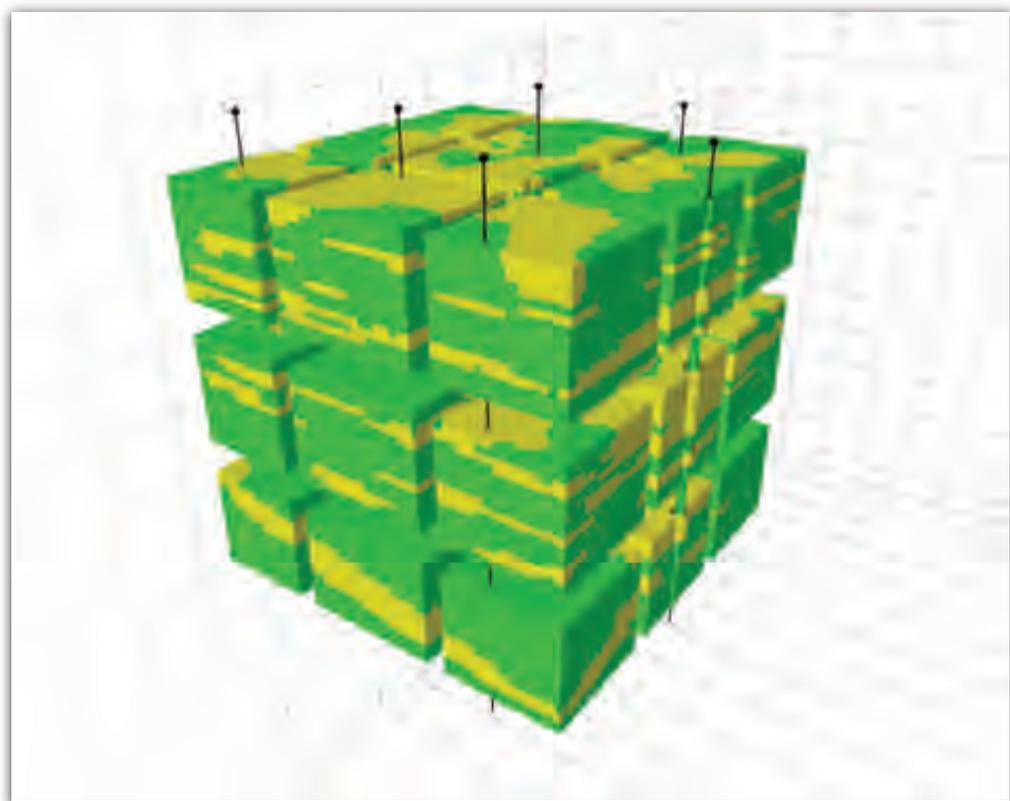


ЗАКРЕВСКИЙ К.Е

# Геологическое моделирование 3D



ЗАКРЕВСКИЙ К.Е

Геологическое  
моделирование **3D**

Москва  
ООО «ИПЦ „Маска“»  
2009

УДК 550.8  
ББК Д 26  
320

320 Захревский К.Е.  
«Геологические 3D-моделирование»  
М.: ООО «ИПЦ „Масла“», 2009. — 370 с.  
ISBN 978-5-91146-279-6

Рассмотрены вопросы построения трехмерных компьютерных геологических моделей нефтяных и нефтяногазовых месторождений. Описаны методические и технологические подходы в создании моделей на различных этапах моделирования с учетом стадии изученности, объема и качества исходного геолого-геофизического материала. Различные аспекты построения моделей вытекают из привлечения большого количества иллюстративного материала. Используются результаты построения моделей по большому количеству месторождений в различных программных пакетах. Для специалистов проектных и сервисных организаций, занимающихся построением геологических моделей нефтяных и нефтяногазовых месторождений, а также студентов и аспирантов высших учебных заведений нефтяногазовых и геологических специальностей.

По вопросу приобретения данной книги просим обращаться в российское отделение EAGE, [www.eage.ru](http://www.eage.ru), тел. в Москве - 861-92-85.

УДК 550.8  
ББК Д 26  
320

© Захревский К.Е., 2009

# Содержание

Введение.....	4
Глава 1. Исторический экскурс .....	5
Глава 2. Исходные данные, программные пакеты.....	8
Глава 3. Этапность работ .....	19
Глава 4. Построение структурно-стратиграфического каркаса .....	23
Глава 5. Построение куба литофаций .....	45
Глава 6. Построение куба пористости.....	95
Глава 7. Построение куба проницаемости .....	113
Глава 8. Построение куба нефтегазонасыщенности.....	117
Глава 9. Оценка запасов углеводородов .....	124
Глава 10. Многовариантное моделирование, оценка неопределенностей и рисков .....	129
Глава 11. Обновление модели и геонавигация .....	140
Литература .....	150
Благодарности.....	154
Приложение 1. Концептуальная модель (в соавторстве с Ананьевым С.А. и Скоробогатько А.В.) .....	155
Приложение 2. Флюидная модель.....	209
Приложение 3. Построение сетки (автор - Сунгуров А.А.) .....	240
Приложение 4. Нейронные сети и многоточечная статистика (в соавторстве с Захаряном А.В.) .....	274
Приложение 5. Двумерное картопостроение (в соавторстве с Катаевой Л.А.) .....	293
Приложение 6. Геостатистика и кригинг (в соавторстве с Сунгуровым А.А.) .....	353

# Введение

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время стало обычной, почти рутинной, процедурой в рамках общего процесса разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Создание 3D моделей решает при этом, как правило, следующие задачи:

- подсчет запасов углеводородов,
- планирование (проектирование) скважин,
- оценка неопределенностей и рисков,
- подготовка основы для гидродинамического моделирования.

Вместе с тем, ощущается нехватка русскоязычной литературы в области 3D геологического моделирования. Основными источниками информации остаются руководства по использованию программных пакетов геологического моделирования и «Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1.», выпущенные в 2003 году.

С целью в определенной степени восполнить этот пробел и учесть появившиеся в последние годы новые разработки в технологии 3D геологического моделирования была создана эта книга. При ее подготовке автор использовал как собственный опыт, так и советы коллег и примеры моделирования, изложенные в российской и зарубежной печати и электронных библиотеках. Было изучено около 300 статей, из которых отобраны наиболее яркие примеры. Из российских изданий следует, в первую очередь, упомянуть «Нефтяное хозяйство» и «Геологию нефти и газа». Из зарубежных — библиотеку общества инженеров-нефтяников (SPE), где имеется наибольшее количество литературы, а также материалы американского и европейского обществ нефтяных геологов (AAPG и EAPG).

В связи с малым опытом у автора геологического моделирования трещинных коллекторов, эта специфика процесса создания 3D геологической модели в данной книге не рассматривается. В остальном же автор надеется, что книга будет полезна и интересна как опытным специалистам в области 3D геологического моделирования, так и, в большей степени, молодым специалистам и студентам вузов.

# Глава 1. Исторический экскурс

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин.

Несмотря на богатейшие традиции геологической науки России (более трехсот лет основания горного дела в России согласно указу Петра I), построение трехмерных цифровых геологических моделей нефтяных и газовых месторождений является в нашей стране относительно молодым направлением в прикладной нефтегазовой геологии, возникнув и развиваясь около 15 лет.

Появление трехмерного геологического моделирования как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие следующих основных факторов:

- разработки математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования,
- развития смежных областей геологического и геофизического знания — обработки и интерпретации 3D сейморазведки, сиквенс-стратиграфии, а также трехмерного гидродинамического моделирования,
- появления достаточно мощных компьютеров и рабочих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты с достаточным быстродействием и визуализацией результатов,
- разработки коммерческих программ, обеспечивающих цикл построения трехмерных моделей (загрузка, корреляция, картопостроение, построение кубов ФЕС, визуализация, анализ данных, выдача графики и др.),
- накопления обширного опыта двумерного геологического моделирования, подсчета запасов и нефтегазопромысловый геологии.

Таким образом, начало работ по трехмерному моделированию в России естественным образом связано с появлением на рынке в 1993–94 годах и началом продаж программ Stratamodel (Landmark), IRAP RMS (Smedvig Technologist), несколько позже – 3D Property (Shlumberger). Широкомасштабные продажи пакетов трехмерного моделирования начались в 1996–97 годах (мы не рассматриваем пакеты двумерного моделирования типа Charisma-RM или Tigress, позволяющие строить псевдотрехмерные модели).

В настоящее время пакет Stratamodel используется весьма ограниченно, фирма Shlumberger распространяет пакет Petrel, пришедший на смену 3D Property, пакет IRAP RMS распространяется компанией Roxar – преемником Smedvig Technologist, фирма Paradigm Geophysical предлагает пакет Gocad (мы упомянули наиболее распространенные в России зарубежные пакеты). Разработка и продажа российских пакетов трехмерного моделирования началась с задержкой примерно на 4–5 лет после выхода на российский рынок западного софтвера (например, пакет DV разработки Центральной Геофизической Экспедиции).

Впервые на отраслевом уровне задача построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей при проектировании разработки российских месторождений углеводородов была поставлена в Регламенте по проектированию (1996 г.), что послужило толчком к массовому началу работ по построению трехмерных геологических моделей.

Большую роль в дальнейшем развитии 3D геологического моделирования сыграли постановление Центральной комиссии по разработке о необходимости построения 3D геологических и гидродинамических моделей при создании проектных документов, а также подготовка отраслевых документов в области 3D моделирования: Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2000 г.) и Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (2003 г.).

В настоящее время 3D геологическое моделирование продолжает активно развиваться. В качестве ведущих научных коллективов и научных школ, занимающихся разработкой математических принципов и алгоритмов трехмерного геологического моделирования, следует упомянуть работы ученых в Стэнфордском университете, Норвежском компьютерном центре, Французском институте нефти и Научной школы в Нанси. В России активное раз-

витие получило направление по оценке качества и экспертизе 3D геологических моделей.

Развитие программных пакетов геологического моделирования обеспечивается, с одной стороны, появлением новых принципов и алгоритмов 3D моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика – MPS), с другой – расширением функциональности за счет включения и интеграции новых модулей (анализ данных сейсморазведки, сопровождение бурения горизонтальных скважин, апскейлинг). Таким образом, трехмерное цифровое геологическое моделирование продолжает оставаться интересным, увлекательным и экономически эффективным направлением нефтегазовой геологии.

## Глава 2. Исходные данные, программные пакеты

В данной главе рассматриваются программные пакеты и основные виды исходных данных для цифрового геологического моделирования. Помимо особенностей геологического строения месторождения количество и качество исходной информации в значительной степени определяют способы построения модели и получаемые результаты. Определим основной набор исходных данных:

1. Координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия - используются для создания траекторий скважин в модели.

Важно отметить, что в последнее время в старых скважинах в массовом порядке проводятся повторные измерения инклинометрии (гироскопы), которые необходимо обязательно собрать и учесть.

В случае, если необходимо в точности повторить в модели траектории скважин, рассчитанных маркшейдерской службой, рекомендуется создавать траекторию через позиционный каротаж (X, Y, Z), используя координаты устья и рассчитанные маркшейдерской службой приращения по трем осям.

Таблицы поправок в инклинометрию используются для введения поправок в альтитуды скважин (для «подвижек» скважин) в предположении наличия погрешностей инклинометрии по результатам анализа структурных поверхностей и флюидных контактов.

2. Координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой - используются для контроля пластопересечений, рассчитанных в проекте после корреляции пластов, а также для создания искусственных вертикальных скважин в модели, когда отсутствуют данные инклинометрии. В этом случае координаты устьев принимаются равными координатам пластопересечений, а альтитуды - сумме альтитуд и удлинений на кровлю пласта.

При сопоставлении координат пластопересечений надо иметь в виду, что алгоритмы расчета траекторий скважин по информации об углах и азимутах в разных программах могут различаться.

3. Стратиграфические разбивки (маркеры), рассчитанные геологом в проекте - используются в качестве основы при формировании структурного каркаса.
4. Кривые ГИС - используются для корреляционных построений, выделения литотипов, оценки характера насыщения и ФЕС, фациального анализа, привязки данных сейсморазведки. Результаты интерпретации ГИС (РИГИС) используются при построении 3Д модели для распространения свойств – построения кубов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).
5. Отбивки флюидных контактов в скважинах - используются для построения карт флюидных контактов и геометризации залежей. Интервалы перфорации, результаты испытаний и работы скважин, гидродинамического каротажа используются для обоснования и корректировки положения флюидных контактов.
6. Даты бурения и ввода скважин в добычу (под закачку), карты накопленных отборов и закачки - используются при отборе скважин с неискаженными влиянием разработки величинами начальной насыщенности  $K_n$ .
7. Сейсмические данные. Структурные карты и поверхности нарушений по данным сейсморазведки, бурения и других методов используются для формирования структурного каркаса. Карты или кубы сейсмических атрибутов используются для распространения ФЕС в межскважинном пространстве.
8. Уравнения петрофизических зависимостей «кern-кern» (например,  $LgK_{np} = f(K_n)$ ) и «кern-ГИС» (например,  $K_n = f(\alpha_{nc})$ ), средние и граничные (min, max) значения коллекторских свойств, кривые капиллярного давления - получаются по результатам совместной интерпретации данных керна и ГИС, используются для расчета ФЕС с учетом литотипов, построения модели переходной зоны.
9. Количественные (определения  $K_p$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_v$ ) и качественные (описание) исследования керна. Применяются при настройке данных ГИС

для последующей массовой интерпретации, а также при создании концептуальной модели.

10. Общие и геологические данные:

- карты эффективных и нефтенасыщенных толщин 2Д (из отчета по подсчету запасов) - используются для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3Д модели. Сводная таблица подсчетных параметров и запасов УВ (из отчета по подсчету запасов) используется для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3Д модели.
- топоснова, полигоны лицензии, ВНК, нарушений, зон замещения и выклинивания, водоохраных зон, категорий запасов (из отчета по подсчету запасов) - используются в качестве исходных данных для двумерного картопостроения и 3Д моделирования, для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3Д модели. Как правило, эта информация сводится на совмещенную схему изученности (рис.2.1), которая является базовой картой (basemap) при создании модели.
- текст отчета по подсчету запасов (проектного документа), отчеты по изучению недр являются той фактологической базой, на которой базируется оценка запасов и построение модели.

Поскольку основной опорной информацией для построения модели являются данные РИГИС, рассмотрим наиболее распространенные виды интерпретации ГИС, используемые при создании моделей.

Поточечная непрерывная интерпретация используется в зарубежных (в большей степени) и российских программных пакетах интерпретации. Оценка геофизических параметров и ФЕС выполняется по всему разрезу с шагом дискретизации каротажных измерений.

Поинтервальная (попластовая) интерпретация традиционно используется во многих российских программных пакетах интерпретации (рис.2.2). Оценка геофизических параметров и ФЕС выполняется для относительно однородных интервалов разреза, обычно толщиной от 0,4 до 4 м.

Применяется и упрощенный подход при попластовой обработке ГИС - оценка ФЕС только в коллекторах, в неколлекторах значения не определяются. К сожалению, данный подход до сих пор достаточно широко распространен как стандартный при подсчете запасов, что не позволяет пол-

ностью использовать весь арсенал методов моделирования при построении моделей.

Поинтервальная или поточечная непрерывная интерпретация по разрезу с выделением литотипов пород - наиболее оптимальный для построения полноценной геологической модели вариант интерпретации ГИС, который целесообразно фиксировать в техническом (геологическом) задании на интерпретацию данных каротажа.

Как правило, данные, собранные из различных источников (рис.2.3), загружаются в программный продукт моделирования, где создается новый рабочий проект. Большинство современных пакетов геологического моделирования (Petrel, IRAP RMS, Gocad) имеют файловую организационную структуру.

В качестве примера пакета геологического моделирования, работающего с использованием реляционной базы данных Oracle, можно привести пакет Stratamodel, использующий совместно с другими приложениями ПК Landmark (сейсмическими, петрофизическими) базу данных OpenWorks.

Типовой набор основных модулей наиболее распространенных пакетов трехмерного геологического моделирования показан на рис.2.4. Он включает в себя модули:

- импорта и экспорта данных,
- корреляции пластов по скважинным данным,
- интерпретации данных сейсморазведки (как правило, это – выделение нарушений, трассирование горизонтов и картопостроение, атрибутивный анализ, то есть «сейсмика для геологов»),
- анализ данных (построение ГСРов, кросс-плотов, вариограмм, гистограмм),
- построение и редактирование карт, точек, полигонов,
- построение модели тектонических нарушений,
- построение структурно-стратиграфического каркаса,
- осреднение скважинных данных на сетку,
- литологофациальное моделирование,
- петрофизическое моделирование,
- подсчет запасов,
- планирование скважин,
- анализ неопределенностей и рисков,

- калькулятор (кубов, карт, каротажных кривых, атрибутов),
- оформление отчетной графики.

При необходимости в этот набор включают модуль моделирования трещиноватости. Модуль интерпретации каротажных кривых, как правило, в этот набор не входит. Интерпретацию каротажных кривых обычно выполняют петрофизики в отдельном специализированном пакете.

Процесс построения геологических моделей требует достаточно производительных компьютеров с мощными графическими картами. Поэтому наиболее распространенным рабочим местом геолога-модельера является рабочая станция с двумя экранами (рис.2.5), что позволяет эффективно работать с различными приложениями.

В последнее время визуализация исходных данных и цифровых геологических моделей все чаще производится не только на рабочих станциях, но и в специально оборудованных центрах пространственной визуализации (рис.2.5) в объемном стереоскопическом режиме [Закревский К.Е., Сыртланов В.Р., Майсюк Д.М., 2008]. Такие центры используются также для визуализации данных сейсморазведки 3D, фильтрационных расчетов, а также в качестве decision room – комнаты, в которой в процессе обсуждения геофизических, геологических и гидродинамических данных принимаются решения по оптимизации процесса дальнейшей разведки и разработки месторождения.

В заключение остановимся на принципах выбора границ проекта моделирования. Как правило, в плане границы участка моделирования (рис.2.6) выбирают на основе исходных данных – на 1,5-2 км шире границ внешнего контура нефтеносности или границ лицензии. Выбор границ моделирования в разрезе определяется, с одной стороны, целевым геологическим заданием и условиями горного отвода, с другой - возможностями используемой техники и программного пакета. В некоторых случаях, после консультаций с гидродинамиками, возникает необходимость моделирования соседних выше или нижезалегающих пластов (рис.2.6), даже если они водоносные.

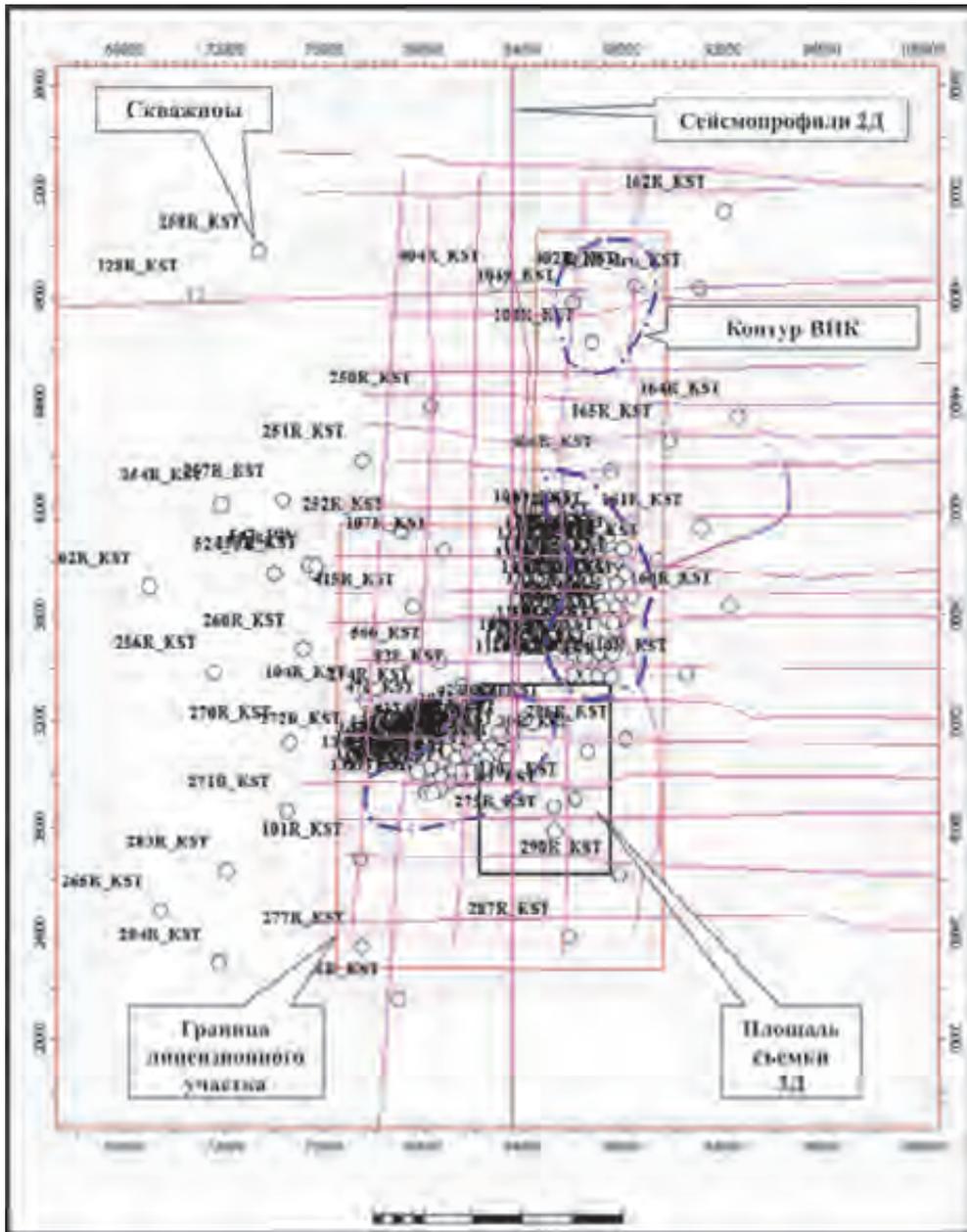


Рис.2.1. Схема изученности Кустового месторождения (материалы ОАО «ЛУКОЙЛ»)

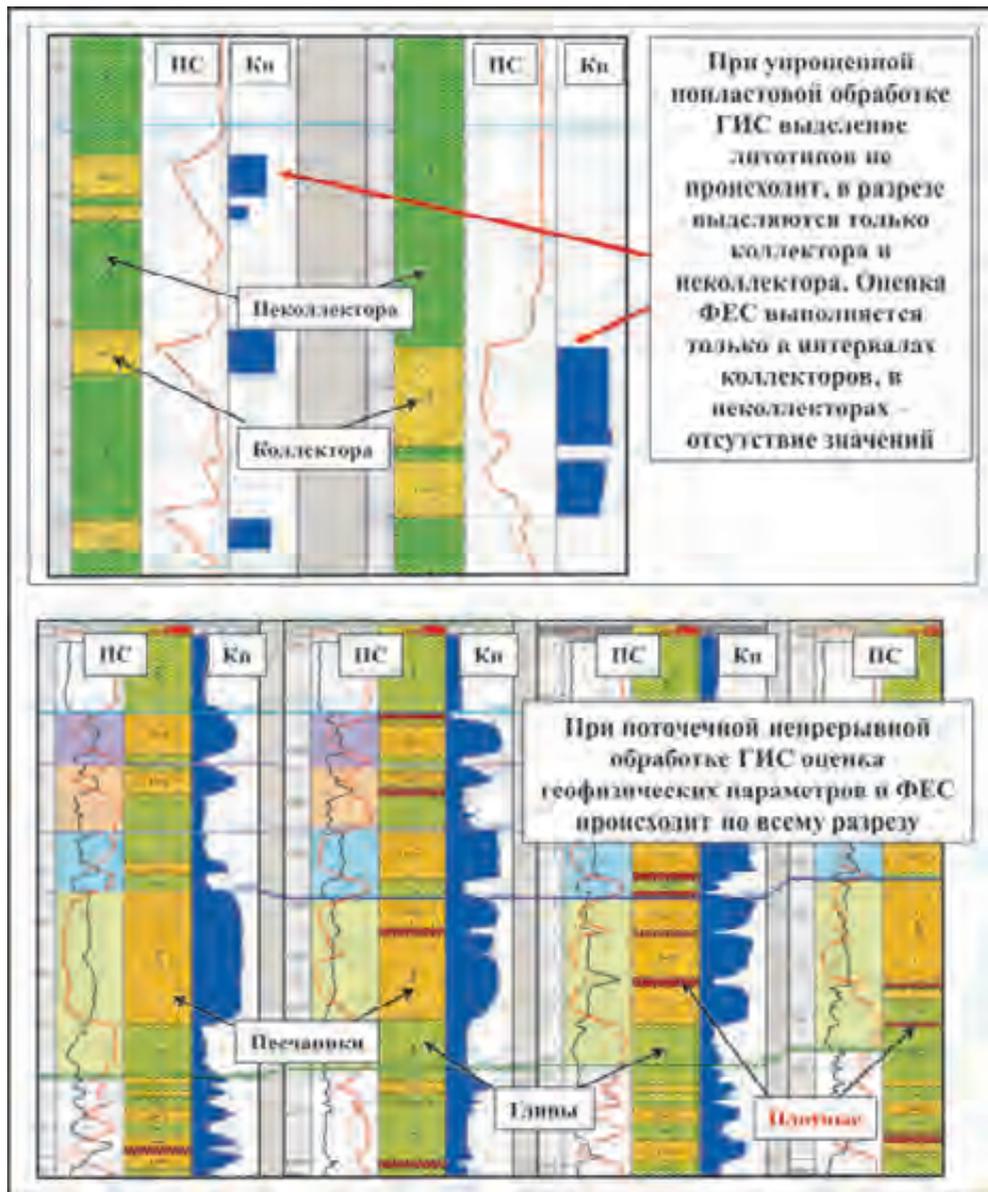


Рис.2.2. Примеры способов интерпретации ГИС

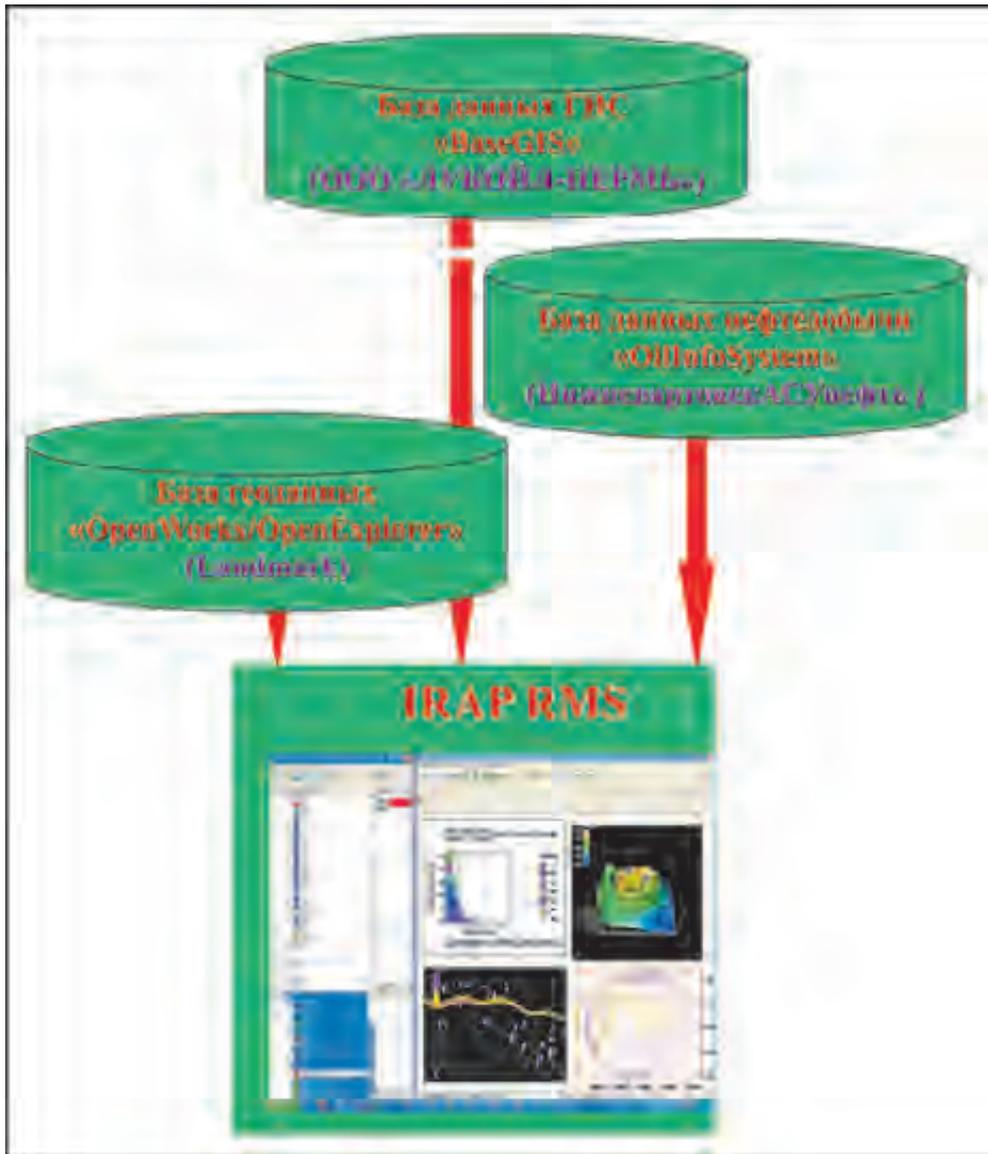


Рис.2.3. Использование информации различных баз данных при геологическом моделировании в «ЛУКОЙЛ-Пермь»

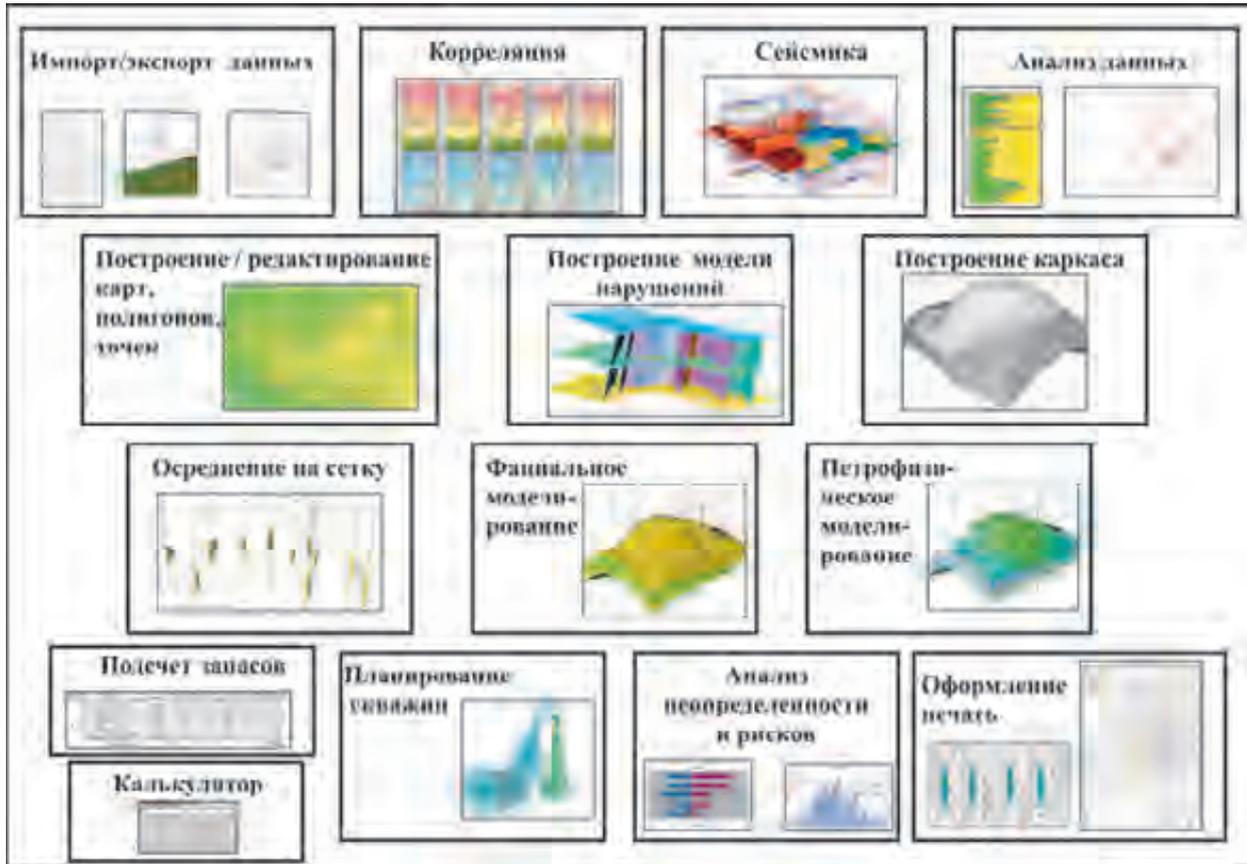


Рис.2.4. Типовой состав модулей программного пакета геологического моделирования



Рис.2.5. Примеры центров пространственной визуализации и рабочего места геолога-модельера

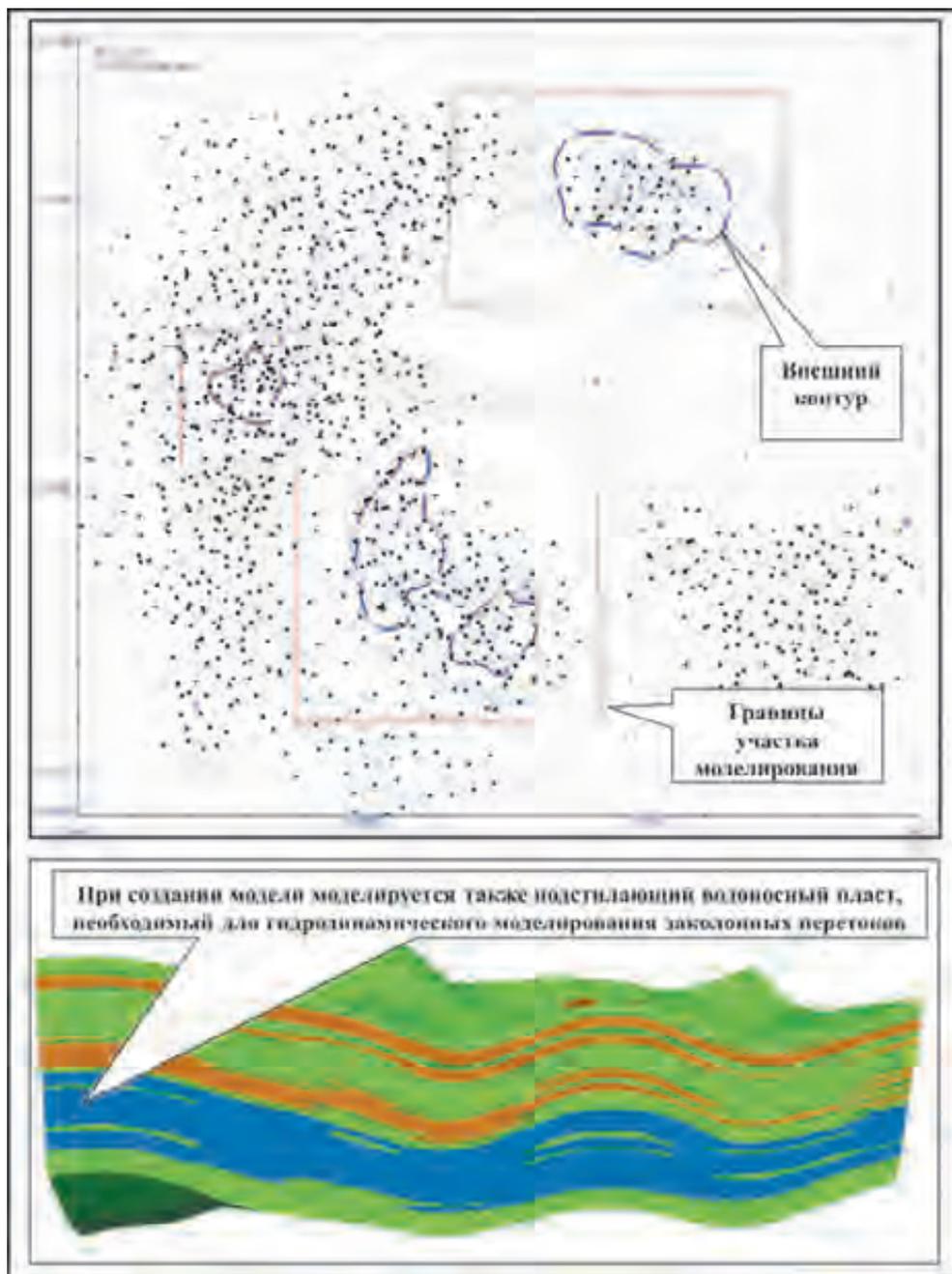


Рис.2.6. Выбор границ моделирования объекта

## Глава 3. Этапность работ

Традиционно технология геологического моделирования 3D представляется в виде следующих основных этапов (рис.3.1):

1. Сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных.
2. Структурное моделирование (создание каркаса).
3. Создание сетки (3D грида), осреднение (перенос) скважинных данных на сетку.
4. Фациальное (литологическое) моделирование.
5. Петрофизическое моделирование.
6. Подсчет запасов углеводородов.

В зависимости от поставленной задачи возможно исключение каких-либо этапов или их повторение. Поскольку традиционная схема подробно освещается в руководствах пользователей, остановимся на ней кратко. После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создается модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов — стратиграфических границ пластов, посаженных на корреляционные разбивки и увязанных с поверхностями тектонических нарушений.

В рамках этого каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая таким образом трехмерную сетку (3D грид). На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос (осреднение) результатов интерпретации ГИС — кривых фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием.

По этим скважинным данным, используя результаты интерпретации сейсморазведки в качестве трендовых параметров (если они есть), рассчитываются кубы свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве. Вначале — дискретный куб фаций (литологии). Затем, с учетом вида рас-

пределения и пространственных закономерностей для каждой фации, строятся непрерывные кубы пористости  $K_p$  и проницаемости  $K_{пр}$ .

Непрерывный куб нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$  рассчитывается исходя из данных о свойствах пород ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны). Правда, для некоторых типов пород переходная зона может и отсутствовать. Предварительно для каждого пласта строятся поверхности флюидных контактов.

На основе этих кубов ФЕС производится подсчет запасов углеводородов, проектирование скважин, модель передается гидродинамикам для фильтрационных расчетов. С появлением новой информации (бурение скважин, отстрел новых сейсмических кубов 3D, выполнение дополнительных исследований керна и др.) модель дополняется и корректируется. Другой причиной корректировки геологической модели могут служить замечания гидродинамиков, обоснованные результатами адаптации фильтрационной модели в процессе воспроизведения истории разработки.

Теперь рассмотрим наиболее распространенные отступления и дополнения к традиционной схеме этапности геологического моделирования.

Во-первых, это игнорирование этапа построения фациальной модели при упрощенном подходе к моделированию, о чем будет рассказано в дальнейшем. В этом случае дискретный куб фаций не строится, а для характеристики качества ячеек используется непрерывный куб песчаности (NTG) или пористости.

Во-вторых, добавление этапа многовариантного моделирования с оценкой неопределенностей геологической модели и рисков заложения скважин. Как правило, этот этап является практически стандартным за рубежом, у нас же в России пока применяется мало.

В-третьих, добавление этапа экспертизы построенной геологической модели, как на корпоративном, так и на государственном уровне. В следующих главах каждый из этапов моделирования будет рассмотрен более подробно.

Иногда как отдельный этап после построения геологической модели рассматривается подготовка данных для последующей передачи гидродинамикам для фильтрационного моделирования.

Необходимо также сказать несколько слов о той важной работе, которая порой остается как бы «за кадром», но которая предварают собственно 3D моделирование и без которой невозможно построить адекватную цифровую геологическую модель 3D:

- построение концептуальной (принципиальной) геологической модели. Под этим понимается определение условий осадконакопления пластов и их тектонического развития, разработка на этой основе принципов корреляции стратиграфических границ, определение местоположения границ фациальных зон, закономерностей формирования коллекторов, изменения их свойств по площади и по разрезу для каждой фациальной зоны,
- построение флюидальной модели. Это определение положения межфлюидных контактов в скважинах и, на этой основе, построение поверхностей флюидных контактов в межскважинном пространстве.

Более подробно построение концептуальной и флюидальной моделей рассматриваются в приложениях данной книги.

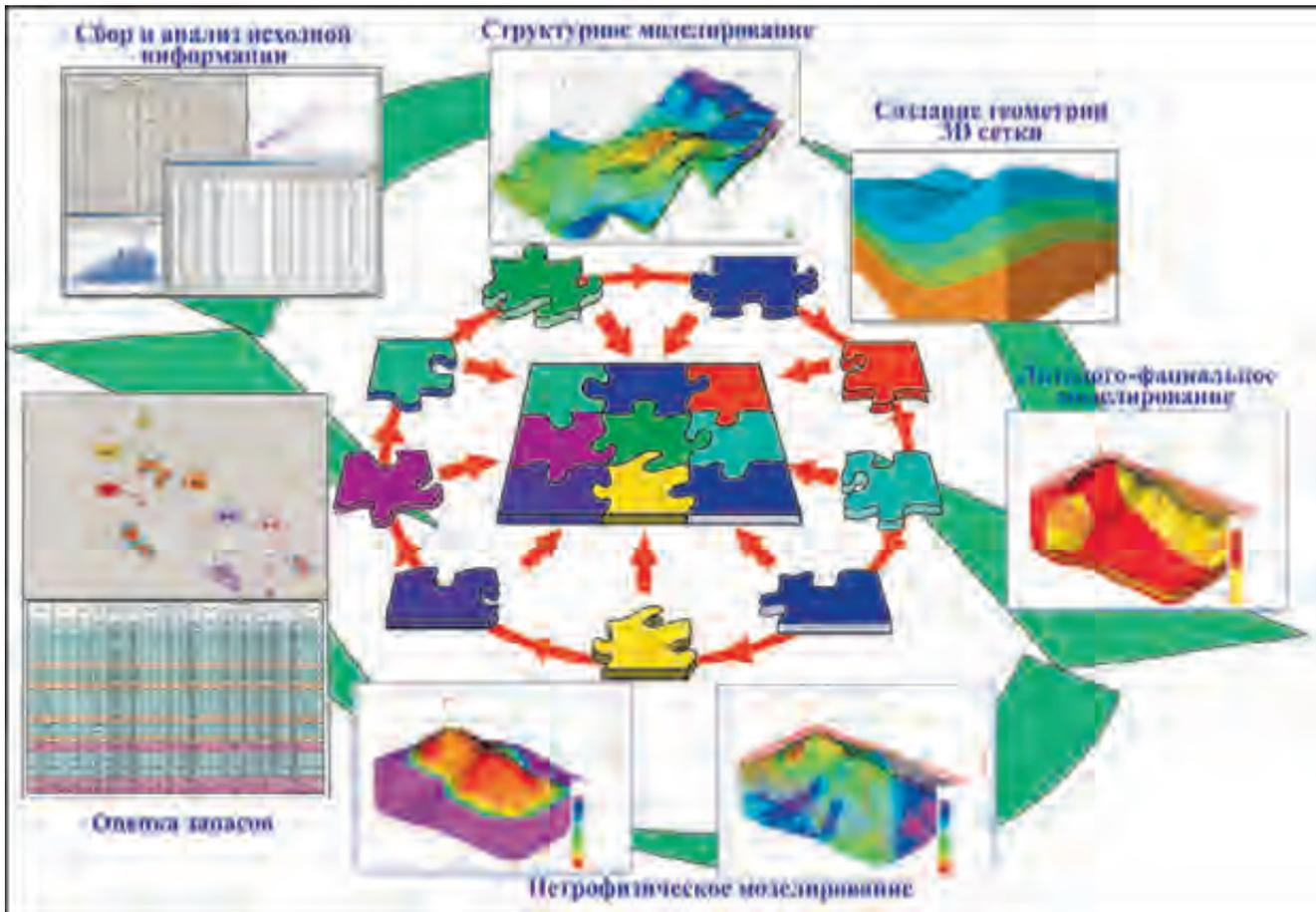


Рис.3.1. Основные этапы создания цифровой геологической модели 3D

## Глава 4. Построение структурно-стратиграфического каркаса

Основные три источника и три составные части структурного каркаса модели (рис.4.1) — стратиграфические разбивки (маркеры) пластов в скважинах, стратиграфические поверхности пластов и плоскости тектонических нарушений, организованные в тектоническую модель (fault model). При построении структурного каркаса предполагается, что уже выполнена вся подготовительная работа: прокоррелированы пласты на основе концептуальной модели осадконакопления (приложение 1), введены поправки в инклинометрию скважин согласно принятой флюидной модели (приложение 2), выполнены двумерные картопостроения стратиграфических поверхностей пластов.

Двумерные картопостроения структурных поверхностей при 3D моделировании в целом аналогичны картопостроениям при подсчете запасов (они описаны в приложении 5), мы же остановимся на следующем. Обычно число стратиграфических поверхностей в модели существенно превышает число надежно прослеживаемых сейсмических границ, которые с ними ассоциированы. Поэтому вначале выполняется построение основных стратиграфических поверхностей пластов, связанных с опорными сейсмическими горизонтами, например, методом кокригинга [Дюбрул О., 2007]. После этого выполняется построение остальных (дополнительных) стратиграфических поверхностей через карты стратиграфических толщин по скважинам, исходя из принятой модели осадконакопления. Пример такого построения для континентальных отложений тюменской свиты показан на рис.4.2; здесь согласно с принятой моделью осадконакопления построение дополнительных поверхностей выполнялось через карты толщин от кровли.

В случае, когда промежуточная поверхность должна быть конформна одновременно двум основным стратиграфическим поверхностям, построение осуществляется с использованием карты пропорций толщин. Например, вначале строится по скважинным данным карта  $h/H$ , где  $h$  — толщина верхнего пласта в скважинах, а  $H$  — суммарная толщина верхнего и нижнего пласта, то есть всей пачки (рис.4.3.). Затем эта карта умножается на

суммарную карту стратиграфических толщин, полученную вычитанием из карты кровли пачки А карты подошвы пачки Б. Прибавлением полученной карты к карте кровли пачки А рассчитывается промежуточная поверхность В.

В современных пакетах геологического моделирования имеется возможность строить поверхности, одновременно конформные выше и нижележащим поверхностям, автоматически. Она реализована таким образом, что пользователю следует указать ряд параметров, таких, как: выше и нижележащие «опорные» поверхности, количество промежуточных поверхностей в заданном интервале, метод корректировки толщин (не обязательно пропорциональный). При необходимости часть промежуточных интервалов можно задать фиксированной картой толщин (например, в случае, когда необходимо сохранить смоделированные толщины глинистой перемычки, которая локально выклинивается). Карта пропорций и карта стратиграфических толщин строится «виртуально» на основе заданных настроек и пользователь получает необходимые промежуточные поверхности.

Важным моментом построения каркаса является принятие решения о включении тектонических нарушений в геологическую модель в том случае, когда число выделяемых по данным сейсморазведки нарушений достаточно велико. Хотя на этот счет нет единой точки зрения, мы рекомендуем руководствоваться следующими принципами включения нарушений в геологическую модель:

- нарушения, разделяющие блоки с разными отметками флюидных контактов,
- нарушения, наиболее амплитудные и протяженные (рис.4.4),
- нарушения с амплитудой более половины мощности пласта,
- нарушения, наличие и значимость которых подтверждается данными других методов (гидропрослушивания, гидродинамических исследований скважин, анализа взаимодействия скважин в процессе разработки др.).

Помимо основных поверхностей в структурный каркас иногда включаются и вспомогательные поверхности, что позволяет решить какие-либо прикладные задачи (рис.4.5 и рис.4.6). Например, при адаптации трехмерной геологической модели к материалам подсчета запасов в ситуации, когда зоны стратиграфического выклинивания пласта, фиксируемые сейсморазведкой, в материалах подсчета запаса были показаны как зоны выклинивания кол-

лекторов. В трехмерной геологической модели пришлось поверхности структурного стратиграфического каркаса выклинить дальше за границей линии в подсчете запасов, а выклинивание коллекторов обеспечить введением вспомогательных поверхностей.

Следующим за созданием структурного каркаса этапом построения модели является построение трехмерной сетки, или 3D-грида. Трехмерная сетка — это ячеистый каркас, внутри которого происходят все основные этапы геологического моделирования. Главное отличие трехмерной сетки от двумерного грида (то есть поверхности) в том, что каждая ячейка трехмерной сетки занимает определенный объем в пространстве, тогда как ячейка двумерного грида характеризуется только площадью. Правильно построенная трехмерная сетка — это основа построения корректной геологической модели.

Существует два глобальных типа трехмерных сеток: структурированные сетки и неструктурированные. Ячейки структурированных сеток всегда представляют собой шестигранники (то есть имеют 8 вершин). Ячейки неструктурированных сеток теоретически не имеют ограничений по форме ячейки. На рис.4.7 показан пример моделирования месторождения на основе различной сеточной геометрии. Неструктурированные сетки более гибкие и позволяют моделировать залежи с наиболее сложной геометрией (рис.4.8), однако в таких случаях часто возникают трудности при передаче результатов геологического моделирования в гидродинамические симуляторы.

Подробное изложение процесса формирования 3D-грида (разбиение на зоны, типы напластования, встраивание разломов и др.) излагается в приложении 2 данной книги, подготовленном Сунгуровым А.А.

Мы же остановимся на конкретных примерах разбиения сетки на слои по вертикали, поскольку этот процесс должен определяться характером геологического строения объектов, безотносительно к особенностям построения сетки в данном программном продукте.

На рис.4.9 показан пример вертикальной разбивки трехмерной геологической сетки для выдержанных по мощности терригенных пластов (Западная Сибирь, породы мелового возраста). Пласты БВ формировались в морских условиях мелководного шельфа, хорошо выдержаны по латерали и имеют малые вариации общих стратиграфических толщин от скважины к скважине, отсутствуют зоны эрозии или размыва. Для этих условий наиболее целесообразно применение пропорциональной схемы нарезки слоев.

На рис.4.10 изображена схема корреляции и вертикальная разбивка трехмерной геологической сетки для юрских континентальных отложений рус-

лового и озерно-болотного генезиса, залегающих на эродированных образованиях фундамента (кора выветривания) с угловым и стратиграфическим несогласием, заполняя в первую очередь участки между палеоподнятиями. Для данных условий осадконакопления целесообразно применение параллельной вертикальной разбивки слоев от кровли (то есть с равной толщиной ячеек — ячейки выклиниваются снизу), либо пропорциональной вертикальной разбивки (то есть количество слоев не меняется, но толщина ячеек варьируется в зависимости от общей толщины пласта).

В последнем случае возникает проблема наличия слишком тонких ячеек в зонах выклинивания (несогласия), которая решается введением ограничения по минимальной толщине ячейки. Таким образом, получается сетка, являющаяся одновременно и пропорциональной (в зонах полной стратиграфической мощности), и параллельной (с выклинивающимися ячейками в зонах эрозии). Пропорциональная она до тех пор, пока толщина пласта не падает до определенного значения, после этого сетка становится параллельной. На рис.4.11 показан пример трехмерной сетки с выклиниванием пласта и варианты решения описанной выше проблемы.

На рис.4.12 и рис.4.13 показан пример комбинирования трех различных типов вертикальной разбивки (параллельного кровле, параллельного подошве и пропорционального). Ачимовские меловые отложения в этом районе представлены участком с аномальным разрезом баженовской свиты. Такие участки, по представлениям геологов, сформировались за счет «подводно-оползневой» модели — песчано-алевролитовые слои аномальных разрезов представляют собой продукт деятельности более поздних (валанжинских) турбидитов, расклинивших отложения баженовской свиты и внедривших в нее принесенный песчано-алевритовый материал ачимовской толщи. В этой ситуации для ачимовских отложений на участках с аномальным разрезом баженовской свиты условно была принята схема напластования равной мощности от подошвы. Для ачимовских пластов, несогласно примыкающих к этим участкам, принимается схема напластования равной мощности от кровли (вертикальная разбивка, параллельная кровле), а для верхнего пласта, не затронутого аномальными процессами — пропорциональная разбивка.

На рис.4.14 представлен пример вертикальной разбивки на слои пласта БВ<sub>2</sub> (Западная Сибирь). Формирование пласта БВ<sub>2</sub> происходило в условиях формирующейся дельты, причем высокоэнергетические отложения конуса выноса эродировали ранее отложившиеся слои. Для данных условий осадконакопления была применена параллельная кровле нарезка слоев (схема на-

пластования от кровли с равной толщиной ячеек). Кроме того, непроницаемая перемычка (зона 4), представлена одним мощным слоем, а зона 5 разбита на слои параллельно подошве.

На рис.4.15 также представлена схема корреляции и разбивка на слои ачимовских отложений. В данном случае ачимовские клиноформенные отложения нижнего мела имеют косослоистую структуру, обусловленную тем, что отложения формировались в условиях проградации береговой линии. Выбор схемы напластования связан с конкретными условиями формирования отложений данного района (относительное повышение или понижение уровня моря, скорость привноса осадочного материала и др.), и обычно принимается пропорциональная схема, либо параллельная подошве вертикальная разбивка слоев (равная толщина ячеек от подошвы).

На рис.4.16 показана ситуация, при которой песчаники пласта БП состоят из серии береговых барьерных баров, сформировавшихся за счет волноприбойного механизма. Для этого типа отложений целесообразно применять либо пропорциональную схему нарезки слоев, либо равной мощности от подошвы (параллельную подошве).

Поскольку для гидродинамических симуляторов чем сетка проще, тем лучше, то при формировании трехмерного грида следует, по возможности, избегать излишних усложнений, приводящих к увеличению времени гидродинамических расчетов (не поступаясь, естественно, принципами геологической природы объекта). Пример влияния структуры сетки на фильтрационные вычисления приводится на рис.4.17.

После создания грида выполняется процедура переноса (осреднения) скважинных данных на сетку (blocked wells, scaleup), в инструкциях пользователей эта операция описана достаточно подробно. Из геологических соображений следует отметить, что осреднение непрерывных параметров должно выполняться, во-первых, с учетом дискретной кривой фаций (bias), во-вторых, с учетом закона распределения параметров: для пористости и нефтенасыщенности нормального (арифметическое осреднение), проницаемости — логнормального (геометрическое или гармоническое осреднение). Вообще, с ростом мощности компьютеров и уменьшения размеров ячеек процедура осреднения скважинных данных на сетку будет становиться все более точной.

