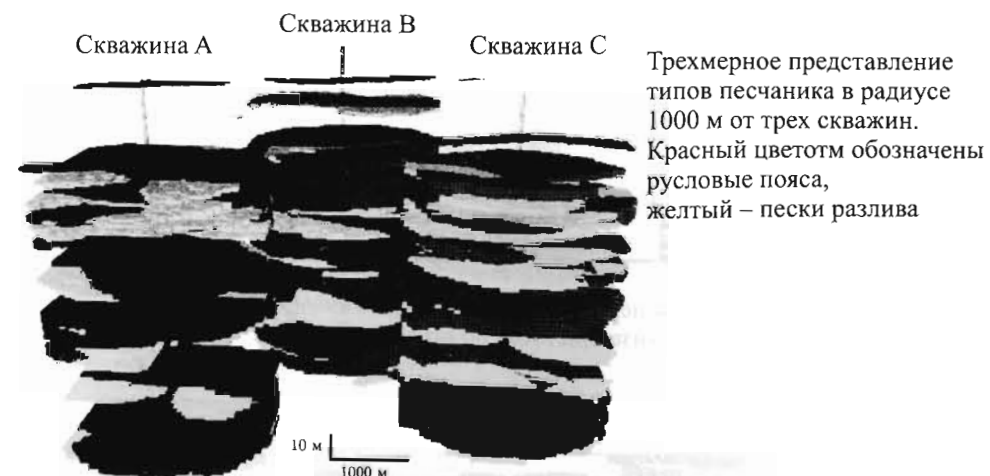
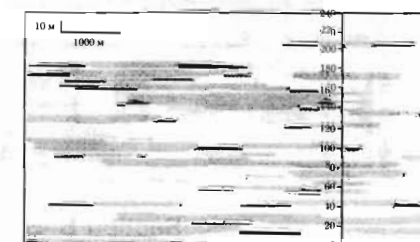


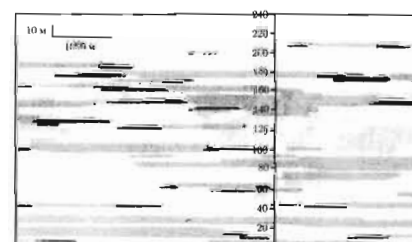
Рис. 25. Пример представления поймы долины меандрирующей реки с применением стохастического моделирования [1]:8



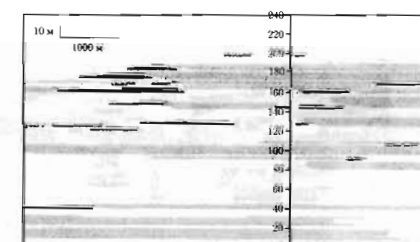
Разрез с востока на запад, проходящий через скважину А. Серым цветом обозначены русловые пояса, чёрный – пески разлива, белый – второстепенные фации



Разрез с востока на запад, проходящий через скважину С. Серым цветом обозначены русловые пояса, чёрный – пески разлива, белый – второстепенные фации



Разрез с востока на запад, проходящий через скважину В. Серым цветом обозначены русловые пояса, чёрный – пески разлива, белый – второстепенные фации



Разрез с юга на север, проходящий через скважину А. Серым цветом обозначены русловые пояса, чёрный – пески разлива, белый – второстепенные фации

Рис. 26. Пример трехмерной стохастической модели продуктивного пласта флювиodelьтового типа [1]:10. Относительное расположение каналов и песков разлива смоделировано достоверно

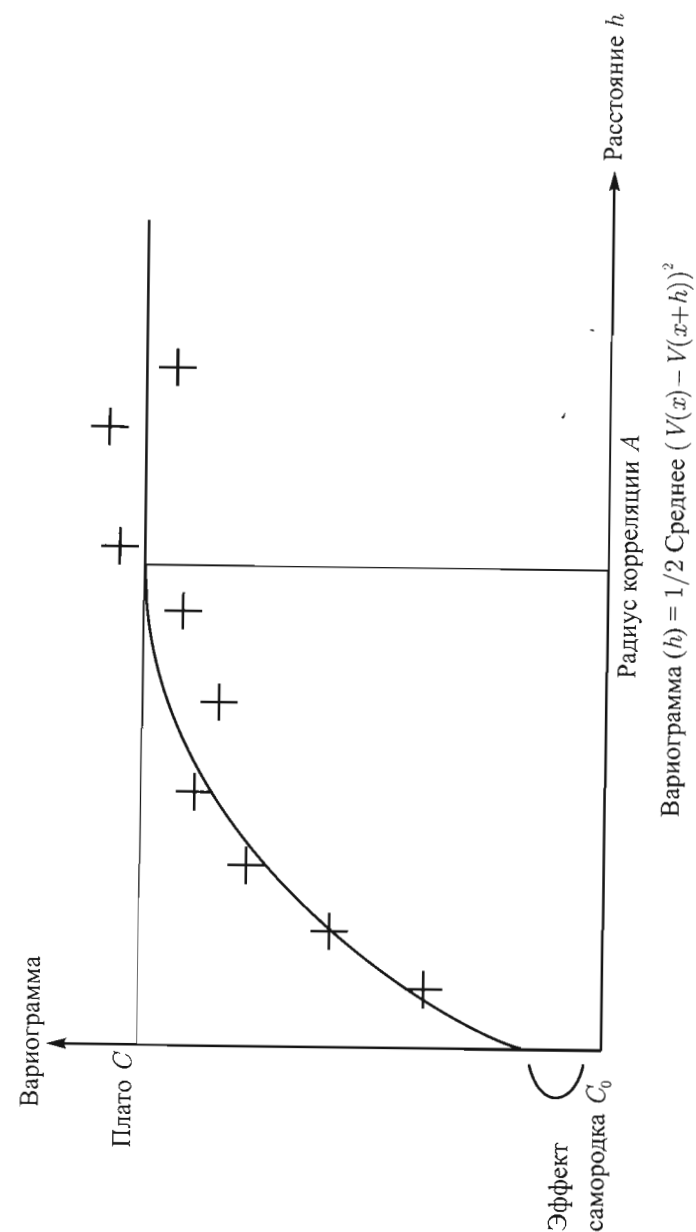


Рис. 29а. Экспериментальная вариограмма и соответствующая ей вариограммная модель

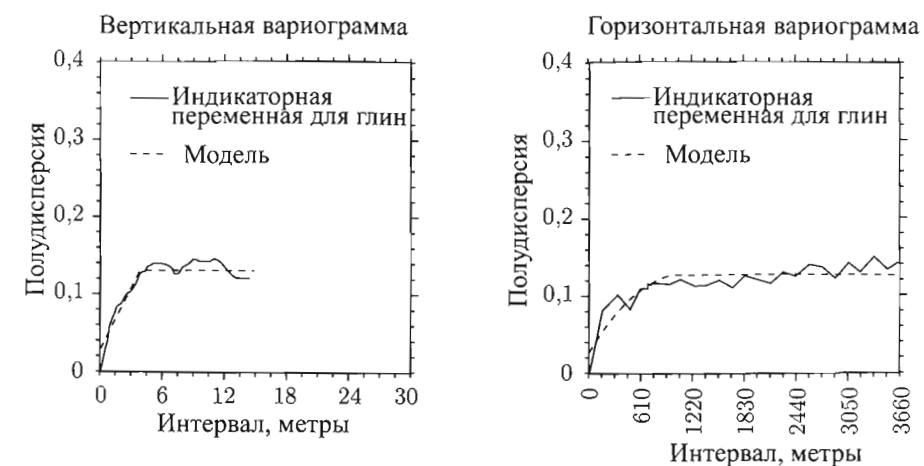


Рис. 296. Примеры вертикальной и горизонтальной вариограмм индикаторной переменной для глин, которые были получены на основании данных по 59 скважинам месторождения Prudhoe Bay (Аляска). Индикаторные данные по глинам отбирались с шагом в один фут по вертикали. На рисунке показаны как экспериментальная вариограмма, так и соответствующие ей модели (из работы [72])

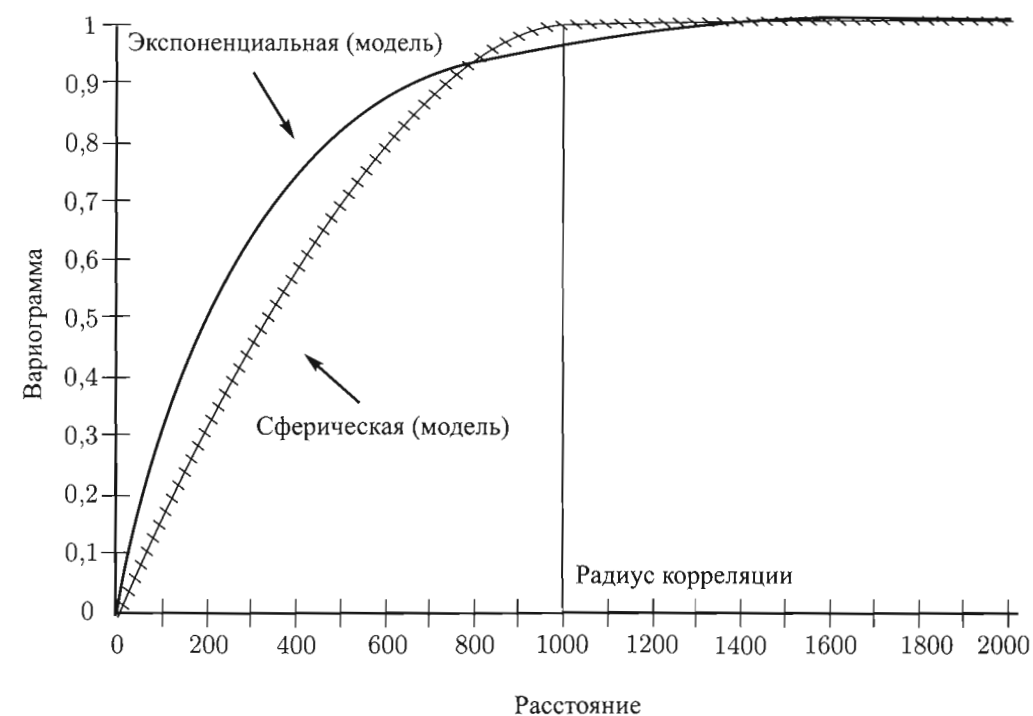


Рис. 30. Две наиболее часто применяемые индикаторные вариограммные модели: сферическая и экспоненциальная

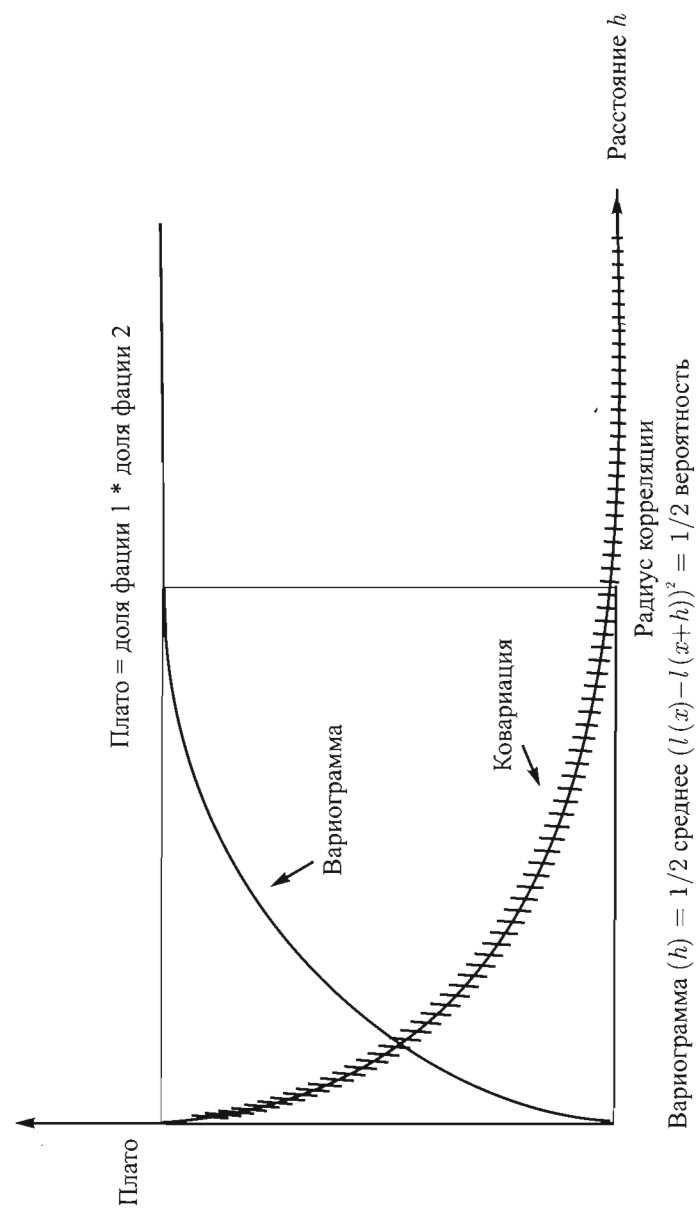


Рис. 31. Отношения между индикаторной вариограммой и ковариационными функциями

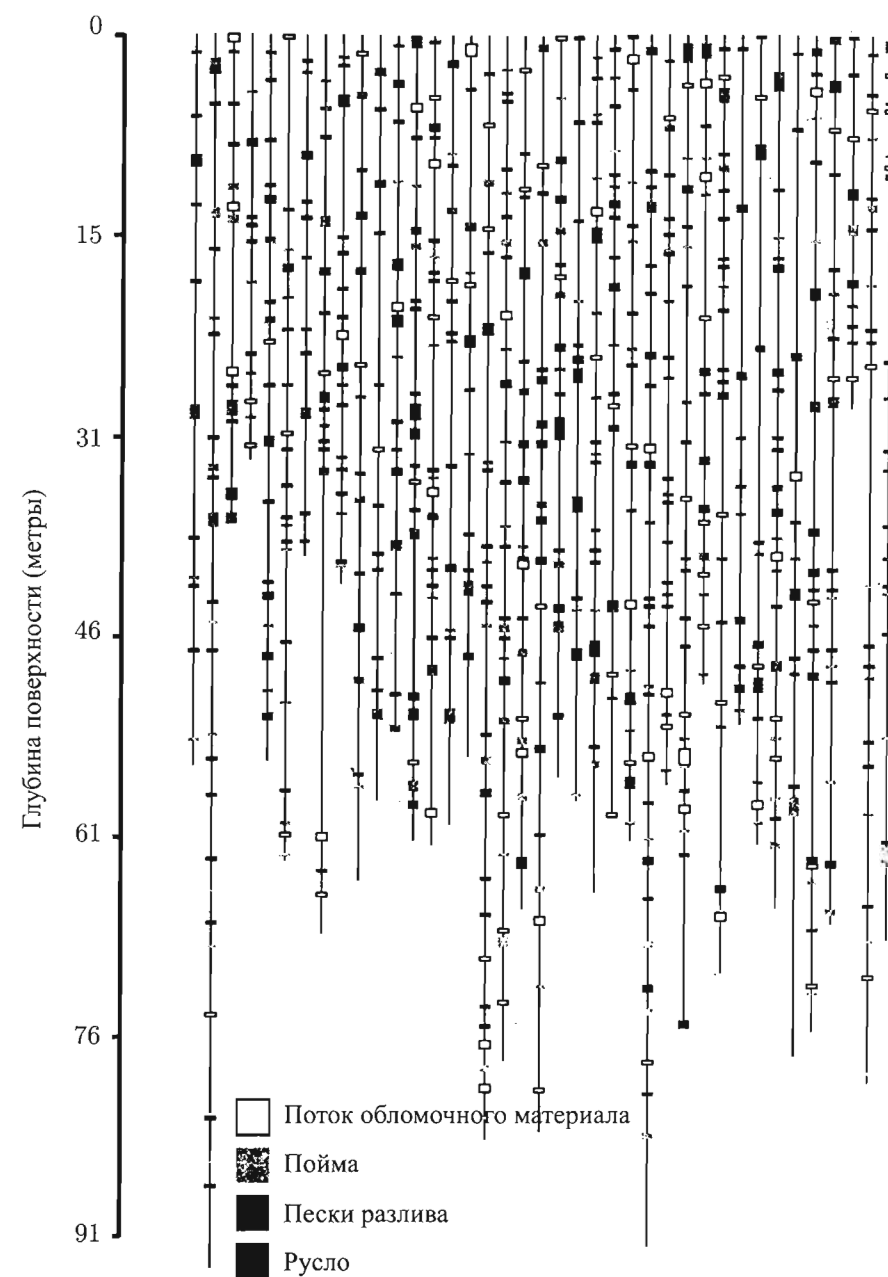


Рис. 32а. Примеры различных фациальных ассоциаций по направлению вдоль ствола скважины. В вертикальных скважинах (при наличии данных) фиксировалось 4 типа фаций. Горизонтальное распределение является произвольным [10]

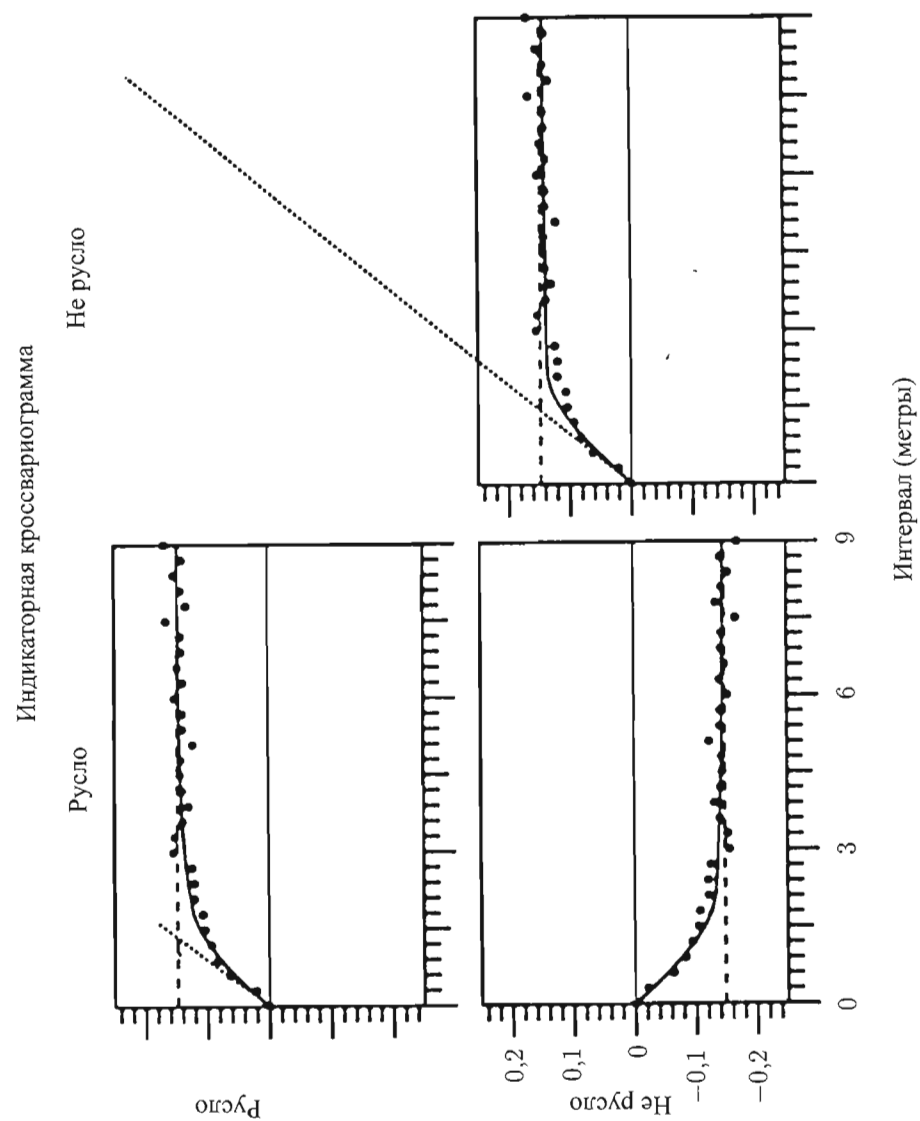


Рис. 32б. Вариограммы для индикаторной переменной русел, представленной на рис. 32а [10]

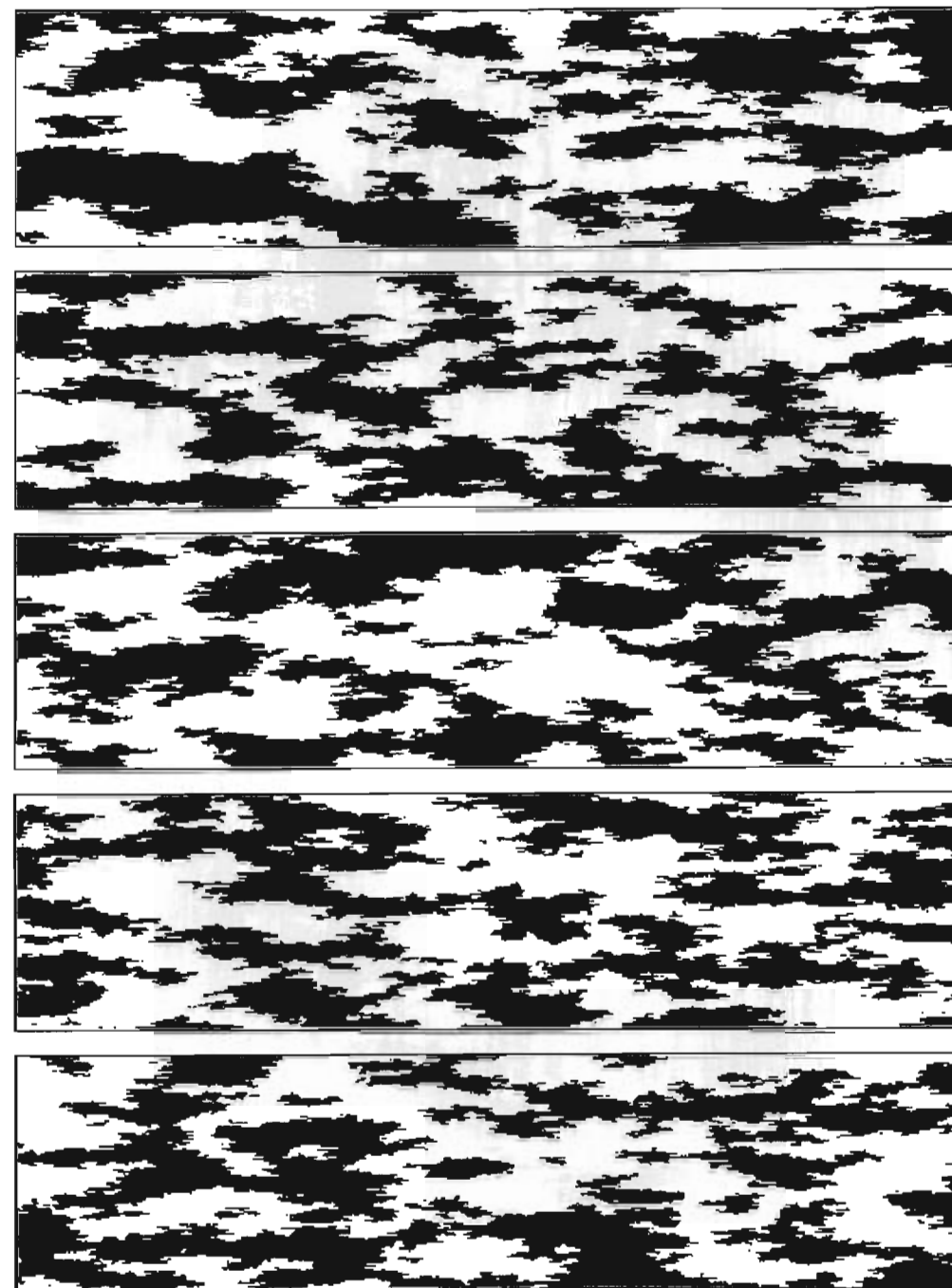
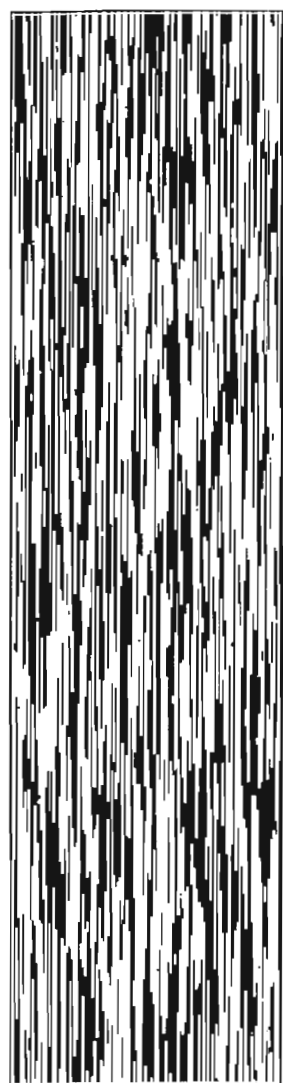
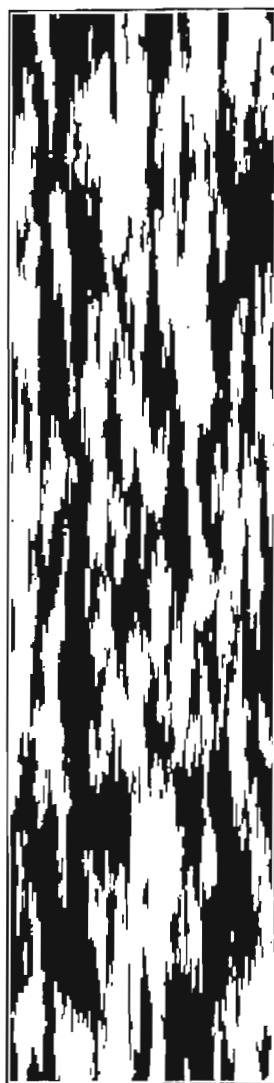


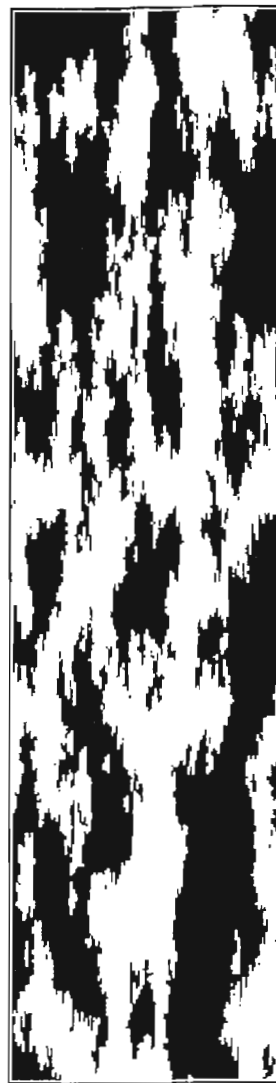
Рис. 33а. Результат изменения реализации при заданной экспоненциальной вариограммной модели. Эффективный радиус корреляции вариограммы и по вертикали, и по горизонтали остается равным 10% от величины модели по вертикали и по горизонтали, тогда как соотношение черного и белого составляет 50%



Критическое значение
радиуса корреляции 1%



Критическое значение
радиуса корреляции 5%



Критическое значение
радиуса корреляции 10%

Рис. 33б. Результат изменения эффективного радиуса корреляции экспоненциальной вариограммы по вертикали. Все три реализации характеризуются одинаковым соотношением черного и белого (50%), а эффективный диапазон значений вариограммы по горизонтали остается равным 10% от величины модели по горизонтали. Эффективный радиус корреляции по вертикали задан пропорционально величине модели по вертикали

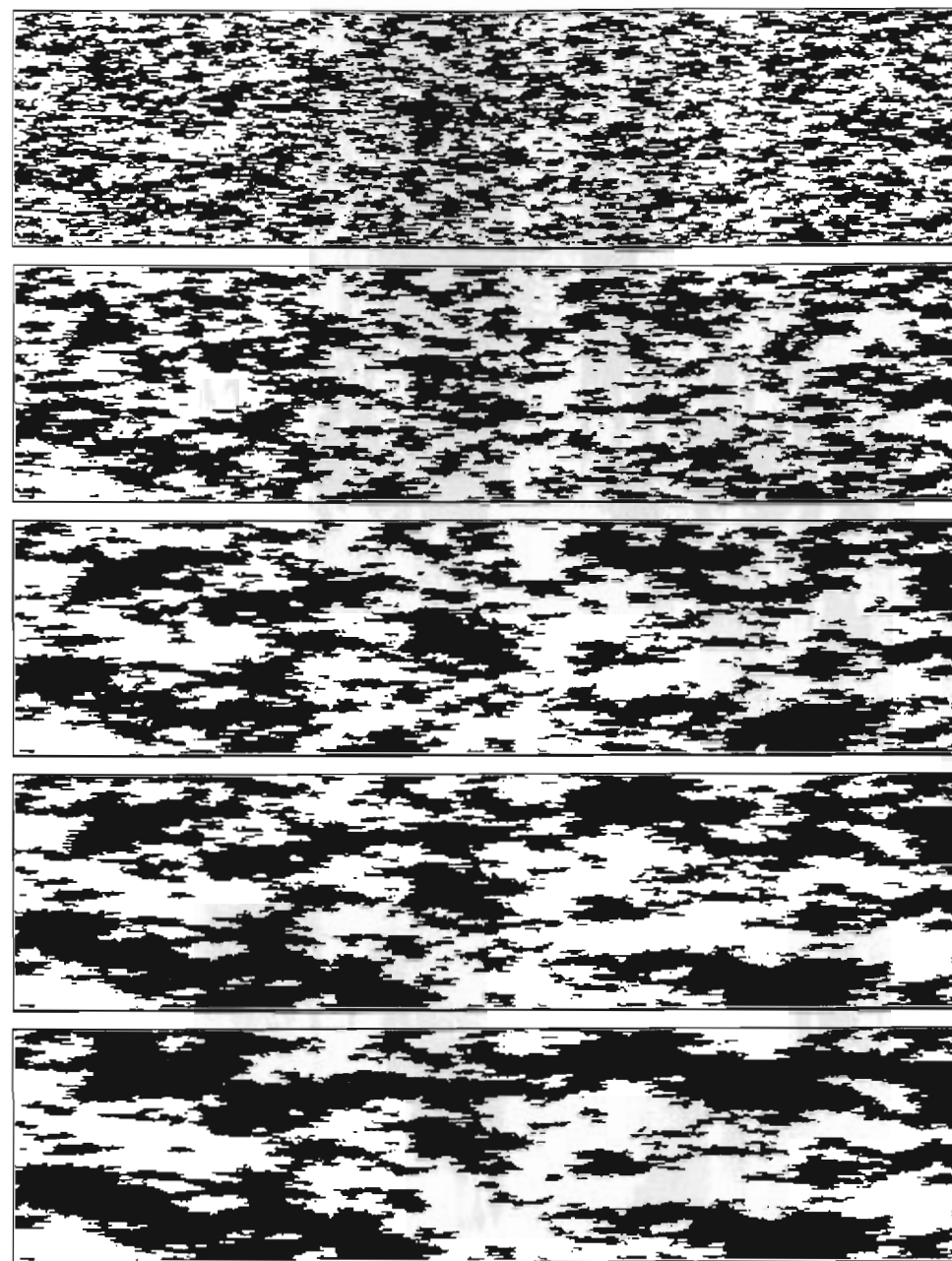
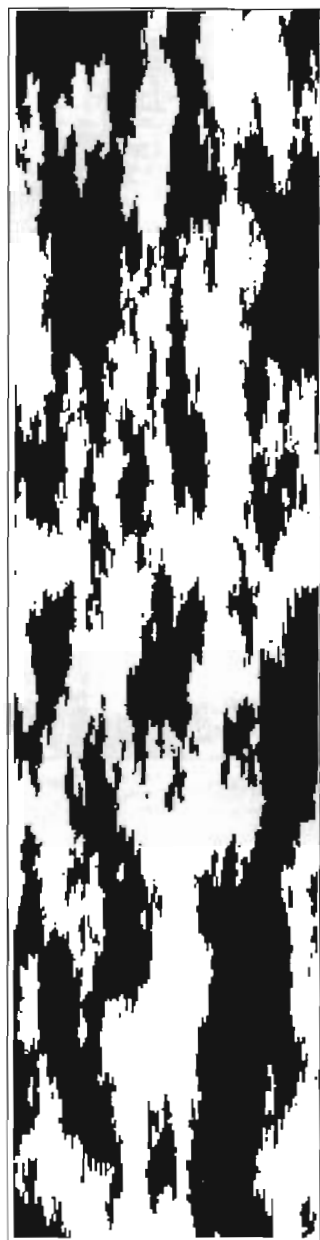
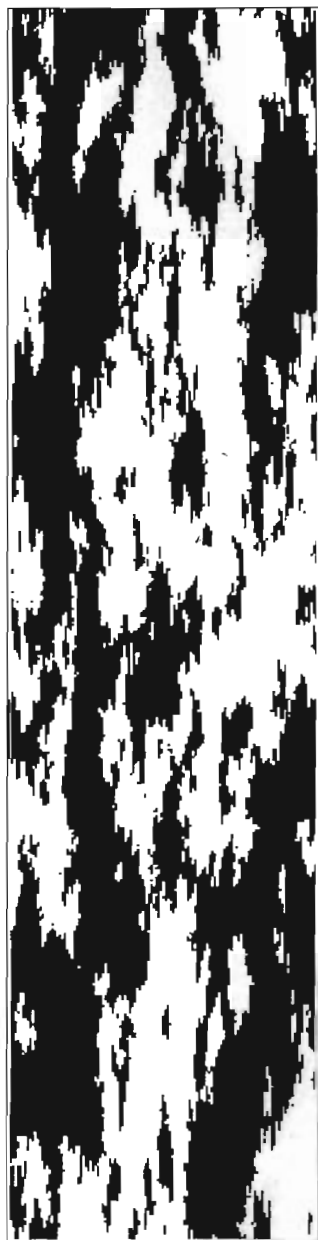


Рис. 33в. Результат изменения фактического радиуса корреляции экспоненциальной вариограммы по горизонтали. Все пять реализаций характеризуются одинаковым соотношением черного и белого (50%), а эффективный диапазон значений вариограммы по горизонтали остается равным 10% от величины модели по горизонтали. Последовательно снизу вверх горизонтальный фактический радиус корреляции вариограммы составляет 2%, 4%, 6%, 8% и 10% от величины модели по горизонтали



Сферическая
модель



Экспоненциальная
модель

Рис. 33г. Результат изменения типа вариограммной модели. Для обеих представленных реализаций соотношение белого и черного является одинаковым и составляет 50%. Фактический диапазон значений радиуса вариограммы по вертикали и по горизонтали соответствует 10% от величины модели по вертикали и по горизонтали. Отличаются только типы используемых вариограмм

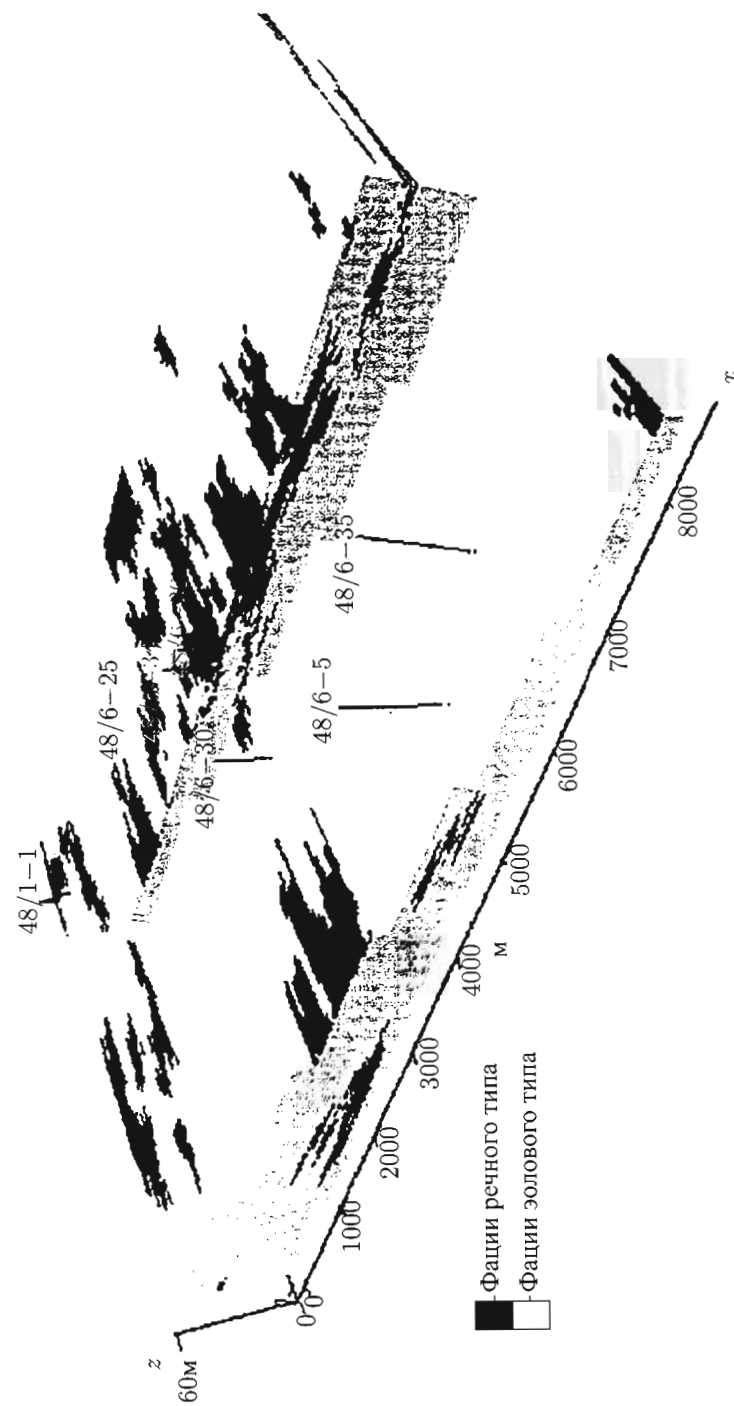


Рис. 34. Пример применения последовательного индикаторного моделирования на месторождении Нуде в Северном море [84]

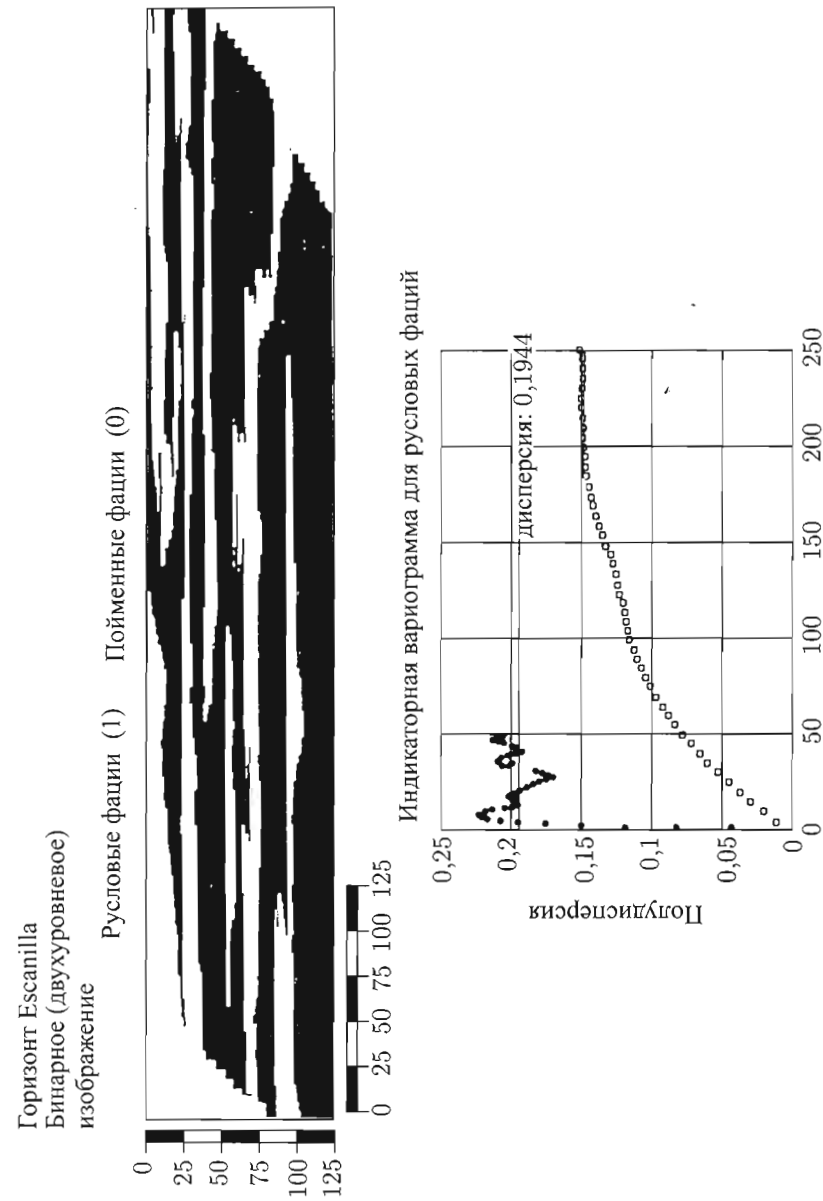


Рис. 35. Анизотропные индикаторные вариограммы для обнажений речного типа (Испания) [87]. На верхнем бинарном изображении представлены русловые песчанники речного типа в окружении мелководистой пойменной фации горизонта Escanilla (Испания). На нижнем рисунке показаны вертикальная и горизонтальная вариограммы, рассчитанные по схеме обнажения

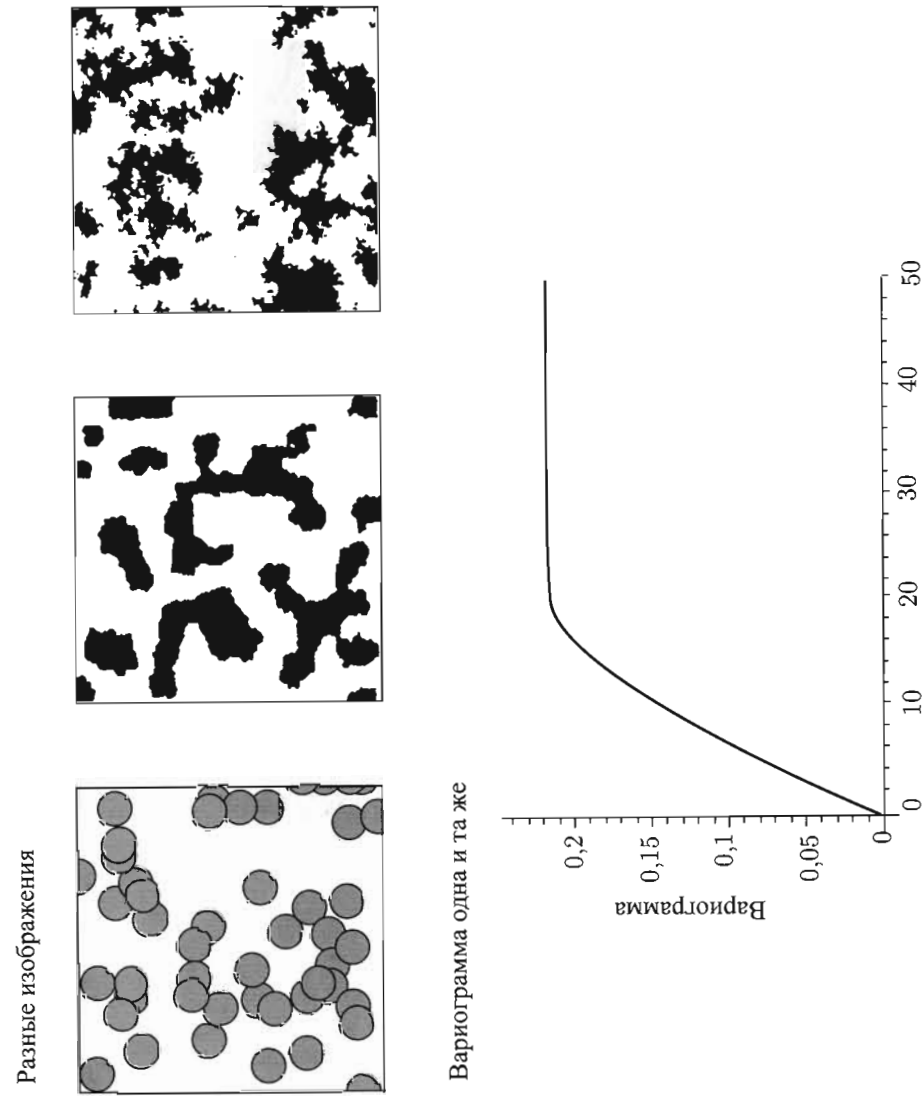
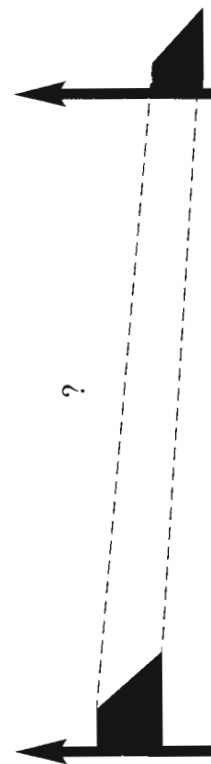


Рис. 36. Различные стохастические модели, основанные на одной и той же индикаторной вариограмме [18]



Объектно-ориентированные методы

Сложность представления неопределенности объектами простой формы:

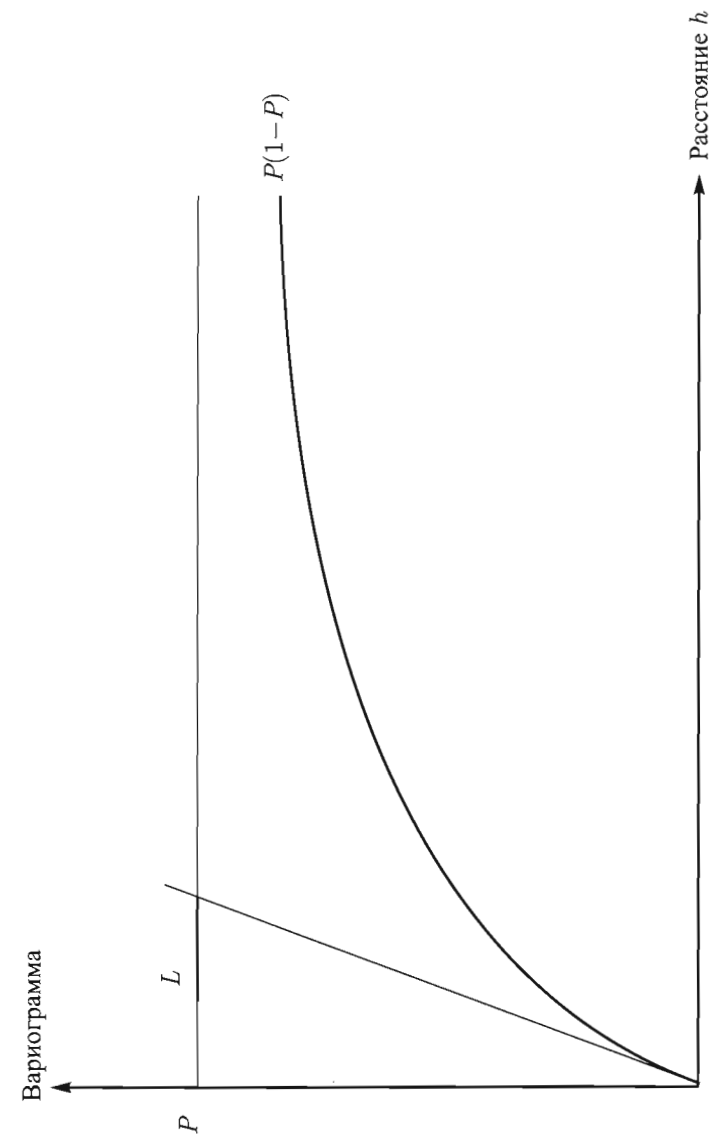


Индикаторное моделирование



Очертания отличаются большей гибкостью, но являются менее точными с геологической точки зрения

Рис. 37. В объектно-ориентированных и в индикаторных моделях проблема корреляции геологической информации в межскважинном пространстве решается по-разному



Средняя длина фации $L = \text{доля } P \text{ фации } L / \text{угол наклона вариограммы в начале системы координат}$

Рис. 38. Получение данных о геометрии тел на основании индикаторной вариограммы

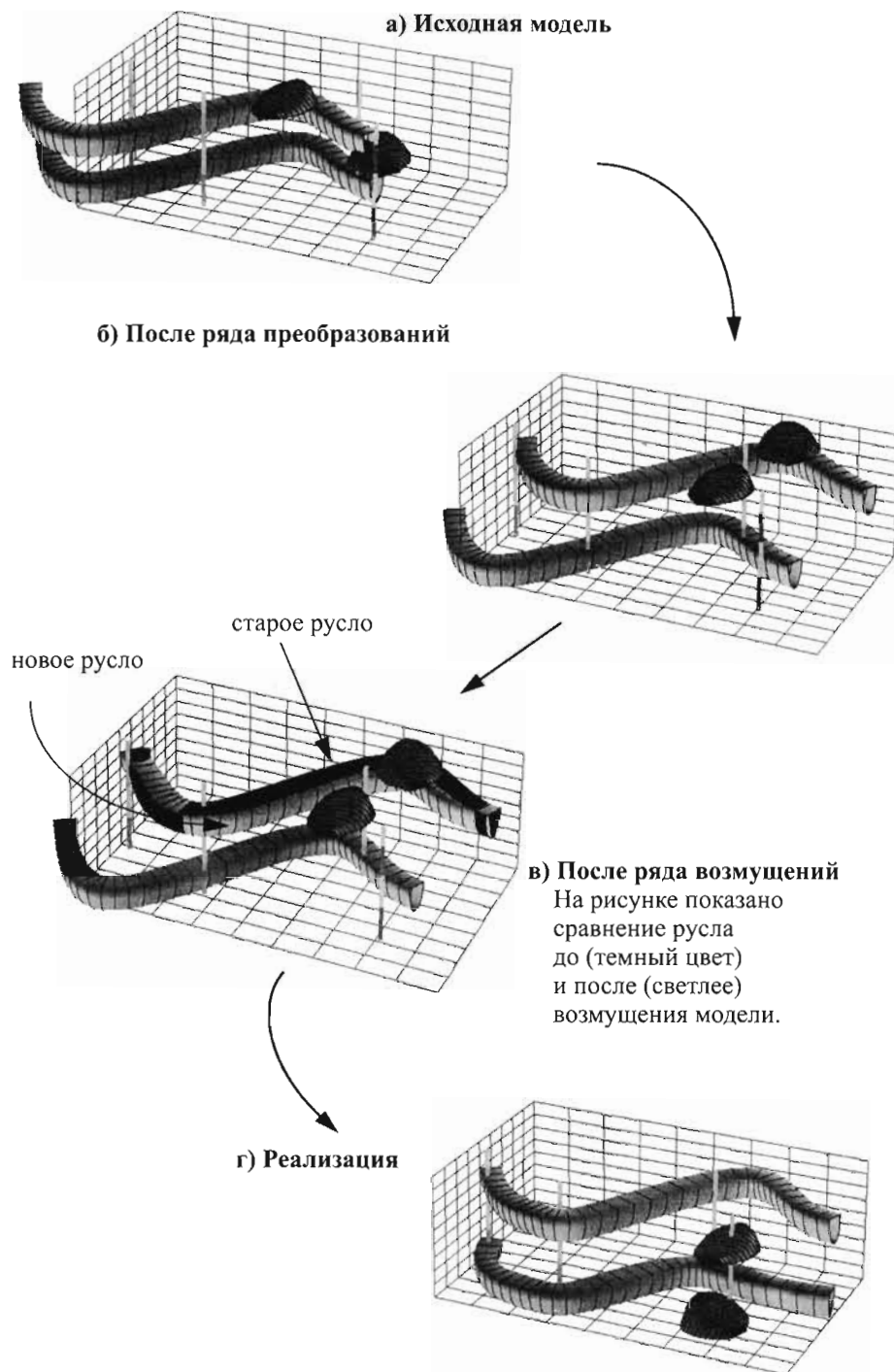
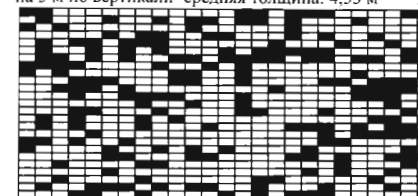