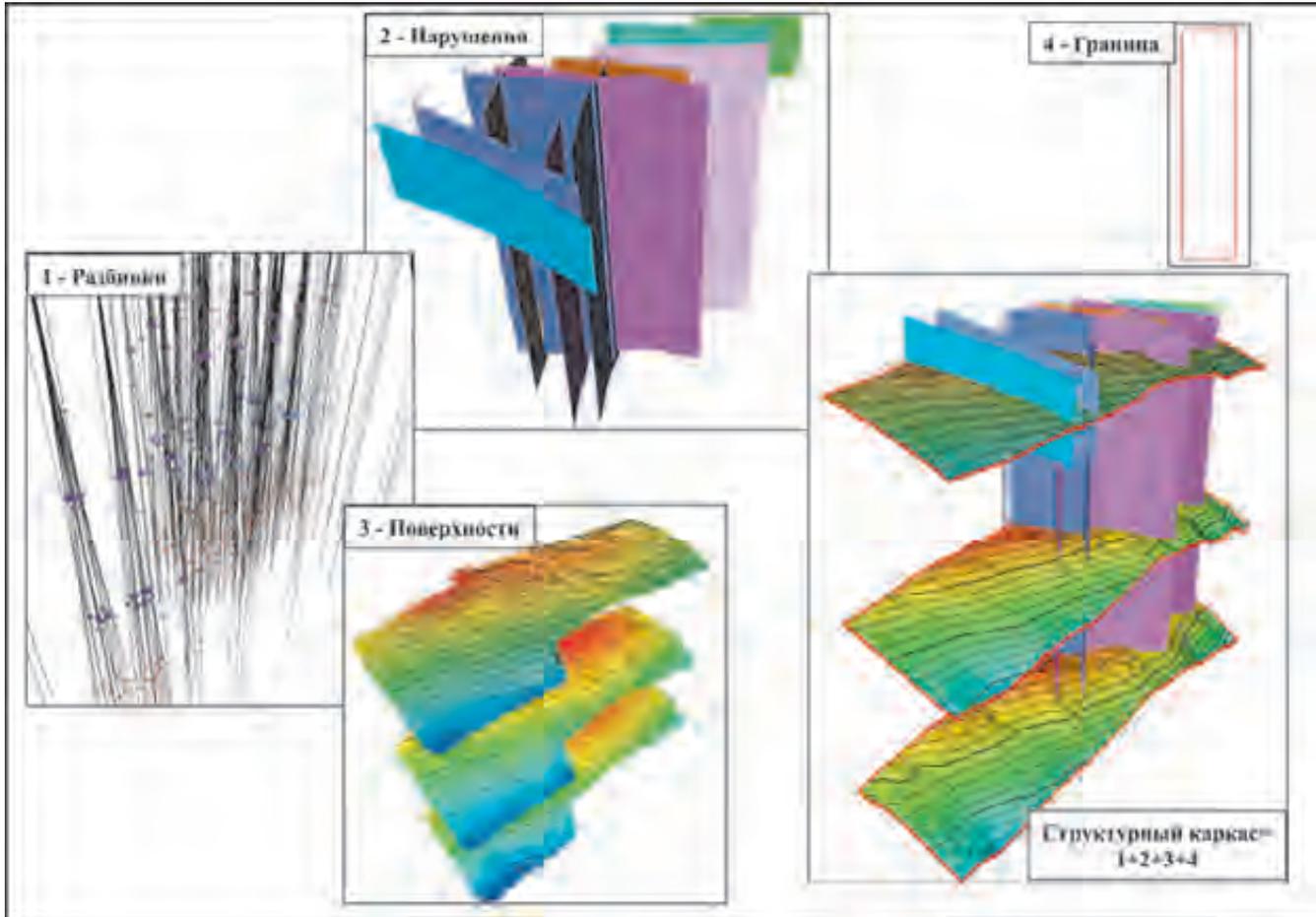


Рис.4.1. Формирование структурного каркаса модели

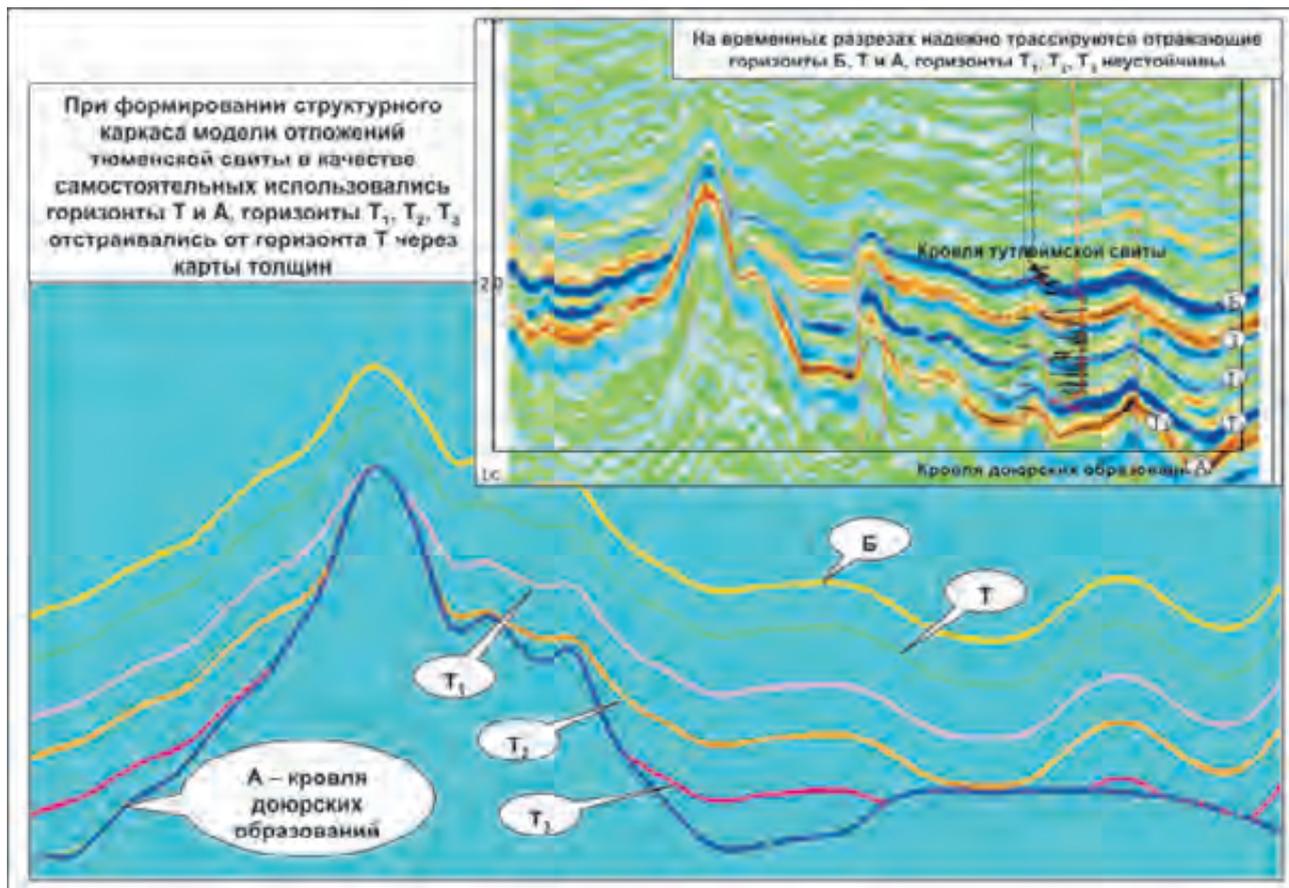


Рис.4.2. Пример формирования структурного каркаса отложений тюменской свиты на Каменном месторождении

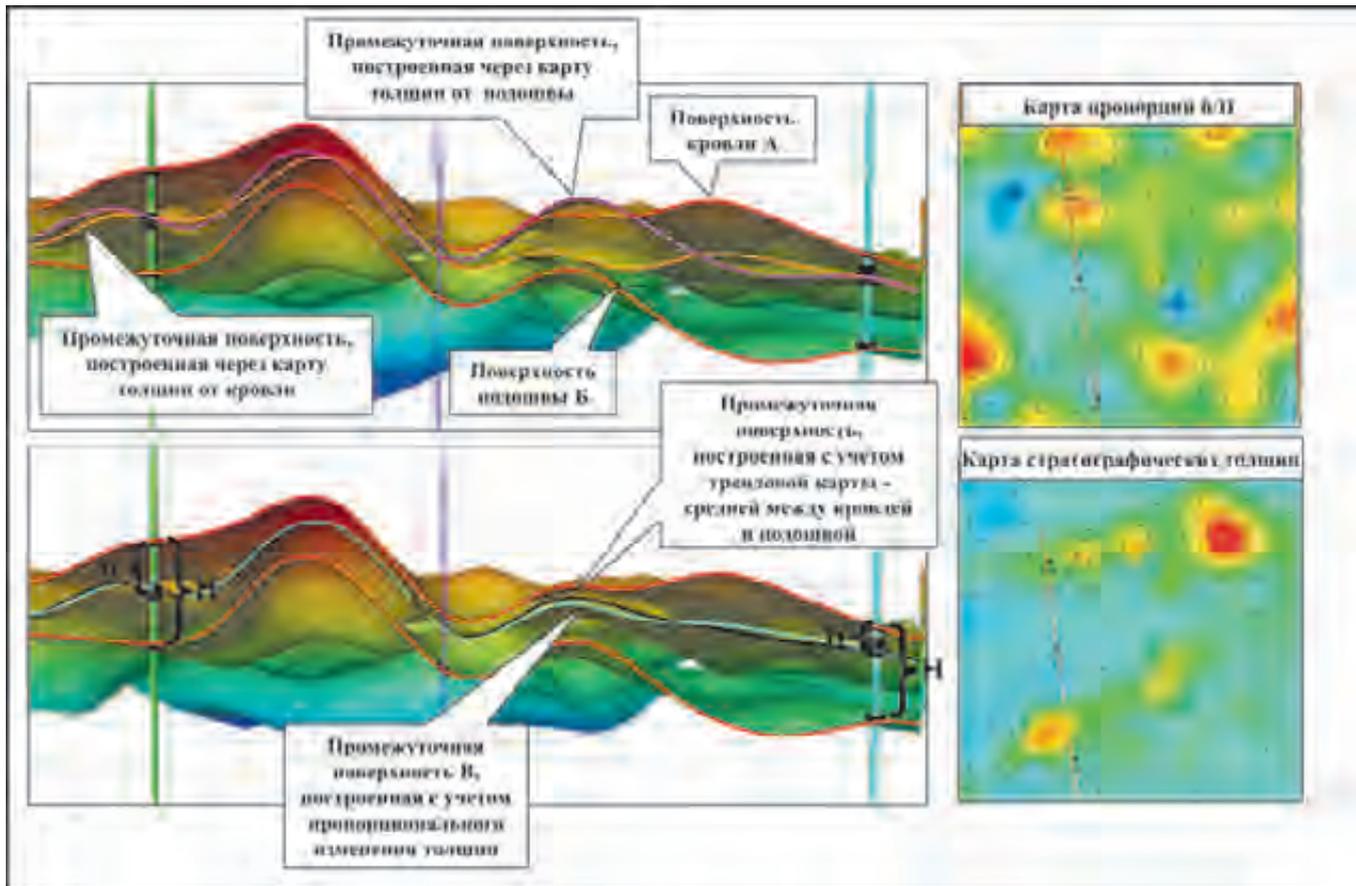


Рис.4.3. Построение промежуточной поверхности с использованием карты пропорций стратиграфических толщин

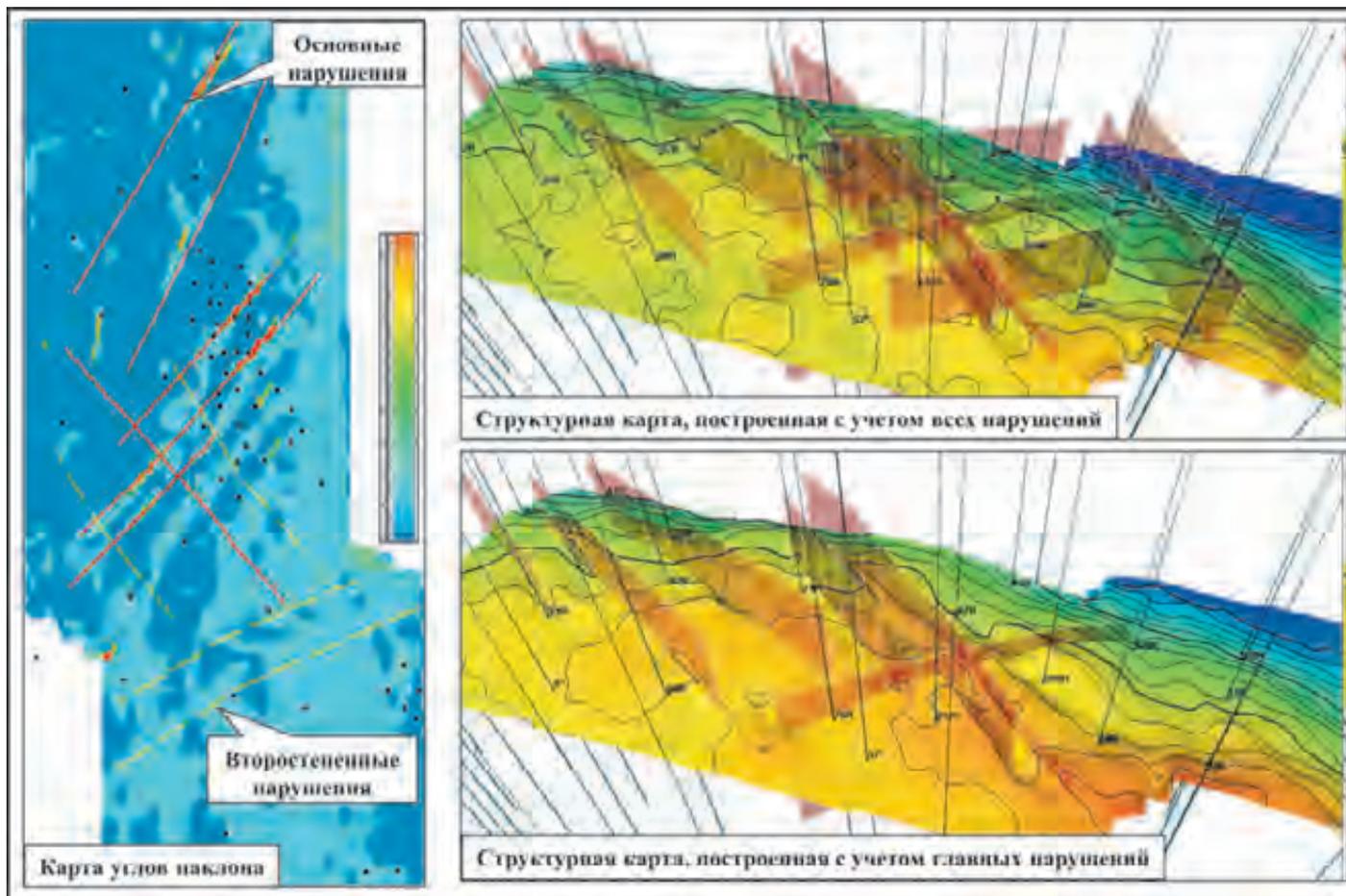


Рис.4.4. Селекция нарушений при формировании структурного каркаса

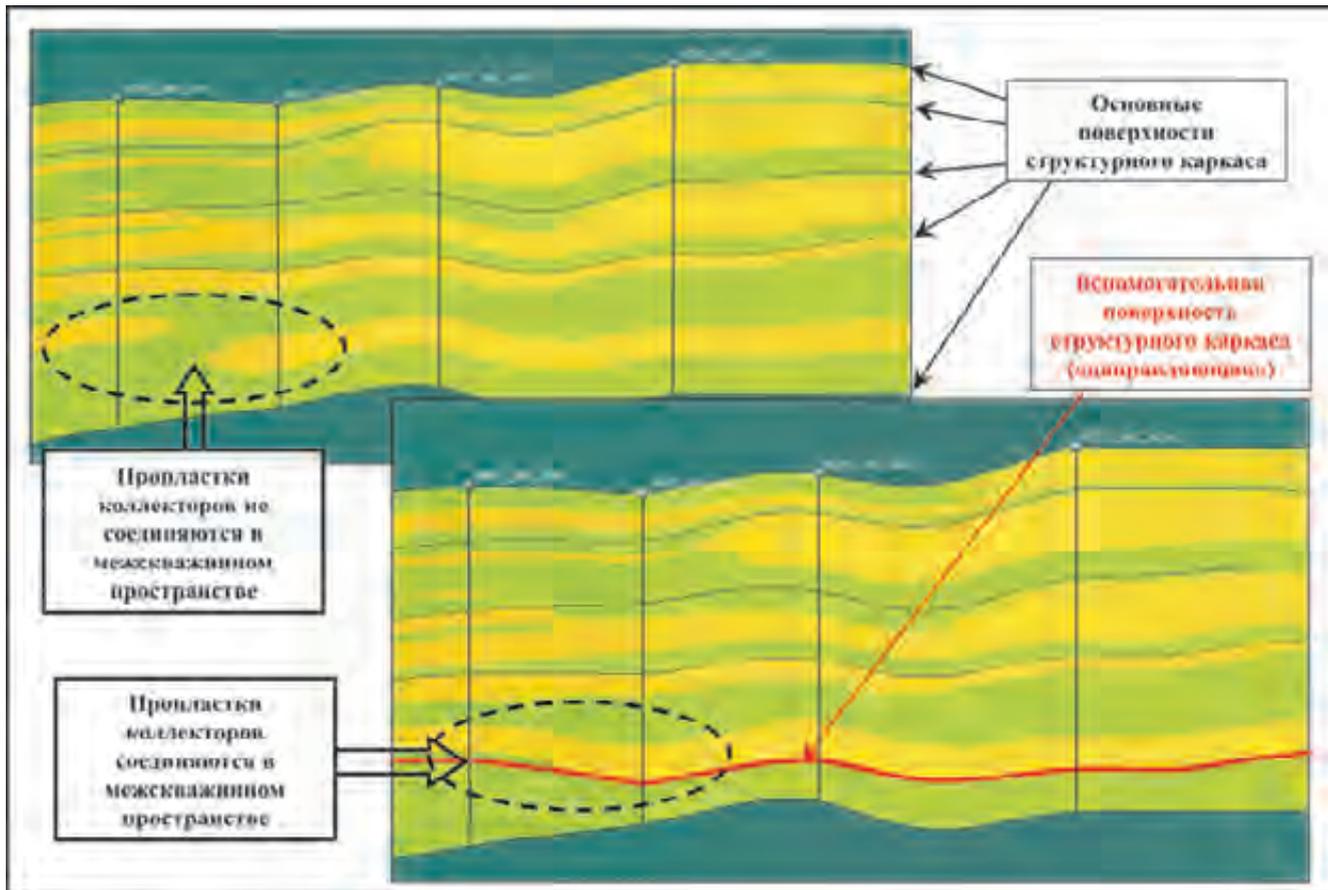


Рис.4.5. Моделирование соединения пропластков коллекторов путем введения вспомогательной поверхности каркаса

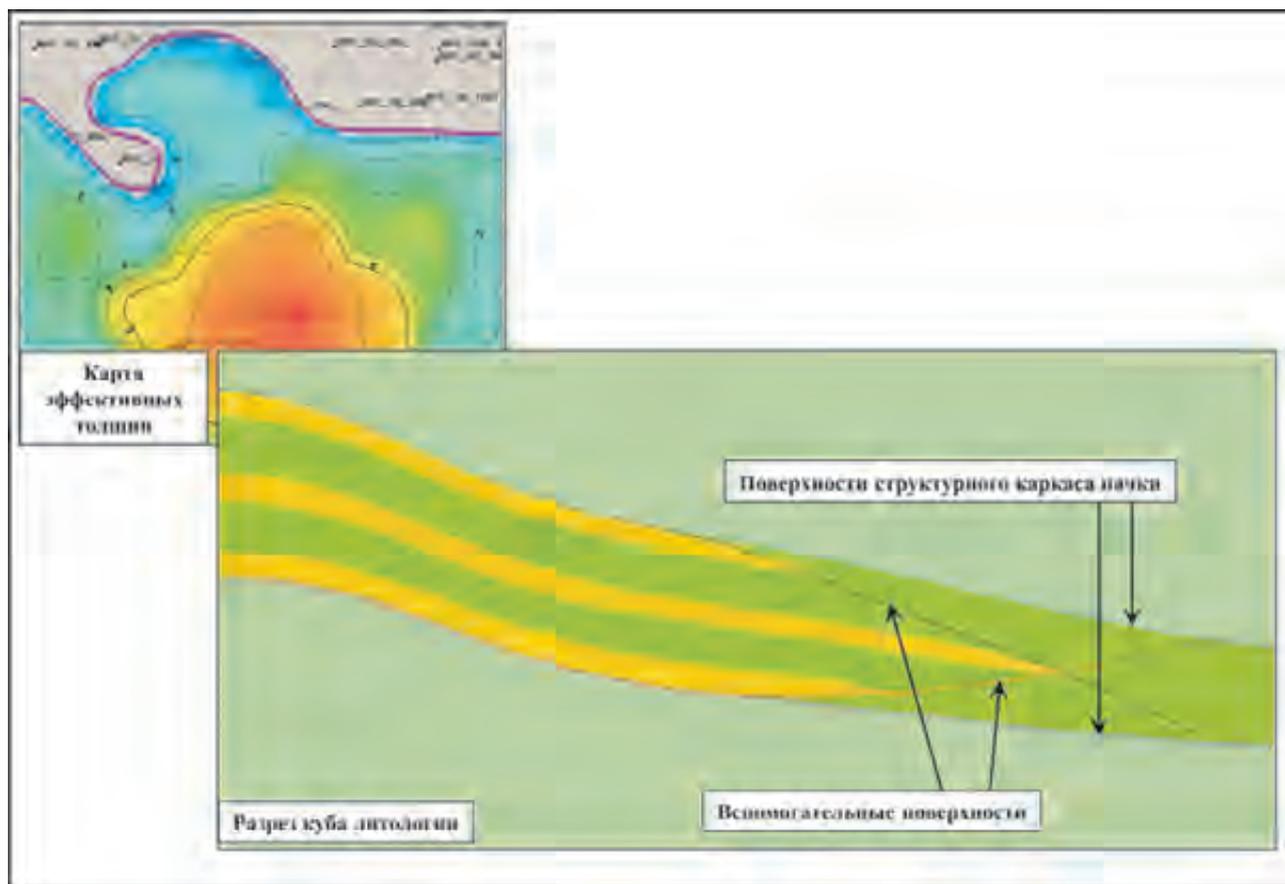


Рис.4.6. Моделирование выклинивания коллектора с помощью вспомогательных структурных поверхностей

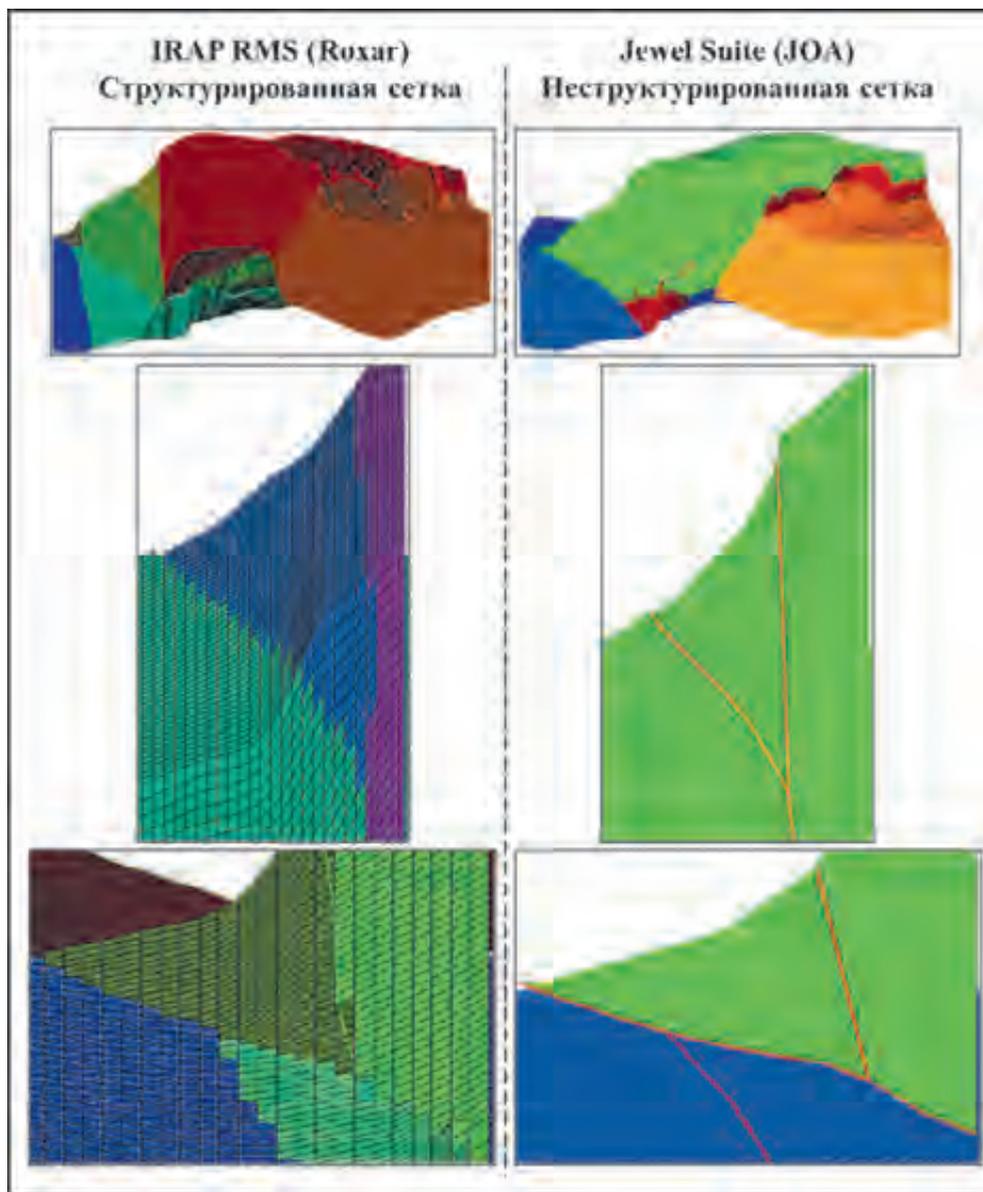


Рис.4.7. Сопоставление сеток грида геологических моделей, построенных в разных программных продуктах по одному и тому же месторождению

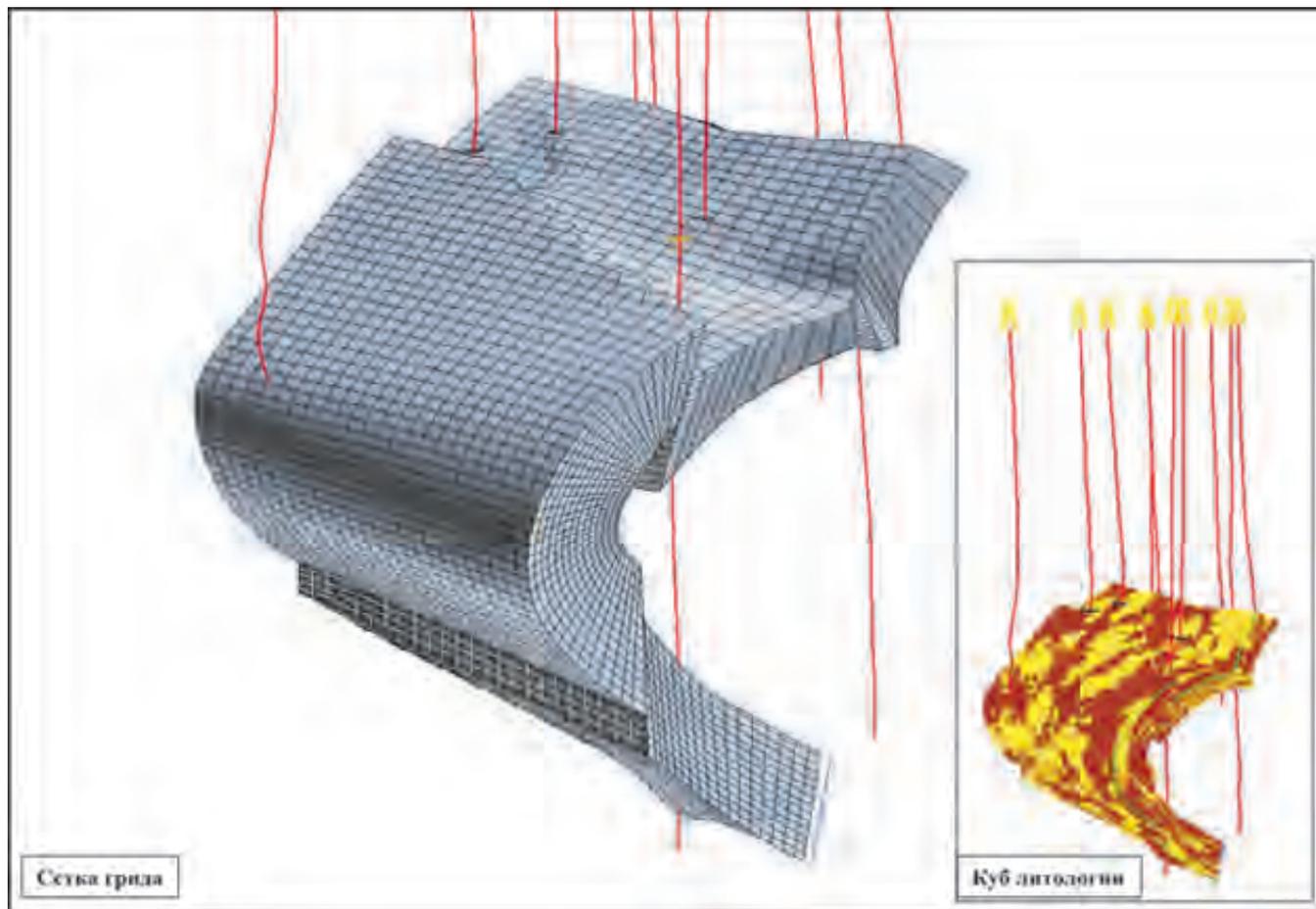


Рис.4.8. Пример построения опрокинутой складки в пакете GOCAD

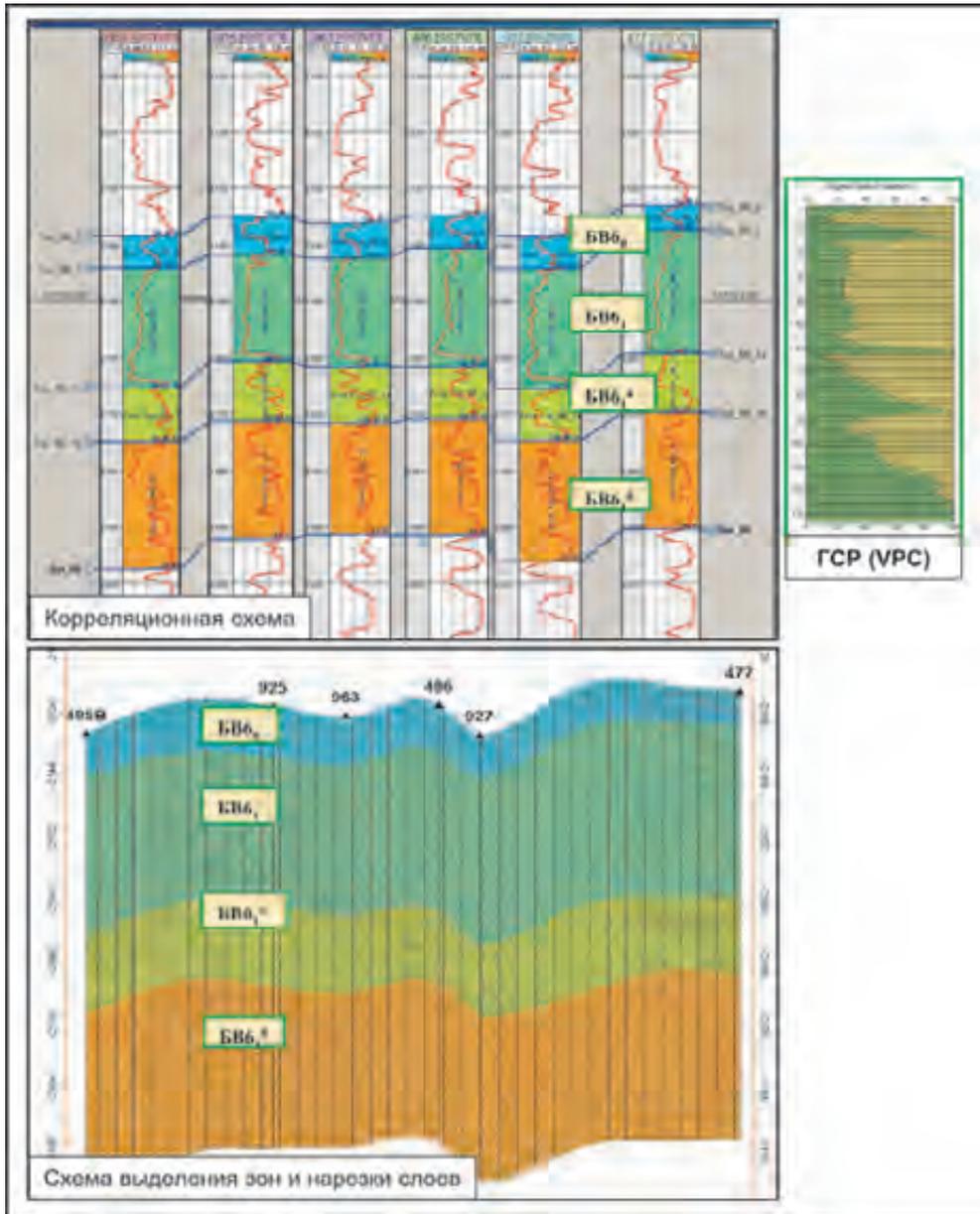
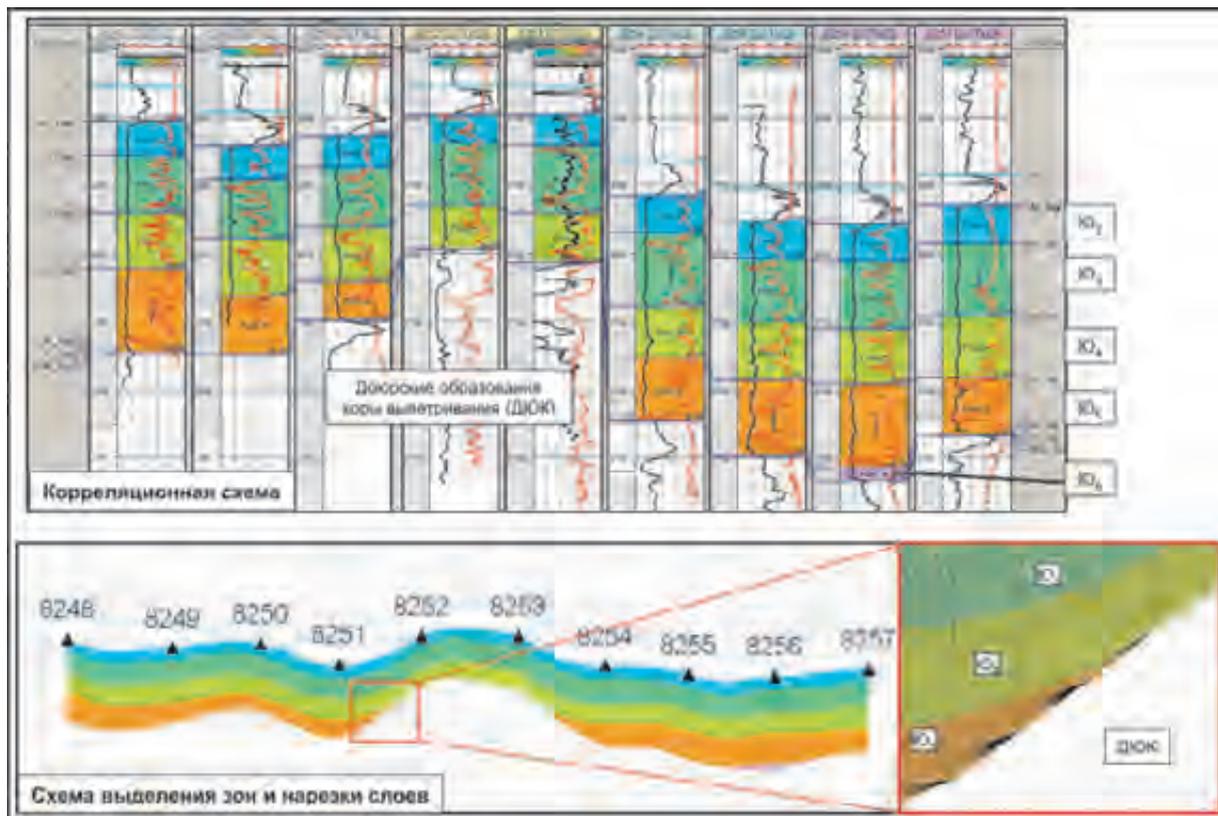
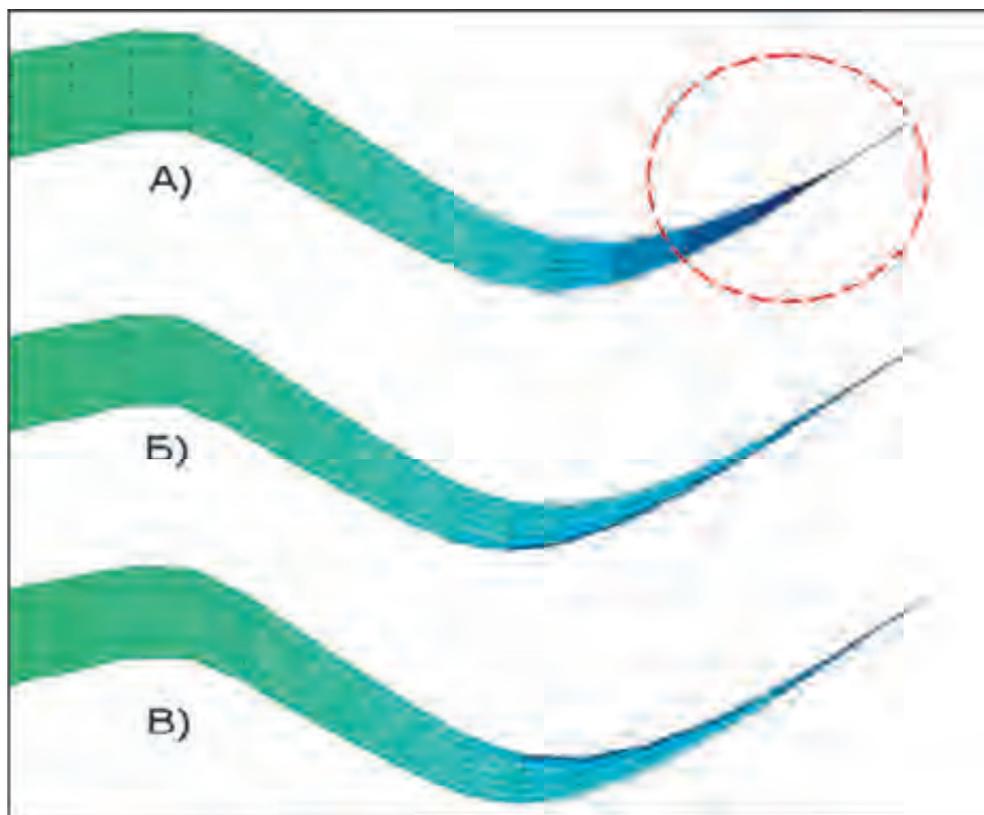


Рис.4.9. Пример обоснования зон, исходя из корреляционных построений, выделения седиментационных циклов и анализа ГСР. Для меловых шельфовых пластов Широтного Приобья Западной Сибири была выбрана пропорциональная схема напластования



**Рис.4.10.** Для континентальных юрских отложений Шаимского района Западной Сибири принимается пропорциональная схема напластования с ограничением мощности ячеек и объединением выклинивающихся ячеек с соседним слоем или схема напластования от кровли с равной толщиной ячеек



**Рис.4.11.** Проблема наличия слишком тонких ячеек при пропорциональной вертикальной разбивке в зонах выклинивания (А) и варианты решения этой проблемы (Б, В)

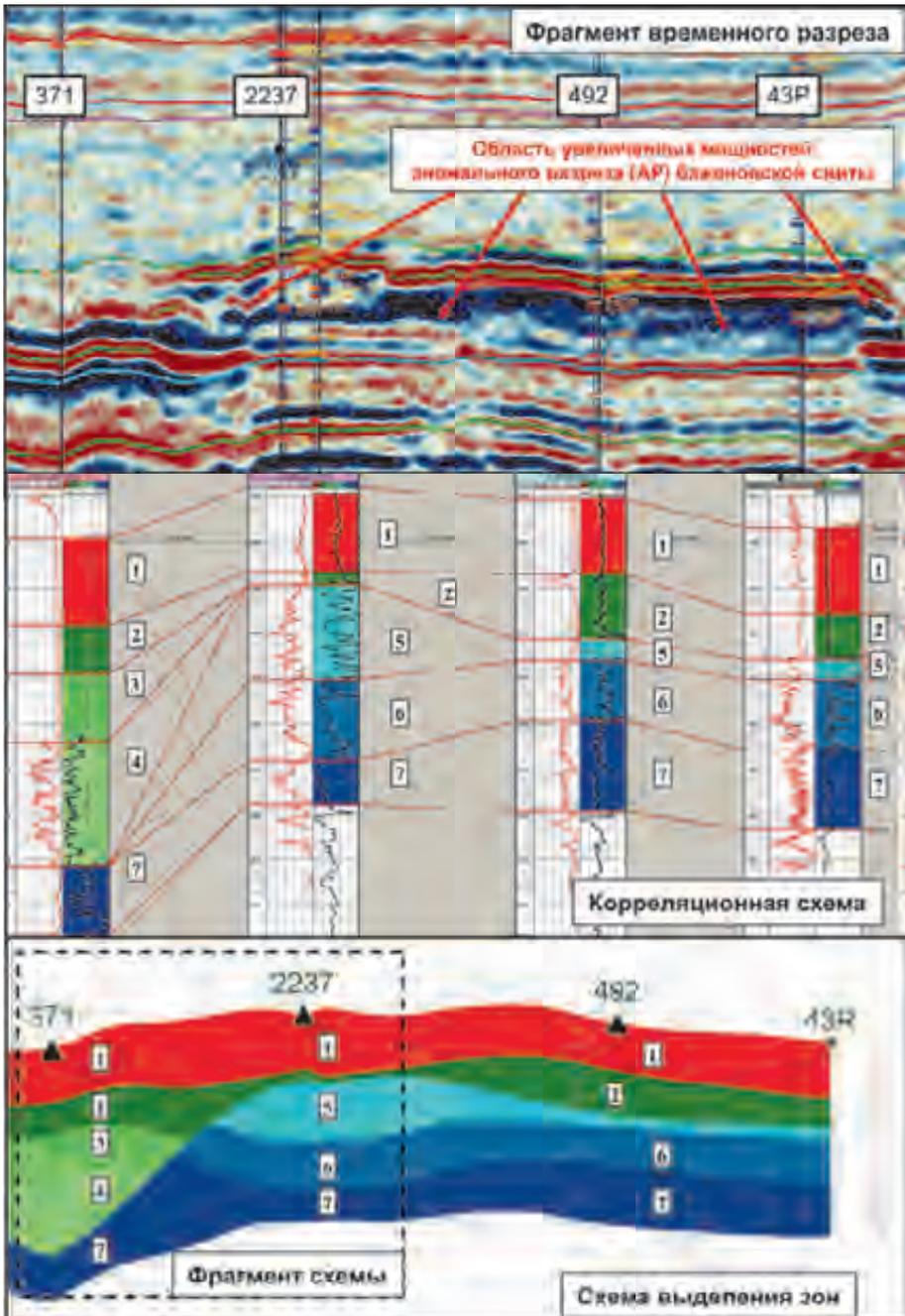


Рис.4.12. Пример выделения зон в ачимовских отложениях Западной Сибири в районе развития аномального разреза баженовской свиты

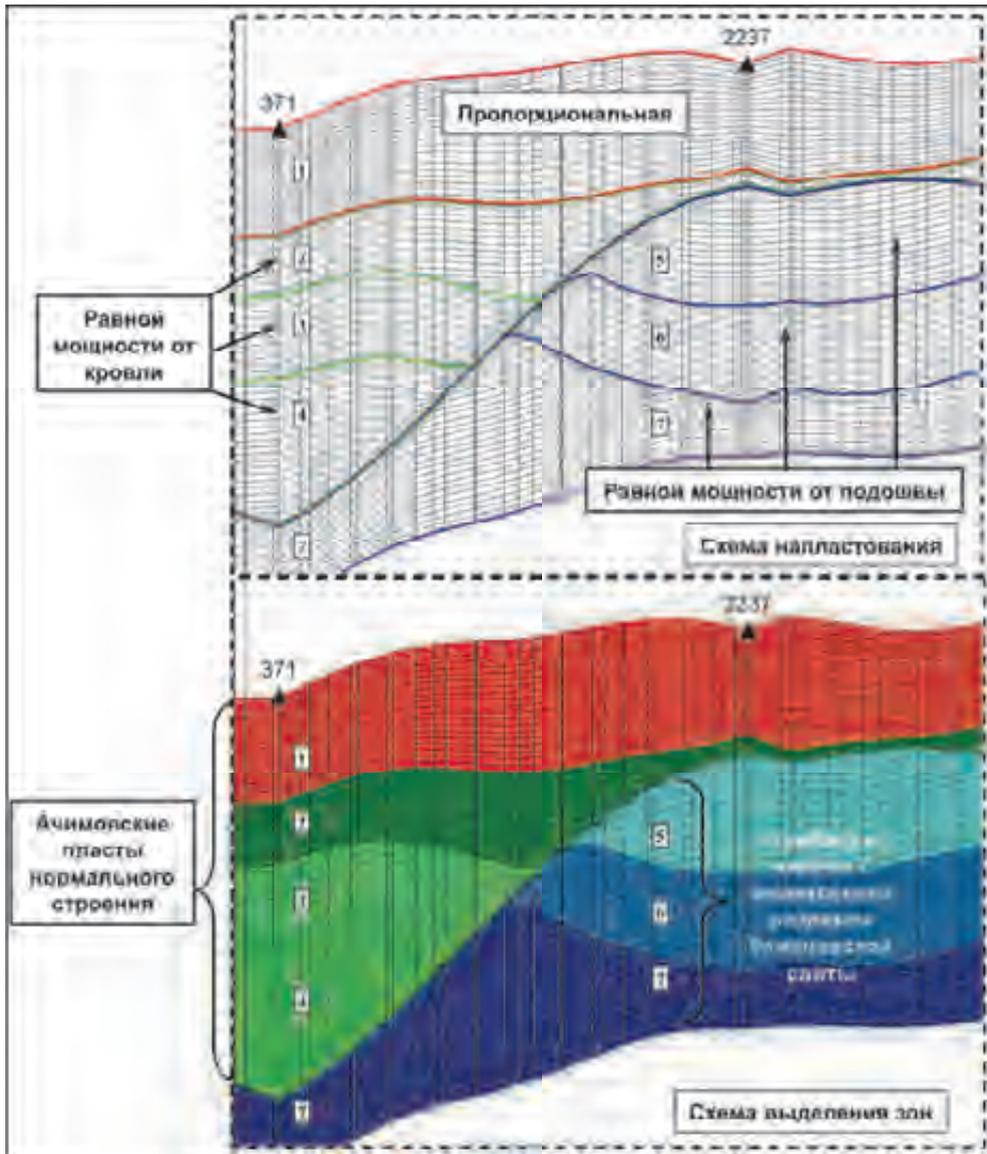


Рис.4.13. Увеличенный фрагмент рисунка по выделению зон в ачимовских отложениях Западной Сибири с иллюстрацией схемы нарезки слоев для выделенных зон

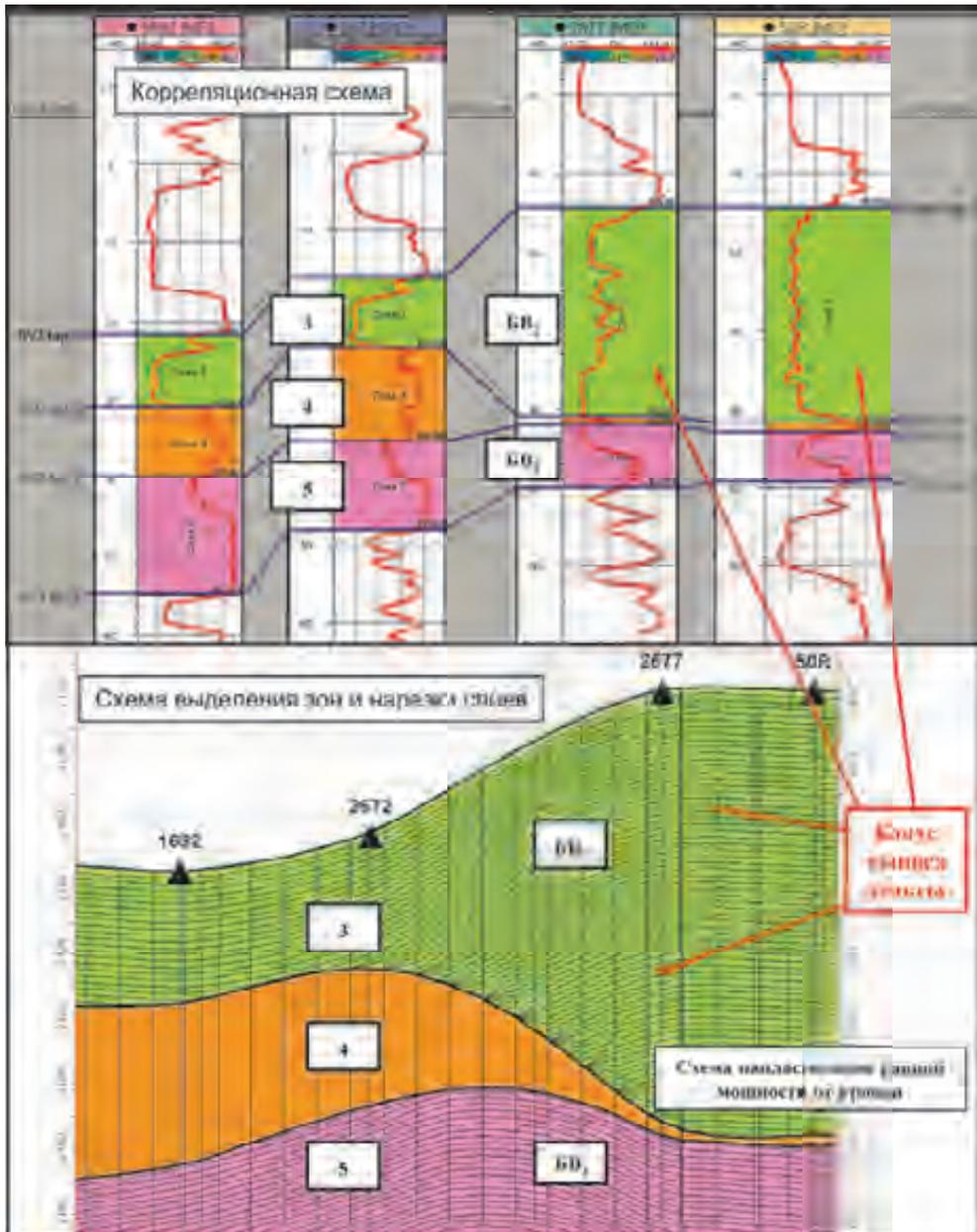


Рис.4.14. Пример обоснования зон и схемы нарезки слоев, исходя из условий осадконакопления. Для мелового дельтового пласта БВ<sub>2</sub> Западной Сибири выбрана схема напластования равной мощности от кровли

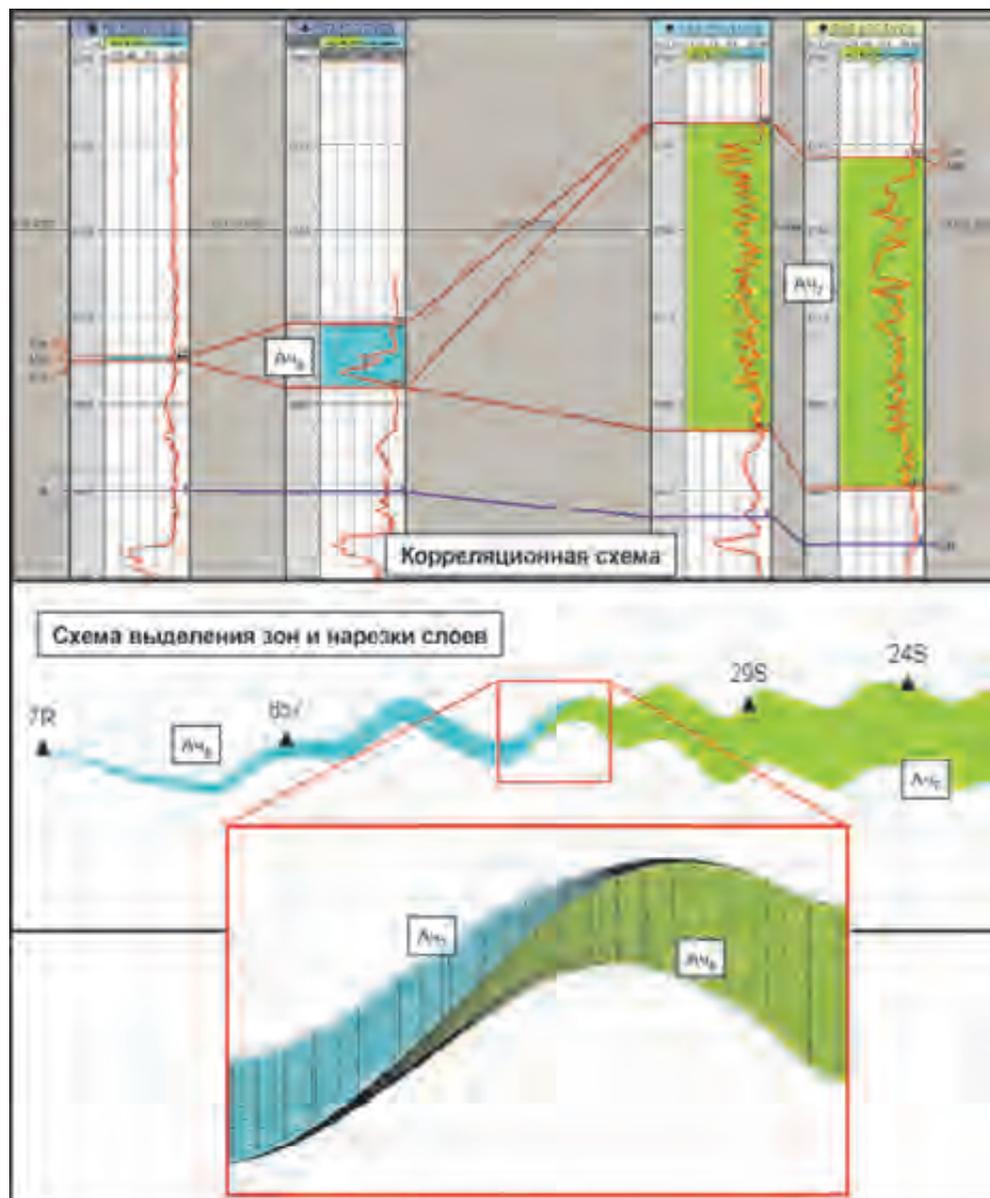


Рис.4.15. Для ачимовских клиноформенных отложений нижнего мела Западной Сибири наиболее распространена пропорциональная схема напластования



Рис.4.16. Пример обоснования зон и схемы нарезки слоев.  
 Для баровых отложений пласта БП<sub>11</sub> выбрана схема напластования  
 равной мощности от подошвы

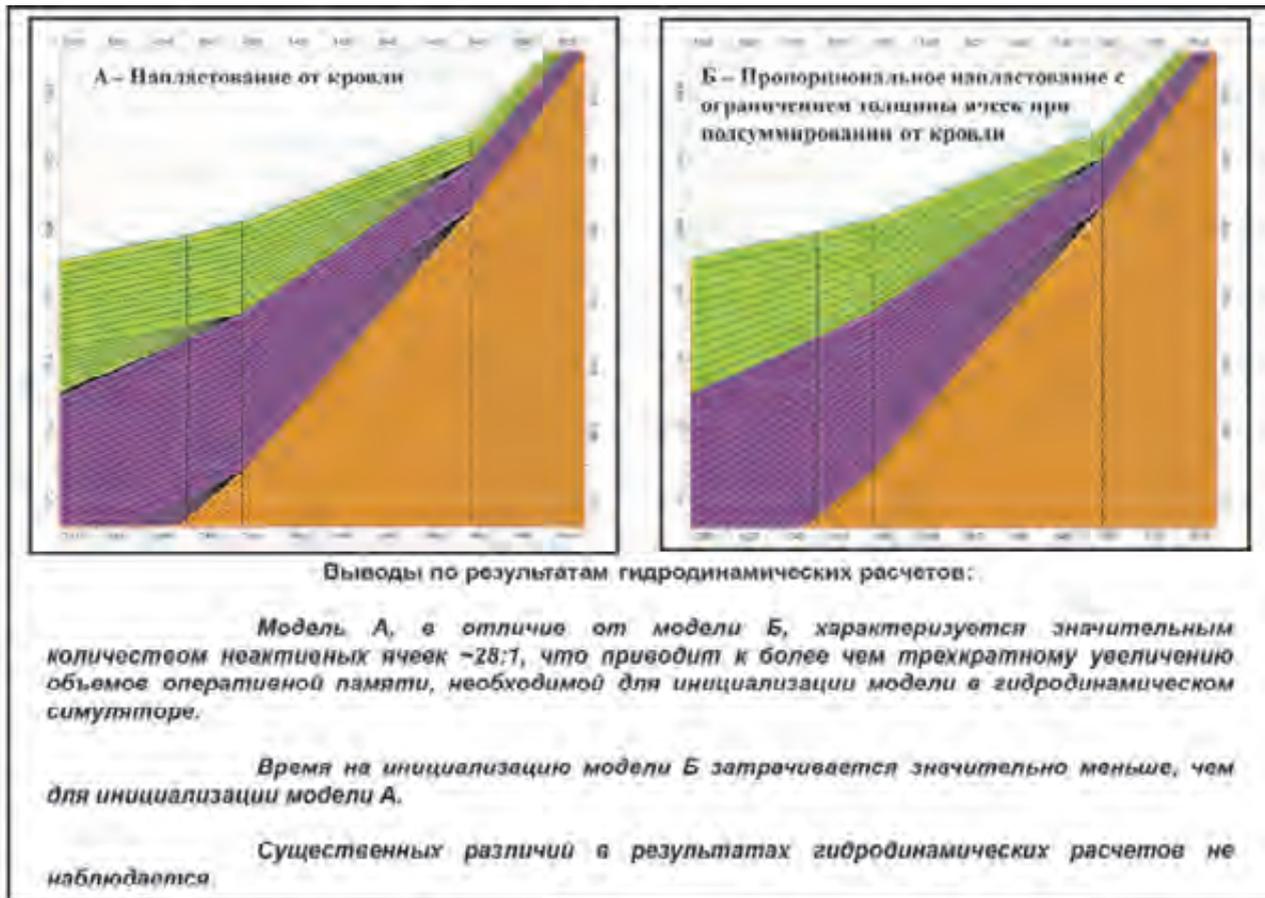


Рис.4.17. Сопоставление результатов гидродинамических расчетов для различных схем напластования

## Глава 5. Построение куба литофаций

Построение дискретного куба литофаций является следующим за построением структурно-стратиграфического каркаса важным этапом построения трехмерной геологической модели. Однако, существует упрощенный подход к геологической модели, когда построения куба литофаций вообще не производится. В этом случае (рис.5.1.) выполняется интерполяция (кригинг) значений пористости по скважинам, если кривые пористости имеются во всем интервале моделируемого пласта. Далее по зависимости  $K_p$ - $K_{пр}$  рассчитывается куб проницаемости, что позволяет затем гидродинамикам по выбранному для отсечки значению  $K_{пр}$  сделать часть ячеек неактивными и выполнить фильтрационные расчеты.

Такой упрощенный подход имеет следующие недостатки. Во-первых, он применим только для залежей простого геологического строения — простого литологического состава, структурного и стратиграфического строения, имеющих слабую изменчивость свойств по площади и по разрезу.

Во-вторых, без учета распределения литофаций искажаются распределения ФЕС в объеме резервуара, которые корректно восстанавливаются только при использовании фациальной модели, что показано в следующей главе на примере пористости. При правильном подходе к созданию геологической модели литолого-фациальная модель является той основой, которая позволяет использовать разработанную геологом концептуальную модель и обеспечить геологически и статистически достоверное распределение ФЕС в резервуаре. При использовании термина «литологическая модель» мы будем понимать далее простую литофациальную модель, когда моделируется распределение только коллекторов и неколлекторов.

Рассмотрим основные используемые методы построения литофациальной модели (рис.5.2, рис.5.3, рис.5.4). Во-первых, детерминистские, для которых при одних и тех же настройках получается всегда один и тот же результат:

- отрисовка модели вручную (используется в основном при корректировке моделей),

- извлечение из объемной сейсморазведки геометрии геологических тел и включение их в модель, при этом можно задать вариацию границ отрисованного тела (пока используется редко),
- построение куба или нескольких непрерывных кубов параметров и затем получение дискретного куба литофаций на основе отсечек — граничных значений величин, разделяющих типы литофаций (часто использующийся подход),
- построение куба или нескольких непрерывных кубов параметров и затем получение дискретного куба литофаций на основе технологии нейронных сетей (пока используется редко),
- индикаторный кригинг — кригинг в варианте для дискретных переменных (используется редко, так как результат выглядит менее геологично, чем построение кригингом непрерывного параметра с последующей дискретизацией с отсечкой).

Во-вторых, стохастические, позволяющие получать при одних и тех же настройках различные равновероятные случайные реализации:

- пиксельные, последовательно заполняющие объемную сетку геологическими телами различных литофаций размером с одну ячейку (пиксель). Наиболее распространено последовательное гауссово моделирование (SIS), усеченное гауссово моделирование (TGS) используется для моделирования фациальных переходов и применяется реже. Технология многоточечной статистики весьма перспективна, но находится в стадии разработки (описана в приложении 4),
- объектные, моделирующие распределение литофаций в резервуаре с помощью геологических тел, представленных геометрическими объемными телами разной ориентации и формы. В основном используются для моделирования отложений каналового типа — русел и турбидитовых потоков.

Поскольку часто задают вопрос, какой метод лучше, то попробуем ответить на него так. В целом стохастические методы гибче, чем детерминированные. Например, с помощью кригинга никогда нельзя получить случайную реализацию. В то же время, сделав тысячу реализаций и найдя среднее из них, мы получим практически результат кригинга.

Стохастические методы лучше учитывают тренды, а если мы захотим в точности повторить результаты расчетов, то это можно сделать, задав тот же условный номер начальной ячейки (seed). Оценку неопределенностей

кригингом практически невозможно сделать. Применять ли пиксельное или объектное моделирование — зависит от концептуальной модели резервуара и выбора геолога. В случае руслового генезиса коллекторов применение объектного моделирования будет более оправданно. Однако, следует иметь в виду, что можно так неправильно подобрать параметры тел, что алгоритм просто не сможет согласовать их со скважинами, и программа «зависнет». Поэтому объектное моделирование хорошо на разведочном этапе, когда скважин мало. При использовании же SIS мы всегда получим результат в разумное время.

В целом же, наиболее хорошие результаты получаются при комбинации различных алгоритмов как при собственно построении модели, так и при адаптации геологической модели 3D к материалам подсчетов запасов, о чем будет рассказано далее.

Наиболее простым способом построения литологической модели является интерполяция (кригинг) параметра «коллектор/неколлектор» по скважинам и получение, таким образом, непрерывного куба песчанистости (NTG).

Полученный интерполяцией непрерывный куб песчанистости (NTG) дискретизируется с использованием отсечки для получения дискретного куба литологии. Стандартная отсечка 0.5, но иногда может использоваться и другая, например, при подгонке модели при подсчете запасов.

В ряде случаев дискретизация не выполняется, полученный куб NTG рассматривается в качестве окончательного, как основа для расчета кубов ФЕС. Рассмотрим, почему это в общем случае некорректно. Фактически при таком подходе практически все ячейки сетки, за исключением ячеек вдоль траекторий скважин и коррелируемых пропластков глин, рассматриваются как ячейки-коллектора. Непроницаемые переемы нивелируются, поскольку все ячейки (кроме скважин и коррелируемых пропластков глин) имеют ненулевое значение NTG, пусть даже очень низкое. То есть искусственно завышается связность резервуара.

На рис.5.5 показан куб NTG, переданный из геологической модели для гидродинамического моделирования без создания дискретного куба литологии. Также показан полученный дискретизацией из этого куба NTG с использованием отсечки 0.01 куб литологии (то есть были исключены только явные глины с NTG=0) и куб литологии, полученный с использованием стандартной величины отсечки 0.5. Из сопоставления этих рисунков следует, что в кубе NTG фактически «потеряны» глинистые переемы и су-

щественно завышена связность модели, что подтверждает сопоставление гистограмм распределения толщин непроницаемых пропластков. Таким образом, использование непрерывного куба песчанности в качестве окончательного допустимо лишь в случае залежей простого литолого-фациального строения, высокого значения песчанности ( $K_{песч} > 0.7$ ), одномодального распределения пористости. В этом случае ошибки построения геологической модели не столь существенны для гидродинамических расчетов.

Построение непрерывного куба песчанности (NTG) можно выполнять кригингом или осреднением набора стохастических реализаций SIS с последующим сглаживанием (сохраняя значения в ячейках скважин) для снятия «шума» (отдельных несвязных ячеек). Оценка качества сглаживания выполняется по кубу связанных ячеек-коллекторов. Возможно также использование сглаживания по полученному уже после отсечки дискретному параметру литологии. Стохастическое моделирование можно выполнять как по непрерывному параметру NTG, так и по дискретному параметру литологии (коллектор/неколлектор).

Помимо построения непрерывного куба NTG из параметра коллектор/неколлектор (I на рис.5.6), возможно получение куба литологии [Зюзев Е.С., Глебов А.С., 2008] с использованием отсечек из непрерывных параметров  $\alpha_{nc}$  или пористости (II и III на рис.5.6). Слабым местом такого подхода является невозможность использования трендов, например, карты эффективных толщин из подсчета запасов, если нет зависимости между  $K_p$  и  $N_{эфф}$ . Кроме того, величины пористости часто определяются только в коллекторах. Поэтому, чтобы достичь необходимого содержания коллекторов в объеме, приходится выполнять несколько расчетов, задавая различные условные (даже отрицательные) величины пористости в неколлекторах (рис.5.7).

Интересный вариант [Минликаев В.З., Солдаткин А.В., 2002] подхода к построению куба литологии показан на рис.5.8. Здесь чтобы получить более геологически выглядящее распределение коллектор/неколлектор в межскважинном пространстве, исходная кривая литологии в скважинах, имеющая значения 0 в неколлекторах и 1 в коллекторах, была преобразована авторами в непрерывную в коллекторах кривую, имеющую значения в зависимости от положения точки между кровлей и подошвой пропластка. Иногда выполняется предварительная ручная корректировка осредненных на сетку значений литологии в скважинах (в основном в коллекторах), чтобы получить желаемое распределение коллекторов и некол-

лекторов в резервуаре при дальнейшем их распространении в межскважинном пространстве.

Возникает иногда вопрос, зачем вообще строить куб литофаций, ведь можно просто построить куб литологии (коллектор/неколлектор). Для разрезов простого литологического состава это действительно не принципиально. Рассмотрим примеры более сложных случаев, когда построение куба литологии не смогло адекватно отразить распределений ФЕС в объеме резервуара и обеспечить воспроизведение истории разработки.

На рис.5.9 показан первоначальный вариант модели литологии, основываясь на котором гидродинамики не могли в ряде скважин воспроизвести конусообразование вследствие подтягивания воды при депрессии на пласт. В более сложной литофациальной модели неколлектора были смоделированы двумя литофациями — глинами и плотными прослоями (карбонатизированными песчаниками). Причем плотные пропластки во многих случаях находились на границе раздела нефть/вода. Плотным пропласткам были заданы нулевые значения пористости и нефтенасыщенности, но ненулевые, хотя и меньше граничного, значения проницаемости — то есть через них фильтровались флюиды. Введение в модель плотных пропластков с ненулевой проницаемостью позволило корректно смоделировать конусообразование и воспроизвести историю разработки.

Другой пример на рис.5.10 и рис.5.11 иллюстрирует ситуацию, когда в построенной литологической модели доля проницаемых песчаников-коллекторов составляла всего около 15%, связность резервуара была очень низкой, фильтрации флюидов практически не происходило. В добывающих скважинах в модели резко падал дебит за счет ограниченного объема дренирования, а в нагнетательных скважинах резко росло пластовое давление. В действительности же залежь работала удовлетворительно.

Во вновь построенной литофациальной модели неколлектора были представлены литотипами алевролитов, плотных, углей и глин. Причем только глины имели нулевую проницаемость, а алевролиты, плотные и угли — ненулевую проницаемость вдвое меньше граничного значения, то есть 0.5 мД. Таким образом, проницаемый объем в модели составил около 50%, и при тех же балансовых запасах модель воспроизвела историю разработки.

Возвращаясь к рассмотрению методов моделирования, отметим наиболее популярный метод пиксельного стохастического моделирования — последовательное индикаторное гауссово симулирование SIS. Популярность метода обусловлена его гибкостью и возможностью хорошо учитывать

тренды. К числу обычно используемых трендов относятся: вертикальный тренд — кривая геолого-статистического разреза — ГСР (в англоязычной литературе VPC — Vertical Proportional Curve), горизонтальный тренд — карта песчанности (в более сложном варианте *facies proportional map*) или карта сейсмического атрибута, комбинация трендов (рис.5.12). Используются также карты азимутов и трехмерные кубы сейсмических атрибутов, как правило, импеданса.

Однако, как отмечал еще в 2002 г. Клэйтон Дойч [Geostatistical reservoir modeling, C.V. Deutsch, 2002], при получении одной реализации модель выглядит не геологично из-за большого количества несвязанных ячеек, «шума». Поэтому рекомендуется использовать либо большее количество реализаций с последующим осреднением (11–21), либо выполнять процедуру сглаживания полученного результата (рис.5.13). Но после процедуры сглаживания необходимо проконтролировать, насколько существенно изменилась доля коллекторов, ГСР и карта эффективных толщин.

При построении куба литофаций, как и других кубов ФЕС, необходимо задать вертикальные и горизонтальные вариограммы, характеризующие степень изменчивости свойств, о чем более подробно излагается в приложении 6. С построением вертикальных вариограмм проблем обычно не возникает, и величину радиуса корреляции (*range*) можно задать из фактических данных, обычно — 0.5–2 м. Для корректного же построения горизонтальных вариограмм плотности скважин, как правило, недостаточно. Для уменьшения «шумности» модели мы рекомендуем задавать величину самородка (*nugget*) как можно меньше. Для величины же горизонтального радиуса корреляции, если нет фактических данных или данных по аналогам, следует руководствоваться желанием получить ту или иную связность модели. Поскольку чем величина *range* больше, тем протяженнее геологические тела.

Так, если мы хотим получить достаточно связанную модель на разведочном этапе, величину радиуса корреляции надо задавать в 3–4 раза больше среднего расстояния между разведочными скважинами. Естественно, при наличии анизотропии величины радиуса корреляции будут разными по разным направлениям. Влияние величин самородка и радиуса корреляции на связность модели иллюстрируют рис. П.6.9 и рис. П.6.10 приложения 6.

Применение другого пиксельного метода — усеченной гауссовой симуляции (TGS) — в основном связано с моделированием [Syversveen A.R., 2007] переходных зон типа, например, атолловых образований (рис.5.14).

Положительной стороной метода является то, что он позволяет, если необходимо, добиться заданной последовательности перехода одной фации в другую.

Объектное моделирование (рис.5.15) обладает преимуществами геологической мысли в моделировании, поскольку объекты задаются исходя из концептуальной седиментационной модели [J. Caers, 2005]. С другой стороны, это же является и недостатком. Поскольку часто очень трудно определить параметры объектов и диапазон их вариаций, найти для них современные или древние аналоги. Кроме того, как отмечалось ранее, можно так подобрать параметры тел, что алгоритм просто не сможет согласовать их со скважинами, и программа «зависнет». Вместе с тем, объектное моделирование [A. Saller, K. Werner, F. Sugiaman, A. Sebastian, R. May, D. Glenn, C. Barker, 2008] также достаточно гибко в использовании трендов и доли различных фаций в объеме резервуара (рис.5.16). Можно кратко так охарактеризовать механизм объектного моделирования:

- геолог определяется с формами и параметрами тел,
- алгоритм встраивает эти тела в скважины согласно кривой фаций,
- алгоритм встраивает эти тела в межскважинное пространство до тех пор, пока не добьется соответствия заданных трендам, либо пока не закончатся итерации.

Рассмотрим далее примеры совместного использования различных методов при построении литофациальной модели. На рис.5.17 и рис.5.18 показано [M.A. Al-Khalifa, T. H.D. Payenberg, S.C. Lang, 2007] моделирование системы русловых отложений в окружении пойм, озер и болот. На первом этапе было выполнено пиксельное моделирование SIS куба литофаций, однако в полученном результате была плохо учтена концептуальная седиментационная модель. Объектное моделирование хорошо воспроизвело распределение русел, но не смогло адекватно воспроизвести распределение литофаций в окружающем русла объеме пород. В результате было принято решение и построена комплексная модель, в которой песчаники русел были смоделированы объектным способом, а распределение литофаций в окружающем русла объеме пород — пиксельным.

На рис.5.19 мы видим другой пример [N.M. Zain, M.A. Khalifa, R.J. Stanley, 2008] построения гибридной модели, когда на первом этапе было выполнено моделирование фациальных переходов пиксельным методом TGS, а затем в модель были введены объектным методом приливные песчаные бары.

В приложении 1 приведен также пример построения комплексной литофациальной модели на примере российского Ковыктинского месторождения [Пинус О.В., Пайразян К.В., 2008].

В качестве примера комбинирования стохастических и детерминистских методов рассмотрим случай (рис.5.20) построения литофациальной модели с наличием четырех литофаций: глин, а также песчаников мелко, средне и крупнозернистых. При одном из способов построения куба фаций вначале было выполнено распределение глин и песчаников в целом стохастическими реализациями с последующим осреднением. А затем только в объеме песчаников выполнена интерполяция песчаников мелко (1), средне (2) и крупнозернистых (3). Этим обеспечивался плавный переход песчаников мелкозернистых в крупнозернистые через промежуточный тип песчаников среднезернистых. Затем непрерывный куб песчаников дискретизировался с отсечками 1.5 и 2.5, и был получен дискретный куб литофаций.

Возможности совместного применения различных подходов, то есть одновременного использования дискретного куба литологии и непрерывного куба песчаности (NTG), можно использовать, например, при моделировании зон замещения. Выклинивание коллекторов в кубе литологии на границе зоны замещения может быть плавным или резким (рис.5.21). В случае необходимости создать плавное уменьшение эффективных толщин к зоне замещения, можно использовать куб песчаности в коллекторах (рис.5.22), сводя его значения плавно к 0. Что технически является более простой задачей, чем создание поверхностей, сходящихся на границу зоны замещения.

В некоторых случаях без использования куба песчаности просто невозможно построить корректную модель. Это бывает, например, в случае наличия коллекторов с рассеянной или слоистой глинистостью внутри, когда уже на этапе интерпретации ГИС выделяются коллектора, а для них дополнительно определяется параметр глинистости (песчаности).

Использование куба NTG в коллекторах помогает также решить задачу подгонки объемов коллекторов к заданному значению. Рассмотрим следующий пример на рис.5.23. Первоначально куб литологии был построен из непрерывного куба песчаности (NTG) дискретизацией с отсечкой 0.5. После этого коллекторам (песчаникам) присвоили значения  $NTG=1$ , неколлекторам (глинам) —  $NTG=0$ , и подсчитали объем коллекторов, который хорошо соответствовал двумерным построениям.

Однако, гидродинамики для увеличения связности модели попросили увеличить число активных ячеек-коллекторов. Исходный куб NTG дискре-

тизировали с отсечкой 0.25, песчаников стало больше, связность модели возросла, но возрос и объем коллекторов, если по-прежнему принимать в песчаниках  $NTG=1$ . Тогда песчаникам присвоили значения  $NTG$  из исходного куба, то есть  $NTG$  в песчаниках изменялся от 0.25 до 1. При этом выявилась уже нехватка объемов коллекторов порядка 10%. Тогда в Excelе подобрали корректировочную функцию с более высокими значениями  $NTG$  (для 0.25–0.3, ..., для 1–1). Умножили куб  $NTG$  на эту функцию, снова оценили объемы, уточнили функцию, снова умножили на нее куб  $NTG$  и получили искомый результат — нужный объем коллекторов при увеличенном числе ячеек песчаников,  $NTG$  в которых меняется от 0.3 до 1.

Похожий способ может использоваться и при адаптации 3D геологической модели к материалам подсчета запасов (рис.5.24 и рис.5.25). На первом этапе куб литологии был создан индикаторным методом, используя предварительно построенный кригингом куб  $NTG$  в качестве тренда. Затем по построенному кубу литологии была построена карта эффективных толщин  $H_{эфф}^{3D}$ , на которую была разделена двумерная карта  $H_{эфф}^{2D}$  из подсчета запасов — получилась карта невязок (отношений). По этой карте невязок был сделан куб невязок, на который был умножен куб литологии и получен финальный куб песчаности в коллекторах (естественно, было проконтролировано, чтобы  $NTG$  не был больше 1).

Другим способом подгонки куба литологии к двумерной карте  $H_{эфф}^{2D}$  из подсчета запасов является способ переменной отсечки по столбцам (рис.5.26), когда для каждого столбца куба  $NTG$  программным пакетом подбирается величина отсечки так, чтобы карта эффективных толщин  $H_{эфф}^{3D}$  из куба литологии была максимально подобна карте  $H_{эфф}^{2D}$ . Недостатком этого способа является то, что может появиться большое количество несвязанных объемов, что необходимо контролировать.

К сожалению, добиться подобия карт по кровле и подошве коллекторов, полученных из куба литологии и построенных в подсчете запасов, часто возможно только с помощью использования дополнительных поверхностей (рис.5.27), что делать надо с осторожностью, поскольку может существенно исказиться доля коллекторов и карта эффективных толщин.

Наиболее трудоемким способом подгонки трехмерной модели к материалам подсчета запасов является ручная корректировка куба литологии или корректировка с помощью расстановки искусственных (фиктивных) скважин. Как отмечалось ранее, выполняется также ручная корректировка осредненных на сетку значений литологии в скважинах (в основном в кол-

лекторах), чтобы получить желаемое распределение коллекторов и неколекторов в резервуаре при дальнейшем их распространении в межскважинном пространстве.

Наилучшие результаты построения куба литофаций получаются при использовании геологически и статистически обусловленных трендов. В качестве вертикального тренда обычно используют ГСР по РИГИС, хотя есть месторождения с высоким выносом керна, где возможно построить вертикальную кривую долевого содержания литофаций по керновым данным. В качестве горизонтальных трендов используют карты сейсмических атрибутов, карты эффективных толщин из подсчета запасов или карту эффективных толщин, построенную по значениям в скважинах и отредактированную с учетом концептуальной седиментационной модели. В качестве трехмерных трендов используют кубы сейсмических параметров либо трехмерные кубы, полученные из горизонтальной карты и вертикального ГСР в результате перемножения с определенными коэффициентами вертикального и горизонтального трендов.

Остановимся на использовании данных сейсморазведки при построении куба литофаций более подробно. Наиболее часто используется в качестве тренда при построении куба литофаций куб сейсмического импеданса (рис.5.28), также может использоваться двумерная карта импеданса или другого атрибута для данного пласта (рис.5.29), но уже в качестве двумерного, а не объемного тренда. Данные сейсморазведки могут использоваться и на качественном уровне — для выделения границ полигонов геологических тел, например, зон глинизации или, наоборот, русел (рис.5.30 и рис.5.31).

Наилучшие результаты достигаются при совместном использовании как данных сейсморазведки, так и концептуальной седиментационной модели [Кавун М.М., Степанов А.В., Ставинский П.В., 2008]: использованная при построении куба литологии в качестве тренда прогнозная карта эффективных толщин (рис.5.32) строилась авторами кригингом, с учётом вариограммы изменения толщин и сейсмического тренда, а затем корректировалась геологом, исходя из его концепции осадконакопления.

Интересный пример построения куба литофаций с использованием данных сейсморазведки в качестве метода, фиксирующего латеральное положение границ зон различного геологического строения, приводится на рис.5.33 и рис.5.34 [С.С. Гаврилов, В.С. Славкин, С.М. Френкель, 2006]. На первом этапе авторами для пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> одного из месторождений Западной Сибири были выделены три типа геологического разреза, существенно различающихся и по фильтрационно-емкостным свойствам. Затем с помо-

щью специальной интерпретации сейсмической записи по временным разрезам были закартированы зоны распространения этих типов. Построение куба литофаций было выполнено с учетом вертикальных и горизонтальных трендов для каждой зоны, характеризующий свой тип разреза. С помощью специально написанного скрипта во внутреннем языке программирования пакета была обеспечена корректировка куба литофаций так, чтобы на границах зон разных типов разреза переходы были плавными и геологически разумными.

Необходимость сглаживания кубов ФЕС на границах зон разных типов разреза возникает и при моделировании без использования данных сейсморазведки, когда латеральное положение границ зон различного геологического строения определяется по данным бурения, а затем для этих зон используются различные настройки алгоритмов распространения свойств в межскважинном пространстве.

Для простого случая двух залежей можно использовать, например, следующий прием сглаживания куба песчаности [Шаяхметов Р.А., Абабков К.В., 2007]. Создается карта, а по ней куб регионов, в котором значения ячеек меняются от 0 до 1 (рис.5.35). Граница от одной залежи к другой переходит плавно. Затем с помощью этого куба в калькуляторе рассчитывается общий куб песчаности  $NTG = NTG1 * Zones + NTG2 * (1 - Zones)$ , где  $NTG1$  и  $NTG2$  — кубы песчаности, построенные со своими настройками для первой и второй залежи, а  $Zones$  — куб плавного перехода регионов (залежей).

В заключение главы остановимся на такой характеристике куба литологии как связность резервуара, поскольку компьютерные методы трехмерного моделирования позволяют оценить степень влияния различных факторов на этот параметр. Обычно связность резервуара оценивают с помощью «связанных объемов — *connected volumes, CV*» (другое название — *geobodies* — геотела), а также коэффициента расчлененности (рис.5.36). Обычно каждое отдельное геотело (связанный объем) рассчитывается как совокупность ячеек-коллекторов, имеющих общую грань с какой-нибудь другой ячейкой этого геотела. Карта коэффициента расчлененности пласта рассчитывается как число отдельных проницаемых прослоев в каждом столбце грида.

Не влияя существенно на геологические запасы, связность резервуара имеет важное значение для гидродинамического моделирования. Поэтому многочисленными исследователями были выполнены многовариантные расчеты для оценки влияния различных факторов на связность [Joseph M.

Novadik and David K. Larue, 2007]. Результаты оказались вполне понятными: связность возрастает с увеличением доли коллекторов в объеме резервуара (коэффициента песчаности), величины и протяженности геологических тел-коллекторов (рис.5.37). Важным оказалось то, что существуют критические значения коэффициента песчаности: 0.3–0.35 и 0.65–0.7. То есть при коэффициенте песчаности ниже  $1/3$  коллектора оказываются практически разобщенными, поэтому для таких пластов часто целесообразно применять способы, увеличивающие связность резервуара при сохранении объемов коллекторов (были описаны ранее). При коэффициенте песчаности более  $2/3$ , наоборот, особое внимание следует уделить непроницаемым перемычкам, коллектора и так связываются.

При построении куба литофаций на разведочном этапе, когда мало скважин, можно получить геологически необоснованное распределение в модели коллекторов и неколлекторов из-за непредставительной статистики. Рассмотрим случай, связанный с возможной некорректностью построения куба литологии в условиях ограниченного набора скважин на примере залежи нефти пласта БВ<sub>8</sub>. По двум скважинам, расположенным на одном из отдельных куполов месторождения, было выполнено построение геологической модели, приуроченной к данному куполу.

Построение куба литологии было сделано так, чтобы сохранить ГСР литологии по скважинам (рис.5.38). При этом глинистые перемычки из-за непредставительной статистики протянулись практически по всему резервуару, что не характерно для пласта БВ<sub>8</sub>, имеющего строение, близкое к монолитному. Поэтому в условиях ограниченного набора скважин задавать вертикальный (ГСР) и горизонтальный тренды необходимо исходя из знаний о строении данного пласта на близрасположенных месторождениях-аналогах, то есть основываясь на концептуальной седиментационной модели пласта.

Поэтому подчеркнем еще раз, что концептуальная модель является той основой, которая позволяет построить корректную и геологически адекватную литолого-фациальную модель и обеспечить статистически достоверное распределение ФЕС в резервуаре.

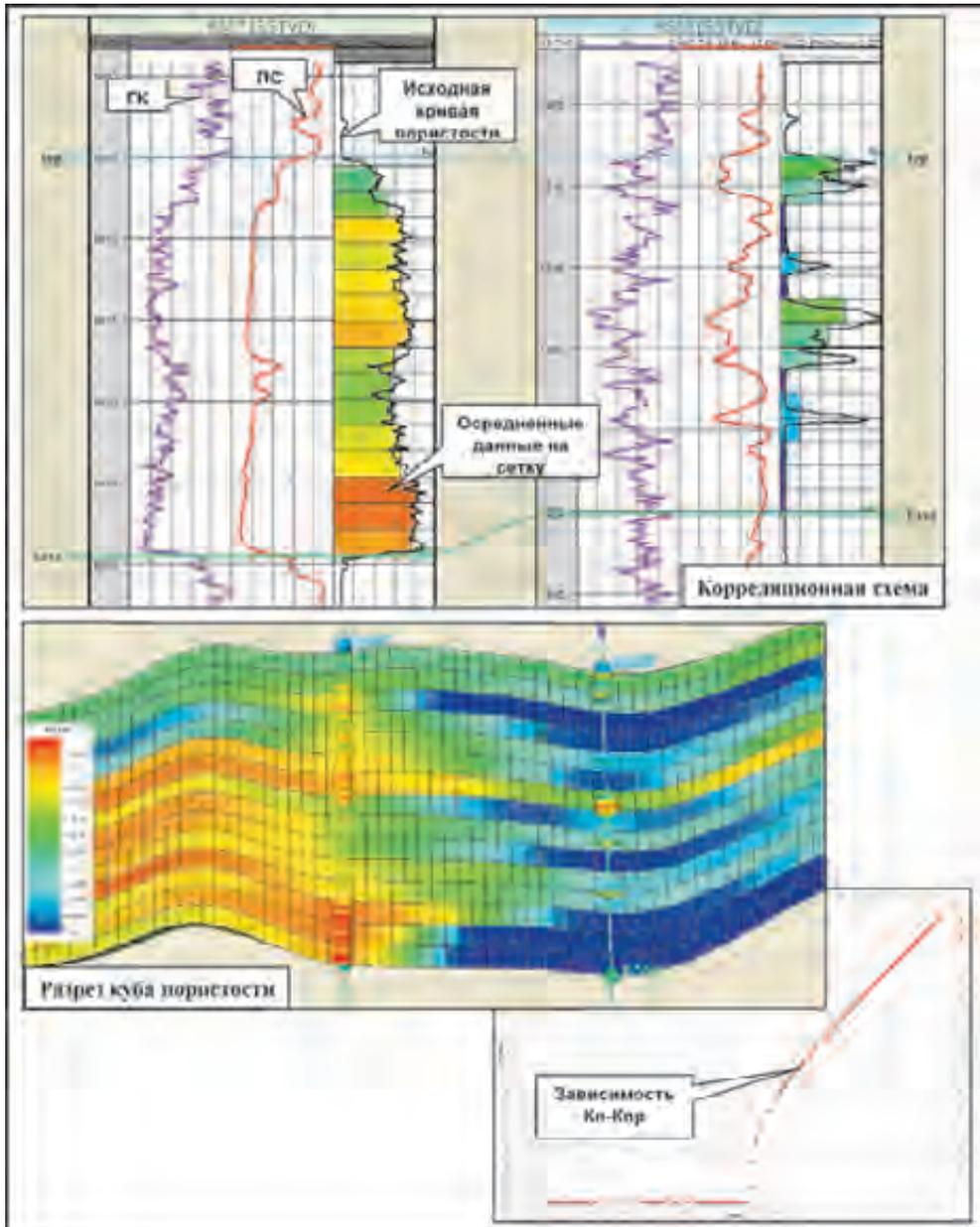


Рис.5.1. Пример упрощенного подхода к построению геологической модели

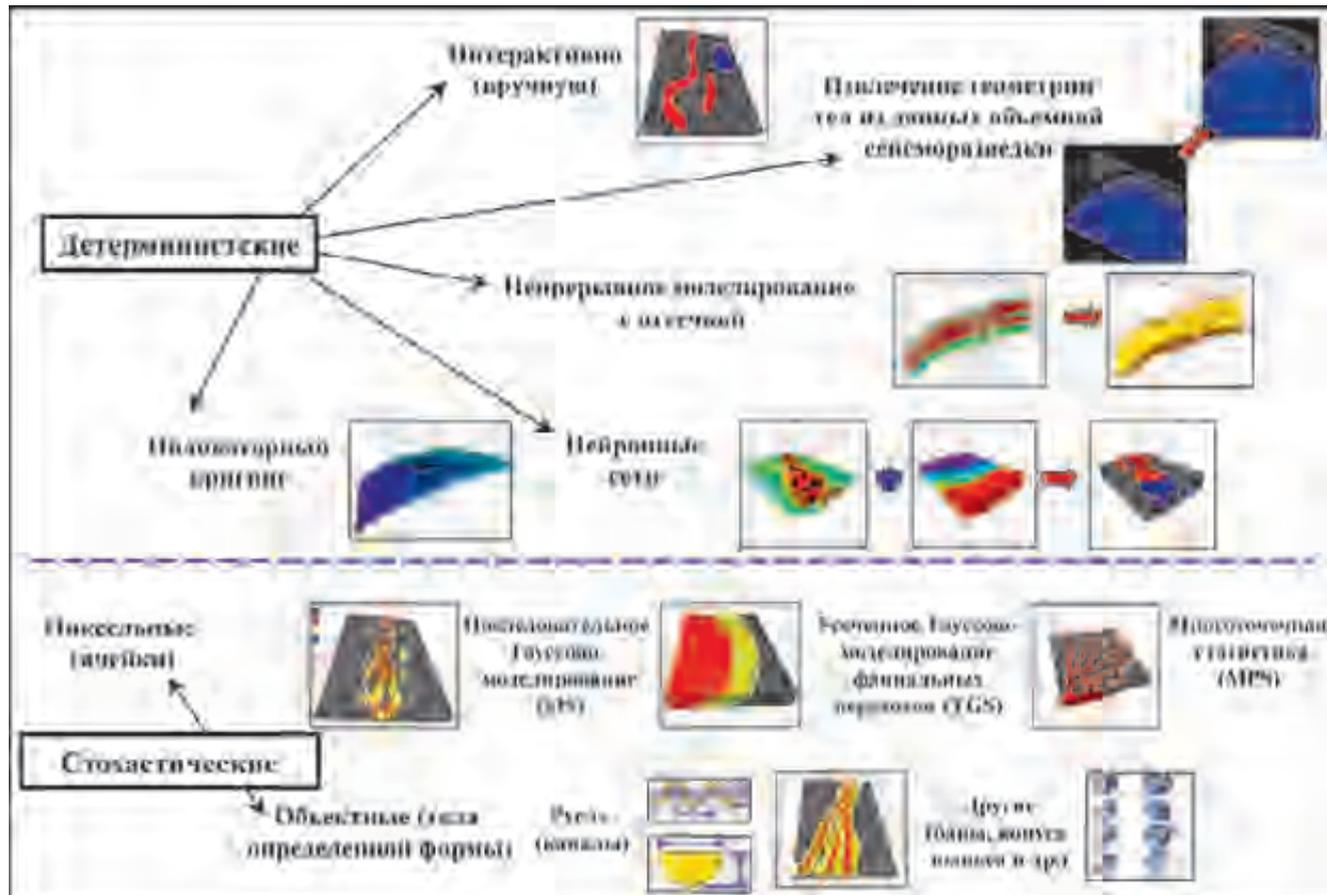


Рис.5.2. Методы моделирования куба литофаций (по D.A.Palkowsky и Л.Е.Шмарьяну с дополнениями)

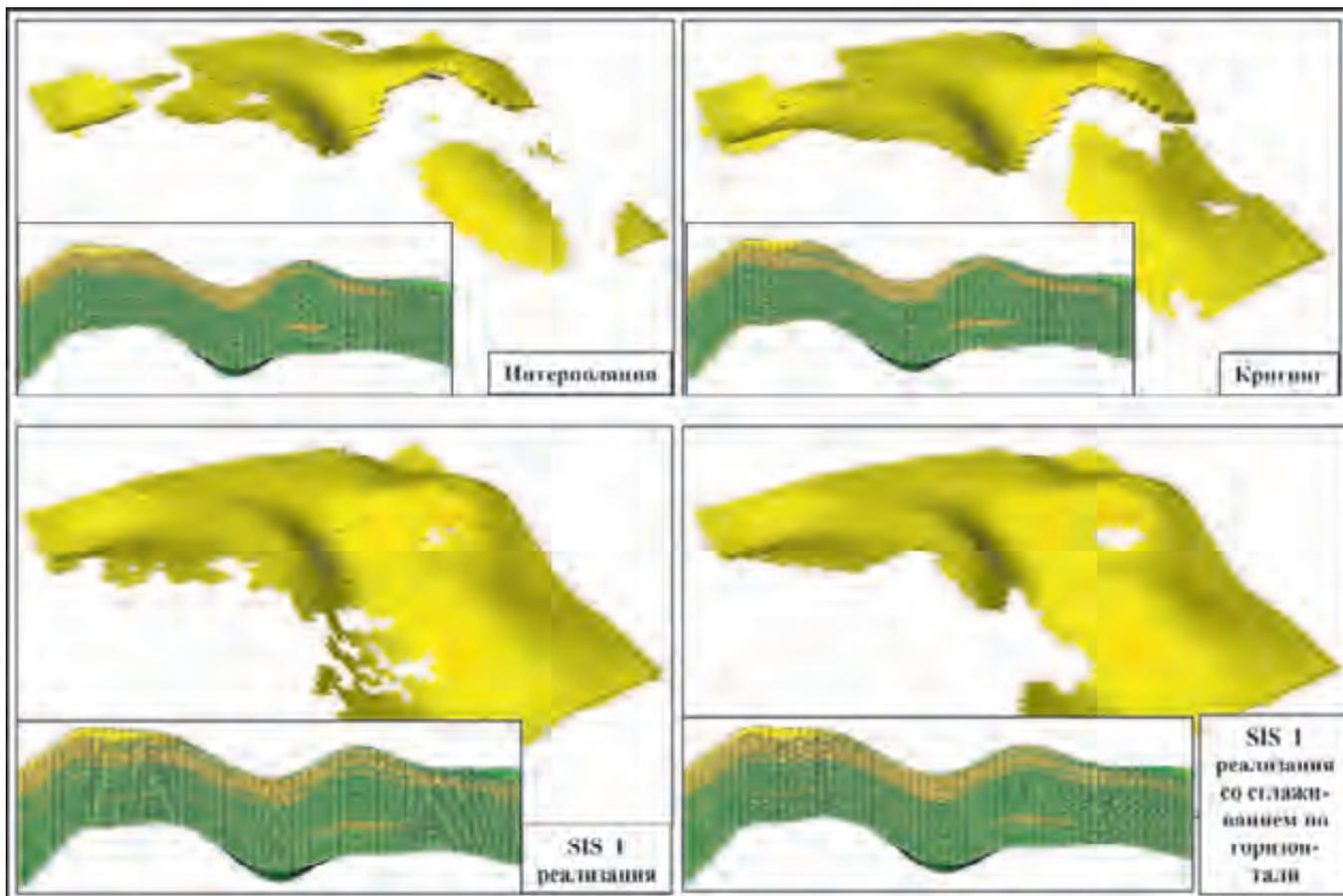


Рис.5.3. Сопоставление результатов построения куба литологии различными способами

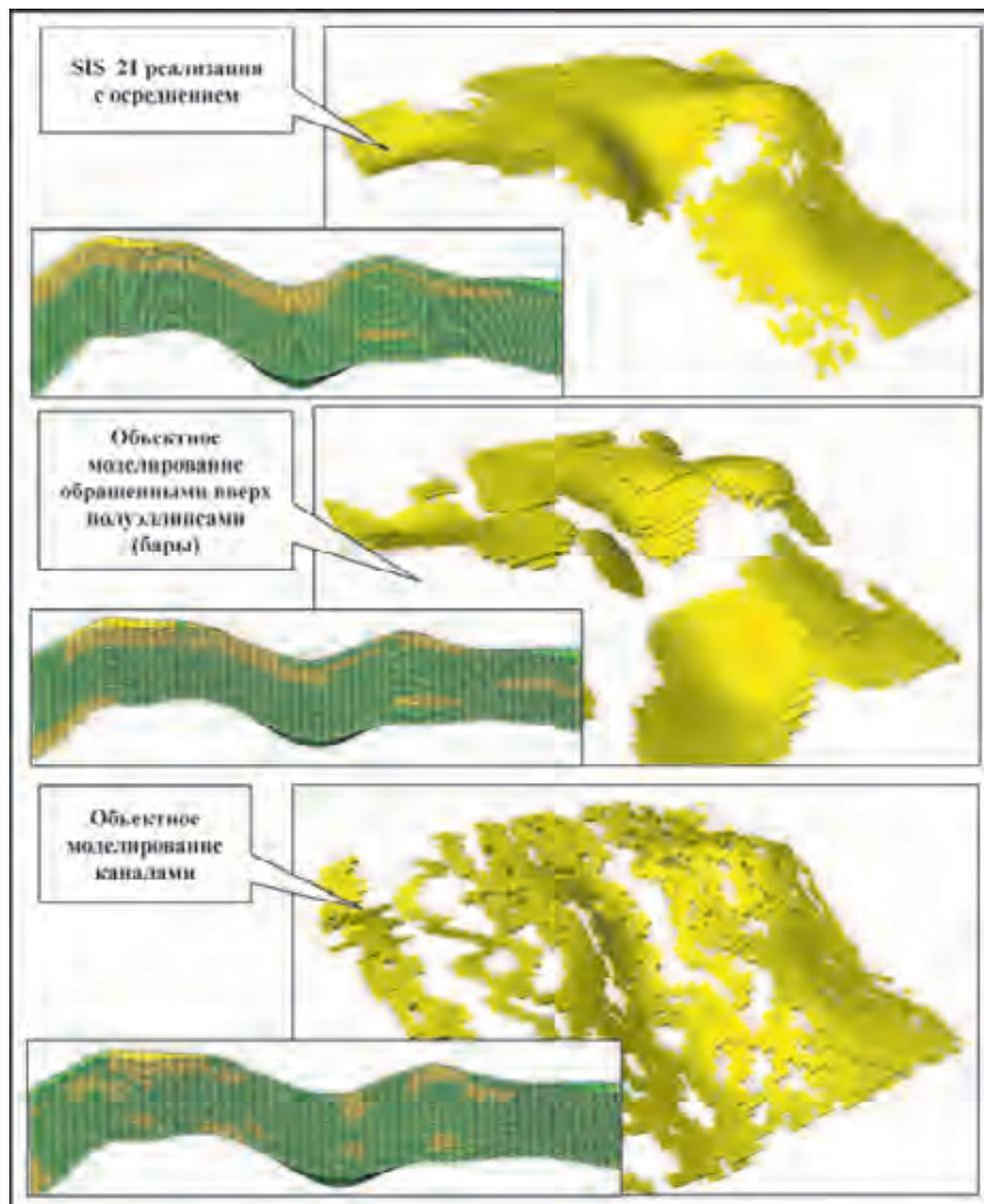


Рис.5.4. Сопоставление результатов построения куба литологии различными способами (дополнение)

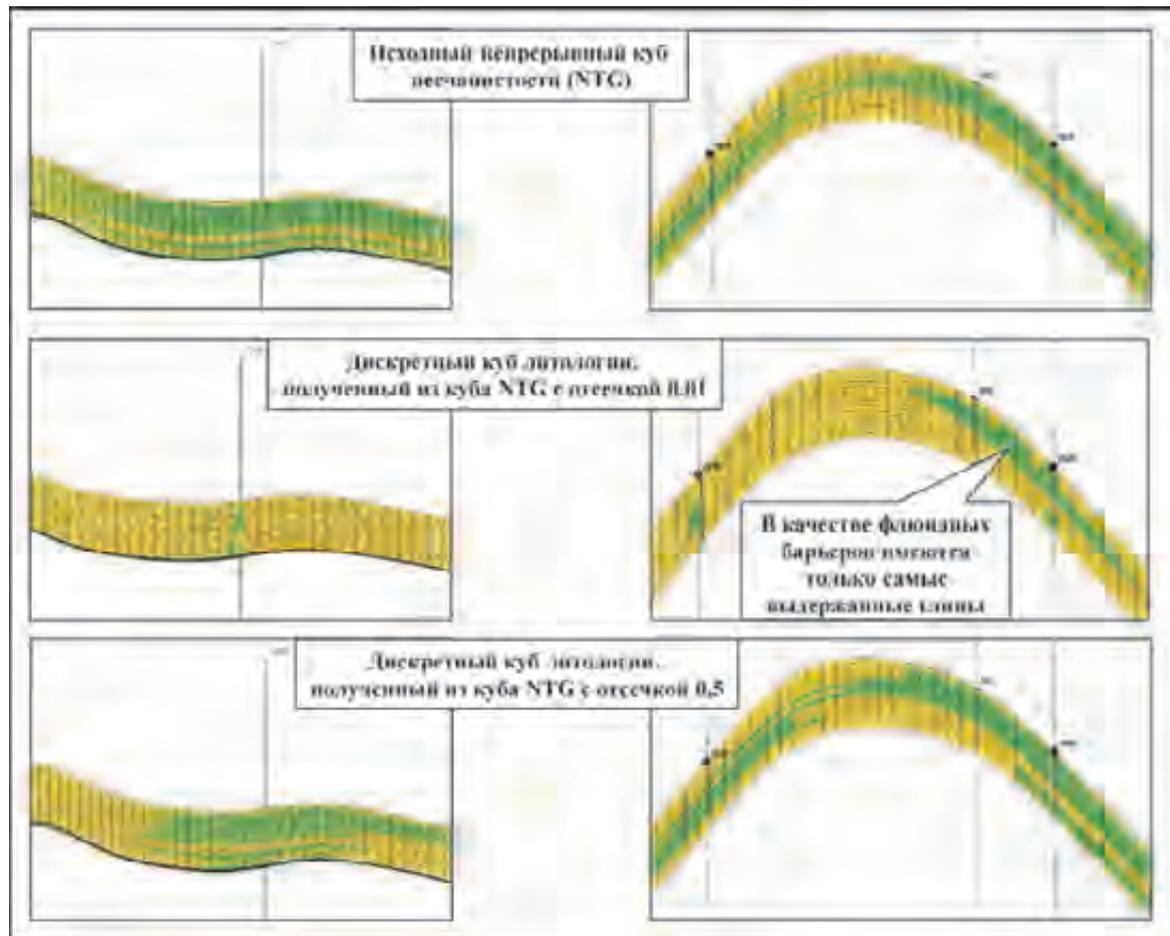


Рис.5.5. Сопоставление связности куба песчаности и куба литологии

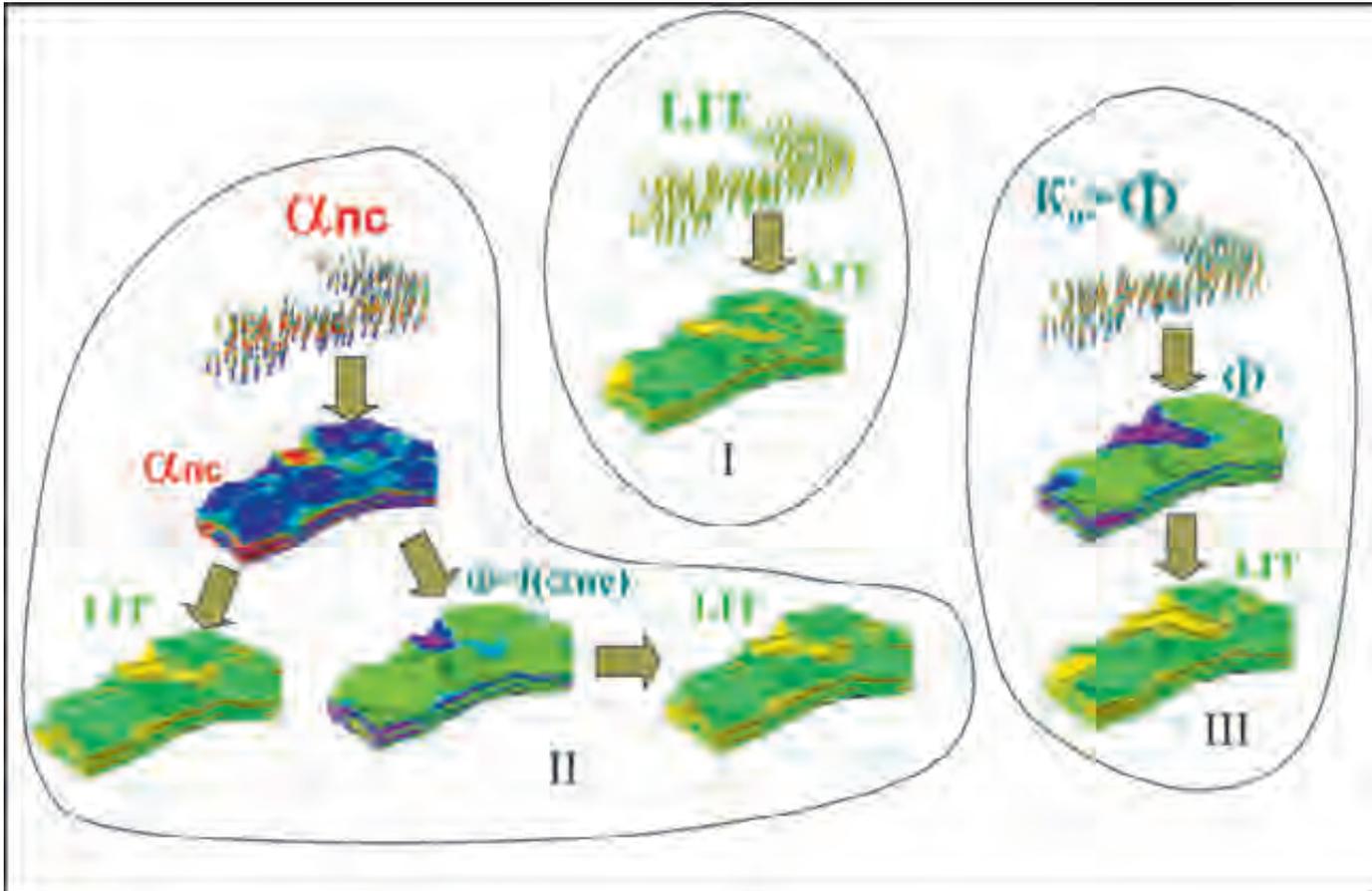


Рис.5.6. Варианты построения куба литологии в терригенном разрезе Западной Сибири  
(по Зюзеву Е.С., Глебову А.С., 2008)

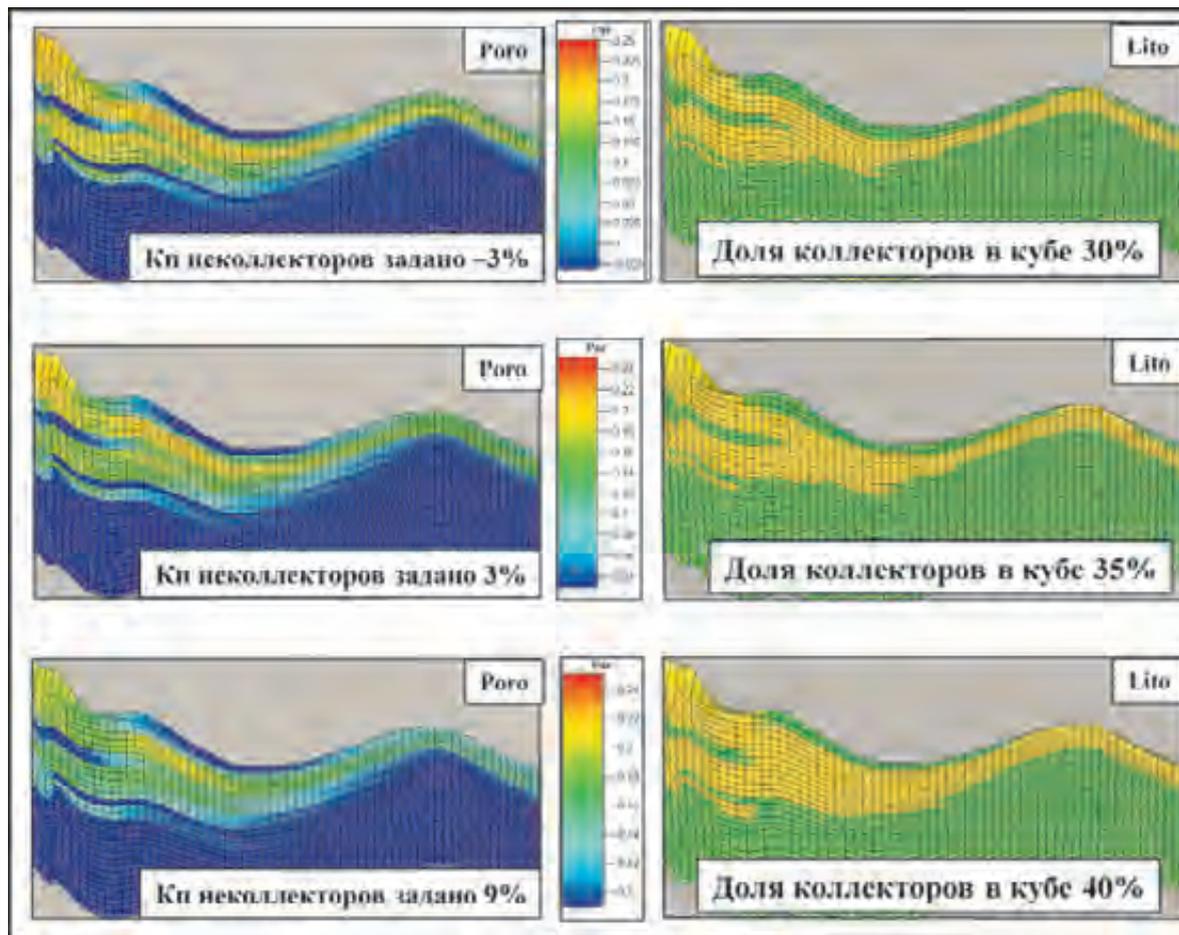


Рис.5.7. Построение куба литологии, используя непрерывный куб пористости

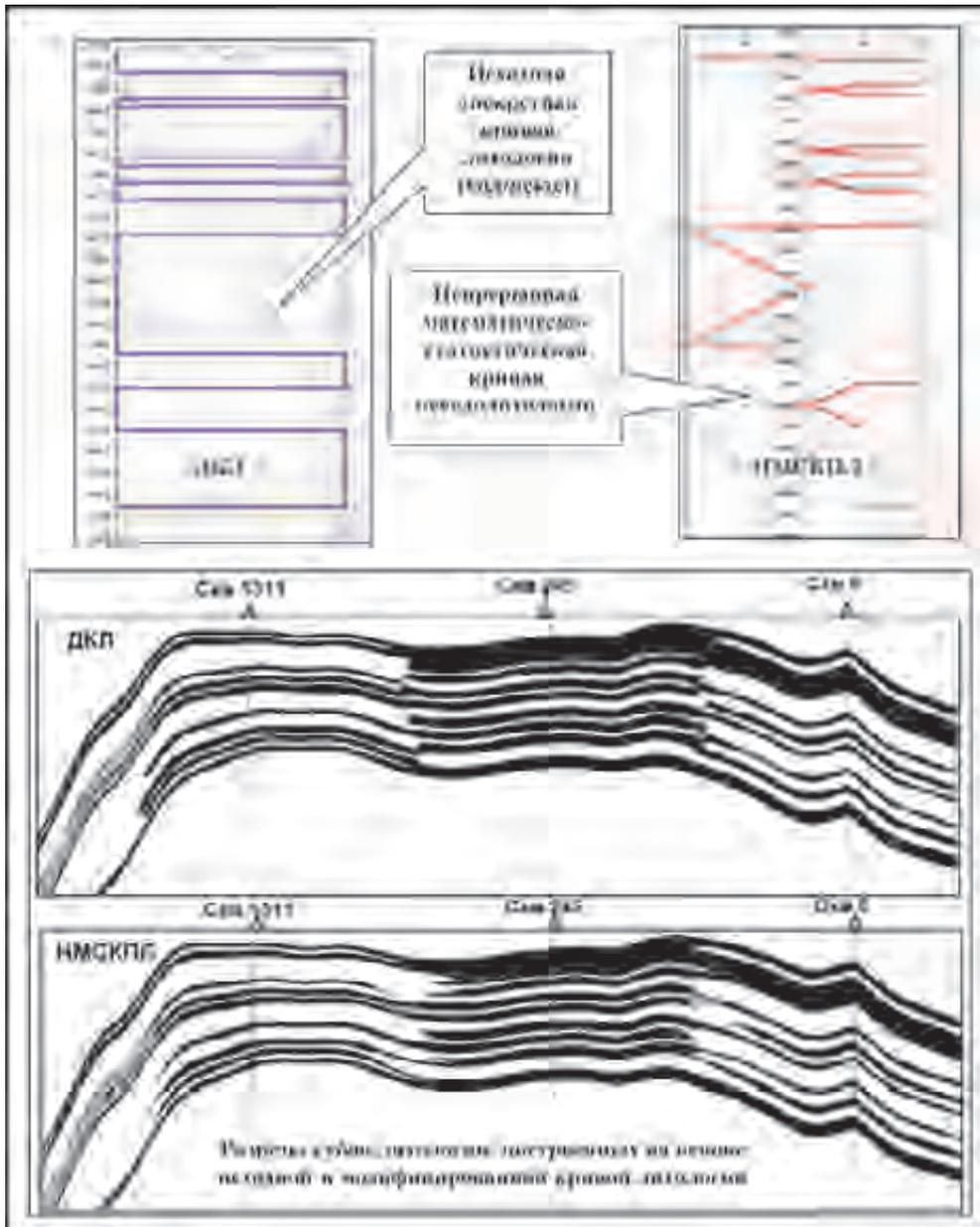


Рис.5.8. Построение куба литологии с использованием модифицированной кривой литологии (по Минликаеву В.З., Солдаткину А.В., 2002)

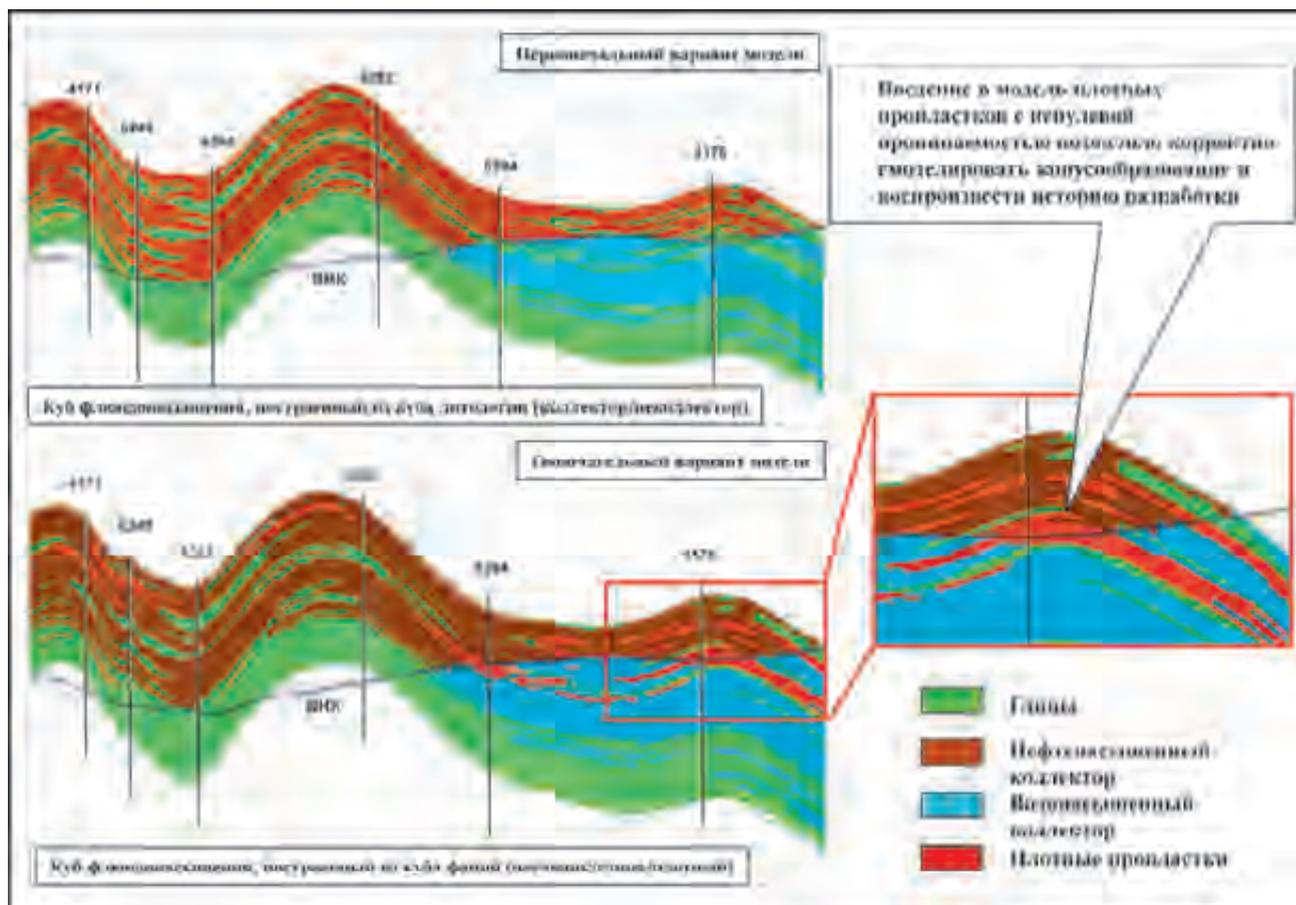


Рис.5.9. Пример построения литофациальной модели пласта БВ<sub>6</sub> Лас-Еганского месторождения

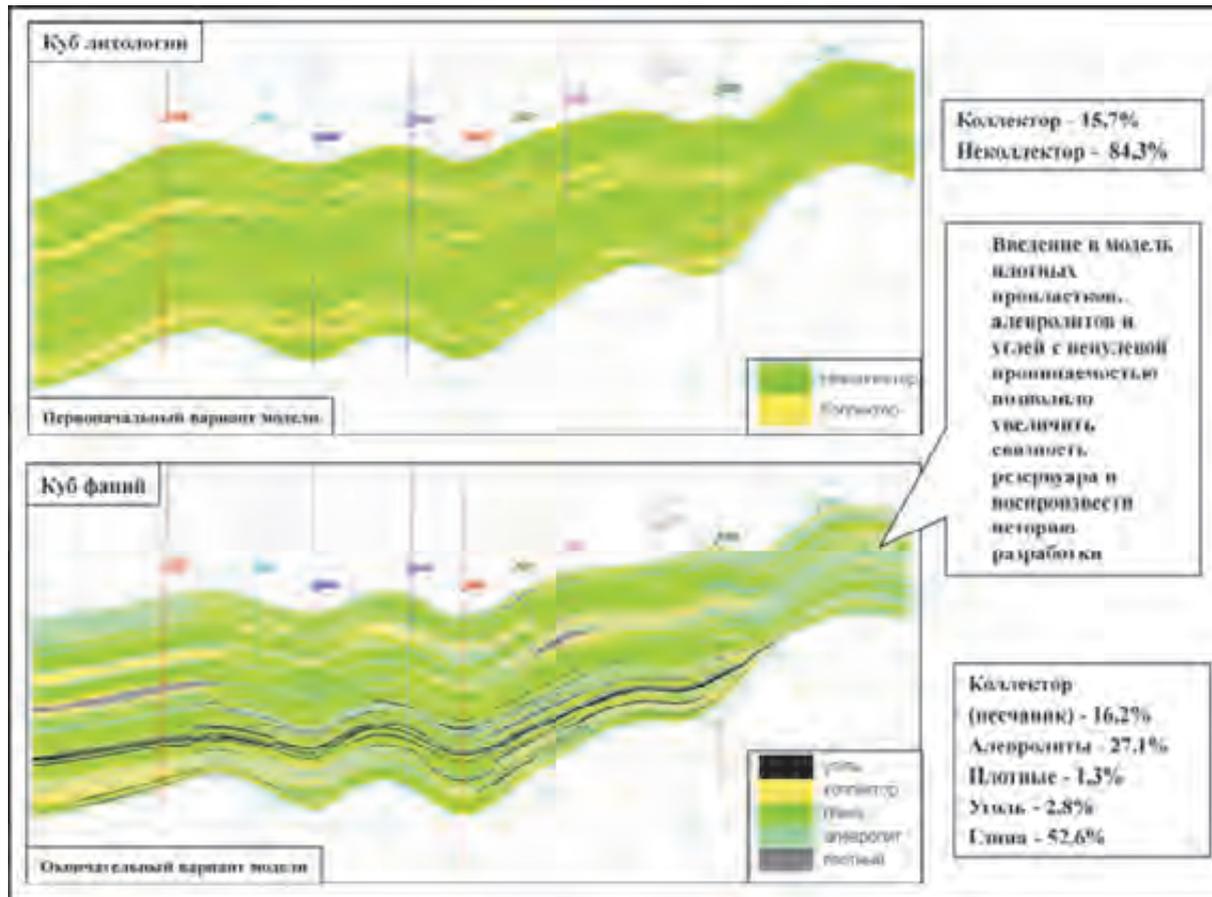


Рис.5.10. Пример построения литофациальной модели тюменской свиты Ловинского месторождения

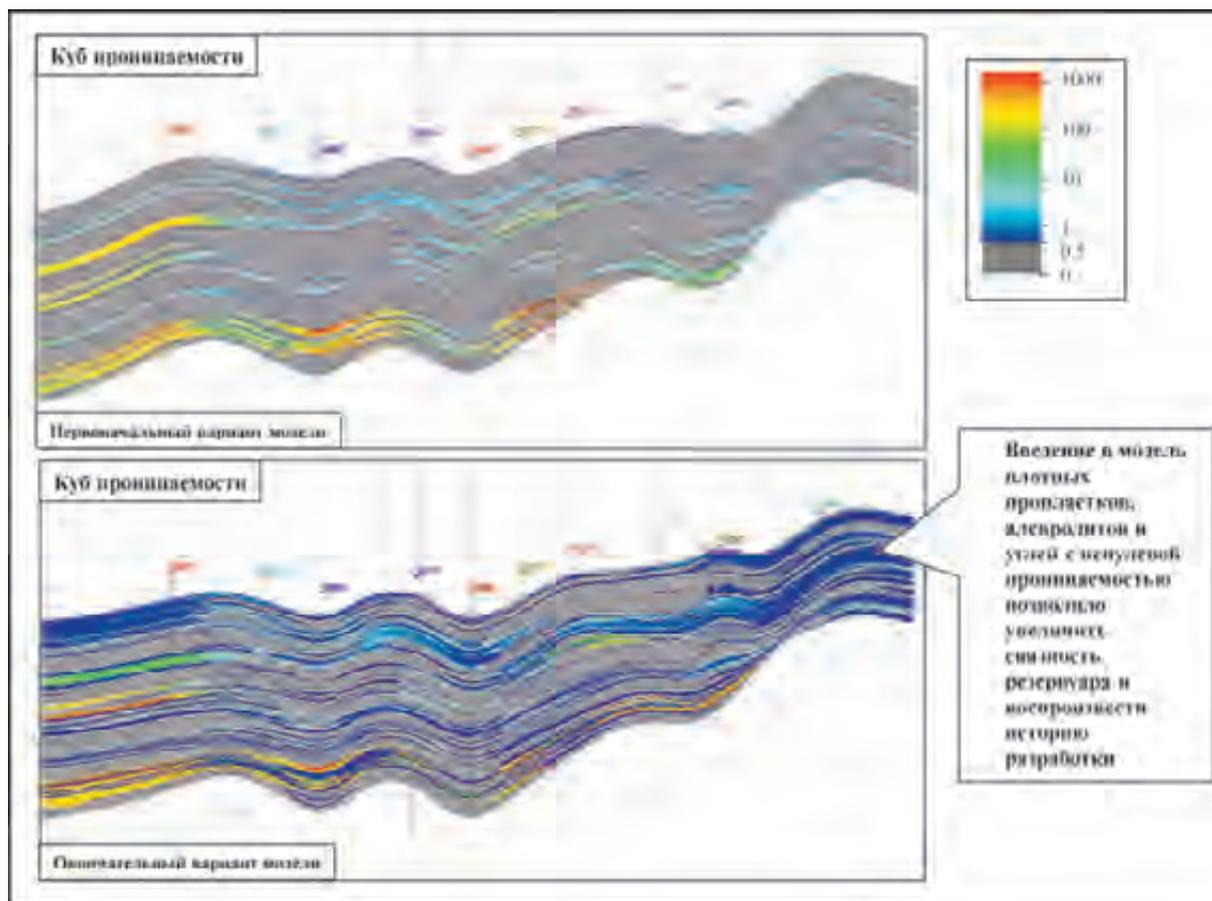


Рис.5.11. Пример построения литофациальной модели тюменской свиты Ловинского месторождения