Рис. 39. Изменение объектно-ориентированной реализации в ходе применения итерационного алгоритма моделирования

(а) Исходная сетка

Замечание: каждый пиксель равен 20 м по горизонтали на 3 м по вертикали

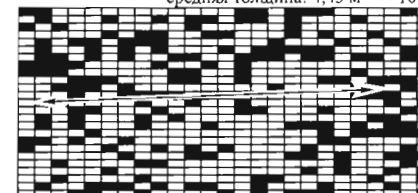
	текущее значение	целевое значение
коэффициент песчаности:	69,7%	70%
средняя длина:	39,78 м	60 м
средняя толщина:	4,53 м	10 м



(в) Итерация №2

(2, 13) → (23, 15)
Ухудшение статистики, возвращаемся к предыдущему варианту сетки

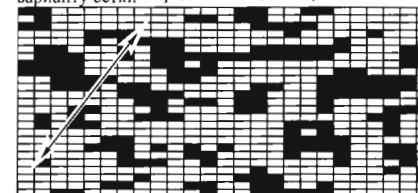
	текущее значение	целевое значение
коэффициент песчаности:	69,7%	70%
средняя длина:	29,34 м	60 м
средняя толщина:	4,45 м	10 м



(д) Итерация №464

(2, 5) → (8, 22)
Ухудшение статистики, возвращаемся к предыдущему варианту сетки

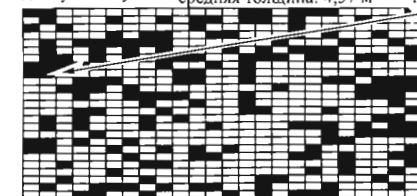
	текущее значение	целевое значение
коэффициент песчаности:	69,7%	70%
средняя длина:	43,46 м	60 м
средняя толщина:	6,51 м	10 м



(б) Итерация №1

(2, 17) → (25, 25)
Улучшение статистики, продолжаем использовать данную сетку

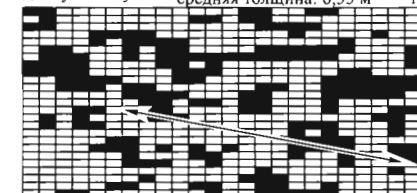
	текущее значение	целевое значение
коэффициент песчаности:	69,7%	70%
средняя длина:	30,00 м	60 м
средняя толщина:	4,57 м	10 м



(г) Итерация №463

(24, 5) → (7, 12)
Улучшение статистики, продолжаем использовать данную сетку

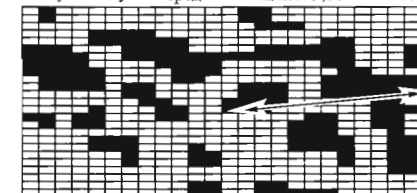
	текущее значение	целевое значение
коэффициент песчаности:	69,7%	70%
средняя длина:	45,68 м	60 м
средняя толщина:	6,55 м	10 м



(е) Итерация №1987

(25, 14) → (14, 12)
Улучшение статистики, продолжаем использовать данную сетку

	текущее значение	целевое значение
коэффициент песчаности:	69,7%	70%
средняя длина:	60,00 м	60 м
средняя толщина:	9,88 м	10 м



Применение метода «закалки» в простой модели распределения глин и песчаников

Рис. 40. Простой пример итерационного алгоритма индикаторного моделирования [1]:1

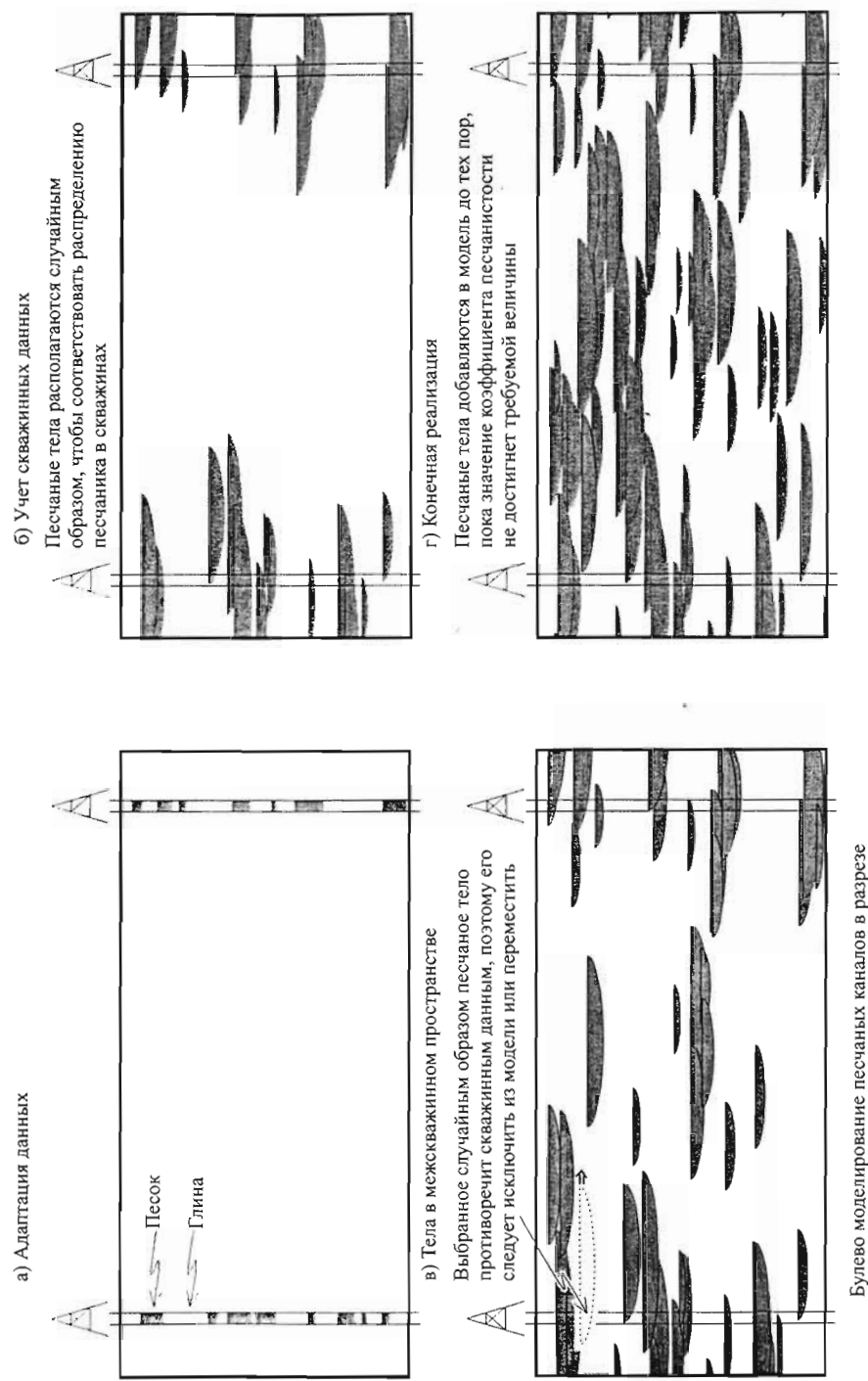


Рис. 41. Простой пример последовательного объектно-ориентированного алгоритма [1]:1

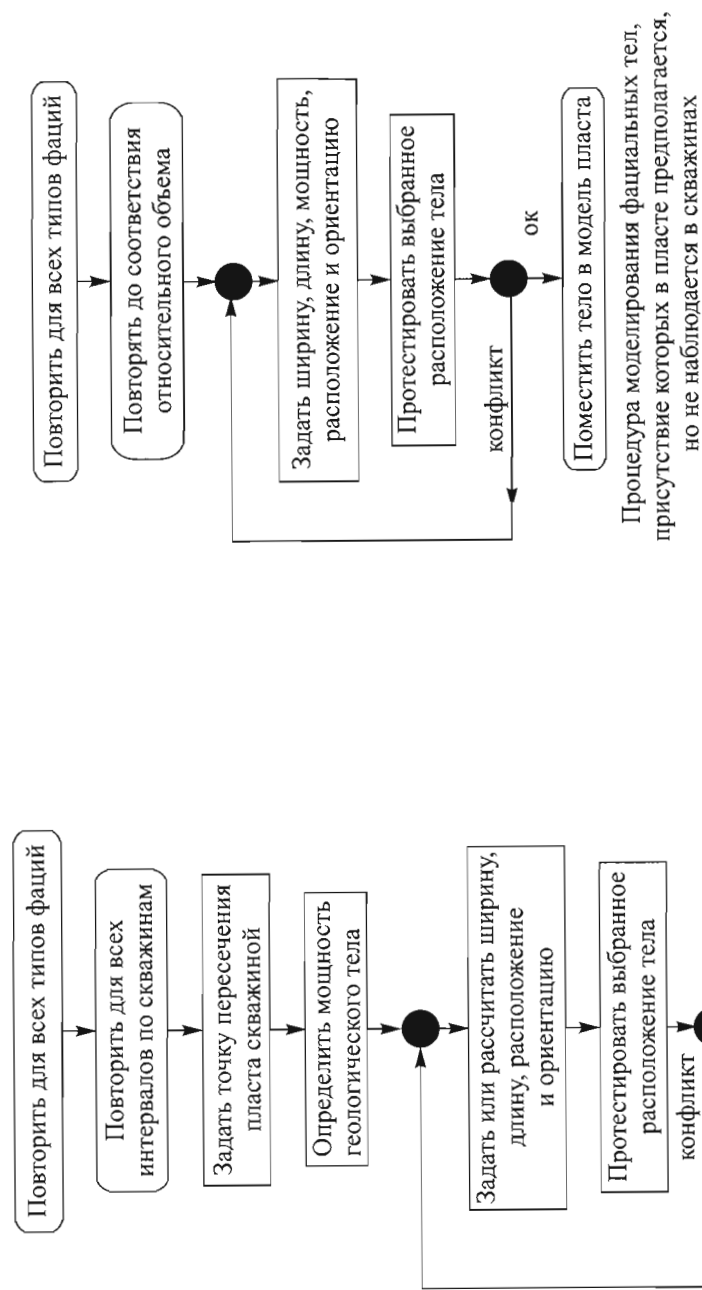
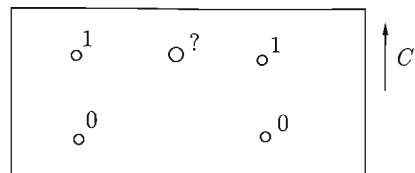
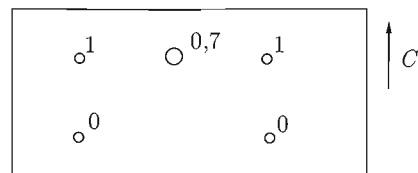


Рис. 42. Алгоритм последовательного объектно-ориентированного моделирования [1]:10

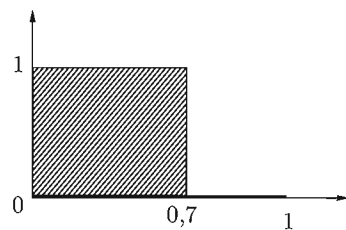
1. Задать случайным образом некоторую точку между скважинами



2. Определить значение $P(l=1)$ в случайной точке



3. Выбрать значение индикаторной переменной с вероятностью, равной 0,7



4. Объединить отобранное значение с имеющимися данными и задать новую точку

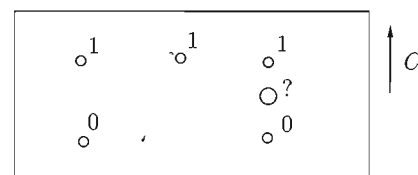


Рис. 43. Простой пример алгоритма последовательного индикаторного моделирования

Пример: моделирование литологической последовательности вдоль вертикальной трассы

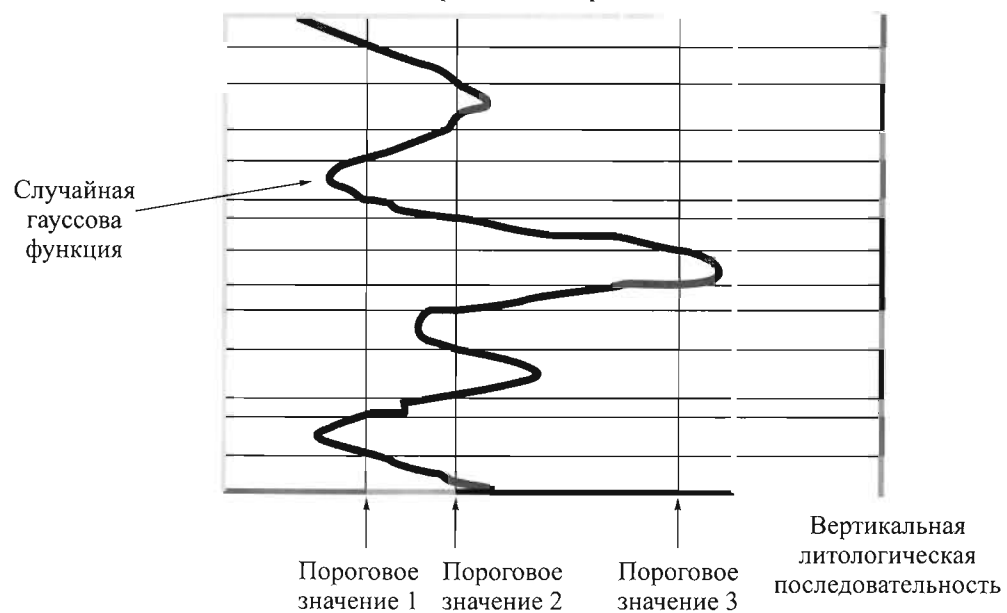


Рис. 44. Простой пример применения метода усеченных случайных функций

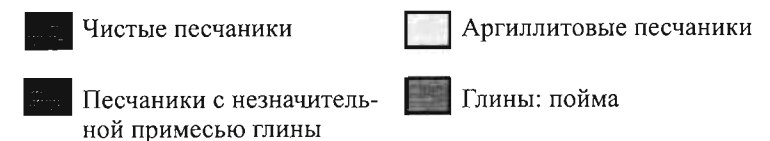
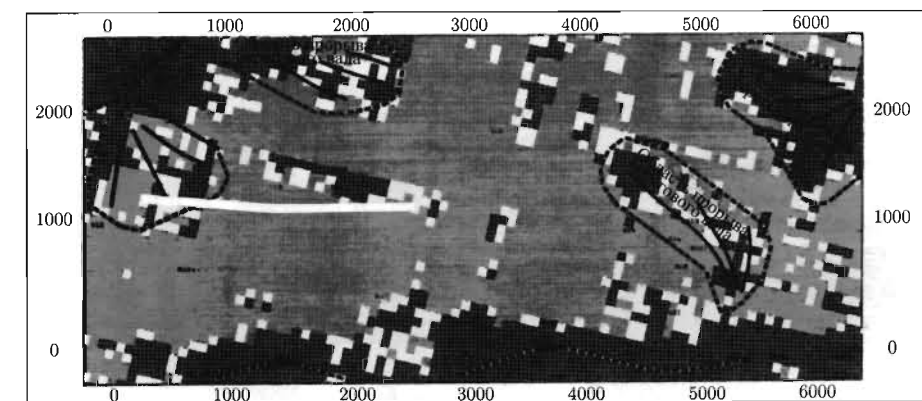


Рис. 45. Практическое применение усеченных случайных функций, Soings en Sologne [66]

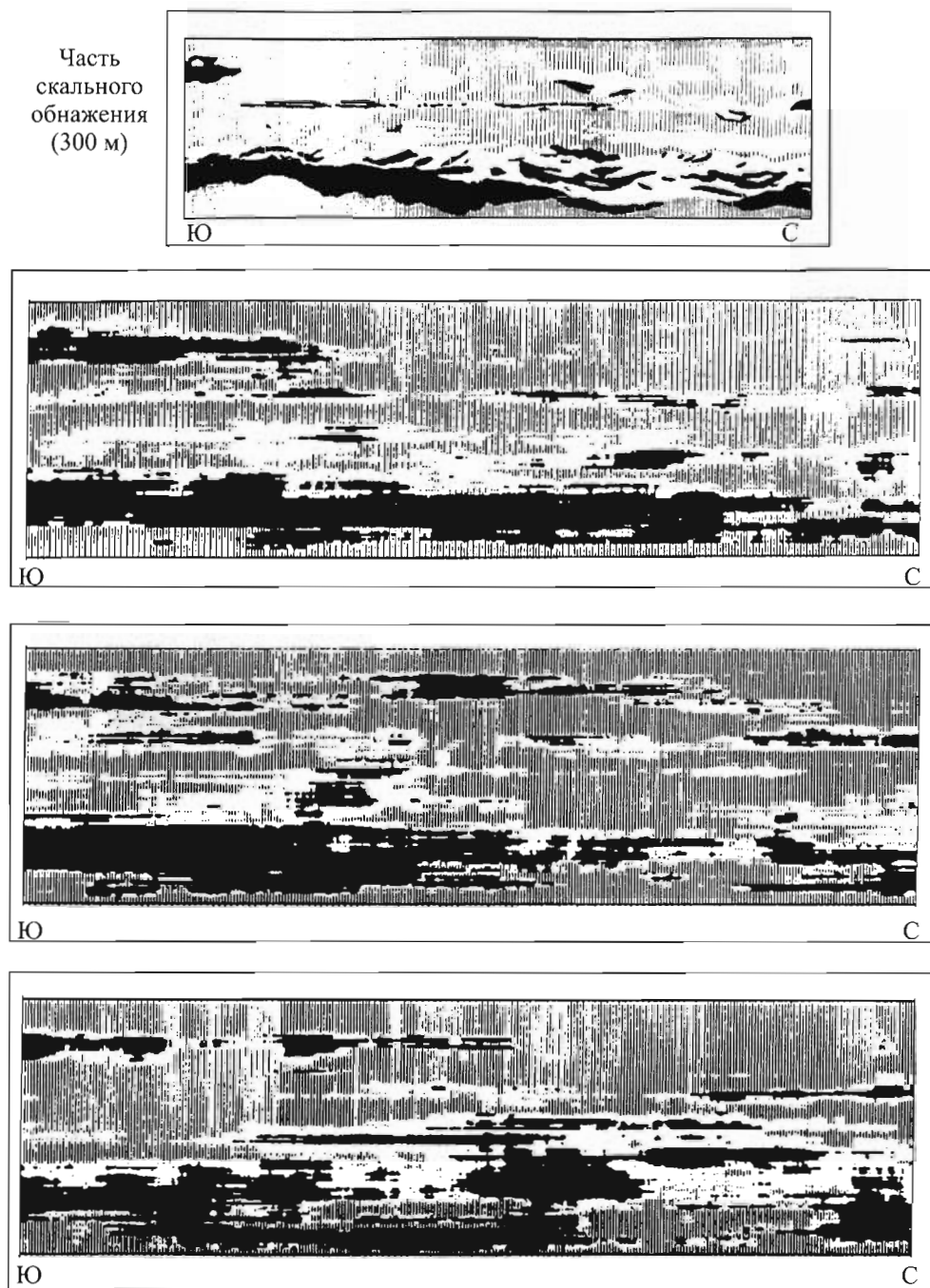


Рис. 46. Соответствие трех реализаций, полученных с помощью пакета Heresim, оцифрованному обнажению [63]

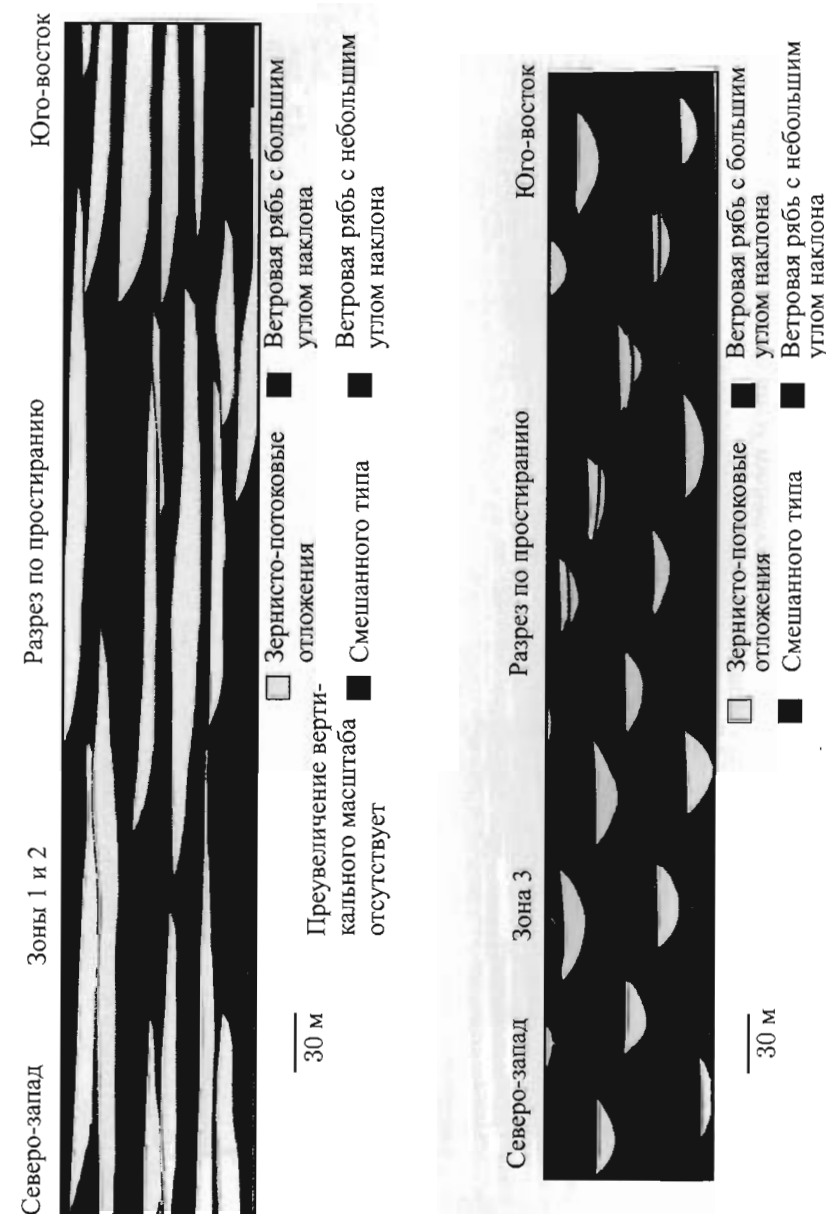
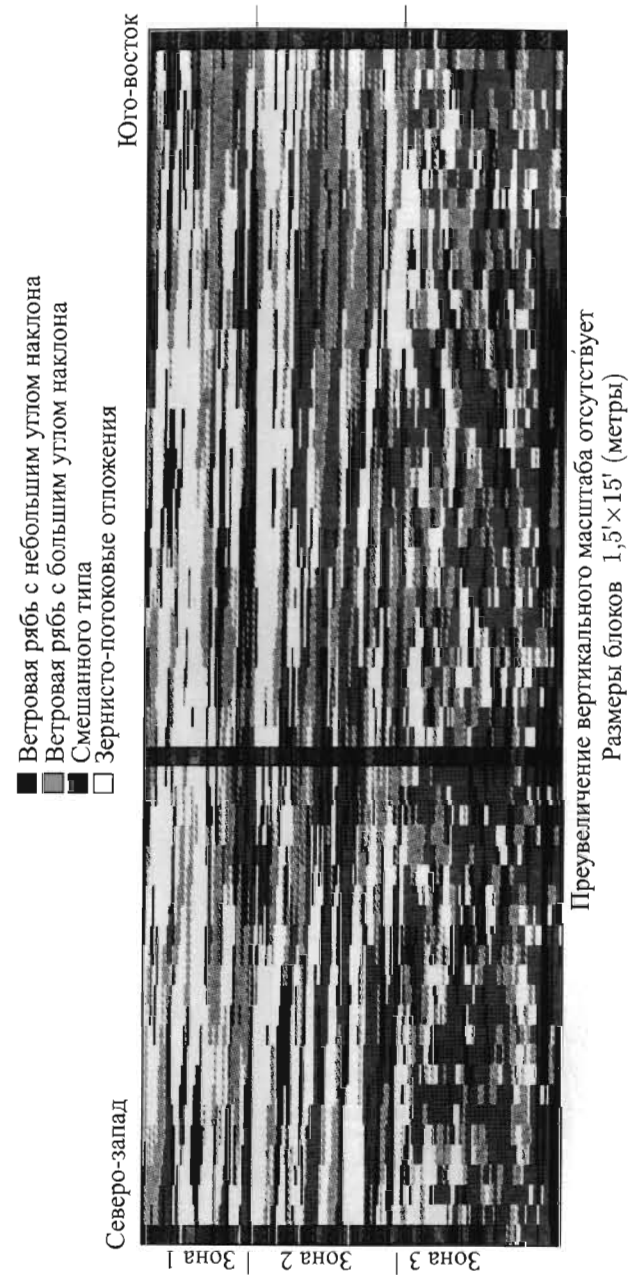


Рис. 47. Модели Рубина, применяемые для калибровки геостатистических параметров [1]:22



Стратификационная модель отложений Nugget, разрез по простиранию осадочных пород

Рис. 48. Геостатистическая модель, созданная после калибровки данных с применением моделей Рубина [1]:22



Рис. 49. Трехмерная стохастическая модель распределения глин [44]

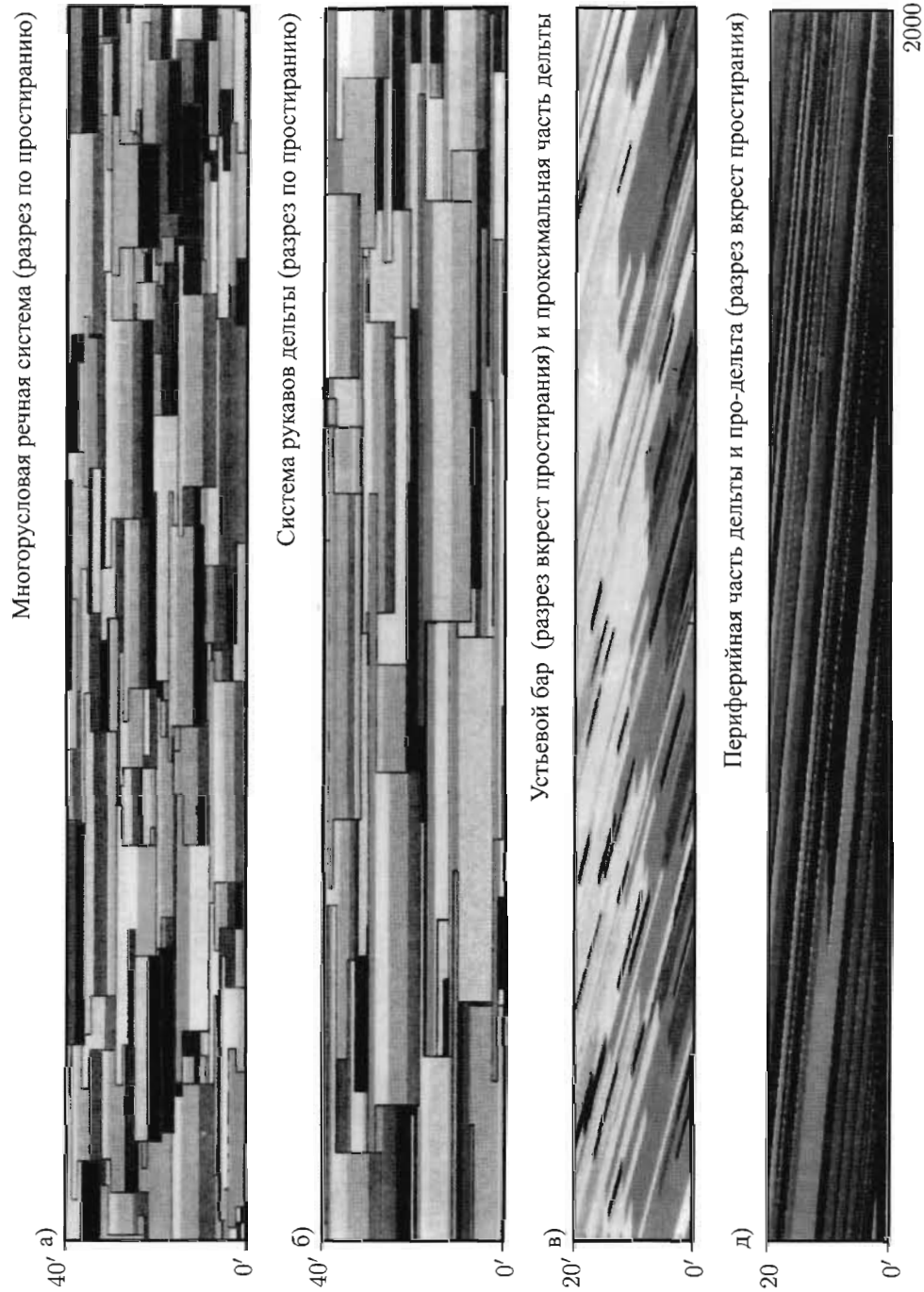


Рис. 50. Стохастические реализации для различных фациальных ассоциаций [6]

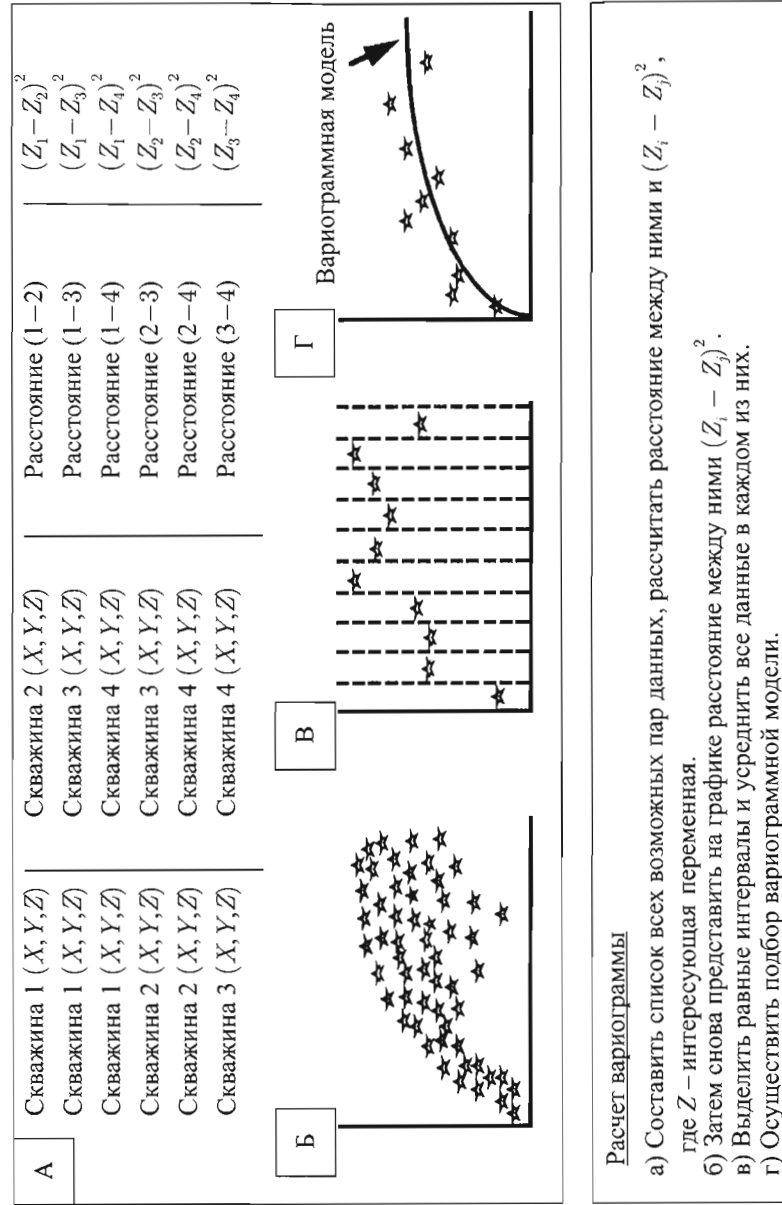


Рис. 51. Расчет экспериментальной горизонтальной вариограммы [1]:15

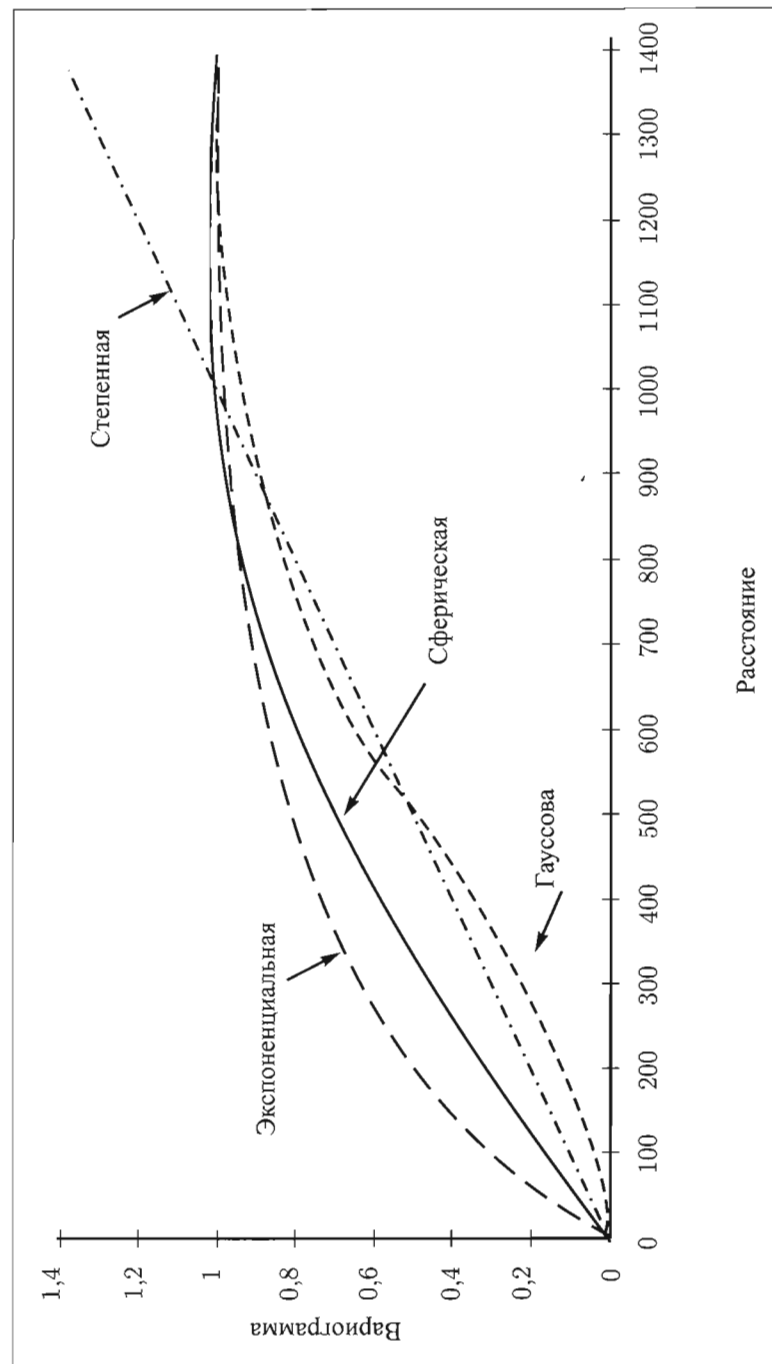
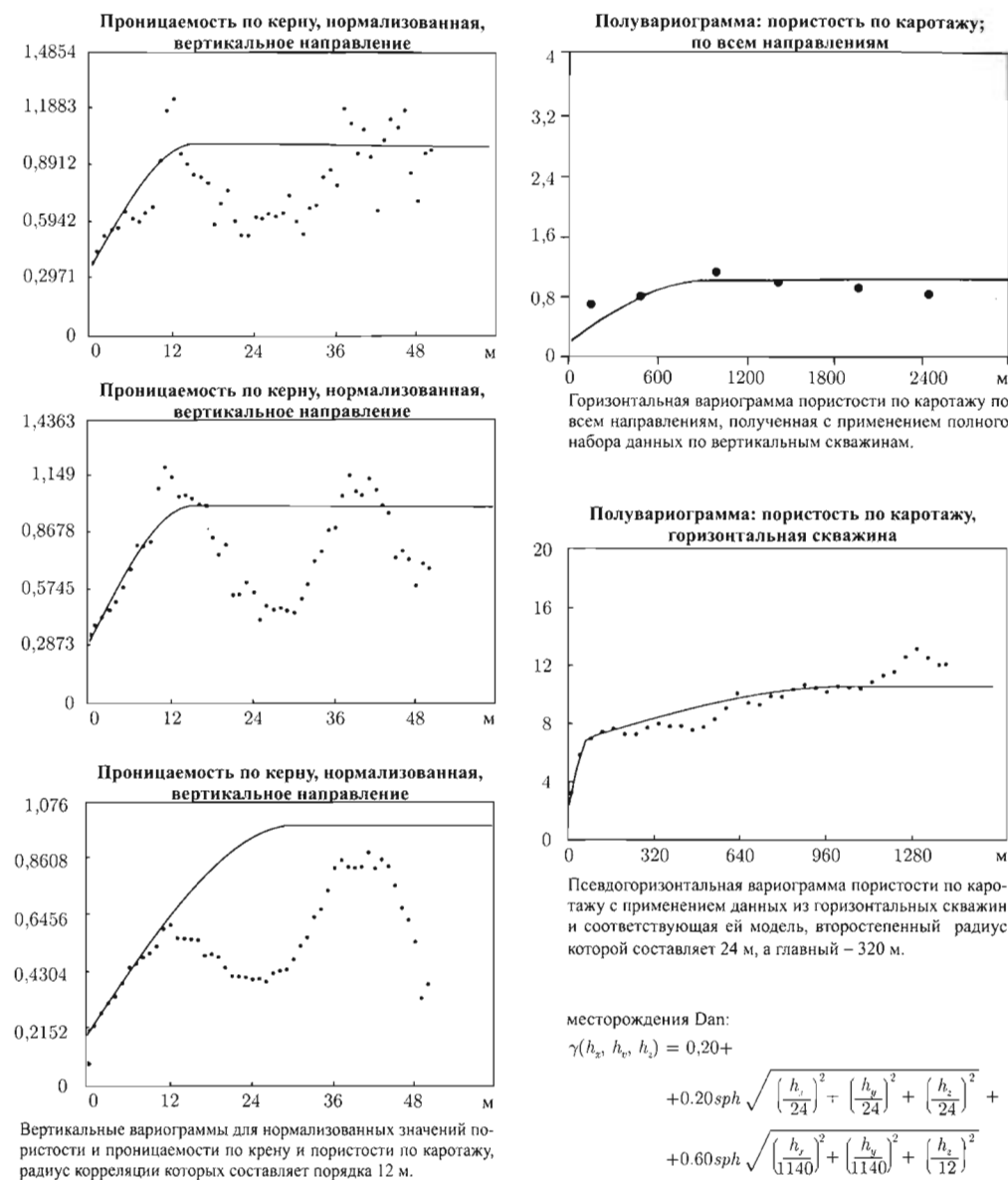


Рис. 52. Стандартные вариограммные модели для представления непрерывных параметров



Основываясь на результатах данного анализа и на предположении, согласно которому процесс диагенеза является одинаковым для пористости и для проницаемости, была создана модель для всех петрофизических свойств в пределах блока R1

Для этой трехмерной анизотропной модели характерны эффект самородка 20%, единственное значение радиуса корреляции, составляющее 12 м в направлении по вертикали и два значения радиуса корреляции в направлении по горизонтали: 24 и 1440 м. Данная модель не может использоваться в тех случаях, когда расстояние по вертикали превышает 12 м.

Рис. 53. Создание трехмерной вариограммной модели на основании данных по горизонтальным и по вертикальным скважинам [1]:21

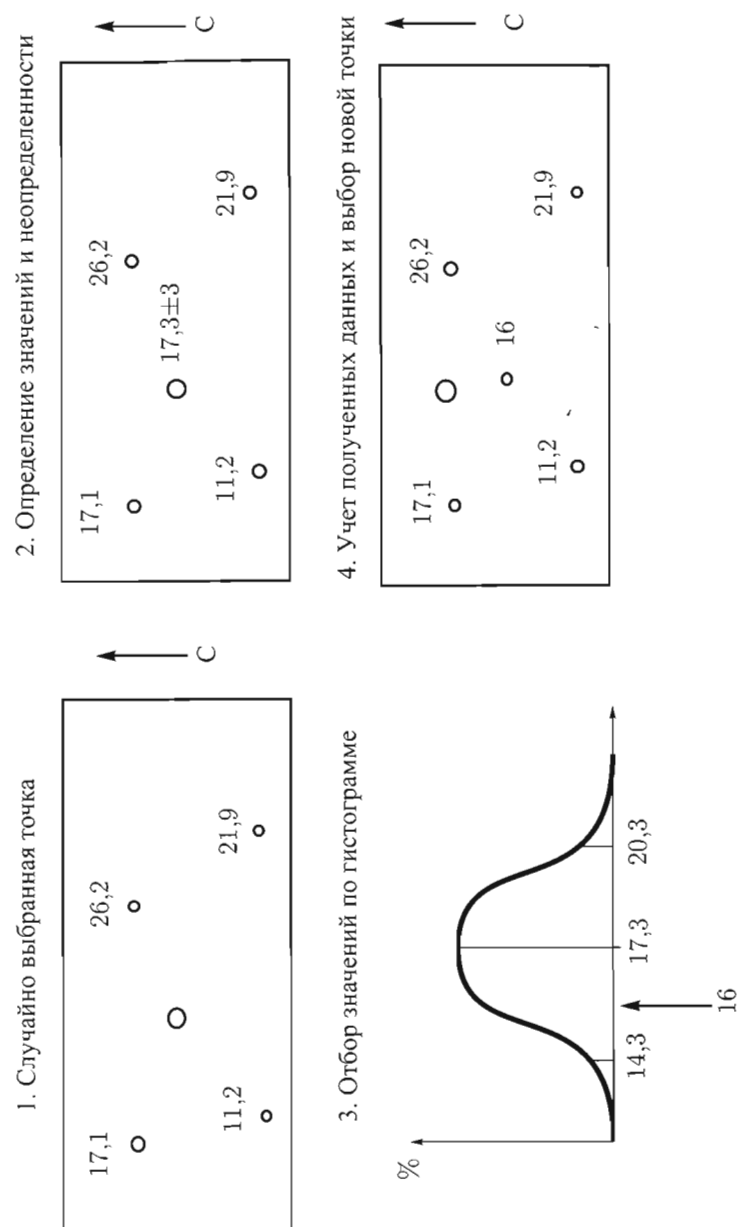


Рис. 54а. Метод получения последовательной гауссовой модели (SGS) некоторого непрерывного параметра

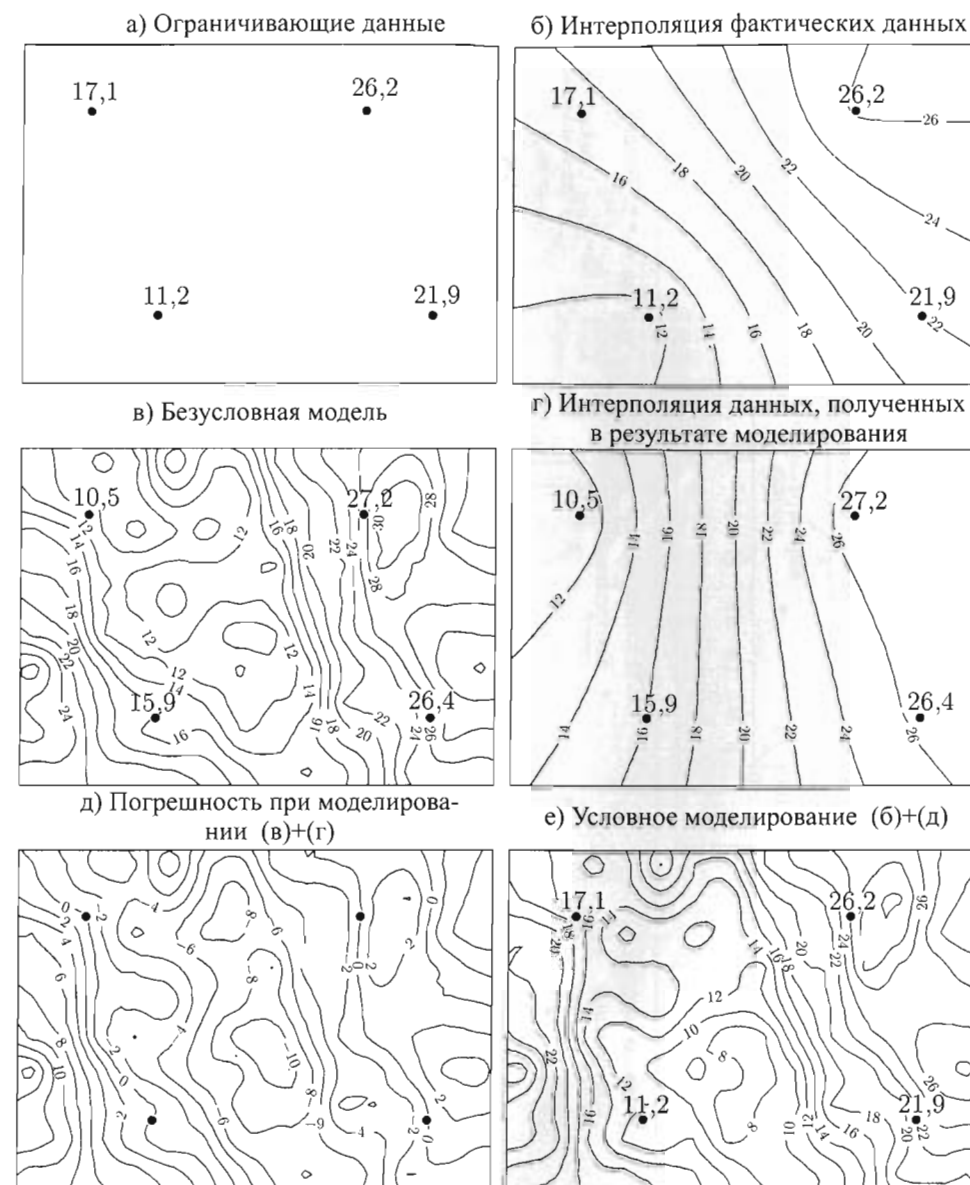
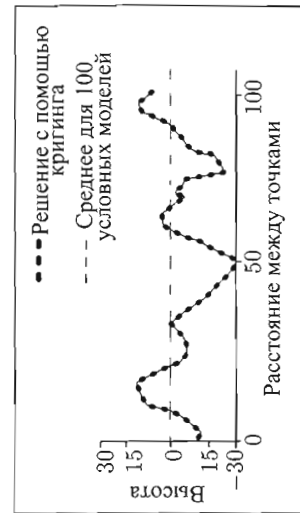
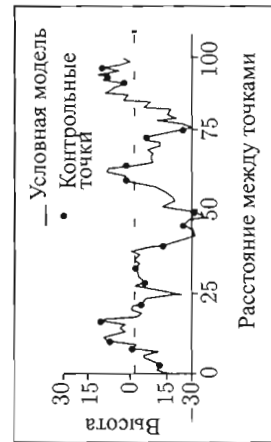
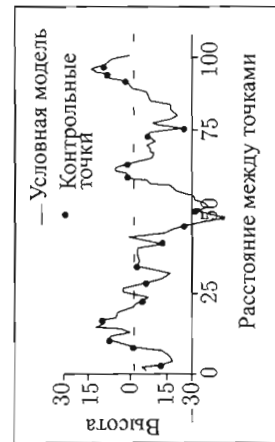
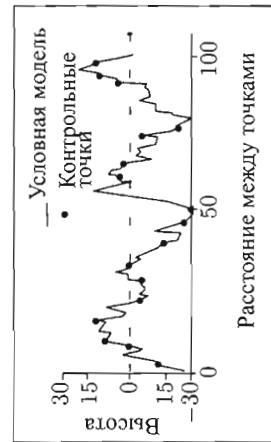
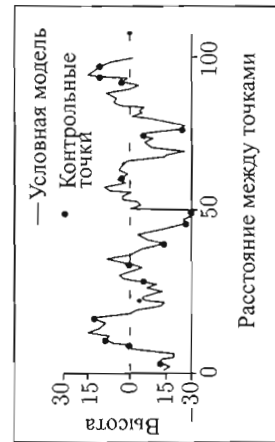
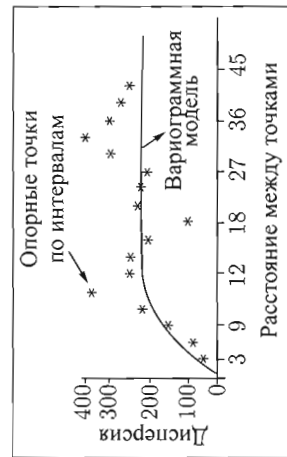


Рис. 54б. Метод, применяемый для ограничения модели, которая не является условной. Смоделированная ошибка включена в гладкую интерполяционную функцию [1]:1



Созданный на основании 100 условных моделей усредненный профиль по глубине, на который наложен результат, полученный с помощью кригинга

Рис. 55. Одномерный пример четырех геостатистических реализаций и кригинга [1]:15