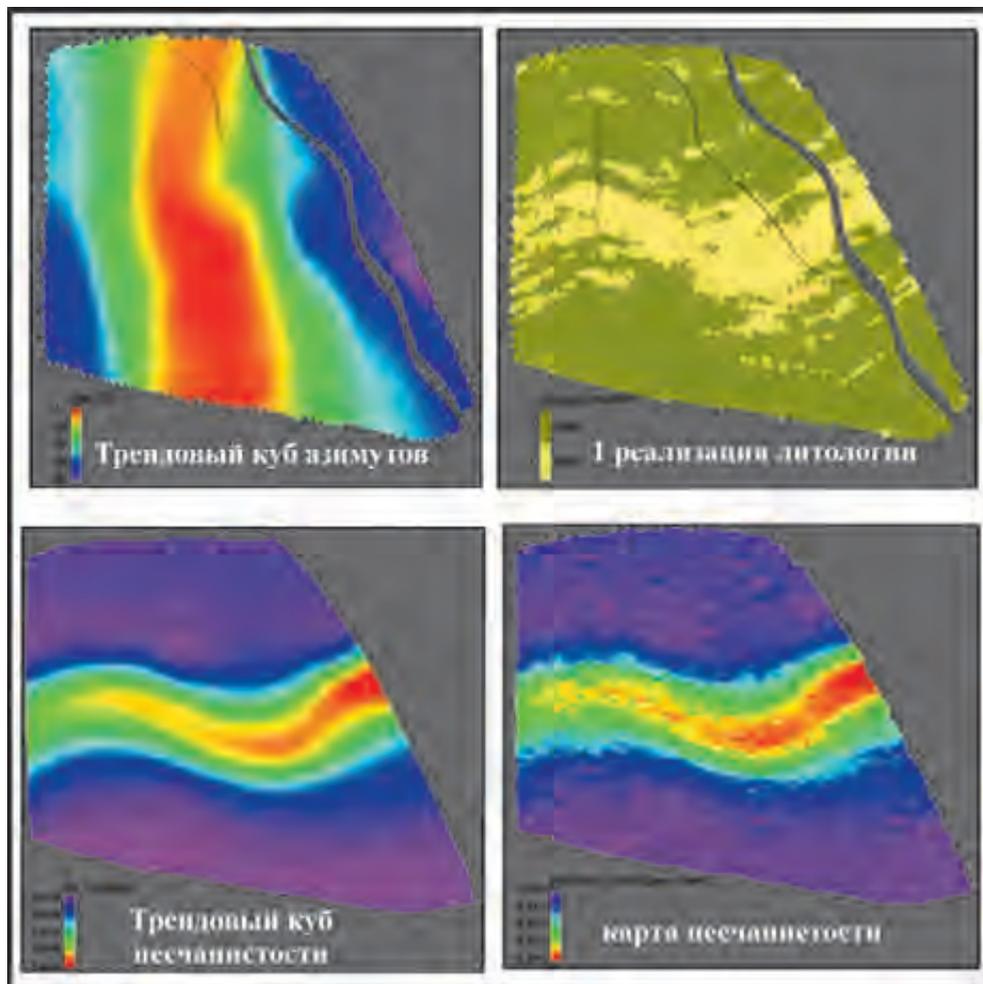


Рис.5.12. Пример совместного использования трендов при стохастическом моделировании (SIS) (по P.Abrahamsen)

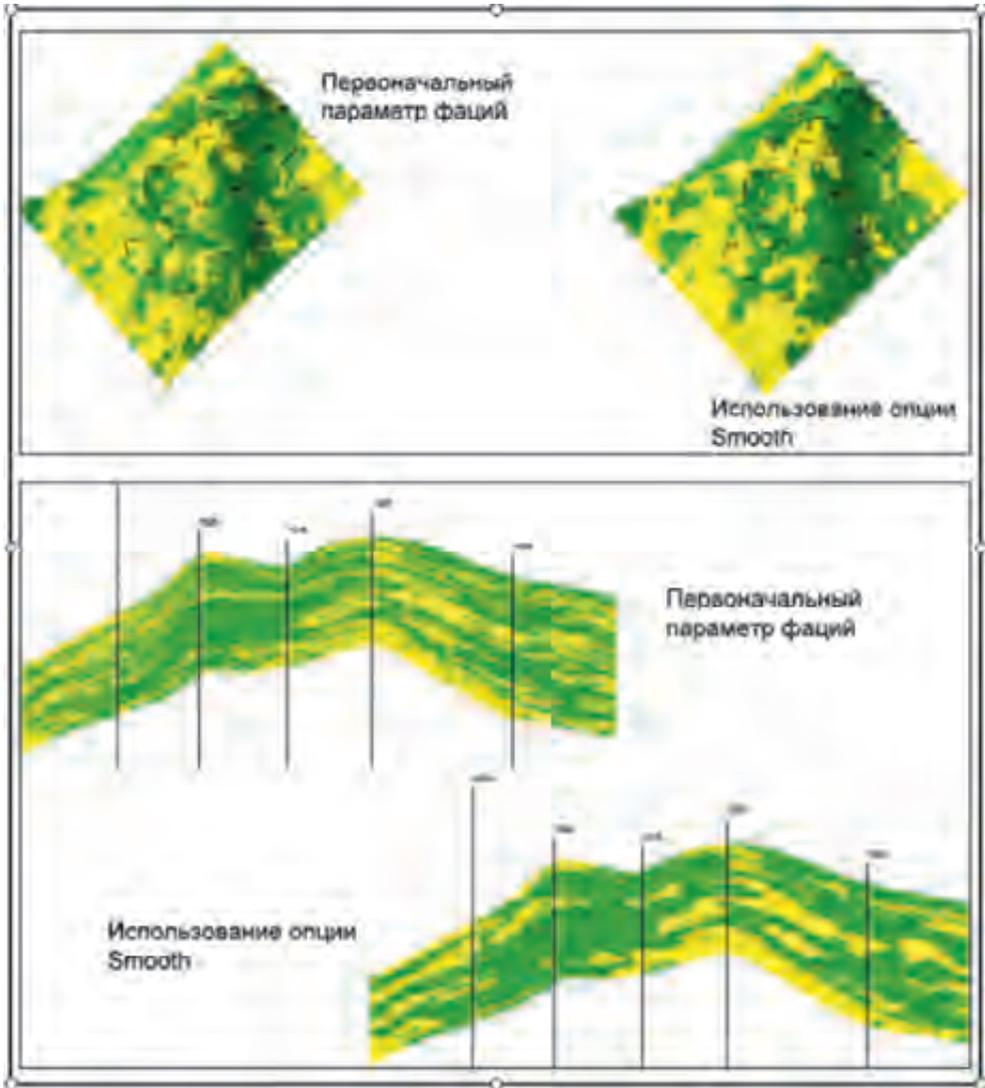


Рис.5.13. Пример сглаживания куба литологии

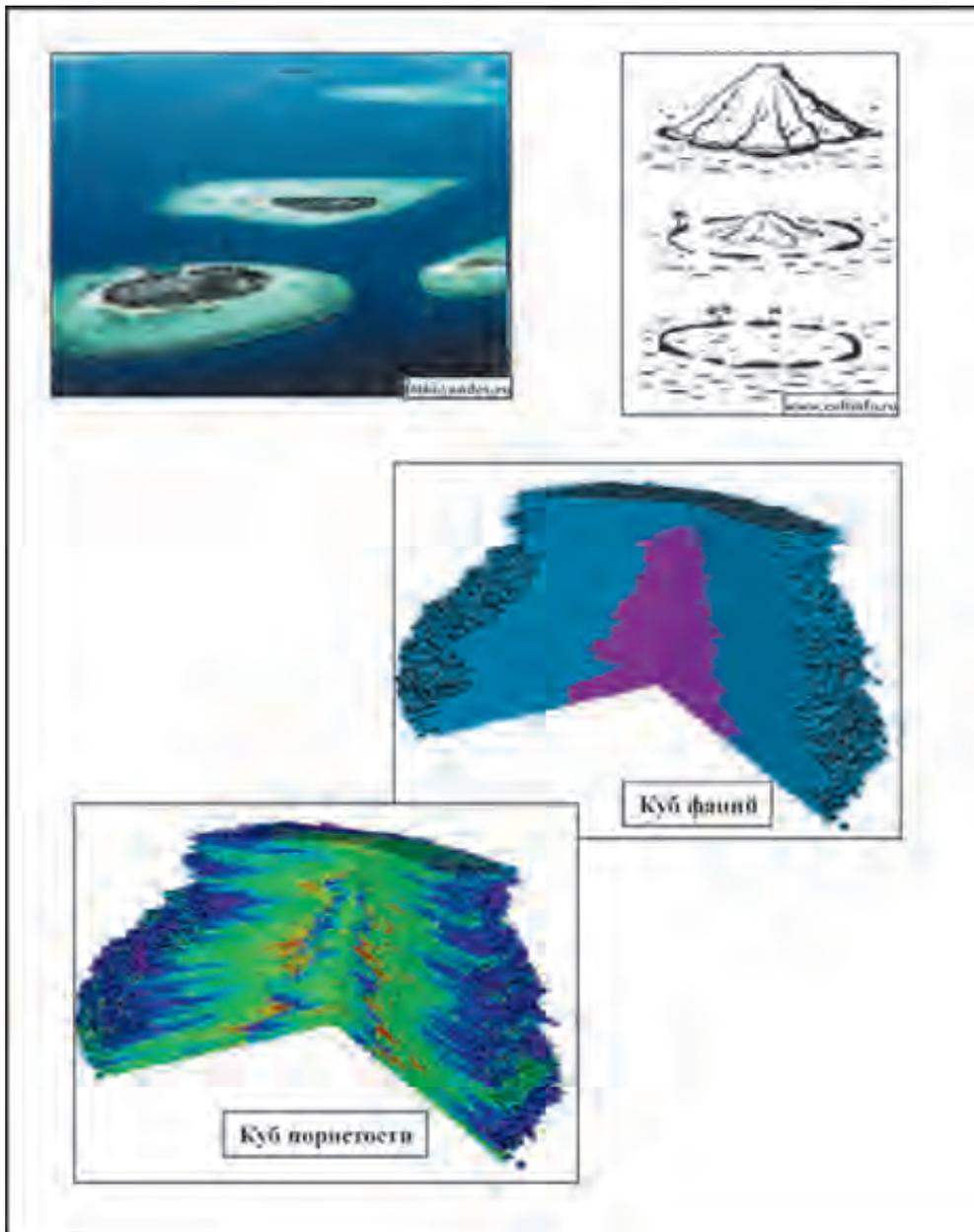


Рис.5.14. Моделирование способом усеченной Гауссовой симуляции (TGS) фациальных переходов атолловых образований (по A.R.Syversveen, 2007)

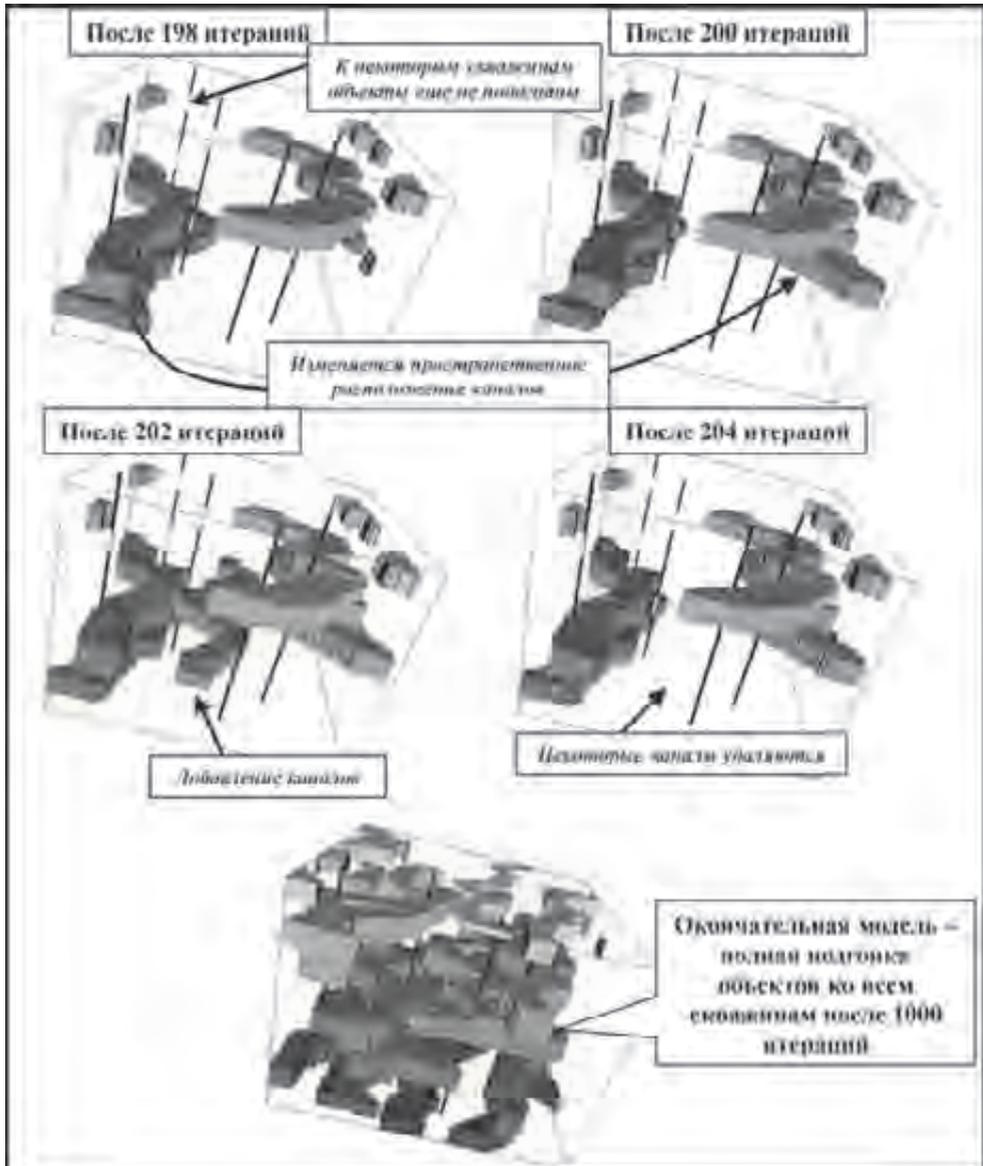


Рис.5.15. Пример объектного моделирования русловых отложений на месторождении из 12 скважин (по J.Саers, 2005)

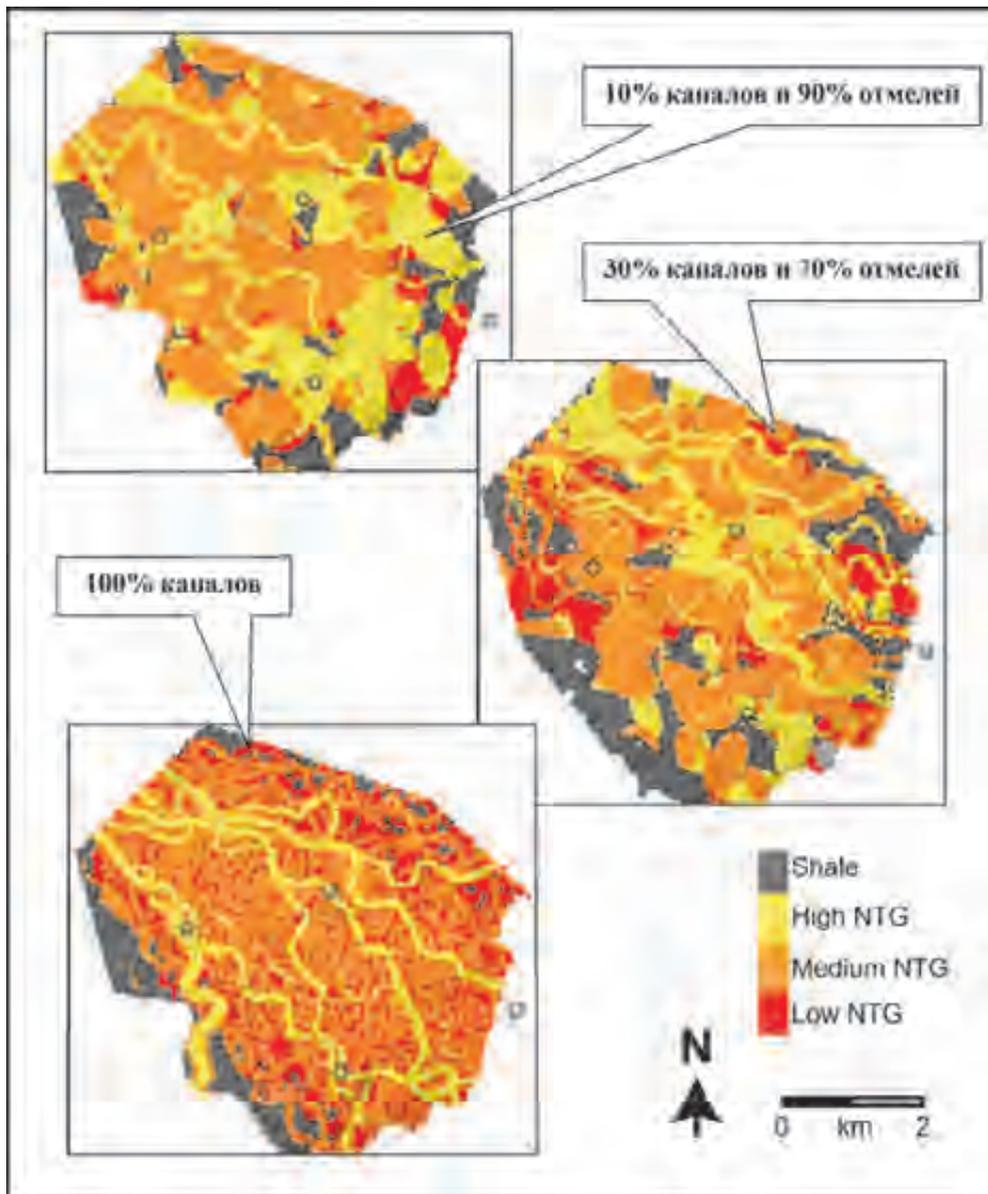


Рис.5.16. Пример многовариантного фациального объектного моделирования глубоководных отложений (по A.Saller, K.Werner, F.Sugiaman, A.Cebastian, R.May, D.Glenn, C.Barker, 2008)

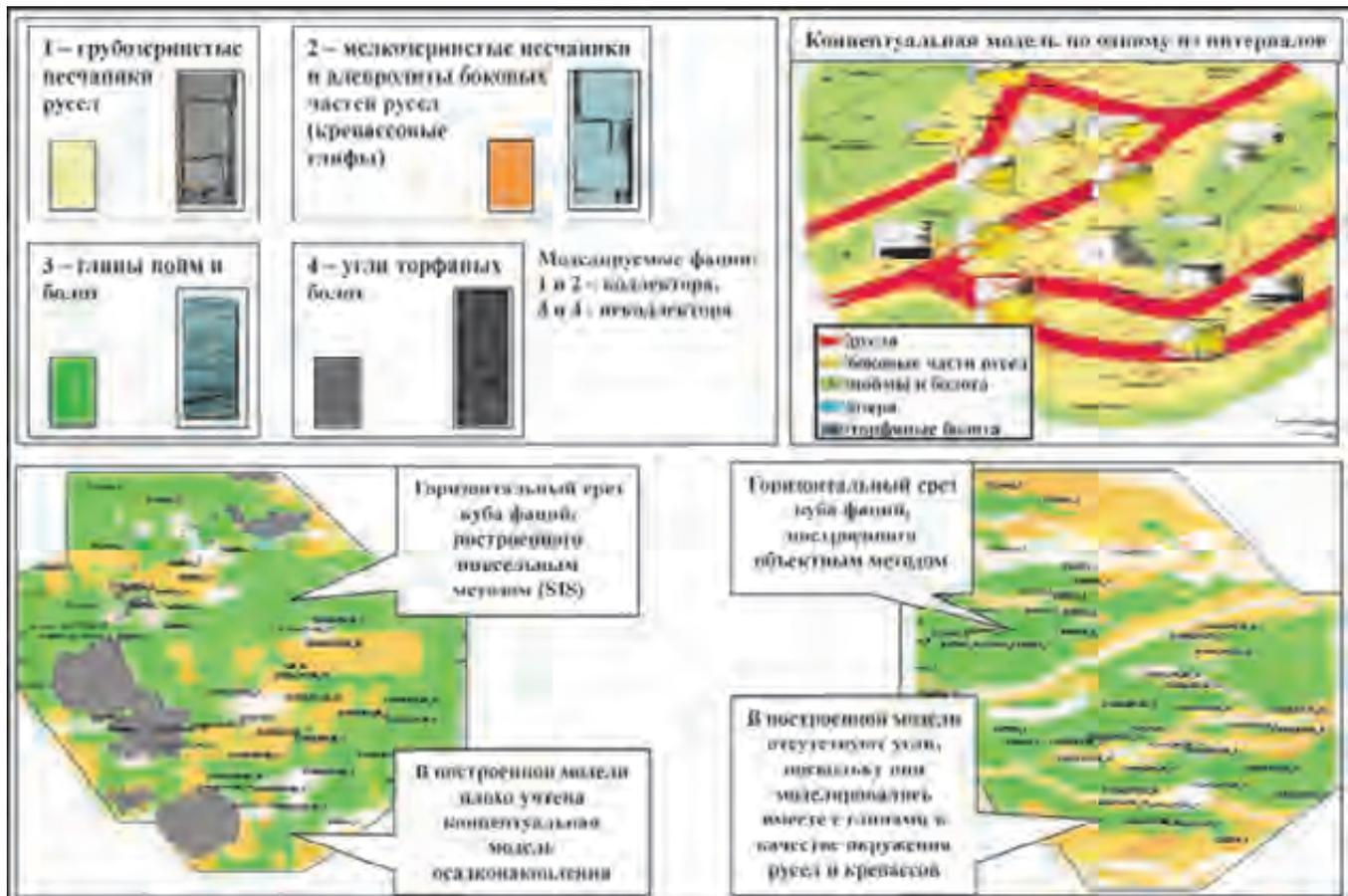


Рис.5.17. Моделирование куба фаций различными методами  
(по Mohammad A.Al-Khalifa, Tobias H.D.Payenberg, Simon C.Lang, 2007)

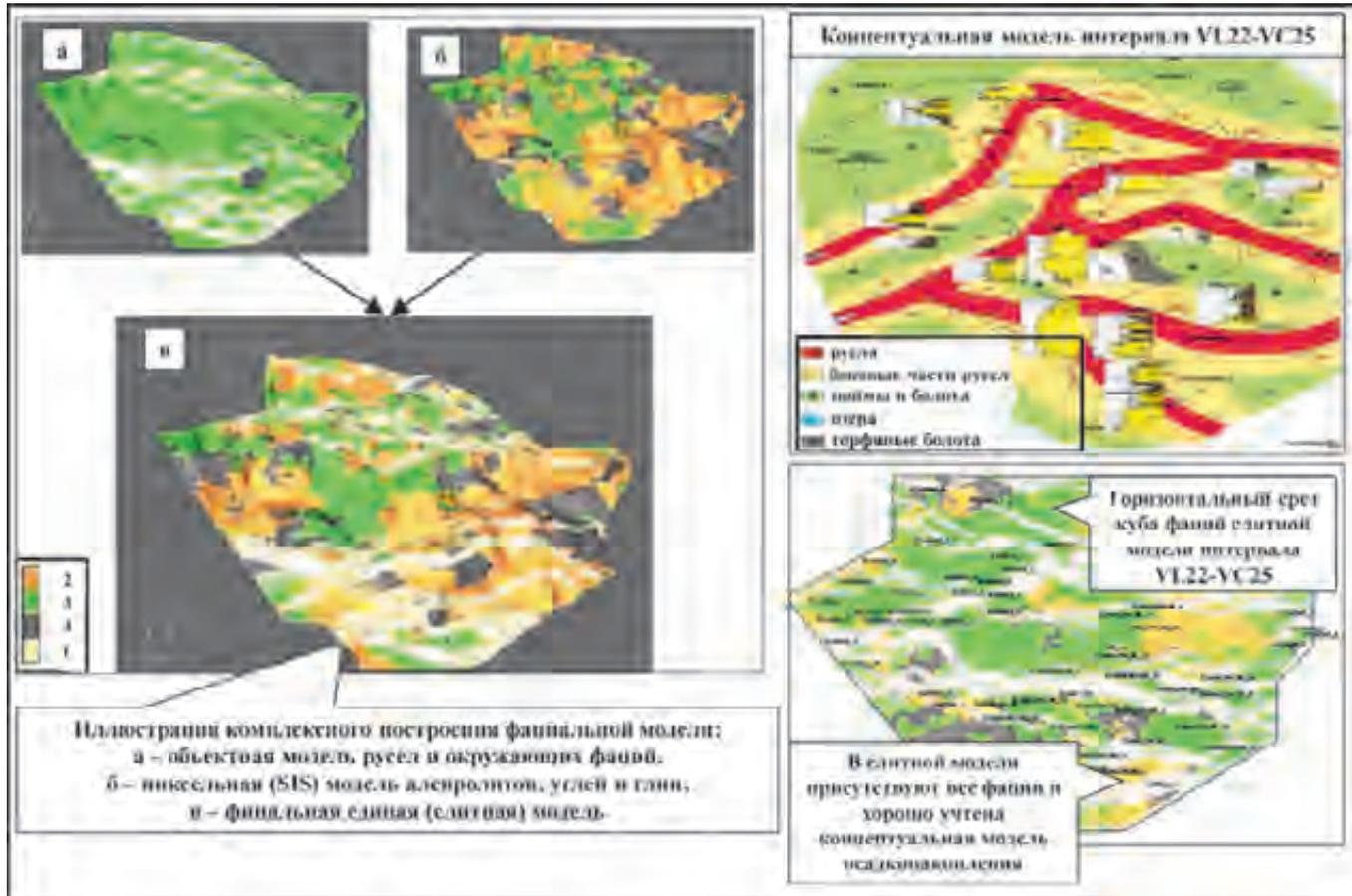


Рис.5.18. Моделирование куба фаций различными методами (продолжение)  
 (по Mohammad A.Al-Khalifa, Tobias H.D.Payenberg, Simon C.Lang, 2007)

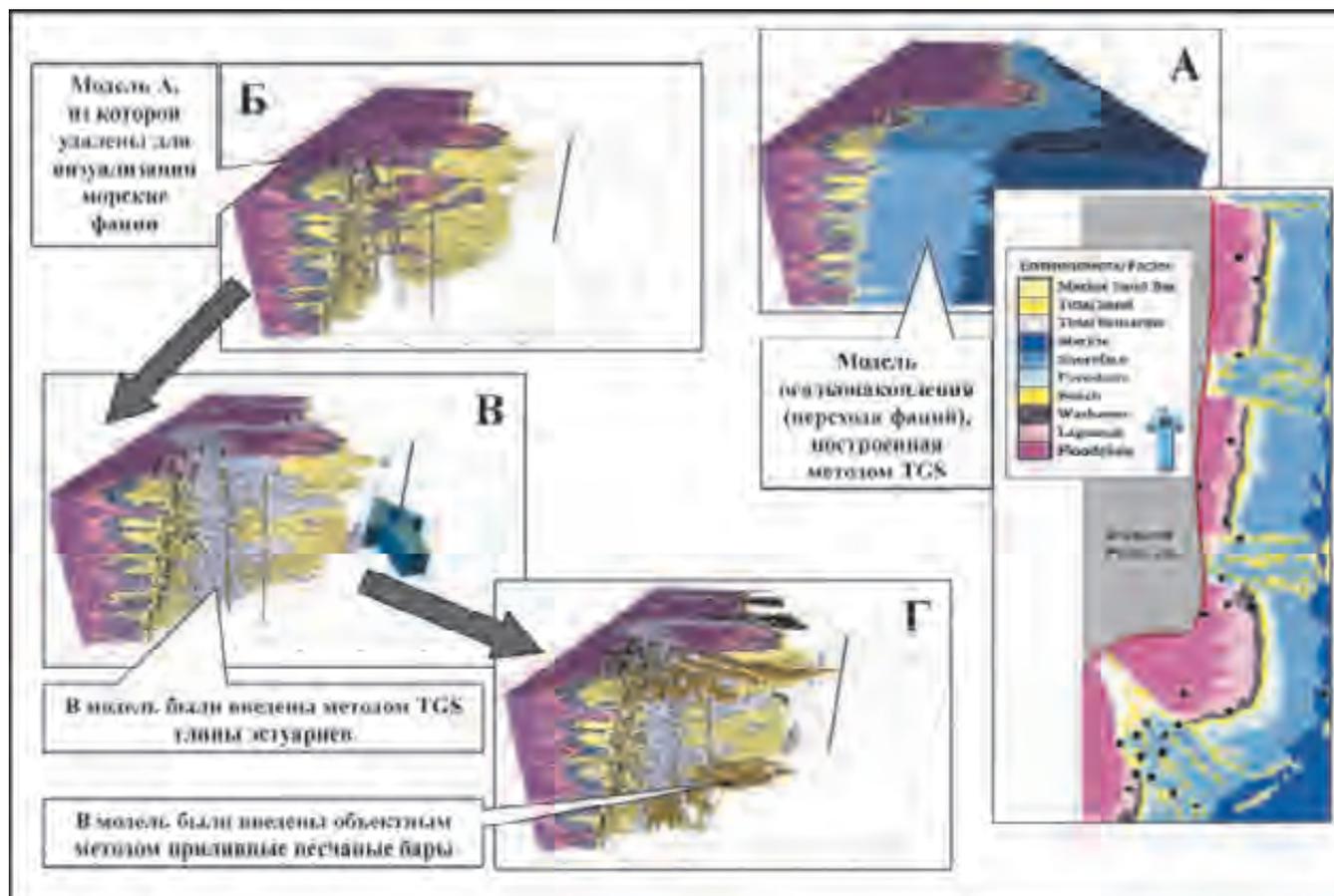


Рис.5.19. Пример построения гибридной модели  
(по N.M.Zain, M.A.Khalifa, R.J.Stanley, 2008)

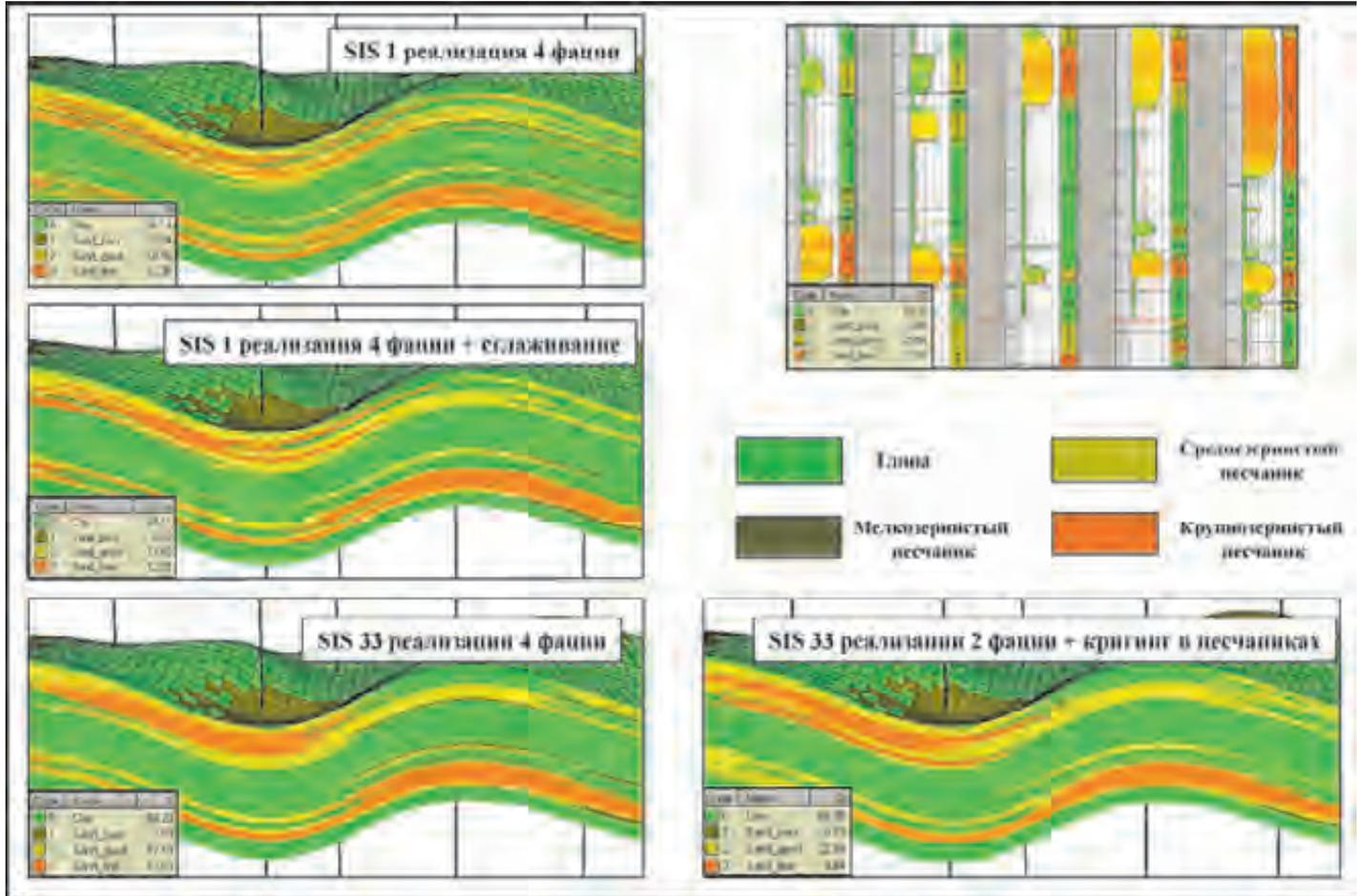


Рис.5.20. Сопоставление способов построения куба литофаций

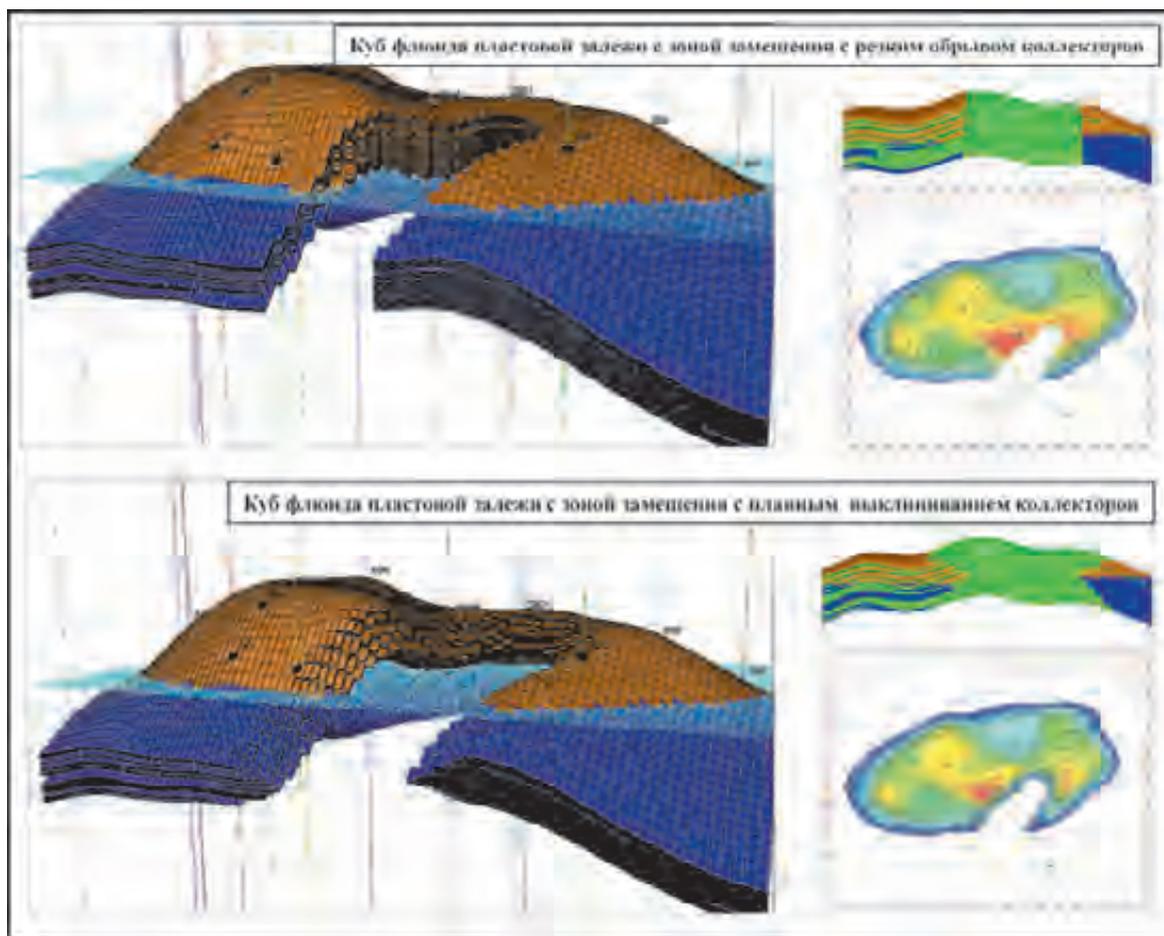


Рис.5.21. Примеры построения куба литологии с зоной замещения

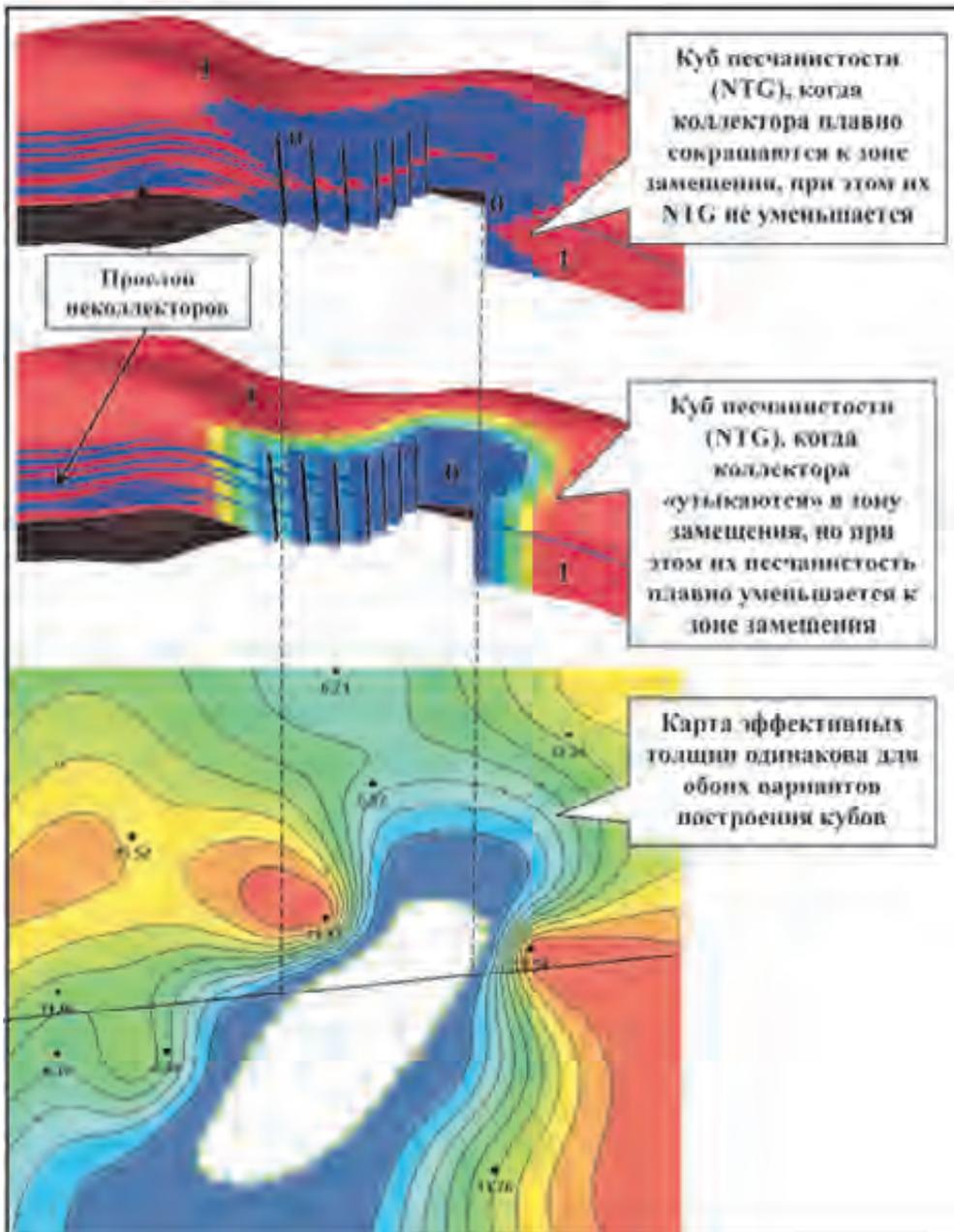


Рис.5.22. Варианты построения куба литологии и песчаности, когда необходимо обеспечить плавное уменьшение толщин к зоне замещения

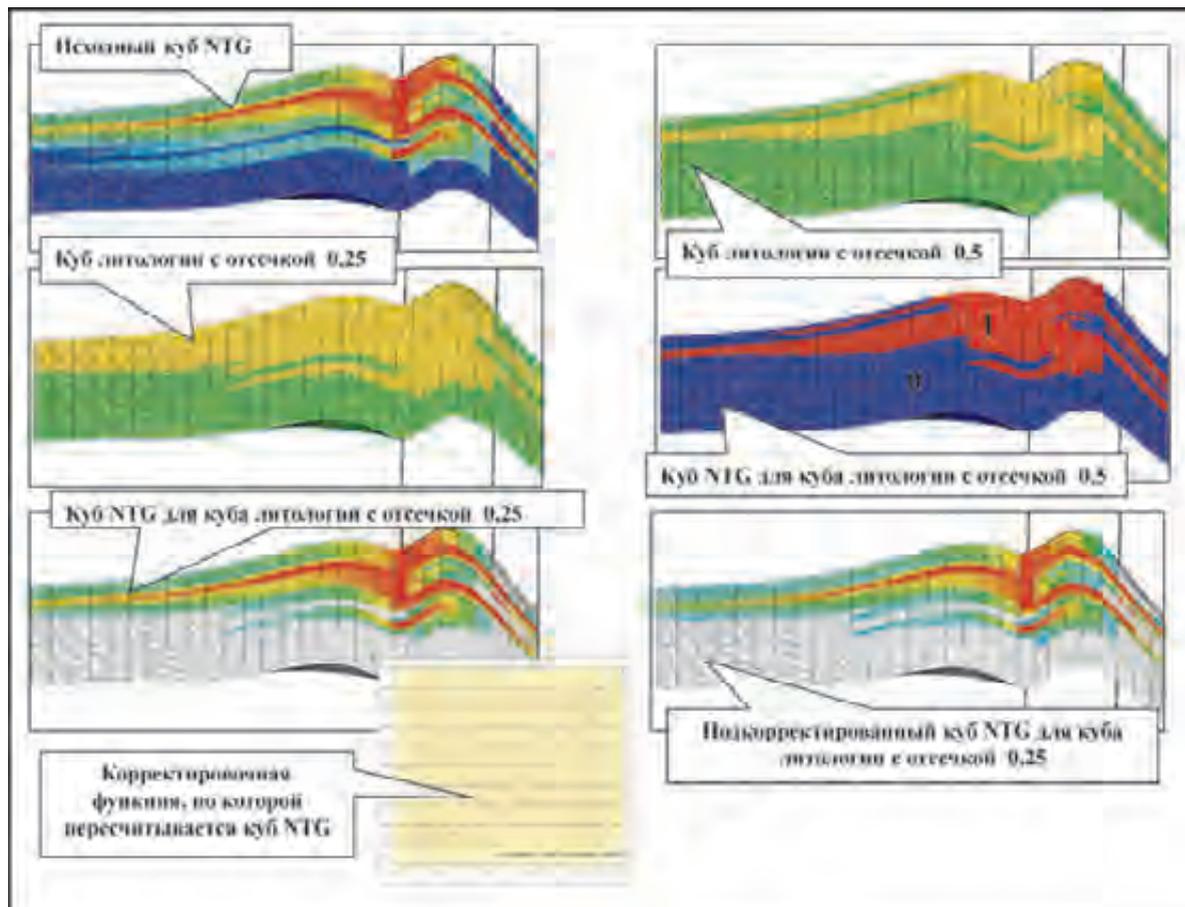


Рис.5.23. Пример корректировки кубов литологии и NTG для получения нужных объемов коллекторов

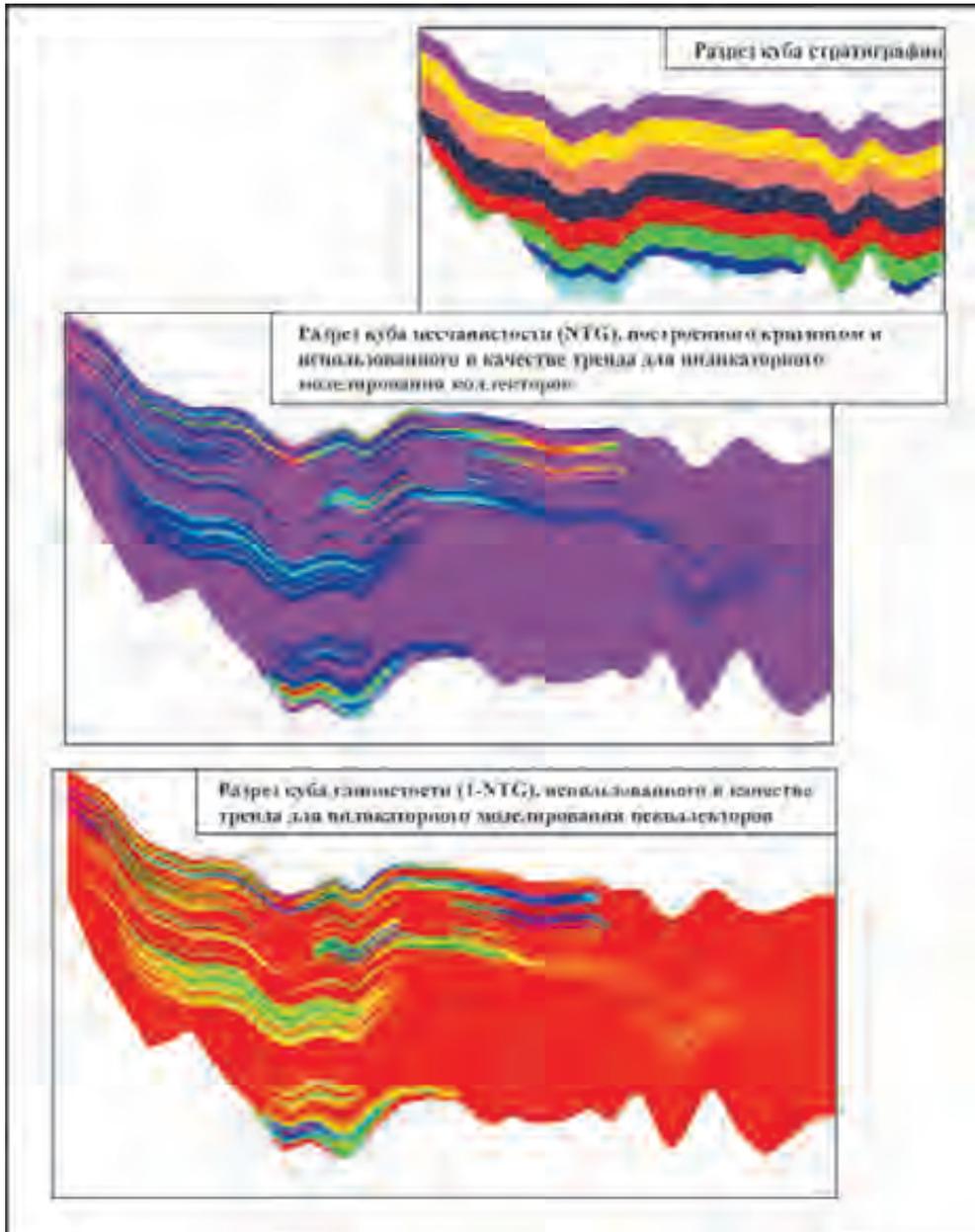


Рис.5.24. Пример построения куба литологии при адаптации трехмерной модели к материалам подсчета запасов

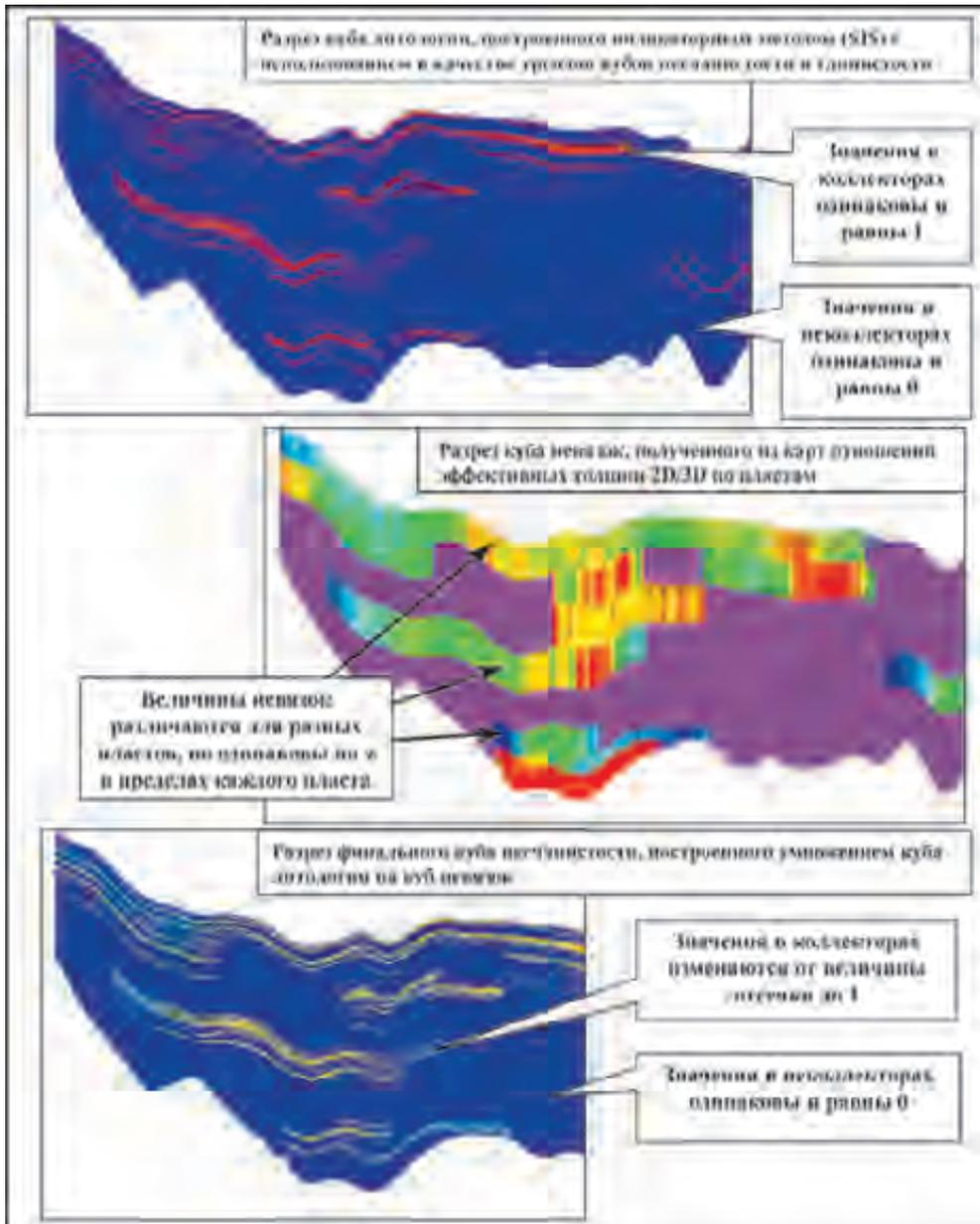


Рис.5.25. Пример построения куба литологии при адаптации трехмерной модели к материалам подсчета запасов (продолжение)

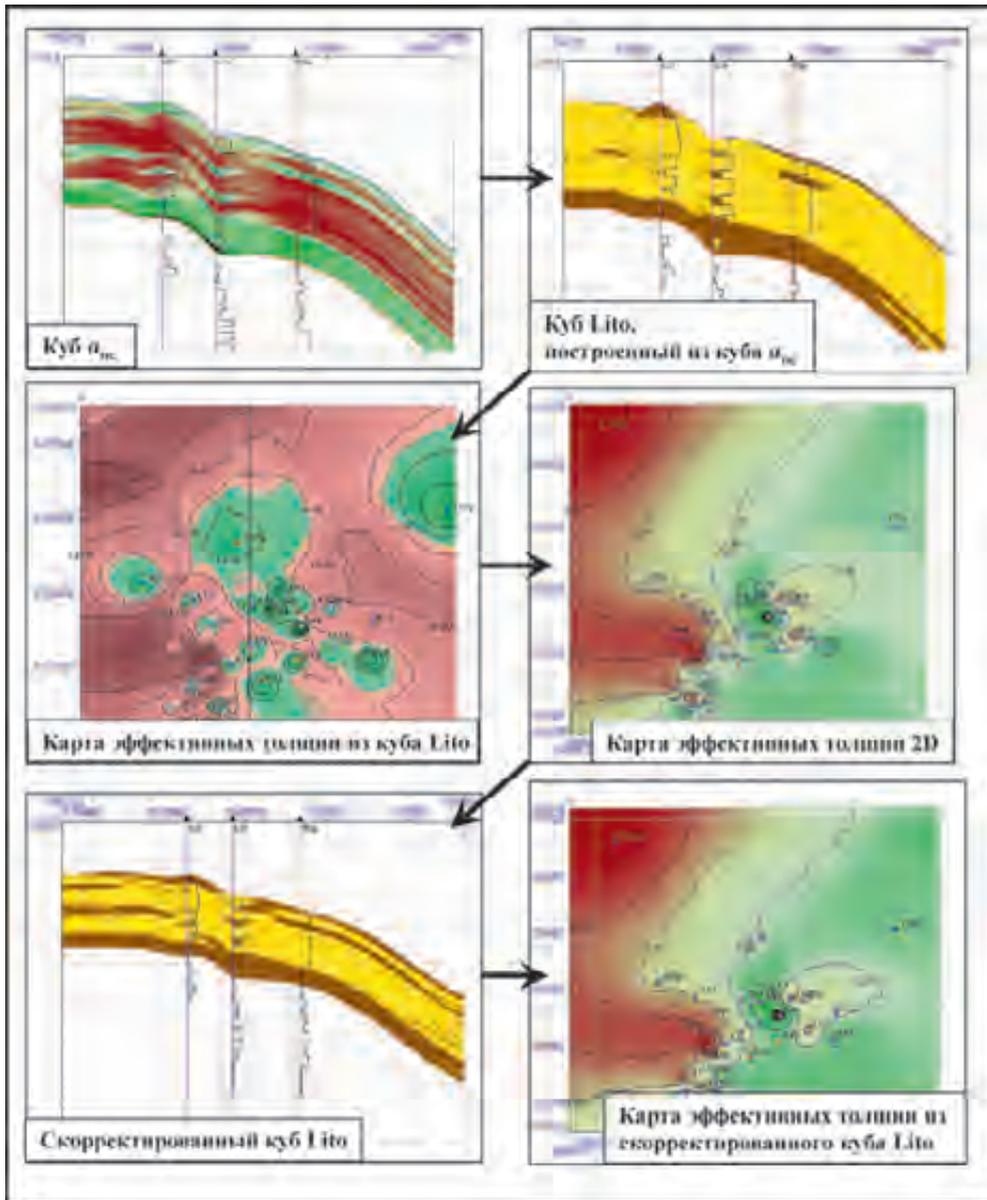


Рис.5.26. Пример технологии построения куба литологии в программном комплексе DV (материалы Билибина С.И., Перепечкина М.В.)