Последовательное
гауссово
моделирование

Сферическая
вариограмма

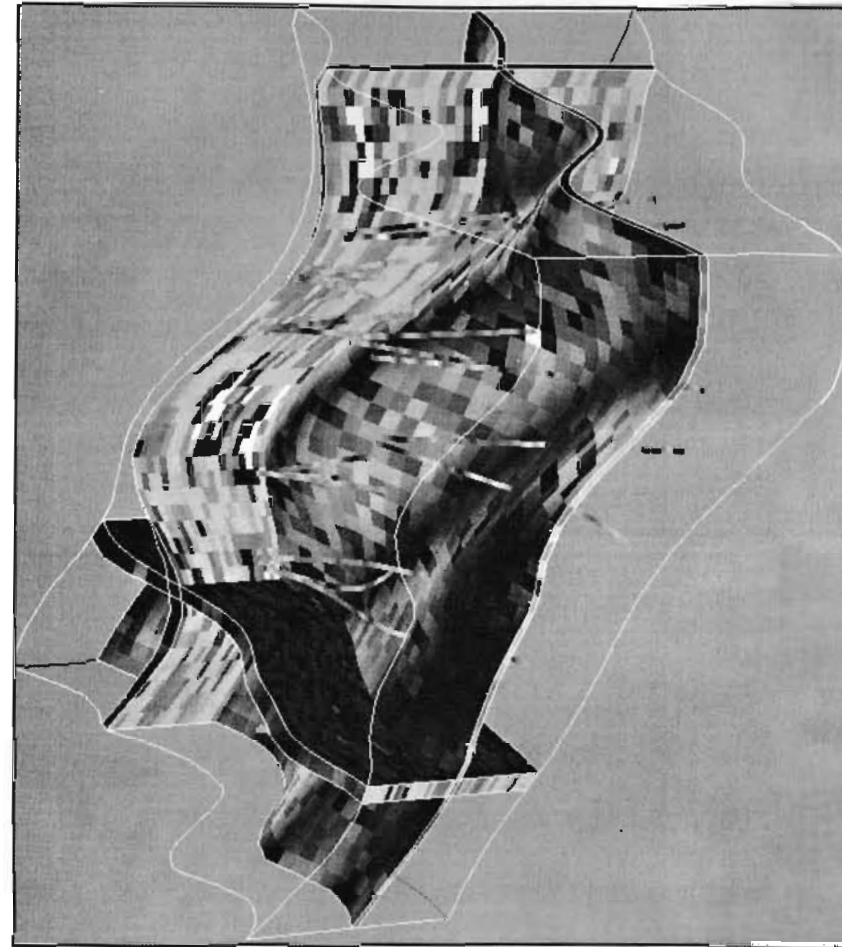
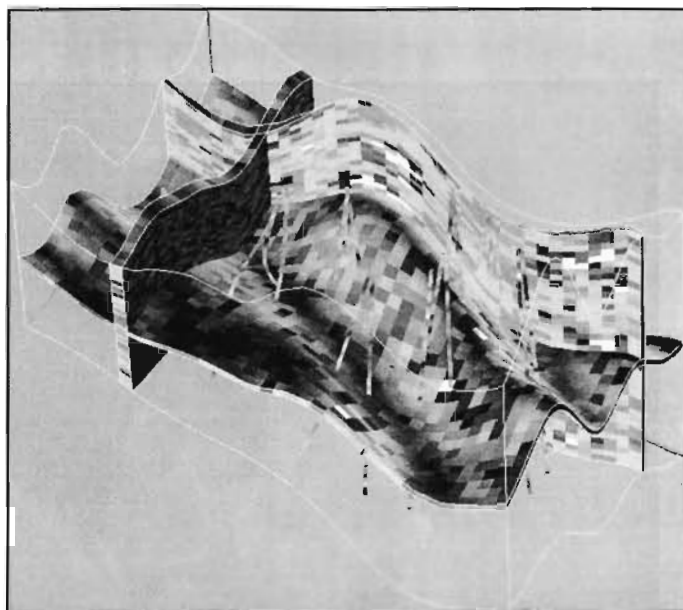


Рис. 56а. Геостатистическая модель базового случая, полученная методом последовательного гауссова моделирования с применением сферической вариограммы

Последовательное
гауссово моделирование.
Экспоненциальная
вариограмма



Последовательное
гауссово моделирование.
Сферическая вариограмма
+ «эффект самородка»

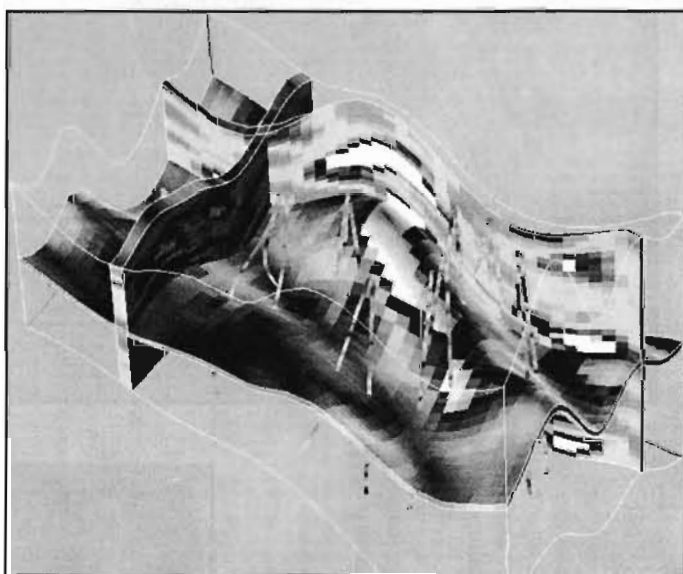
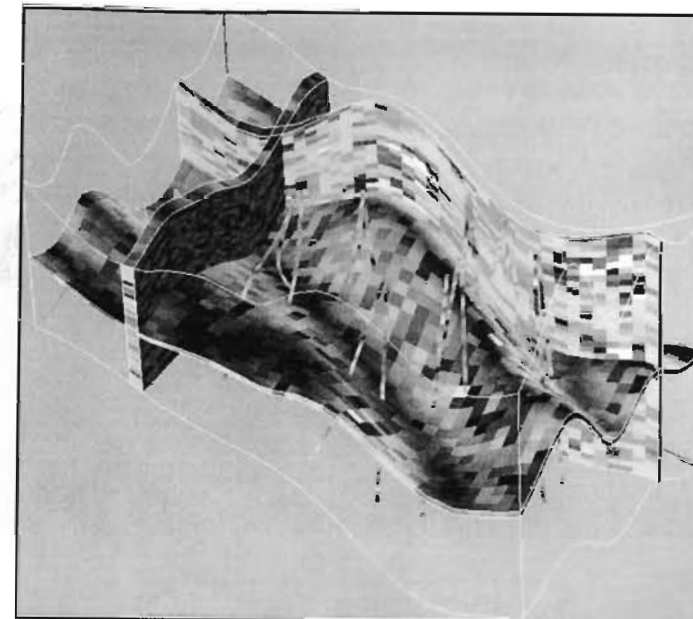


Рис. 56б. Модель, полученная для базового случая с применением экспоненциальной вариограммы и сферической вариограммы + «эффект самородка»

Последовательное
гауссово моделирование.
Экспоненциальная
вариограмма



Последовательное
гауссово моделирование.
Гауссова вариограмма

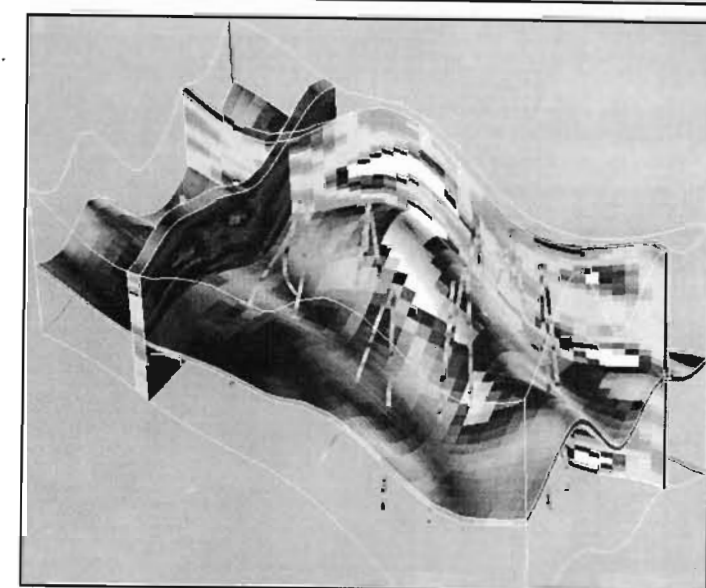
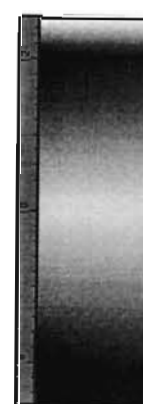
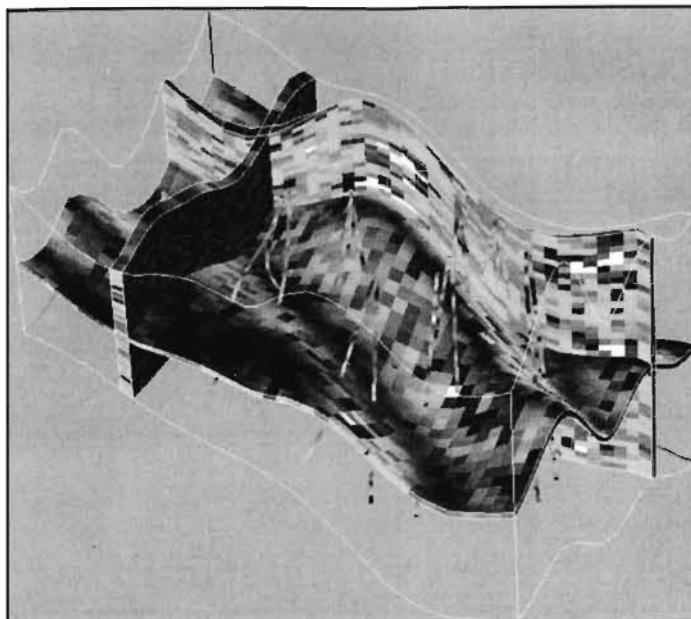


Рис. 56в. Модель, полученная для базового случая с применением экспоненциальной и гауссовой вариограмм

Последовательное
гауссово моделирование,
радиус корреляции $/2$



Последовательное
гауссово моделирование,
радиус корреляции $\times 2$

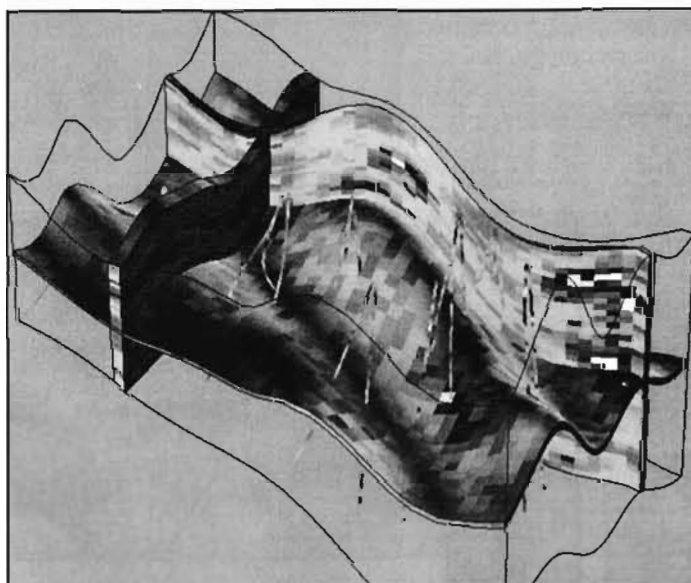
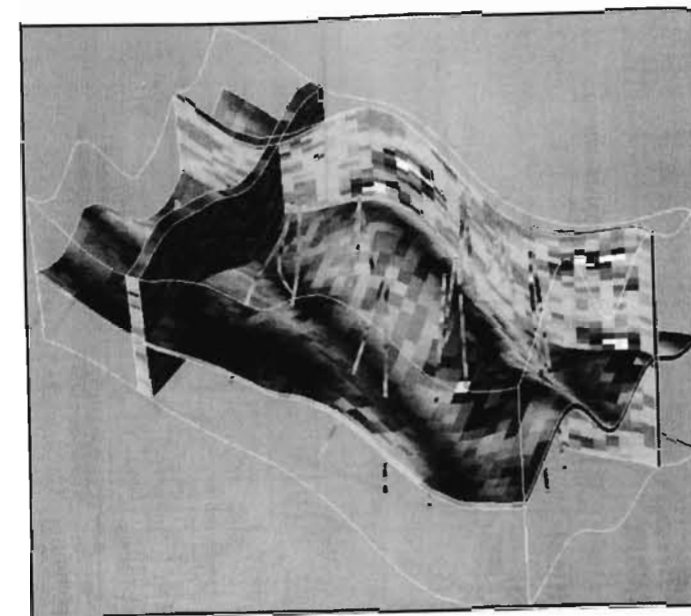


Рис. 56г. Модели, полученные для базового случая с применением различных радиусов корреляции сферической вариограммы

Последовательное
гауссово моделирование.
Плато $/2$



Последовательное
гауссово моделирование.
Плато $\times 2$

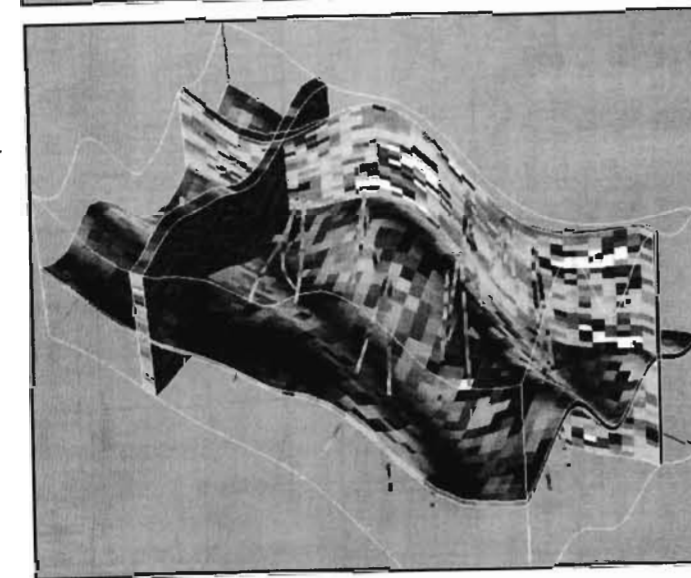
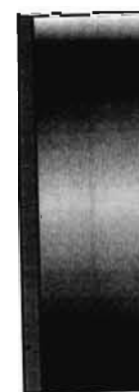


Рис. 56д. Модели, полученные для базового случая с применением различных значений плато сферической вариограммы

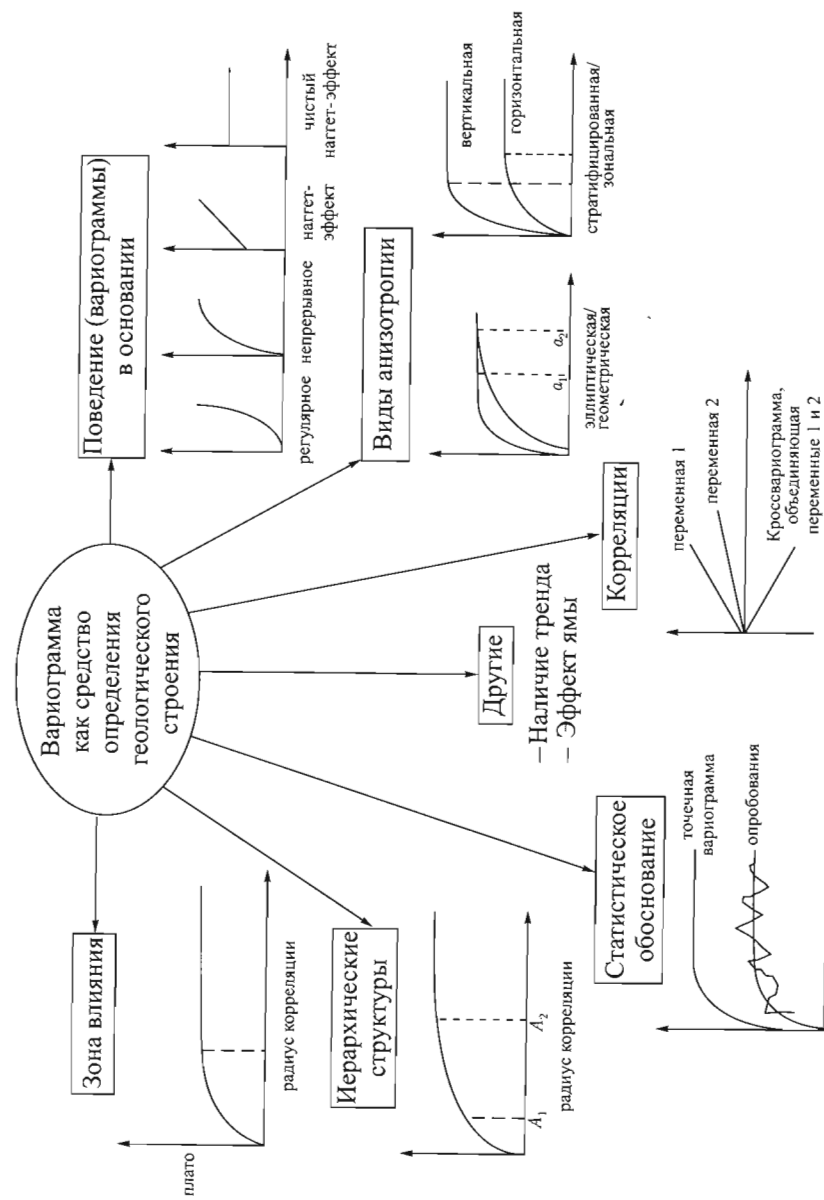
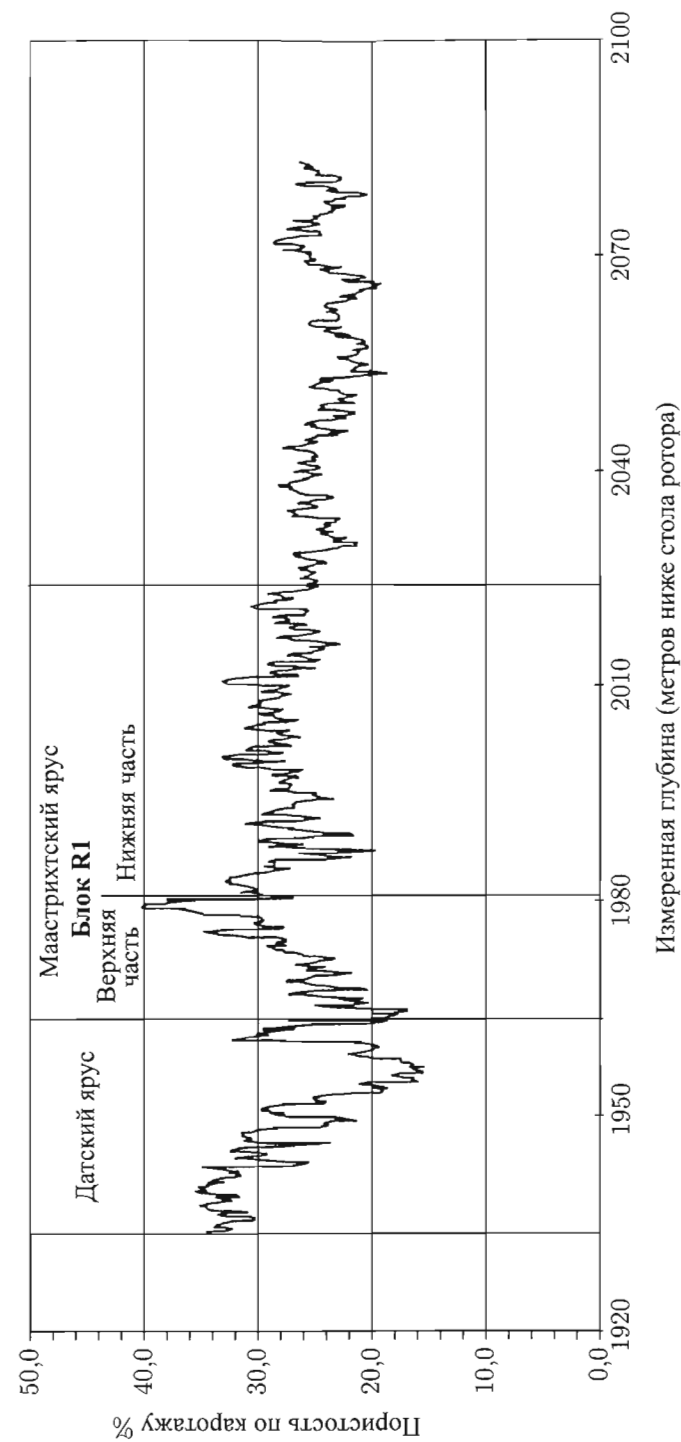


Рис. 57. Особенности вариограммы, которые являются ключевыми при геостатистической интерпретации непрерывных переменных



Измеренная глубина (метров ниже стола ротора)

Рис. 58а. Диаграмма каротажа пористости по скважине M-10х месторождения Dan с охватом всей продуктивной зоны, на которой показаны верхние и нижние прослои R1 в верхнем Мастрихте. Данная диаграмма используется в качестве основы для упражнения 3 [1]:21

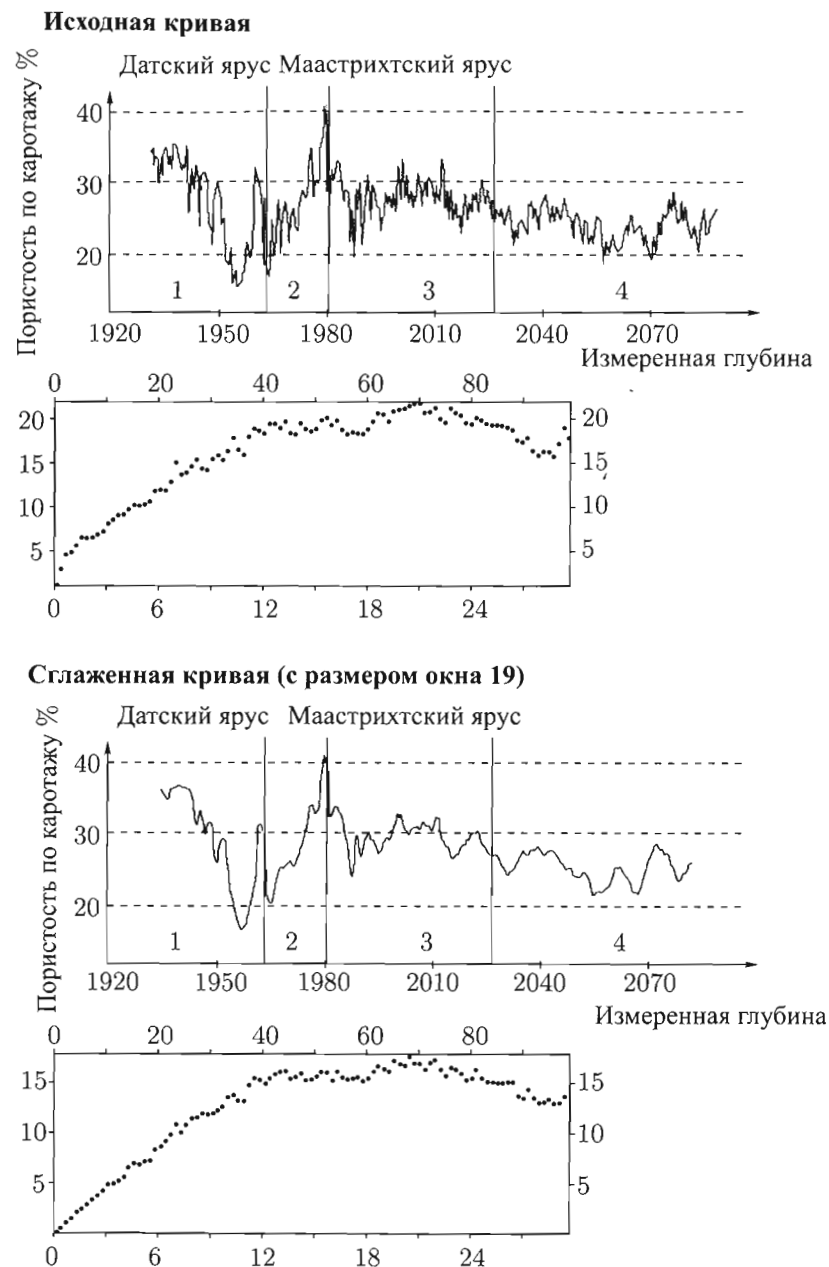


Рис. 586. Сравнение вариограммы и каротажной диаграммы (рис. 59а) после операции усреднения окном из 19 точек

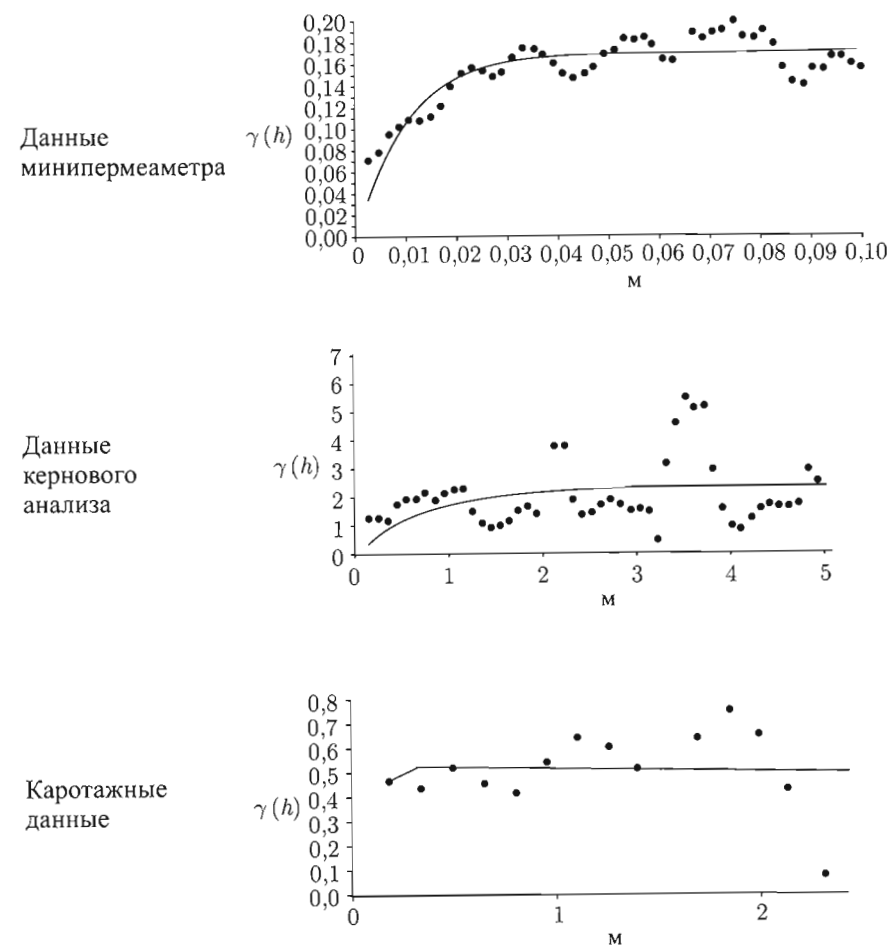


Рис. 59. Вариограммы проницаемости, полученные с применением данных кернового анализа, каротажа и измерений минипермеаметром [87]

Индикаторная кроссвариограмма

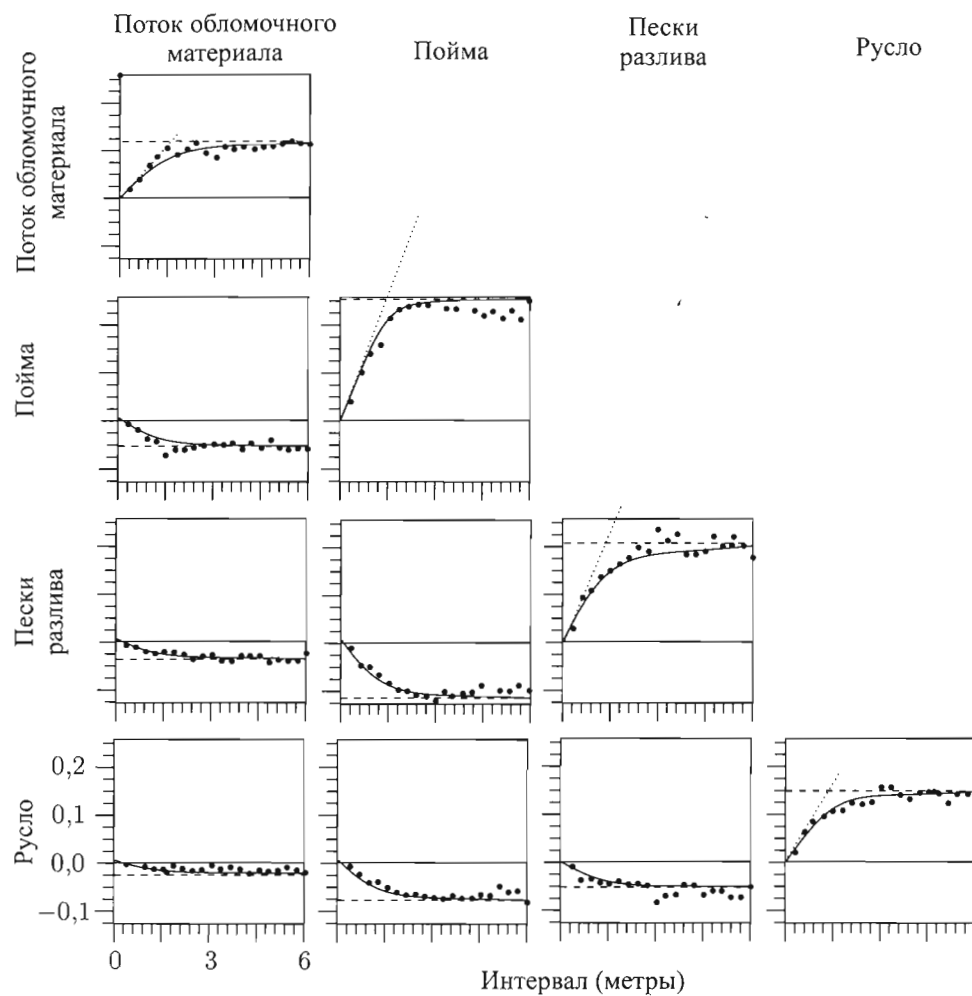


Рис. 60а. Индикаторные кроссвариограммы, рассчитанные с применением данных, представленных на рис. 32а [10]

Вероятность перехода

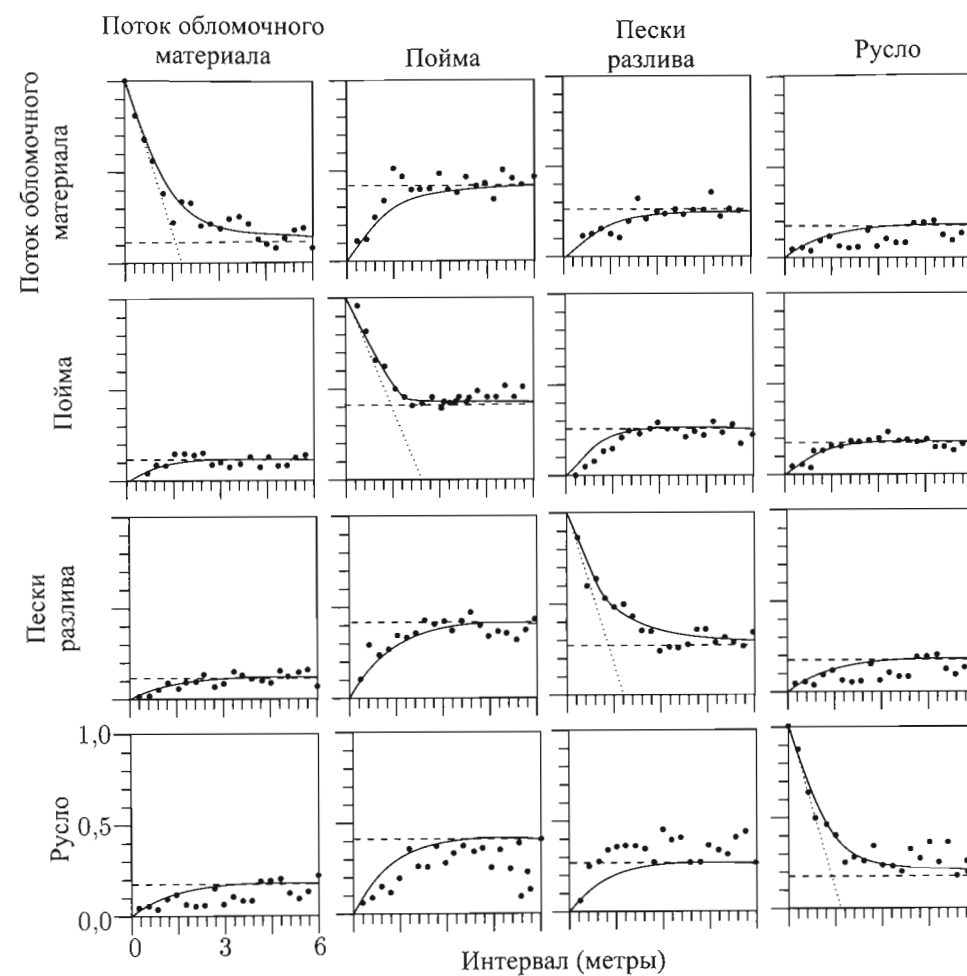


Рис. 60б. Функции вероятностей перехода, рассчитанные с применением данных, представленных на рис. 32а [10]

ДВУХТОЧЕЧНАЯ ГИСТОГРАММА И ИНДИКАТОРНАЯ КРОССВАРИОГРАММА:

распределение фаций как функция расстояния:

двухточечная гистограмма

= вероятность [присутствие фации j в $x + h$ и присутствие фации i в x]

Индикаторная вариограмма = $1/2 E [(I_j(x+h) - I_j(x)) (I_i(x+h) - I_i(x))]$

= $1/2$ вероятности $[(I_j(x+h) - I_j(x))$ отличается от $I_i(x)$], а $(I_i(x+h) - I_i(x))$ отличается от $I_j(x)$]]

прогресс по сравнению с индикаторной вариограммой, но сложность интерпретации

ФУНКЦИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ ПЕРЕХОДА:

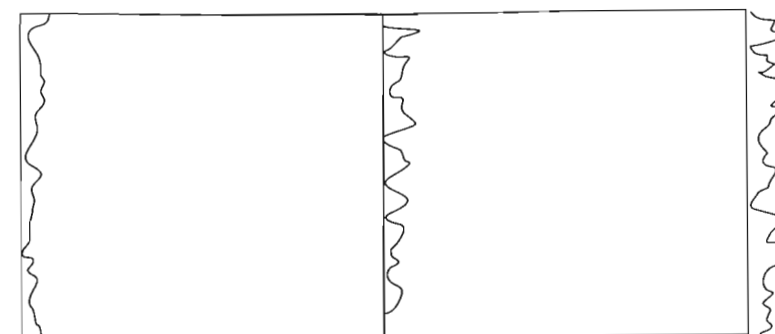
обобщение вероятностей перехода цепей Маркова.

= вероятность (присутствие фации j в $x+h$, если в x имеется фация i)

БЛИЗКИЕ И ПРОСТЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ
МЕЖДУ ТРЕМЯ ФУНКЦИЯМИ, НО ФУНКЦИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ ПЕРЕХОДА
БОЛЕЕ АДЕКВАТНА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ГЕОЛОГИИ.

Рис. 61. Двухточечная гистограмма, индикаторная кроссвариограмма и функция вероятностей перехода

Три диаграммы
каротажа
пористости



Вариограмма
в двойном
логарифмическом
масштабе

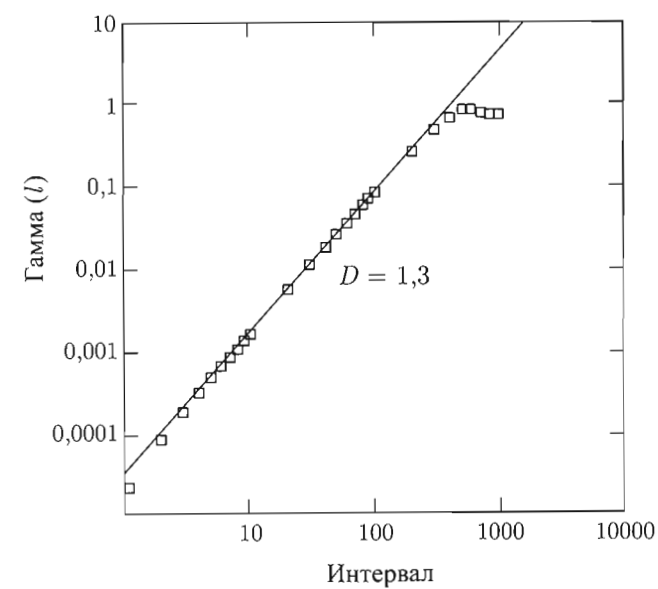


Рис. 62а. Вычисление фрактальной размерности по трем диаграммам каротажа пористости [48]

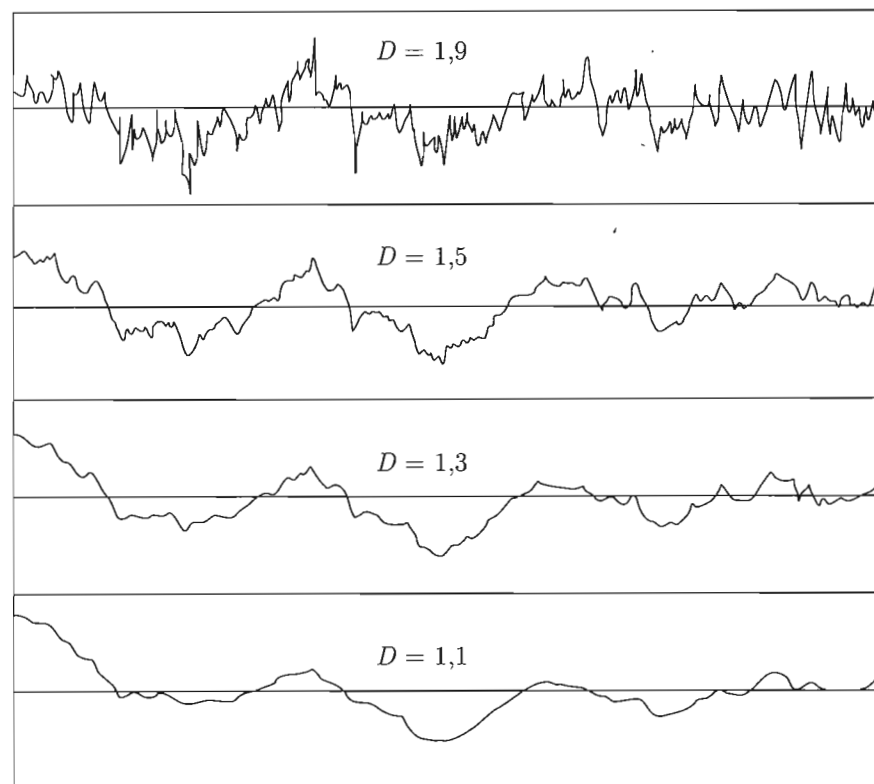


Рис. 62б. Фрактальная размерность как одна из характеристик варьирования непрерывных параметров [48]

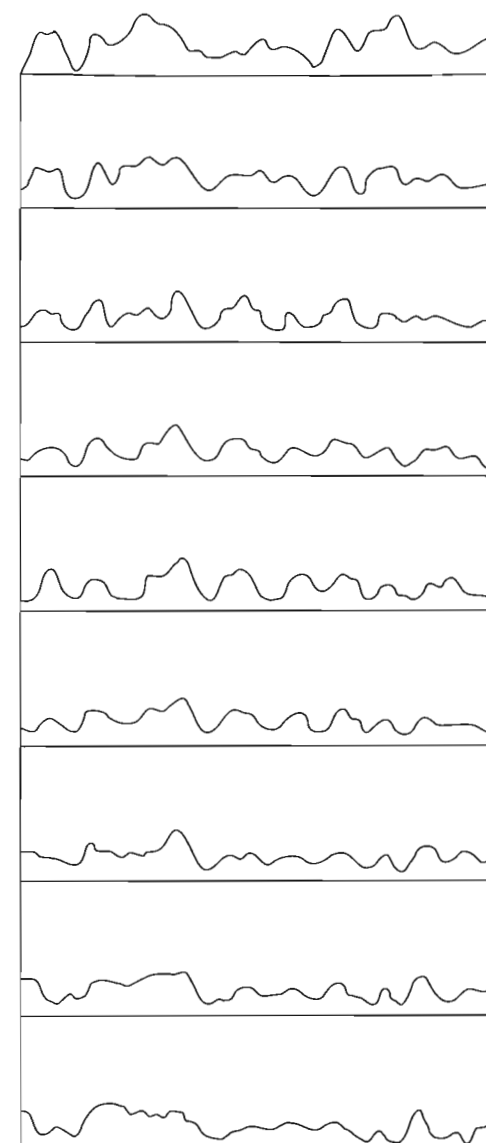


Рис. 62в. Примеры «скважин», полученных из модели пористости с фрактальной размерностью 1,3 [48]

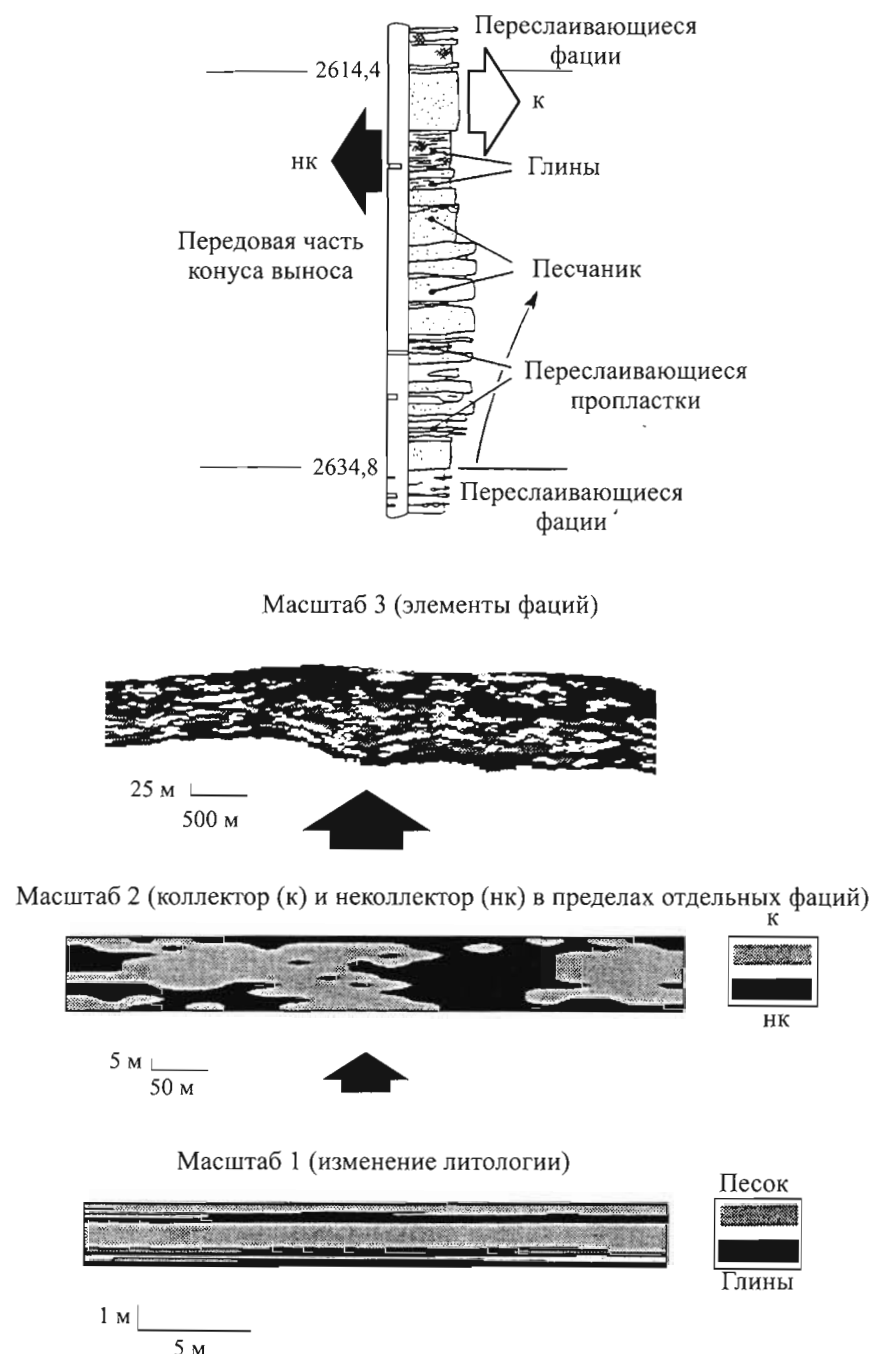


Рис. 63. Многоэтапный метод, использованный на турбидитном месторождении в Африке [5]

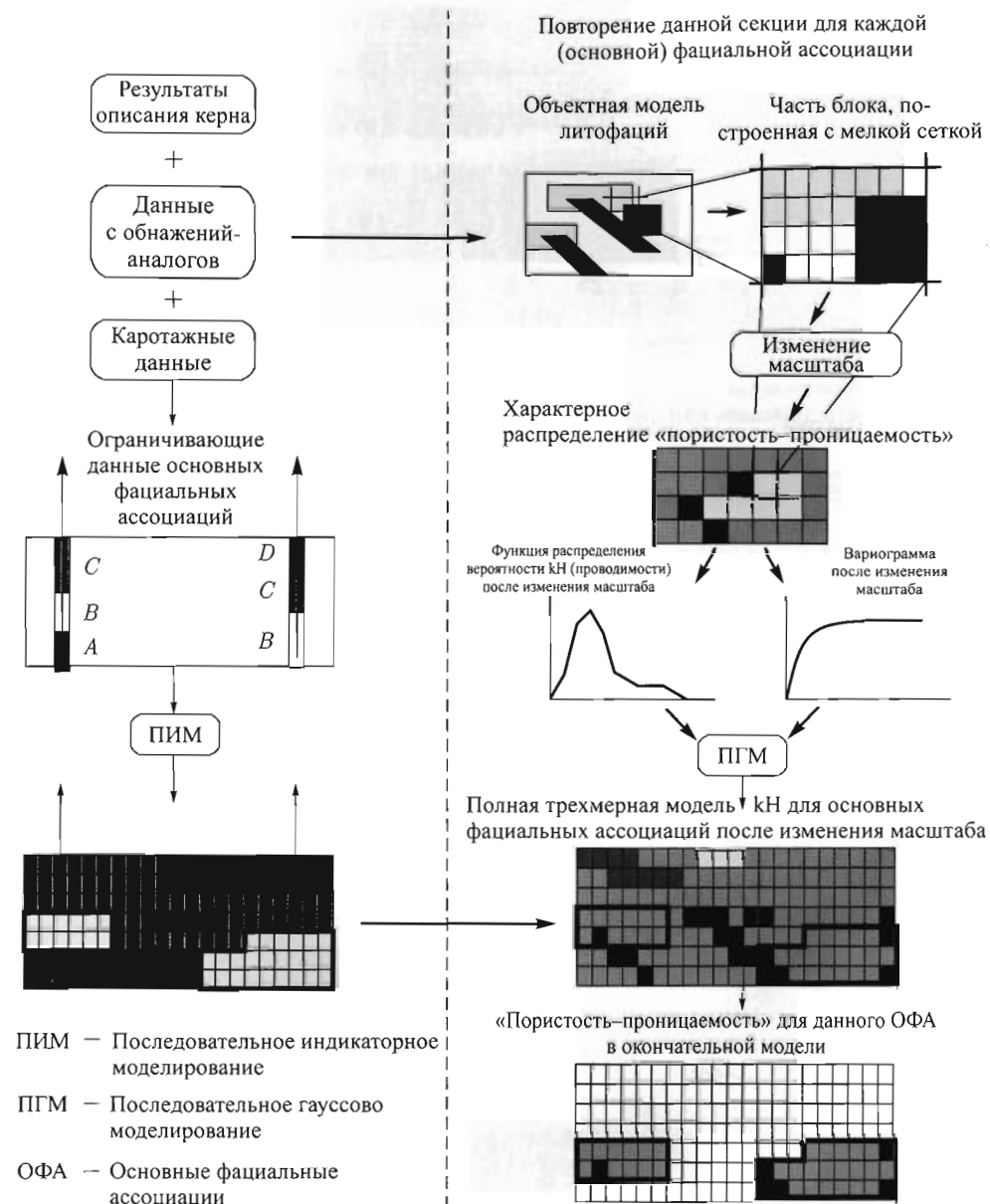
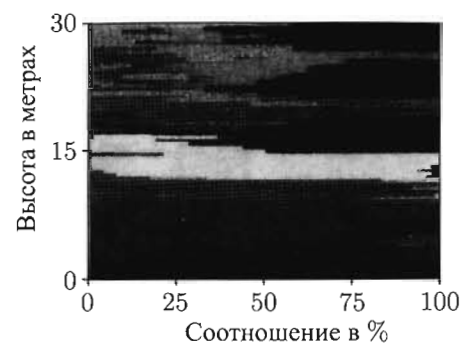
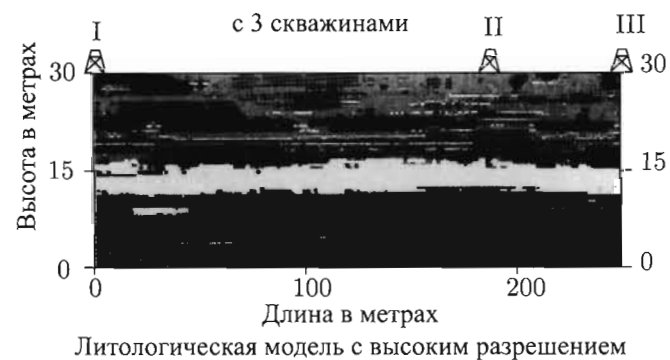


Рис. 64. Многоэтапный метод, использованный при моделировании речных отложений на месторождении Prudhoe Bay [6]

1. Определить генетические единицы посредством вертикальных геолого-статистических кривых



2. Смоделировать изменение литологии в пределах генетических единиц



3. Задать для каждого литологического типа соответствующее распределение параметров «пористость-проницаемость»

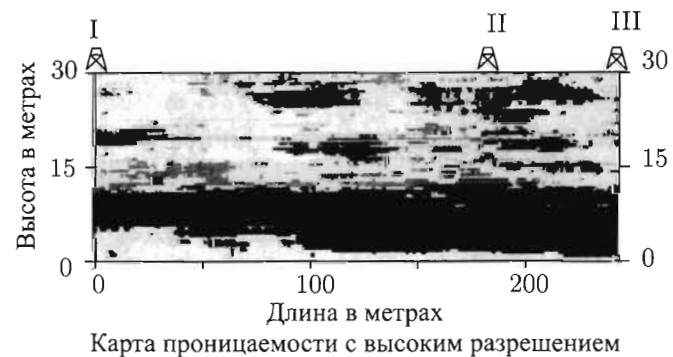
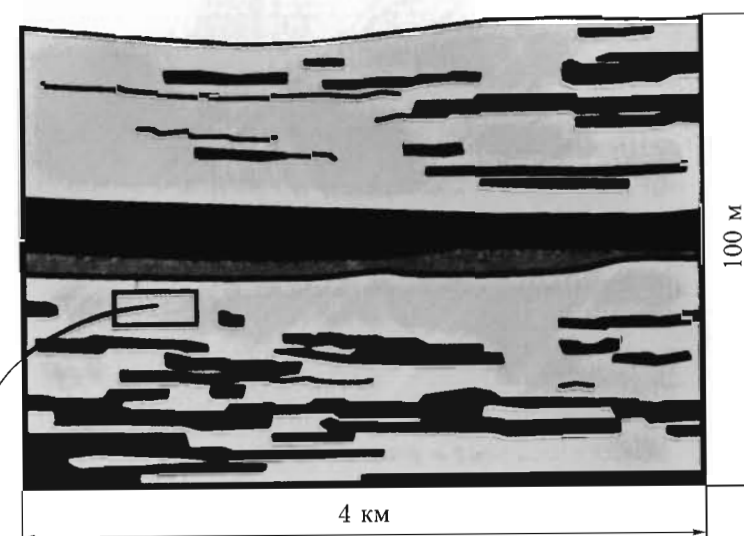


Рис. 65. Многоэтапный метод, использованный при моделировании флювиодельтовых обнажений в Великобритании [78]

1. Распределить генетические единицы в пространстве



2. Заполнить генетические единицы варьирующимися параметрами пористости и проницаемости