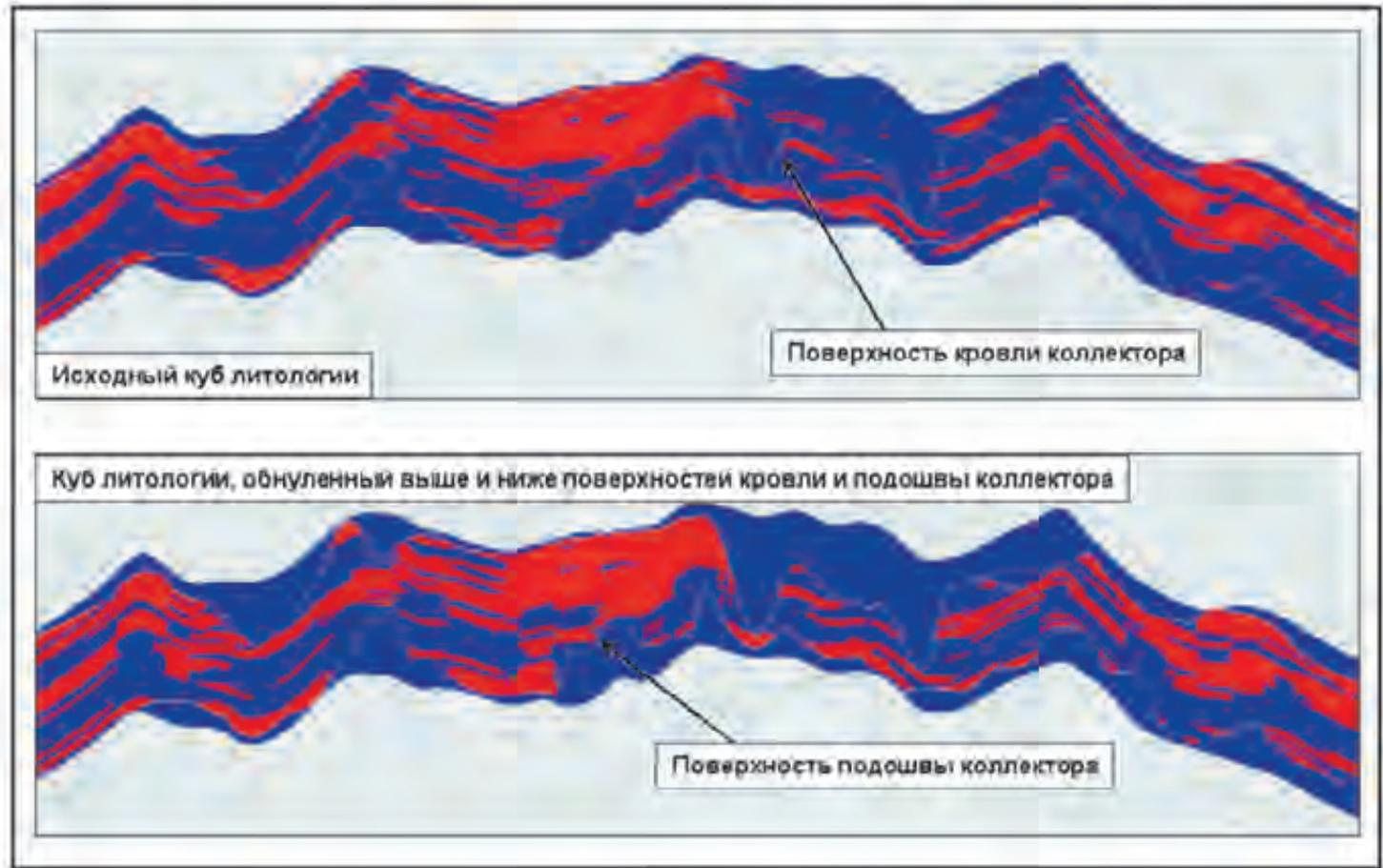


Рис.5.27. Пример адаптации куба литологии к материалам подсчета запасов

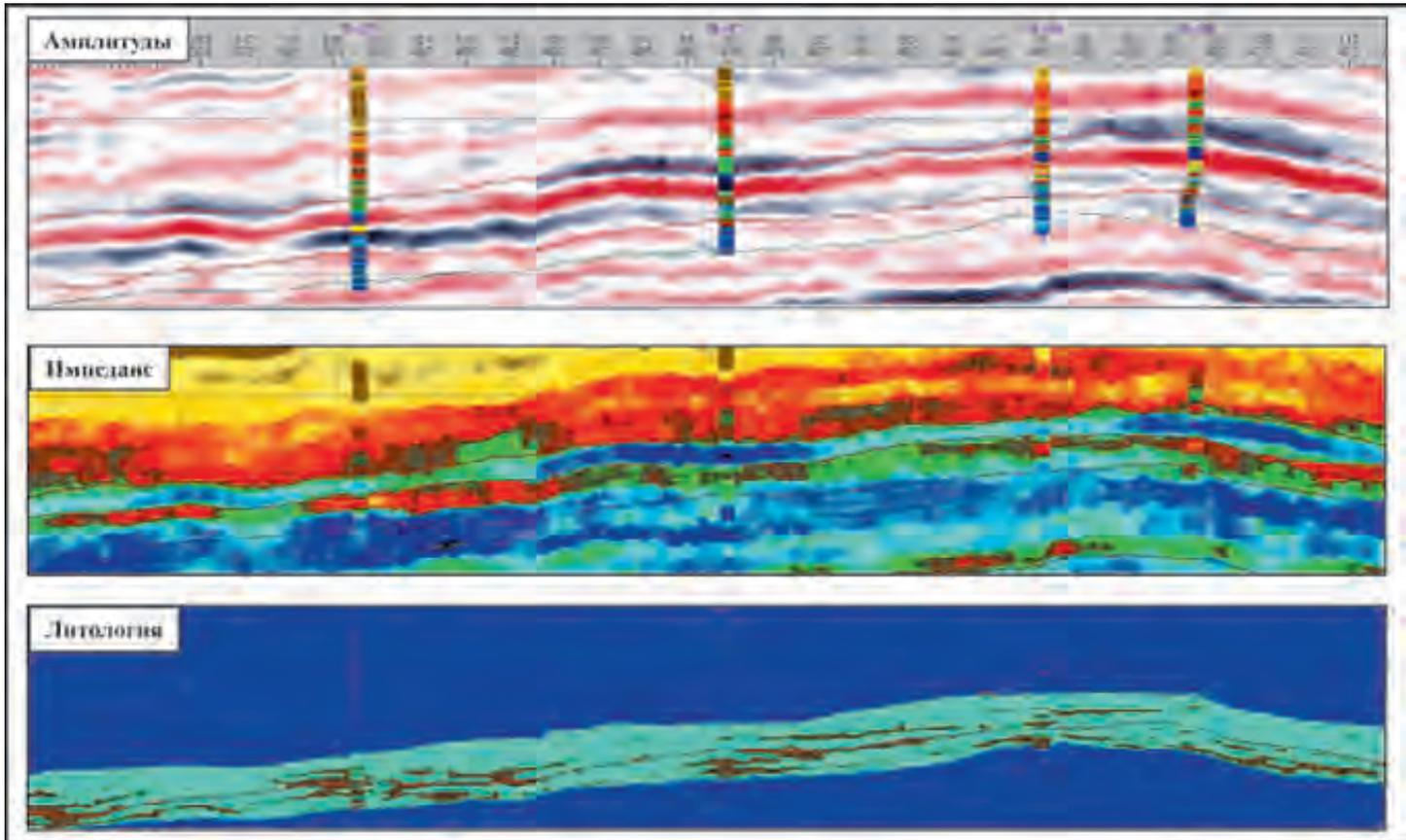


Рис.5.28. Пример учета данных объемной сейсмозазведки 3Д при построении куба литологии (материалы Fugro-Jason)

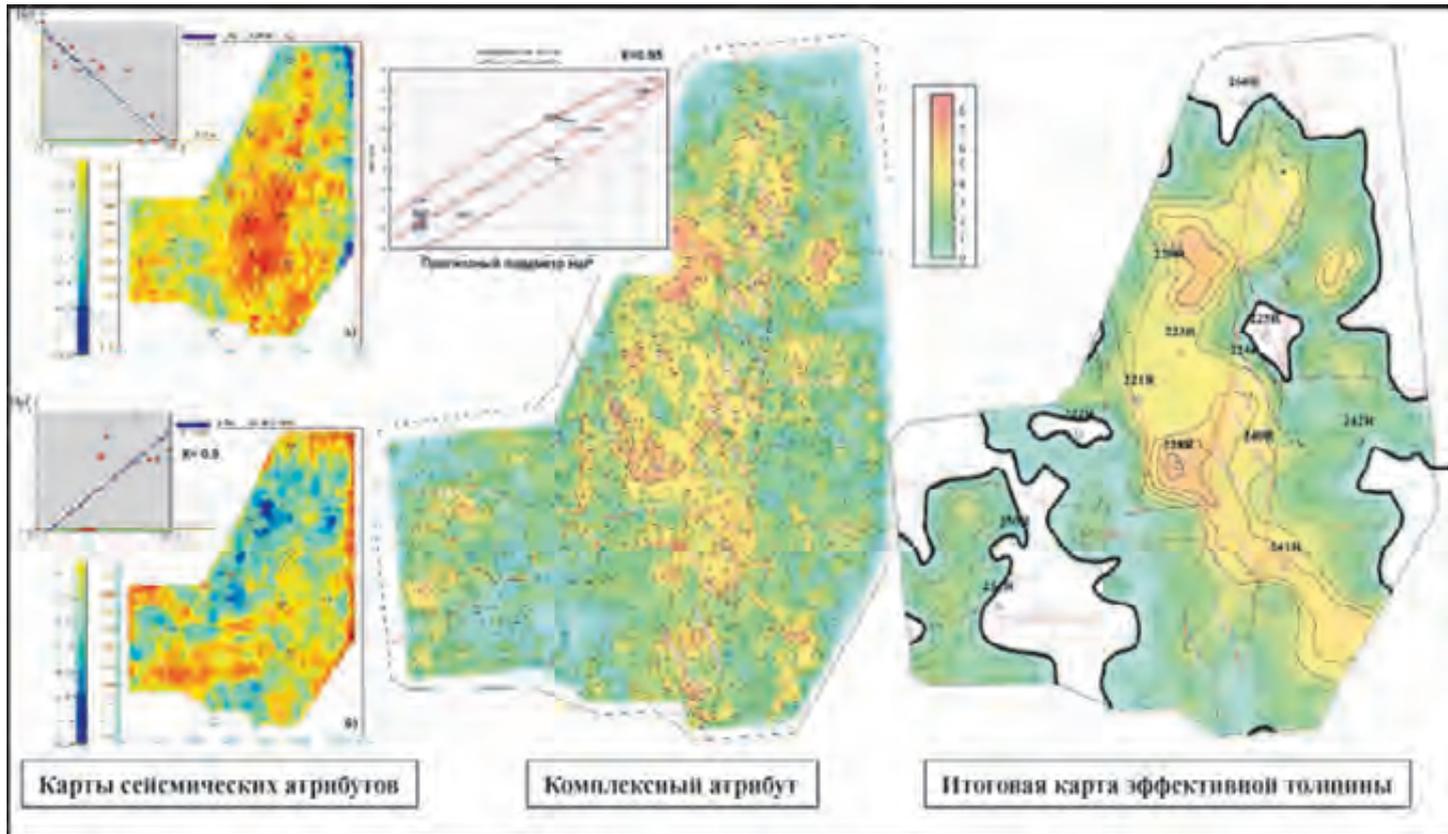


Рис.5.29. Построение карты эффективных толщин по сейсмическим атрибутам  
(по Кавуну М.М., Степанову А.В., Ставинскому П.В., 2008)

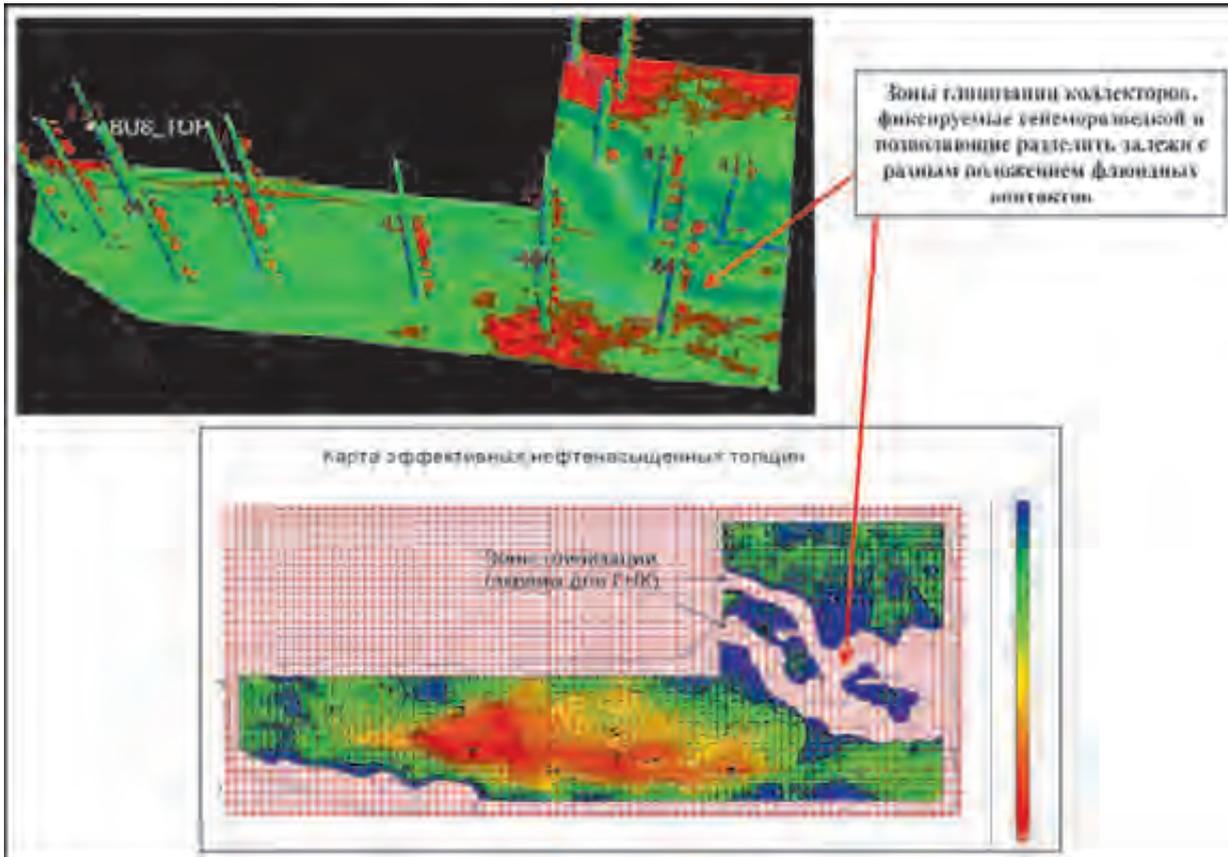


Рис.5.30. Пример использования при моделировании куба литологии местоположения зон глинизации, фиксируемых сейсморазведкой 3D (по Птецову С.Н. и др., 2008)

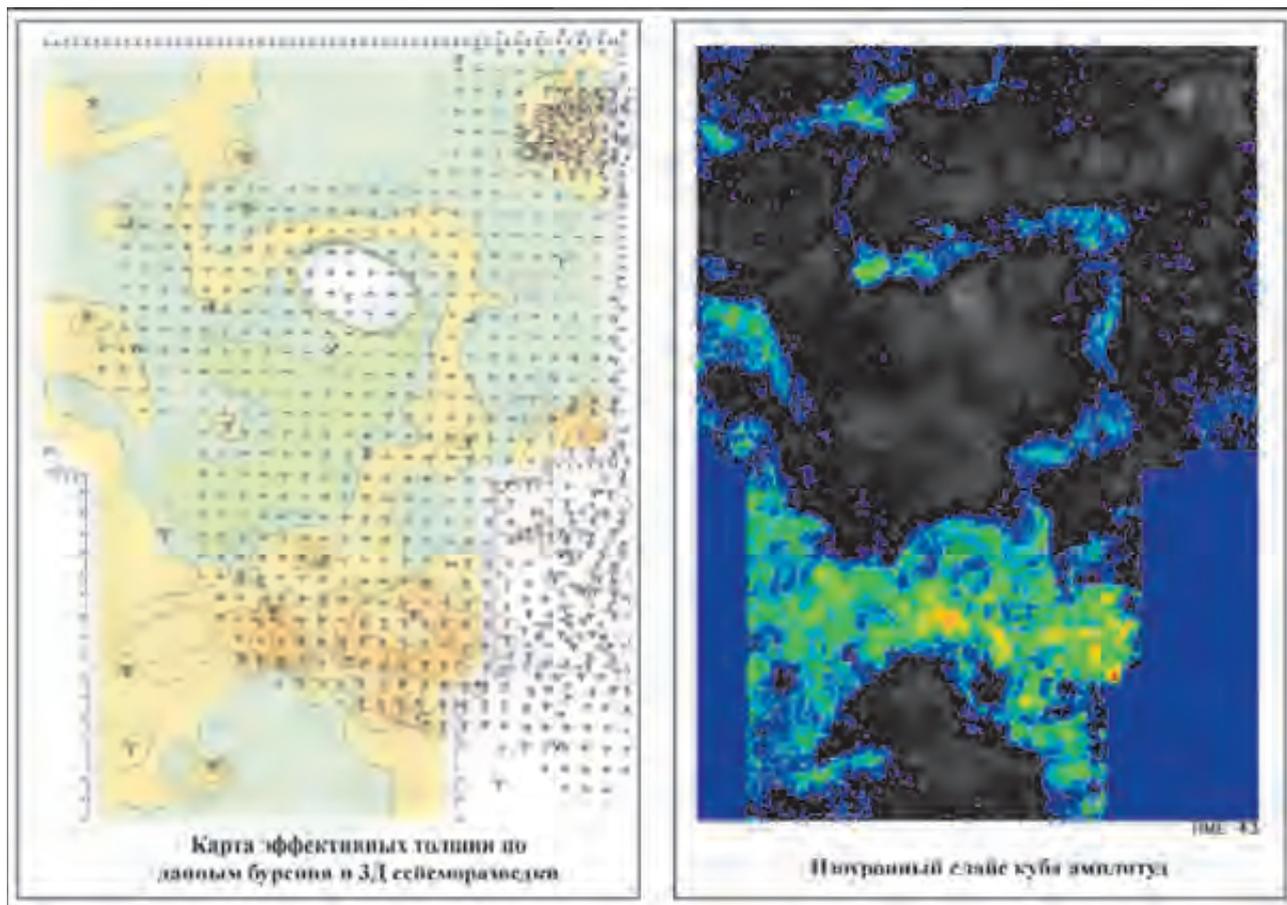


Рис.5.31. Учет руслового генезиса пласта  $AB_2$  Нивагальского месторождения при построении трендовой карты эффективных толщин

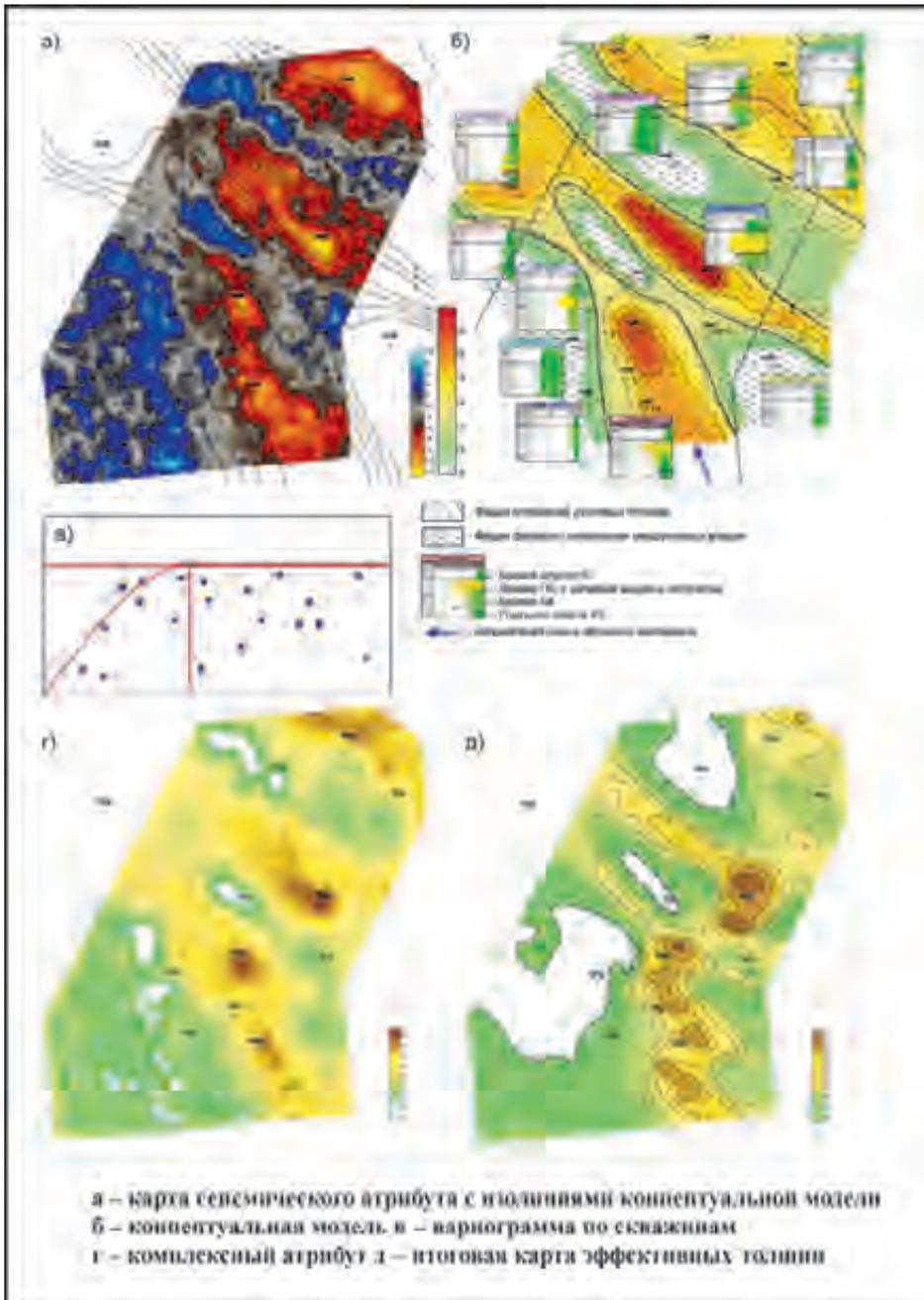


Рис.5.32. Пример комплексного подхода к прогнозированию эффективных толщин в межскважинном пространстве (по Кавуну М.М., Степанову А.В., Ставинскому П.В., 2008)

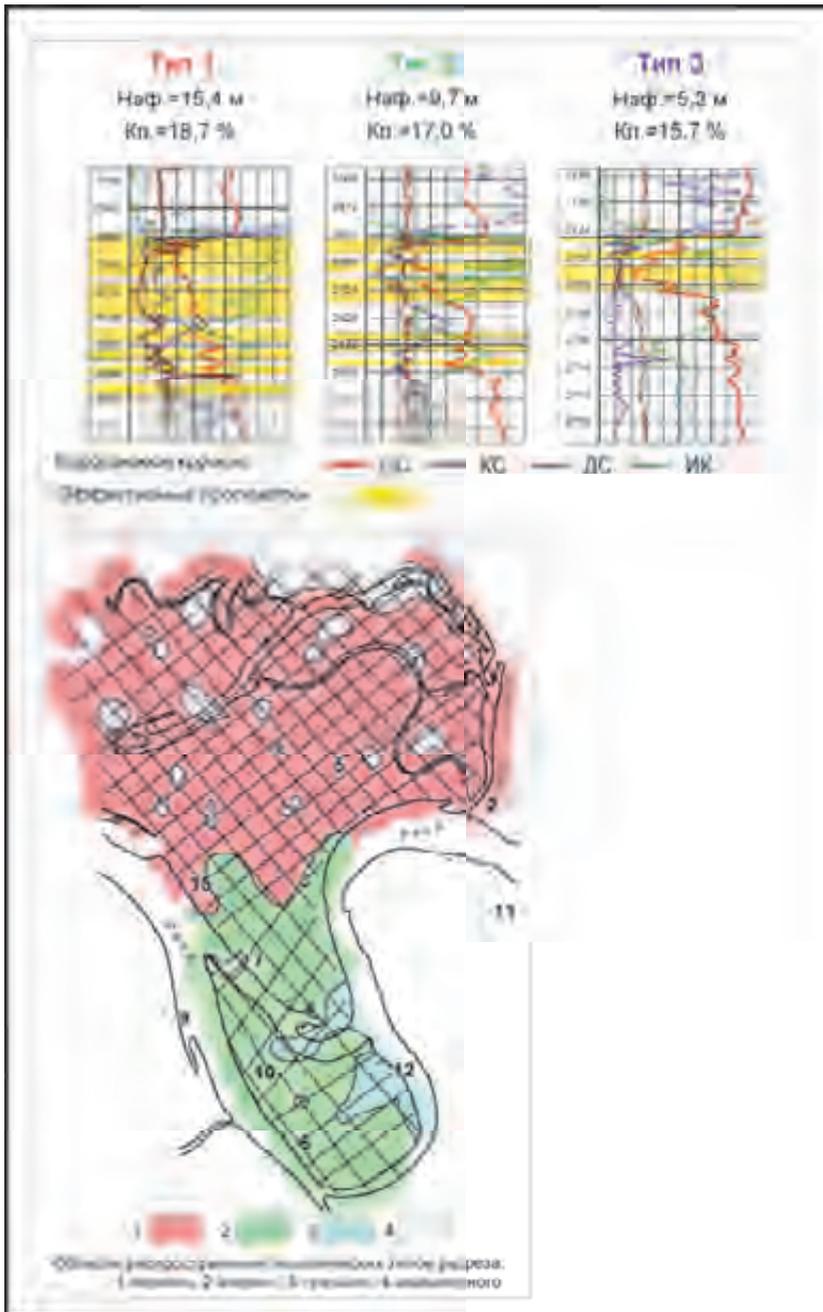
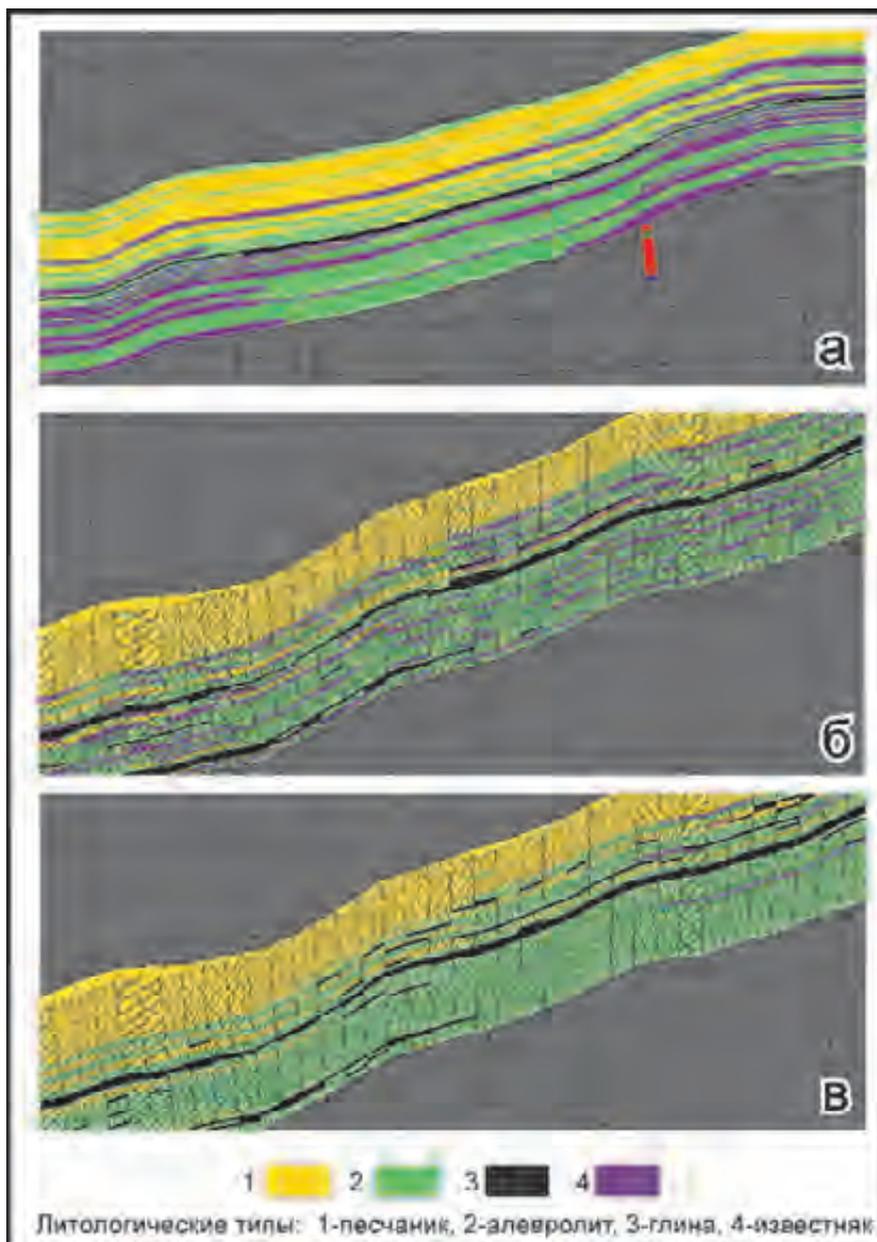


Рис.5.33. Электрометрические образы геологических типов разреза пласта ЮВ<sub>1</sub> и карта распространения типов разреза по данным сейсморазведки (по С.С.Гаврилову, В.С.Славкину, С.М.Френкелю, 2006)



**Рис.5.34.** Построение фациальной модели методом последовательного использования трендов: а - исходный общий тренд, б – фациальная модель на основе исходного тренда с использованием карты типов разреза, в - скорректированная фациальная модель  
(по С.С.Гаврилову, В.С.Славкину, С.М.Френкелю, 2006)

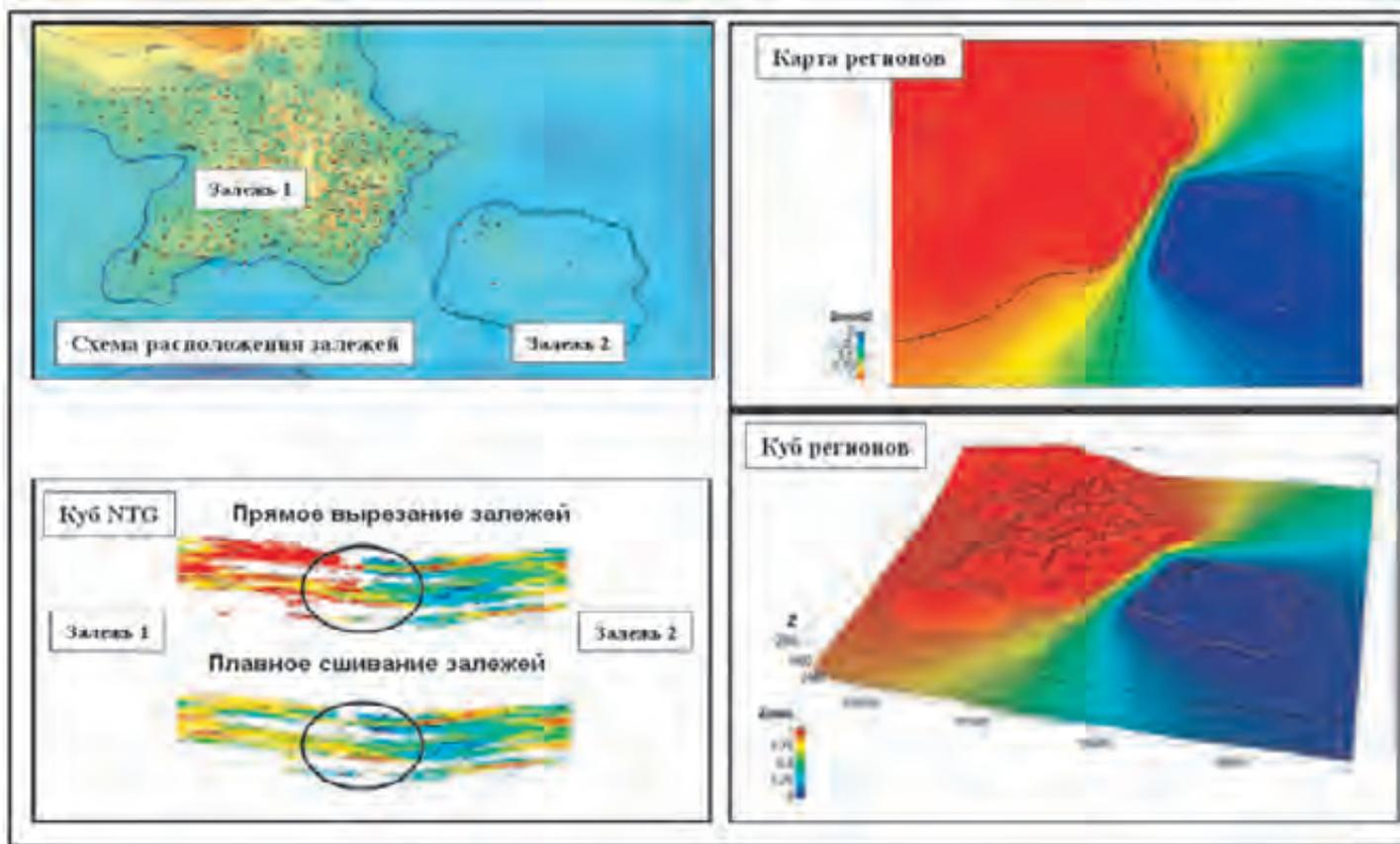


Рис.5.35. Пример сглаживания резкого перехода куба песчаности на границе залежей (по Р.А.Шаяхметову, К.В.Абабкову, 2007)

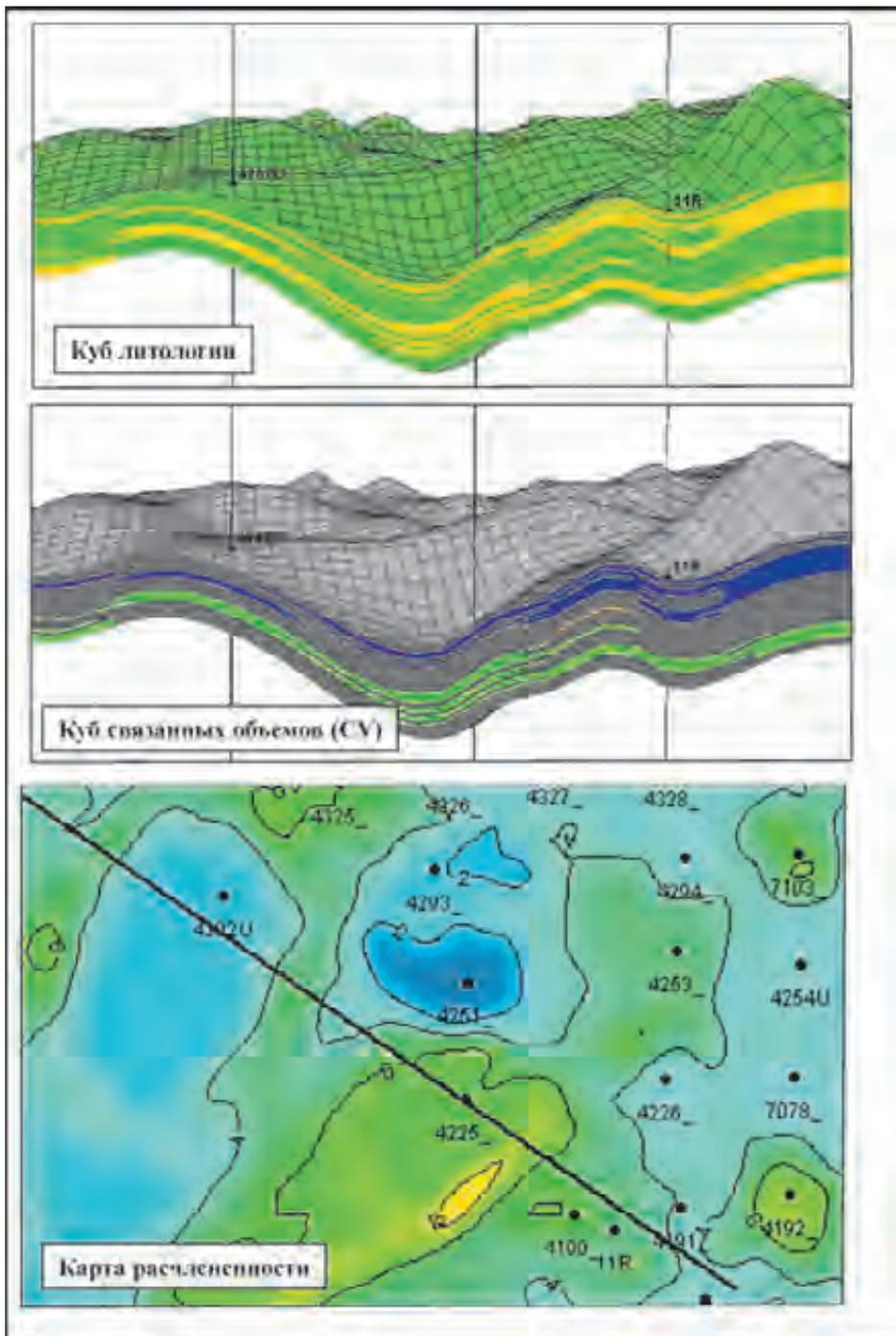


Рис.5.36. Оценка связности куба литологии

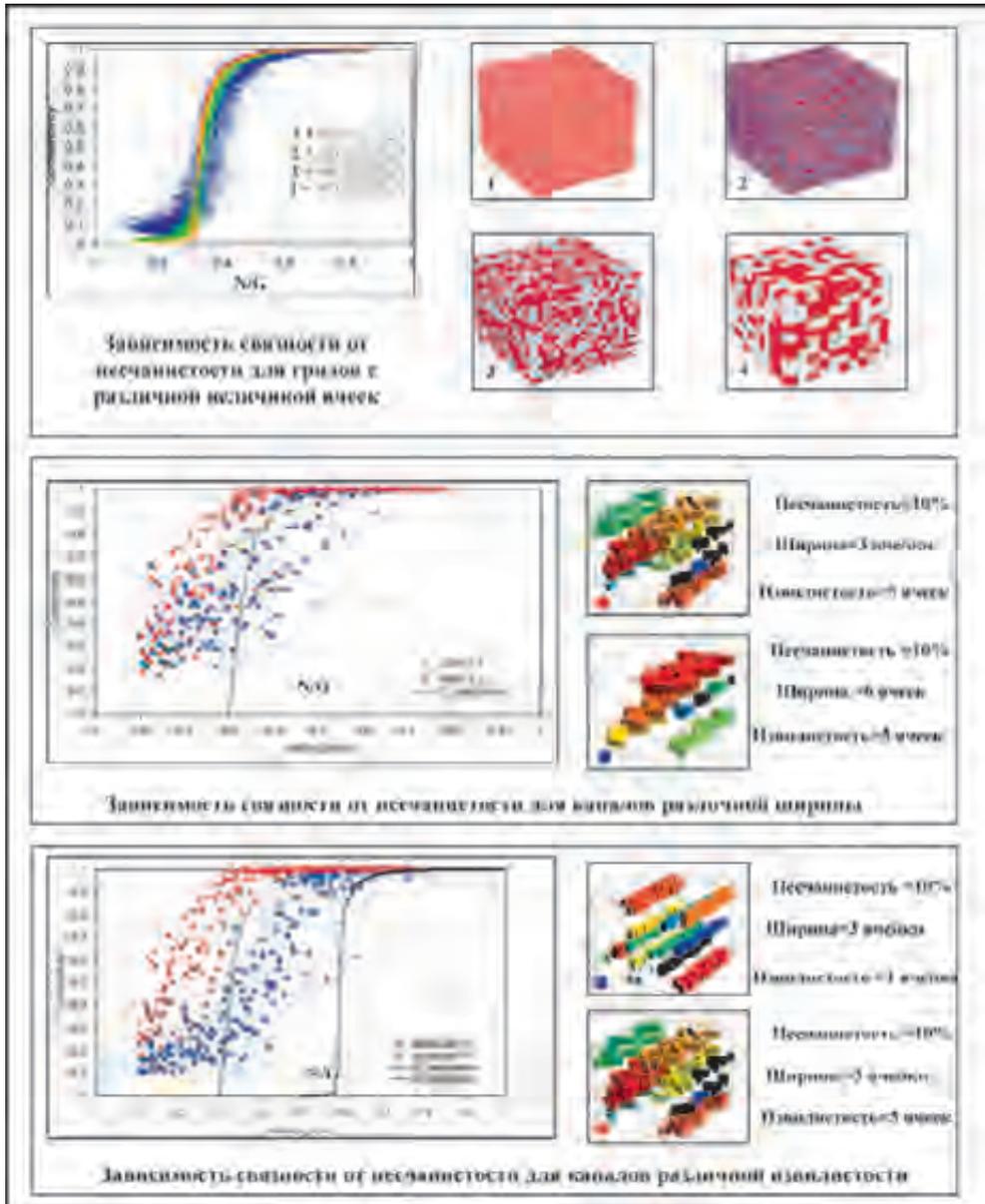


Рис.5.37. Оценка величины связности резервуара (по Joseph M. Hovadik and David K. Larue, 2007)

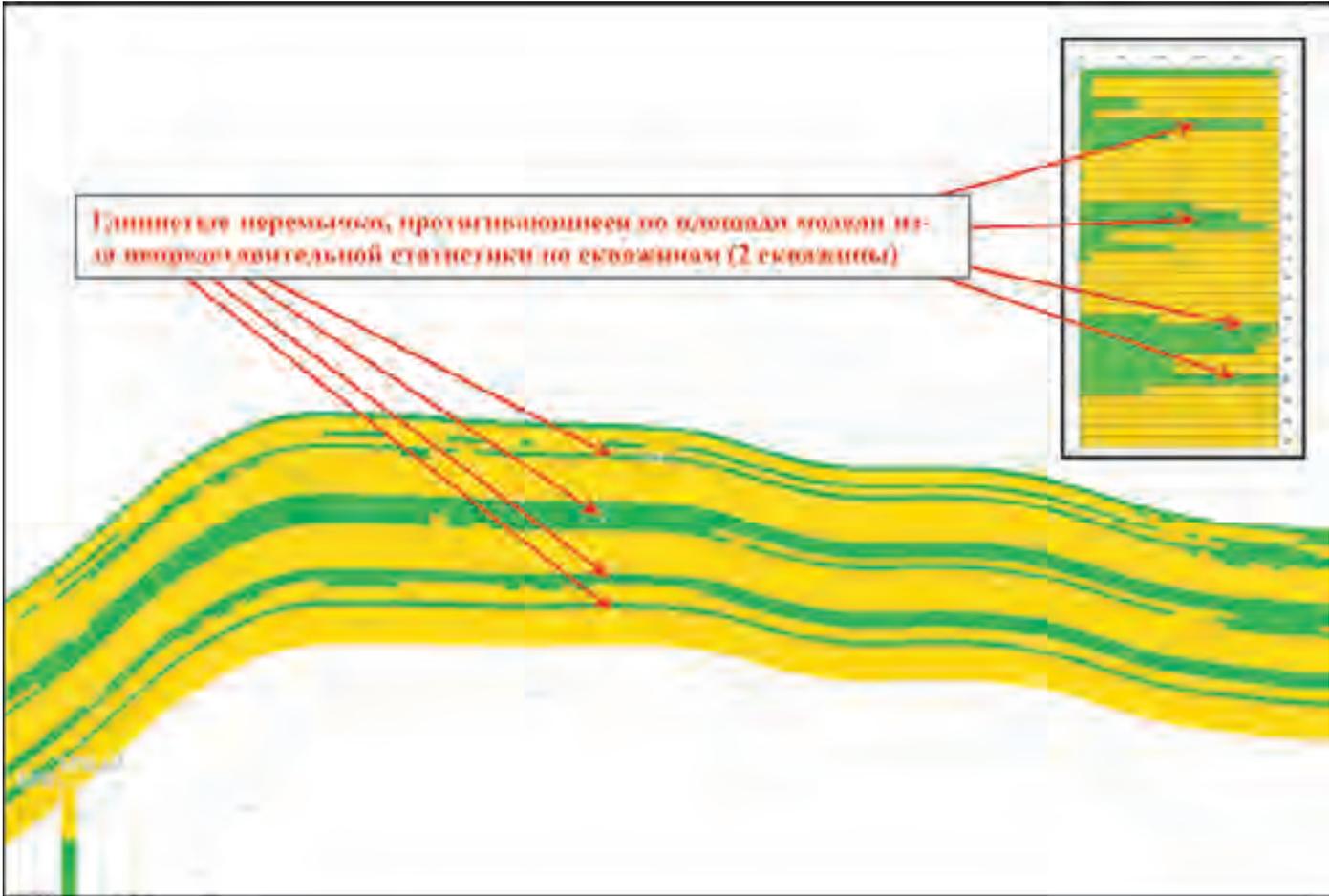


Рис.5.38. Пример сечения куба литологии пласта БВ<sub>8</sub>

## Глава 6. Построение куба пористости

Как уже отмечалось ранее, наиболее простой способ построения куба пористости — интерполяция (кригинг) значений пористости по скважинам, если кривые пористости имеются во всем интервале моделируемого пласта (рис.6.1). Такой упрощенный подход имеет следующие недостатки. Во-первых, значения пористости в пропластках со значениями ниже граничного определяются условно. Во-вторых, искажается распределение пористости в объеме резервуара, которое корректно восстанавливается только при использовании фациальной модели. Проиллюстрируем это на двух примерах.

На рис.6.2 вверху показан куб пористости, полученный распространением значений пористости в скважинах в межскважинное пространство. Если просто исключить по величине граничного значения  $K_{п}^{гр}$  неколектора и рассматривать полученный куб значений  $K_{п}$  в коллекторах как окончательный, то среднее значение  $K_{п}$  в коллекторах будет равно 0,15. Однако, если снова сделать расчет куба  $K_{п}$  в коллекторах опираясь на величины  $K_{п}$  коллекторов в скважинах, то распределение пористости коллекторов будет уже другим, а среднее значение величины  $K_{п}$  составит 0,17.

На рис.6.3 приведено [М.А. Al-Khalifa, Т. Н.Д. Payenberg, S.C. Lang, 2007] сопоставление карт средней пористости, полученных из кубов пористости, построенных с учетом и без фациальной модели. Из него следует, что распределение пористости в объеме резервуара, построенное без учета фациальной модели, не учитывает геологического (руслового) строения моделируемых отложений и не может использоваться для дальнейшего гидродинамического моделирования.

При корректном подходе к созданию куба пористости предварительно созданная литолого-фациальная модель является той основой, которая позволяет обеспечить геологически и статистически достоверное распределение пористости в резервуаре.

В качестве исходных данных при этом используются (рис.6.4):

- результаты непрерывной интерпретации ГИС (РИГИС) с выделением литофаций и оценкой ФЕС,
- куб литофаций,

- геологические закономерности вертикальной и латеральной изменчивости пористости, выраженные в формализованной форме — трендовые карты или кубы, ГСР и гистограммы распределений пористости для разных литофаций, полигоны зон замещения и границ зон распространения литофаций, геологические зависимости (например, средняя пористость/суммарная эффективная толщина или средняя пористость/песчанистость).

На первом этапе выполняется контроль качества исходных данных [Закревский К.Е. и др., 2008]. Затем анализируются гистограммы распределения пористости по пластам для различных фаций (литотипов). Желательно, чтобы гистограмма пористости по РИГИС для каждого литотипа имела одномодальное, близкое к гауссовому (нормальному) виду распределение (рис.6.5), поскольку такой вид распределения эмпирически установлен для большинства однородных литологических типов пород.

Если же гистограмма распределения пористости для данного пласта какого-то литотипа имеет несколько пиков, то можно предположить, что выборка неоднородна и целесообразно выполнить работу по выделению дополнительных литотипов. Можно также провести более детальную корреляцию с разделением пласта на несколько объектов (пластов). Или же попытаться выявить в плане зоны различных условий осадконакопления, контролирующих распределение пористости пород. Соответственно, если эта процедура выполняется, то перестраивается куб литофаций и, возможно, структурный каркас (в случае уточнения корреляции).

В значительной степени описанные действия позволяют снять геологические тренды и привести распределение к стационарному виду, с которым корректно работают алгоритмы распространения ФЕС [Дюбрул О., 2007].

В случае, когда перечисленные меры не приводят к желаемому результату (распределение пористости бимодальное), необходимо принять решение, сохранять или нет вид распределения по скважинам в кубе пористости. Если принимается решение сохранять вид распределения, то это необходимо задать это в настройках алгоритма при расчете куба пористости.

В любом случае, в результате анализа гистограмм распределения пористости пластов по литотипам с учетом обоснованных петрофизиками граничных значений  $K_{п}^{гр}$  устанавливаются величины минимальных, максимальных и средних значений параметра, используемые в дальнейшем в настройках алгоритма при расчете куба пористости с учетом куба литофаций.

На следующем этапе геологом-модельером выполняется подготовка выраженных в формализованной форме геологических закономерностей вертикальной и латеральной изменчивости пористости — трендовых карт или кубов, геолого-статистических разрезов (VPC) или вертикальных трендов, полигонов зон замещения и границ зон распространения литофаций, геологических зависимостей (например, средняя пористость/суммарная эффективная толщина).

При построении ГСР и вертикальных трендов целесообразно оценить изменение пористости коллекторов по вертикали по номеру слоя (относительной глубине) или по абсолютной глубине — последнее чаще встречается на залежах с большой амплитудой структуры. В дальнейшем, после расчета куба пористости, выполняется контроль качества путем сопоставления по скважинам и по модели гистограмм распределения и ГСР (рис.6.6) пористости по литотипам.

В качестве трендовых кубов пористости используются данные 3Д сейсморазведки (рис.6.7). В качестве трендовых карт используются либо данные 2Д и 3Д сейсморазведки, либо карты, построенные по скважинным данным и отредактированные с учетом геологических представлений о закономерностях изменений пористости по латерали, то есть концептуальной модели пласта. Заметим, что трендовые карты по сейсморазведке не должны противоречить геологическим представлениям о закономерностях изменения пористости изучаемых отложений по латерали.

На рис.6.8 представлен пример трендовой карты средней пористости коллекторов пласта Ю<sub>10</sub><sup>1</sup> по данным сейсморазведки с учетом скважин. В данном случае трендовая карта по сейсморазведке хорошо согласуется с геологическим представлением о закономерностях изменения пористости континентального пласта Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>: увеличение пористости песчаников происходит в наиболее палеопогруженных частях отложений пласта озерно-болотного генезиса.

Если же данных сейсморазведки нет, то трендовая карта пористости может строиться по скважинам с последующим редактированием. На этом этапе часто необходимо бывает решить — строить карту с выводом на граничные значения на границе зоны замещения коллекторов или нет.

Если построение модели выполняется в рамках отчета по подсчету запасов, то решение принимается исходя из того, как построена двумерная карта в отчете по подсчету запасов.

Если построение модели выполняется в рамках самостоятельной работы, то решение принимается исходя из концептуальной модели пласта или на основе анализа зависимости  $K_{п}^{cp} \cdot H_{эф}^{сум}$ , где  $K_{п}^{cp}$  — величина средней пористости коллекторов по скважинам, а  $H_{эф}^{сум}$  — суммарная эффективная толщина для каждой скважины. Если на графике имеет место тенденция снижения средней пористости с уменьшением эффективной толщины, то рекомендуется строить карту с выводом на граничные значения на границе зоны замещения. Если же такой зависимости не наблюдается — то без вывода на граничные значения.

После анализа гистограмм распределений, минимальных, максимальных и средних значений  $K_{п}$  и подготовки трендов выполняется расчет куба пористости с учетом куба литофаций.

Рекомендуется выполнять построение куба пористости детерминистским (кригингом) или стохастическим (SGS) методом, используя:

- в качестве вертикального тренда функцию изменения пористости литотипов по скважинам по слоям или по глубине,
- в качестве горизонтального тренда — отредактированную исходя из геологических соображений карту средней пористости коллекторов по РИГИС (при отсутствии трендовых данных сейсморазведки),
- вид и интегральные параметры распределения пористости (среднее, дисперсия, min, max), исходя из данных распределения по скважинам.

Возможно также одновременное использование горизонтальных и вертикальных трендов, например, для русловых отложений (рис.6.9) при объектном моделировании [R. Hauge, A.R. Syversveen, A.C. MacDonald, 2003]. Здесь в качестве вертикального тренда используется относительная глубина русла, в качестве горизонтального — расстояние от оси русла по направлению к краям.

Величины вертикальных и горизонтальных значений range для вариограмм обычно задают несколько больше, чем при расчете куба фаций, так, чтобы полученный куб пористости выглядел достаточно геологично, не был «рваным». Можно также использовать вариограммный анализ куба пористости (импеданса) по данным сейсморазведки. При наличии выявленной анизотропии пористости это учитывается при задании вариограмм.

Важно заметить, что для случая малой разбуренности моделируемой залежи величины среднего, а также min и max пористости пласта целесообразно задавать, исходя из значений этих величин по разбуренным близра-

сположенным месторождениям-аналогам или опираясь на данные сейсморазведки (при оценке среднего).

Рассмотрим сравнение средних карт пористости коллекторов, полученных из кубов пористости, рассчитанных разными методами по одному набору скважин.

На рис.6.10 справа внизу приведена трендовая карта пористости коллекторов, построенная по скважинным данным и используемая в дальнейшем при расчете куба пористости. Она была вручную отредактирована так, чтобы область русловых отложений песчаников характеризовалась повышенными значениями пористости. На том же рисунке показана карта средней пористости коллекторов, полученная из куба пористости, построенного методом кригинга без использования тренда. Также изображена карта, полученная из куба пористости, построенного методом кокригинга с использованием трендовой карты. Как видно из рисунка, на этой карте области повышенной пористости внутри коллекторов русла хорошо связаны между собой.

Таким образом, использование трендов позволяет геологу учесть закономерности изменения пористости для литотипов и получить желаемый результат в случае адаптации модели к материалам подсчета запасов, о чем будет сказано далее.

Как уже отмечалось, при построении куба пористости коллекторов в этом случае в качестве трендовой используется карта из отчета по подсчету запасов. Если же трендовая карта при расчете куба пористости вблизи зон замещения воспроизвелась недостаточно точно, то можно использовать следующие приемы корректировки куба пористости для выхода на граничные значения на границе зоны замещения, в зависимости от способа построения куба литологии.

Во-первых, при построении куба литологии с выклиниванием коллекторов на границу зоны замещения (рис.6.11):

- построение карты Trend map делением двумерной карты пористости на карту пористости, полученную из куба пористости модели,
- умножение куба пористости модели на куб, полученный из карты Trend map,
- контроль сохранения значений на скважинах,
- при необходимости, для избежания резких переходов от значений на скважинах («столбов») к кубу, сглаживание вокруг скважин с малым радиусом (100–200 м) и сохранением значений на скважинах.

Во-вторых, при построении куба литологии с «утыканием» коллекторов при снижении NTG на границу зоны замещения (рис.6.12):

$Final = Poro * NTG + K_{п}^{гр} * (1 - NTG)$ , где Poro — предварительно рассчитанный по скважинным данным куб пористости, а NTG — куб песчаности.

При подгонке величин пористости по зонам и категориям без использования карты средней пористости из отчета по подсчету запасов (на основе сводной таблицы подсчетных параметров) рекомендуется выполнение следующих операций:

- построение куба пористости коллекторов по скважинам,
- оценка величин расхождений средних значений пористости по зонам и категориям,
- домножение куба пористости с установками фильтра по зонам и категориям на понижающие и повышающие коэффициенты,
- сглаживание куба пористости вдоль границ зон и категорий в радиусе 200—400 м (используя опцию «расстояние до объекта»),
- сохранение значений на скважинах — либо просто присвоением ячеек куба вдоль траекторий скважин значений scaleup (BW), либо расчетом куба пористости по скважинам с малым радиусом (50—100 м) и с использованием отредактированного куба пористости в качестве трендового.

В дальнейшем полученный куб пористости используется, как правило, при подсчете запасов и в качестве основы для расчета куба проницаемости.

В заключение отметим, что построение карты средней пористости из куба пористости корректно осуществлять с использованием взвешивания по параметрам объема ячейки и NTG.