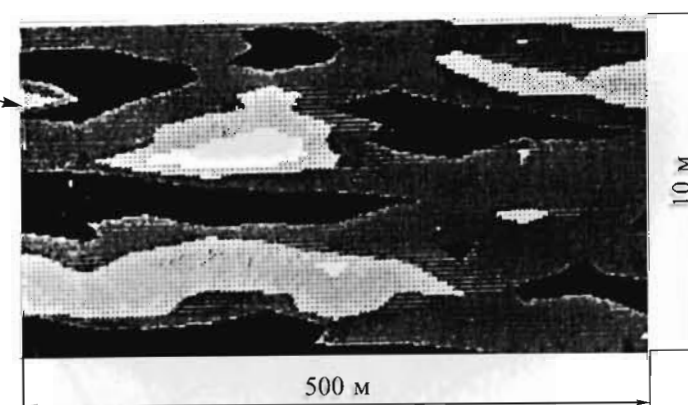


Рис. 66. Многоэтапный метод, использованный при моделировании дельты и конуса выноса в Северном море [14]

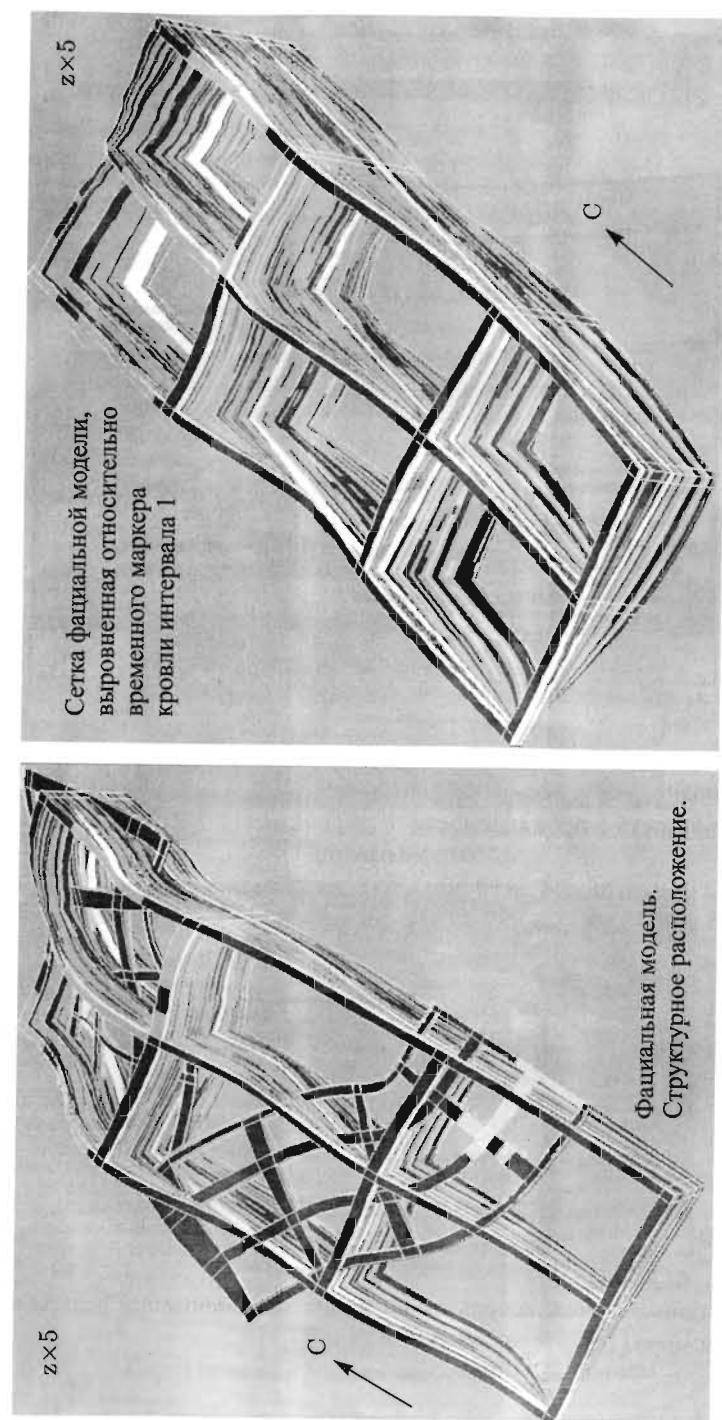


Рис. 67. Стохастическая фациальная модель, созданная в каркасе структурной модели

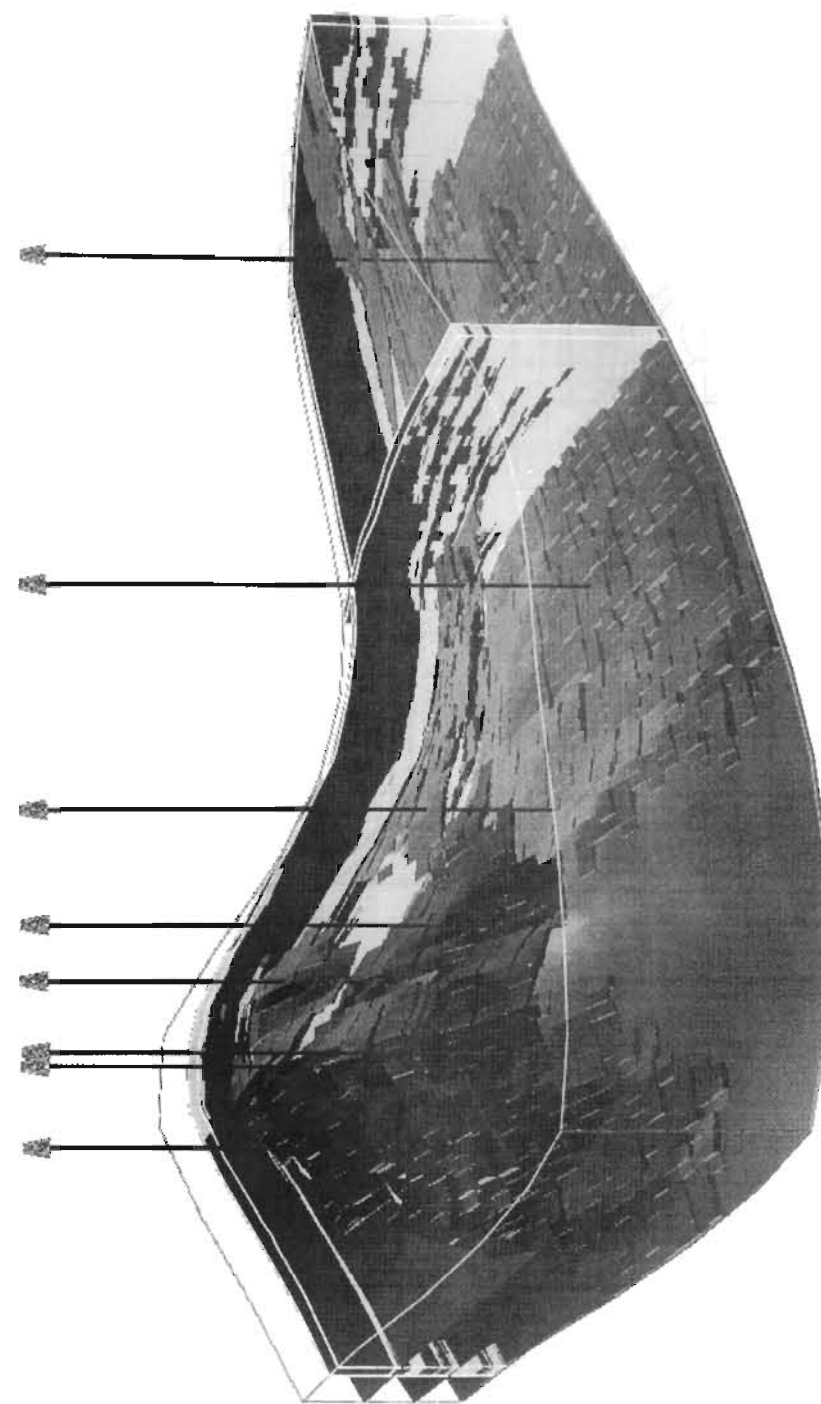


Рис. 68. Стохастическая фациальная модель, ограниченная сейсмостратиграфической интерпретацией, представленной на рис. 15

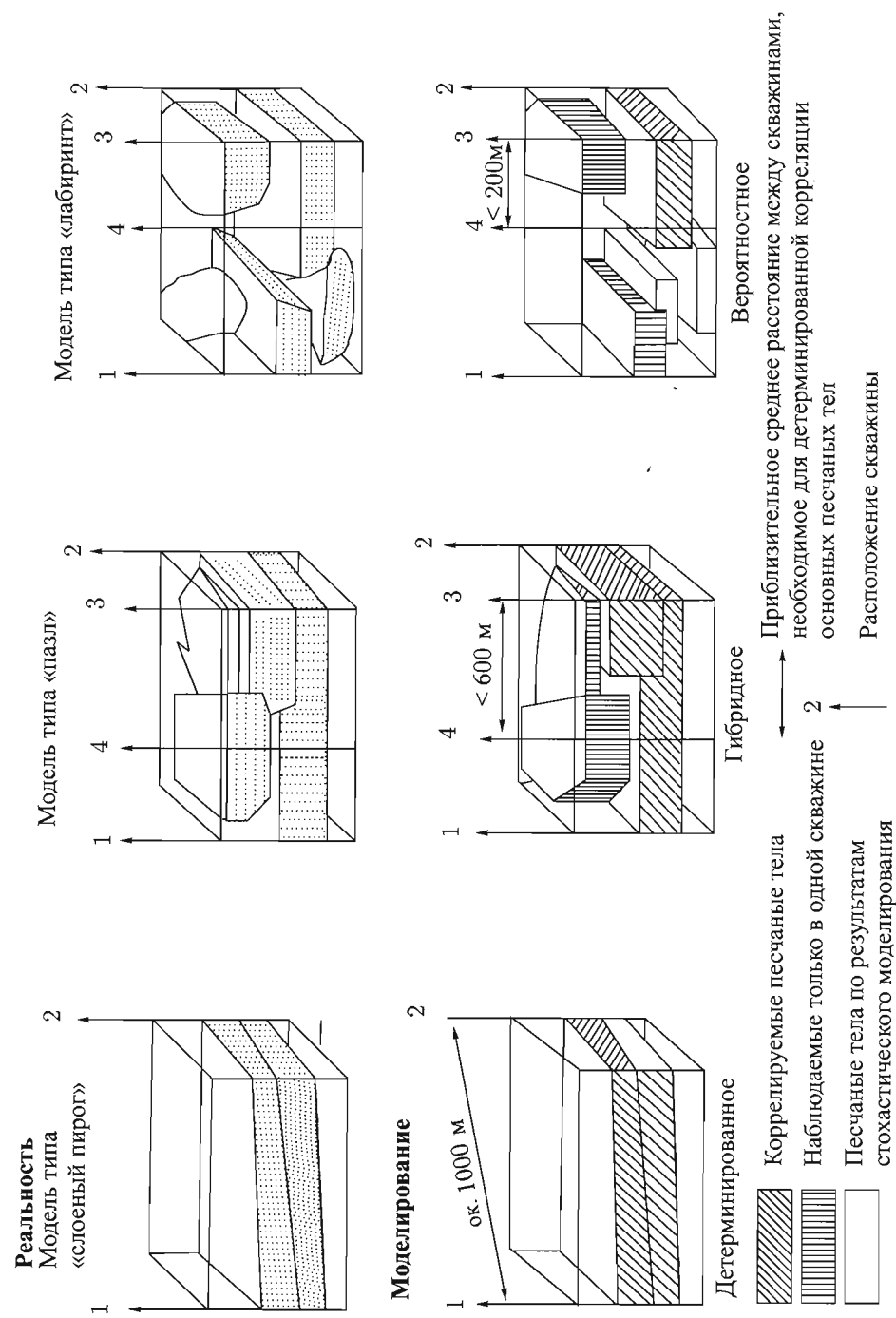


Рис. 69а. Адаптация стохастических/детерминированных методов моделирования с учетом структурных особенностей пласта [94]

МОДЕЛЬ ТИПА «СЛОЕННЫЙ ПИРОГ»

границы слов, полученные с применением детерминированных методов изменения параметра пористости к проницаемости по вариограмме

МОДЕЛЬ ТИПА «ПАЗЛ»

индикаторная модель литофаций

изменения параметра пористости к проницаемости по вариограмме

МОДЕЛЬ ТИПА «ЛАБИРИНТ»

объектно-ориентированная модель песчаных тел
распределение свойств по фациям на основе вариограммы

Рис. 69б. Каким образом геологическое строение определяет выбор того или иного геостатистического метода

Этап моделирования Условия осадконакопления	Моделирование генетических единиц	Внутреннее варьирование литологических параметров	Варьирование проницаемости
Обнажение флювиодельтового типа ([78])	Вертикальные геостатистические кривые определяют границы основных генетических единиц (рассчитанных по обнажению)	Индикаторное моделирование Большое число литофаций Вариограмма, рассчитанная по обнажению	Моделирование изменения проницаемости в пределах каждой литофации Радикс корреляции вариограммы такой же, как при моделировании литофаций
Продуктивный пласт, образованный областью дельты ([14])	Объектно-ориентированный метод Устьевые бары и русла Размер, определенный по обнажениям-аналогам		Прямое моделирование изменения проницаемости в песчаных телах Вариограмма, полученная в результате обоснованного предположения
Продуктивный пласт прибрежного типа ([33])	Объектно-ориентированный метод Приливо-отливные протоки; тела, образованные наносами Размер, определенный по разрезам, построенным от руки		Прямое моделирование изменения проницаемости в песчаных телах Фрактальная вариограмма с ограниченным радиусом корреляции, рассчитанная вдоль ствола скважины
Турбидитный продуктивный пласт ([4])	Индикаторное моделирование Турбидитовые конусы выноса и каналы Вариограмма, рассчитанная по скважинным данным и ре- зультатам гидродинамических испытаний	Индикаторное моделирование Продуктивные/непродуктивные фации Вариограмма, полученная в результате обоснованного предположения	Варьирование проницаемости в продуктивных фациях Вертикальная вариограмма, основанная на скважинных данных Обоснованное предположение для горизонтальной вариограммы

Рис. 69в. Примеры опубликованных стохастических модельных исследований, выполненных в различном масштабе

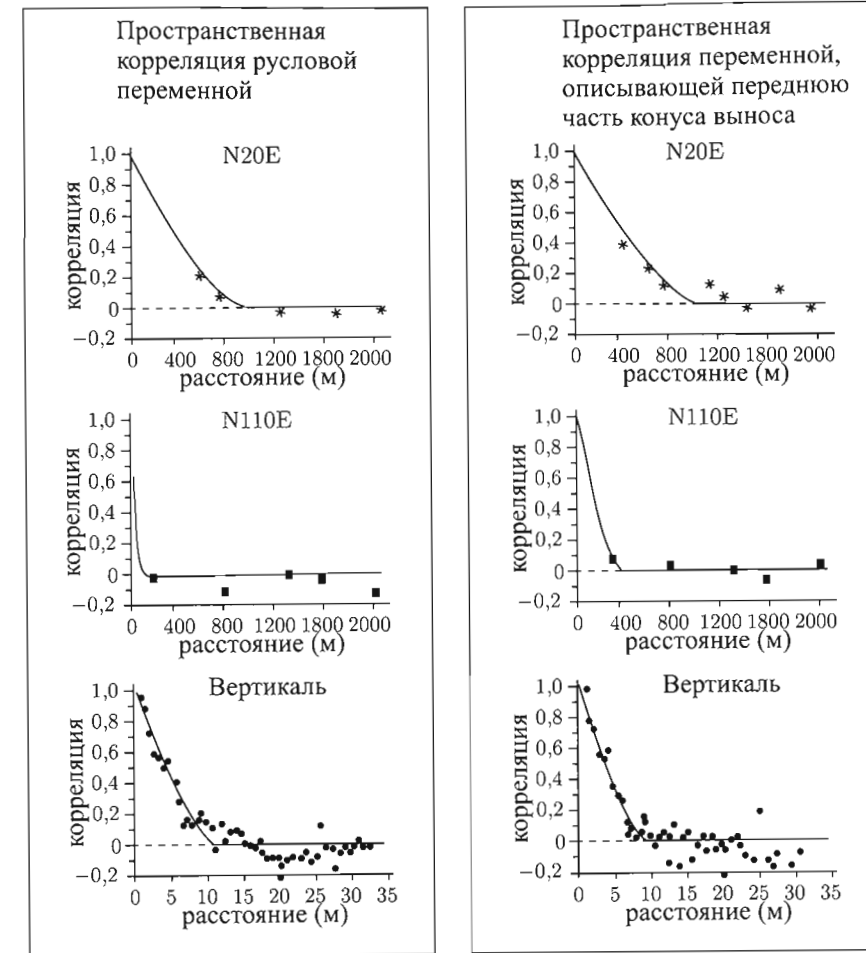


Рис. 70. Вычисление индикаторных вариограмм на основе данных, полученных на разработанных месторождениях [4]

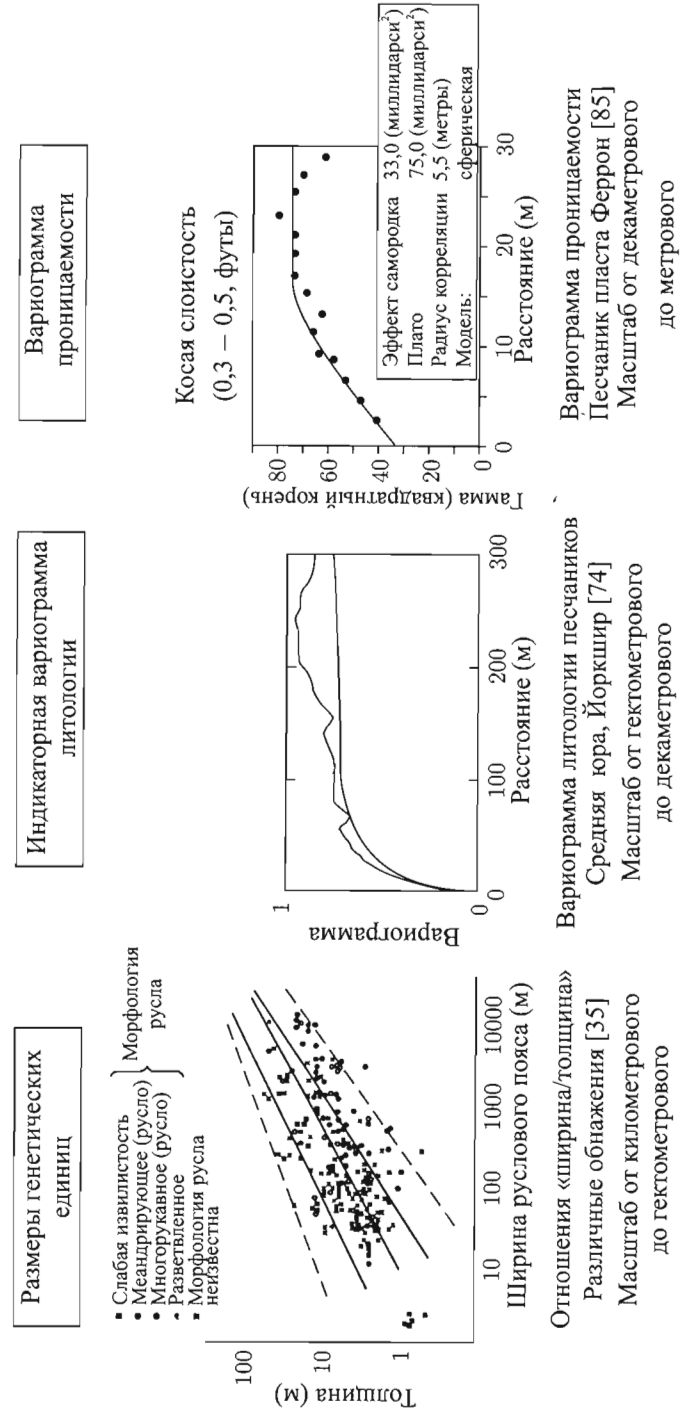


Рис. 71. Основные масштабы, с применением которых можно получить количественные данные при анализе обнажений

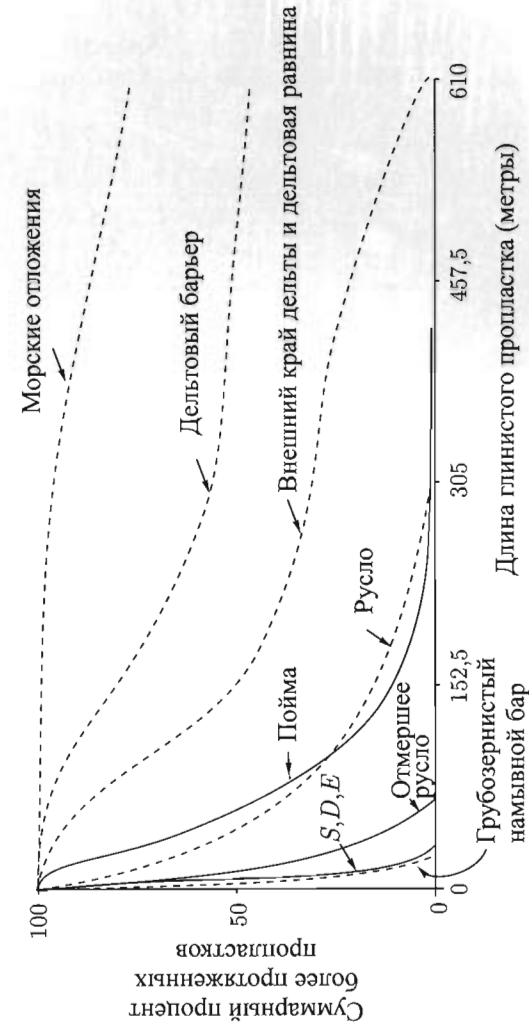
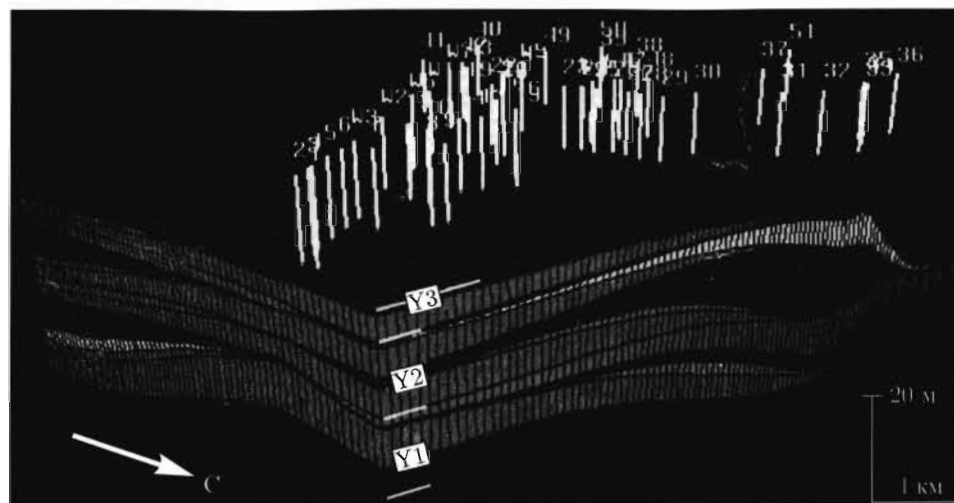
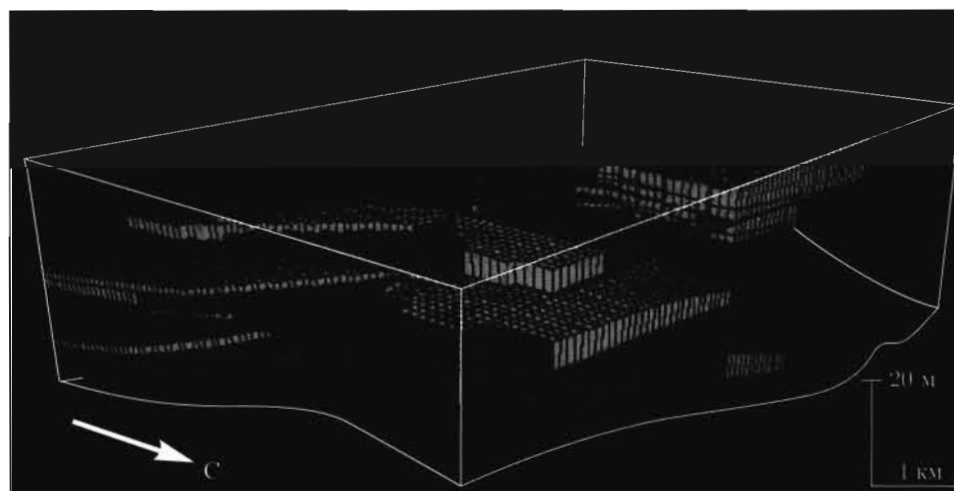


Рис. 72. Протяженность глин как функция условий осадконакопления [37]

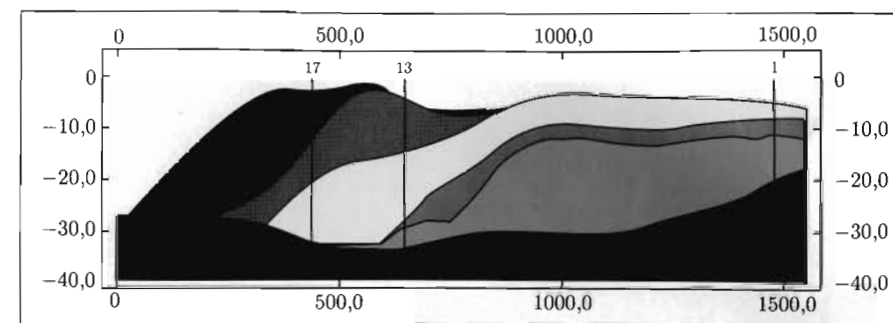


Песчаное тело Y горизонта Rhoda: вид объединенных песчаных валов сзади (по направлению течения)



Песчаное тело Y горизонта Rhoda: вид сзади (по направлению течения) хорошего распределения продуктивных фаций

Рис. 73а. Построение трехмерной «детерминированной» модели горизонта Rhoda (Испания) [29]



Разрез, полученный напрямую по данным анализа обнажения («детерминированная» модель)



Разрез, полученный с применением нового процессно-ориентированного метода

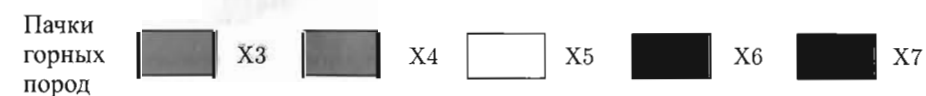


Рис. 73б. Сравнение результатов применения нового процессно-ориентированного подхода с трехмерной «детерминированной» моделью, построенной путем анализа обнажения-аналога [29]

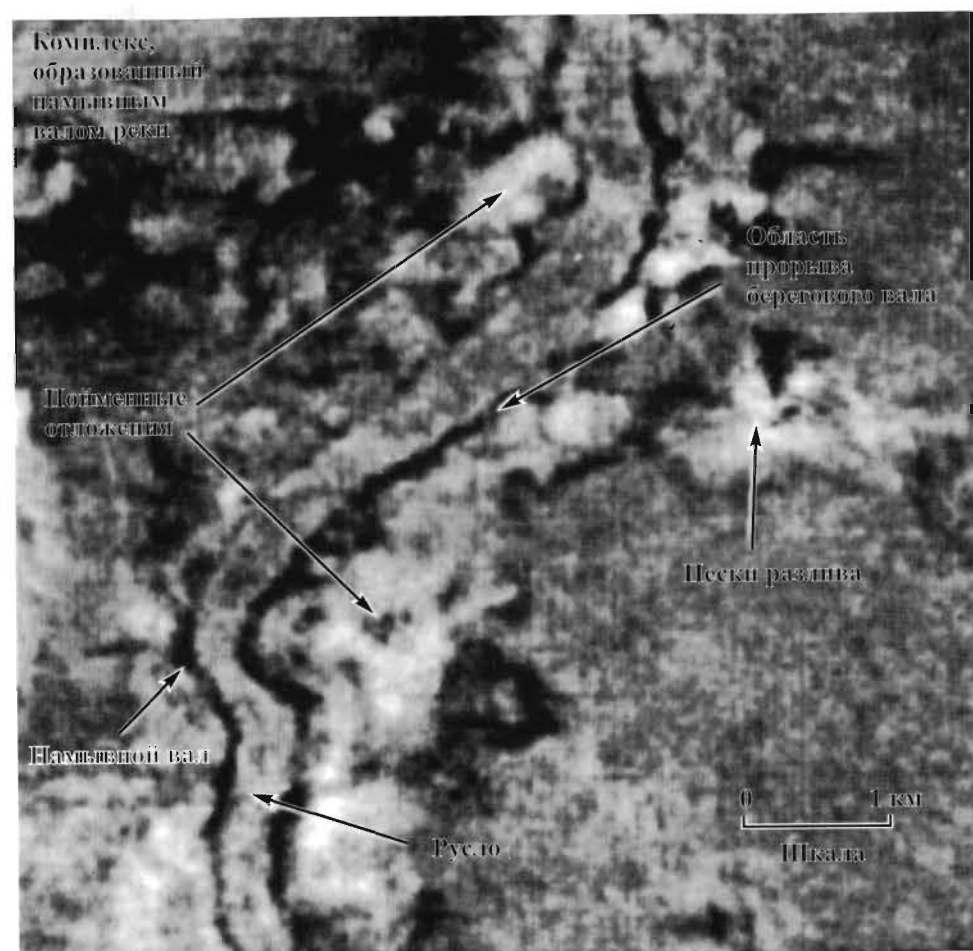


Рис. 74. Получение количественной геологической информации с применением сейсморазведки. Изображение русло-намывного комплекса, расположенного ниже уровня моря, при двойном времени пробега в 4 секунды [32]

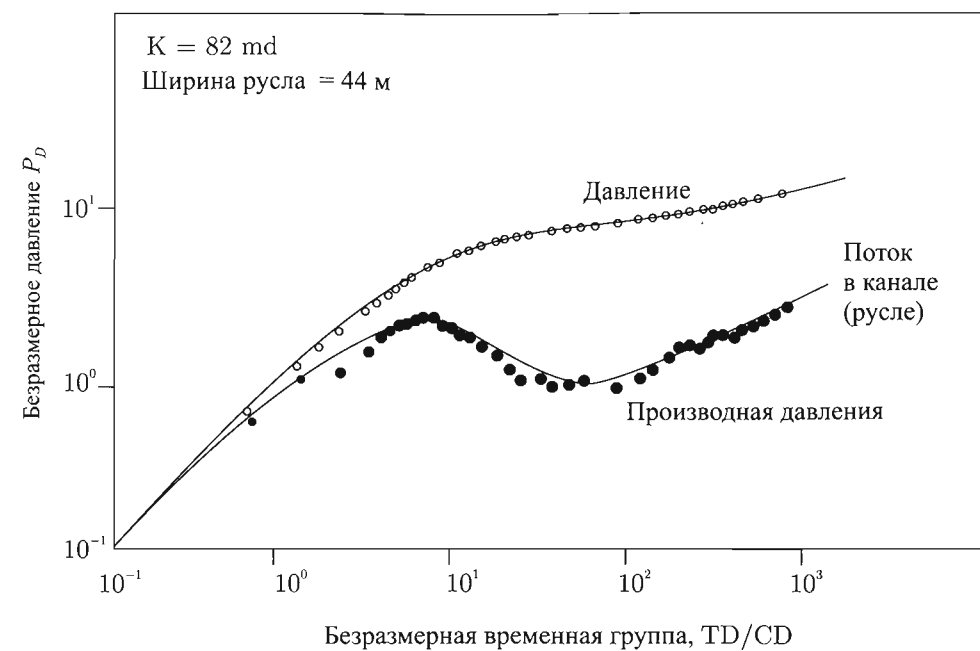


Рис. 75. Получение латеральной информации по результатам гидродинамических испытаний [4]

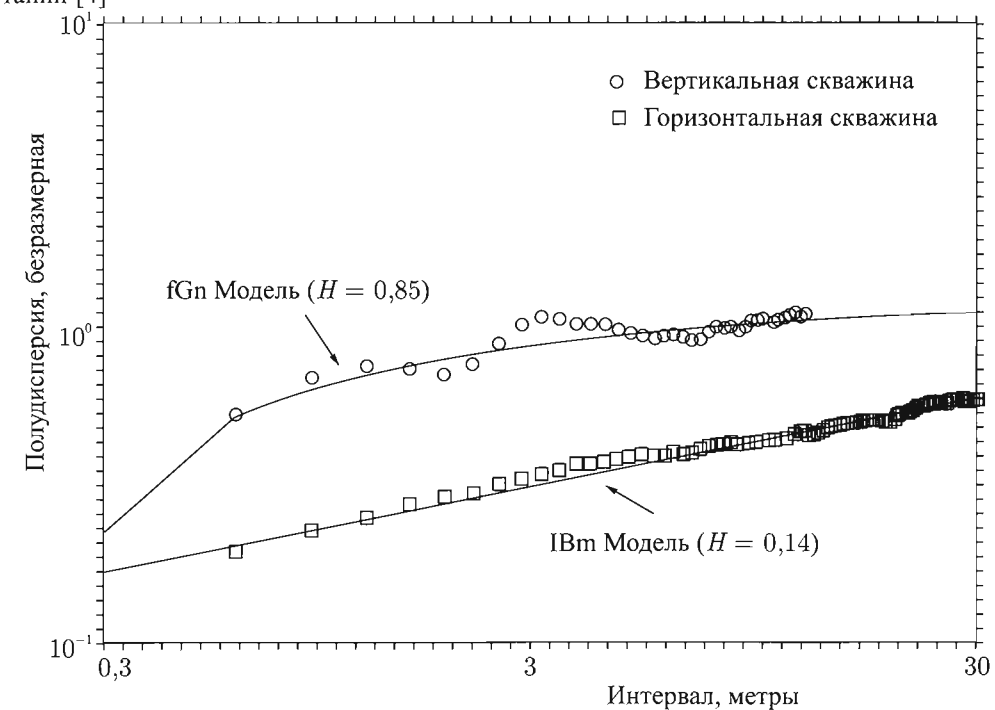
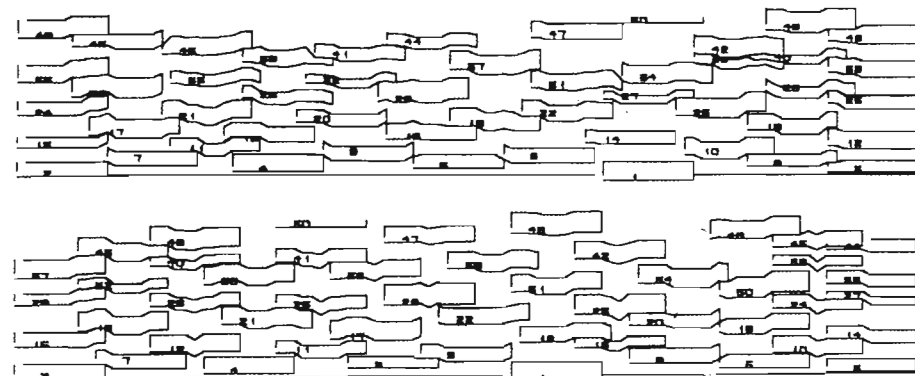
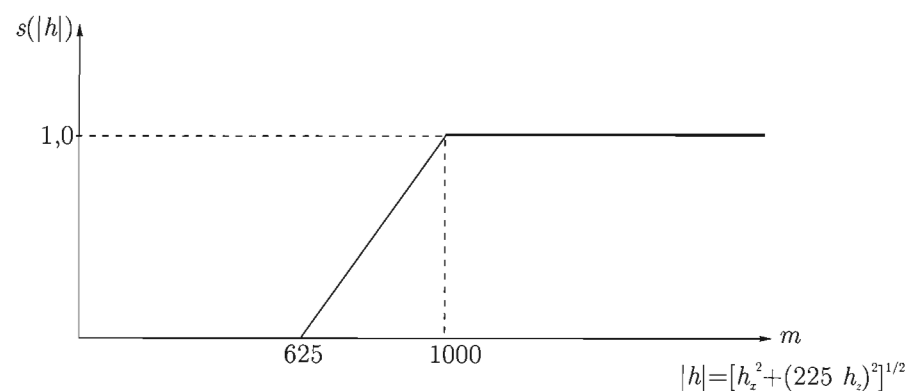


Рис. 76. Подбор фрактальной вариограммной модели по данным, полученным в горизонтальных скважинах [71]



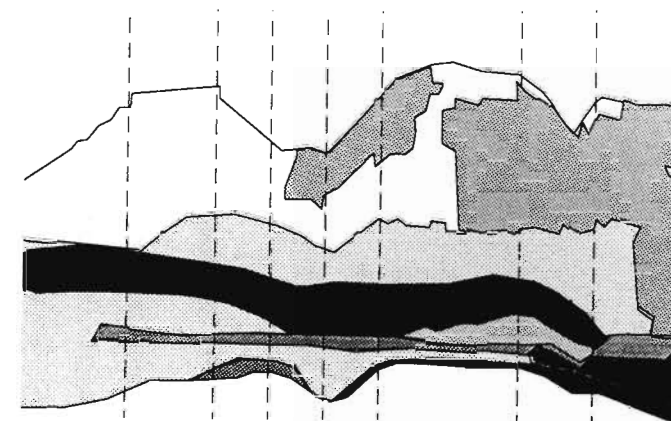
а

Результаты распределения в модели Бриджа и Лидера применяются для получения информации о функциях отталкивания, которые используются как входные данные для стохастических моделей.



б

Рис. 77. Получение количественной геологической информации с опорой на результаты процессных моделей [12]



От нарисованного вручную, а затем оцифрованного разреза к статистической информации относительно размеров различных геологических тел

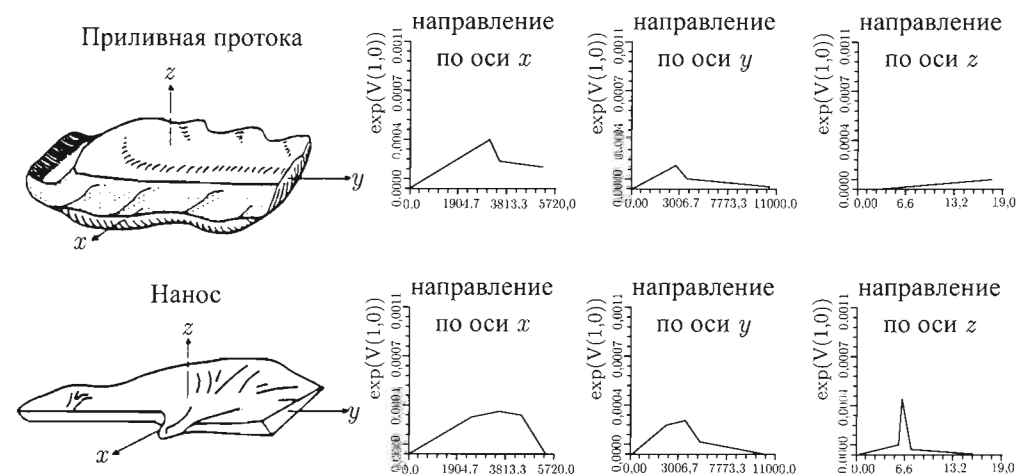


Рис. 78. Получение количественной геологической информации на основании начерченных от руки разрезов [33]

Пачки горных пород

- Масштаб: 100 км
- Средства количественного представления:
 - Индикаторная вариограмма
 - Распределение по форме/размеру
- Источник количественной информации:
 - Скважины (в т. ч. горизонтальные)
 - Гидродинамические испытания
 - Крупные обнажения/разработанные месторождения
 - Сейсмические данные
 - Процессные модели/разрезы, начерченные от руки

Рис. 79а. Средства количественного описания и источники количественной информации для моделирования в масштабе геологических единиц

ВАРИИРОВАНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
В ПАЧКАХ ГОРНЫХ ПОРОД

- Масштаб: 10 км
- Средства количественного представления:
 - Индикаторная вариограмма
 - Распределение по форме/размеру (небольшие глиняные пропластки)
- Источник количественной информации:
 - Скважины (в т. ч. горизонтальные)
 - Обнажения
 - Разрезы, начерченные от руки

Рис. 79б. Средства количественного описания и источники количественной информации для моделирования в масштабе изменения литологических характеристик в пределах геологических единиц

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
В МЕЛКОМ МАСШТАБЕ

- Масштаб: 10 м
- Средства количественного представления:
 - Вариограмма
- Источник количественной информации:
 - Скважины (в т. ч. горизонтальные)
 - Непосредственные замеры на обнажениях

Рис. 79в. Средства количественного описания и источники количественной информации для моделирования изменяющихся петрофизических свойств в мелком масштабе

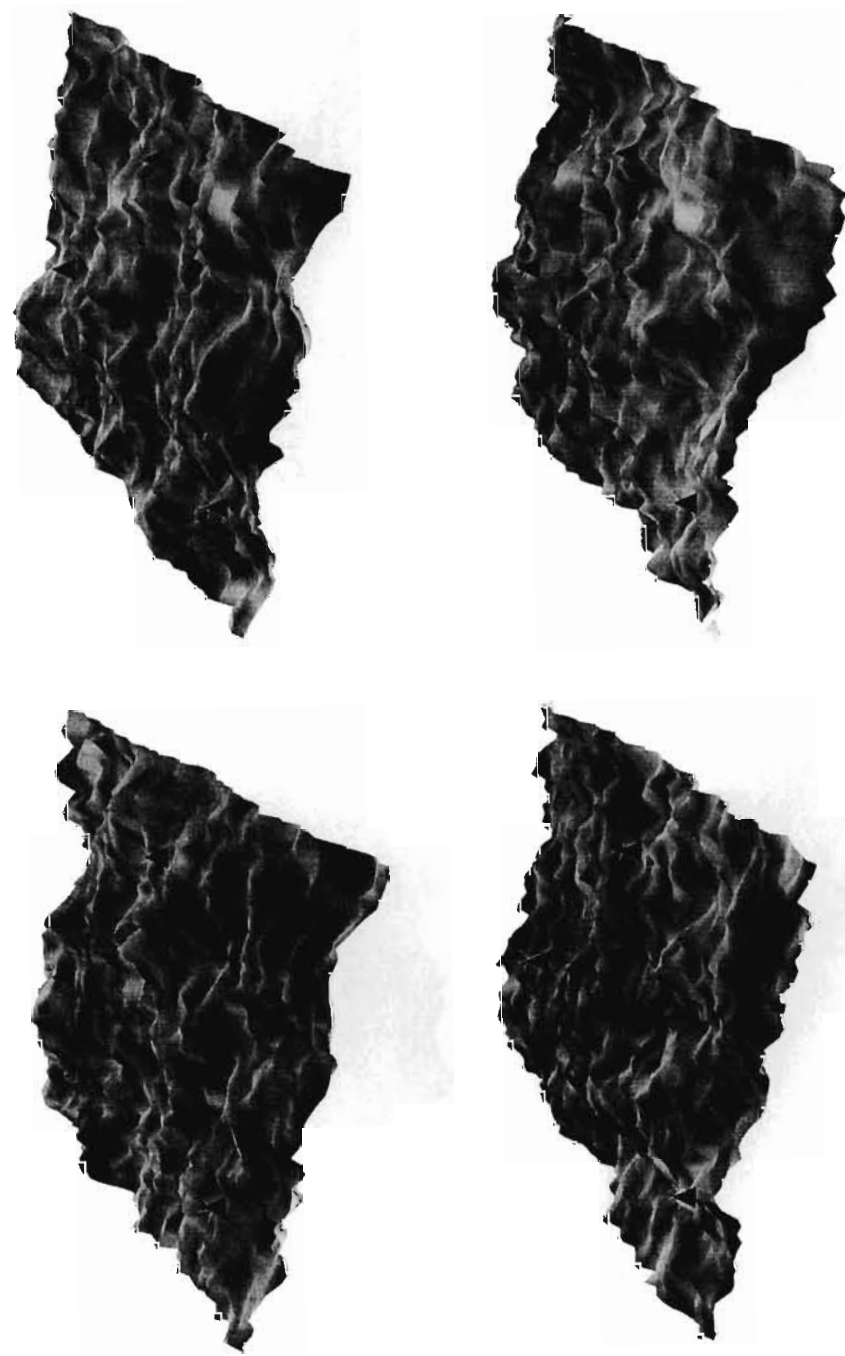


Рис. 80. Четыре реализации карты непрерывного параметра, полученной на основе данных по трем скважинам с применением сферической вариограммы

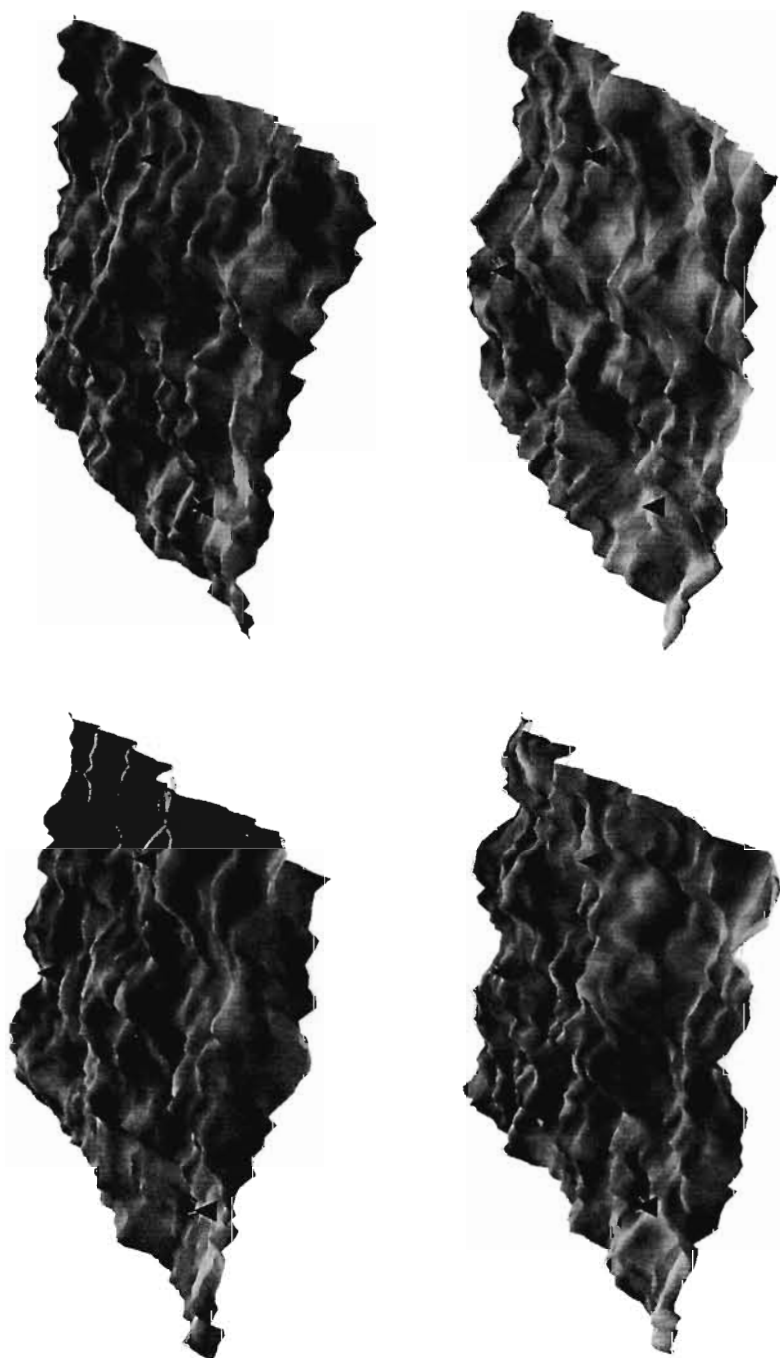


Рис. 81. Четыре реализации карты непрерывного параметра, полученной на основе данных по трем скважинам с применением гауссовой вариограммы

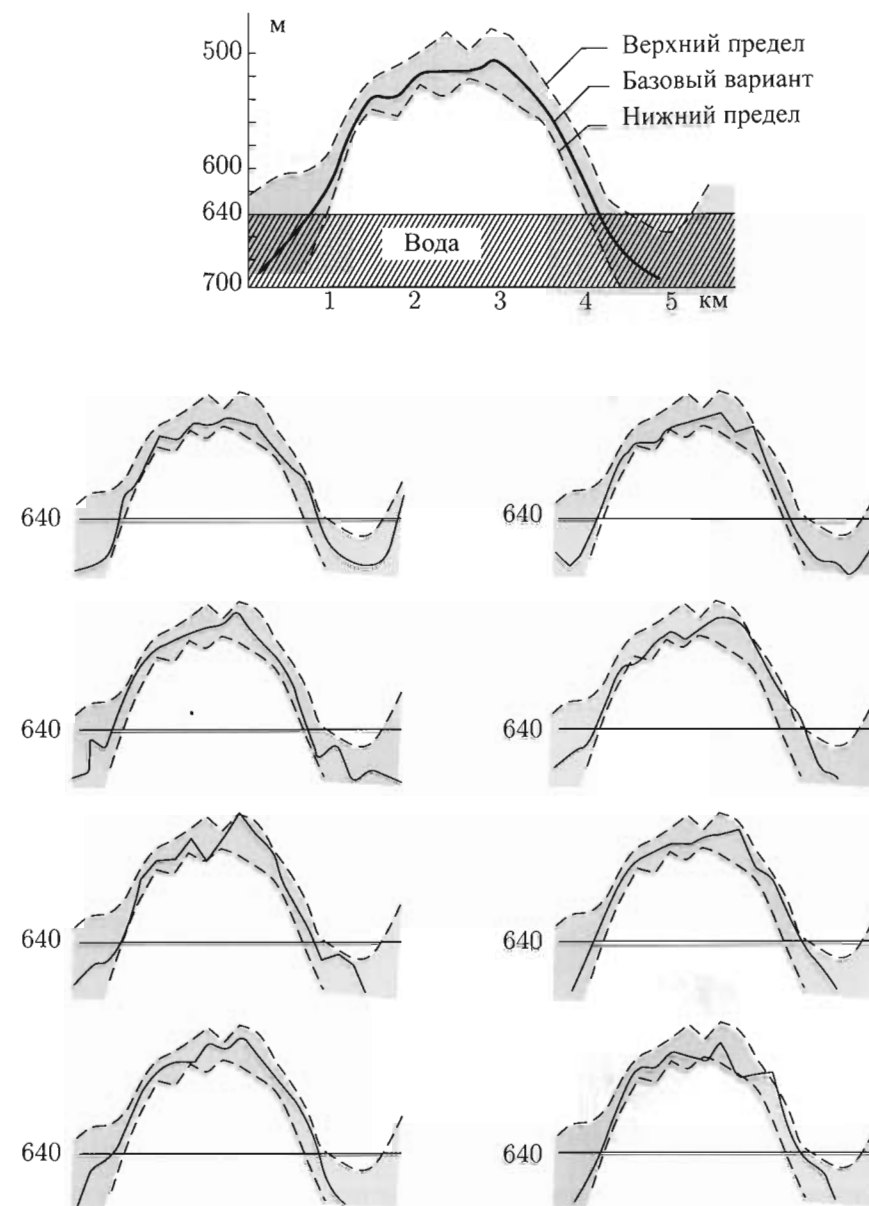


Рис. 82. Восемь возможных схем кровли пласта. Все эти сценарии созданы в диапазоне неопределенности, характерном для сейсмических данных