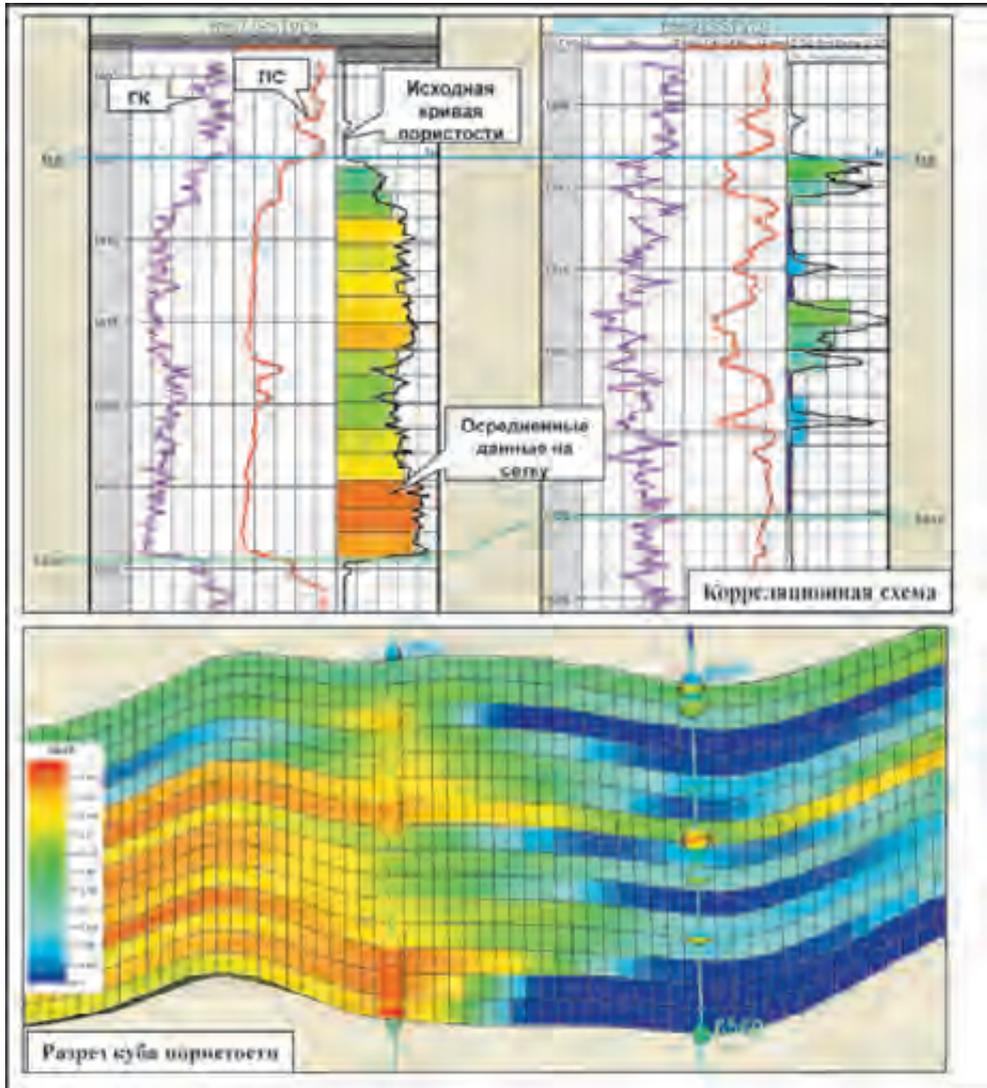


Рис.6.1. Пример упрощенного подхода к построению куба пористости

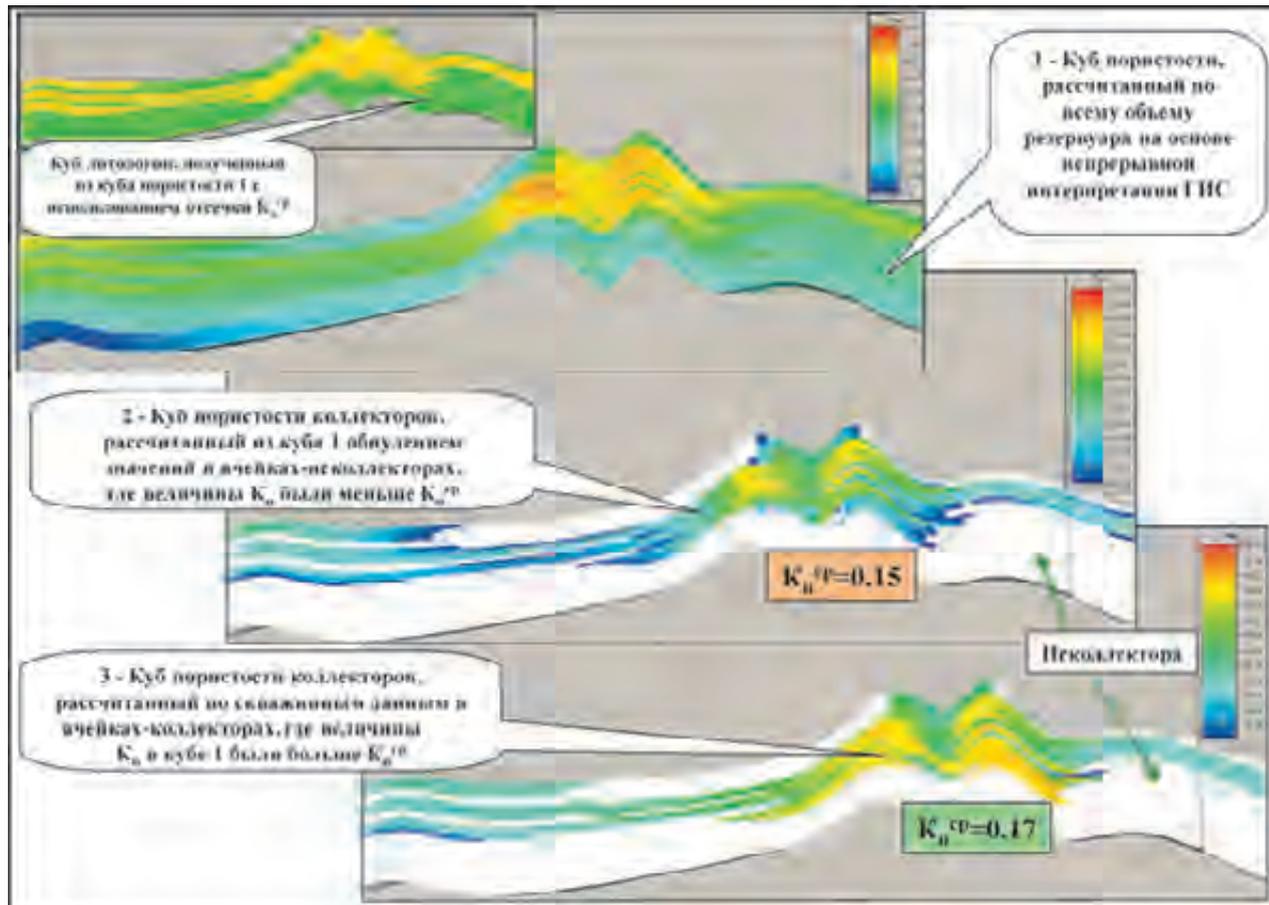


Рис.6.2. Пример искажения значений пористости в объеме резервуара при упрощенном подходе к построению куба пористости

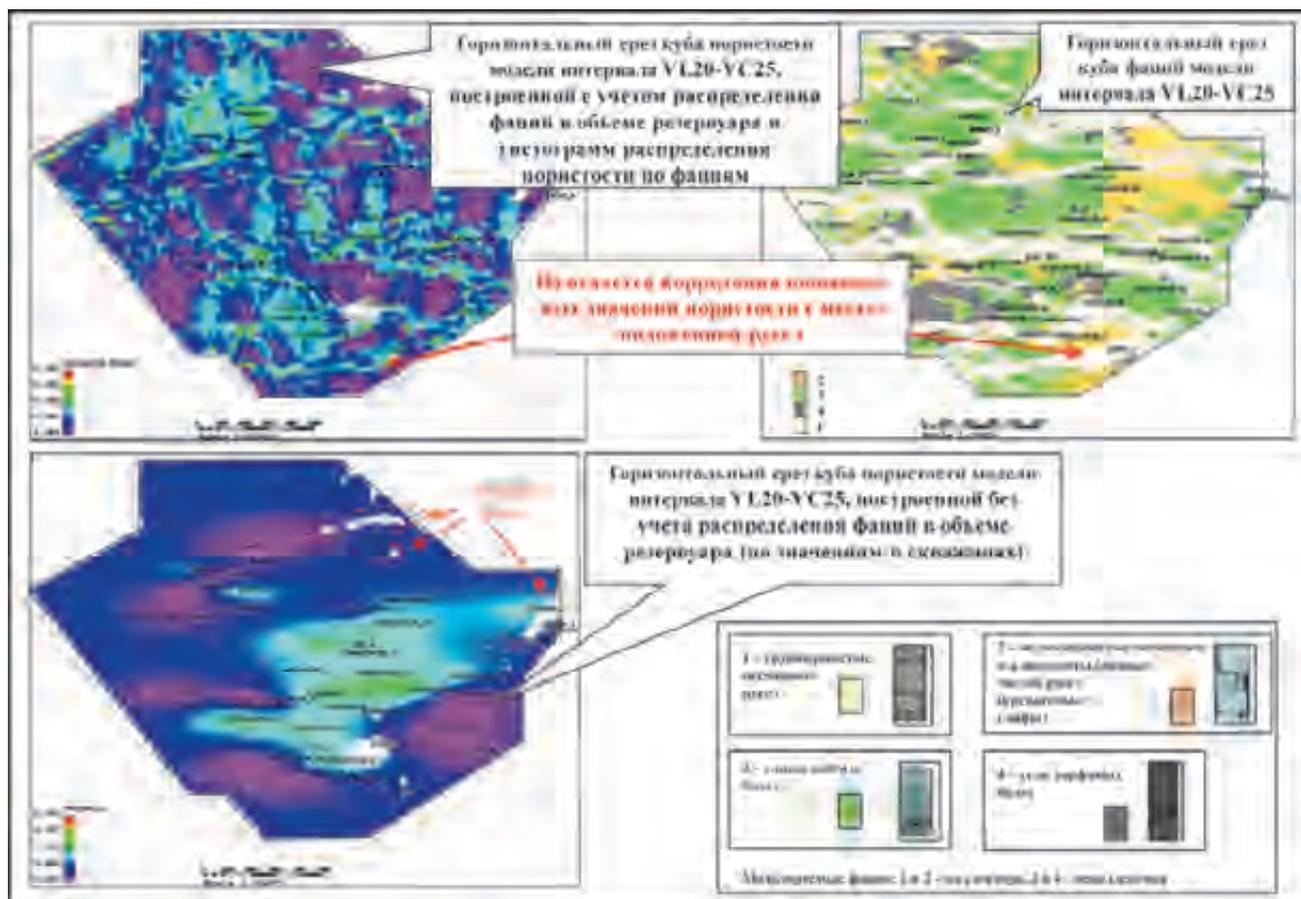


Рис.6.3. Сопоставление результатов моделирования куба пористости с учетом и без учета фациальной модели (по М.А.Аl-Khalifa, Т.Н.Д.Райенберг, S.C.Lang, 2007)

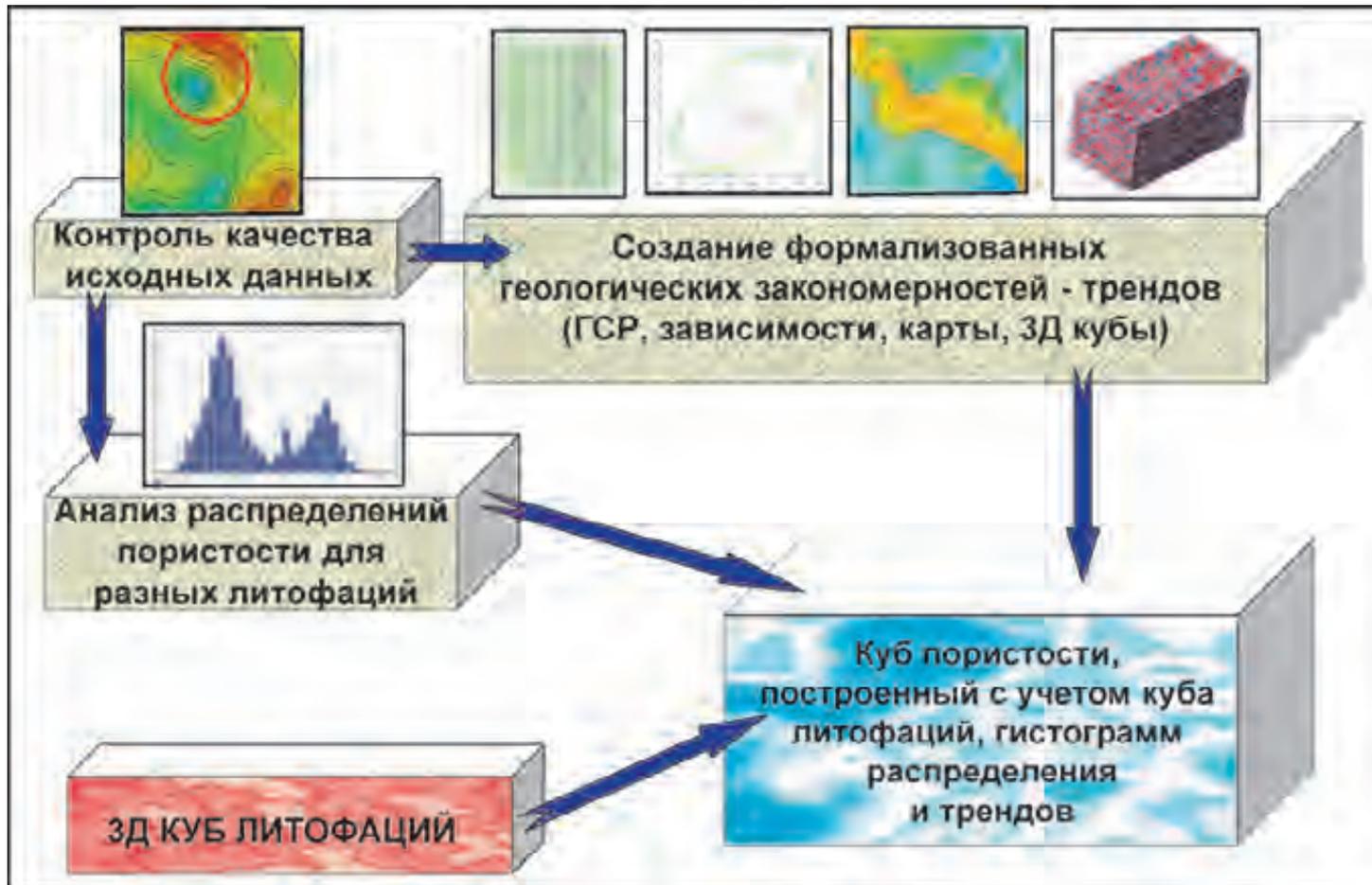


Рис.6.4. Рекомендуемая схема построения куба пористости

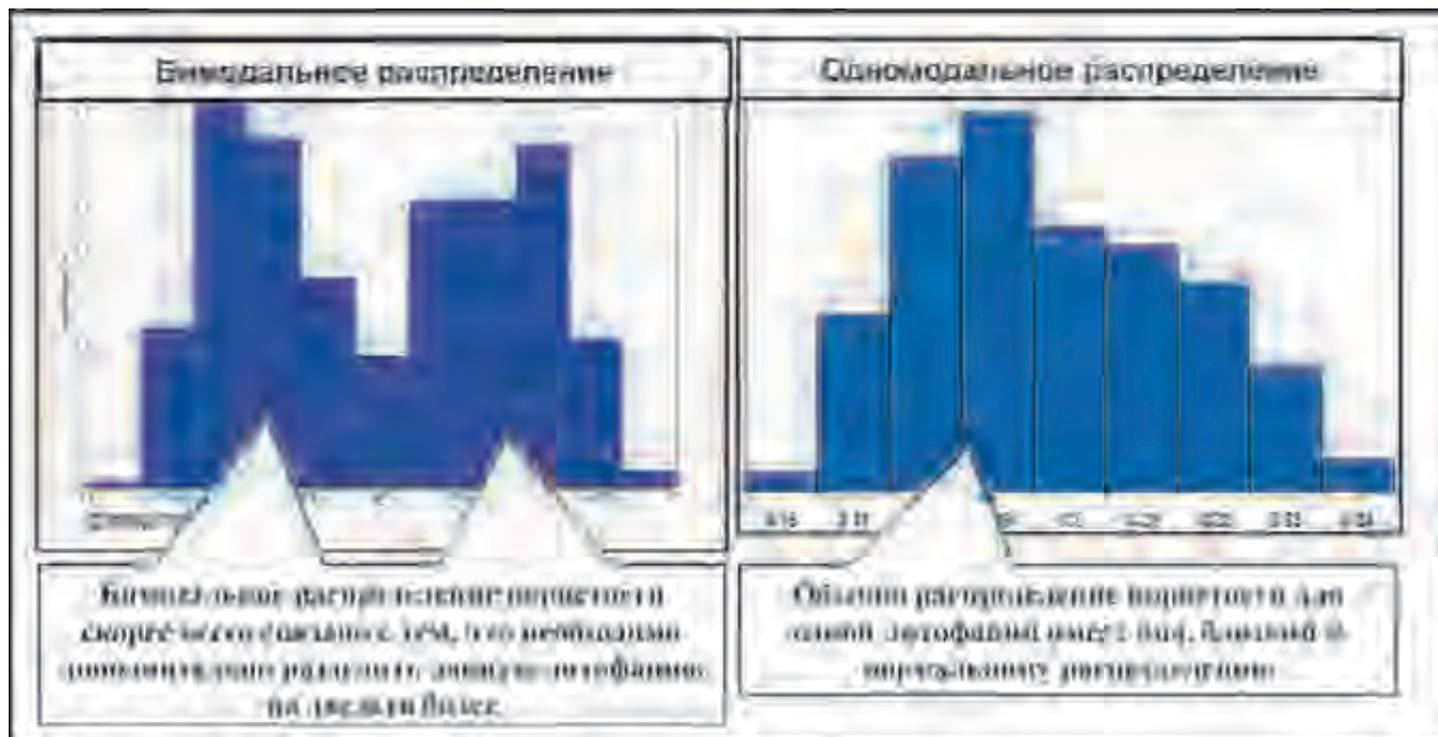


Рис.6.5. Пример сопоставления гистограмм пористости

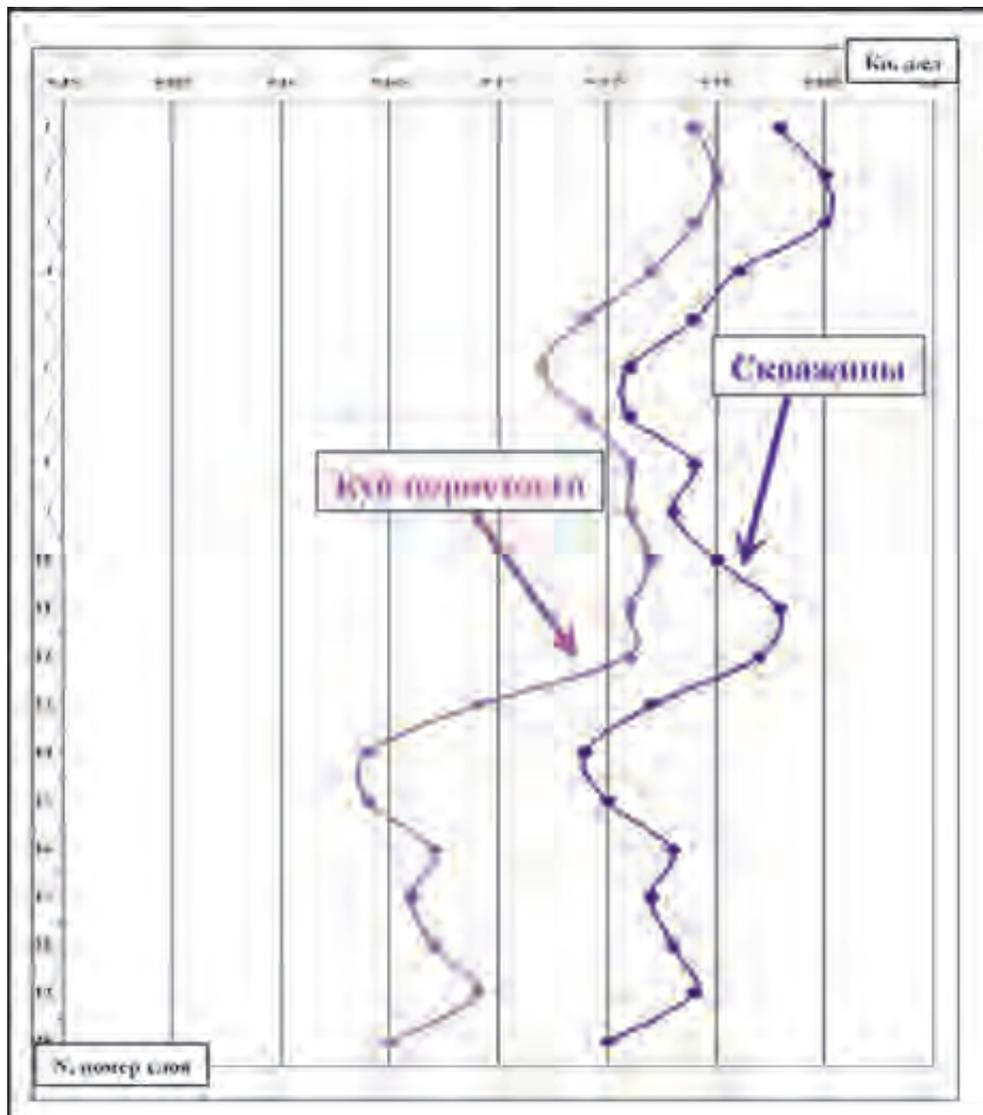


Рис.6.6. Пример сопоставления ГСР пористости коллекторов

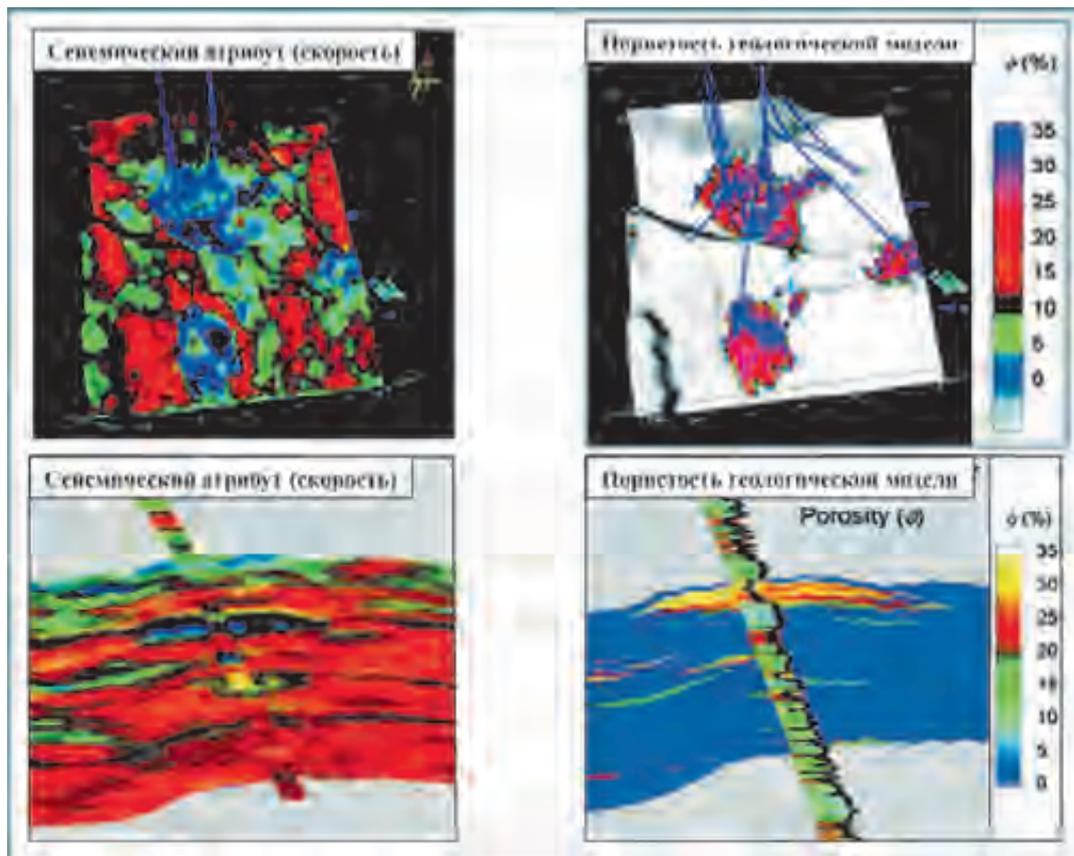


Рис.6.7. Пример использования куба сейсмического атрибута в качестве тренда при построении куба пористости геологической модели (по A.Contreras, C.Torres-Verdin, W.Chesters, K.Kvien, T.Fasnacht, 2006)

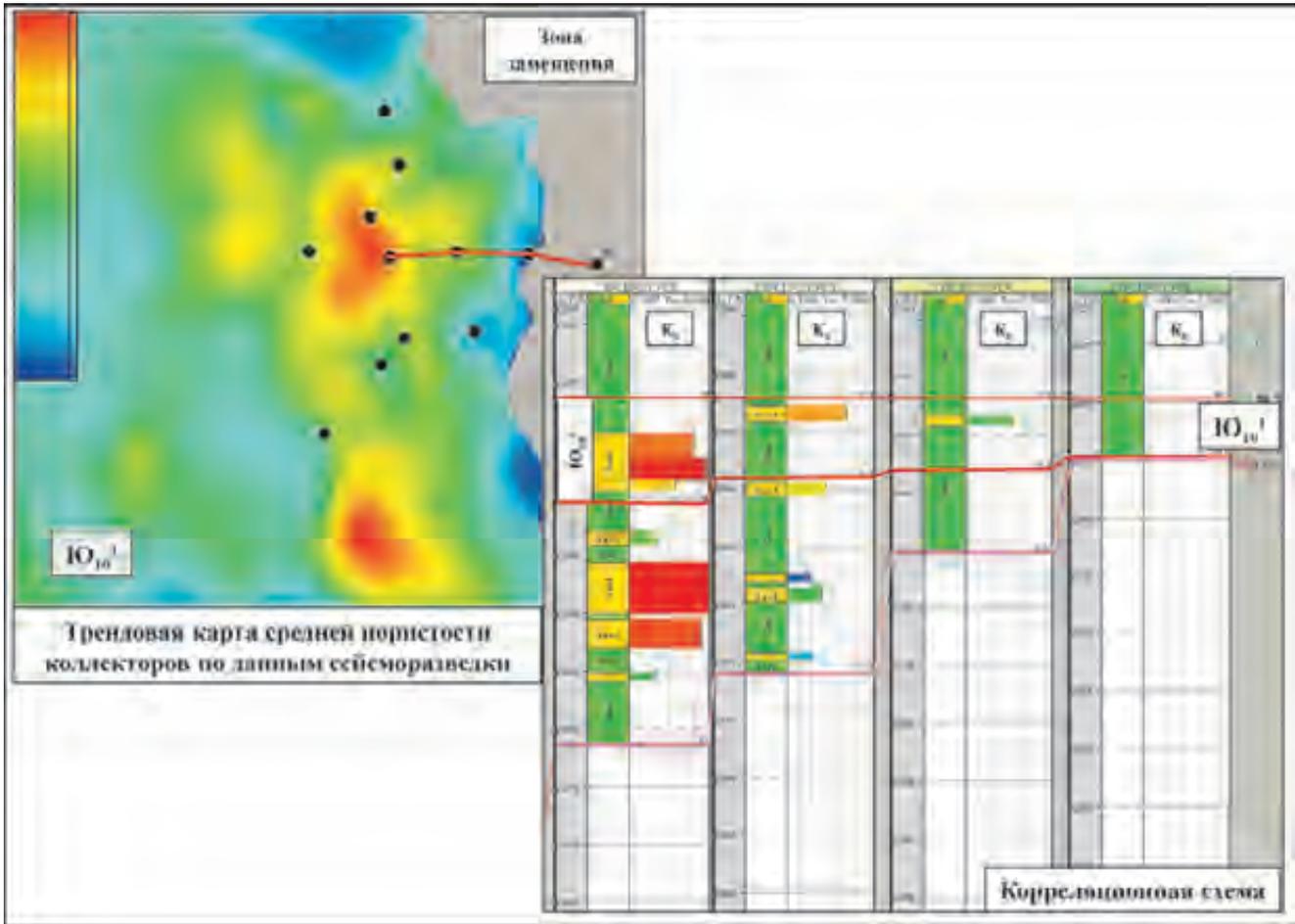


Рис.6.8. Пример трендовой карты пористости по данным сейсморазведки

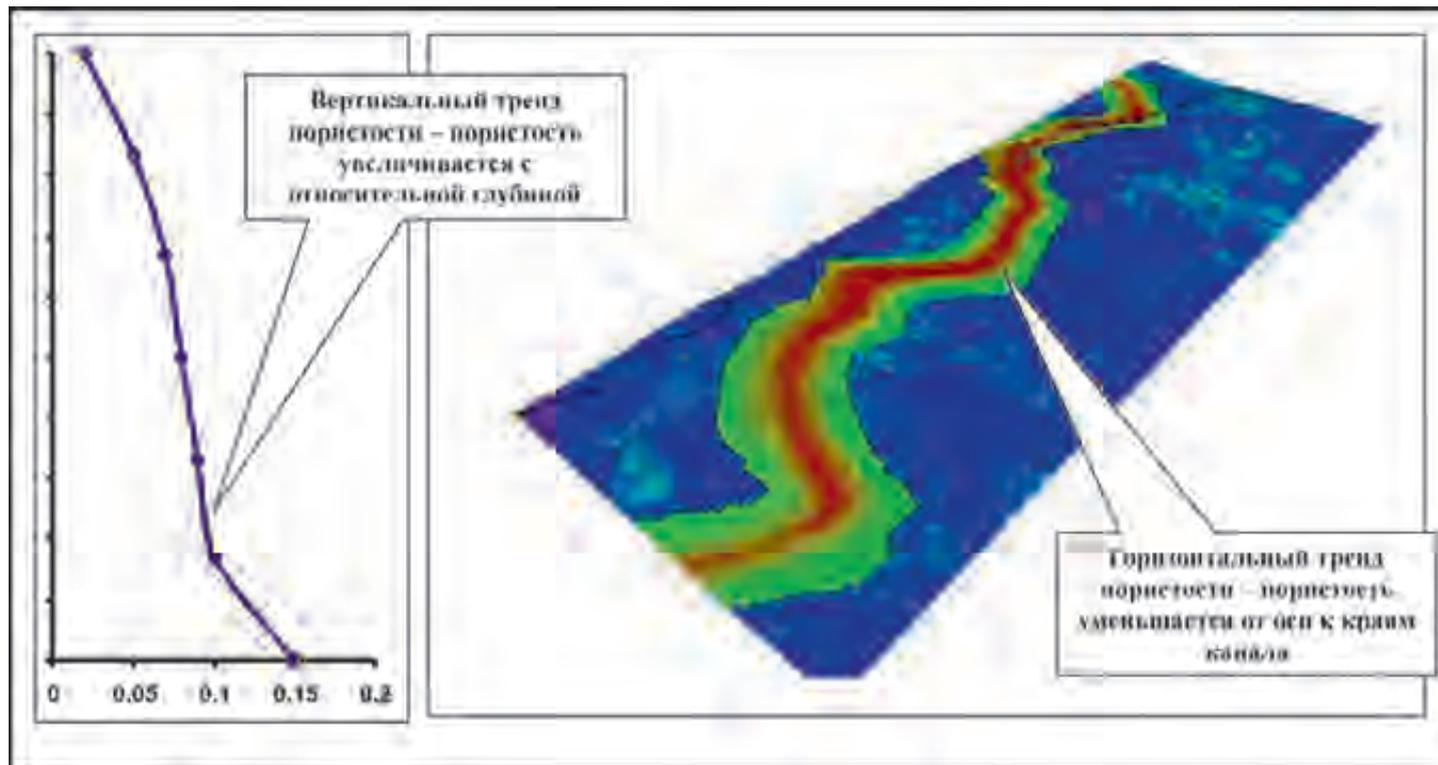


Рис.6.9. Примеры трендов пористости при моделировании отложений руслового типа (по R.Hauge, A.R.Syversveen, A.C.MacDonald, 2003)

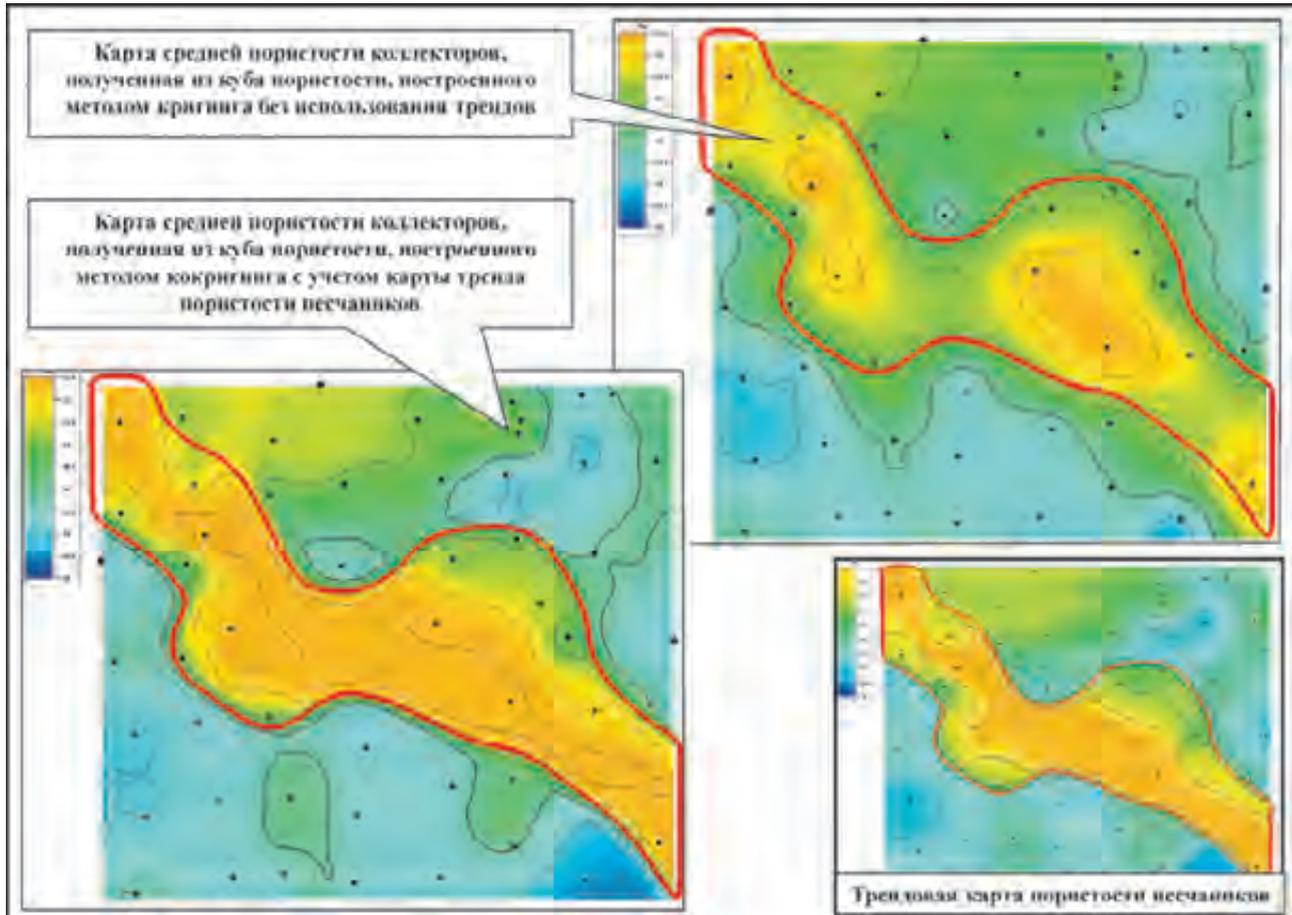


Рис.6.10. Сопоставление карт средней пористости коллекторов, полученных из кубов пористости, смоделированных различными способами

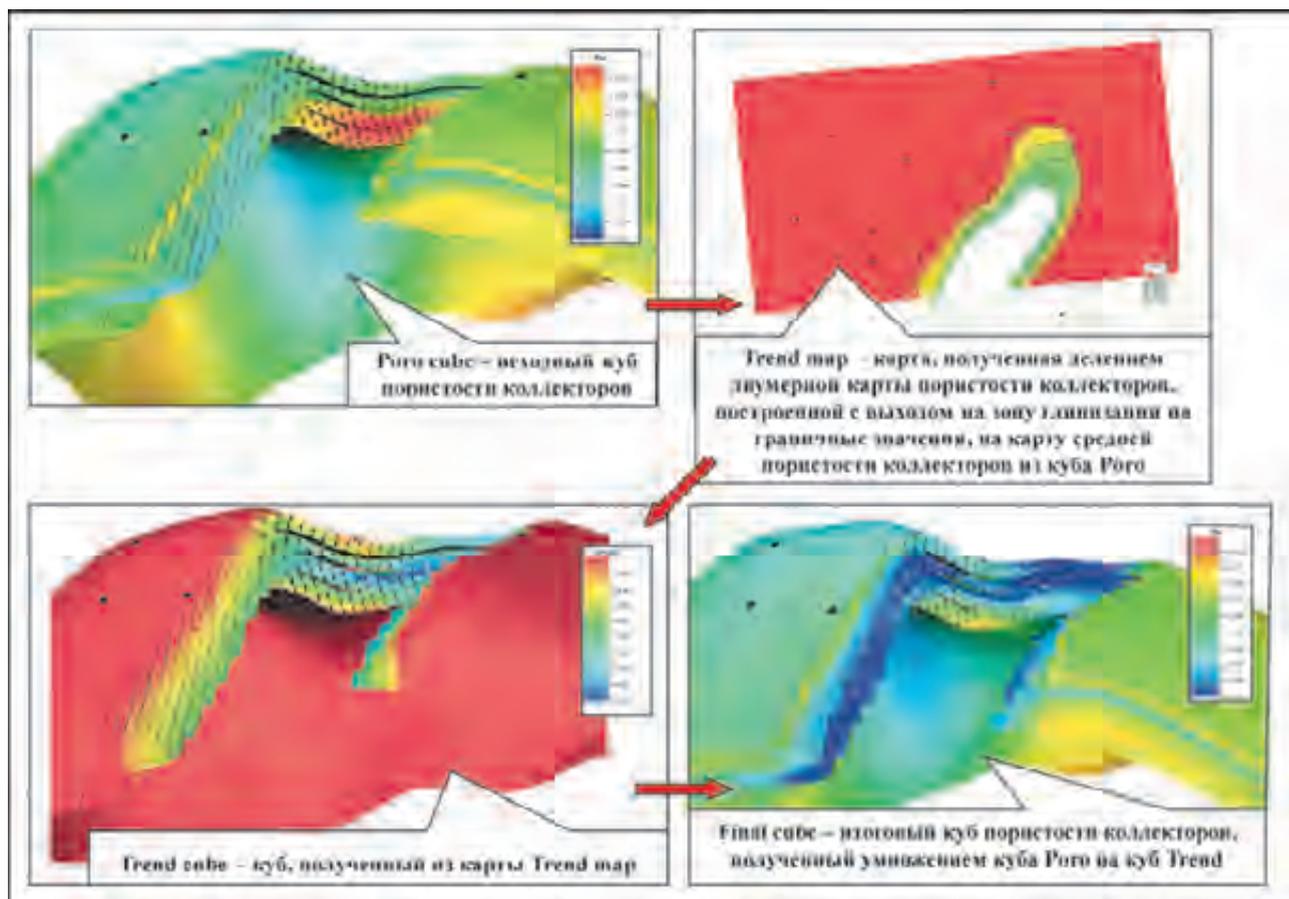


Рис.6.11. Пример построения куба пористости коллекторов с выходом на граничные значения на зоне глинизации

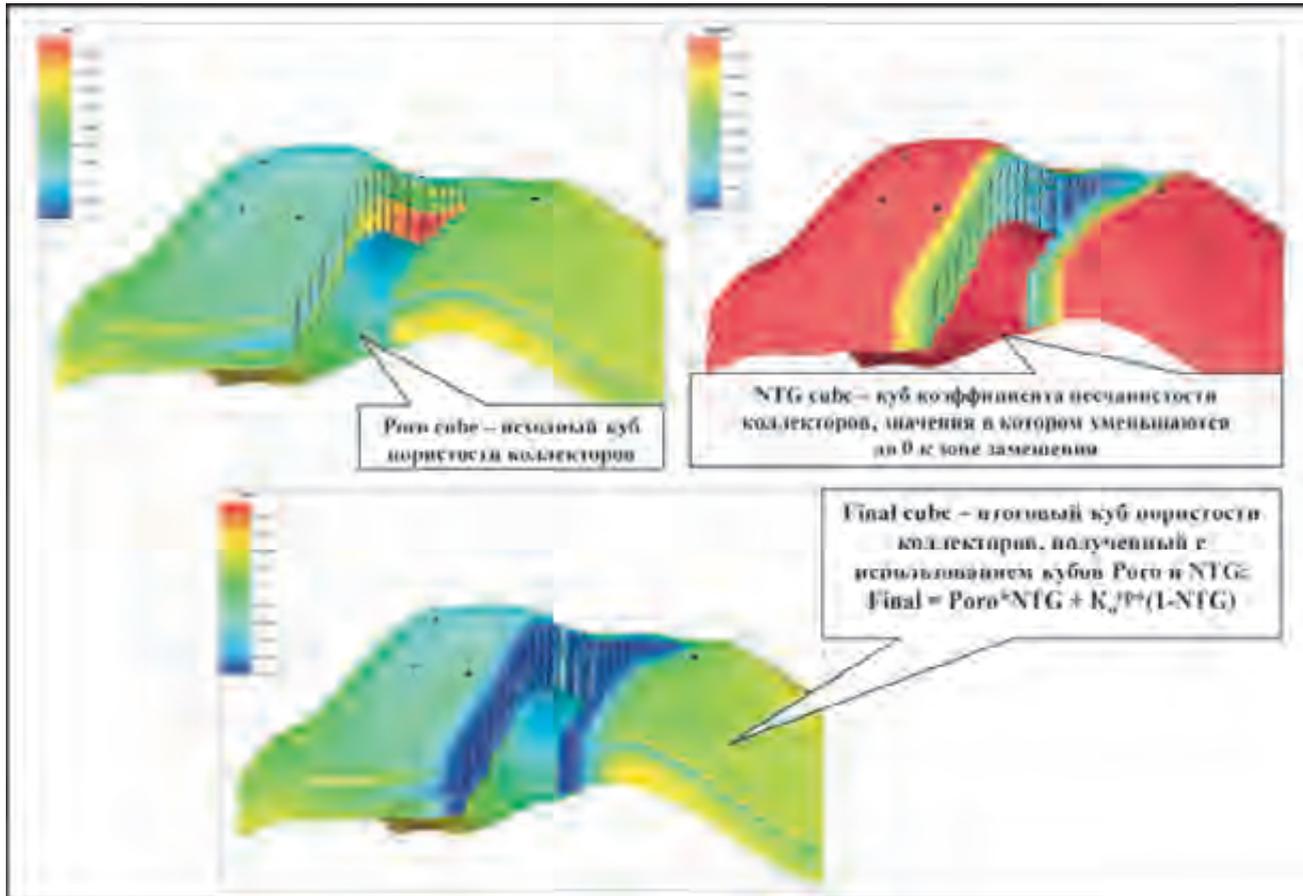


Рис.6.12. Другой пример построения куба пористости коллекторов с выходом на граничные значения на зоне глинизации с использованием куба NTG

## Глава 7. Построение куба проницаемости

Наиболее распространенная практика создания куба проницаемости  $K_{пр}$  заключается в использовании ранее созданного куба пористости  $K_p$ . Сразу отметим, что проницаемость — наименее точный, определяемый в скважинах по каротажу параметр, который в наибольшей степени корректируется гидродинамиками при настройке модели на историю разработки. Вначале остановимся на построении куба проницаемости коллекторов.

Поскольку проницаемость имеет не нормальный, как пористость, а логнормальный вид распределения, то целесообразно вначале рассчитывать куб логарифма проницаемости  $\text{Log}K_{пр}$  ( $\text{Ln}K_{пр}$ ), а затем калькулировать куб проницаемости.

При наличии тесной корреляционной связи между пористостью и проницаемостью (логарифмом проницаемости) коллекторов, устанавливаемой обычно по керну, расчет куба логарифма проницаемости можно выполнить, просто пересчитав по этой зависимости куб пористости. При слабой связи расчет куба логарифма проницаемости  $\text{Log}K_{пр}$  выполняется детерминистским или стохастическим способом, используя куб  $K_p$  в качестве трендового (рис.7.1). А затем обратным логарифмированием калькулируется куб  $K_{пр}$ .

В более сложном варианте этой методики используются различные зависимости  $K_p$ - $\text{Log}K_{пр}$  для разных литотипов, если это видно на керновых данных (рис.7.2).

Бывают ситуации, когда зависимости  $K_p$ - $\text{Log}K_{пр}$  выявить не удастся, а изменения величины  $K_{пр}$  никак не отражаются на вариациях  $K_p$  (рис.7.2). В этом случае построение куба  $\text{Log}K_{пр}$  приходится выполнять по редкой сети скважин с керновыми определениями и данными гидродинамических исследований скважин, используя вертикальные и горизонтальные тренды с учетом фациальной обстановки. Например, для русловых отложений можно задать увеличение величины  $K_{пр}$  вниз по разрезу.

При наличии керновых исследований по определению коэффициента анизотропии проницаемости (корня из отношения вертикальной и горизонтальной проницаемости) можно также рассчитать куб вертикальной

проницаемости. Обычно коэффициент анизотропии при этом используют постоянным или как функцию горизонтальной проницаемости.

Для неколлекторов наиболее просто задавать нулевую проницаемость. Однако, часто при гидродинамическом моделировании выясняется, что неколлектора, не содержат запасов углеводородов, тем не менее участвуют в процессах фильтрации флюидов. В этом случае необходимо, чтобы неколлектора имели ненулевую проницаемость, но меньше граничной.

Можно, например, задать всем неколлекторам значения половины граничного значения. Более правильно дифференцировать значения  $K_{пр}$  в неколлекторах в соответствии с каким либо параметром или признаком. Такая дифференциация может быть сделана по литотипам, например, в глинах задать 0, а в плотных 0,5 от  $K_{пр}$  граничного.

В качестве дифференцирующего параметра может выступить куб NTG или рассчитанный скриптом (плагином) куб удаленности данной ячейки-неколлектора от ближайшей по вертикали ячейки-коллектора. Или оба этих куба. Тогда для ячеек-неколлекторов с более высоким NTG, расположенных ближе к коллекторам, значения проницаемости будут ближе к граничным. А для ячеек-неколлекторов с низким NTG, удаленных от коллекторов — ближе к нулю.

Также можно использовать рассчитанный в неколлекторах куб пористости или  $A_{пс}$ , если при интерпретации ГИС были сделаны оценки этих параметров в неколлекторах. При этом надо иметь в виду, что зависимость  $K_{п}-K_{пр}$  (логарифм  $K_{пр}$ ) для неколлекторов обычно имеет другой наклон кривой, чем для коллекторов, то есть на граничных значениях  $K_{п}$  и  $K_{пр}$  имеется излом кривой.

В любом случае, методику расчета проницаемости в коллекторах и неколлекторах целесообразно предварительно обсудить с петрофизиками и гидродинамиками, которые будут выполнять затем фильтрационные расчеты.

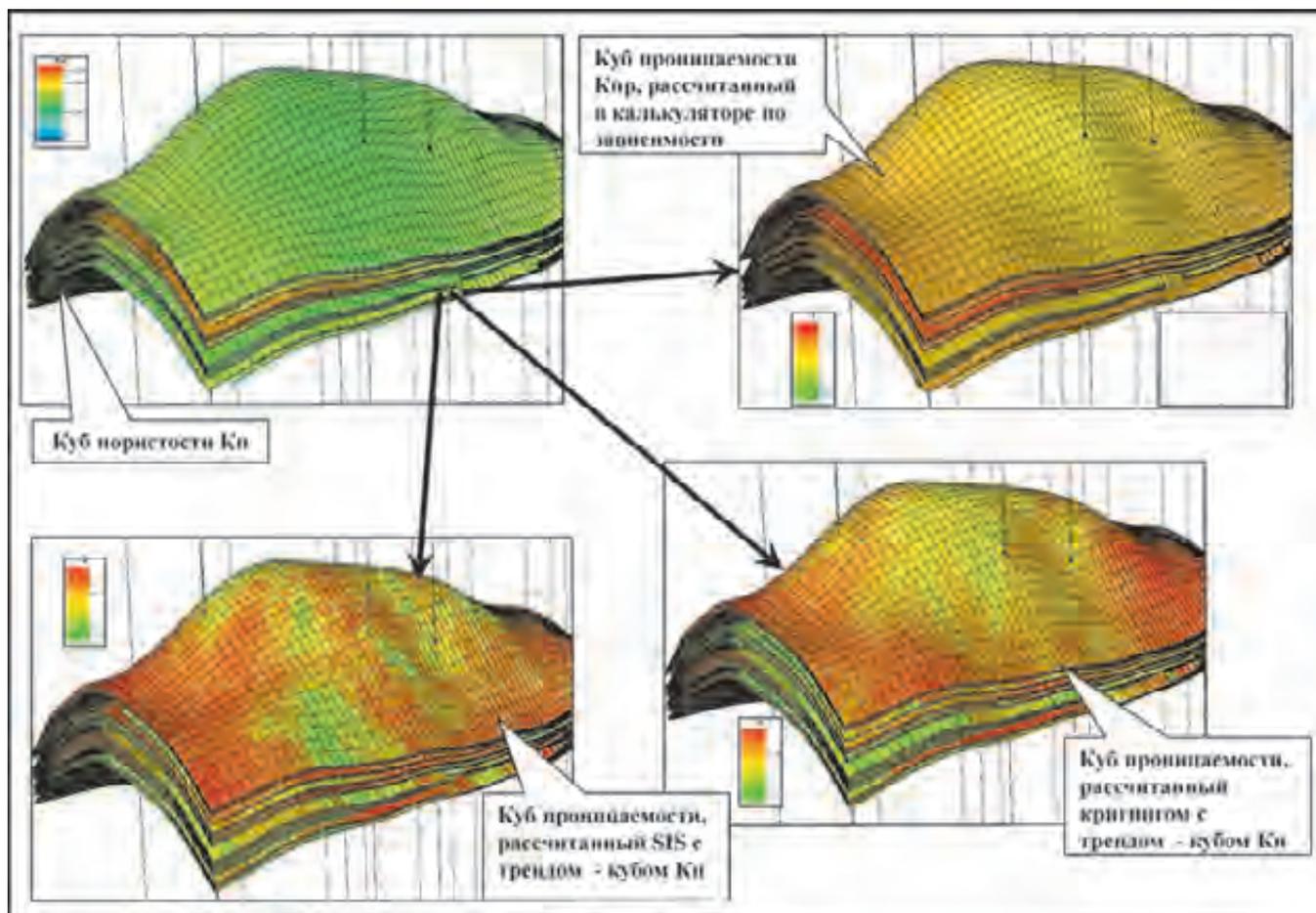


Рис.7.1. Примеры расчета куба проницаемости коллекторов

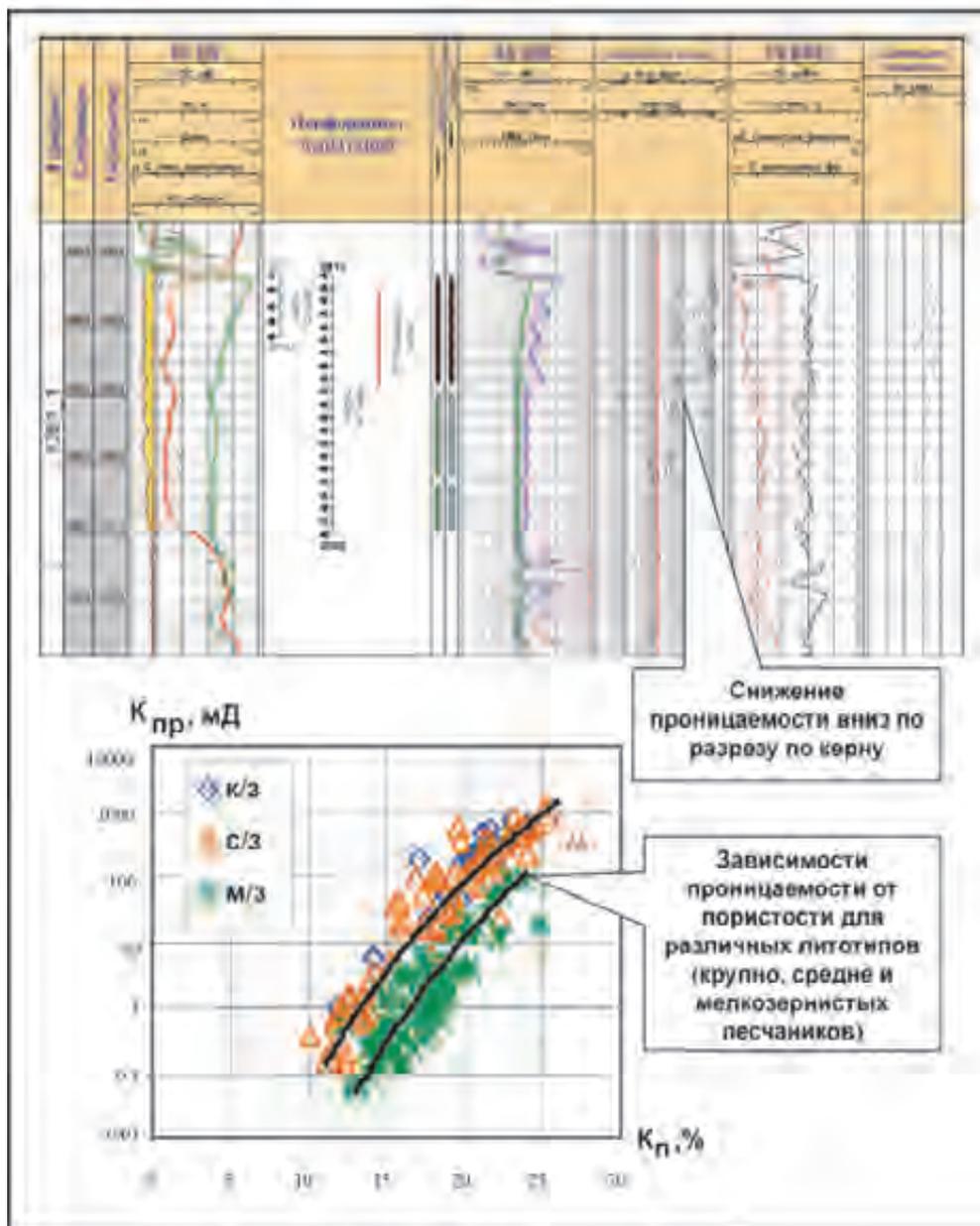


Рис.7.2. Пример существенного снижения проницаемости вниз по разрезу, практически не отражающегося на поведении кривой ПС (вверху), и пример зависимостей  $K_p - K_{пр}$  по керну для различных литотипов (внизу)

## Глава 8. Построение куба нефтегазонасыщенности

Наиболее часто используются следующие способы построения куба нефтегазонасыщенности (рис.8.1) для ячеек-коллекторов выше поверхности ВНК (зеркала чистой воды):

1. Наиболее простой и наименее физичный — задание одного числа (константы). Используется, например, при нехватке данных на поисковом и разведочном этапах освоения месторождения.
2. Горизонтальная интерполяция значений  $K_n$  в скважинах. Может использоваться для залежей однородного строения при отсутствии связи между  $K_n$  и другими фильтрационно-емкостными и геометрическими характеристиками резервуара. Поскольку в реальности такие геологические случаи достаточны редки, мы не рекомендуем пользоваться этим способом.
3. Послойная (стратиграфическая) интерполяция значений  $K_n$  в скважинах. Может использоваться для следующих типов ловушек:
  - залежей, практически полностью расположенных в зоне предельного насыщения, где удаленность ячейки от ВНК уже не влияет на величину  $K_n$  — обычно это высокоамплитудные залежи,
  - залежей, где отсутствует зависимость величины  $K_n$  от удаленности  $\Delta H$  ячейки от поверхности ВНК — высокопроницаемые однородные пласты, газовые залежи, резервуары с высокой анизотропией по проницаемости или гидрофобными коллекторами.
4. Послойная интерполяция с использованием куба пористости и зависимостей между пористостью и насыщенностью  $K_{n,r} = F(K_n)$ , которые могут различаться для разных литофаций. Эти зависимости могут быть получены как по данным РИГИС, так и по данным керна (рис.8.2). В последнем случае зависимость  $K_n = F(K_n)$  обычно рассчитывается из зависимости  $K_{во} = F(K_n)$ , предполагая, что величины нефтенасыщенности  $K_n$  и остаточной воды  $K_{во}$  связаны как  $K_n = 1 - K_{во}$ . С использованием куба пористости и зависимостей  $K_{n,r} = F(K_n)$  рассчитывается куб насы-

ценности  $K_n^{\text{расч}}$ . Затем выполняется сопоставление по скважинам величин  $K_n$  по РИГИС и по кубу  $K_n^{\text{расч}}$ . Если сопоставление удовлетворительное (в пределах заданной погрешности), то куб  $K_n^{\text{расч}}$  используется как окончательный. Если сопоставление неудовлетворительное, то далее выполняется перерасчет куба насыщенности, при котором созданный куб  $K_n^{\text{расч}}$  используется в качестве трендового при послойной интерполяции значений насыщенности по скважинам.

5. Расчет куба  $K_n$  ( $K_v$ ) с использованием одной зависимости величины  $K_v$  от удаленности  $\Delta H$  ячейки от поверхности ВНК —  $K_v = F(\Delta H)$ . Наиболее часто этот способ используется гидродинамиками, он фактически предполагает однородность строения залежи по ФЕС и одинаковую высоту переходной зоны. Поэтому он не пригоден для более общего случая пластов неоднородного строения.
6. Моделирование залежей пластов неоднородного строения с гидрофильными коллекторами, в основном расположенных в зоне непредельного насыщения, с использованием зависимостей  $K_{n,г} = F(K_p, \Delta h_{\text{внк}})$ , то есть модели переходной зоны. Этот способ учитывает зависимость распределения насыщенности в резервуаре от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при установлении капиллярно-гравитационного равновесия (КГР).

Строго говоря, более корректно построение зависимостей изменения водонасыщенности от ВНК или зеркала чистой воды от эквивалентного радиусу поровых каналов параметра  $\sqrt{(K_{\text{пр}}/K_n)}$ , как это делается при расчете функции Леверетта, или параметра FZI (flow zone index — единиц гидравлического потока [Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В., 2006]). Однако, поскольку величина проницаемости обычно рассчитывается через пористость, то и модель переходной зоны в большинстве случаев формируется через зависимости  $K_{n,г} = F(K_p, \Delta h_{\text{внк}})$ .

Модель переходной зоны (рис.8.3) формируется по данным кривых капиллярного давления, результатам интерпретации ГИС или с использованием теоретических зависимостей В.Н. Дахнова, этот вопрос рассматривается также в приложении «Двумерное картопостроение». На основе сформированных зависимостей калькулируется куб  $K_n$ , который будем называть  $K_n^{\text{КГР}}$ .

В западной практике моделирования часто этот куб используется как окончательный при оценке запасов и для гидродинамических расчетов. В

российской же практике в большинстве случаев выполняется обязательная последующая «посадка» куба  $K_n^{КГР}$  на значения  $K_n$  в скважинах. Мы рекомендуем промежуточный вариант.

После расчета куба  $K_n^{КГР}$  выполняется сопоставление по скважинам величин  $K_n$  по РИГИС и по кубу  $K_n^{КГР}$ . Если сопоставление удовлетворительное (в пределах заданной средней погрешности, например, 5% относительных), то куб  $K_n^{КГР}$  используется как окончательный. Если сопоставление неудовлетворительное, то далее выполняется перерасчет куба насыщенности, при котором созданный куб  $K_n^{КГР}$  используется в качестве трендового при послойной интерполяции значений насыщенности по скважинам.

Газонефтяные залежи моделируются с калькулированием первоначально куба водонасыщенности  $K_v$  и с учетом наличия остаточной нефти в газовой шапке:  $K_r = 1 - K_v - K_n^{ост}$ . Величина  $K_n^{ост}$  определяется по керну или по данным месторождений-аналогов.

Адаптация куба нефтенасыщенности к российским материалам подсчета запасов производится, в целом, аналогично адаптации куба пористости. Вначале рассчитывается куб нефтенасыщенности по скважинам с использованием куба  $K_n^{КГР}$  в качестве трендового, затем, по кубу, карта средней нефтенасыщенности (по ячейкам-коллекторам выше поверхности ВНК).

Если в отчете по подсчету запасов была построена карта средней нефтенасыщенности, то применяется прием корректировки, аналогичный используемому для куба пористости:

- построение карты отношений  $Mar_{отн}$  делением карты средней нефтенасыщенности из отчета по подсчету запасов на карту средней нефтенасыщенности, полученную из куба нефтенасыщенности модели,
- умножение куба нефтенасыщенности модели на карту отношений  $Mar_{отн}$ ,
- возврат значений  $K_n$  на скважинах,
- для избежания резких переходов от значений на скважинах («столбов») к кубу — сглаживание вокруг скважин с малым радиусом (100–200 м) и сохранением значений на скважинах.

Если принято решение пренебречь кубом  $K_n^{КГР}$ , то можно выполнить первоначальный расчет куба нефтенасыщенности, используя в качестве тренда не куб  $K_n^{КГР}$ , а карту средней нефтенасыщенности из отчета по подсчету запасов.

При подгонке величин нефтенасыщенности по зонам и категориям без использования карты средней нефтенасыщенности из отчета по подсчету запасов (на основе сводной таблицы подсчетных параметров) рекомендуется выполнение следующих операций:

- построение куба нефтенасыщенности коллекторов по скважинам,
- оценка величин расхождений средних значений нефтенасыщенности по зонам и категориям,
- домножение куба нефтенасыщенности с установками фильтра по зонам и категориям на понижающие и повышающие коэффициенты,
- сглаживание куба нефтенасыщенности вдоль границ зон и категорий в радиусе 200—400 м,
- сохранение значений на скважинах — либо просто присвоением ячеек куба вдоль траекторий скважин значений  $scaleup$  (BW), либо расчетом куба нефтенасыщенности по скважинам с малым радиусом (50—100 м) и с использованием отредактированного куба нефтенасыщенности в качестве трендового.

При создании куба нефтенасыщенности в гидродинамических симуляторах широко распространено использование J-функции Леверетта. Безразмерная J-функция Леверетта масштабирует капиллярное давление с ФЕС пластов с учетом свойств нефти и пород — коэффициента поверхностного натяжения и эквивалентного радиусу поровых каналов параметра  $\sqrt{(K_{np}/K_p)}$ . Подробное описание J-функция и ее применения дано в многочисленной литературе по гидродинамическому моделированию.

Построение карты средней нефтенасыщенности из куба  $K_n$  следует выполнять с использованием взвешивания по параметрам объема ячейки, ее пористости и NTG.