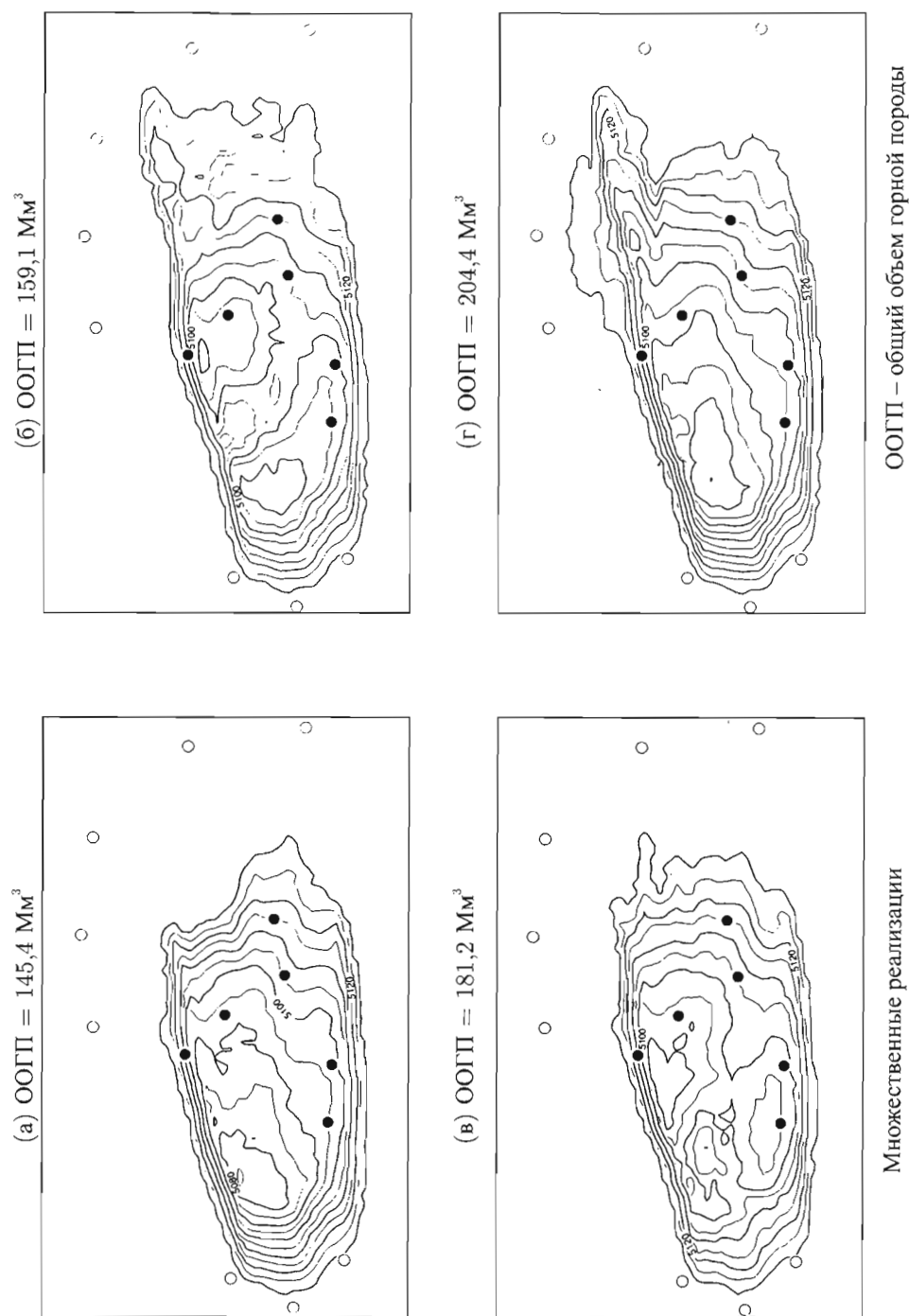
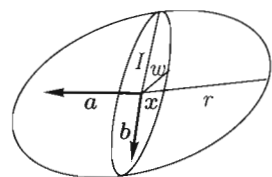


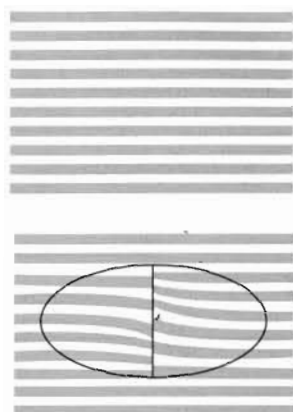
Рис. 83. Четыре реализации границ продуктивного пласта [1]:24



Рис. 84. Простой метод создания карты в пределах некоторого диапазона неопределенности [31]



Распределение параметров



Неопределяемый сейсмическими методами разлом, наложенный на переслаивающийся пласт



Проекция смоделированных плоскостей разлома на горизонтальную поверхность

Рис. 85. Обобщение основных моментов при стохастическом моделировании разломов [67]

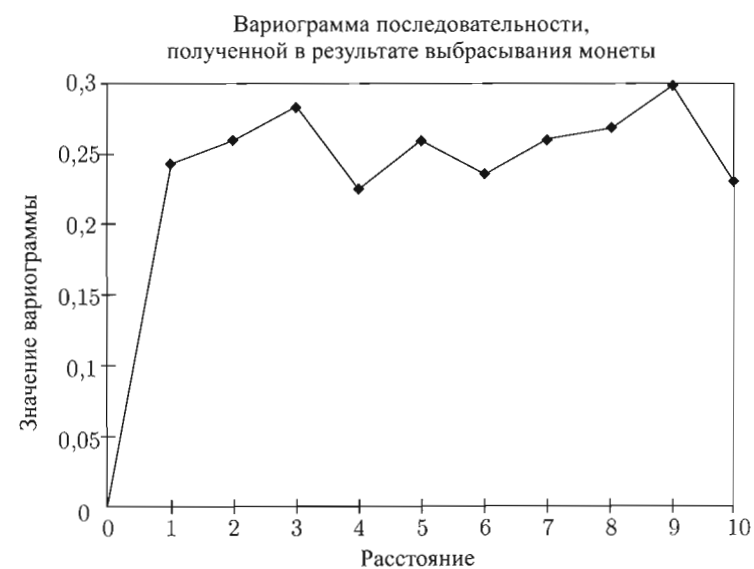
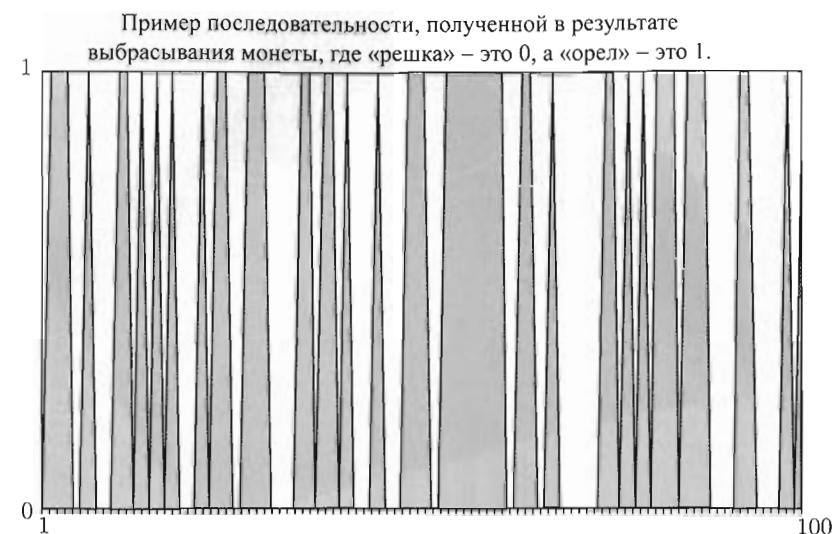


Рис. 86. Реализация последовательности, полученной методом выбрасывания монеты, и соответствующая ей экспериментальная вариограмма

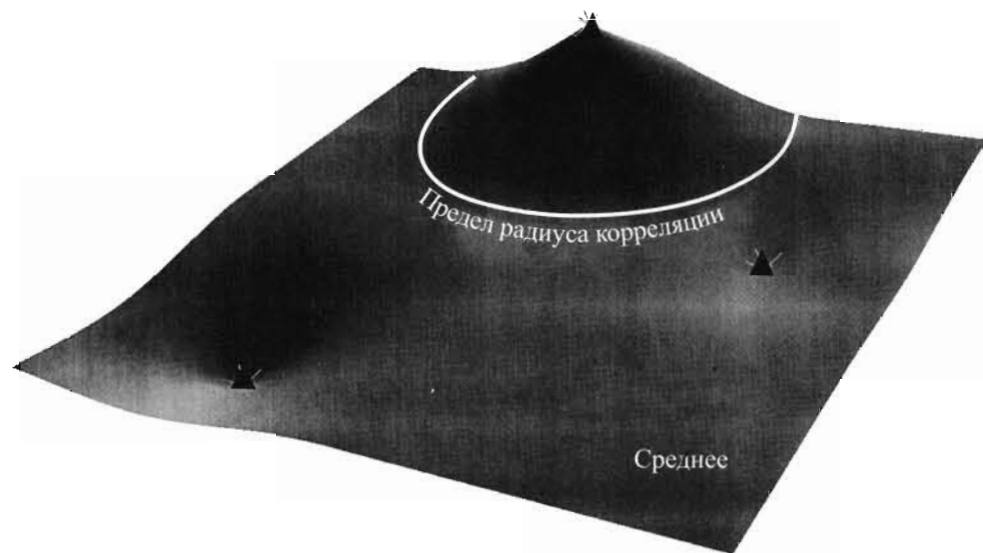


Рис. 87. Кригинговая интерполяция, соответствующая той же самой вариограммной модели, которая представлена на рис. 80

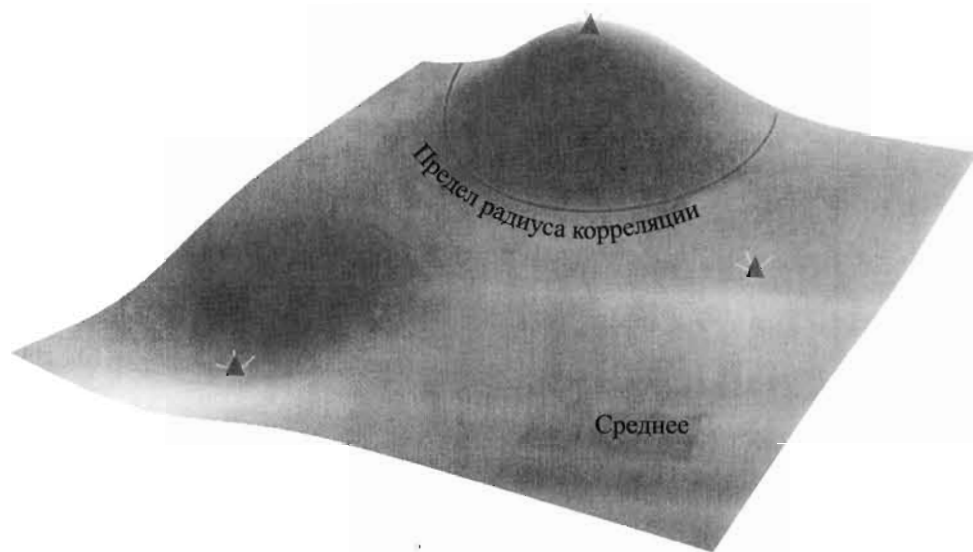


Рис. 88. Кригинговая интерполяция, соответствующая той же самой вариограммной модели, которая представлена на рис. 81

КРИГИНГ: ЕЩЕ ОДИН ВАРИАНТ ПРИМЕНЕНИЯ ВАРИОГРАММЫ

Вариограмму можно рассматривать как определение средней ошибки при использовании значения в одной точке для оценки значения в другой точке на расстоянии h :

$$\text{Вариограмма } (h) = 1/2 \text{ дисперсия } (V(x) - V(x+h))$$

Вариограмма также может использоваться для определения дисперсии:

$$(RNI(0) - a * RNI(1) - b * RNI(2) - c * RNI(3))$$

Минимизация дисперсии этого значения дает в результате кригинговую систему, которая может быть решена относительно параметров a, b, c . Взвешенные значения a, b, c зависят от применяемой вариограммной модели, от расстояния между предполагаемым и известными значениями, а также от расстояния между известными значениями.

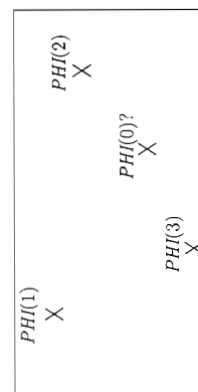


Рис. 89. Простое объяснение того, почему знание вариограммы позволяет рассчитать интерполированное значение, которое минимизирует «дисперсию расчетных данных»

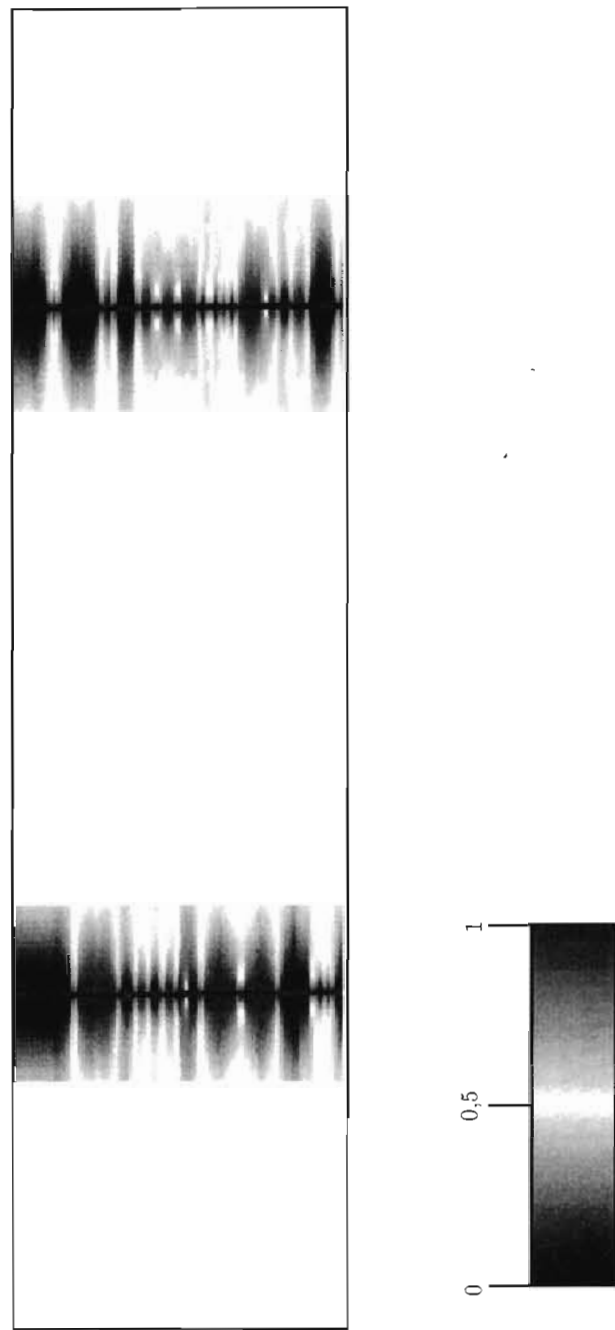


Рис. 92. Результаты индикаторного кригинга для разреза с двумя скважинами к примеру, представленному на рис. 11

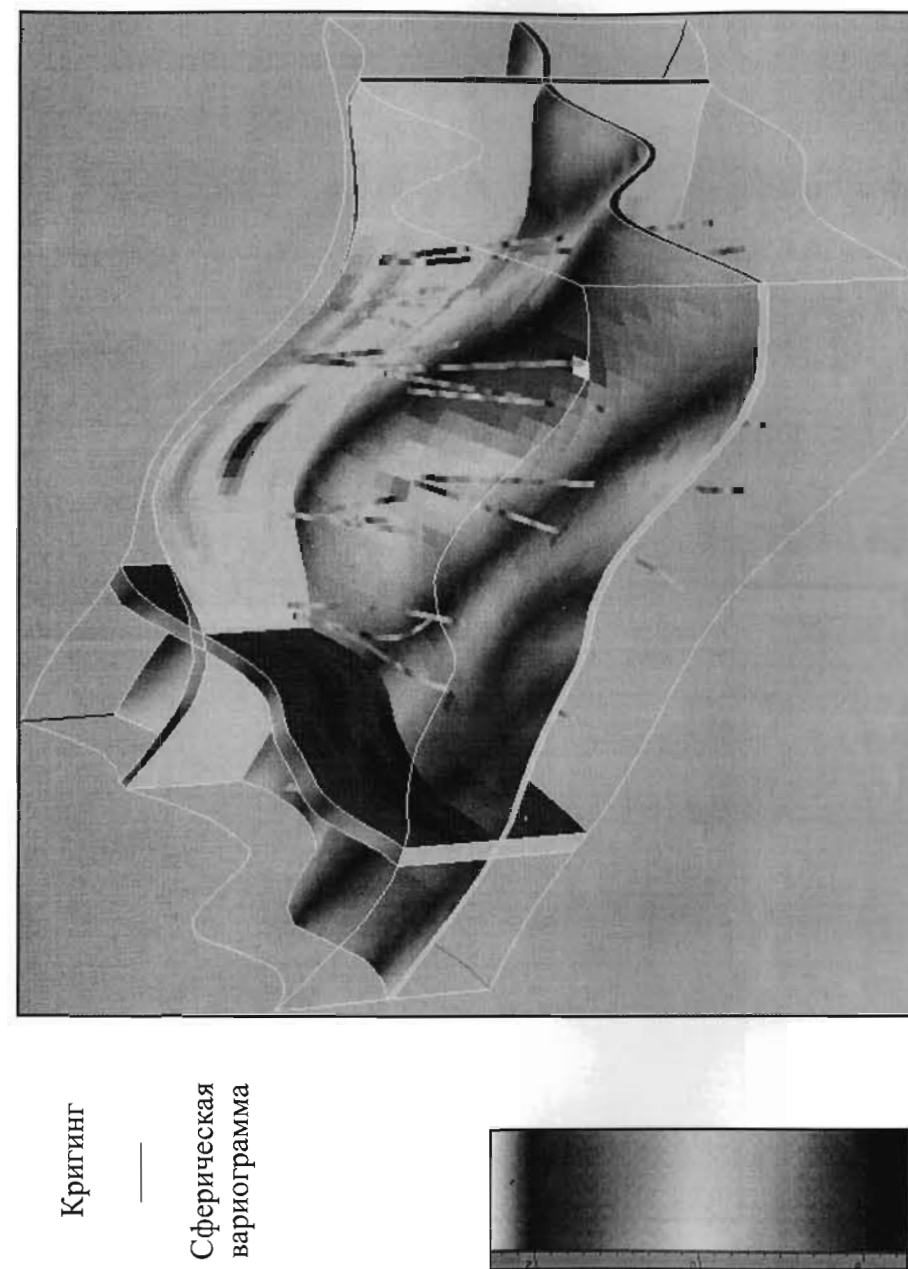
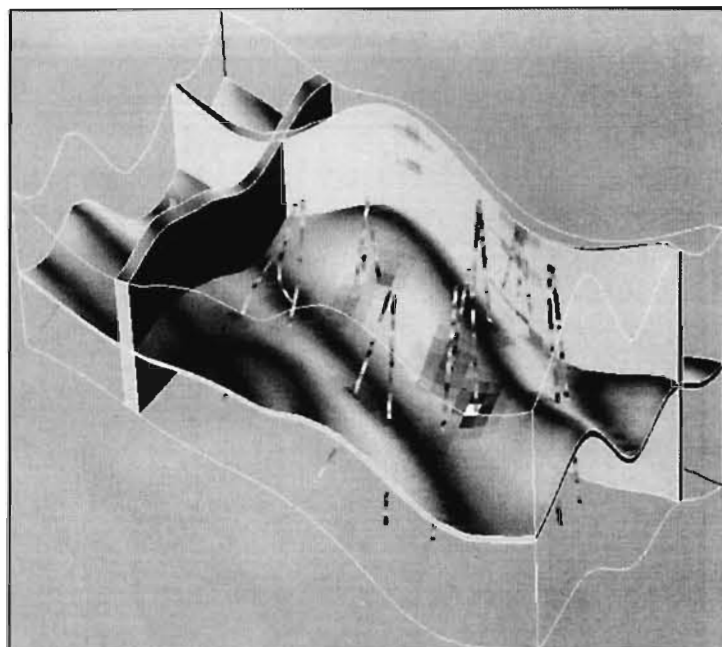


Рис. 93а. Кригинговая модель, полученная на основе базового примера, представленного на рис. 56а

Радиус корреляции
кригинга /2



Радиус корреляции
кригинга $\times 2$

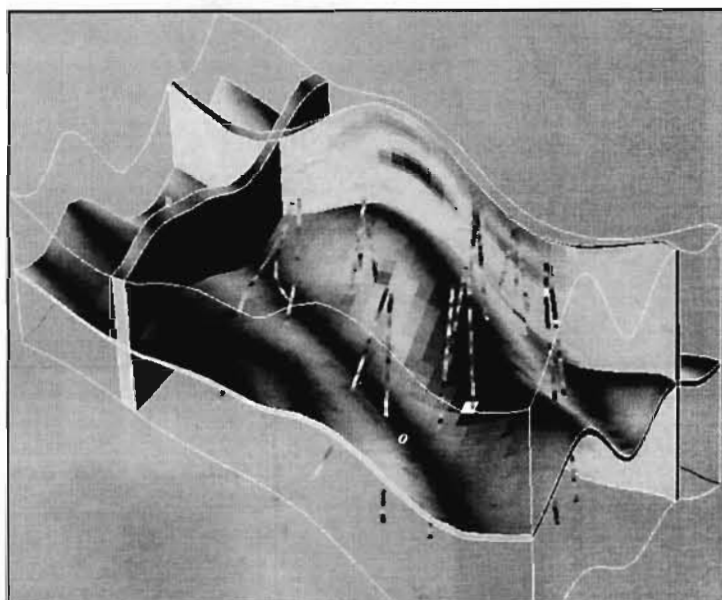
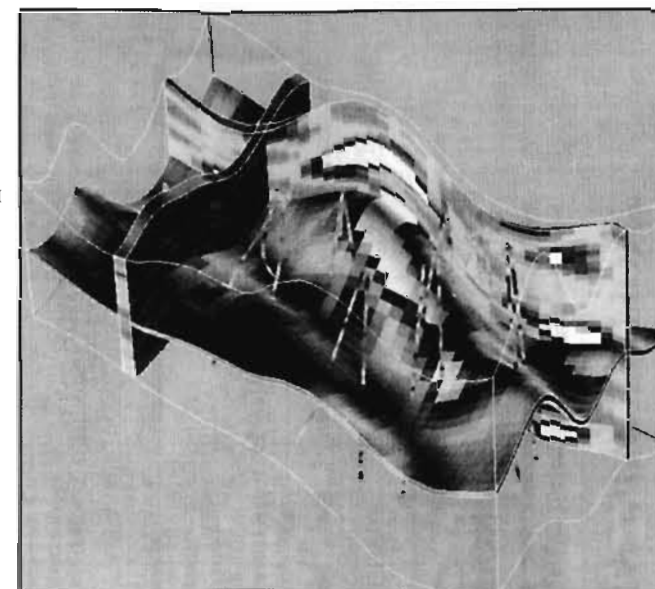


Рис. 93б. Кригинговая модель, полученная на основе базового примера, представленного на рис. 56а, для других радиусов корреляции сферической вариограммы

Последовательная
гауссова модель

Гaussова
вариограмма



Кригинг

Сферическая
вариограмма

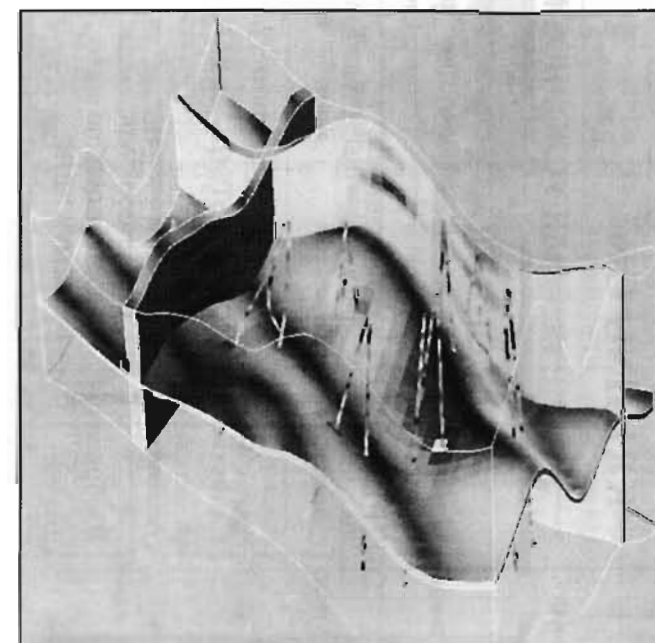


Рис. 93в. Сравнение кригинга с моделированием на основе гауссовой вариограммы. Базовый случай, представленный на рис. 56а

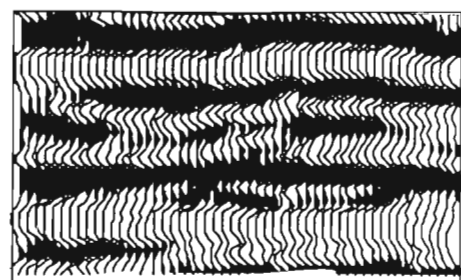
КРИГИНГ ИЛИ УСЛОВНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ?

	Условное моделирование	Кригинг
Представление полученных данных	Равновероятные реализации	Одна «детерминированная» модель
Свойства	Соответствует скважинным данным Соответствует гистограмме, вариограмме	Соответствует скважинным данным Минимизирует среднюю ошибку
Изображение	С помехами, одинаковая изменчивость по всему объему	Гладкое, особенно на расстоянии от скважин
Применение	Гидродинамическое моделирование, расчеты элементов неопределенности	Картирование, подсчет запасов

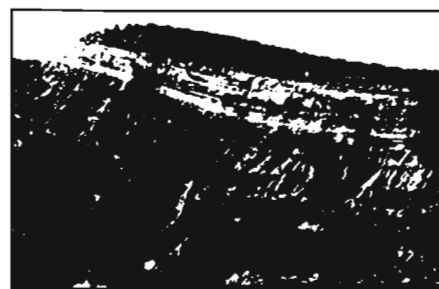
Рис. 94. В каких случаях следует использовать кригинг, а не условное моделирование

Тип продуктивного пласта	Ключевые неоднородности	Данные для раннего выявления			Данные об аналогах
		Сейсмические данные	Скважинные данные	Промысловые данные	
«Слоеный пирог»	- Барьеры большой протяженности	- Сейсмостратиграфический анализ	- Данные кернового анализа	- Вертикальный импульсный тест	- Статистические данные о протективности глин
	- Области выклинивания		- Каротажные диаграммы для анализа фаций и определения проницаемости	- Продолжительные испытания	- Данные изотопного анализа карбонатных скелетированных пластов
«Пазл»	- Профили проницаемости		- Регистрация КВД / КВД пласта	- Данные эксплуатационного каротажа	- Модели осадочного накопления
	Ориентировка единиц потока	- Трехмерные сейсмические аналогии	- Данные анализа керна	- Продолжительные испытания	- Данные о размерах песчаных тел
	Контрасты проницаемости	- Сейсмостратиграфический анализ	- Методы отображения стенок скважины	- Данные эксплуатационного каротажа	- Модели осадочного накопления
	Локальные барьеры		- Методы ГИС для анализа фаций и оценки проницаемости	- Горизонтальные импульсные тесты	- Статистические данные о протективности глин
«Лабиринт»	Ориентировка единиц потока	- Трехмерные сейсмические аналогии	- Данные кернового анализа (с учетом его ориентации)	- Горизонтальные импульсные тесты	- Данные о размерах песчаных тел
	Связность ($N/G < 0.35$)	- Вертикальное сейсмическое профилирование	- Сканирование в открытом стволе	- Гидродинамические испытания	- Модели осадочного накопления
	Тупиковые зоны	- Томография межскважинного пространства	- Каротажные диаграммы для вероятностного моделирования	- Данные эксплуатационного каротажа	

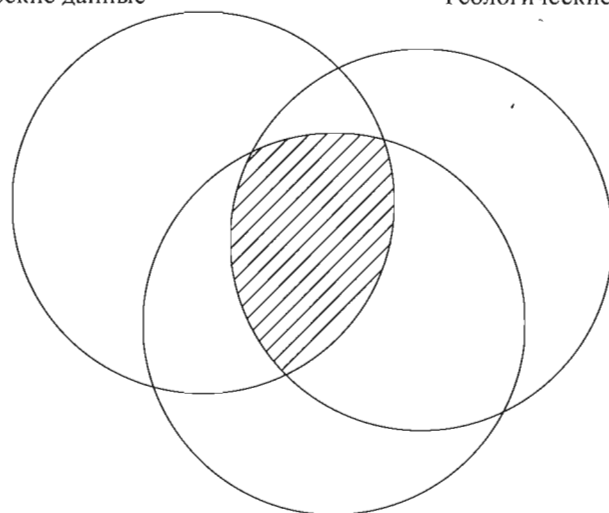
Рис. 95. Данные, которые могут применяться для раннего выявления ключевых неоднородностей [94]



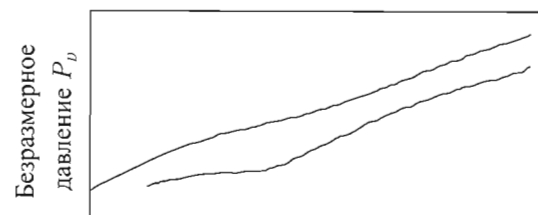
Сейсмические данные



Геологические данные

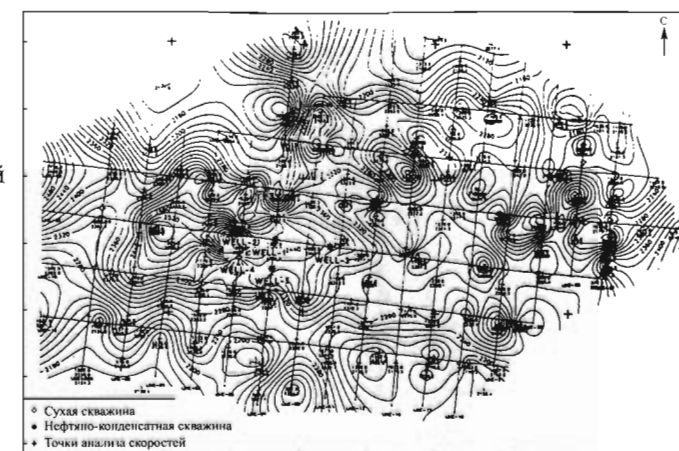


Данные гидродинамических испытаний



Безразмерная временная группа, TD/CD

Рис. 96. Объединение различных типов данных уменьшает степень неопределенности модели продуктивного пласта

Начальная
карта скоростей

Вариограмма скоростей

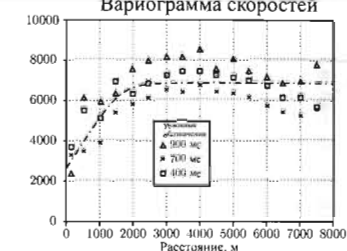
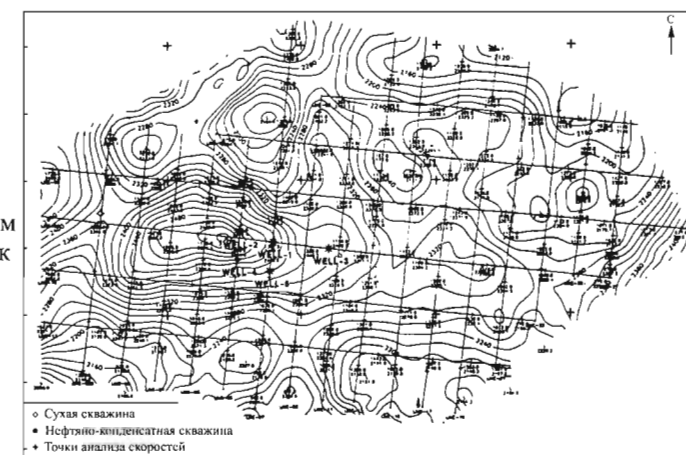
Карта скоростей,
полученная методом
кокригинга ошибок

Рис. 97. Пример применения метода кокригинга ошибок для интерполяции скорости [65]

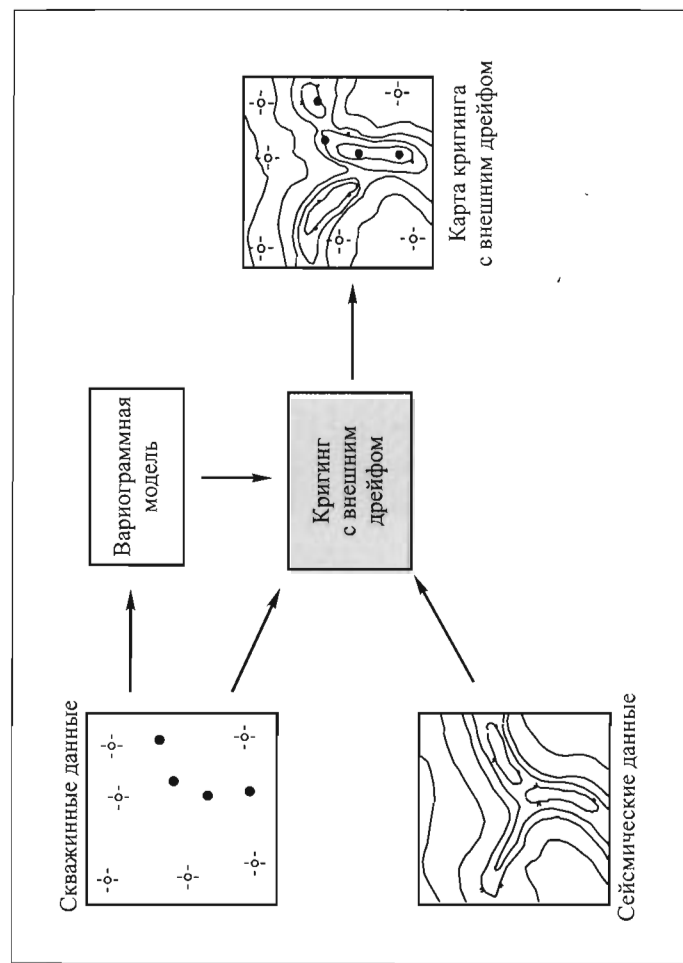


Рис. 98. Объяснение метода внешнего дрейфа [1]:15

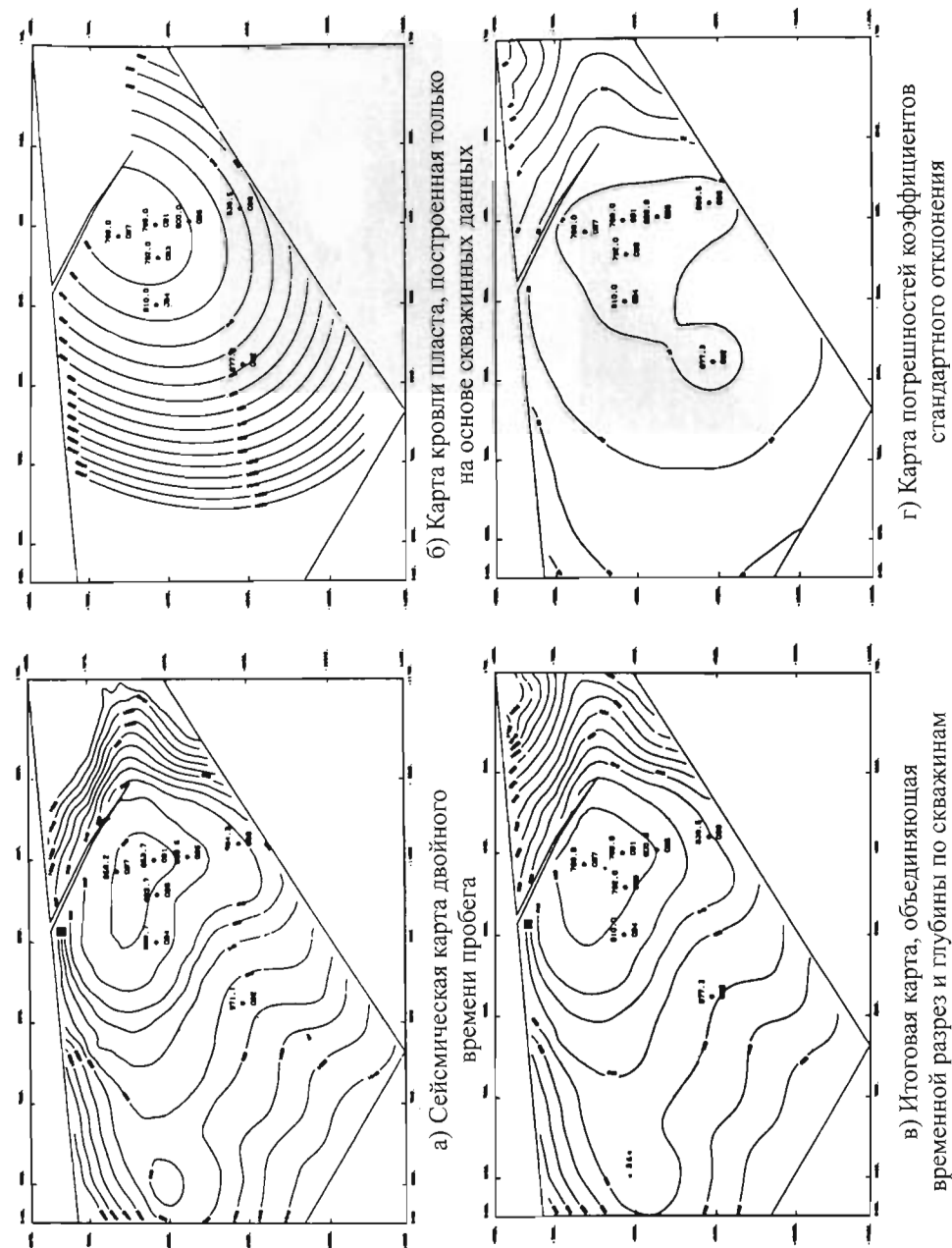
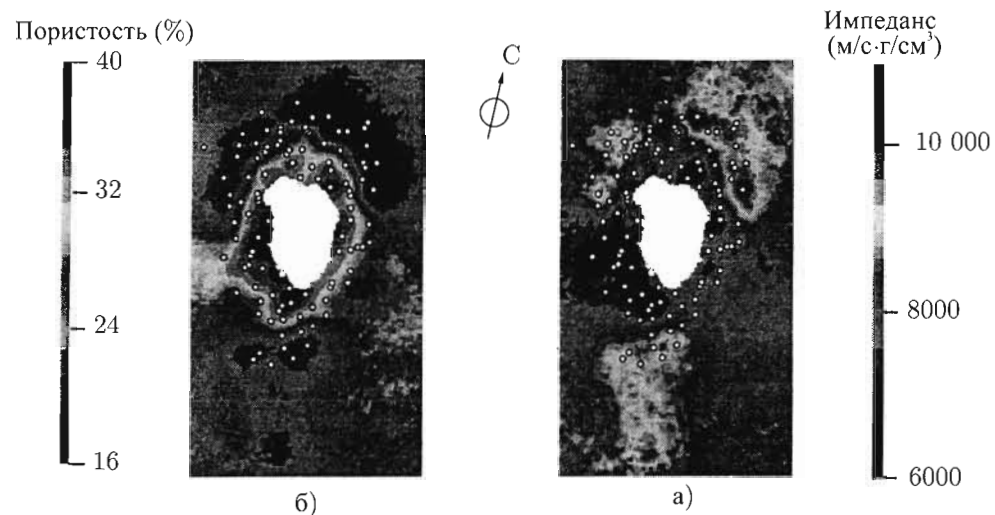


Рис. 99. Пример применения метода внешнего дрейфа для преобразования временного разреза в глубинный [15]



а) Сейсмический импеданс и
б) Карта пористости, полученная методом совместного кокригинга

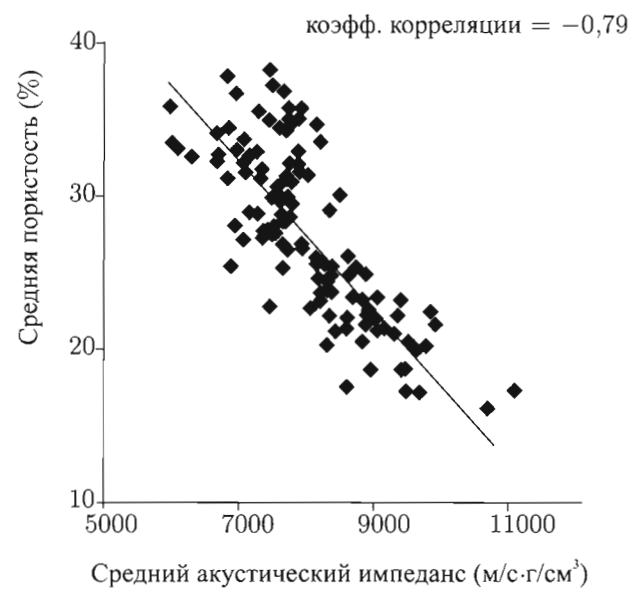


Диаграмма зависимости между средневзвешенной пористостью и сейсмическим импедансом, ограниченном скважинными данными

Рис. 100. Результаты, полученные при описании метода совместного кокригинга [22]

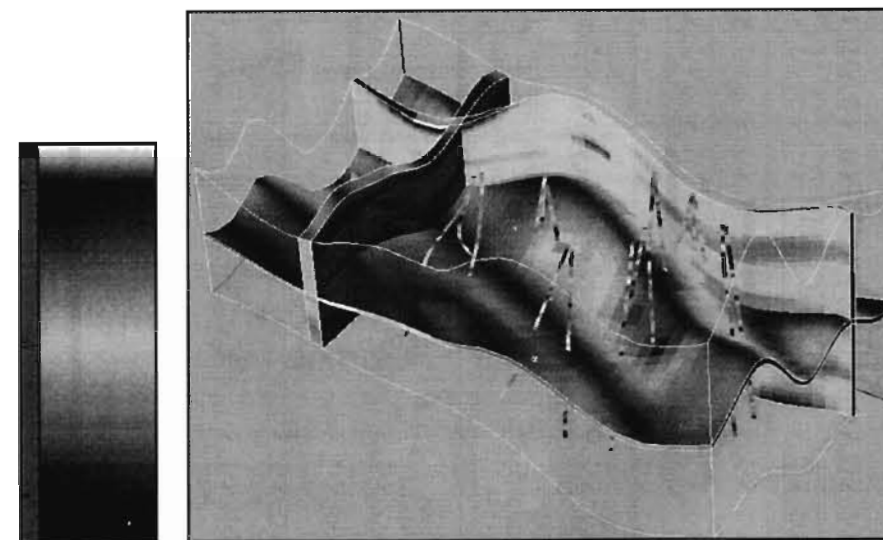
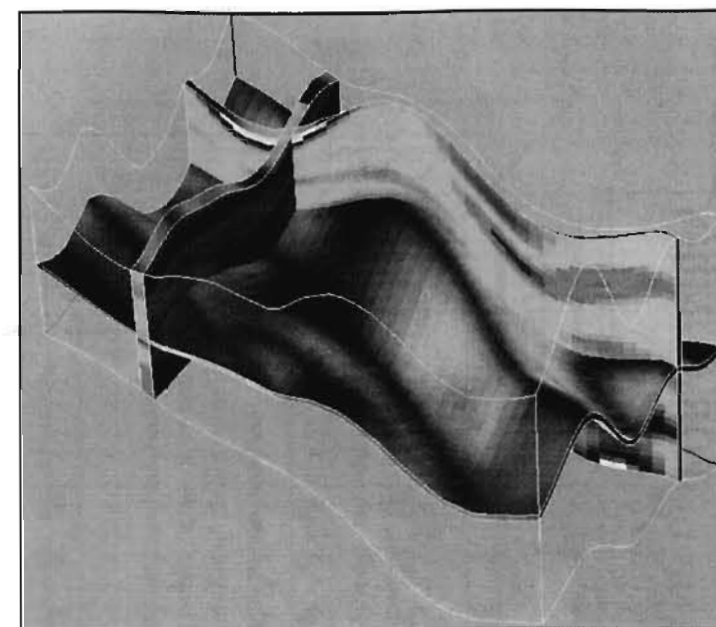
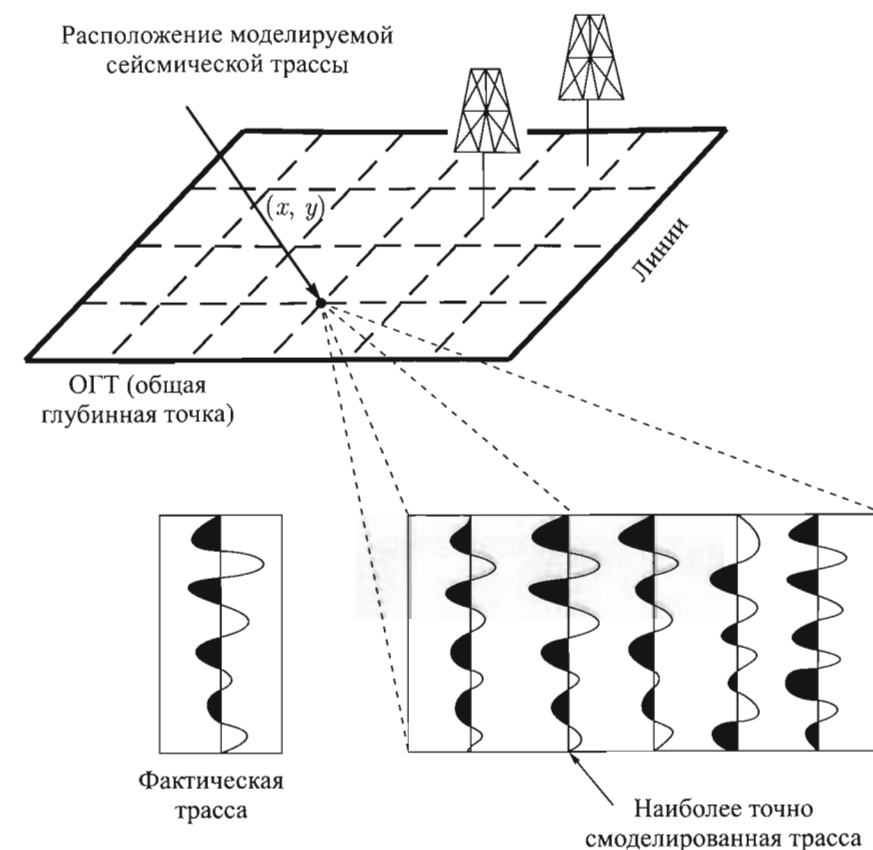


Рис. 101. Демонстрация применения метода совместного кокригинга на примере базового случая, представленного на рис. 56а

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ МЕТОДЫ ОБЪЕДИНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ И СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ

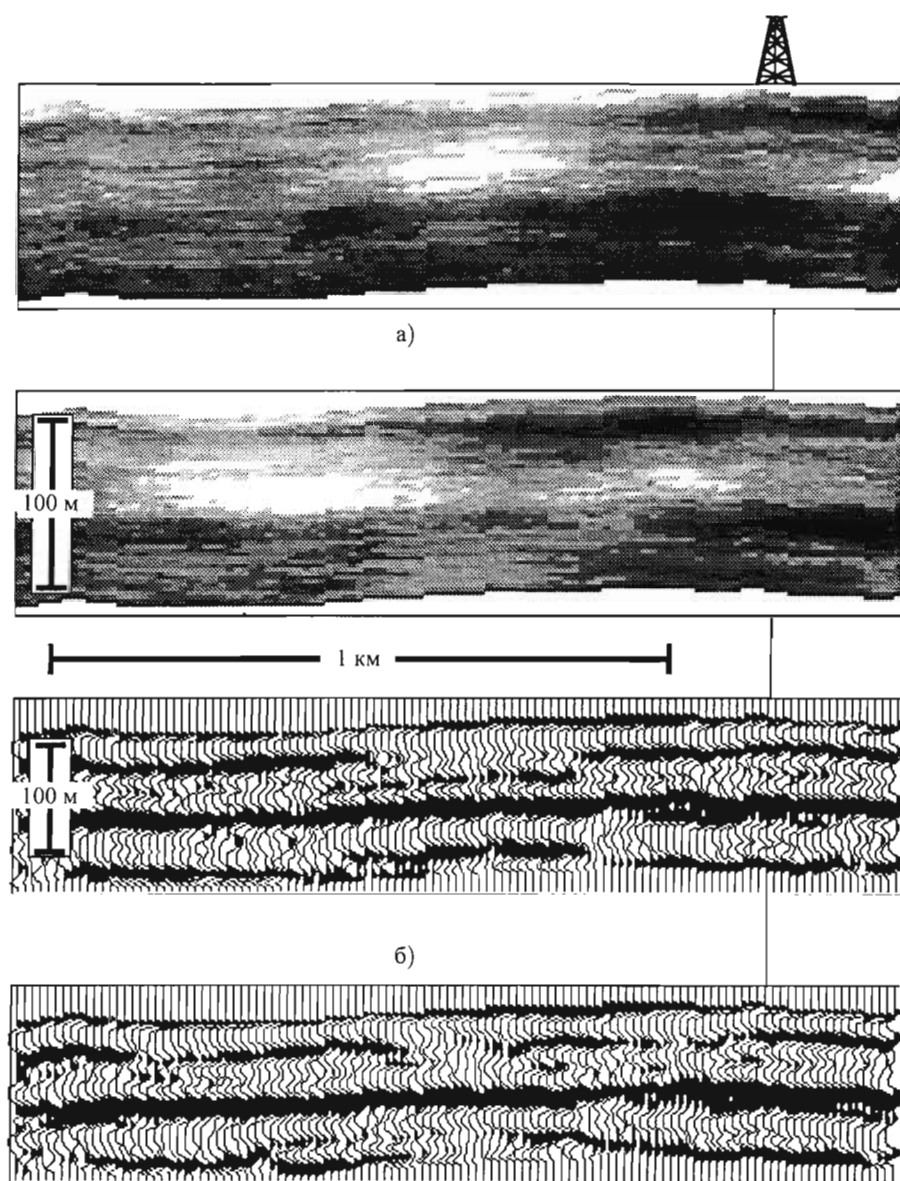
Метод	Применяемая модель	Результат
Метод кокригинга ошибок	$S(x, y) = W(x, y) + \text{Random Error } E(x, y)$ (случайная ошибка)	Карта соответствует скважинным данным, $S(x, y)$ сглаживается. Чем больше дисперсия $E(x, y)$, тем сильнее сглаживается $S(x, y)$.
Метод внешнего дрейфа	$S(x, y) = \text{Expection } (W(x, y))$ (ожидаемое значение)	Карта соответствует скважинным данным, тренд низкой частоты $S(x, y)$. На расстоянии от скважин карта определяется значениями параметра $S(x, y)$.
Метод совместного кокригинга	коэффициент корреляции между $S(x, y)$ и $W(x, y)$	Карта соответствует скважинным данным, вес значений параметра $S(x, y)$ на расстоянии от скважин зависит от величины коэффициента корреляции.

Рис. 102. Сравнение методов кокригинга ошибок, внешнего дрейфа и совместного кокригинга при нанесении на карту скважинных данных $W(x, y)$ с использованием сейсмической интерпретации $S(x, y)$ на участках, находящихся на отдалении от скважин



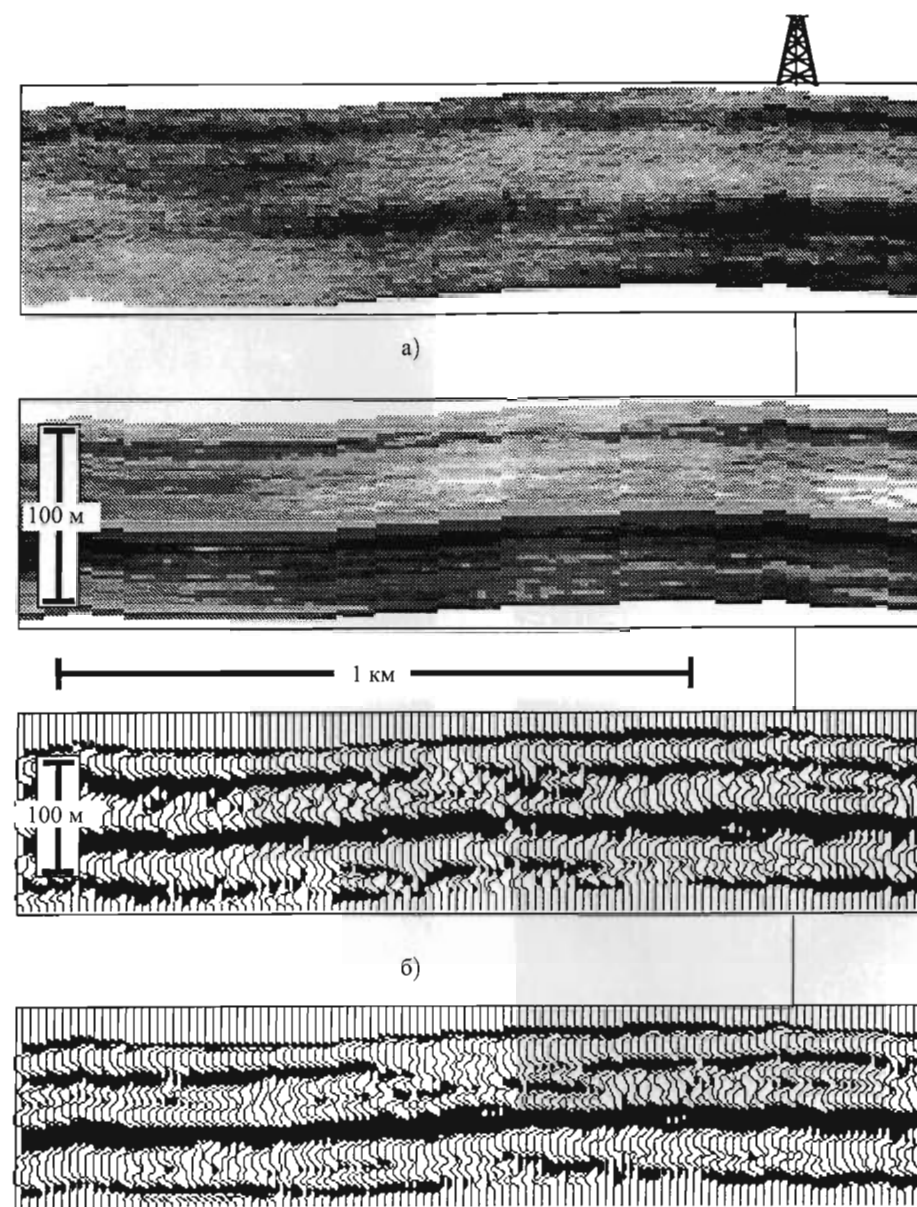
- 1) Определить случайную траекторию, проходящую через все узловые точки (x, y) , на основе которых будет строиться модель.
- 2) Для каждой узловой точки $A(x, y)$ произвести локальную стохастическую оптимизацию:
 - создать большое количество псевдоскважин;
 - провести конволюцию сейсмического импульса;
 - сравнить их с соответствующей фактической трассой;
 - выбрать наиболее точную трассу;
 - объединить данную трассу со скважинными данными и трассами, которые были смоделированы ранее.
- 3) Перейти к следующей узловой точке.

Рис. 103. Описание алгоритма геостатистической инверсии, предложенного [42]. Значения акустического импеданса моделируются последовательно, от одной трассы к другой



а) Две геостатистические реализации разреза акустических импедансов
 б) Синтетические сейсмические разрезы, соответствующие этим двум реализациям акустического импеданса

Рис. 104. Пример двух реализаций акустического импеданса, соотнесенных с подобными им синтетическими сейсмическими блоками



а) Две геостатистических реализации различной латеральной протяженности
 б) Синтетические сейсмические разрезы, соответствующие этим двум реализациям акустического импеданса

Рис. 105. Две реализации акустического импеданса различной латеральной протяженности, дающие в результате похожие синтетические сейсмические блоки

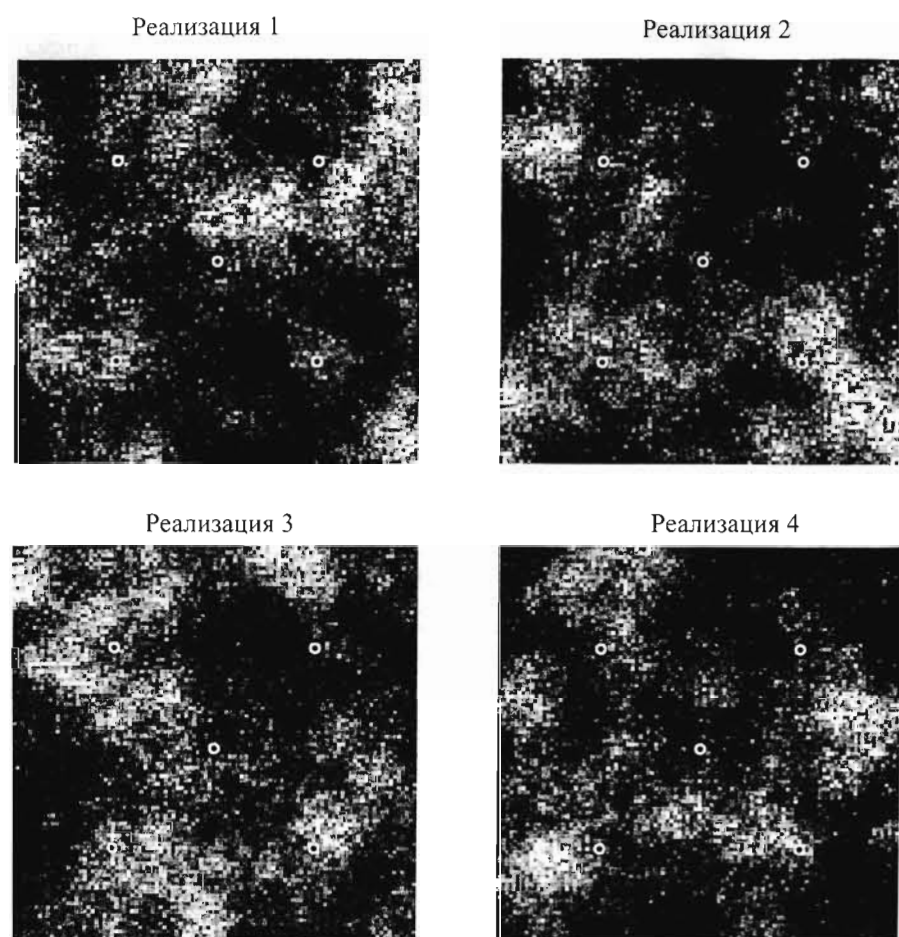


Рис. 106а. Четыре двумерные реализации проницаемости, ограниченные по пяти скважинам (обозначены на рисунке точками), а также гистограммой и вариограммой проницаемости [1]:12

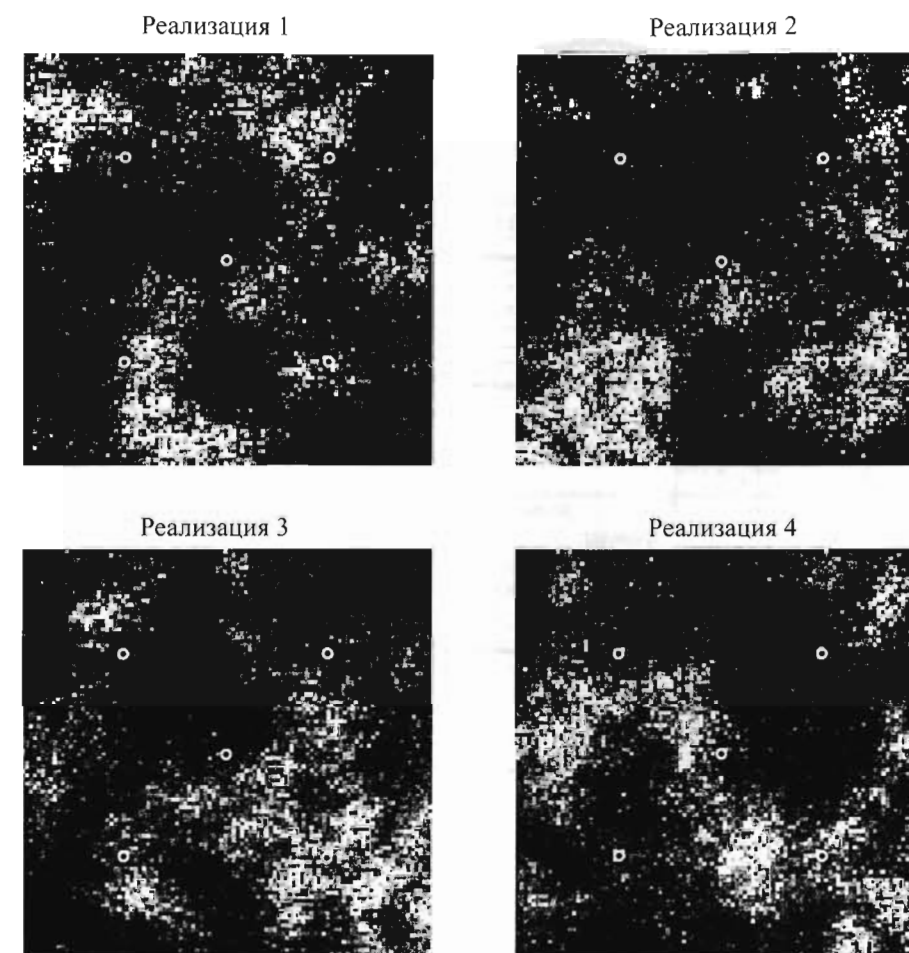


Рис. 106б. Четыре двумерные реализации проницаемости, ограниченные по пяти скважинам (обозначены на рисунке точками), а также гистограммой, вариограммой проницаемости и результатами пяти гидродинамических испытаний [1]:12

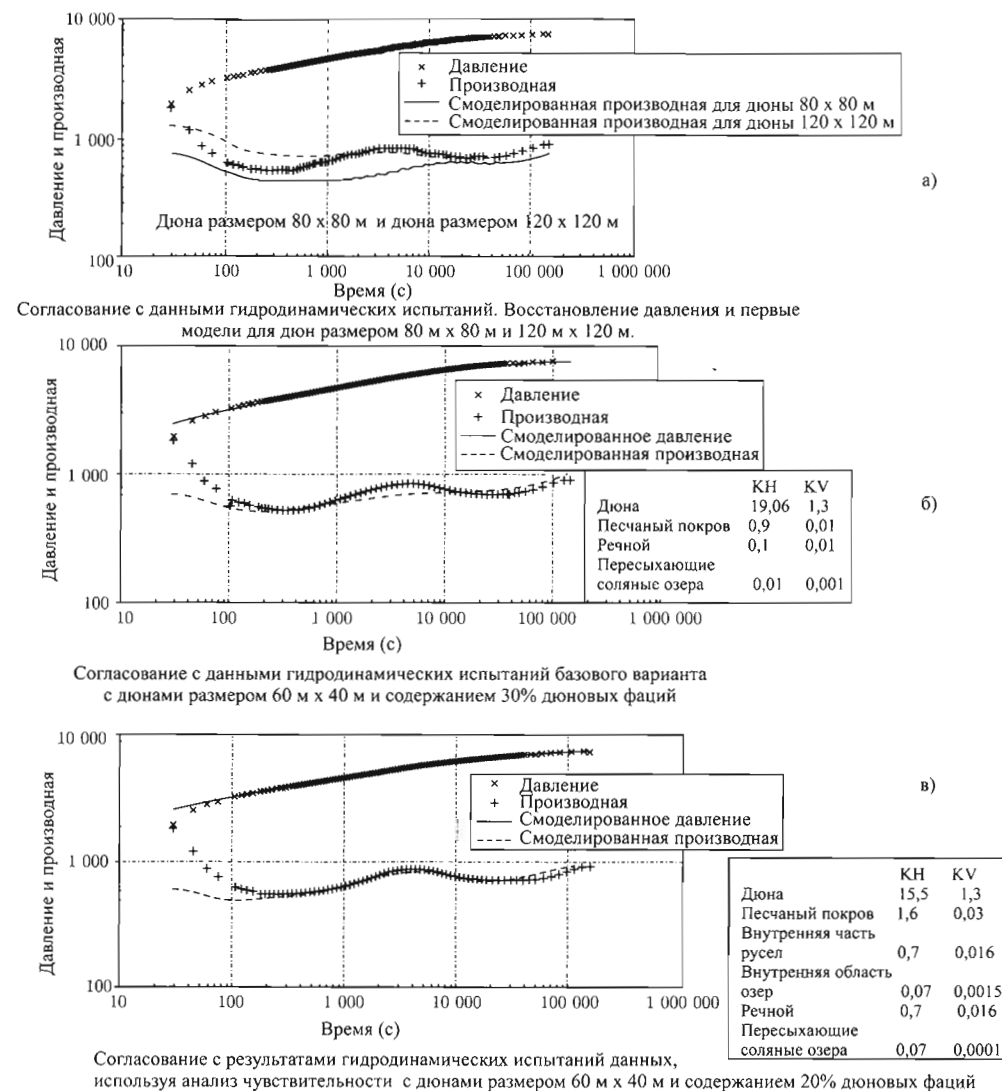


Рис. 107. Апостериорное согласование результатов геостатистической реализации с данными гидродинамических испытаний: а) исходные результаты гидродинамических испытаний с применением трехмерной модели проницаемости не соответствуют фактическим результатам тестов; б) после изменения величины дюн в модели соответствие становится более точным, но все еще неудовлетворительным; в) соответствие становится достаточным после изменения петрофизических параметров и процента дюновых фаций [81]

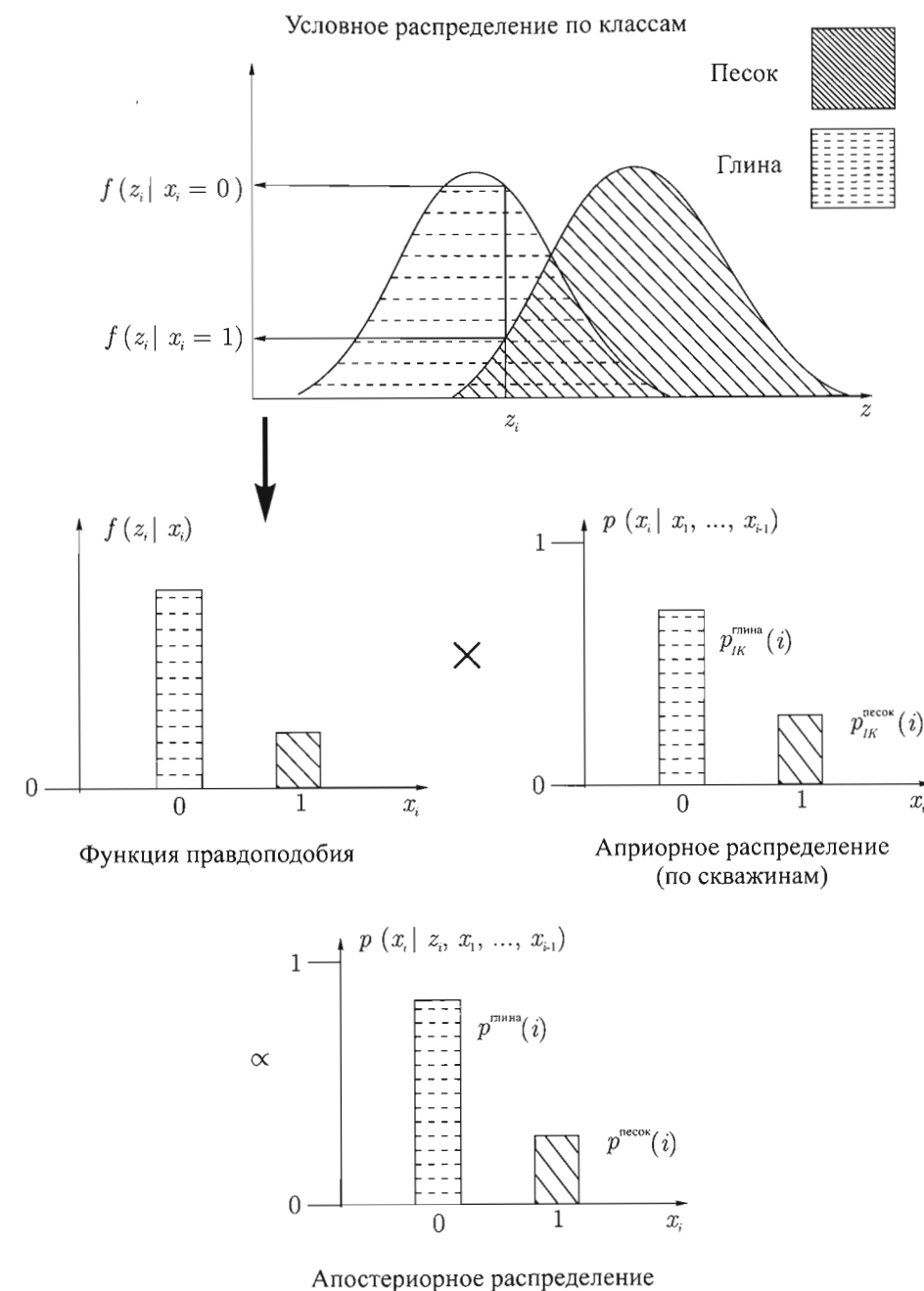
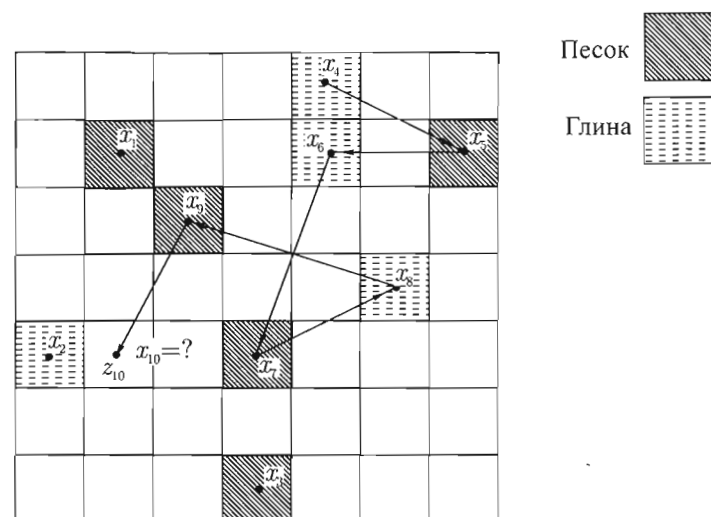
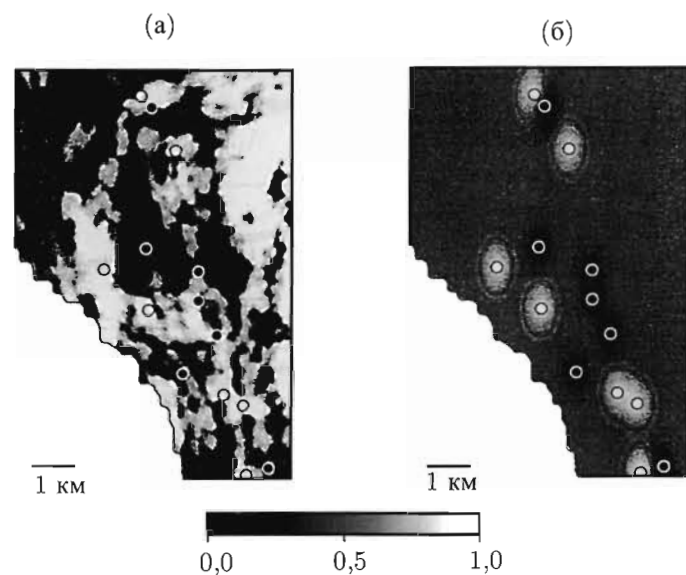


Рис. 108. Метод [21] для получения информации по фациям на основании сейсмических данных. Апостериорное распределение фаций в каждой точке пространства определяется путем умножения результатов априорного распределения на функцию правдоподобия



Метод последовательного моделирования применяется для выборки фациальных значений в каждой точке пространства. На каждом шаге случайного пути производится перерасчет апостериорного распределения с использованием метода, представленного на рис. 108, после чего фации выбираются согласно этому новому распределению



Карты вероятности русловых песков для (а) моделей, ограниченных сейсмическими данными, и (б) моделей, построенных на основе скважинных данных. Радиус корреляции для случая (а) составляет 2000 м и 600 м, а для случая (б) 1000 м и 600 м

Рис. 109. Применение метода [21] и полученные результаты

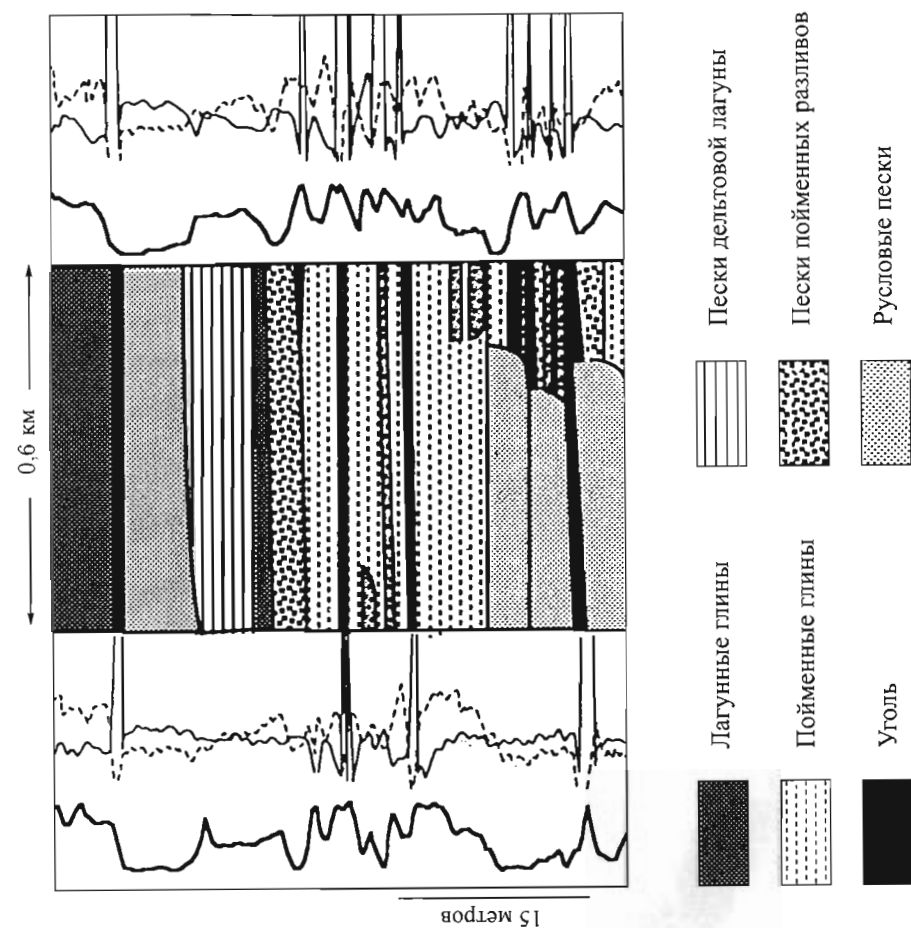


Рис. 110. Примеры различных сигналов каротажного прибора, соответствующих разным литологическим типам

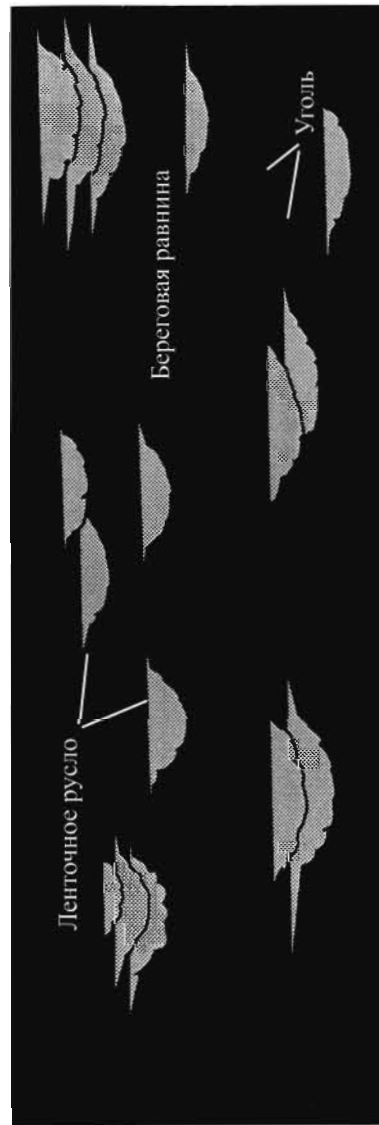


Рис. 111. В флювиодельтовых обстановках преобладающим типом коллекторов являются русловые пески. Ни глины, ни угли не являются коллекторами. К сожалению, существенные различия в сейсмическом сигнале зачастую наблюдаются на границе между углями и другими литологическими типами, а не между песчаниками и глинами

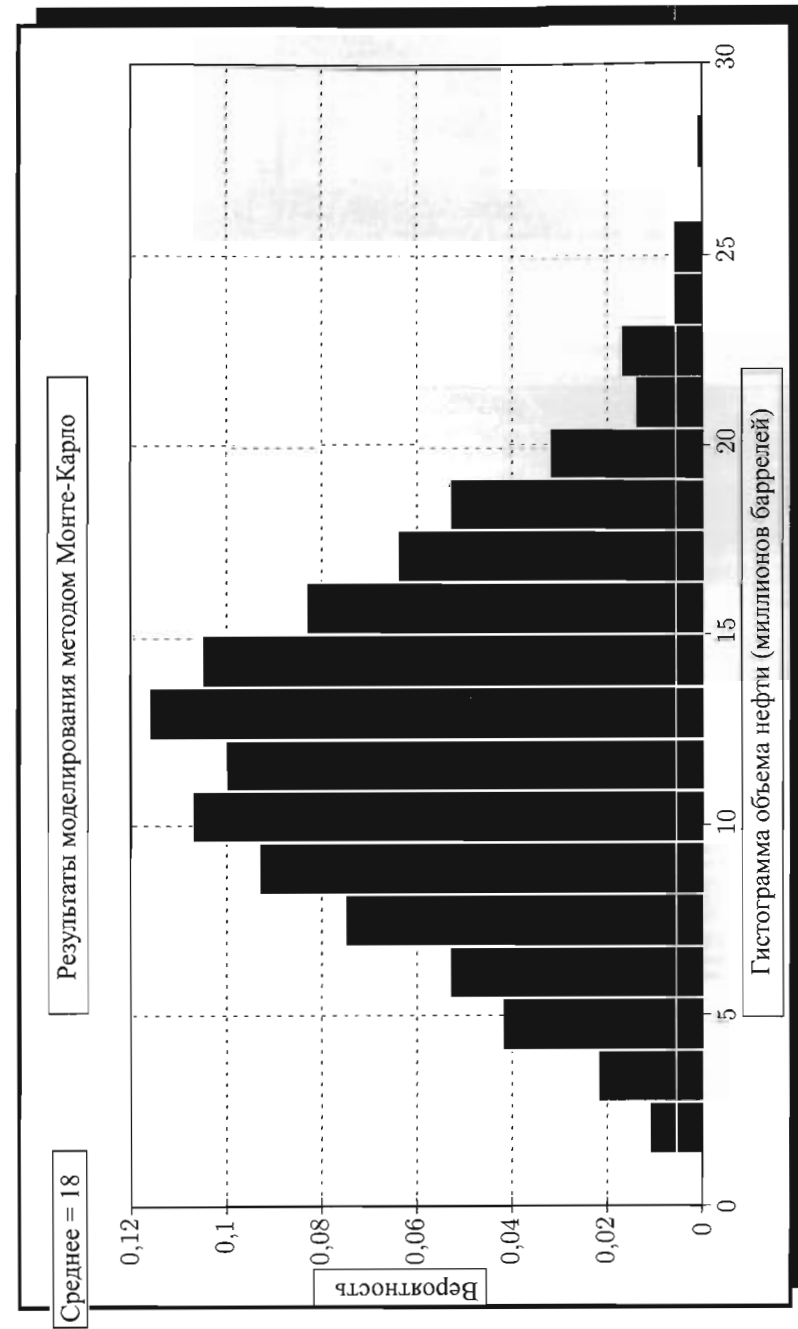


Рис. 112. Гистограмма, соответствующая объему нефти в примере, где описывается применение метода Монте-Карло

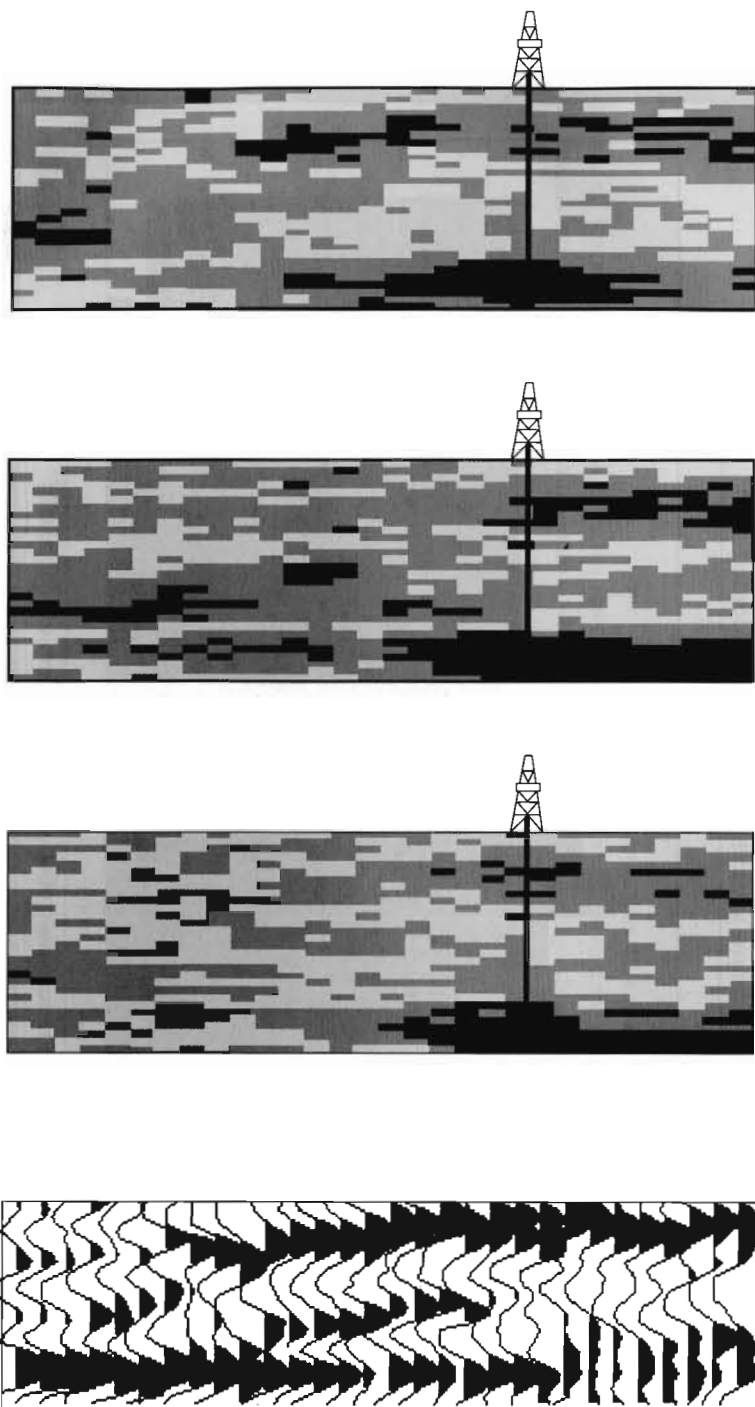


Рис. 113. Пример количественного описания неопределенности: все эти три реализации акустического импеданса соответствуют скважинным данным и сейсмическому разрезу

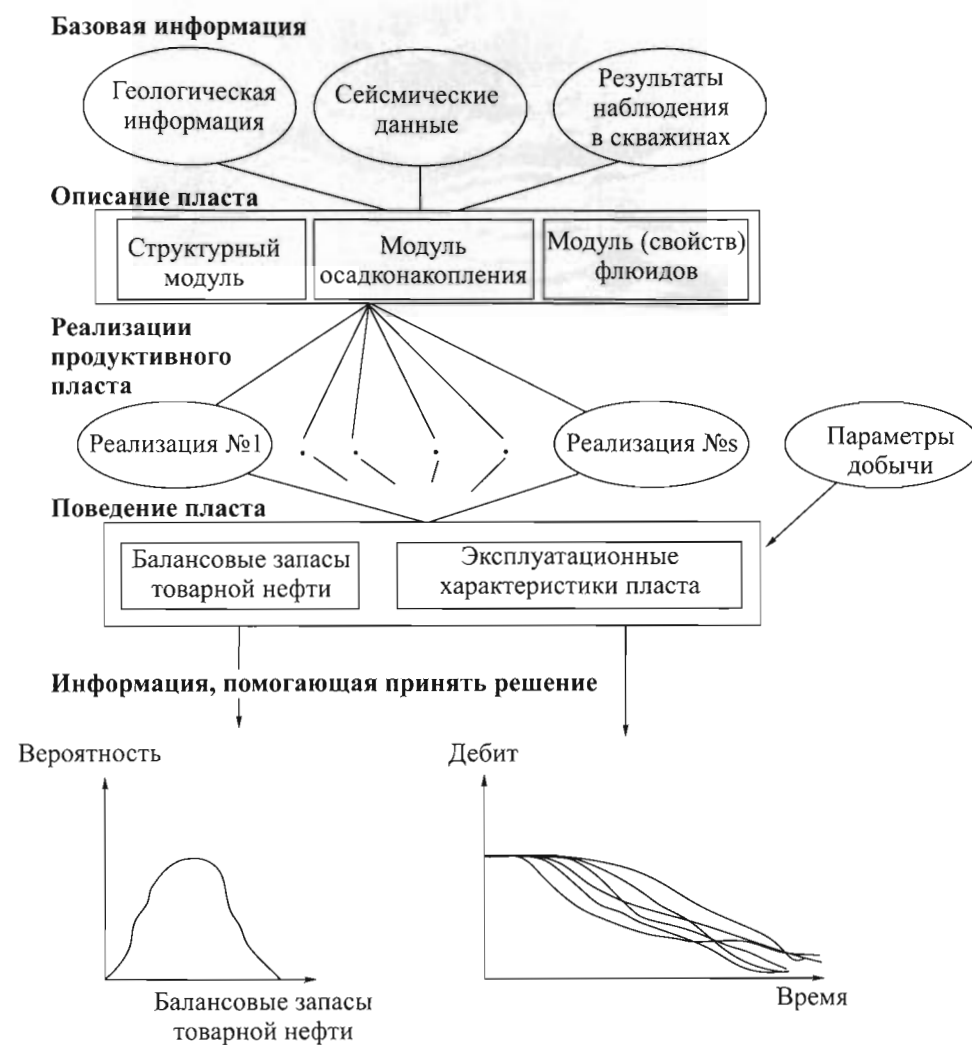


Рис. 114. Блок-схема систематического метода количественного описания неоднородности, протестированного в [58]

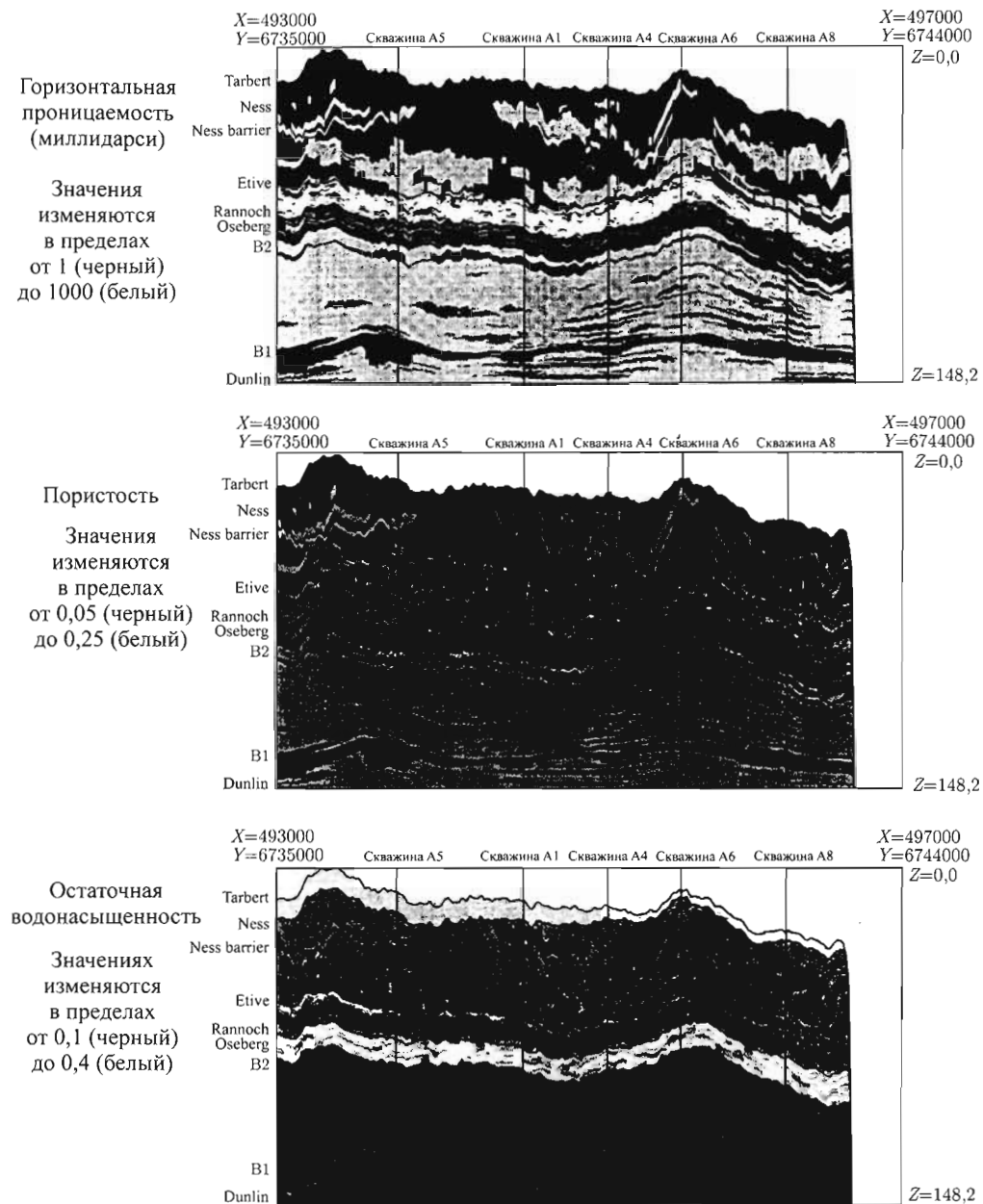


Рис. 115. Три коррелированные реализации параметров продуктивного пласта [58]

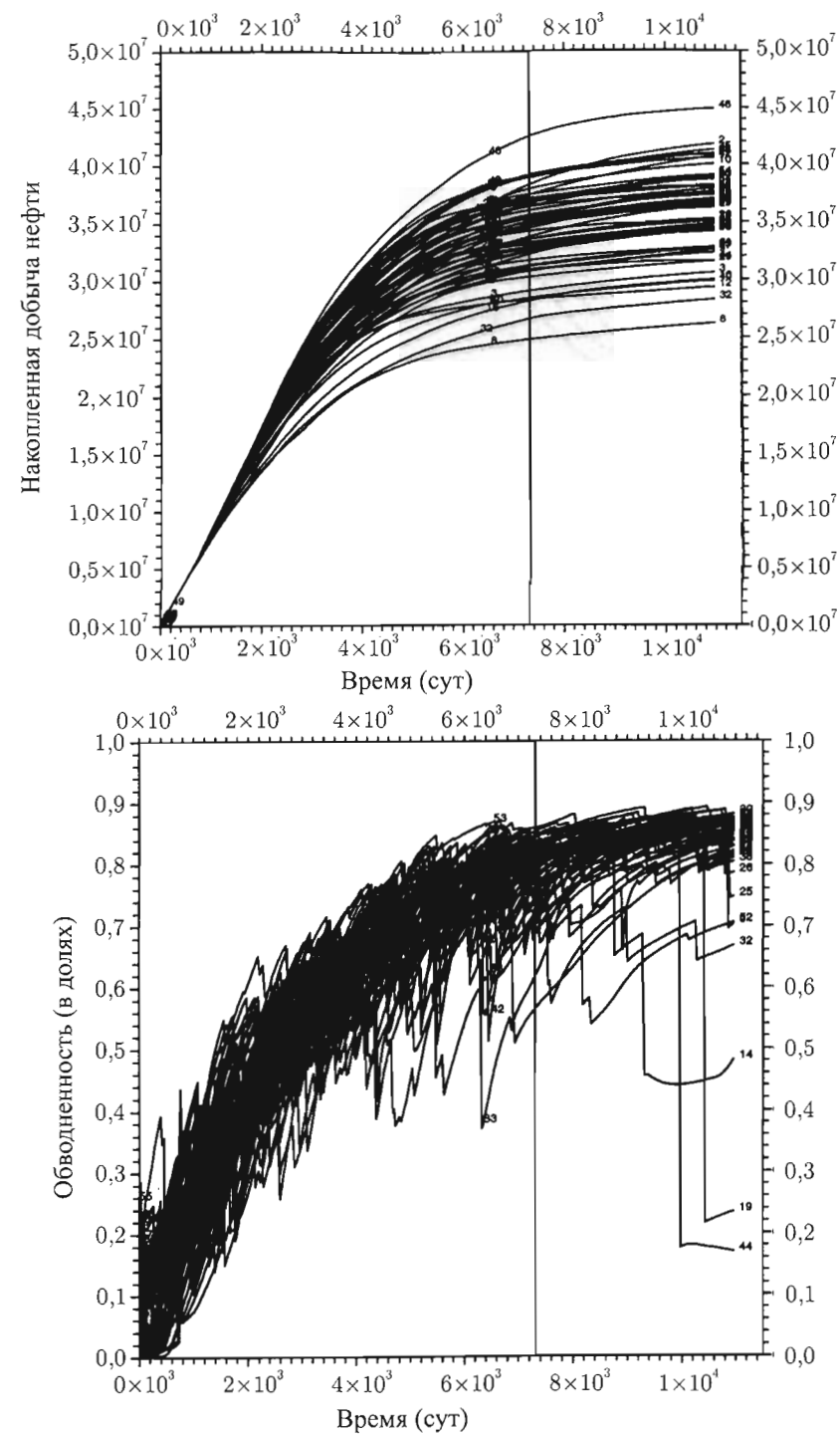


Рис. 116. Набор из 58 прогнозных моделей эксплуатационных характеристик продуктивного пласта [58]

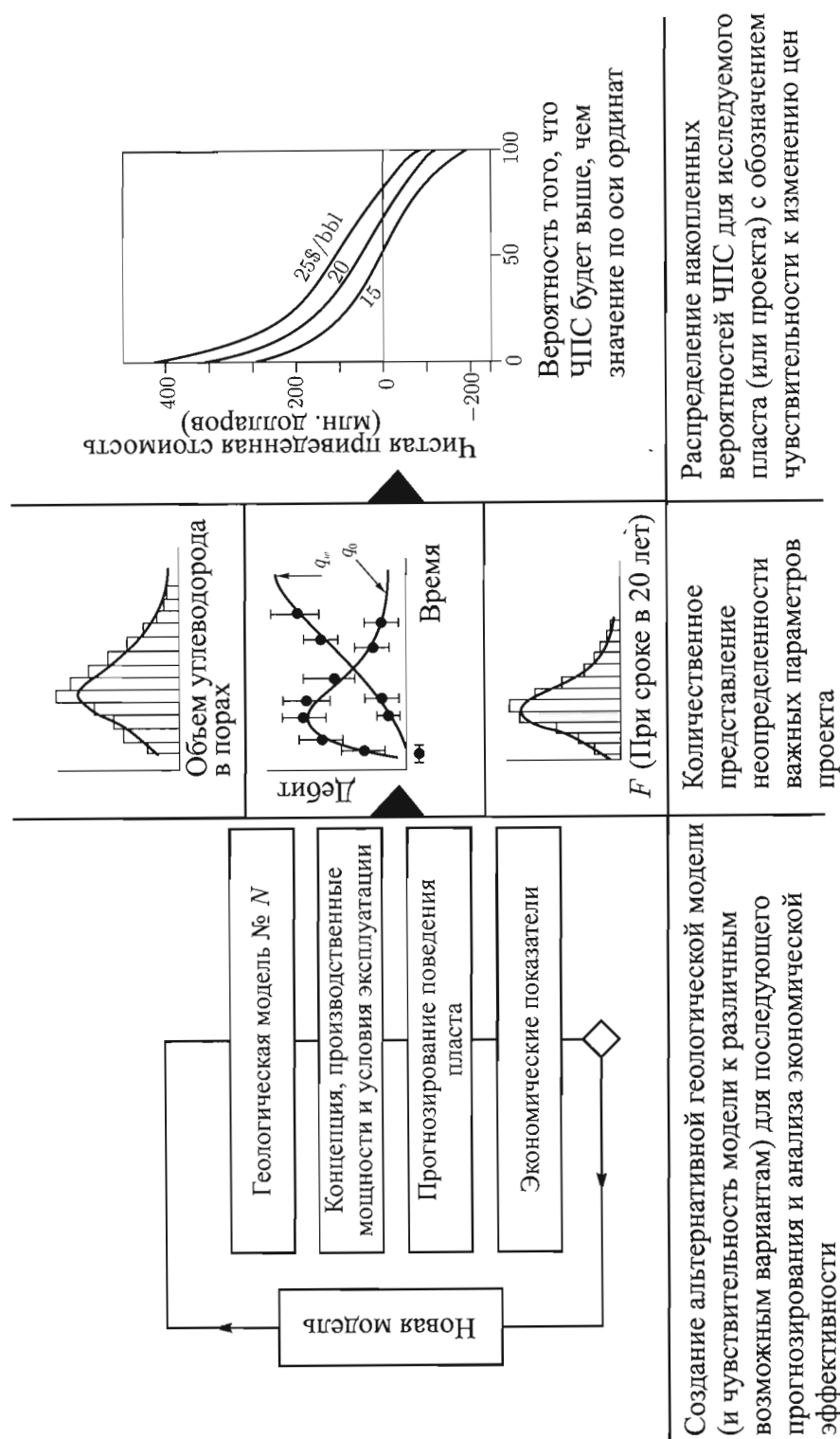
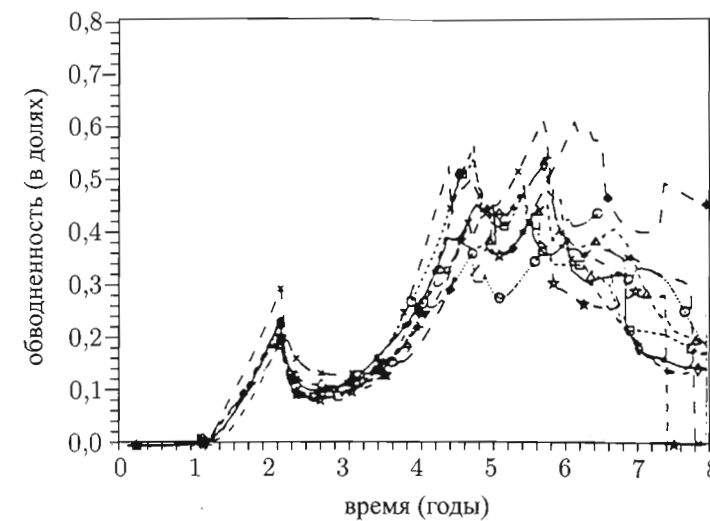
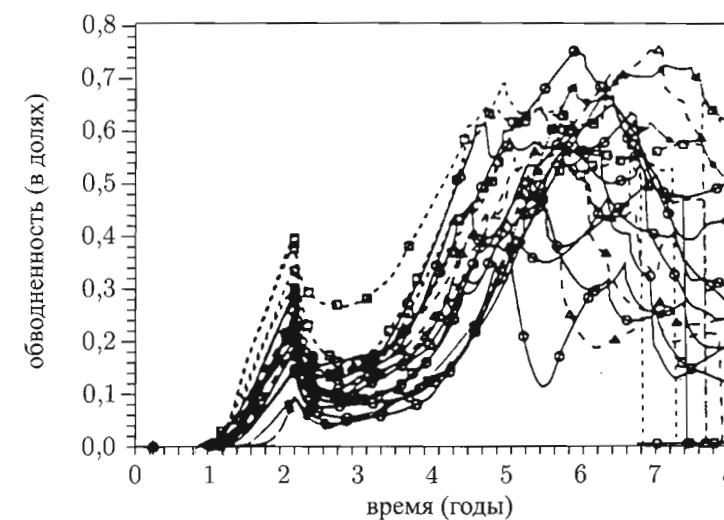


Рис. 117. Один из возможных систематических методов для количественного описания экономической неопределенности с применением геостатистического моделирования [70]



Прогноз объемов добычи пластовой воды на основании 8 реализаций, полученных с применением заданных значений геостатистических параметров



Прогноз объемов добычи пластовой воды на основании 20 реализаций, созданных с учетом доли неопределенности геостатистических параметров

Рис. 118. Влияние учета неопределенности параметров при прогнозировании поведения пласта-коллектора с применением геостатистики [69]

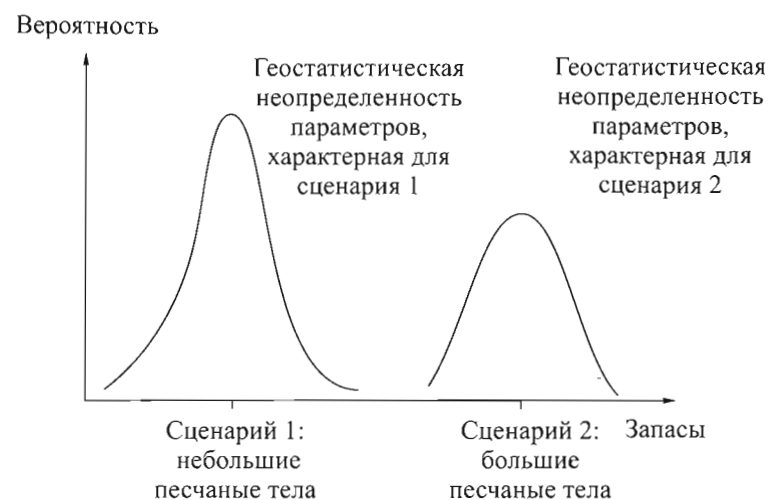
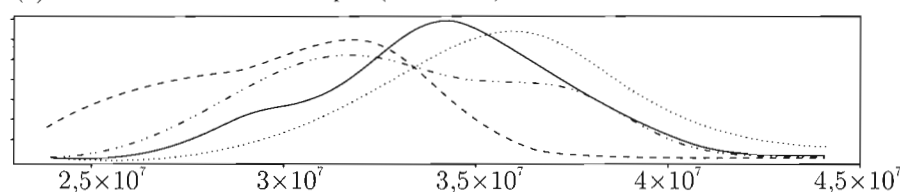


Рис. 119а. Иллюстрация риска, связанного с количественным представлением маловажных ошибок при использовании геостатистики

(а) Накопленная добыча нефти ($t = 20$ лет)



(б) коэффициент отдачи, подвижная нефть ($t = 20$ лет) (в долях)