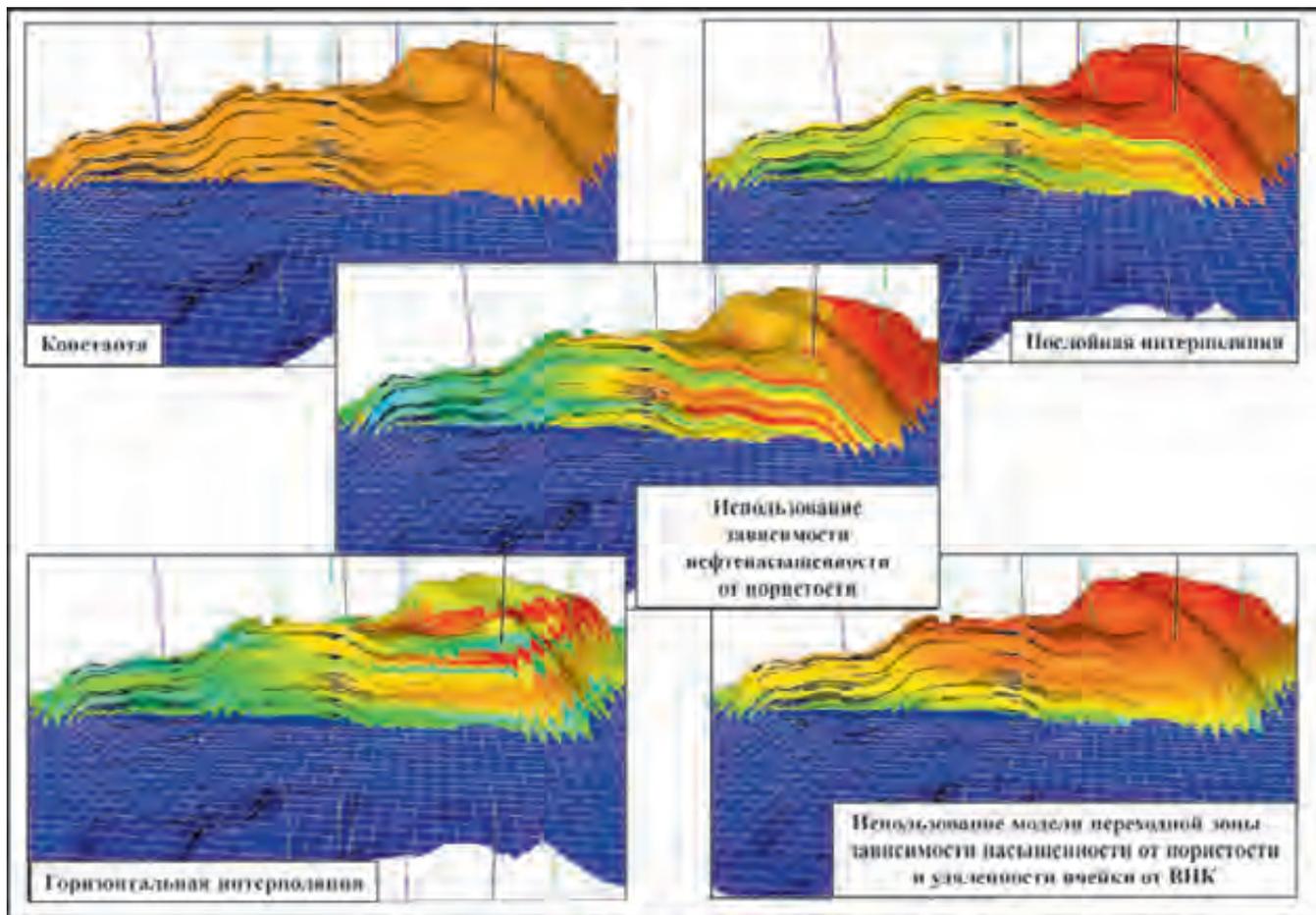


Рис.8.1. Сравнение способов построения куба нефтенасыщенности

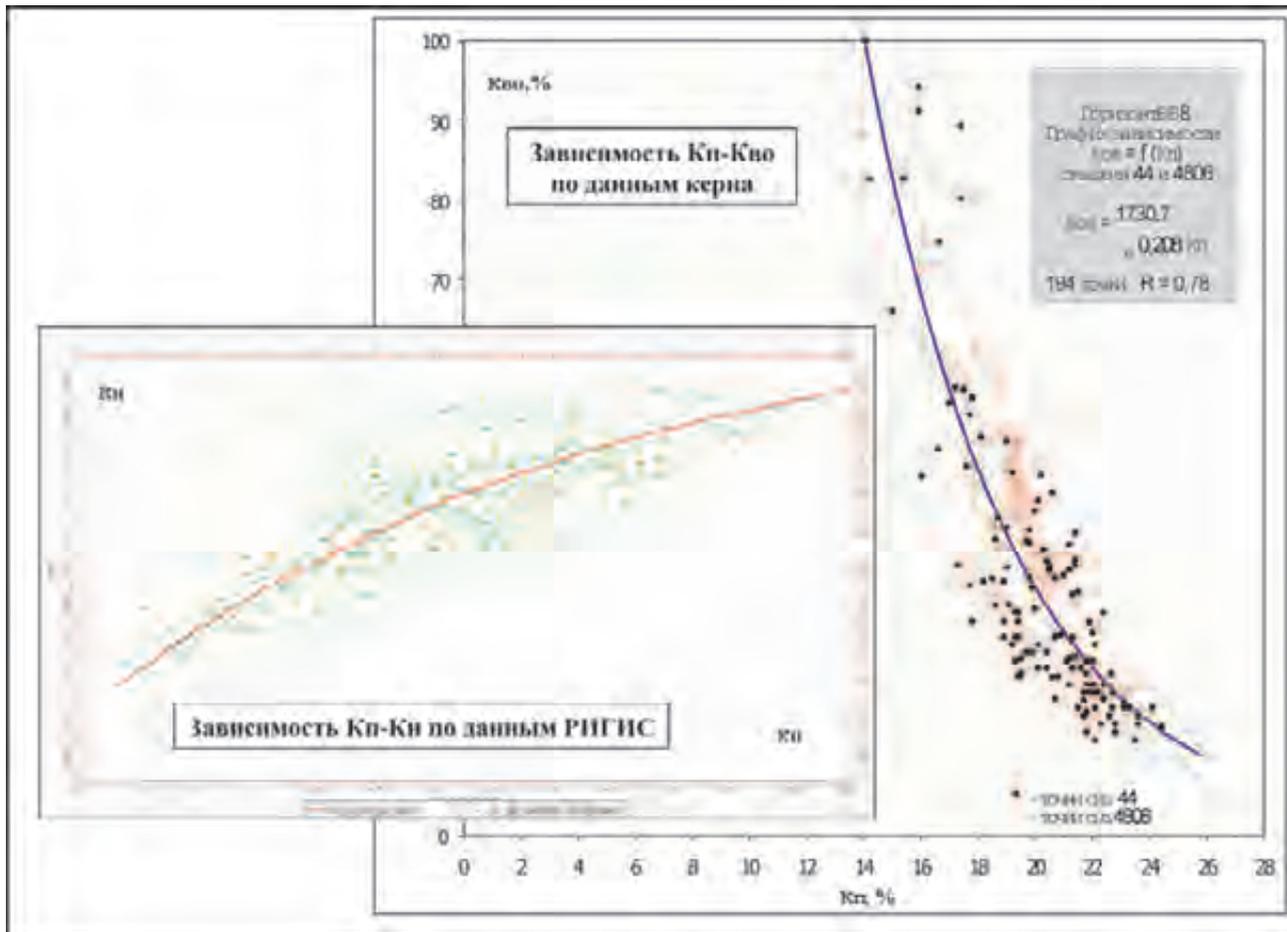


Рис.8.2. Примеры зависимостей  $K_{п-кн}$  и  $K_{п-кво}$

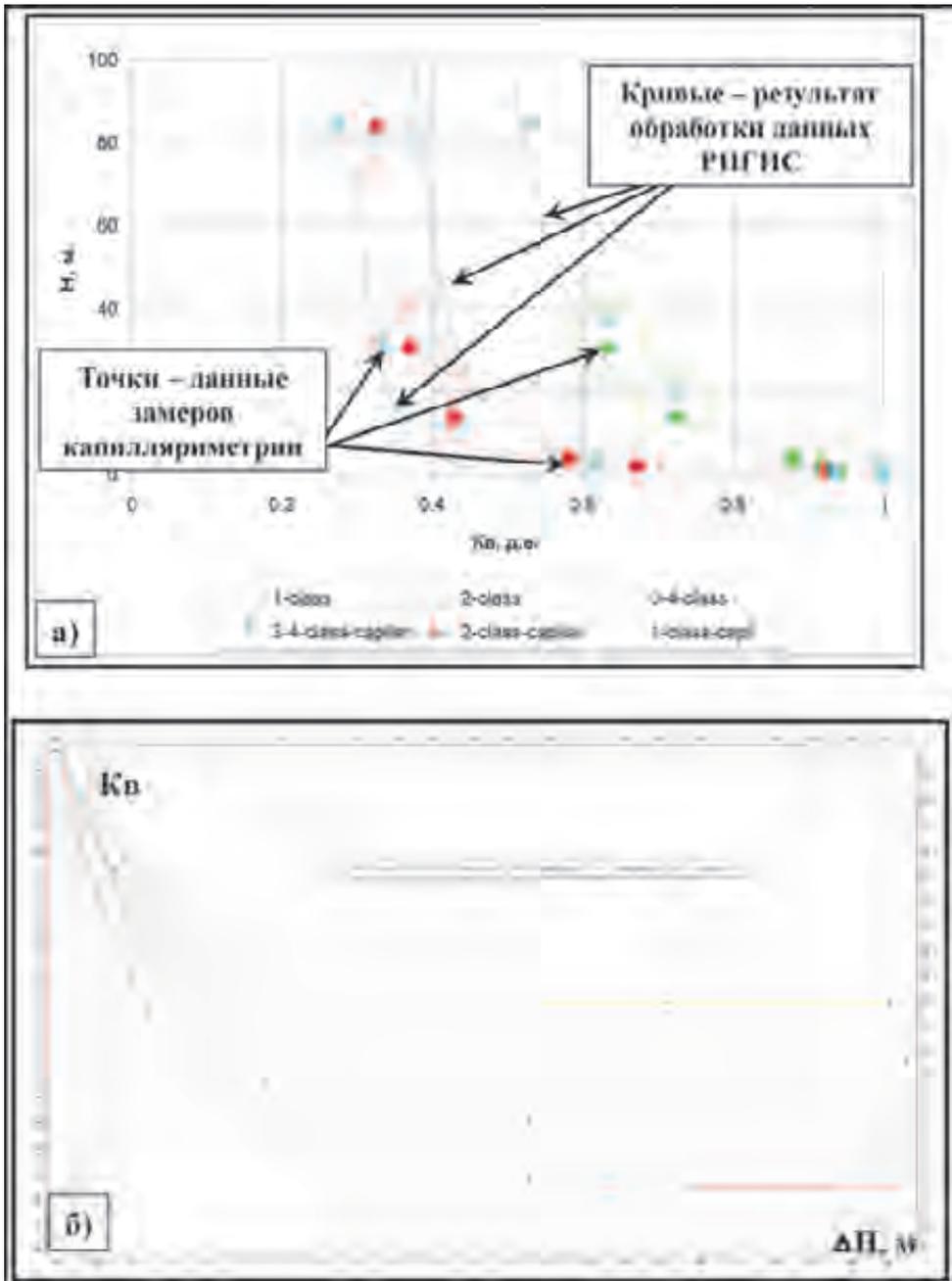


Рис.8.3. Примеры кривых изменения водонасыщенности для коллекторов разной пористости в зависимости от удаленности от зеркала воды (модель переходной зоны) для пластов ЮС<sub>1</sub> (а), П и Т (б)

## Глава 9. Оценка запасов углеводородов

Оценку запасов углеводородов рекомендуется выполнять двумя способами, чтобы проконтролировать результат сравнением полученных величин.

Первый способ. По трехмерным градам ФЕС — суммированием запасов ячеек-коллекторов с учетом поверхностей флюидных контактов (рис.9.1):

$Q_{3D} = \sum_{i=1, n} K_{ni} * K_{ni} * NTG_i * V_i$ , где  $Q_{3D}$  — интегральный объем запасов нефти (газа) в пласте,  $K_{ni}$  — пористость  $i$ -ой ячейки,  $K_{ni}$  — нефтенасыщенность  $i$ -ой ячейки ( $K_{ni}$  — газонасыщенность),  $NTG_i$  (песчанистость) — доля коллекторов в  $i$ -ой ячейке,  $V_i$  — геометрический объем  $i$ -ой ячейки с учетом положения флюидных контактов.

При наличии нескольких литофаций-коллекторов расчет может производиться для каждой литофации отдельно с использованием фильтра. Можно также выполнить дифференцированный подсчет запасов для различных классов по пористости или проницаемости.

Часто величину запасов оценивают суммированием (Sum) ячеек куба  $V_{oil}$ , рассчитанного перемножением кубов пористости, нефтенасыщенности, песчанистости и геометрического объема с использованием фильтра по параметру удаленности ячейки от контакта.

Эта величина (Sum) несколько отличается от величины  $Q_{3D}$ , рассчитанной в модуле подсчета запасов (Volumetrics), поскольку не учитывает неполноту заполнения граничных ячеек нефтью так, как это корректно делается в модуле подсчета запасов с использованием куба геометрического объема ячейки с учетом положения флюидных контактов.

Обычно это расхождение невелико (в пределах 5%), хотя сильно зависит от размеров ячеек и доли площади водонефтяной зоны от общей площади залежи. При этом величина Sum по кубу  $V_{oil}$  по времени оценивается существенно быстрее, чем величина запасов в модуле подсчета запасов. Поэтому для предварительных оценок запасов часто вполне достаточно использовать величину Sum.

Второй способ. По картам нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин, построенным из куба литологии (песчанистости) с использованием фильтра по параметру флюида, нефтенасыщенности или удаленности от

ВНК — перемножением средних значений подсчетных параметров, то есть так называемым «объемным методом»:

$Q_{2D} = H_{эфф.н} * K_n^{cp} * K_n^{cp} * S$ , где  $Q_{2D}$  — интегральный объем запасов нефти в пласте,  $S$  — площадь нефтенасыщенных пород,  $K_n^{cp}$  — средняя пористость продуктивных ячеек-коллекторов,  $K_n^{cp}$  — средняя нефтенасыщенность продуктивных ячеек-коллекторов,  $H_{эфф.н}$  — средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, рассчитанная по картам толщин (часто по картам нефтенасыщенных толщин сразу оценивают объем нефтенасыщенных пород  $V_{эфф.н} = H_{эфф.н} * S$ ).

Более точно строить карту нефтенасыщенных толщин из куба, полученного умножением куба песчаности на куб доли ячейки над контактом  $P_{oil}$  (рис.9.2). Этот куб имеет значение, равное 1, для удаленных от контакта ячеек и от 0 до 1 — для контактных ячеек. Он рассчитывается делением куба геометрического объема ячеек с учетом положения флюидных контактов на куб геометрического объема ячеек.

Также более точные значения  $K_n^{cp}$  и  $K_n^{cp}$  получаются при расчете не просто средних значений пористости и нефтенасыщенности для нефтенасыщенных ячеек-коллекторов, а средневзвешенных по эффективному нефтенасыщенному объему ячейки: величина  $K_n$  калькулируется делением куба  $\sum_{i=1, n} K_{ни} * K_{ни} * NTG_i * V_i$  на куб  $\sum_{i=1, n} K_{ни} * NTG_i * V_i$ , а величина  $K_n$  — делением куба  $\sum_{i=1, n} K_{ни} * K_{ни} * NTG_i * V_i$  на куб  $\sum_{i=1, n} K_{ни} * NTG_i * V_i$ .

Хотя первый способ подсчета запасов более точный, использование второго способа в качестве дополнительного позволяет проконтролировать средние значения подсчетных параметров и объемов нефтенасыщенных пород в трехмерной геологической модели путем сравнения этих величин со средневзвешенными значениями  $K_p$  и  $K_n$ , рассчитанными по РИГИС, а также с двумерными картами нефтенасыщенных толщин. Способы построения этих карт рассматриваются в приложении «Двумерное картопостроение».

Заметим, что чем меньше размеры залежей (рис.9.3), тем больше расхождение между оценками запасов по модели  $Q_{3D}$  и по подсчету запасов  $Q_{2D}$ . Поэтому целесообразно пользоваться плавающей шкалой расхождений запасов при адаптации трехмерной модели к материалам подсчета запасов, то есть с учетом размеров объектов моделирования.

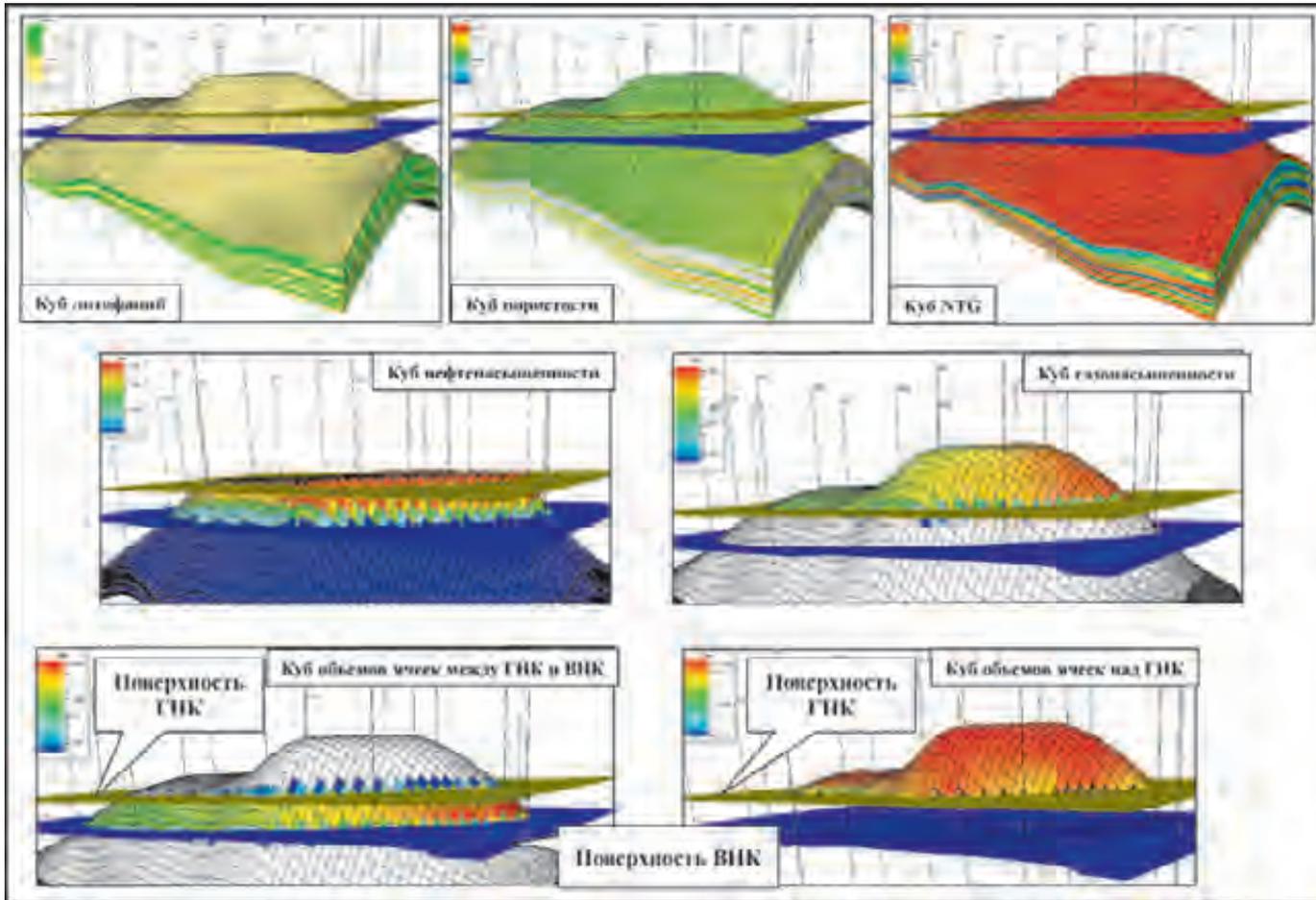


Рис.9.1. Кубы параметров, участвующих в расчете количества углеводородов

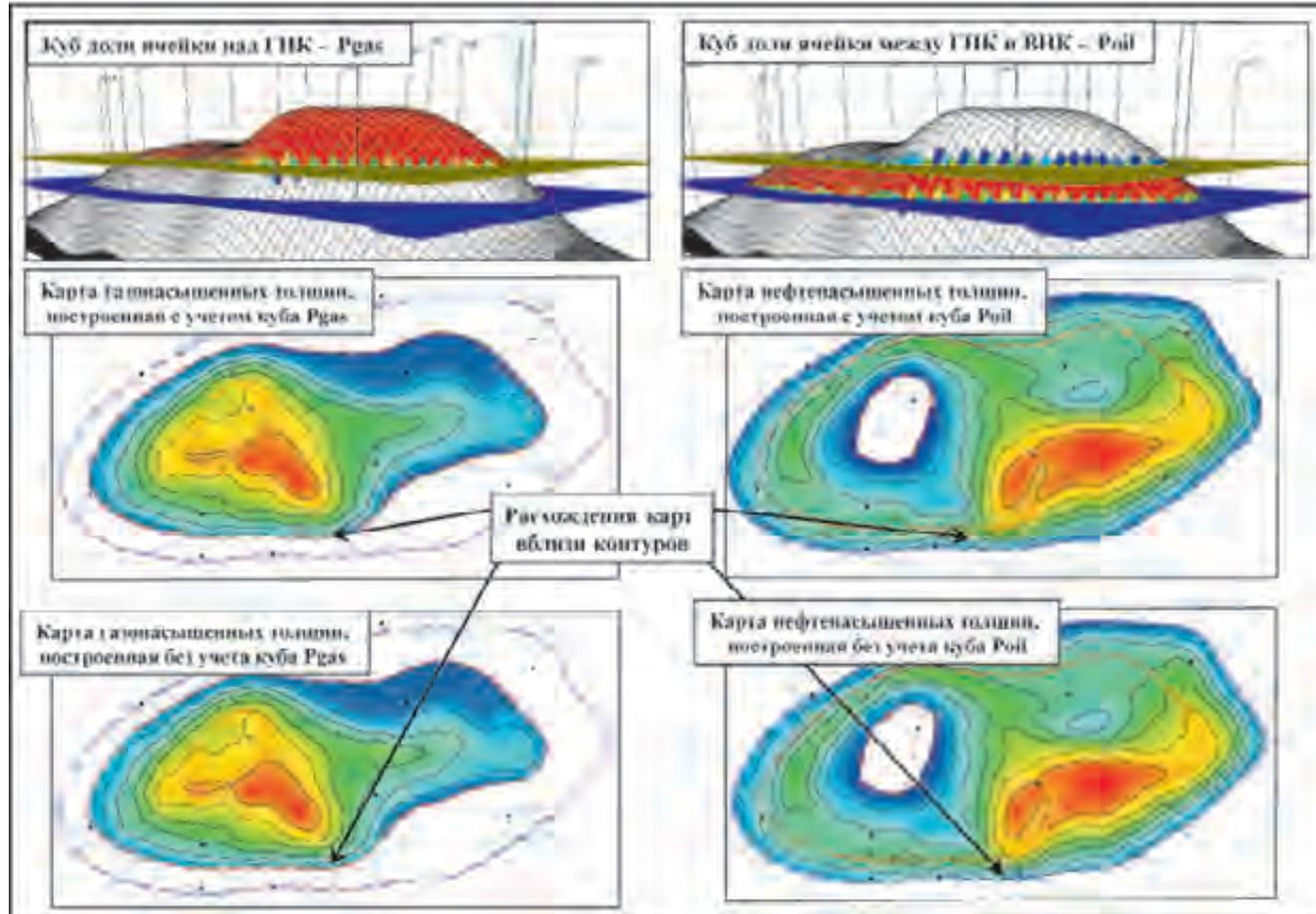


Рис.9.2. Сопоставление карт нефти и газонасыщенных толщин, построенных разными способами

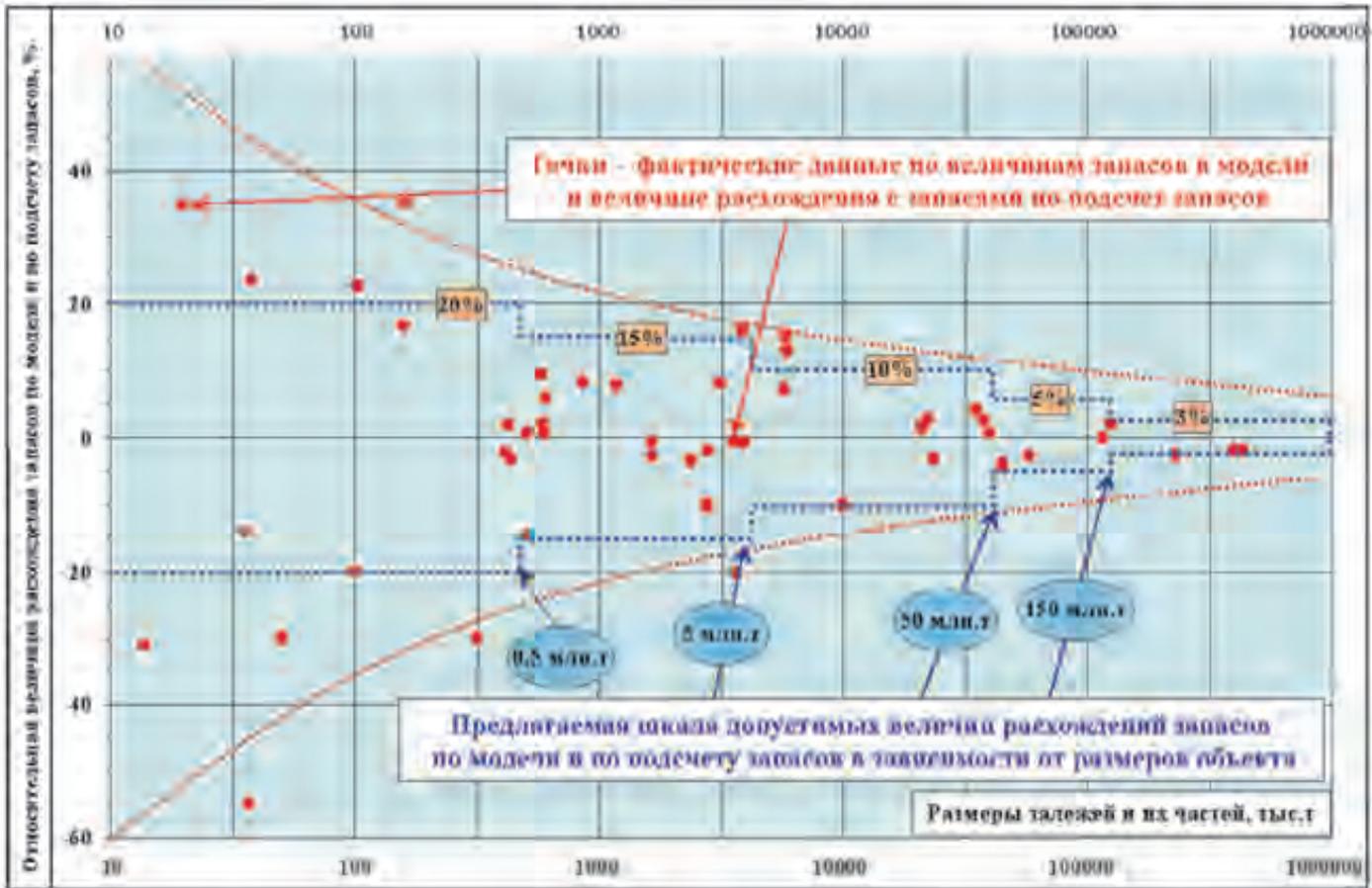


Рис.9.3. Зависимость относительной величины расхождения запасов по модели и по подсчету запасов в зависимости от размеров залежей (частей залежей)

## Глава 10. Многовариантное моделирование, оценка неопределенностей и рисков

Оценка достоверности геологической модели играет особенно важную роль на поисковом и разведочном этапах жизни месторождения, поскольку позволяет определить коммерческие риски освоения проекта в целом. При оценке степени достоверности построенной модели и рисков бурения новых скважин на основе 3D геологического моделирования наиболее распространены две технологии [Дюбрул О., 2002, С.V. Deutsch, 2002, Cosentino L., 2001, J.M. Yarus, R.L. Chambers, 1994 и др.]: перекрестной оценки (cross-validation) и стохастического моделирования с оценкой неопределенности (uncertainty assessment).

Технология перекрестной оценки («выколотой скважины») заключается в последовательном исключении скважин из набора, использовавшегося при построении модели, и оценке погрешности построения модели в точках скважин.

Технология стохастического моделирования позволяет получить представительный ансамбль реализаций, который может учитывать неопределенность в структурных, литологических и петрофизических построениях. На основании этих данных определяются достоверность построения геологической модели, возможные диапазоны разброса параметров модели, гистограммы распределения запасов, зоны повышенного риска бурения и др.

Остановимся на основных источниках неопределенности геологических моделей, которая оценивается с помощью технологий стохастического моделирования с оценкой неопределенности (uncertainty assessment) и перекрестной оценки (cross-validation):

- неопределенность, связанная с различиями геологических концепций строения месторождения и корреляционных построений (рис.10.1). В значительной степени она связана с неизбежным субъективизмом геолога, выполняющего построение модели, и сложностью геологического строения месторождения;

- неопределенность, связанная с качеством (погрешностями) исходных данных и их интерпретации. В первую очередь это относится к сейсмическим данным, но также и к методам определения проницаемости по данным ГИС, положения флюидных контактов (рис.10.2). Дополнительным источником неопределенности служит неравномерная плотность сейсмических наблюдений и расположения скважин;
- неопределенность, связанная с различиями алгоритмов построения модели и их установками (рис.10.3). Выбор алгоритма построения модели и установок (тренды, range и вид вариограммы и др.) определяется геологом, выполняющим построение модели, на основании опыта моделирования отложений данного типа в изучаемом регионе;
- неопределенность, связанная с эквивалентностью геологических моделей. Известно, что можно, даже используя одинаковый алгоритм и установки расчета, создать несколько равновероятных геологических моделей, согласующихся с фактическими данными, в тех точках, где эти данные имеются (скважины) и, тем не менее, существенно различающихся в точках, где фактических данных не существует (межскважинное пространство).

При оценке достоверности построения модели методом перекрестной оценки (cross-validation) посредством менеджера задач (workflow) выполняется процесс многократного построения модели с последовательным исключением скважин из набора исходных данных при сохранении всех остальных настроек неизменными. Таким образом, в районе отсутствующих («выколотых») скважин изменяются структурный каркас пласта, распределения литофаций и петрофизических свойств. Поверхности флюидных контактов, как правило, не изменяются. В качестве базового варианта используется вариант построения модели со всеми скважинами.

По результатам расчетов могут быть построены, например, карты ошибок структурного каркаса и величин ошибок нефтенасыщенных толщин в скважинах, характеризующие достоверность построения модели. Величина ошибки нефтенасыщенной толщины является интегральным показателем, так как на нее одновременно влияют ошибки построения структурного каркаса и распределения ФЕС в межскважинном пространстве. Средняя величина относительной ошибки прогноза нефтенасыщенных толщин  $\Delta h_{oil}$

увеличивается в краевых частях залежи и уменьшается в зоне более плотного разбуривания скважинами.

В основном, на величину  $\Delta h_{oil}$  оказывают влияние следующие факторы:

- изменчивость структурного плана,
- достоверность построения структурного каркаса,
- вариации поверхности ВНК по площади,
- изменчивость литологии по латерали и вертикали,
- плотность разбуривания месторождения скважинами.

Изменяя настройки алгоритмов расчета при построении модели и при последующей перекрестной оценке достоверности (например, величины радиуса вертикальной и горизонтальной вариограмм при расчете куба литологии), мы будем получать различные базовые варианты модели и различные величины ошибки прогноза нефтенасыщенных толщин  $\Delta h_{oil}$ .

Таким образом, получаемые методом перекрестной оценки величины ошибки прогноза нефтенасыщенных толщин  $\Delta h_{oil}$  являются в определенной степени субъективными, поскольку характеризуют достоверность построения модели при заданных геологом настройках алгоритмов расчета, изменчивости геологического разреза и существующей расстановке скважин.

При оценке достоверности модели методом стохастического моделирования выполняется процесс многократного перестроения модели на основе изменений поверхностей структурного каркаса и флюидных контактов. Диапазон изменений параметров задается исходя из погрешности исходных данных (сейсморазведки, инклинометрии, керновых измерений, тесноты зависимостей керн-ГИС) и разумных ограничений на положение контактов — например, от подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка до гидрозамка структуры.

Затем выполняются многочисленные расчеты кубов литофаций и петрофизических свойств. Диапазоны изменения параметров обычно стараются брать по аналогии с данными по изученным отложениям на разбуренных месторождениях.

Получение при выполнении стохастического моделирования большого ансамбля реализаций модели позволяет исследовать влияние неоднозначности структурных построений, поверхности ВНК и кубов ФЕС на точность местоположения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности,

площади нефтеносности, а также объема нефтенасыщенных пород и запасов УВ.

Основные результаты оценки неопределенностей представляются обычно в следующем виде (рис.10.4, рис.10.5, рис.10.6):

- карты неопределенности и рисков,
- карты вероятности наличия нефтенасыщенной толщины выше порогового значения,
- гистограммы распределения запасов углеводородов,
- графиков «торнадо» и круговых диаграмм, показывающих степень чувствительности модели к вариациям исходных данных.

Следует заметить, что в тех случаях на поисковом и разведочном этапе, когда невелик объем надежной геологической информации об объекте или когда хотят быстро получить оценку вариаций запасов, расчет запасов и ресурсов УВ производят по методу Монте-Карло без использования трехмерного геологического моделирования [P.R. Rose, 2003]. Для каждого подсчетного параметра на основе анализа имеющихся априорных данных, выполняемого обычно экспертным путем, задаются возможные пределы изменения значений, тип статистического распределения (равномерное, нормальное и др.) и значения его параметров.

В соответствии с указанными распределениями, как правило, методом Монте-Карло, или реже другим сходным методом, моделируются независимо возможные случайные значения каждого подсчетного параметра. Эта процедура повторяется многократно для создания достаточно представительной выборки. Затем путем перемножения этих случайных значений подсчетных параметров, которые являются сомножителями, входящими в уравнение объемного метода подсчета запасов (ресурсов), рассчитывается результирующее распределение возможных величин запасов или ресурсов.

Получаемая интегральная функция распределения отражает вероятность существования запасов (ресурсов) заданной величины. Определяются также такие стандартные статистические величины как наиболее вероятное значение, и/или среднее арифметическое, и/или модальное значение, диапазон возможных значений, и стандартное отклонение и/или дисперсия.

Сегодня на рынке программных средств существует достаточно приложений к электронным таблицам, представляющих пользователю легкий

и удобный интерфейс к методу Монте-Карло, что обеспечивает его широкую популярность на поисковом и разведочном этапах изучения месторождений.

Однако, при работе с методом Монте-Карло трудно учесть и отразить внутренние связи между параметрами неопределённости. При работе с моделями эти связи отражаются в самом процессе моделирования и появляется возможность пространственной визуализации неопределённости в виде карт и кубов. При работе с моделью можно также задавать неопределённость, например, в параметрах скоростной модели и в параметрах J-функции. Увеличение мощностей компьютеров позволяет выполнять оценку неопределенностей на основе 3D геологического моделирования за все более короткое время и с все большим количеством параметров.

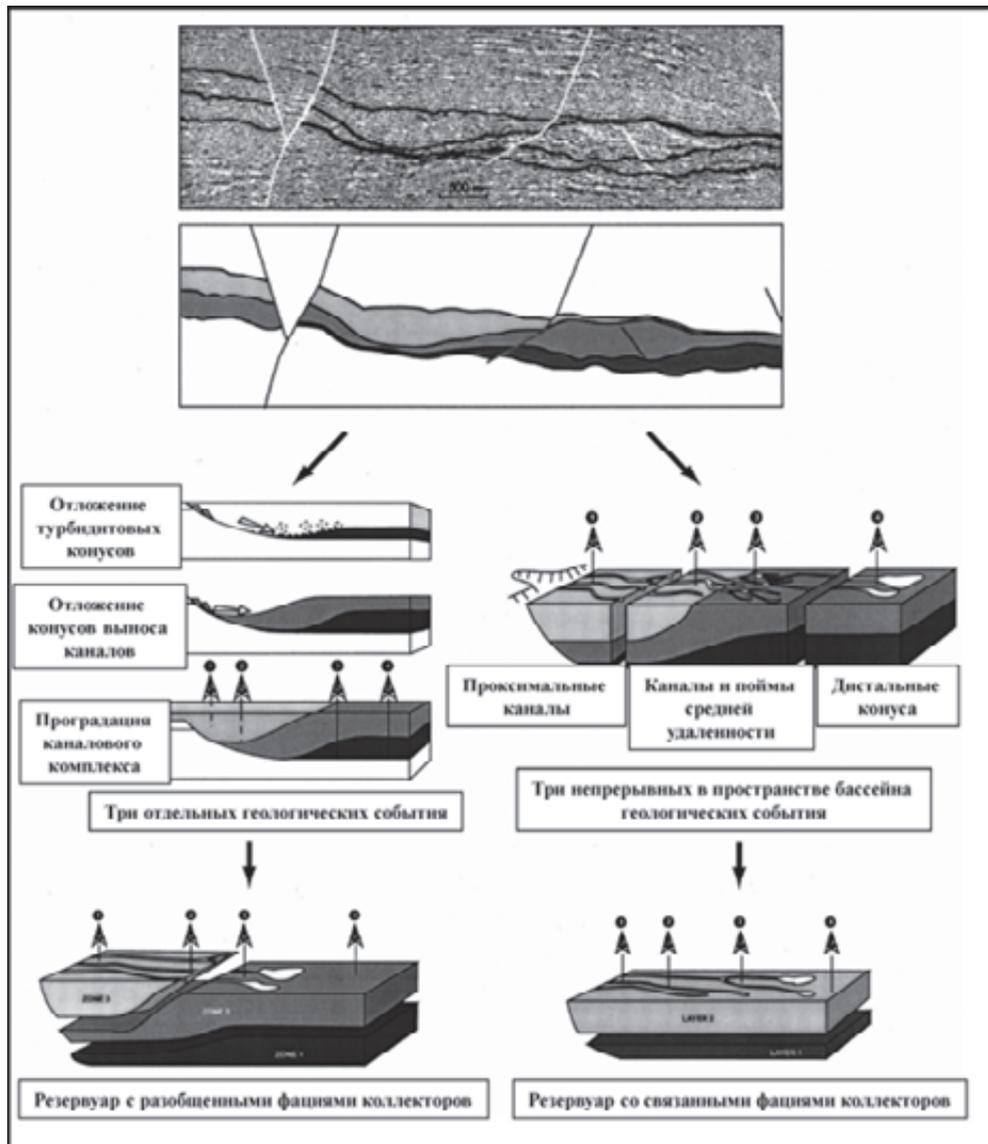


Рис.10.1. Неопределенности геологического сценария – концептуальных моделей осадконакопления, основанных на одних и тех же данных бурения и сейсмозаписки (по G.J.Massonnat, 2000)

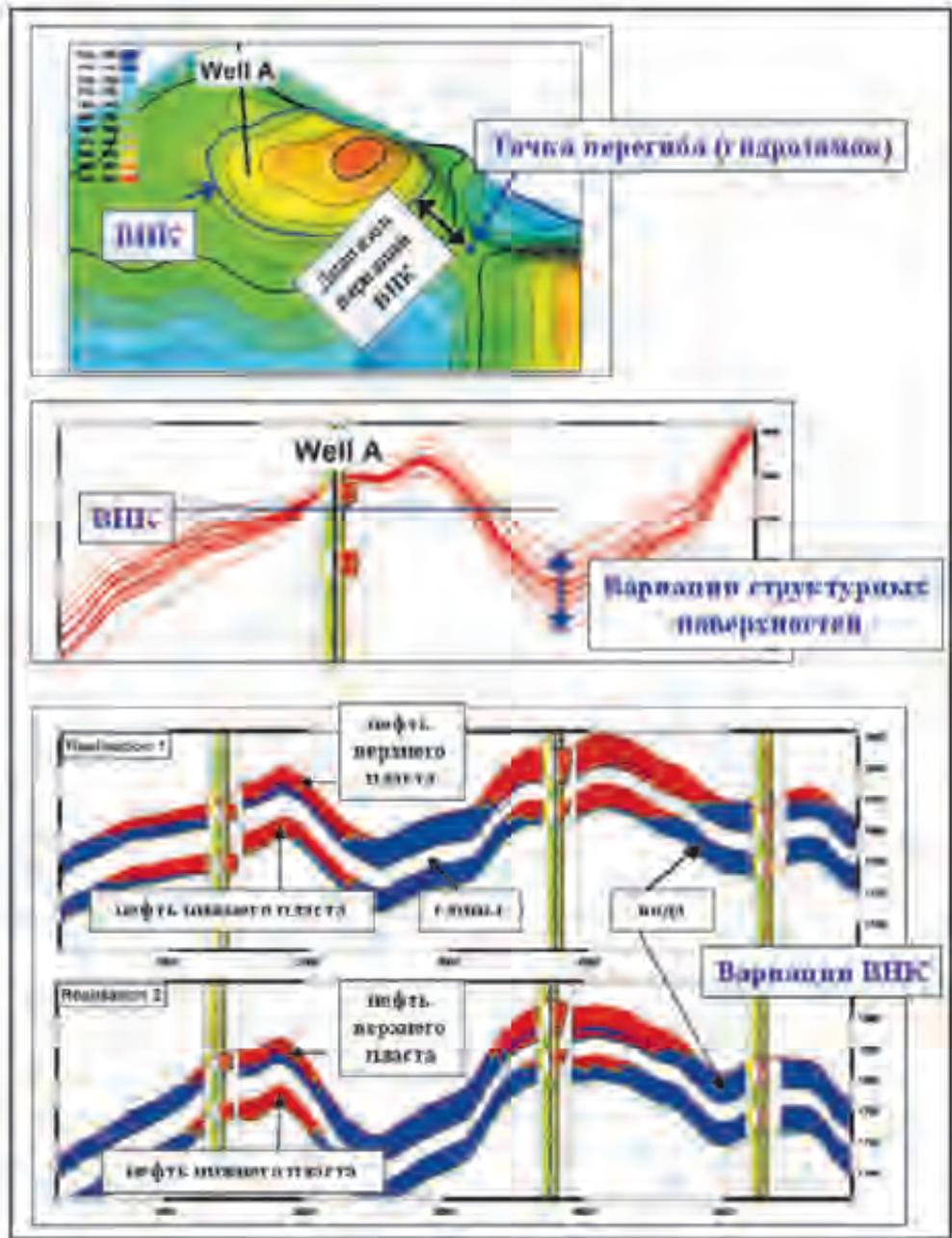


Рис.10.2. Неопределенности геометрических размеров резервуара – структурных поверхностей и поверхностей флюидных контактов

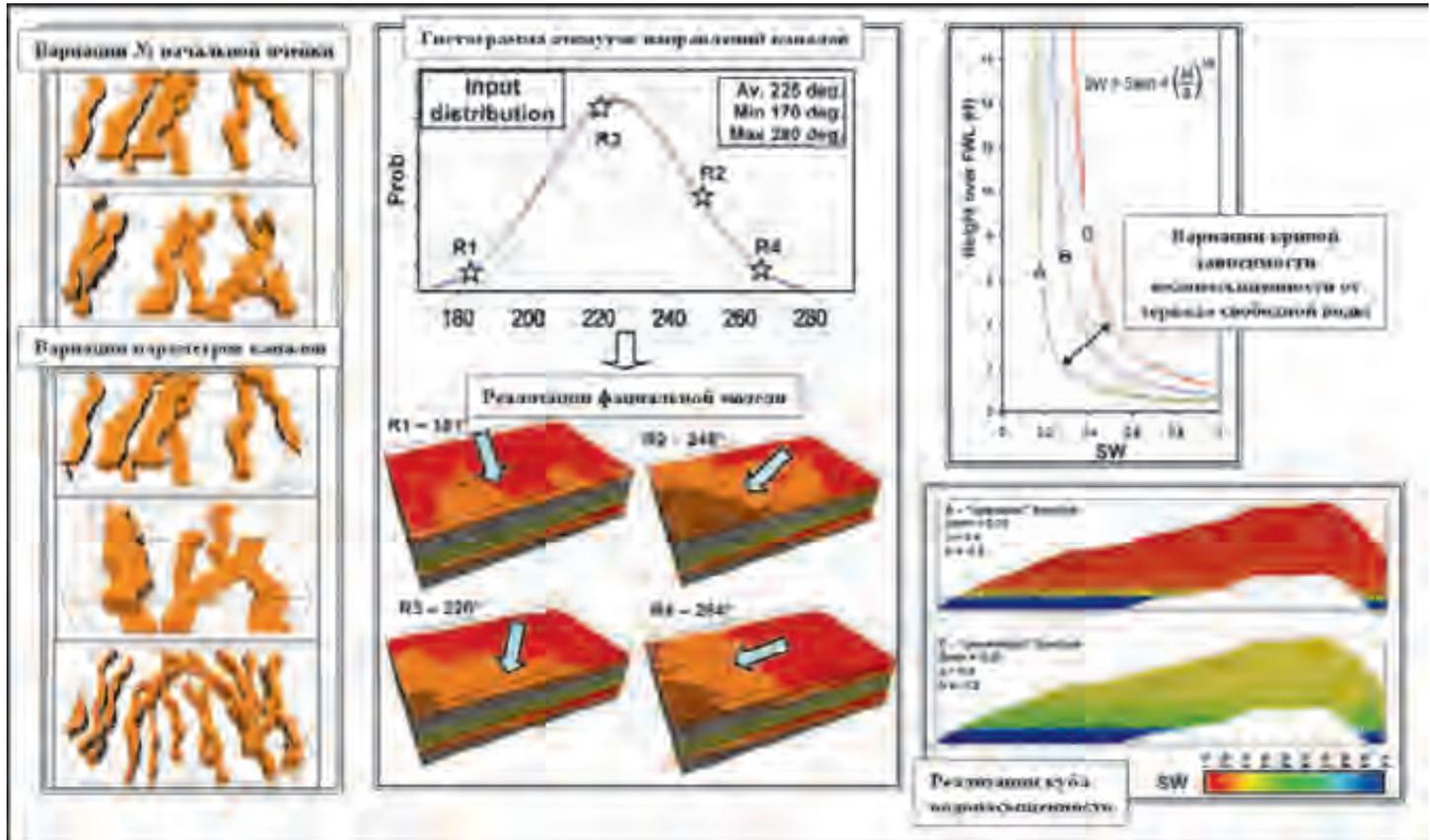


Рис.10.3. Неопределенности реализаций кубов фаций и петрофизических свойств

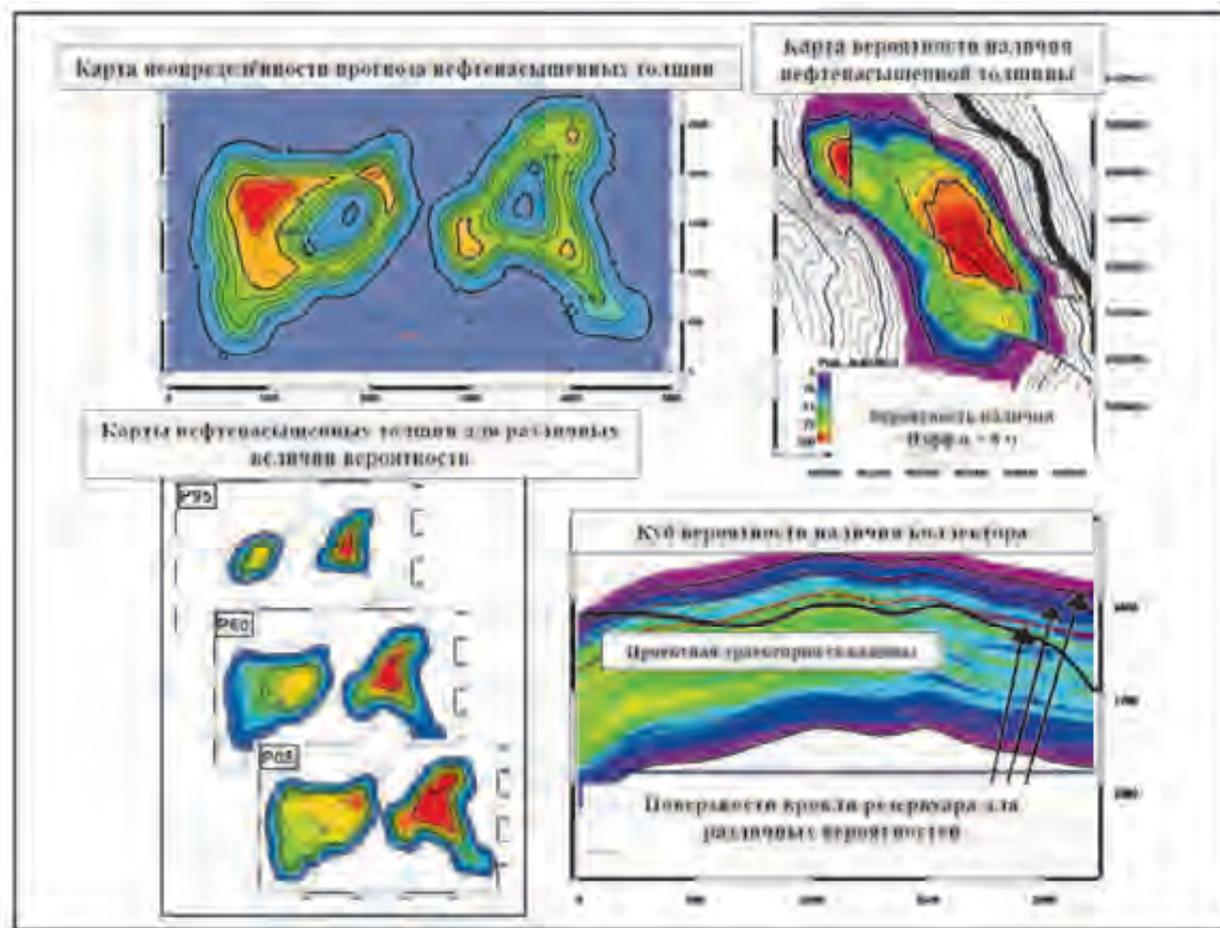


Рис.10.4. Примеры представления результатов оценки неопределенностей

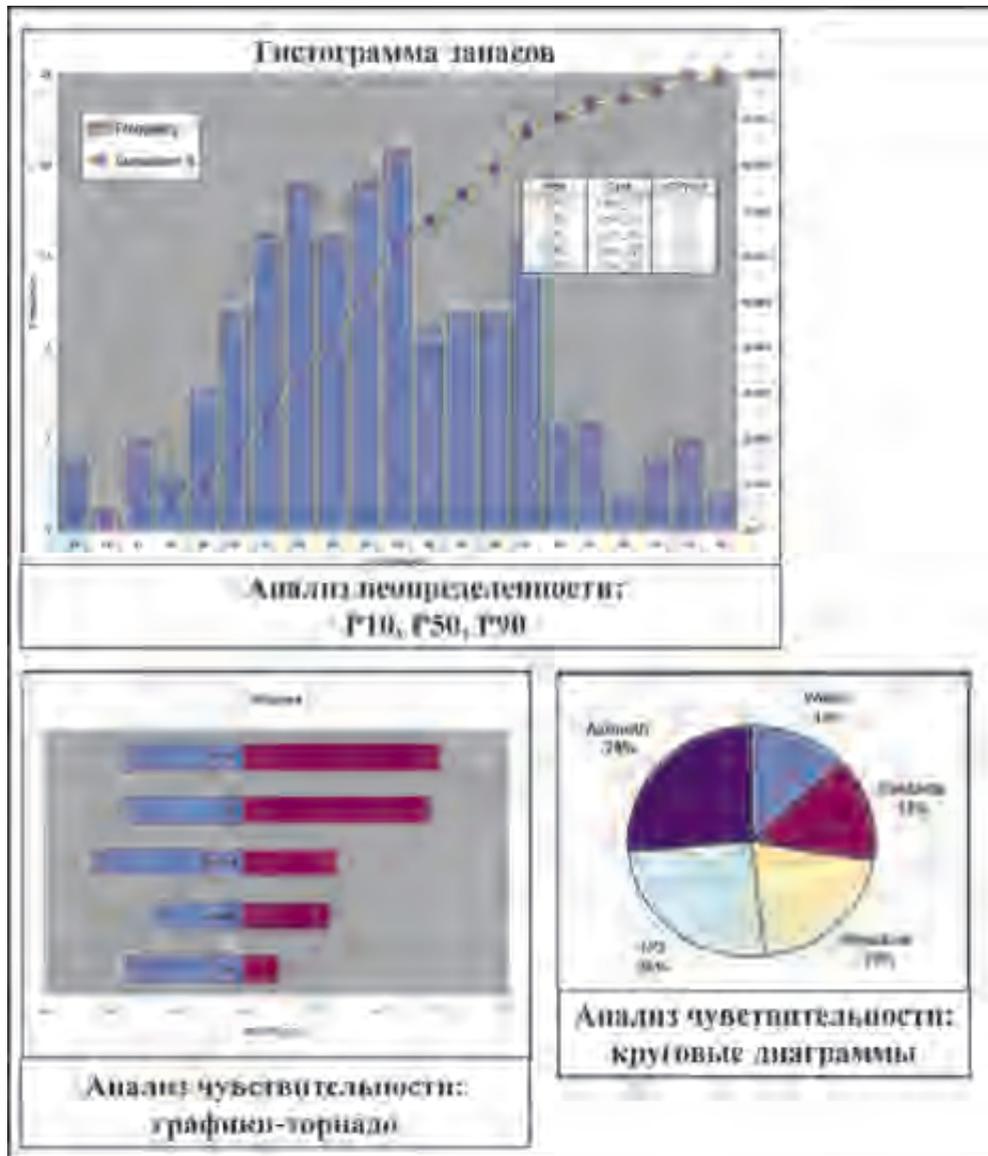


Рис.10.5. Примеры представления результатов анализа неопределенностей величин запасов углеводородов

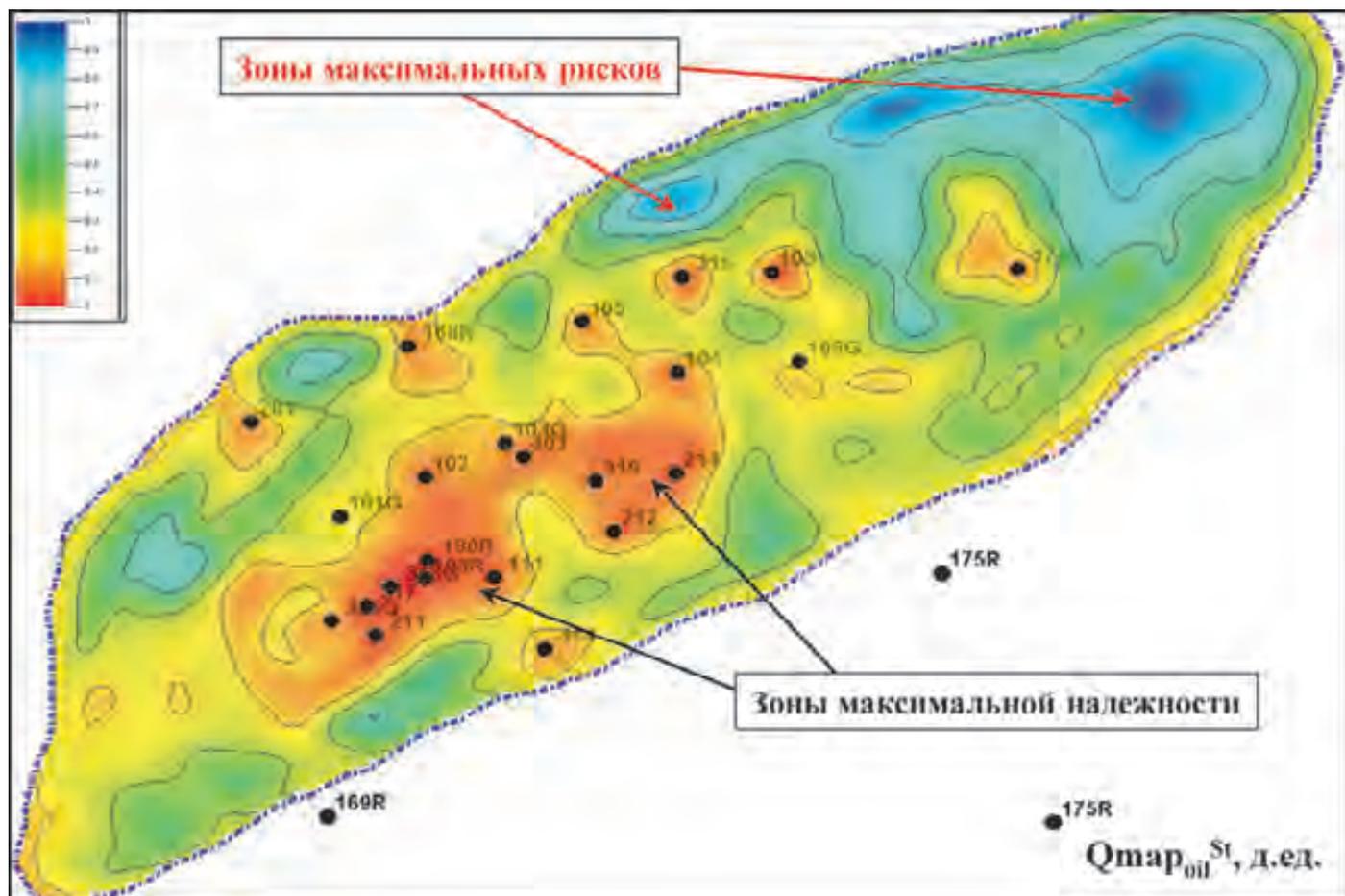


Рис.10.6. Нормированная карта надежности (рисков) построения модели

## Глава 11. Обновление модели и геонавигация

Обновление геологической модели связано обычно с появлением дополнительной или новой информации, например:

- бурение скважин,
- отстрел новых площадей сейсморазведки или переобработка (переинтерпретация) старых сейсмических данных,
- переинтерпретация данных ГИС старого фонда скважин по новым петрофизическим зависимостям (пересчет запасов),
- замечания и предложения гидродинамиков, сформулированные по результатам воспроизведения истории разработки на гидродинамической модели,
- изменение концептуальной или флюидальной модели резервуара (клиноформное строение пластов вместо конформного, введение нарушений, изменение положения контактов).

При необходимости существенных корректировок модели она, как правило, перестраивается заново. При необходимости незначительных местных корректировок возможна ручная корректировка модели. Более интересен и практически значим случай бурения новых скважин на отдельном участке площади, когда концептуальная и флюидальная модели резервуара остаются прежними.

Если при создании модели не выполнялась ручная правка, а граф создания модели запротоколирован посредством менеджера задач (*workflow*), то можно просто запустить заново расчет модели с учетом новых данных. Заметим при этом, что в случае стохастического моделирования можно указать тот же номер ячейки (*seed*), чтобы точно повторить модель в разбуренной части (это часто просят гидродинамики).

Поскольку новое выполнение расчета требует времени, а иногда требуется сохранить ручные правки (что невозможно в *workflow*), то можно выполнить локальное обновление модели только в районе бурения новых скважин. Вначале рассмотрим способы локального перестроения модели пользователем с учетом бурения новых скважин на примере куба литологии. При этом будем предполагать, что локальное перестроение структур-

ного каркаса уже выполнено при сохранении неизменным способа нарезки слоев.

На рис.11.1 показан пример использования прежнего куба литологии в качестве тренда при перестроении модели методом непрерывного кригинга с последующей отсечкой. Здесь куб литологии предварительно был переведен в непрерывный параметр NTG, а осреднение скважин на сетку (scaleup) было сделано по всем скважинам. Естественно, что при увеличении радиуса влияния скважин различие между старым и новым кубом литологии в районе новых скважин возрастает.

На рис.11.2 показан пример другого способа локального обновления (предложен Р. Минченковым и Л. Шмарьяном). Вначале рассчитывается параметр «расстояние до объекта», где в качестве объекта выступают новые скважины. Затем с использованием этого параметра на расстоянии 250–1500 м (в зависимости от плотности разбуривания и др.) ячейкам непрерывного параметра NTG присваиваются неопределенные значения — то есть в кубе как бы вырезается дырка. Этот куб складывается с кубом scaleup только по новым скважинам, и для неопределенных ячеек этого суммарного куба (в «дырке») выполняется интерполяция значений с последующей дискретизацией по отсечке — получается новый куб литологии.

Рассмотрим далее автоматическую технологию локального перестроения модели с учетом бурения новых скважин на примере реализации в программном комплексе IRAP RMS.

На первом этапе на отдельном участке площади выполняется процесс обновления структурного каркаса и сетки (рис.11.3) в заданном полигоне. Затем происходит (рис.11.4) перерасчет куба литофаций с обеспечением плавности стыковки, с учетом этого — пересчет кубов пористости, проницаемости и водонасыщенности. Технология реализована как для пиксельного, так и для объектного моделирования (рис.11.5). Локальное обновление модели весьма полезно при геологическом моделировании, поскольку позволяет сократить время работы и сохранить ранее выполненные действия при построении модели в целом. Оно используется для одной или нескольких вновь пробуренных скважин.

В заключение остановимся кратко на геонавигации или геостиринге (от англ. steer — управлять рулем), то есть мониторинге бурения скважин (горизонтальных). Геостиринг — это комплексный процесс комбинирования бурения, визуализации, редактирования каротажа и маркеров, геологиче-

ского моделирования — обновления модели в ближайшей окрестности горизонтальной скважины практически в режиме реального времени.

Как правило, в каждом пакете геологического моделирования имеются различные средства визуализации траектории бурящейся скважины, поступающих данных каротажа и сравнения прогнозного геологического разреза по построенной модели с фактическими данными (рис.11.6 и рис.11.7). Это позволяет оперативно оценивать ситуацию и риски, корректировать траекторию скважины и тут же перестраивать модель с учетом новых данных [Селеменев С.И., Васильев А.А., Колесова М.П., Шемян А.Ю., 2008]. Поскольку размеры модели небольшие, то такое перестроение можно выполнять даже на ноутбуке присутствующему на месте геологу-модельеру.

На западе также распространена технология, когда места бурения скважины и центра анализа данных, перестроения модели и принятия решений территориально находятся на значительном расстоянии, а передача информации осуществляется по высокоскоростному каналу — по интернету или через спутник. С увеличением числа бурящихся в России горизонтальных скважин и развитием информационных технологий (каналов связи, центров пространственной визуализации 3D) такой подход будет, вероятно, использоваться и в российских нефтяных компаниях.