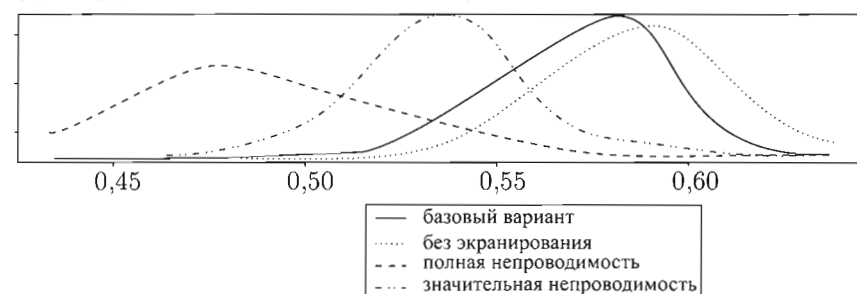


Рис. 119б. Прогнозы накопленной добычи нефти и коэффициента отдачи для подвижной нефти через 20 лет при изменении проводимости в зонах с разломами, представленные в виде сглаженных гистограмм. (а) Накопленная нефтедобыча. (б) Коэффициент отдачи для подвижной нефти (из работы [58])

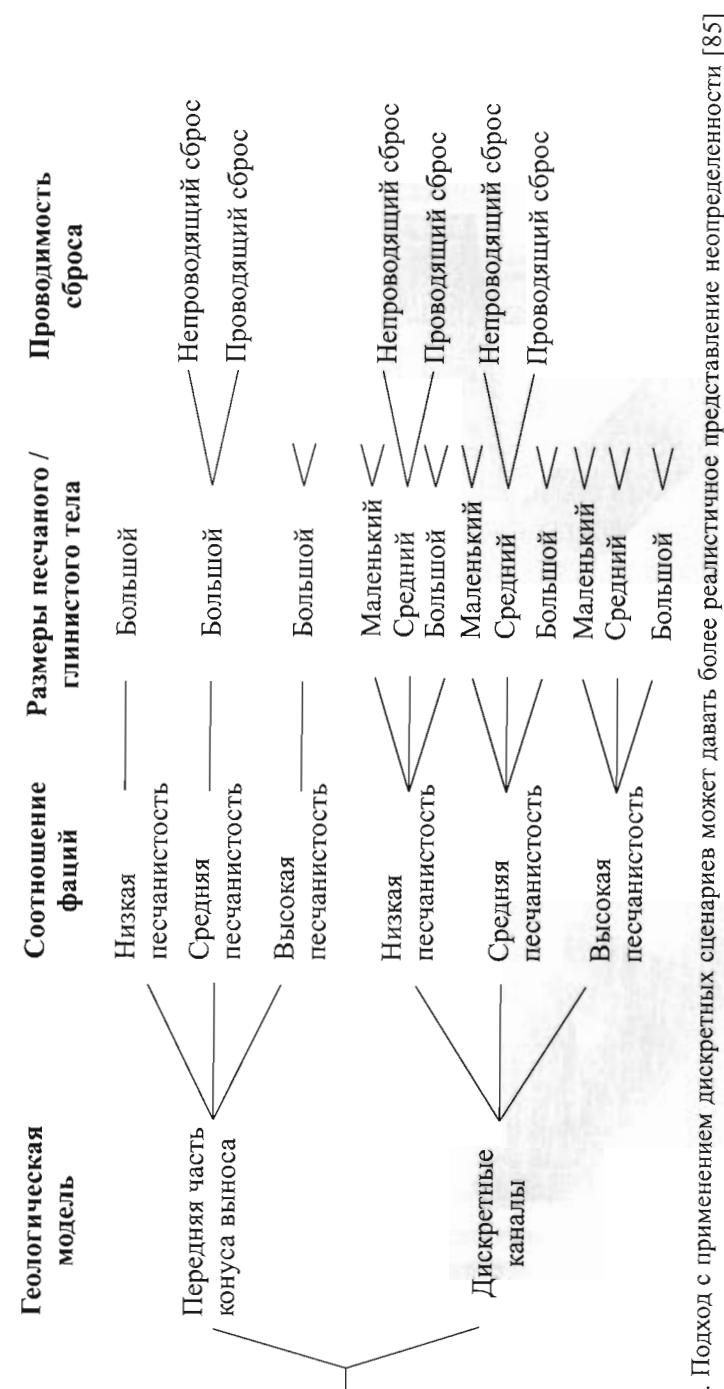


Рис. 120. Подход с применением дискретных сценариев может давать более реалистичное представление неопределенности [85]

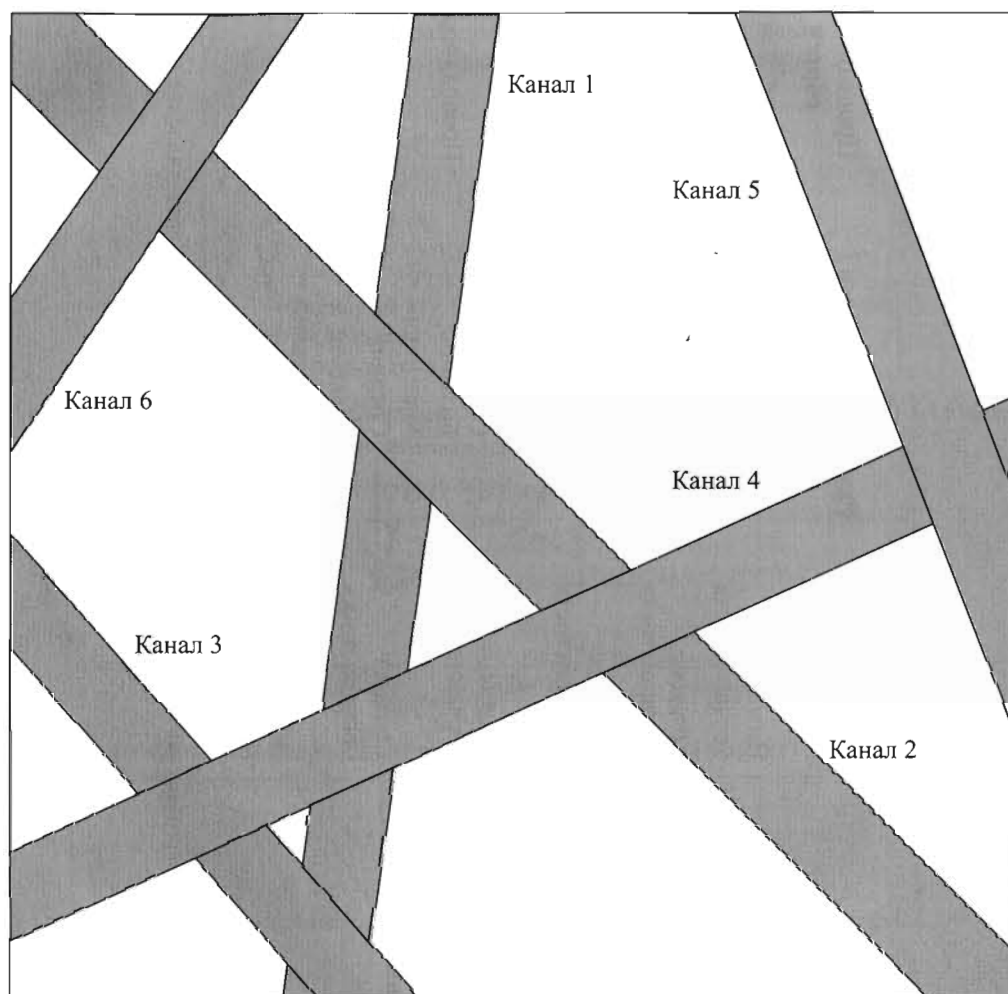
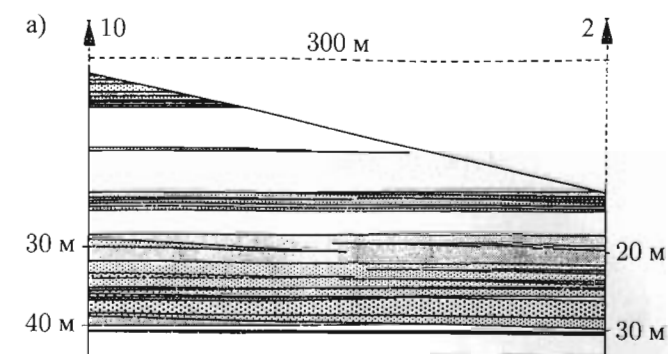
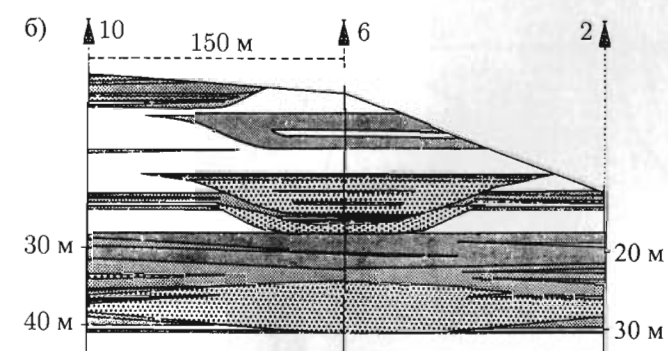


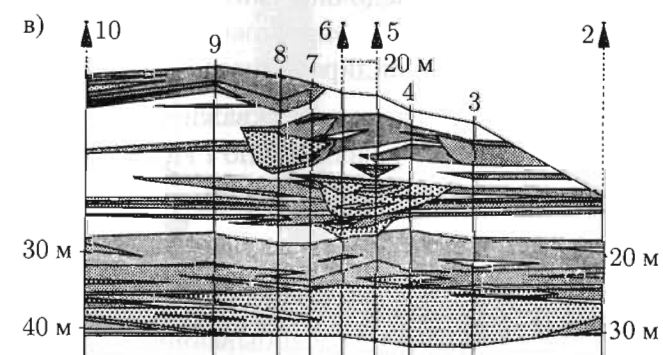
Рис. 121. Предположение о значительном варьировании и независимости направлений каналов приводит к выводу о хорошей сообщаемости



при расстоянии между скважинами в 300 м продуктивные пласты имеют вид непрерывных слоев песка



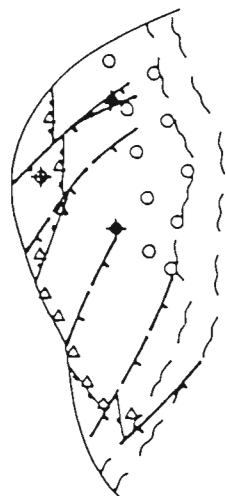
при расстоянии между скважинами в 150 м в 6-й скважине вскрывается канал



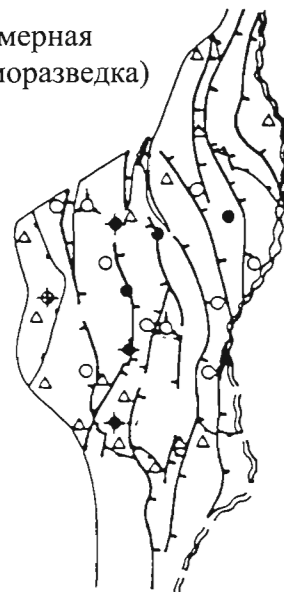
если при моделировании используются 9 скважин, отстоящих друг от друга на 20 м, то в верхней части разреза вскрываются 3 канала, а начальная геометрия песчаного слоя значительно видоизменяется

Рис. 122. Изменение геологической модели по мере поступления новых данных. Различные виды геометрии продуктивных пластов в среднеюрской свите дельтового типа на побережье Йоркшира, полученные с применением различного количества скважин при корреляции данных [51]

а) 1974 – 1975
(двухмерная
сейсморазведка)



б) 1981
(трехмерная
сейсморазведка)



в) 1983
(трехмерная
сейсморазведка)



Условные обозначения

- ◆ разведочная скважина (УВ по опробованию, ликвидированная)
- ⊕ разведочная скважина (признаки УВ по ГИС, ликвидированная)
- нефтедобывающая скважина
- △ нагнетательная скважина
- проектная добывающая скважина
- △ проектная нагнетательная скважина

Рис. 123. Уточнение структурной модели по мере получения более подробных сейсмических данных. Сравнение структурных карт блока IV месторождения Cormorant в Северном море у берегов Великобритании [79]

Смоделированные трещины на трехмерной модели геологической среды

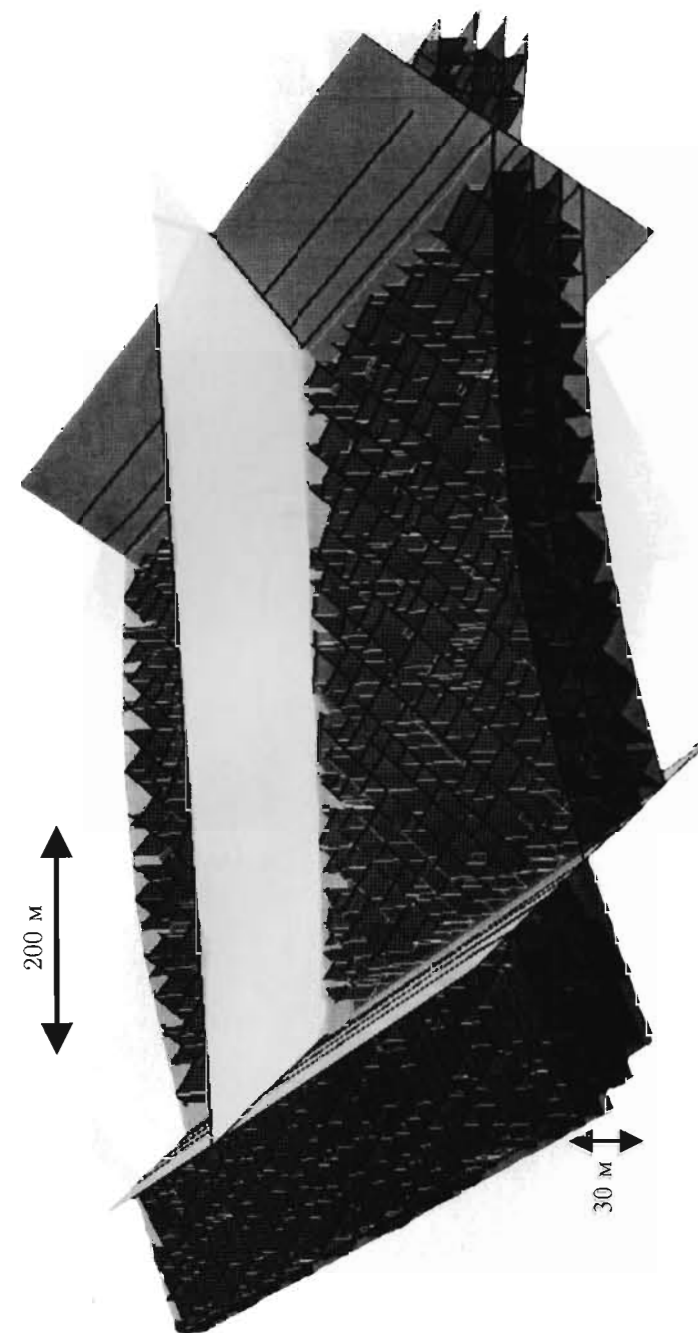


Рис. 124. Пример работы программного обеспечения для создания вероятностной модели трещин [83]

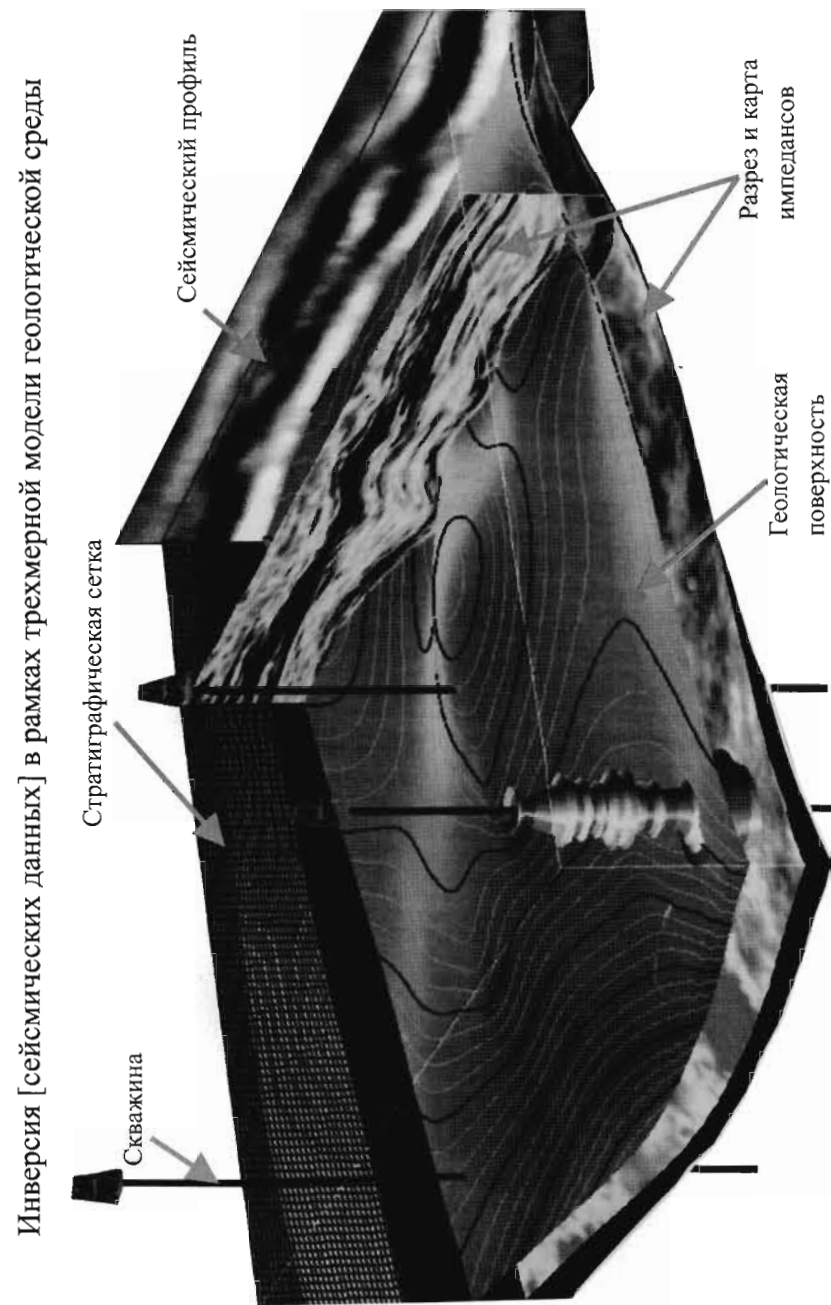


Рис. 125. Трехмерная модель геостатистической реализации акустического импеданса, ограниченная данными трехмерной сейсмо-разведки

Геостатистика в нефтяной геологии

Упражнения к курсу

Упражнение 1

Расчет экспериментальной индикаторной вариограммы

Цель упражнения: помочь студентам понять, каким образом производится расчет экспериментальной индикаторной вариограммы.

Данный пример основывается на использовавшихся в работе [1]:22 разрезах, которые представлены на рис. 47. Чтобы сделать возможными вычисления вручную, размер рисунка был уменьшен (рис. 1).

1. Предполагается, что на изображении, показанном на рис. 1, были пробурены 3 «скважины» вдоль левого края, посередине и вдоль правого края данного изображения соответственно. Вычислите долю каждой фации по стволу какой-либо из скважин по выбору.
2. Рассчитайте индикаторную вариограмму для выбранной вами фации вдоль направления скважины, из пункта 1.
3. На рис. 2 показаны вариограммы, рассчитанные для четырех фаций по трем скважинам. Одинаковое ли поведение вариограмм наблюдается в данных скважинах? Почему? На рис. 3 показаны вертикальная и горизонтальная вариограммы, рассчитанные по всему изображению, представленному на рис. 1. Сравните данные вариограммы и прокомментируйте основные черты сходства и различия.

Рис. 4–5 (которые будут обсуждаться далее) представляют собой кросс-вариограммы и функции вероятностей перехода, рассчитанные по всему изображению, представленному на рис. 1. Какую дополнительную информацию можно получить при анализе данных функций?

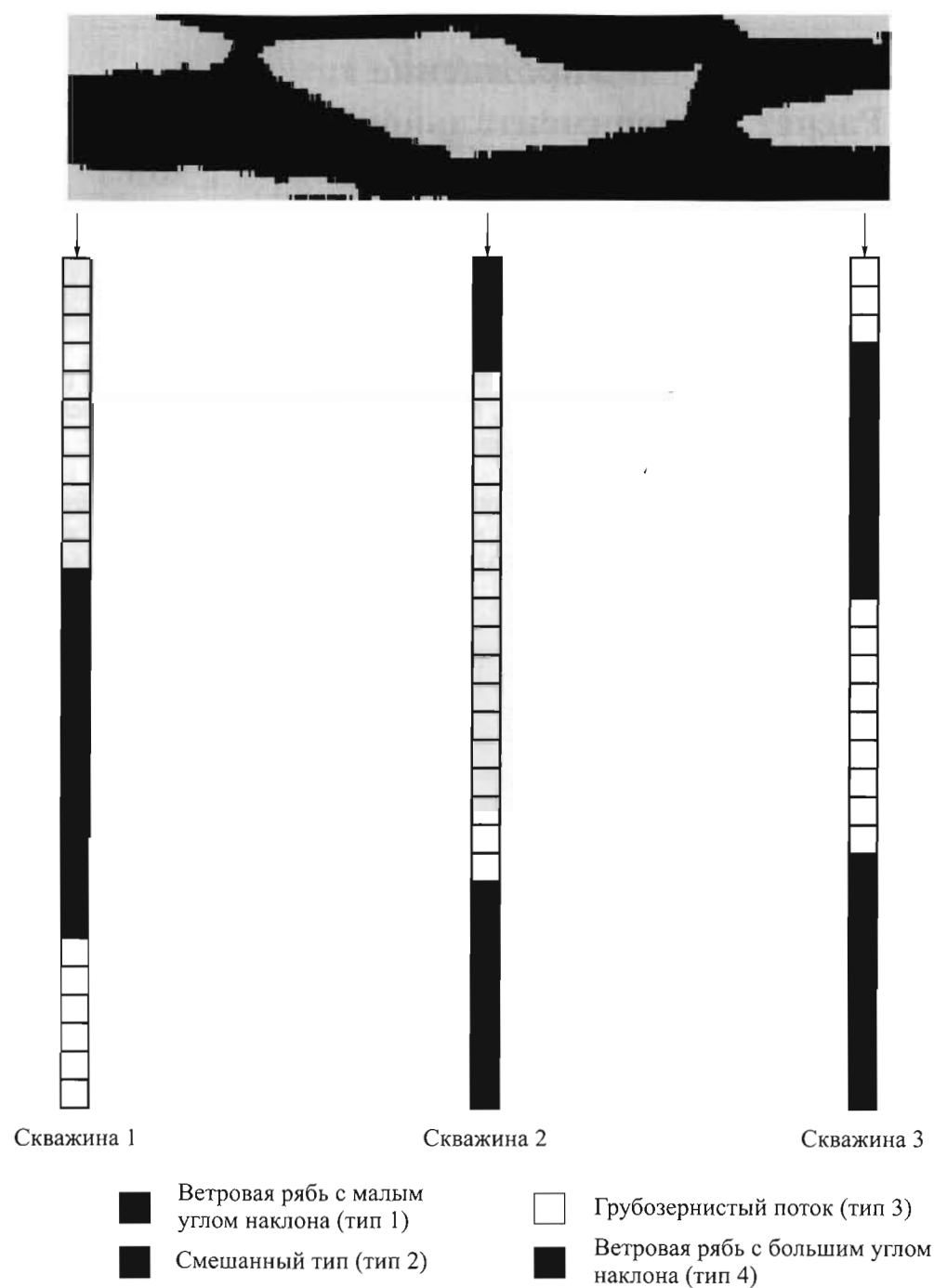


Рис. 1

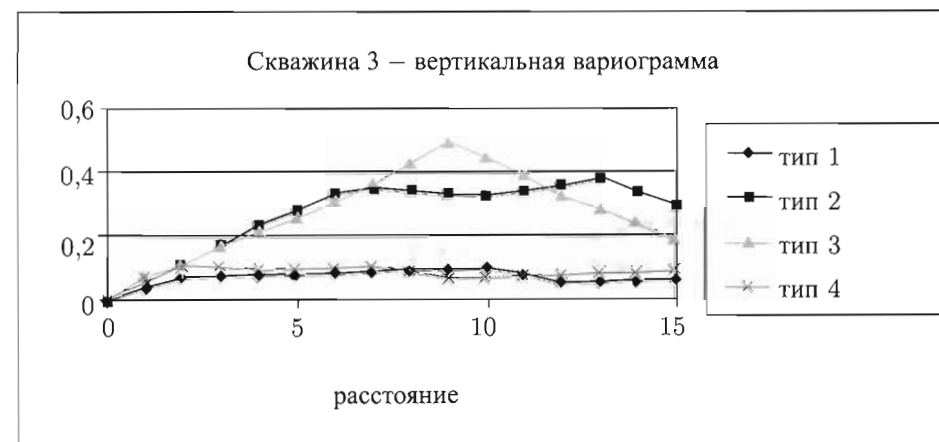


Рис. 2

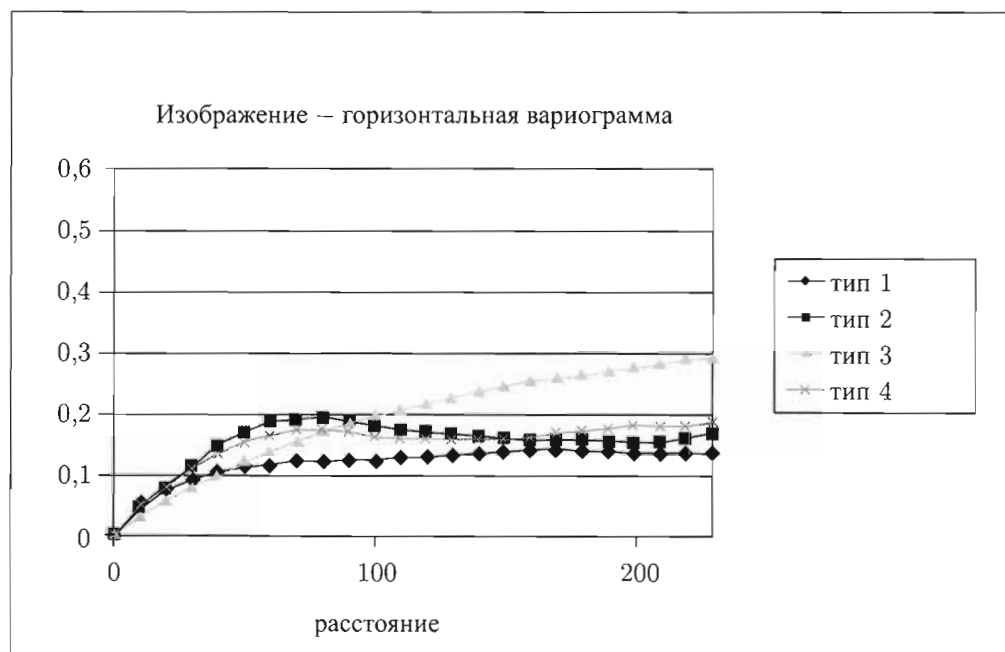
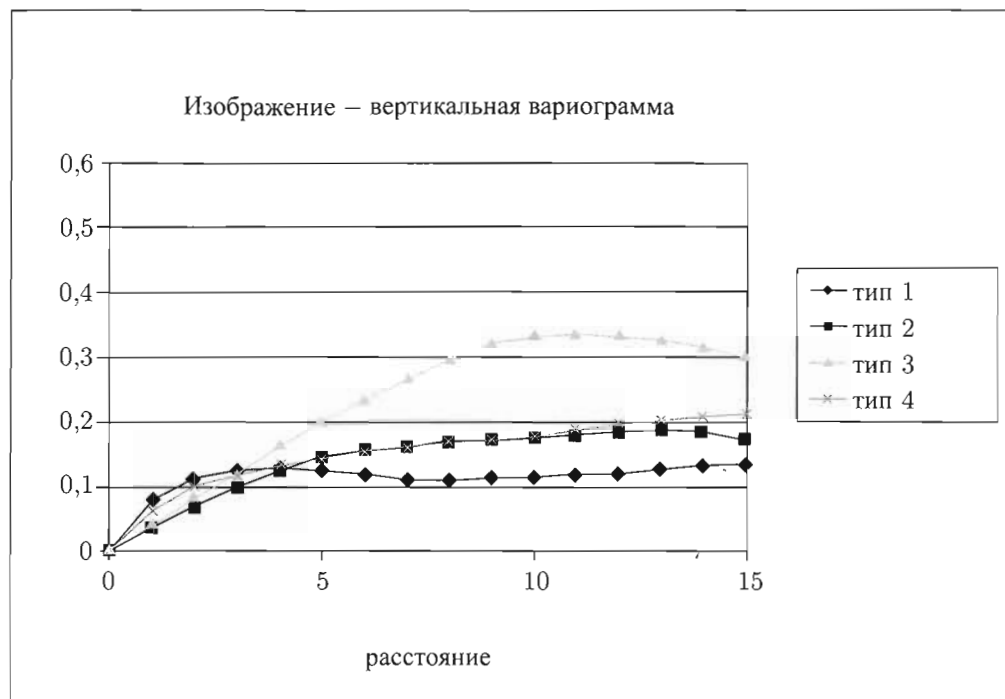


Рис. 3

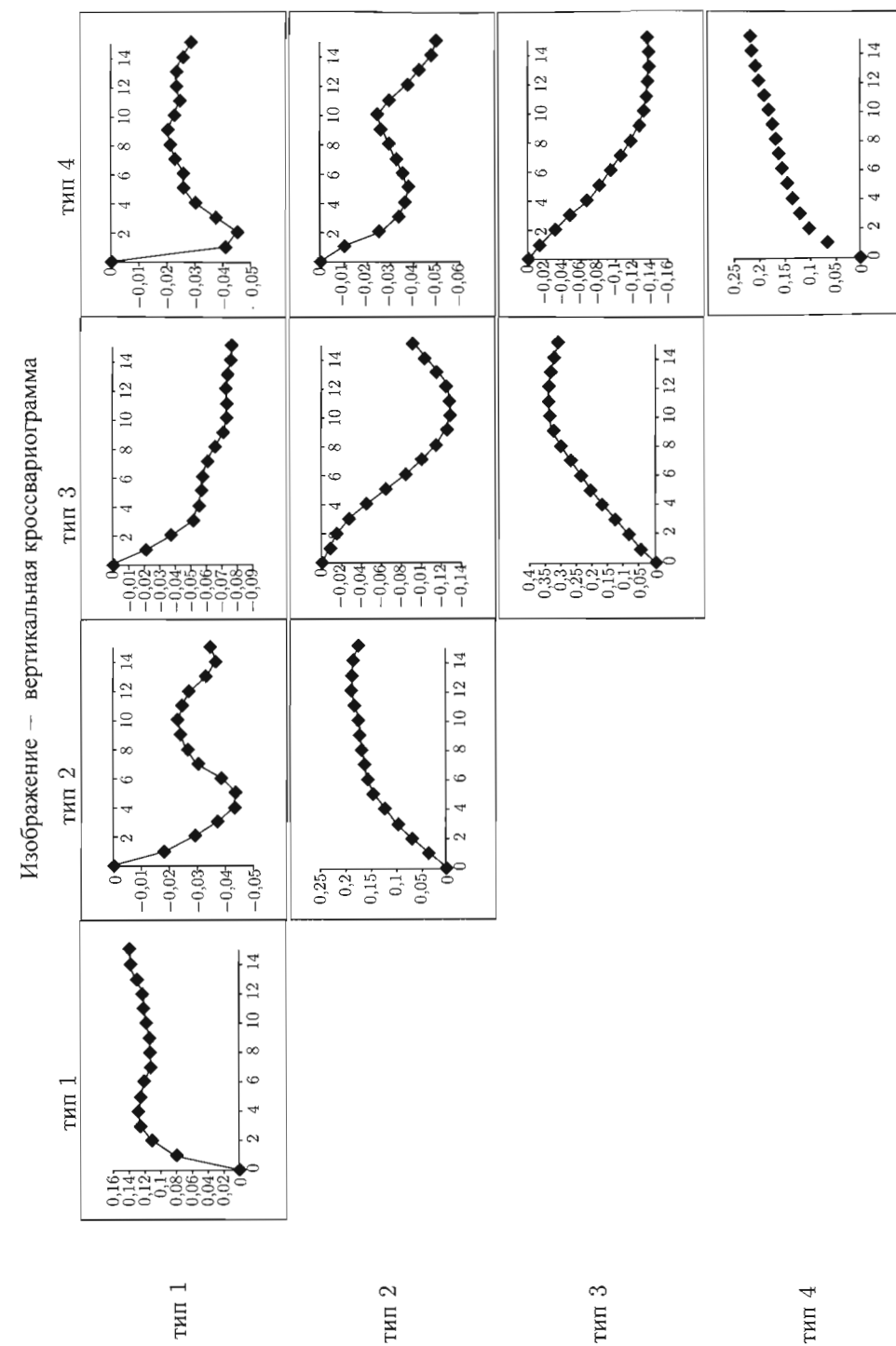


Рис. 4

Изображение — вероятности перехода по вертикали

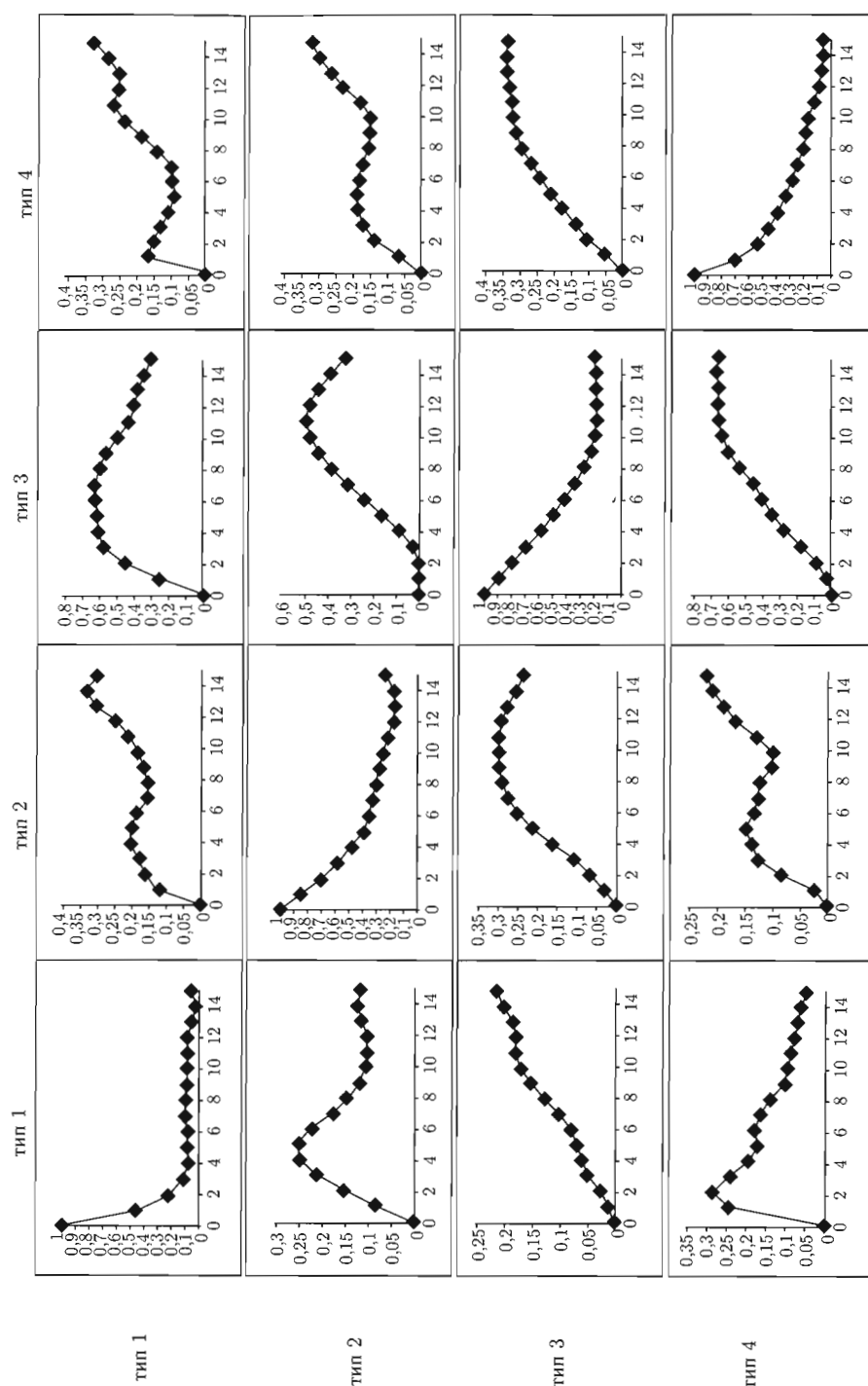


Рис. 5

Упражнение 2

Прямой метод создания коррелированной случайной функции в одномерном пространстве

Цель упражнения: понять, как работают алгоритмы условного моделирования. Понять, каким образом производится расчет вариограмм для непрерывных параметров.

Бросив кубик, мы получаем равномерно распределенную случайную переменную, которая принимает значения 1, 2, 3, 4, 5 или 6. При повторных бросках кубика образуется последовательность некоррелированных значений z_i . В терминах геостатистики такая последовательность называется некоррелированной случайной функцией или «белым шумом», вариограмма которой представляет собой «чистый эффект самородка».

Суть данного упражнения заключается в экспериментальном применении простого метода пространственной корреляции такой последовательности: в каждой точке значение в данной точке усредняется вместе с двумя предшествующими и двумя последующими значениями.

1. Используя кубик, получите последовательность из двадцати целых случайных чисел z_i , равномерно распределенных между 1 и 6.

2. Вычислите для точек от $i = 3$ до $i = 18$ скользящее среднее:

$$z'_i = \frac{(z_{i-2} + z_{i-1} + z_i + z_{i+1} + z_{i+2})}{5}$$

3. Рассчитайте вариограмму переменной z'_i с шагом расстояния, равным 1.

4. На рис. 1а показан пример типичной последовательности значений z_i («первоначальное») и z'_i («скользящее») в 28 точках. Фактически эти 28 значений являются частью последовательности из 100 значений. В других колонках на рис. 1а–в показана разность между последующими значениями, применяемыми для расчета вариограмм этих двух переменных («первоначальной» и «скользящей») и окончательными значениями вариограммы (показаны в двух столбцах справа на рис. 1в, по результатам расчетов с применением 100 отобранных значений) для первых десяти шагов. На рис. 2 показан график двух последовательностей из 100 значений «первоначальной» и «скользящей» переменных. Чем отличаются данные последовательности? На рис. 3а показан график вариограмм по результатам вычислений, представленных на рис. 1в. Каков эффект усреднения первоначальных результатов бросания кубика? На рис. 3б–г приведены вариограммы, полученные с применением других условных моделей.

Рис. 1а

перво- начальное	сколь- зящее	шаг 1 первоначальное	шаг 1 скользящее	шаг 2 первоначальное	шаг 2 скользящее	шаг 3 первоначальное	шаг 3 скользящее	шаг 4 первоначальное
2								
5								
6	4,2	0	0	-0,2				
6	4	-4	0	-4	-0,2			
2	4	-1	0	-5	0	-5	-0,2	
1	4	4	-0,2	3	-0,2	-1	-0,2	-1
5	3,8	1	0	5	-0,2	4	-0,2	0
6	3,8	-1	0,8	0	0,8	4	0,6	3
5	4,6	-3	-0,4	-4	0,4	-3	0,4	1
2	4,2	3	-0,8	0	-1,2	-1	-0,4	0
5	3,4	-2	-0,4	1	-1,2	-2	-1,6	-3
3	3	-1	0	-3	-0,4	0	-1,2	-3
2	3	1	0,2	0	0,2	-2	-0,2	1
3	3,2	-1	0,4	0	0,6	-1	0,6	-3
2	3,6	4	0,8	3	1,2	4	1,4	3
6	4,4	-1	-0,4	3	0,4	2	0,8	3
5	4	1	0,2	0	-0,2	4	0,6	3
6	4,2	-5	-0,8	-4	-0,6	-5	-1	-1
1	3,4	2	0,2	-3	-0,6	-2	-0,4	-3
3	3,6	-1	-1	1	-0,8	-4	-1,6	-3
2	2,6	4	0,4	3	-0,6	5	-0,4	0
6	3	-5	-0,4	-1	0	-2	-1	0
1	2,6	2	0,8	-3	0,4	1	0,8	0
3	3,4	-2	-0,8	0	0	-5	-0,4	-1
1	2,6	5	0,2	3	-0,6	5	0,2	0
6	2,8	-4	0,2	1	0,4	-1	-0,4	1
2	3	0	0,4	-4	0,6	1	0,8	-1
2	3,4	2	-0,6	2	-0,2	-2	0	3
4	2,8	-1	0,6	1	0	1	0,4	-3
3	3,4							

Рис. 1б. (продолжение)

шаг 4 скользящее	шаг 5 первоначальное	шаг 5 скользящее	шаг 6 первоначальное	шаг 6 скользящее	шаг 7 первоначальное	шаг 7 скользящее	шаг 8 первоначальное	шаг 8 скользящее
-0,4								
-0,2	0	-0,4						
0,6	-1	0,6	-1	0,4				
0,2	0	0,2	-4	0,2	-4	0		
-0,4	4	-0,6	3	-0,6	-1	-0,6	-1	-0,8
-0,8	-2	-0,8	2	-1	1	-1	-3	-1
-1,6	-4	-0,8	-3	-0,8	1	-1	0	-1
-1	-2	-1,4	-3	-0,6	-2	-0,6	2	-0,8
0,2	0	-0,6	-3	-1	-4	-0,2	-3	-0,2
1,4	1	1	4	0,2	1	-0,2	0	0,6
1	2	1	0	0,6	3	-0,2	0	-0,6
1	4	1,2	3	1,2	1	0,8	4	0
-0,2	-2	0,2	-1	0,4	-2	0,4	-4	0
-0,8	1	0	0	0,4	1	0,6	0	0,6
-1,4	-4	-1,8	0	-1	-1	-0,6	0	-0,4
-1,2	1	-1	0	-1,4	4	-0,6	3	-0,2
-0,8	-5	-1,6	-4	-1,4	-5	-1,8	-1	-1
-0,2	2	0	-3	-0,8	-2	-0,6	-3	-1
0	-2	-1	0	-0,8	-5	-1,6	-4	-1,4
-0,2	4	0,2	3	-0,8	5	-0,6	0	-1,4
0,4	-4	0	0	0,4	-1	-0,6	1	-0,4
0	1	0,8	-4	0,4	0	0,8	-1	-0,2
0,2	1	-0,6	3	0,2	-2	-0,2	2	0,2
0,6	2	0,8	0	0	2	0,8	-3	0,4

Рис. 1в. (продолжение)

шаг 9 перво-начальное	шаг 9 скользящее	шаг 9 перво-начальное	шаг 10 скользящее	шаг вариог-раммы	вариограмма для неисправленных значений	вариограмма с применением среднего скользящего
				0	0	0
				1	3,348484848	0,109090909
				2	3,479591837	0,17
				3	3,582474227	0,224329897
				4	2,614583333	0,272083333
				5	2,815789474	0,349894737
				6	2,792553191	0,311914894
				7	2,978494624	0,315053763
				8	3,451086957	0,344782609
				9	2,785714286	0,346153846
				10	2,588888889	0,334444444
-3	-1,2					
-4	-1	-4	-1,2			
1	-0,8	-3	-0,8			
1	-0,4	0	-0,4	среднее =	3,567307692	3,566
1	0,6	5	0,4	дисперсия =	2,966299477	0,293377778
-1	0,2	0	0,2			
1	-0,4	0	0,4			
-1	-0,8	-4	-1,2			
-2	0,2	1	-0,6			
-1	-0,4	-3	-0,8			
4	0	3	0			
-2	-0,6	-1	-0,4			
1	-0,2	0	0,2			
-5	-1,8	-1	-1			
1	-1,2	0	-1,6			
-4	-1,2	-3	-1			
1	0	-4	-0,8			
1	-0,8	3	-0,6			
1	0,8	0	-0,2			

Сравнение вариограмм до и после сглаживания
—♦— Вариограмма для неисправленных значений
—●— Вариограмма для значений скользящего среднего

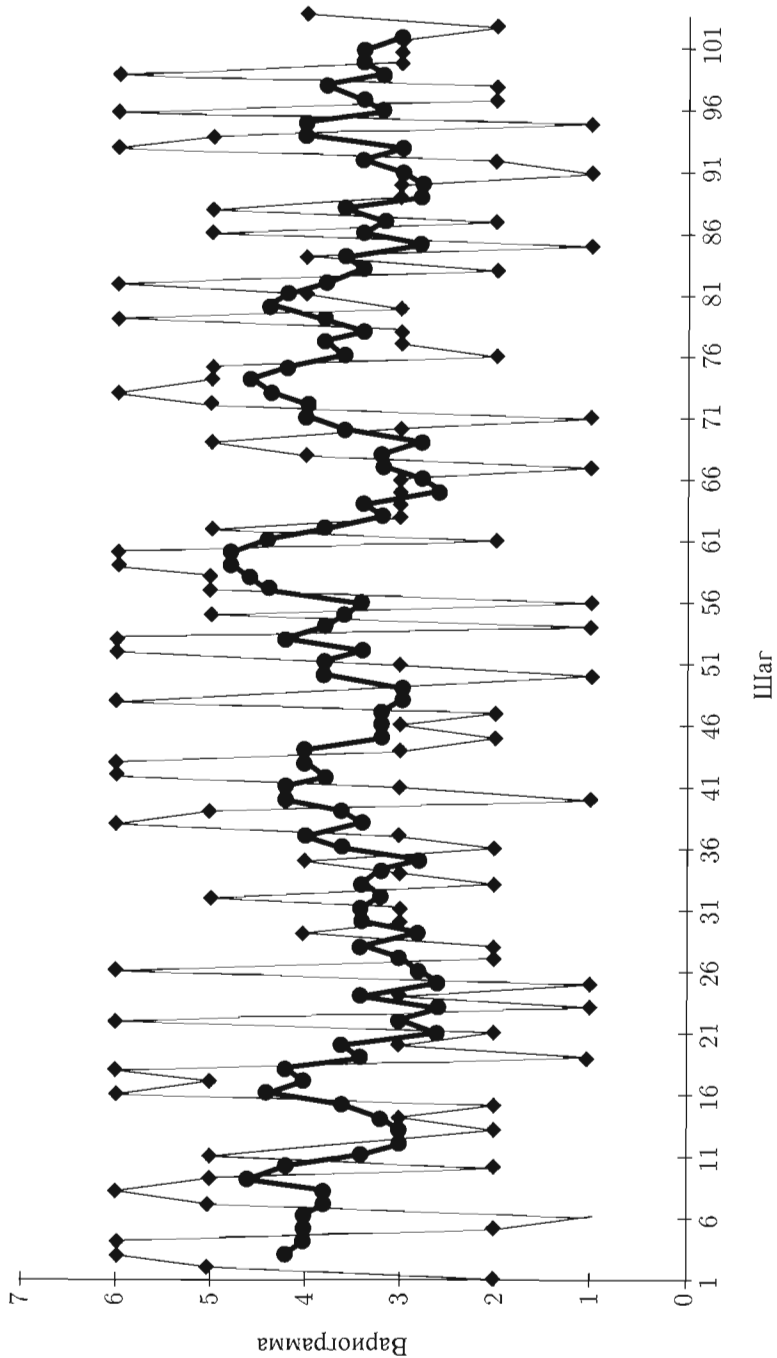


Рис. 2

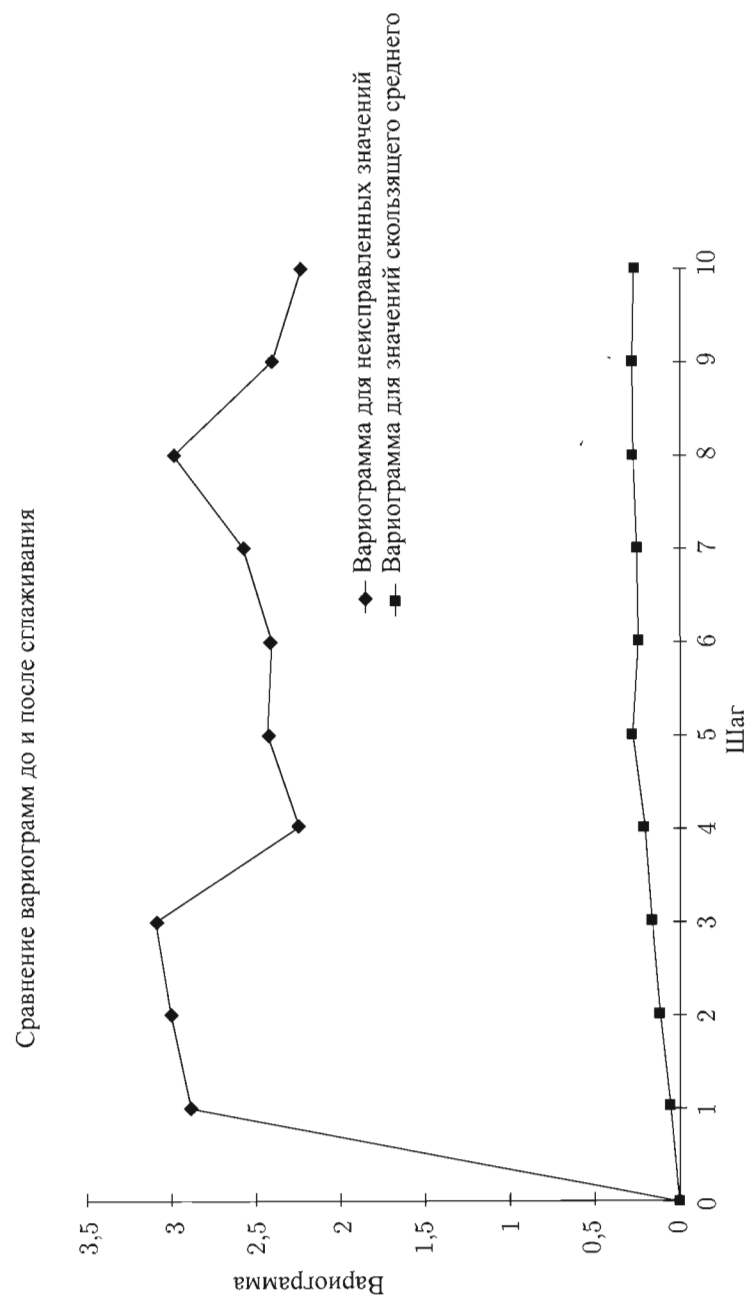


Рис. 3а

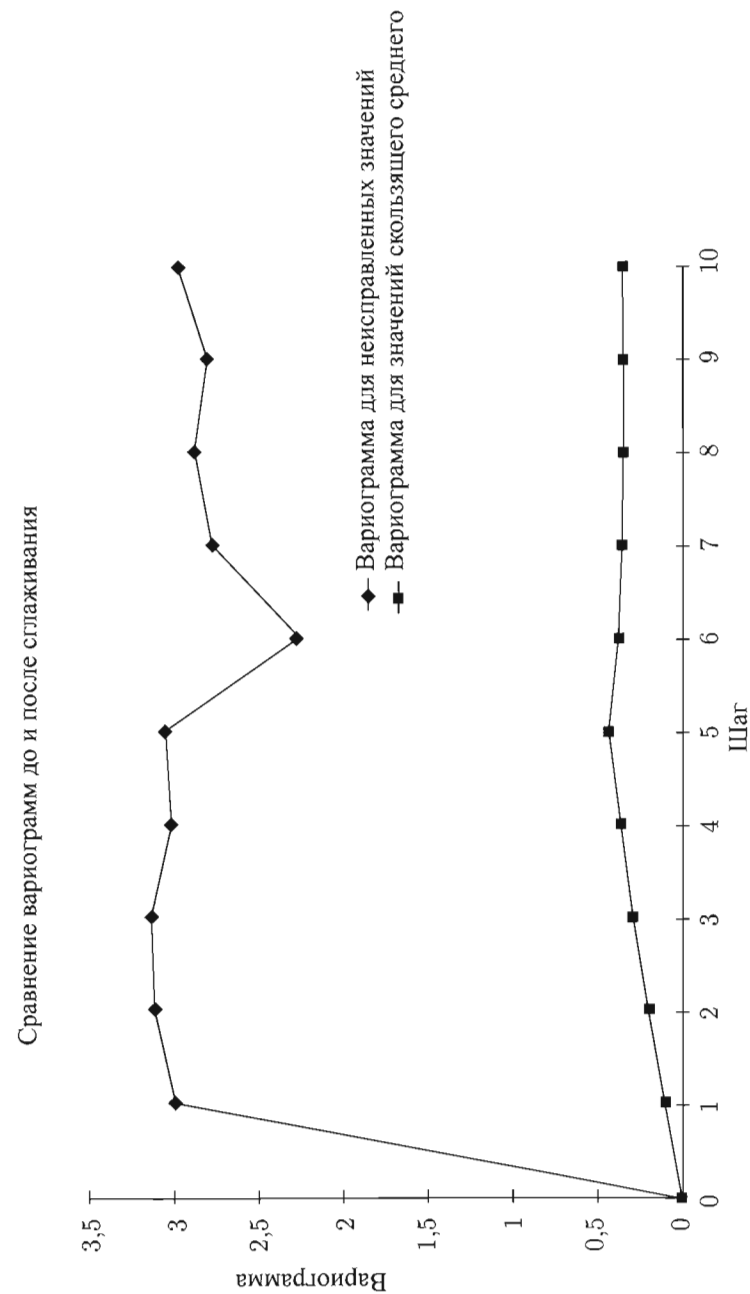


Рис. 3б

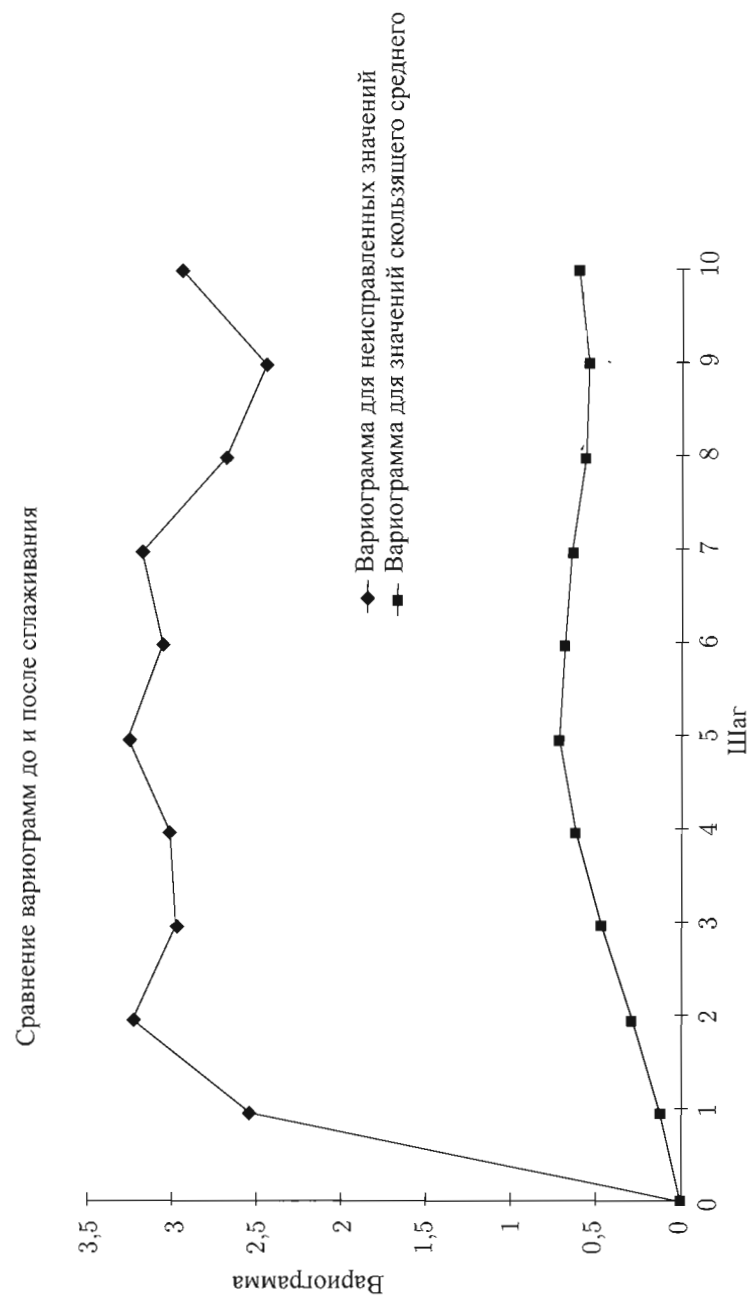


Рис. 3в

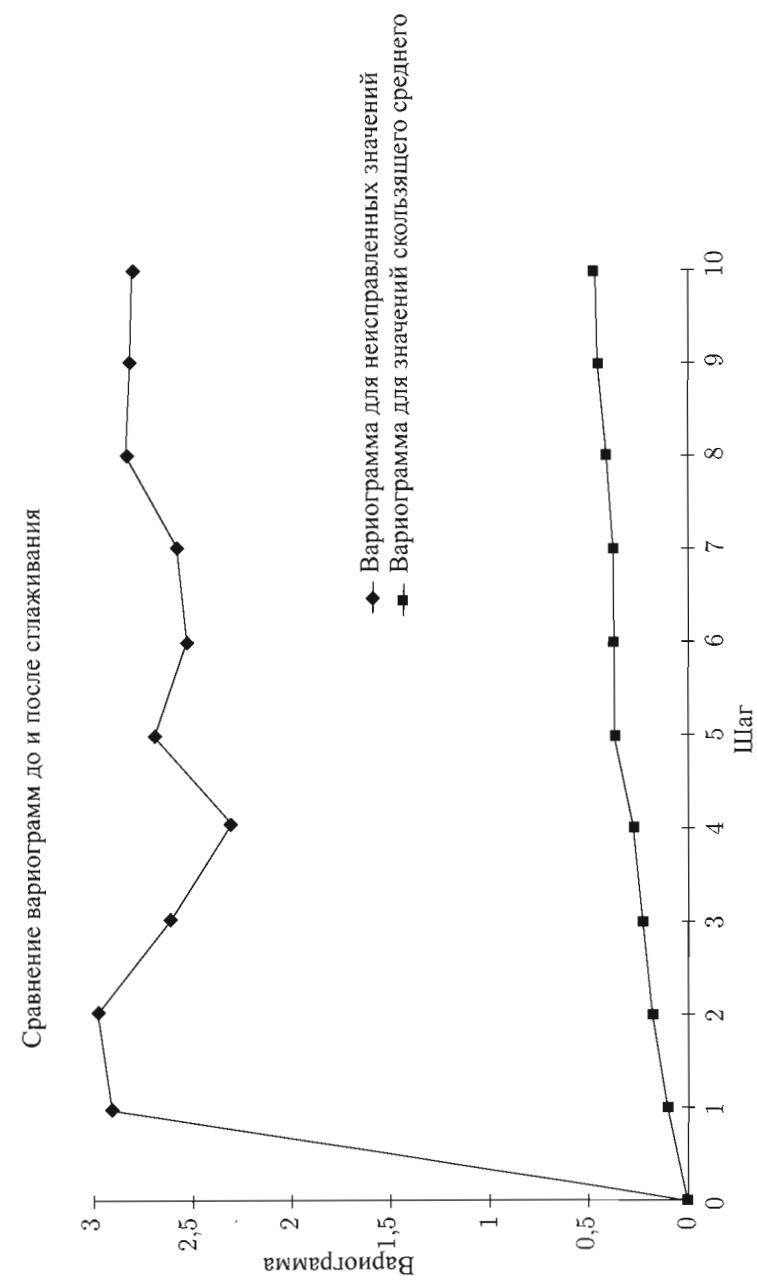


Рис. 3г

Упражнение 3

Анализ одномерной экспериментальной вариограммы

Цель упражнения: понять, каковы основные характеристики экспериментальной вариограммы, рассчитанной с применением некоторого непрерывного параметра.

В этом упражнении используется вариограммный анализ данных пористости вдоль ствола скважины, которые приведены в работе [1]:21 (рис. 58а–б).

На рис. 1 показана та же самая каротажная диаграмма, что и на рис. 58а, но при этом на ней обозначены четыре основных фазы изменения: фаза 1, фаза 2, фаза 3 и фаза 4. На рис. 2 показаны четыре вариограммы, рассчитанных для каждой из этих четырех фаз, а также вариограмма, рассчитанная с применением каротажной диаграммы в целом.

Проанализируйте кажущиеся радиусы корреляции и плато этих вариограмм. Каким образом они зависят от особенностей изменения параметров в каждой зоне?

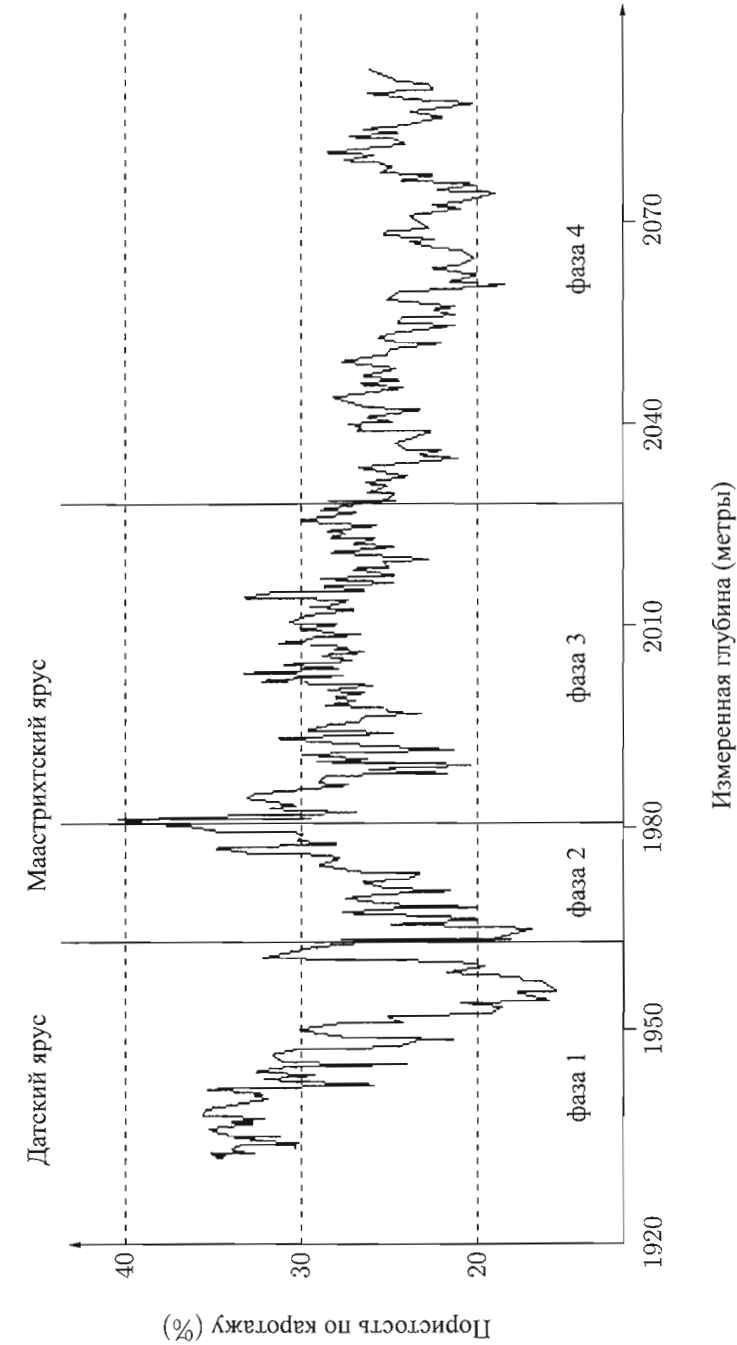


Рис. 1

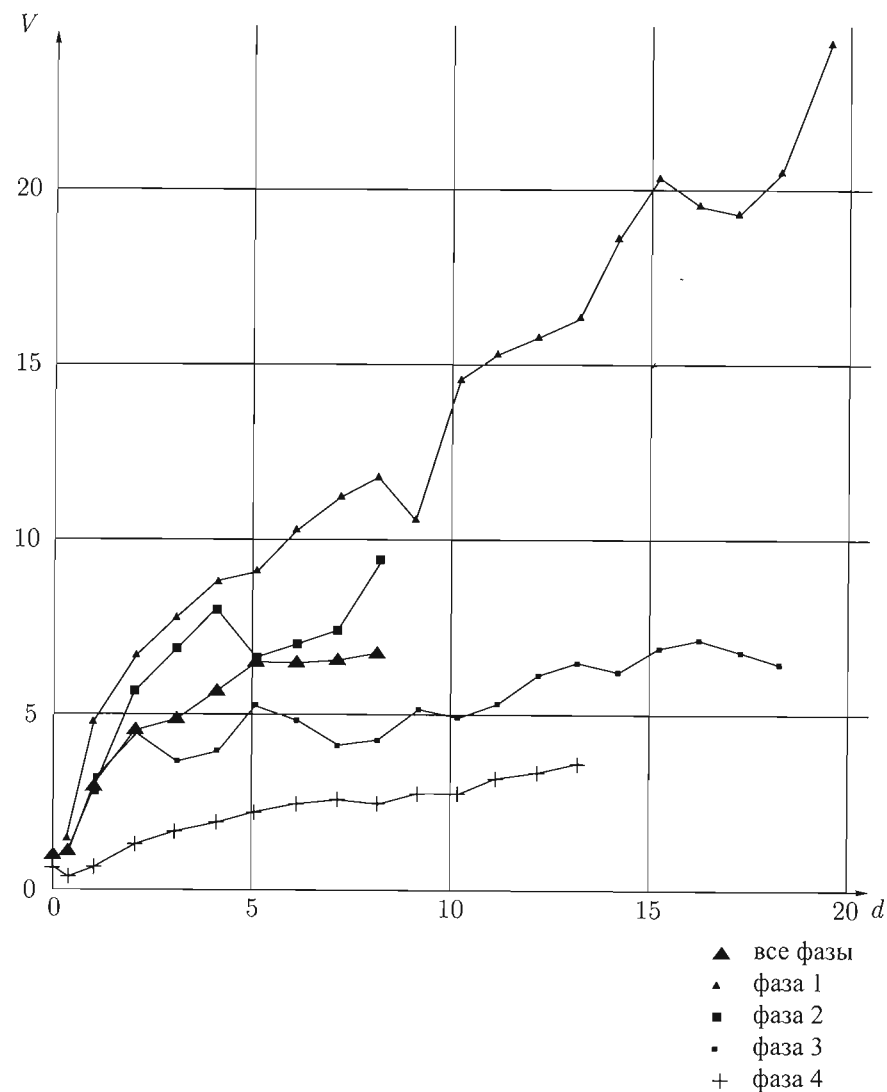


Рис. 2

Упражнение 4

Эффект основания

Цель упражнения: на основе простого примера разобраться с двумя важными понятиями из области геостатистики:

- влияние объема усреднения на пространственную изменчивость (которое также известно как эффект основания);
- понятие пространственной корреляции.

На рис. 1а представлены 3 карты значений пористости на сетке 12×12 (карты были получены с применением безусловного моделирования, однако на данном этапе этот момент не имеет большого значения). Мы посмотрим, как изменяется среднее и разброс (или дисперсия) этих данных при их усреднении с применением все большего объема.

1. Выберите одну из трех сеток и вычислите значения в ячейках сетки, которые получаются путем усреднения значений с применением квадратов 2×2 (используйте соседние, а не перекрывающиеся друг друга квадраты). Затем, при наличии времени, выполните то же самое задание с применением окна усреднения большего размера (3×3 , 4×4 , $6 \times 6 \dots$).
2. У вас не хватит времени на то, чтобы закончить расчеты, однако вы увидите, что при увеличении объема усреднения изменение параметров имеет систематический характер. На рис. 2 показаны сетки, полученные после усреднения с применением квадратов 2×2 , а на рис. 3а–г показаны гистограммы, полученные для этих трех сеток при изменении размеров окна усреднения. Как среднее и дисперсия зависят от величины объема усреднения? Чем отличаются гистограммы для первой, второй и третьей сеток?
3. На рис. 4 представлены изотропные экспериментальные вариограммы, рассчитанные с применением этих трех сеток. Могут ли они помочь вам лучше понять наблюдаемые различия между тремя соответствующими наборами гистограмм?

сетка 1											
0,14	0,14	0,25	0,18	0,11	0,20	0,14	0,23	0,10	0,09	0,10	0,24
0,11	0,24	0,14	0,14	0,19	0,17	0,09	0,11	0,11	0,15	0,17	0,15
0,16	0,26	0,20	0,17	0,13	0,16	0,12	0,17	0,13	0,18	0,06	0,14
0,18	0,16	0,24	0,14	0,11	0,17	0,02	0,14	0,07	0,11	0,10	0,13
0,15	0,14	0,16	0,11	0,12	0,11	0,18	0,14	0,14	0,13	0,17	0,10
0,19	0,08	0,21	0,14	0,11	0,09	0,27	0,20	0,20	0,15	0,14	0,12
0,10	0,01	0,10	0,23	0,15	0,17	0,10	0,15	0,18	0,12	0,18	0,18
0,19	0,12	0,12	0,19	0,17	0,19	0,14	0,16	0,24	0,23	0,18	0,19
0,13	0,22	0,11	0,12	0,10	0,13	0,18	0,09	0,14	0,18	0,09	0,15
0,14	0,22	0,18	0,20	0,10	0,16	0,15	0,21	0,04	0,16	0,10	0,26
0,13	0,18	0,09	0,16	0,15	0,08	0,20	0,14	0,12	0,12	0,13	0,19
0,24	0,23	0,18	0,16	0,08	0,20	0,14	0,09	0,21	0,15	0,21	0,23

сетка 2											
0,14	0,12	0,17	0,14	0,18	0,20	0,11	0,10	0,12	0,11	0,23	0,21
0,12	0,08	0,15	0,08	0,09	0,19	0,22	0,14	0,12	0,08	0,13	0,16
0,17	0,09	0,10	0,15	0,12	0,26	0,21	0,10	0,05	0,07	0,12	0,06
0,15	0,11	0,13	0,13	0,15	0,25	0,23	0,08	0,07	0,11	0,08	0,10
0,17	0,15	0,12	0,12	0,15	0,16	0,15	0,11	0,10	0,12	0,13	0,17
0,22	0,19	0,15	0,13	0,13	0,12	0,18	0,19	0,11	0,07	0,19	0,20
0,21	0,12	0,13	0,18	0,21	0,21	0,18	0,22	0,13	0,10	0,21	0,20
0,21	0,14	0,20	0,21	0,15	0,26	0,21	0,15	0,15	0,15	0,15	0,19
0,11	0,13	0,15	0,14	0,05	0,18	0,26	0,19	0,17	0,22	0,22	0,15
0,16	0,06	0,08	0,09	0,09	0,09	0,13	0,18	0,19	0,14	0,22	0,20
0,23	0,13	0,07	0,09	0,11	0,11	0,11	0,15	0,16	0,11	0,16	0,23
0,20	0,13	0,14	0,15	0,09	0,13	0,18	0,15	0,15	0,11	0,12	0,15

сетка 3											
0,11	0,08	0,13	0,07	0,12	0,17	0,19	0,25	0,16	0,16	0,19	0,21
0,12	0,06	0,13	0,08	0,08	0,17	0,24	0,28	0,22	0,15	0,16	0,21
0,09	0,08	0,10	0,06	0,10	0,14	0,13	0,21	0,16	0,14	0,11	0,12
0,07	0,06	0,08	0,05	0,09	0,12	0,14	0,19	0,19	0,16	0,17	0,10
0,13	0,07	0,09	0,07	0,12	0,13	0,11	0,14	0,13	0,13	0,17	0,12
0,21	0,12	0,11	0,10	0,11	0,11	0,09	0,11	0,06	0,11	0,16	0,17
0,20	0,15	0,15	0,14	0,11	0,15	0,13	0,10	0,06	0,08	0,15	0,17
0,26	0,25	0,22	0,19	0,14	0,16	0,10	0,06	0,05	0,11	0,16	0,21
0,19	0,21	0,22	0,19	0,20	0,19	0,13	0,13	0,11	0,13	0,16	0,15
0,16	0,18	0,18	0,20	0,22	0,22	0,16	0,16	0,15	0,14	0,15	0,14
0,21	0,17	0,16	0,22	0,24	0,23	0,21	0,20	0,19	0,16	0,11	0,08
0,20	0,20	0,19	0,21	0,22	0,22	0,24	0,20	0,19	0,18	0,14	0,09

Рис. 1

сетка 1 с усреднением по квадрату 2×2					
0,16	0,18	0,17	0,14	0,11	0,16
0,19	0,19	0,14	0,11	0,12	0,11
0,14	0,15	0,11	0,20	0,15	0,13
0,10	0,16	0,17	0,14	0,19	0,18
0,18	0,16	0,12	0,16	0,13	0,15
0,19	0,15	0,13	0,14	0,15	0,19
сетка 2 с усреднением по квадрату 2×2					
0,12	0,13	0,17	0,14	0,11	0,18
0,13	0,13	0,20	0,16	0,08	0,09
0,18	0,13	0,14	0,16	0,10	0,17
0,17	0,18	0,21	0,19	0,13	0,19
0,12	0,12	0,10	0,19	0,18	0,19
0,17	0,11	0,11	0,15	0,13	0,16
сетка 3 с усреднением по квадрату 2×2					
0,09	0,10	0,14	0,24	0,17	0,19
0,07	0,07	0,11	0,17	0,16	0,13
0,13	0,09	0,12	0,11	0,11	0,16
0,22	0,18	0,14	0,10	0,07	0,17
0,18	0,20	0,21	0,14	0,13	0,15
0,19	0,20	0,23	0,21	0,18	0,10

Рис. 2

границы интервала	сетка 1	сетка 2	сетка 3	сетка 1	сетка 2	сетка 3	сетка 1	сетка 2
0	0	0	0	2 × 2	2 × 2	2 × 2	3 × 3	3 × 3
0,04	0,01	0	0	0	0	0	0	0
0,08	0,03	0,07	0,12	0	0,03	0,08	0	0
0,12	0,23	0,23	0,19	0,14	0,25	0,25	0	0,06
0,16	0,33	0,36	0,27	0,53	0,31	0,22	0,69	0,75
0,20	0,24	0,16	0,22	0,33	0,39	0,31	0,31	0,19
0,24	0,12	0,15	0,15	0	0,03	0,14	0	0
0,28	0,03	0,03	0,04	0	0	0	0	0
0,32	0	0	0	0	0	0	0	0
0,36	0	0	0	0	0	0	0	0
0,40	0	0	0	0	0	0	0	0
сумма частот	1	1	1	1	1	1	1	1
среднее	0,1511	0,1468	0,1488	0,1511	0,1468	0,1468	0,1511	0,1468
дисперсия	0,0024	0,0023	0,0027	0,0007	0,0012	0,0022	0,0004	0,0005
стандартное отклонение	0,0488	0,0481	0,0518	0,0271	0,0346	0,0465	0,0194	0,0216

Рис. 3а

Влияние объема усреднения на разброс значений (сетка 1)

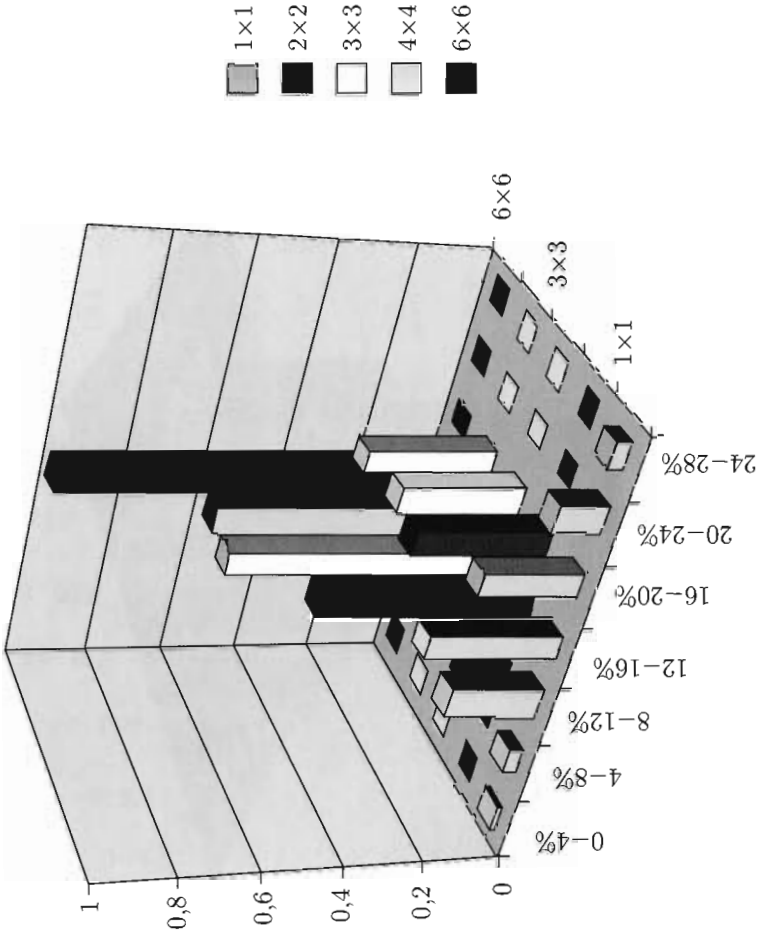
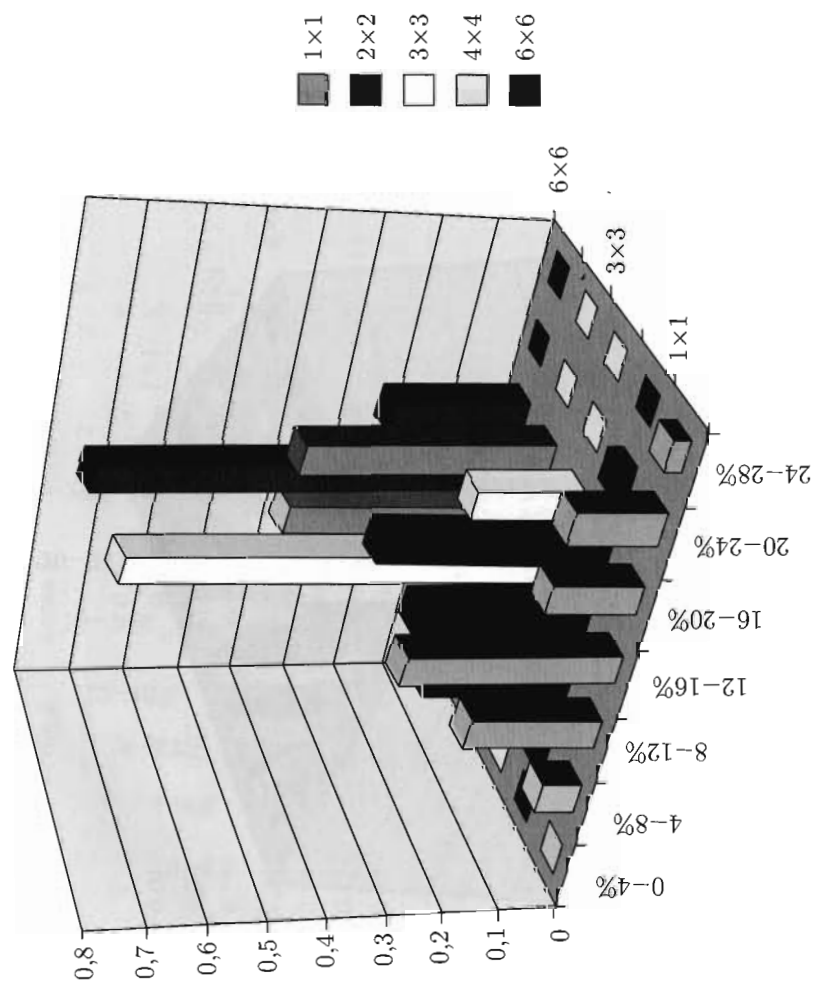
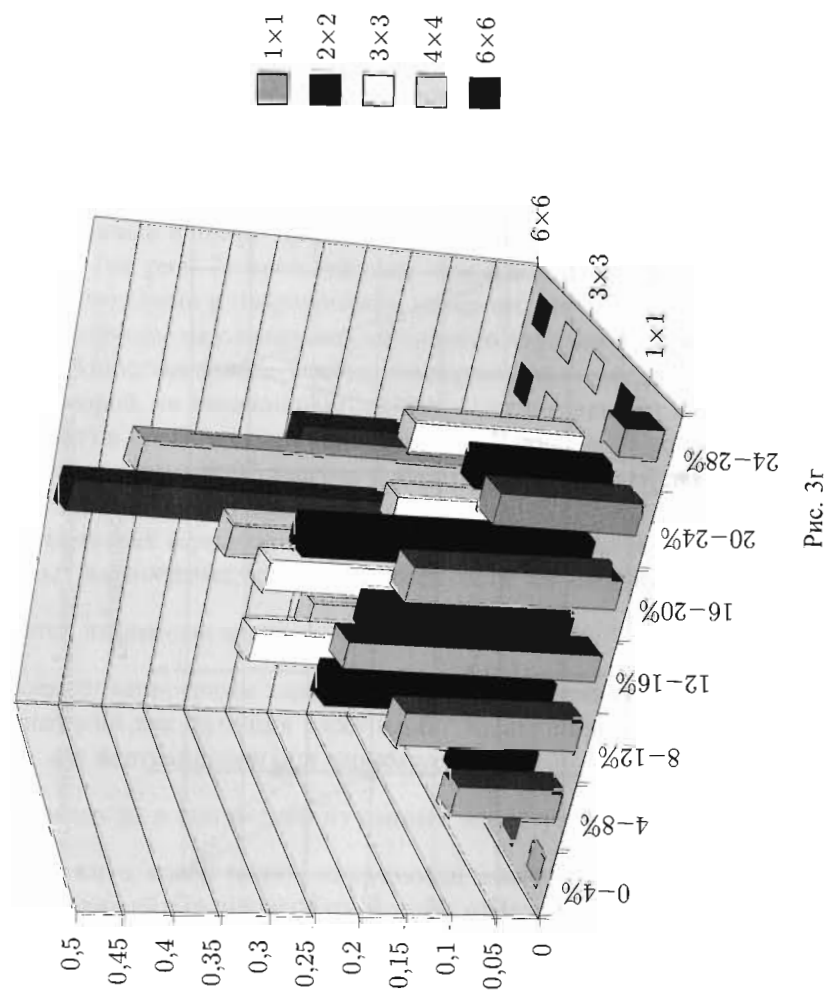


Рис. 3б

Влияние объема усреднения на разброс значений (сетка 2)



Влияние объема усреднения на разброс значений (сетка 3)



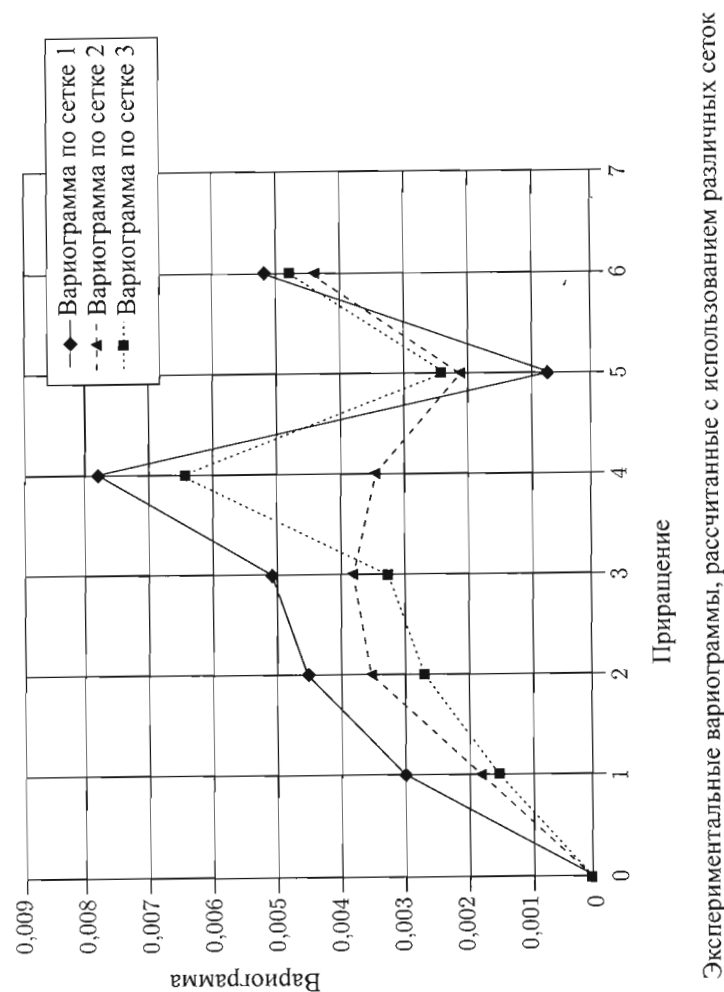


Рис. 4

Упражнение 5

Подбор анизотропной вариограммной модели

Цель упражнения: объяснить, каким образом для экспериментальной вариограммы производится подбор теоретической вариограммной модели. Пример основан на опубликованном анализе конкретного случая с применением электронной таблицы, которая позволяет осуществлять интерактивные эксперименты с различными вариограммными моделями.

Использованный пример. Данный пример заимствован из публикации [1]:16. В этой работе (на рис. 7) представлены экспериментальные вариограммы пористости, рассчитанные в направлениях север–юг, запад–восток и по вертикали. Эти данные получены на сложном пермскими карбонатными отложениями месторождении Атосо на западе Техаса. Экспериментальные вариограммы рассчитывались с опорой на скважинные данные (с применением их стратиграфических координат) в пределах слоя толщиной от 11 до 27 м. В совокупности для 90 скважин было получено 4697 диаграмм каротажа пористости. На рис. 1 показаны экспериментальные вариограммы.

Интерпретация вариограммы. Основываясь на собственном анализе экспериментальных вариограмм, ответьте, пожалуйста, на следующие вопросы.

- Являются ли данные вариограммы изотропными?
- Для всех ли вариограмм характерна пространственная корреляция измеренных значений как функция расстояния? Какие единицы измерения используются для вертикальной оси вариограммы?
- Проявляется ли в какой-либо из данных вариограмм «эффект самородка»?
- Предположите, какой радиус корреляции имеют те или иные вариограммы, а также попытайтесь нарисовать модели от руки.

Подбор вариограммы. Анизотропная модель, изображенная на рис. 2, соответствует уравнению

$$\gamma(h_x, h_y, h_z) = 5,5 Sph \left(\sqrt{\frac{h_x^2 + h_y^2 + h_z^2}{0,2^2}} \right) + 8 Sph \left(\sqrt{\frac{h_x^2}{4000^2}} + \sqrt{\frac{h_y^2}{1400^2}} + \sqrt{\frac{h_z^2}{1,9^2}} \right),$$

где $Sph()$ представляет собой сферическую модель, плато и радиус корреляции которой равны единице.

- Почему используется первая модель (изотропная с очень небольшим радиусом корреляции, который составляет 0,2), а не эффект самородка, равный 5,5?
- Могли бы вы предложить какую-либо другую модель? Она будет тестироваться на компьютере в режиме реального времени.

Рис. 3 представляет собой таблицу значений, которая будет использоваться для экспериментов с вариограммными моделями.

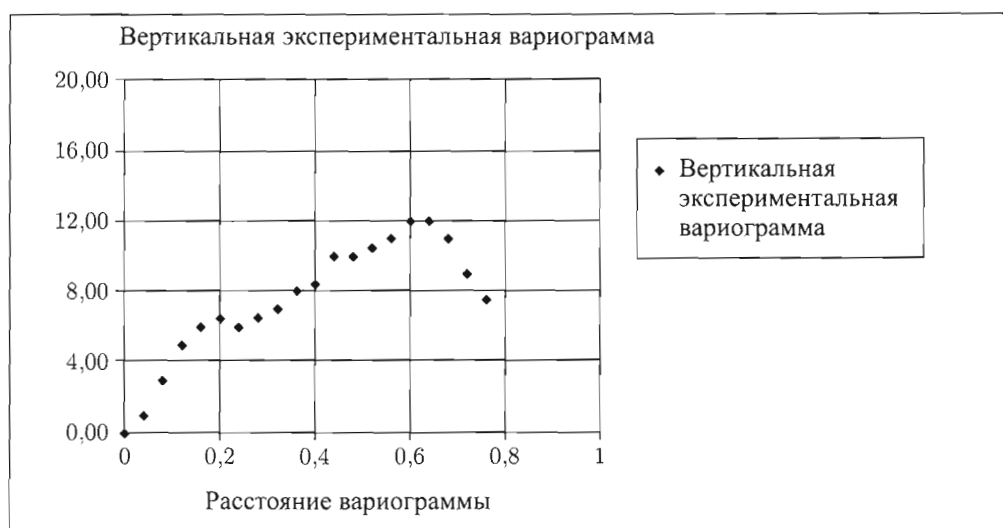


Рис. 1

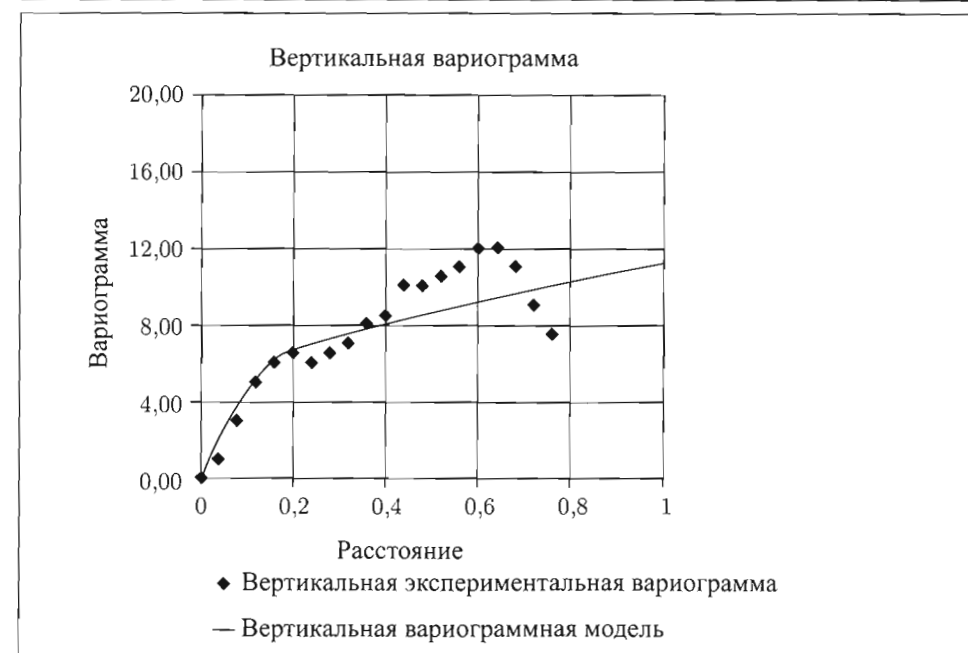
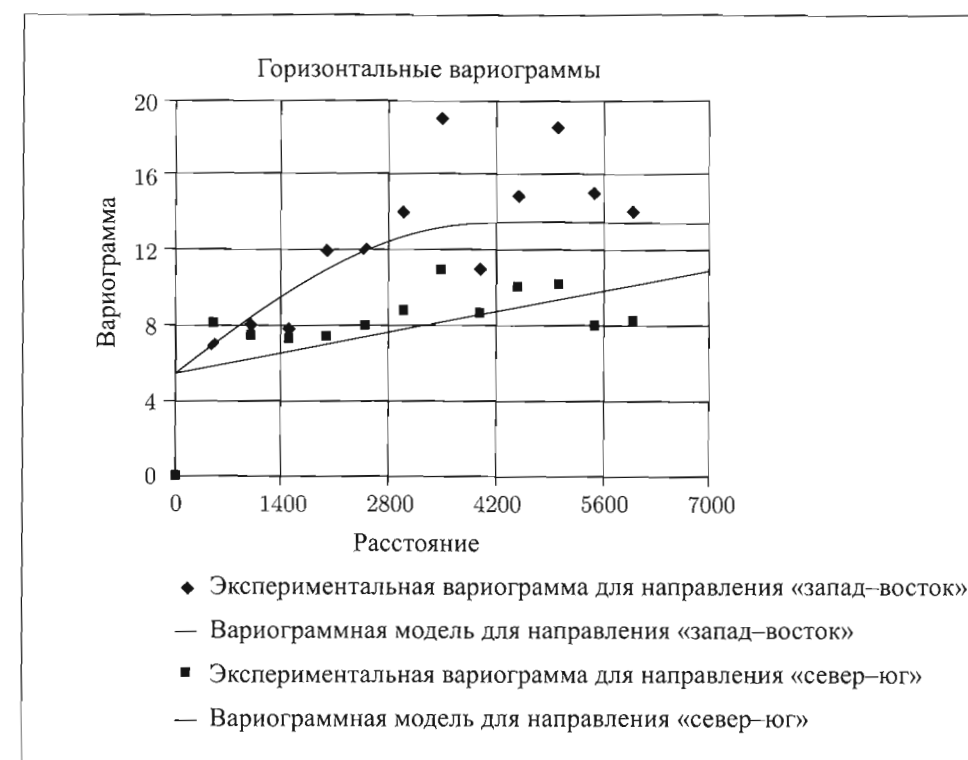


Рис. 2

	0	плато	радиус корреляции для направления «запад-восток»	радиус корреляции для направления «север-юг»	радиус корреляции по вертикали	расстояние по вертикали	вариограмма вертикальная экспериментальная	вариограмма вертикальная модель
Наггер	0							
Модель 1		5,500	0,2	0,2	0,2			
Модель 2		8	4000	14000	1,9			
	горизонтальное состояние	экспериментальная вариограмма для направления «запад-восток»	вариограммная модель для направления «запад-восток»	экспериментальная вариограмма для направления «север-юг»	вариограммная модель для направления «север-юг»			
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0,2		5,5		5,5	0,001		0,05
	500	7	6,99	8,2	5,93	0,04	1	1,88
	1000	8	8,44	7,5	6,36	0,08	3	3,63
	1500	7,8	9,79	7,3	6,78	0,12	5	5,11
	2000	12	11	7,5	7,2	0,16	6	6,20
	2500	12,08	12,02	8	7,62	0,2	6,5	6,76
	3000	14	12,81	8,8	8,03	0,24	6	7,01
	3500	19	13,32	11	8,44	0,28	6,5	7,26
	4000	11	13,5	8,68	8,84	0,32	7	7,5
	4510	14,91	13,50	10,10	9,23	0,36	8	7,75
	5020	18,50	13,50	10,20	9,62	0,4	8,41	7,99
	5500	15,09	13,50	8,05	9,97	0,44	10	8,23
	6000	14,09	13,50	8,20	10,33	0,48	10	8,47
	6500		13,50		10,67	0,52	10,50	8,70
	7000		13,50		11	0,56	11	8,93
					0	0,6	12	9,16
					0	0,64	12	9,39
					0	0,68	11	9,61
					0	0,72	9	9,83
					0	0,76	7,5	10,04
					0	0,8		10,25
					0	0,84		10,46
					0	0,88		10,66
					0	0,92		10,86
					0	0,96		11,05

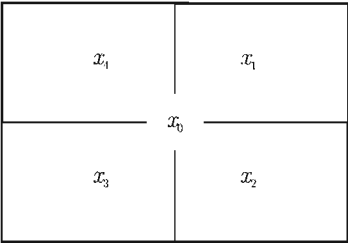
Рис. 3. Пример подбора вариограммы. Экспериментальная вариограмма (пример взят из работы [1]:16)

Упражнение 6

Кригинговая система

Цель: понять, каким образом проводятся расчеты с использованием кригинга. Оценить на простом примере влияние выбора вариограммы на результаты кригинговой системы.

Кригинговая система. Предположим, что на плоскости мы хотим определить значение параметра z в точке x_0 . При этом нам известны только значения z в четырех соседних точках: x_1, x_2, x_3, x_4 .



Кригинг является линейным методом в том смысле, что значение $z(x_0)$ определяется с применением среднего взвешенного значений $z(x_1), z(x_2), z(x_3), z(x_4)$. Расчетное значение $z * (x_0)$ выражается как

$$z * (x_0) = \lambda_1 z(x_1) + \lambda_2 z(x_2) + \lambda_3 z(x_3) + \lambda_4 z(x_4).$$

Уравнения, которые используются для определения взвешенных значений, описываются следующей «кригинговой системой»:

$$\begin{aligned} \lambda_1 \gamma(x_1, x_1) + \lambda_2 \gamma(x_1, x_2) + \lambda_3 \gamma(x_1, x_3) + \lambda_4 \gamma(x_1, x_4) + \mu &= \gamma(x_1, x_0), \\ \lambda_1 \gamma(x_2, x_1) + \lambda_2 \gamma(x_2, x_2) + \lambda_3 \gamma(x_2, x_3) + \lambda_4 \gamma(x_2, x_4) + \mu &= \gamma(x_2, x_0), \\ \lambda_1 \gamma(x_3, x_1) + \lambda_2 \gamma(x_3, x_2) + \lambda_3 \gamma(x_3, x_3) + \lambda_4 \gamma(x_3, x_4) + \mu &= \gamma(x_3, x_0), \\ \lambda_1 \gamma(x_4, x_1) + \lambda_2 \gamma(x_4, x_2) + \lambda_3 \gamma(x_4, x_3) + \lambda_4 \gamma(x_4, x_4) + \mu &= \gamma(x_4, x_0), \\ \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 &= 1. \end{aligned}$$

Последнее из представленных выше пяти уравнений означает, что сумма взвешенных значений должна равняться 1, как и в любом другом линейном интерполяционном методе.

Остальные четыре уравнения свидетельствуют о том, что решение для кригинговых взвешенных значений $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4$ зависит от

Упражнение 7

Метод Монте-Карло

Цель: понять основные принципы метода Монте-Карло.

Объем нефти (балансовые запасы товарной нефти) в однородном пласте можно рассчитать с применением следующего уравнения:

$$v = k \frac{Ah Por(1 - Sw) \left(\frac{N}{G} \right)}{Bo},$$

где

$k = 6,29$ позволяет получить результат в баррелях, если A и h являются метрическими единицами;

A — площадь распространения пласта (в m^2);

h — мощность пласта (м);

Por — пористость;

$(1 - Sw)$ — нефтенасыщенность;

$\frac{N}{G}$ — коэффициент песчанистости;

Bo — объемный коэффициент.

Предположим, что для некоторого продуктивного пласта, расположенного в Северном море, были получены следующие данные:

$$A = 20 \text{ км}^2 \quad h = 30 \text{ м}$$

$$\text{Пористость} = 20\% \quad 1 - Sw = 75\% \quad \frac{N}{G} = 50\%.$$

Для этих значений характерна значительная мера неопределенности. Предполагается, что каждый из параметров может принимать независимо от других одно из следующих 6 значений с равной вероятностью:

$A(\text{км}^2)$	101010202050
$h(\text{м})$	202020304050
Пористость (%)	121620202428
$(1 - Sw)(\%)$	707575757580
$\frac{N}{G}(\%)$	305070705030

Для упрощения вычислений предположим, что $k = 6,3$, а $Bo = 1,8$.

Каждый из участников эксперимента будет получать, бросая кубик, пять возможных значений параметра V . После этого полученные каждым студентом

результаты объединяются и обсуждаются. В качестве примера на рис. 1 приводится функция распределения вероятностей, полученная для V (миллионов баррелей) после 1000 реализаций модели. Среднее для данной гистограммы составляет 159 миллионов баррелей.

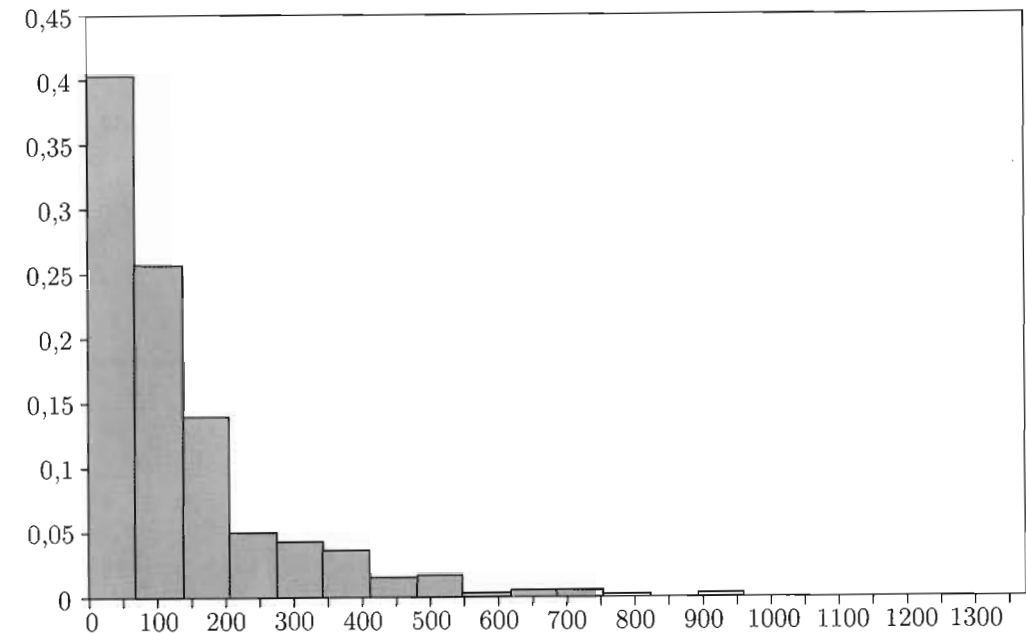


Рис. 1

Интересующие Вас книги нашего издательства можно заказать почтой или электронной почтой:

subscribe@rcd.ru

Внимание: дешевле и быстрее всего книги можно приобрести через наш Интернет-магазин:

http://shop.rcd.ru

Книги также можно приобрести:

1. Москва, ИМАШ, ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414, тел. (499) 135-54-37
2. МГУ им. Ломоносова (ГЗ, 1 этаж)
3. Магазины:

Москва: «Московский дом книги» (ул. Новый Арбат, 8)

Книжный магазин «ФИЗМАТКНИГА» (г. Долгопрудный,
Новый корпус МФТИ, 1 этаж, тел. 409-93-28)

С.-Пб.: «С.-Пб. дом книги» (Невский пр., 28)

Оливье Дюбрюль

ГЕОСТАТИСТИКА В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Технический редактор А. В. Широбоков

Компьютерная верстка А. В. Моторин

Корректор О. З. Логунова

Подписано в печать 19.01.2009. Формат 70 × 100¹/₁₆.

Печать офсетная. Усл. печ. л. 20,64. Уч. изд. л. 19,21.

Гарнитура Таймс. Бумага мелованная. Заказ № 0033.

АНО «Институт компьютерных исследований»

426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.

http://shop.rcd.ru E-mail: mail@rcd.ru Тел./факс: (+73412) 500-295

Отпечатано в ГУП УР «Ижевский полиграфический комбинат»

426039, г. Ижевск, Воткинское шоссе, 180.