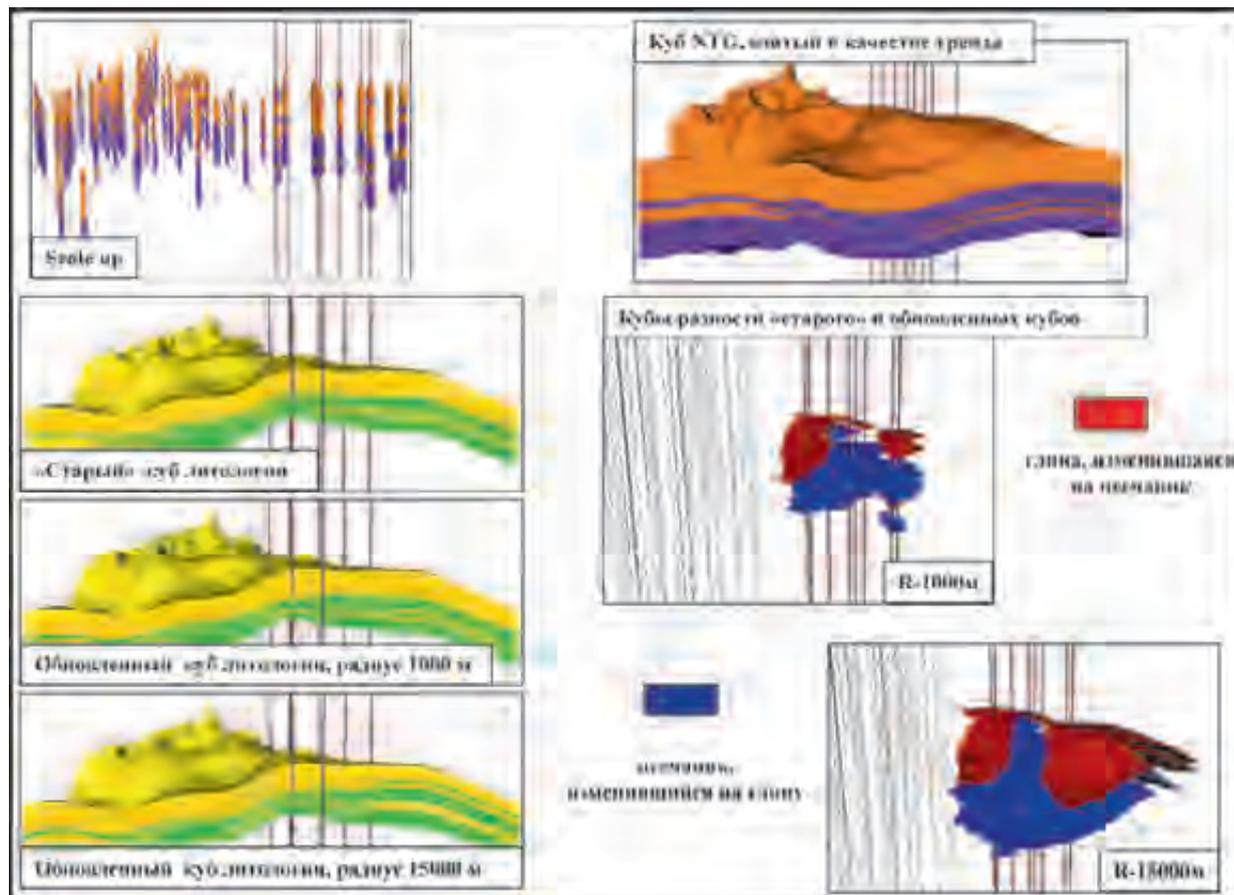


Рис.11.1. Обновление куба литологии с учетом новых скважин, используя «старый» куб в качестве тренда

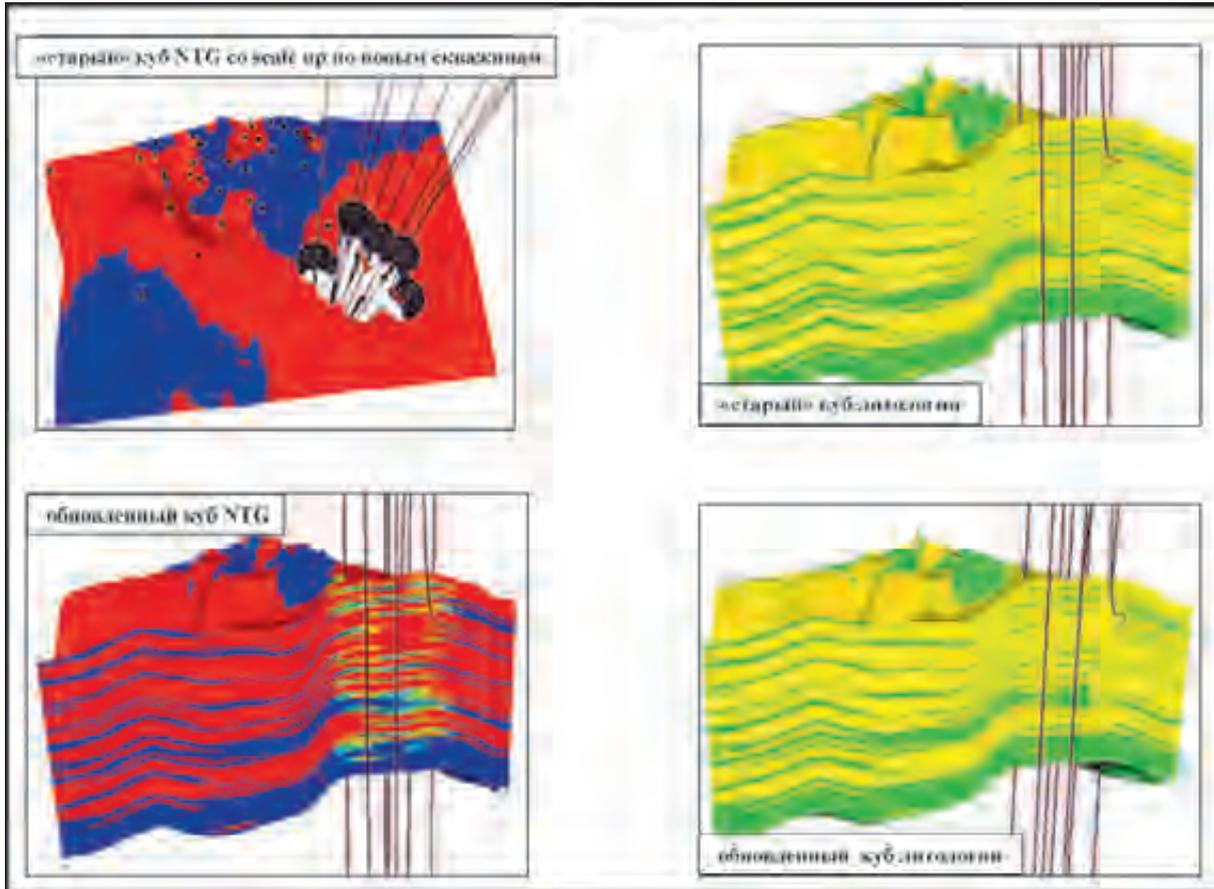
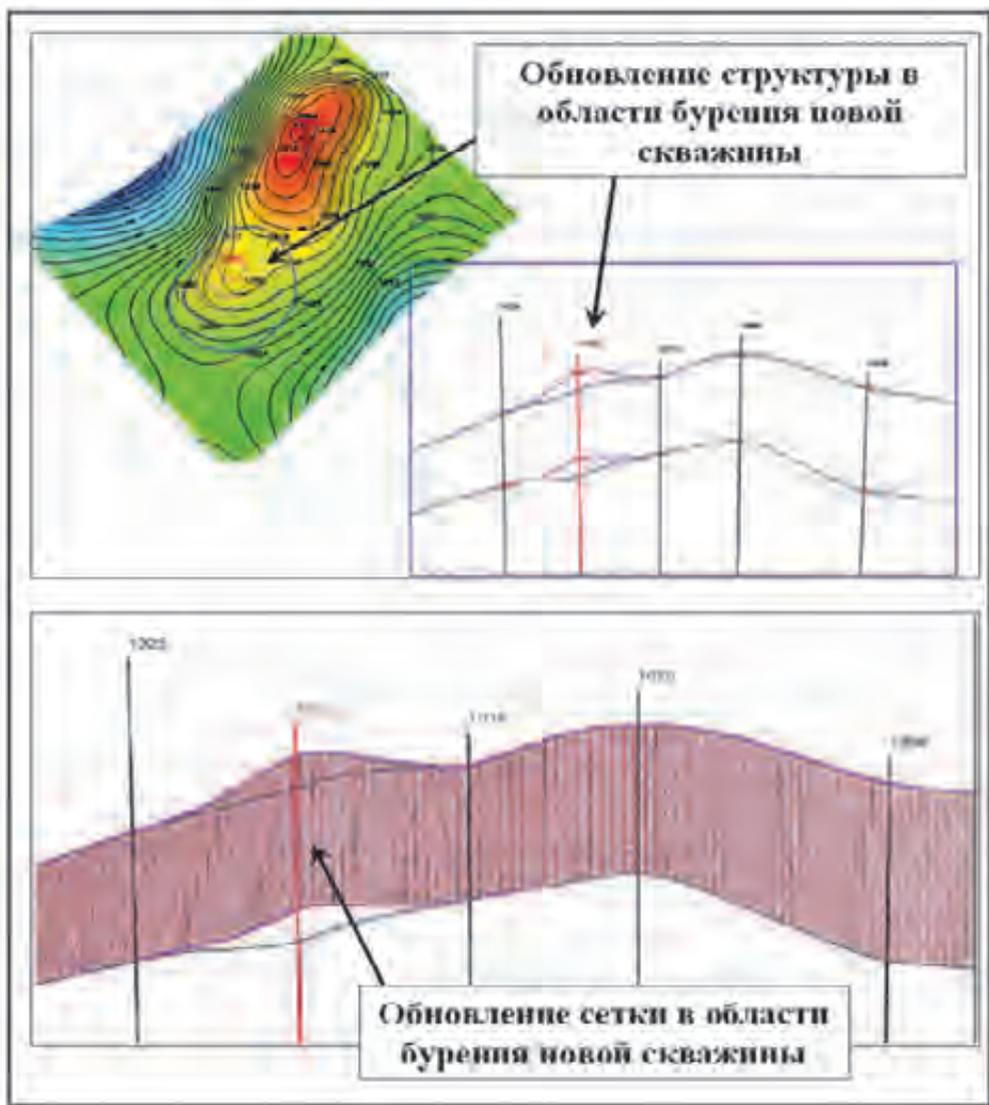


Рис.11.2. Обновление куба литологии, используя создание неопределенных ячеек в окрестности новых скважин



**Рис.11.3.** Локальное обновление структурного каркаса и сетки грида в области бурения новой скважины

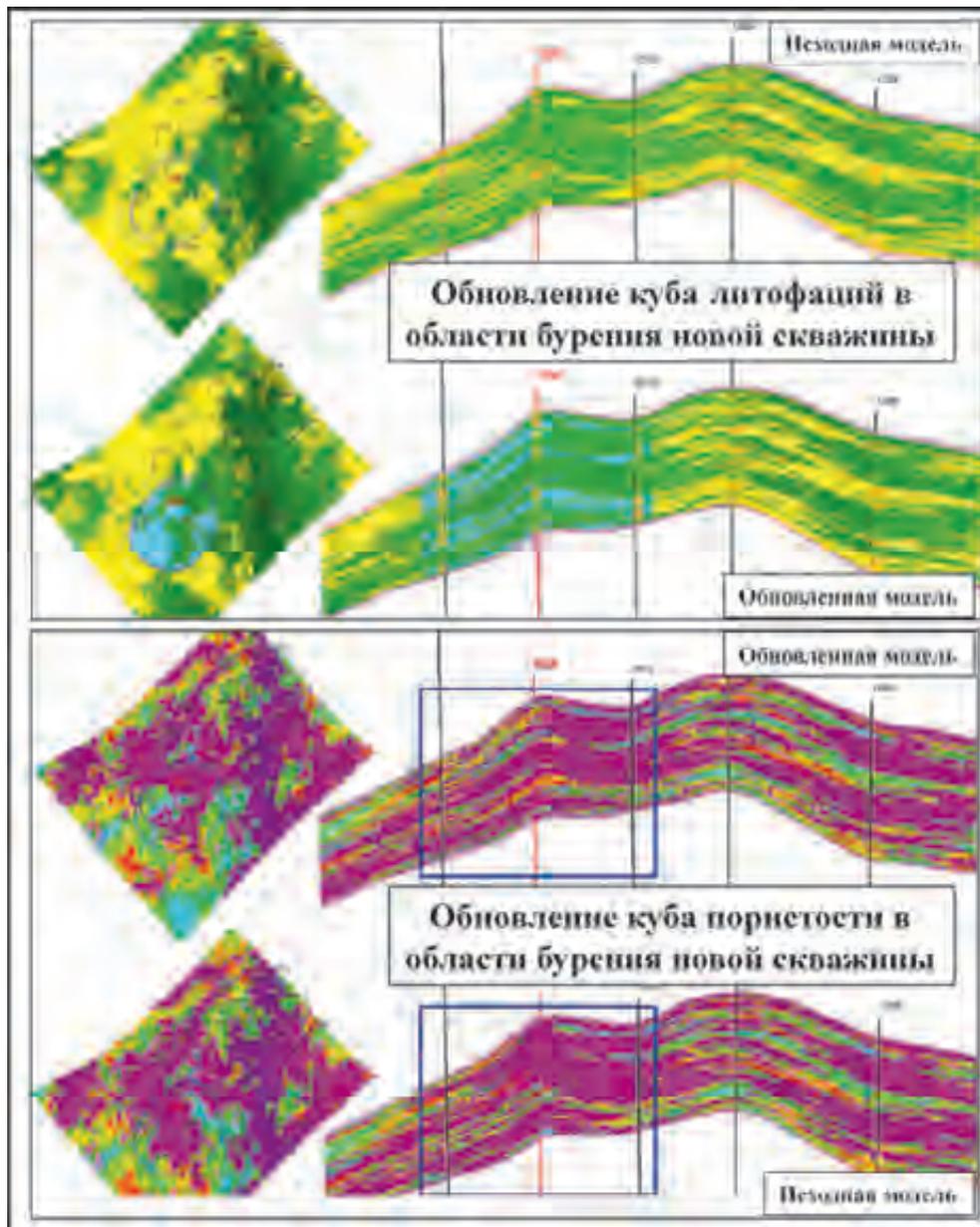


Рис.11.4. Локальное обновление свойств в области бурения новой скважины

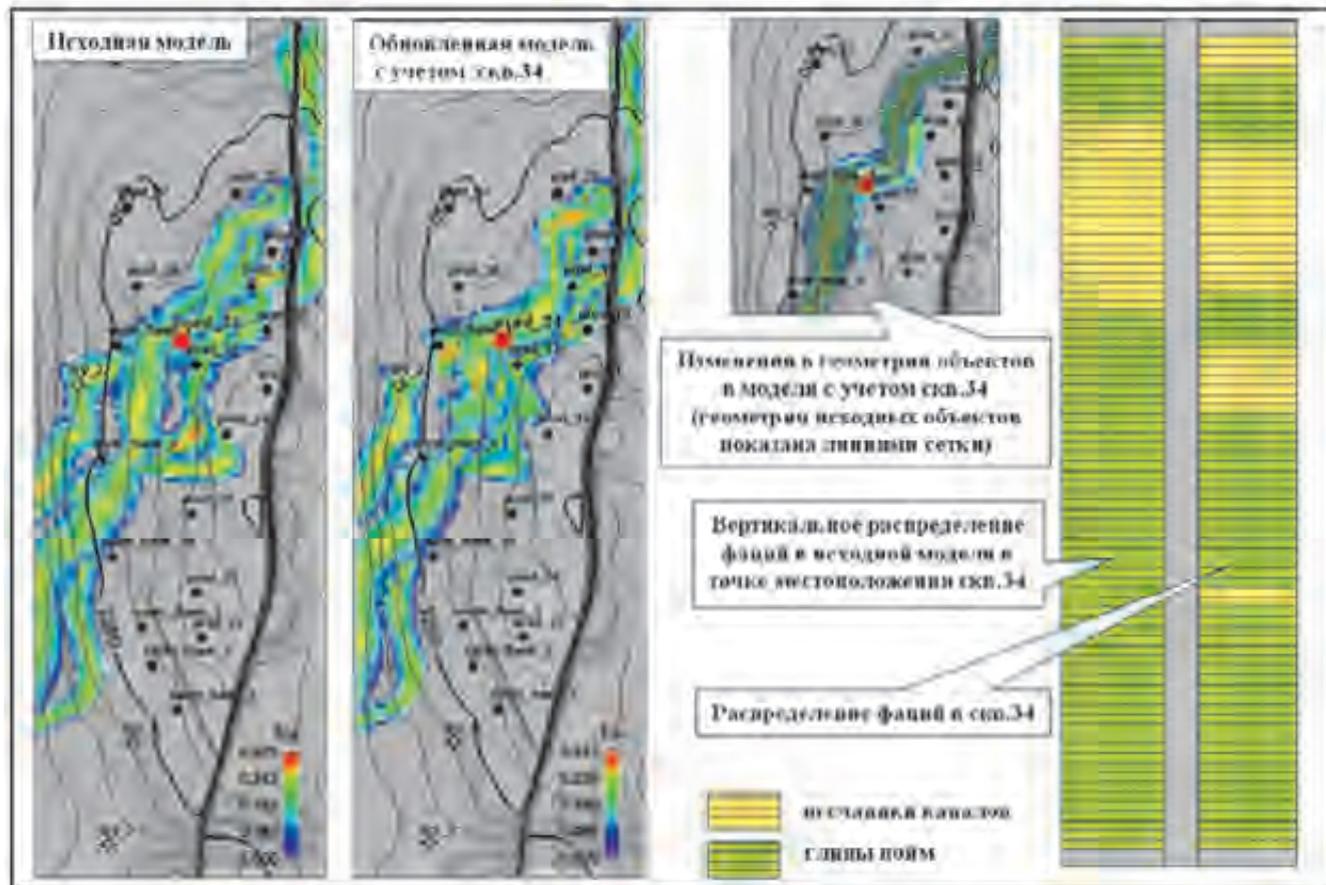
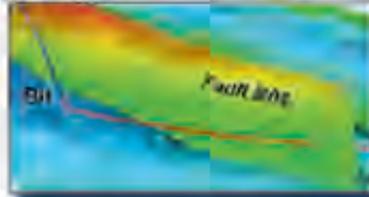


Рис.11.5. Пример локального обновления модели в районе новой скважины (по F.Georgsen, A.R. Syversveen, R.Hauge, J.I. Tollefsrud, M.Fismen, 2008)

### Мониторинг расстояния между траекторией скважины и объектами модели в процессе бурения

- Горизонты, Контакты, Разломы, Заданные пользователем точки, Свойства сетки. Траектории скважин, ФЕС в скважинах: Целевой объект
- Система предупреждений



B05 Layout Monitor	
Category:	Well
Monitoring:	
Monitor Object:	Fault
Monitor Object ID:	2178.0
Monitor Object ID [m]:	1119.7
Monitor Object Property:	
Targeted Object Type:	Fault
Targeted Object Name:	B05_OCC
Targeted Object Element:	Left Fligh
Targeted Object Property:	
Targeted Object Element [m]:	257.05118
Analysis:	
Real method:	Green
Predictor:	
PD from Predicted Object [m]:	1.07518
MD from Monitor Object ID:	161.8

### Пример

- Мониторинг расстояния Влево/Вправо от измеренной траектории до разлома B05
- Мониторинг в ходе бурения
  - B05 в 257.05м слева от инклинометра
  - Зелёное предупреждение
- Прогноз в ходе бурения
  - Жёлтое предупреждение на MD 1933м
  - Красное предупреждение на MD 1618м

Планируемая траектория автоматически рассчитывается как продолжение real-time траектории

- Используется для WISTML мониторинга
- Разные варианты расчёта
  - ◆ Возвращение в плану
  - ◆ Возвращение к ЦО
  - ◆ Удержание

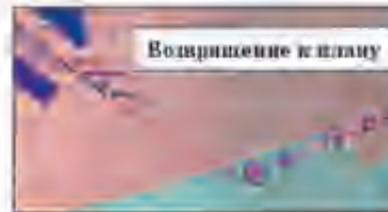
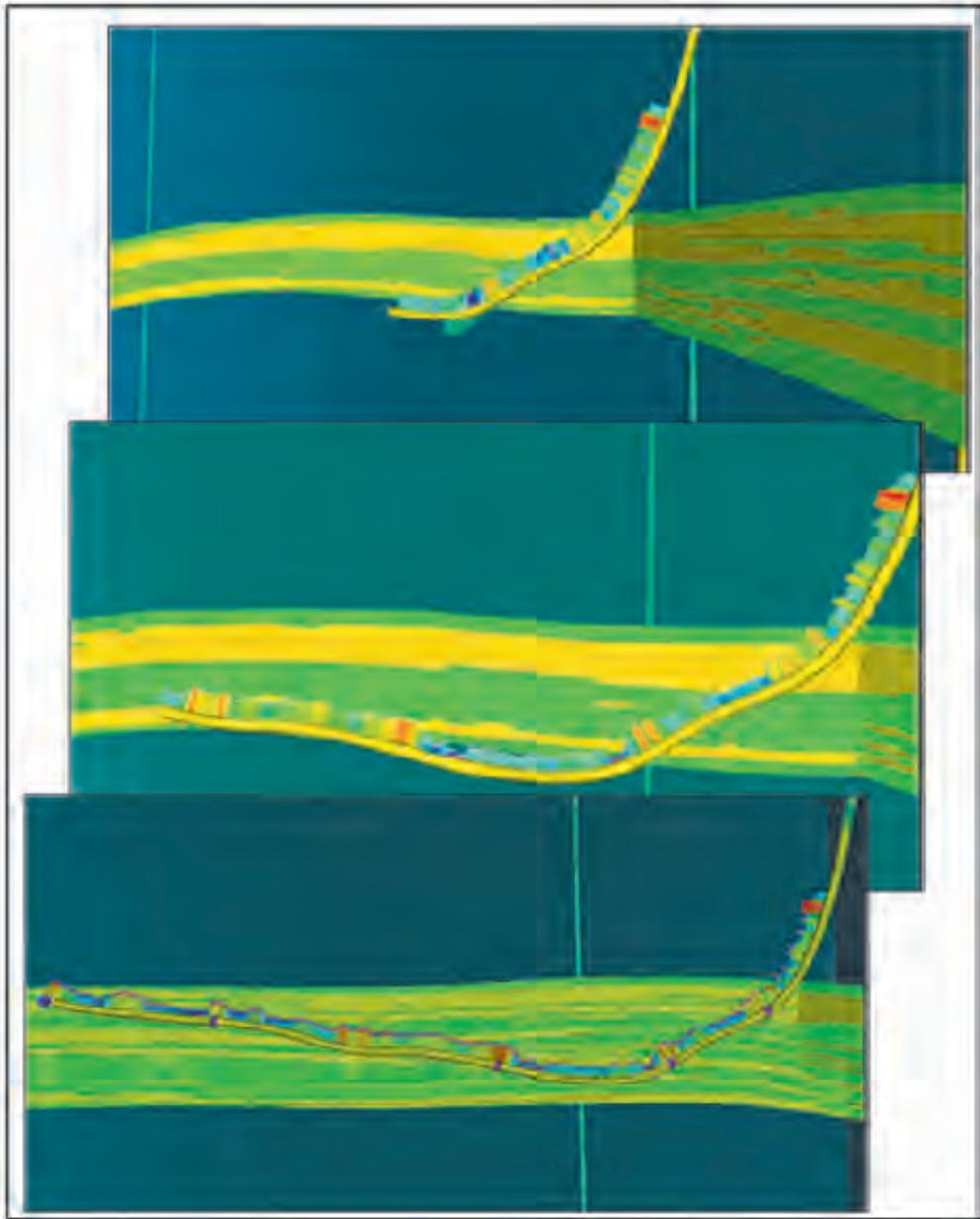


Рис.11.6. Сопровождение скважин в процессе бурения (мониторинг)



**Рис.11.7.** Моделирование в процессе бурения – срезы обновляемой в процессе бурения 3D геологической модели на начало, середину и окончание проходки горизонтального участка (по Селеменеву С.И., Васильеву А.А., Колесовой М.П., Шекиану А.Ю., 2008)

# Литература

1. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Гаврилова Е.В., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов многопластовых месторождений на основе трехмерных моделей. Труды V Международного технологического симпозиума. М., Институт нефтегазового бизнеса, 2006 г.
2. Билибин С.И. Технология построения цифровых геологических моделей нефтяных месторождений по данным ГИС с помощью современных технических средств (на примере пакета Tigress). Материалы конференции SPWLA, 1998, [www.petrogloss.narod.ru](http://www.petrogloss.narod.ru).
3. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Закревский К.Е. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири. Геология нефти и газа, №4, 2000.
4. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.
5. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1985 г.
6. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. EAGE, 2007.
7. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М., изд-во «ИПЦ «МАСКА», 2008.
8. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. М., изд-во «Нефть и газ», 2005.
9. Интегрированный подход к оценке возможностей разработки сложно-построенных низкопроницаемых коллекторов. Селеменев С.И., Васильев А.А., Колесова М.П., Шежян А.Ю. 2008, SPE 117084.
10. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М., 2005.
11. Использование данных сейсморазведки при трехмерном геологическом моделировании (на примере месторождений Западной Сибири). С.С. Гаврилов, В.С. Славкин, С.М. Френкель. Геология нефти и газа, №5, 2006.

12. Капутин Ю.Е. Горные компьютерные технологии и геостатистика. СПб, Недра, 2002.
13. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора. Нефтяное хозяйство, №5, 2006.
14. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. М., 1968.
15. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г.
16. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003 г.
17. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский, В.В. Колесов, С.Н. Птецов. М., МПР, 2006 г.
18. Методические особенности построения дискретной и непрерывной литологической модели. Зюзев Е.С., Глебов А.С. Материалы X научно-практической конференции «Геомодель-2008», Геленджик, 2008.
19. Особенности построения геолого-фильтрационных моделей месторождений с горизонтальными скважинами. Плиткин И.Б., Аржиловский А.В. В сб. «Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений» под ред. Бриллианта Л.С. Тюмень, «Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008.
20. Подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них компонентов. Справочник. Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. М., Недра, 1989 г.
21. Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов. Кавун М.М., Степанов А.В., Ставинский П.В. Геофизика, №4, 2008.
22. Птецов С.Н., Спунгина Е.В., Гришечкина С.В. Особенности сейсмической интерпретации и геологического моделирования нефтяных оторочек газовых залежей в Западной Сибири. Материалы X научно-практической конференции «Геомодель-2008», Геленджик, 2008.
23. Разработка методических приемов, улучшающих качество и достоверность геолого-цифровой модели, при работе с ПО RMS. В.З. Минли-

- каев, А.В. Солдаткин. «БашНИПИнефть». Материалы III российской конференции пользователей компании Роксар, 2002 г.
24. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153–39.0–047–00). М., Минтопэнерго, 2000 г.
  25. Системные подходы к изучению пластов. Л. Косентино, Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2007.
  26. Справочник по нефтепромысловой геологии. Под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. М., Недра, 1981 г.
  27. Учет локальной неоднородности при геологическом моделировании многозалежных пластов. Шаяхметов Р.А., Абабков К.В. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2007.
  28. Хромова И.Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели. МГУ, 2006.
  29. Can we sample the complete geological uncertainty space in reservoir-modeling uncertainty estimates? G.J. Massonnat, 2000, SPE 59801.
  30. Characteristics of Pleistocene deep-water fan lobes and their application to an upper Miocene reservoir models, offshore East Kalimantan, Indonesia. A. Saller, K. Werner, F. Sugiaman, A. Cebastian, R. May, D. Glenn, C. Barker, AAPG Bulletin, 2008.
  31. Connectivity of channelized reservoirs: a modelling approach. D.K. Larue and J.M. Hovadik. Petroleum Geoscience, Vol. 12 2006, pp. 291–308.
  32. Contreras, A., Torres-Verdin, C., Chesters, W., Kvien, K., Fasnacht, T. High-resolution reservoir characterization through AVA joint inversion of partially-stacked seismic amplitude data and well logs: application to deepwater hydrocarbon reservoirs in the central Gulf of Mexico. Expanded abstract SPG/SEG Kunming-2006 International Geophysical Conference, 2006.
  33. C.V. Deutch. Geostatistical reservoir modelling. Oxford University Press, 2002.
  34. J.M. Yarus, R.L. Chambers. Practical geostatistics – an armchair overview for petroleum reservoir engineers. JPT, November, 2006, SPE 103357.
  35. Linking sequence stratigraphy, depositional environment and sedimentary facies to model the sandstone 3D architecture within Paleozoic clastic reservoirs, Saudi Arabia. N.M. Zain, M.A. Khalifa, R.J. Stanley. SPE, 2008, 113733.

36. Local update of object-based geomodels. F. Georgsen, A.R. Syversveen, R. Hauge, J.I. Tollefsrud, M. Fismen, 2008, SPE 113532.
37. Mallet J.-L. Numerical earth models. EAGE, 2008.
38. Modeling atolls by Truncated Gaussian Simulation. A.R. Syversveen. EAGE Conference Petroleum Geostatistics 2007.
39. Modeling facies bodies and petrophysical trends in turbidite reservoirs. R. Hauge, A.R. Sversveen, A.C. MacDonald, 2003. SPE 84053.
40. Overcoming the challenges of building 3D stochastic reservoir models using conceptual geological modelss — a case study. M. Al-Khalifa, T. H.D. Payenberg and S. Lang, 2007. SPE 104496.
41. Petroleum geostatistics. J. Caers. SPE, 2005.
42. Reservoir connectivity analysis—defining reservoir connections and plumbing. P. Vrolijk, B. James, R. Myers, J. Maynard, L. Sumpter, and M. Sweet, Exxon Mobil Upstream Research Co., 2005. SPE 93577.
43. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. Peter R. Rose, AAPG methods in exploration series, №12, 2003.
44. STK 4050 stochastic simulation — some practical application and problems. Petter Abrahamsen, 2008, www. nr. no.
45. Stochastic modeling and geostatistics. J.M. Yarus and Richard L. Chambers. AAPG, USA, Tulsa, Oklahoma, 1994.
46. The role of conceptual geological models in more accurately estimating inplace hydrocarbon. An example from the Cooper Basin, South Australia. M.A. Al-Khalifa, T. H.D. Payenberg and S. Lang, 2006, SPE 100956.

## Благодарности

Прежде всего, автор хотел бы поблагодарить компанию «ЛУКОЙЛ», работа в которой позволила автору собрать материал для данной книги, а также ОАО «ЦГЭ» за любезно предоставленные материалы.

Автор признателен тем людям, под чьим руководством в то или иное время произошло его формирование как специалиста: Гогоненкову Г.Н., Берману Л.Б., Нейману В.С., Юдину В.А., Птецову С.Н.

Автор хотел бы также выразить благодарность сотрудникам своего отдела Центра геолого-гидродинамического моделирования ОАО «ЛУКОЙЛ», без совместной работы с которыми была бы невозможна эта книга: Скоробогатко А.В., Ананьеву С.А., Романовой Н.В., Грязновой М.В., Сентюровой О.В., Катаевой Л.А., Эммас Н.Н., Горбатко Е.А.

Всем тем, советами и помощью которых автор пользовался при работе над книгой и подготовке ее выпуска, автор выражает свою глубокую благодарность и надежду на дальнейшее общение: Леониду Шмарьяну и Олегу Пиносу, Владимиру Пороскуну и Гилевой Юле, Степанову Антону и Михаилу Кавуну, Инюшкиной Анастасии и Евстифееву Владимиру Ивановичу, Охотиной Светлане и Истомину Сергею, Хисматуллиной Фариде и Погонищевой Елене, Сунгурову Антону, Геннадию Саркисову, Галимовой Анастасии, Сыртланову Вилю, Кристя Елене Евгеньевне.

Большую признательность автор выражает своей семье — жене Марине и дочкам Маше и Антонине.

# Приложение 1.

## Концептуальная модель

(совместно с Ананьевым С.А. и Скоробогатько А.В.)

**Концептуальная или принципиальная** модель предваряет и предопределяет построение собственно цифровой трехмерной геологической модели, является ее базисом (основанием). Даже когда это не формулируется в определенном виде, при проведении корреляционных построений геологом так или иначе используется какая-то концепция проведения границ пластов. Поскольку на данный момент не существует общепринятого определения концептуальной модели, сформулируем это понятие исходя из практической пользы концептуальной модели для цифрового геологического моделирования.

Концептуальная модель — это формализованные на основе имеющегося фактического материала представления о геологическом строении моделируемых объектов, положенные в основу построения цифровой модели: стратиграфии, тектонике, генезисе отложений, их морфологии и закономерностях пространственного изменения ФЕС пород с учётом физико-механического постседиментационного преобразования (рис. П.1.1):

- принципы выделения пластов и корреляции стратиграфических горизонтов,
- карты зональности фаций — распространения фациальных обстановок пластов,
- карты стратиграфических толщин пластов и структурные карты основных горизонтов,
- обоснование способов моделирования фациальных зон пластов и их переходов,
- обоснование форм и размеров геологических тел,
- обоснование статистических характеристик и параметров вариограмм для фациальных зон,
- обоснование вертикальных и латеральных литологических и петрофизических трендов для фациальных зон,
- выбор геометрии сеток для разных пластов,

- принципы опознания и трассирования нарушений разных пластов,
- обоснование селекции нарушений и организации их в тектоническую модель для каждого пласта,
- прогноз влияния нарушений разных пластов на флюидную модель,
- прогноз зон сжатия и разуплотнения пород (трещиноватости).

Таким образом, концептуальная геологическая модель состоит из двух основных частей: седиментационной модели и тектонической.

При создании седиментационной модели используются данные из различных источников, начиная от данных региональных (рис. П.1.2) и детальных (рис. П.1.3) сейсмических материалов, и заканчивая данными керна (описания колонок, шлифов, петрофизические исследования). Вместе с тем, основную роль в разработке седиментационной модели, помимо данных сейсморазведки, играют данные каротажа, особенно при фациальном анализе (рис. П.1.4 и рис. П.1.5).

Наиболее эффективна совместная визуализация данных сейсмоки и ГИС (рис. П.1.6). При разработке седиментационной модели геолог, безусловно, опирается на результаты теоретических и практических исследований, выполненных для отложений данного типа в этом или другом сходном по строению регионе (рис. П.1.7), включая натурное моделирование (рис. П.1.8). Адекватно построенная седиментационная модель обладает огромным прогностическим потенциалом, позволяя создать 3D геологическую модель даже в условиях ограниченного набора редкой сетки скважин (рис. П.1.9). В настоящее время в наиболее цельном и законченном виде для построения седиментационной модели применяется методика сиквенс-стратиграфии, широко используемая по всему миру.

**Сиквенс-стратиграфия** — раздел стратиграфии, использующий комплексный анализ осадочных образований, основанный на расчленении осадочного бассейна на генетически связанные фации в пределах хроностратиграфически значимых поверхностей (отложения, заключенные между этими поверхностями, формировались в течение определенного времени, фиксируемого возрастом этих поверхностей).

Сиквенс-стратиграфия появилась сравнительно недавно. Несмотря на то, что ее подходы используются уже много лет, официальное появление этой научной дисциплины произошло в 1977 году в связи с выходом в свет научных трудов Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) под названием «Применение сеймостратиграфии при разведке нефти».

Эта работа содержала основные принципы этого нового, хроностратиграфического, подхода к анализу распределения осадков. Вскоре появились другие основополагающие публикации, и сегодня существует большое количество специальной литературы по этой теме, которая широко применяется при поисково-разведочных работах и добыче нефти.

Согласно Парначеву С.В., идейное рождение сиквенс-стратиграфии датируется шестидесятыми годами двадцатого века, когда на Западе выделились три главных стратиграфических школы.

Первая, британско-датская школа (школа Shell) (Дж. Аллен, А. Боума, Ф. Кюнел и др.) «выросла» на изучении стратиграфии северо-западной Европы и востока США. Основными чертами школы стало особое внимание к тонким особенностям внутреннего строения отложений и процессам переноса и аккумуляции отложений. Другой отличительной особенностью является сравнительная неразвитость методов широкомасштабной стратиграфической корреляции, основанной на допущении глобальных (региональных) седиментационных событий.

Вторая школа, Gulf Coast School (Школа побережья залива), развивалась на центральном юге США (Техас — Луизиана) Р. Фишером, В. Галловеем и др. на основании изучения плохообнаженных территорий, имея в своем распоряжении в основном керн, данные сейсмического профилирования и обильный электрокаротаж. В традиции этой школы вошло выделение генетических стратиграфических единиц (genetic stratigraphical units, genetic stratigraphical sequences), объединяющих различные по составу разновозрастные фации, сменяющие друг друга по латерали и в разрезе. Эти единицы разделялись перерывами в осадконакоплении, когда седиментация была чрезвычайно замедлена, или даже происходила незначительная эрозия. Главным фактором, контролирующим размещение фаций, считалось количество поступающего в бассейн осадочного материала.

Третья школа, Cratonic/North Western/Exxon (Северо-Западная школа, школа Эксон), развивалась Л. Слоссом (а позднее — Г. Позаментьером, Дж. Саргом, П. Вейлом, Дж. ван Вагонером и др.) во внутриконтинентальных штатах США, где на тектонически очень стабильных территориях литофации, разделенные выраженными несогласиями, прослеживались на сотни и даже тысячи километров. В рамках школы долгое время велась дискуссия относительно природы такого рода глобальных несогласий — возникли они в результате тектонически обусловленного поднятия/опускания территории, или в результате повышения/понижения уровня моря. Суще-

ственным достижением этой научной группы стало построение кривых, описывающих глобальные эвстатические колебания уровня моря. Позднее в рамках исследовательской группы Эксон (Exxon Production Research Group, EPR) такого рода несогласия были выявлены в пассивных континентальных окраинах практически по всему миру.

Сиквенс (sequence) — основная сиквенс-стратиграфическая единица, образованная относительно согласной последовательностью генетически связанных слоев, ограниченная границами региональных несогласий, образованная за один седиментационный цикл. Региональные стратиграфические сиквенсы охватывают весь бассейн седиментации или его отдельные крупные части. Их граничные поверхности отчетливы в краевых частях бассейнов и часто неразличимы в глубоководных разрезах.

Образование сиквенсов происходит в результате циклического заполнения осадками бассейна седиментации. Периодическое изменение геометрии и объема бассейна является откликом на колебания относительного уровня моря. Последнее обусловлено тремя главными факторами: эвстазией, прогибанием дна бассейна и поступлением осадочного материала. Роль каждого из этих факторов в конкретном районе может быть различной.

В образовании последовательностей сиквенсов значительная роль принадлежит колебаниям уровня моря, которые описаны кривой Вейла (рис. П.1.10). Для фанерозоя выделяются циклы пяти порядков продолжительностью от сотен миллионов до десятков тысяч лет. Образование сиквенсов связано с циклами третьего и значительно реже с циклами четвертого порядка. Более крупные циклы представлены группами сиквенсов (суперсиквенсов и мегасиквенсов), а самые мелкие (четвертого и пятого порядка) выделяются в качестве элементов сиквенсов — парасиквенсов. При сиквенс-стратиграфических исследованиях наибольшее значение имеют циклы третьего (1—5 млн. лет) и второго (10—80 млн. лет) порядка.

Основные составляющие сиквенса и этапы его формирования приведены на рис. П.1.11 и рис. П.1.12. Можно выделить следующие циклы относительного изменения уровня моря — интервалы времени, в течении которых отмечались подъем и понижение уровня моря (рис. П.1.12.):

- периода относительного подъема (ретроградный процесс),
- периода стабилизации (аградационный процесс),
- периода понижения (проградационный процесс).

Относительный подъем уровня моря — кажущееся поднятие уровня моря по отношению к нижележащей поверхности осадконакопления. Выявляется по наличию берегового подошвенного налегания (в случае значительного привноса терригенного материала).

Относительная стабильность уровня моря характеризуется развитием прибрежного кровельного прилегания осадков, образующееся в связи с тем, что базисный уровень седиментации слишком низок, и слои не распространяются вверх по восстанию. При формировании кровельного прилегания обычно развиваются сопутствующие осадочные процессы и эрозия выше базисного уровня, в то же время ниже базисного уровня происходит боковое наращивание слоев (последовательное смещение зон выклинивания ориентировано по направлению к морю).

Относительное понижение уровня моря выявляется по смещению прибрежного налегания вниз по падению, образованию эрозионного среза.

Наиболее важным структурным индикатором относительных изменений уровня моря служат границы распространения налегающих в подошве и прилегающих в кровле слоев в пределах прибрежных фаций приморских комплексов.

Основой строения сиквенса являются парасиквенсы, образующие пачки, организация которых отражает условия осадконакопления (рис. П.1.12.). Проградационная пачка парасиквенсов — характеризуется латеральным смещением в сторону моря и обмелением каждой последующей парасеквенции в заданной точке. Ретроградационная пачка парасиквенсов — характеризуется латеральным смещением в сторону суши и более глубоководным характером каждой последующей парасеквенции. Агградационная пачка парасиквенсов — характеризуется отсутствием значительного латерального смещения, каждая последующая парасеквенция практически повторяет предыдущую.

Основными источниками данных для хроностратиграфической (подход сиквенс-стратиграфии) корреляции служат изучения керна, сейсмических профилей, каротажных кривых, биостратиграфии и вариаций уровня моря.

Сиквенс-стратиграфия обладает огромными прогнозными возможностями. Применяется для целей детальных стратиграфических, литолого-фациальных, палеогеографических исследований. Особенно метод изучения сиквенсов важен для нефтяной геологии при прогнозе распространения и качества нефтематеринских толщ, коллекторов и флюидоупоров. Сиквенс-стратиграфические подразделения относятся к группе специаль-

ных стратиграфических подразделений и могут быть выделены как в терригенных, так и в карбонатных отложениях.

Сиквенс стратиграфия расчленяет осадочный разрез хроностратиграфическими границами, обеспечивающими надежный каркас для корреляции и картирования отложений (рис. П.1.13). Эти границы (поверхности) представляют особый интерес, так как зачастую они являются препятствиями на пути флюида.

Выделение системных трактов и входящих в него парасиквенсов позволяет предсказать распределение фаций и облегчают детальную корреляцию и картирование отложений.

Границы сиквенсов и схемы осадконакопления определяют геометрию, форму, размер пойм и русел, заполняющихся песчаными и глинистыми отложениями при повышении уровня моря, что имеет практическую ценность как при стохастическом, так и, особенно, при объектном фациальном моделировании (рис. П.1.14).

Безусловно, имеются ограничения применения методики сиквенс-стратиграфии, поскольку реальные природные системы значительно сложнее создаваемых моделей, какими являются сиквенс-стратиграфические построения. Так, на ход глобальной эвстатической кривой оказывают влияние региональные и местные факторы (локальное тектоническое поднятие/опускание территории, изменение твердого стока рек и другие процессы). Идеология сиквенс-стратиграфии разрабатывалась для пассивных тектонических окраин и ее приложение для тектонически активных бассейнов с быстрыми и нерегулярными колебаниями уровня моря, а также при наличии синседиментационных разломов требует значительных усилий (рис. П.1.15).

Основной трудностью в применении сиквенс-стратиграфии являются спорные вопросы выделения границ сиквенсов [Парначев С.В., 2003]. Одним из критериев выделения этих границ в модели поверхностей несогласий является прилегание (*onlapping*) – угловое несогласие, характеризующее рост уровня моря (TST) от низшего уровня (LST) с последующим сдвигом фациальных границ к береговой линии. Этот тип границ фиксируется на сейсмических профилях и может быть прослежен корреляцией по ГИС. Однако, в условиях очень пологого падения склона или высокой скорости поднятия уровня моря, когда угол прилегания очень мал, а сдвиг фациальных границ велик (сиквенсы второго типа), такое прослеживание даже с помощью сеймики и ГИС достаточно проблематично (рис. П.1.16).

Возникновение прилегания, фиксирующего наступание береговой линии, также может быть связано с увеличением привноса осадочного материала с побережья. Другой проблемой выделения поверхности несогласия (unconformity surface), разграничивающую сиквенсы, является ее возможная переработка в ходе трансгрессивной волноприбойной эрозии. При трансгрессии береговая эрозия может преобразовать поверхность несогласия (наследуемую от тракта нижнего стояния) в пологий выровненный склон, покрытый галькой или битым ракушняком, тонким слоем плохосортированных штормовых песков, перекрытых сверху шлейфом конденсированных глубоководных отложений.

В выдающихся случаях низкой скорости поднятия уровня моря степень береговой эрозии настолько велика, что уничтоженными оказываются даже части предыдущего сиквенса. Именно такие «глубокие» эрозионные врезки наиболее отчетливо распознаются на сейсмических разрезах. Кроме того, поверхности несогласия также могут быть выработаны на стадиях морской регрессии (HST, LST), если ее скорость достаточно низка.

Подобные ограничения в распознавании эрозионных границ сиквенсов способствовали развитию и применению модели генетических стратиграфических сиквенсов Галлоуэя (W. Galloway), принципы выделения сиквенсов которой дополняют, а в ряде случаев успешно заменяют собой эрозионные поверхности. В модели Галлоуэя границами сиквенсов (или генетических стратиграфических единиц) признаются поверхности максимального затопления (mfs), маркирующие поверхности отложений трансгрессивного тракта (TST) и представляющие собой конденсированные отложения. Последние фиксируются как на шельфе, так и в пределах глубоководной части бассейна, легко распознаются в керне и по каротажу, обычно служат региональными (субрегиональными) реперными отражающими горизонтами в сейсмических исследованиях.

Вместе с тем, несмотря на присущие ей ограничения, новаторская ценность сиквенс-стратиграфии заключается в представлении целостной и достаточно гибкой схемы, предсказывающей изменения режима седиментации морской (океанической) окраины в зависимости от динамики относительного уровня моря и обеспеченности его привносимым осадочным материалом.

Это позволяет оценивать протяженность перспективных в нефтегазовом аспекте песчаных тел, наличие и расположение разновозрастных пространственно разобщенных коллекторов, формулировать принципы

корреляции границ по скважинным данным и сейсмическим разрезам, обеспечивая создание концептуальной модели месторождения.

**Корреляционные построения** являются основой структурно-стратиграфического каркаса трехмерной геологической модели, ошибки в работе над моделью на этом этапе могут перечеркнуть всю дальнейшую работу по созданию модели.

Геологические границы, выделяемые в разрезе скважин между различными комплексами пород, можно разделить на два основных класса: границы между разновозрастными породами и границы между отложениями, представленными различным литологическим составом.

Границы между разновозрастными комплексами — стратиграфические границы — нужны для локализации пород, откладывавшихся одновременно. Целью выделения слоев пород одного возраста является проведение анализа условий седиментации каждого такого слоя и прогноз распространения фациальных зон в межскважинном пространстве. Литологические границы бывают важны на этапе детального расчленения продуктивного интервала с целью локализации отдельных, гидродинамически не связанных между собой тел коллекторов, что важно для проектирования разработки месторождений. Литологическими границами также являются границы по кровле и по подошве коллекторов в пределах выделенного пласта. Они используются для геометризации структурных ловушек и при двумерном картопостроении при подсчете запасов.

Для того, чтобы начать выполнение корреляции скважинных данных, необходимо выделить интересующие границы по одной или нескольким скважинам. Стратиграфические границы между разновозрастными комплексами пород выделяются с использованием данных анализа керн. При анализе керн рассматриваются остатки организмов и по преобладающей фауне породы относят к тому или иному возрасту. Реже используется радиоизотопный метод датирования пород. Кроме информации о возрасте пород при выделении границ используется информация об их физических свойствах и литологическом составе. В скважинах с наиболее полным набором информации производится выделение стратиграфических границ. Затем такие скважины используются в качестве опорных для проведения корреляции.

Корреляция геологических границ по скважинным данным представляет собой процесс сопоставления данных в соседних скважинах и прослеживание границ, разделяющих комплексы пород от скважины к скважине. К

скважинным данным, которые могут использоваться для проведения корреляции, можно отнести данные керна, данные геофизических исследований и др. Поскольку на практике в большинстве скважин геологический разрез бывает целиком изучен только методами скважинной геофизики (каротажа), то корреляцию выполняют именно с использованием каротажных кривых. Естественно, что во избежание ошибок корреляции, особенно при больших расстояниях между скважинами в сложном геологическом разрезе, можно и обязательно нужно использовать данные сейсморазведки (рис. П.1.17).

Технология прослеживания границ с использованием каротажных диаграмм основана на сопоставлении кривых в соседних скважинах, выделении интервалов, характеризующихся похожим поведением кривых. То есть при трассировании границ на каротажных кривых отыскиваются не сходные пики, а сходные интервалы. На этом же принципе основаны и программы автоматической корреляции скважин (рис. П.1.18).

Существует два основных ограничения при трассировании геологических границ. Это ограничение структурного характера, при котором контролируется глубинное положение выделяемых границ, и ограничение, касающееся изменений общих толщин выделяемых интервалов по площади.

Ограничения структурного характера относятся к сопоставлению положения выделяемых границ в разрезе скважин. Так при значительном перепаде глубин выделяемых геологических границ в соседних скважинах мы имеем дело с резким падением структуры, которое может быть вызвано либо тектоническими нарушениями большой амплитуды, либо большим углом падения пластов. При отсутствии информации о наличии таких геологических особенностей предположение о существенном изменении гипсометрического положения границ является необоснованным.

Ограничения, касающиеся общих толщин выделяемых в разрезе скважин интервалов, основаны на представлениях о палеогеоморфологической обстановке. Диапазон изменения общих толщин в интервале геологического разреза в общем случае зависит от диапазона изменения высот палеорельефа. Чем более изрезанным был рельеф местности на момент осадконакопления, тем более изменчивыми могут быть общие толщины пластов. И наоборот — на фоне пологого рельефа местности осадки накапливаются равномерно и их мощность меняется достаточно плавно по площади.

Таким образом, до начала проведения корреляции необходимо иметь как минимум общую априорную информацию о геологическом строении разреза и условиях формирования выделяемых интервалов.

При проведении корреляции на начальном этапе с целью уменьшить возможную ошибку и увеличить количество опорных скважин на площади выделяют группу скважин, имеющих минимальную кривизну ствола. К таким скважинам, как правило, относятся все поисково-разведочные скважины и некоторое количество эксплуатационных скважин. Установив границы в данных скважинах, можно уже примерно представлять региональные закономерности их изменения — направления падения пластов, изменения их мощности и др. Затем, используя полученный набор опорных скважин, проводится корреляция границ по остальным скважинам.

Наиболее значимым моментом является выбор эталонной скважины с наиболее полным, четко дифференцированным разрезом, содержащим все продуктивные пласты и реперные элементы, и, желательно, расположенную в центре объекта. На эталонном разрезе отмечают выявленные реперы и производят индексацию продуктивных пластов.

С разрезом эталонной скважины поочередно сравнивают разрезы соседних скважин, т. е. выполняют парную корреляцию разрезов скважин. Для этого в паре скважин совмещают выявленные реперы, и сопоставляют разрезы скважин, обращая внимание на изменение толщины между реперами и последовательность напластования.

Затем снизу вверх коррелируют отложения, залегающие между одноименными реперами, в первую очередь, обращая внимание на непроницаемые (глинистые) разделы, а затем — пласты-коллекторы между ними. При нарушении напластования сопоставление скважин проводят также и сверху вниз.

В случаях, если скважина не вскрывает основной репер, используют реперы перехвата, то есть дополнительные реперы, которые не столь выдержанны по площади, но имеют характерную конфигурацию кривых ГИС и расположены рядом с основным. Сопоставление разреза скважины завершается индексацией одноименных пластов согласно эталонному разрезу.

Затем последовательно производят парные корреляции скважин, расположенных в непосредственной близости от прокоррелированных скважин и т.д. По мере просмотра каротажа разрезы скважин по возможности группируют, выделяя определенные типы разрезов. При наличии нескольких типов разрезов для каждого типа выбирают опорную скважину. Корре-

ляцию выполняют отдельно для каждого типа разрезов, впоследствии связывая их между собой. Проверка детальной корреляции осуществляется по пересекающимся профилям и картам толщин.

В большинстве случаев проведение корреляции данных ГИС с целью выделения геологических объектов производится вручную, путем визуального сопоставления каротажных диаграмм. От масштаба представления диаграмм зависит точность простановки границ. Если на экране монитора в одном сантиметре изображения умещается 50 м геологического разреза, то ошибка при установке границы может составить до 10 м, даже в случае очень тщательной работы.

Идеальный вариант — установление границ с точностью до шага дискретизации каротажных диаграмм, который в подавляющем большинстве случаев составляет 0,2 м. Однако для этого нужно отображать диаграммы в очень крупном масштабе, при котором из поля зрения выпадают участки каротажных диаграмм выше и ниже анализируемого интервала, что часто приводит к серьезным ошибкам. Для установления точного положения геологических границ следует просматривать каротажные диаграммы в два приема: сначала в мелком масштабе грубо устанавливается примерное положение границ, затем в более крупном масштабе оно корректируется.

Для корректного установления геологических границ необходимо иметь представления о физическом смысле показаний геофизических диаграмм и уметь оперативно оценивать литологический состав горных пород, выделяющих те или иные выделяемые пачки. Четкими маркирующими границами на различных площадях могут являться прослой углей, плотных пород, тонкоотмученных высокоомных глин или иных отложений, маркирующих смену обстановки осадконакопления.

В терригенных разрезах Западной Сибири пластами-покрышками в подавляющем большинстве случаев являются мощные глинистые пачки, связанные с трансгрессивным этапом развития исследуемой площади. Прослеживание границ со сходными физическими характеристиками в такой пачке позволяет выделить стратиграфическую кровлю пласта. Стратиграфическая подошва пласта также легко выделяется при наличии подобной глинистой пачки в нижней части целевого интервала геологического разреза. Однако, в случаях отсутствия такой пачки для выделения стратиграфической подошвы пласта используют другие подходы — данные керна, представление о геологическом строении объекта и т.д. Таким образом, наличие стратиграфической кровли и подошвы пласта в совокупности с данными

о распространении коллекторов позволяет произвести пространственную геометризацию залежи.

Корреляция геологических границ может быть выполнена и с использованием только одного метода ГИС, однако такие случаи очень редки. Примером могут служить границы баженовской свиты, представленной аргиллитами, характеризующимися аномально высокими показаниями гамма-метода или граница кровли сеноманских отложений, характеризующаяся резким переходом от преимущественно глинистых отложений палеогена к песчанистым отложениям верхнего мела. Несмотря на достаточно уверенное выделение таких границ при использовании одного геофизического метода рекомендуется использовать более одного метода, что позволит исключить влияние возможного наличия брака в отдельных каротажных кривых.

В большинстве случаев границы не выражены четко на одной определенной каротажной кривой. Для корреляции используется весь комплекс геофизических методов, который был использован для изучения ствола скважины. Для различных регионов существуют стандартные комплексы геофизических методов, которые являются оптимальными для изучения геологического разреза. Для условий Западной Сибири стандартным комплексом является набор следующих методов: БК, БКЗ, ИК, ПЗ, ПС, РК. В отдельных скважинах или на определенных площадях могут быть дополнительно выполнены другие специальные геофизические исследования.

В проведении корреляции разрезов скважин по данным ГИС можно выделить два основных этапа: выделение глобальных седиментационных циклов осадконакопления, имеющих значительные мощности и довольно резкие изменения в показаниях методов каротажа (выделение периодов, эпох, свит и т.п.), и детальная корреляция разрезов скважин в интервале продуктивной толщи пород.

На первом этапе корреляции разрезов скважин выделяют и прослеживают по площади основные реперные границы во всем интервале скважин, часто совпадающие с границами стратиграфических объектов. Полученные отметки в дальнейшем используются с целью проведения палеотектонического анализа развития площади, для увязки данных сейсморазведки и получения скоростной толстослойной модели.

На следующем этапе выделяют кровли и подошвы целевых объектов — продуктивных и перспективных пластов. При выделении границ целевых объектов необходимо учитывать всю имеющуюся в наличии информацию

о данных объектах: данные исследования керна, интервалы перфорации и результаты испытания, предварительную обработку данных ГИС, границы ближайших отражающих поверхностей, полученные по данным сейсморазведки, априорное представление о геологическом строении объекта и т.п.

С целью последующего палеотектонического анализа развития площади на этапе формирования пласта необходимо выделять не литологические, а стратиграфические границы интервала, вмещающего целевой геологический объект. Кроме того, в случае выделения объектов, имеющих сложное литологическое строение, наличие стратиграфических границ кровли и подошвы пласта позволяет повысить достоверность определения зон литологических экранов и ловушек.

На рис. П.1.19 и рис. П.1.20 показан яркий пример взаимосвязи принятой концептуальной седиментационной модели и корреляции геологических границ [Беспалова Е.Б., Медведев А.Л., Кузина Е.В., Масалкин Ю.В., 2008]. В результате комплексного анализа геолого-геофизических данных ГИС, керна и сейсморазведки Каменного месторождения авторами была разработана новая модель продуктивных отложений викуловской свиты с врезанными долинами флювиального и эстуариевого генезиса, развитыми в прибрежно-морских «стандартных» отложениях. Врезанные долины имеют собственную геометрию распространения по площади, очевидной связи со структурными элементами не наблюдается. Кроме того, водонефтяной контакт (ВНК) в отложениях заполнения врезанной долины выделяется на 20 м ниже, чем в отложениях обычной викуловской свиты.

Несогласное залегание отложений врезанной долины и картирование распространения их по площади позволяет провести корректную (в рамках принятой концептуальной модели) корреляцию пластов, когда подошва отложений комплекса врезанной долины с эрозионным несогласием «сечет» слоевые границы отложений обычной викуловской свиты.

Другой пример [Пинус О.В., Пайразян К.В., 2008] демонстрирует практическую ценность концептуальной седиментационной модели для геологического моделирования 3D. Детальные седиментологические изучения отложений парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения, проводившиеся в последние 20 лет по керну более 30 разведочных скважин, позволили сделать вывод о том, что накопление песчаного материала происходило в условиях обширной прибрежной равнины и было связано с системой речных русел разветвленного типа (рис. П.1.21).

Исходя из этого, был сделан вывод о целесообразности использования алгоритма объектного моделирования флювиальных русел. Здесь, в первую очередь, возник вопрос о подборе адекватных параметров моделирования. Диапазон изменений мощности отложений отдельно взятого русла оценивался напрямую по седиментологическим данным из описаний керна. Для остальных параметров, описывающих пространственную геометрию русел, существовали значительно большие неопределенности. При отсутствии данных сейсморазведки 3D и изученных аналогов в обнажениях, эти параметры могли быть получены только по современным речным системам со сходными условиями седиментации.

Специфические условия осадконакопления, существовавшие в докембрии, значительно осложнили поиск аналога. Авторами были проанализированы современные речные системы разветвленного типа, формирующиеся в условиях минимального растительного покрова (аридные и субарктические зоны). В результате были выбраны два предполагаемых аналога (речные системы из центральной Австралии и Исландии), по которым были взяты параметры (рис. П.1.22). Для моделирования прибрежных фаций (отложений приливных платформ) был использован алгоритм последовательного индикаторного моделирования (SIS), где овал анизотропии был ориентирован параллельно предполагаемой береговой линии. Для получения плавного перехода между флювиальными и прибрежными отложениями применялся алгоритм моделирования фациальных переходов (Facies Transitions Modeling). Таким образом, была построена комплексная гибридная трехмерная литолого-фациальная модель, в которой различными методами скомбинированы флювиальные, прибрежные фации и переходная зона — флювиальные русла прорезают прибрежные песчаники.

Заметим, что концептуальная седиментационная модель широко и эффективно используется не только на этапах разведки и эксплуатации месторождений, когда создается основная масса 3D моделей, но и на поисковом этапе [Голованов Д.Ю., Русаков В.А., 2008].

Для построения **тектонической модели** используются данные различного масштаба и методов различной физической природы: описания керна и обнажений (рис. П.1.23), сейсмической интерпретации (рис. П.1.24), гравии, магниторазведки и дистанционных методов (рис. П.1.25 и рис. П.1.26), физического моделирования (рис. П.1.8) и др. На сегодняшний день определяющую роль в построении тектонической модели играют данные 3D сейс-

моразведки, позволяющие протрассировать и увязать в единую систему нарушения для каждого пласта (группы пластов) в разрезе (рис. П.1.27).

На основе этой информации выполняется комплексный палеотектонический и тектонофизический анализ, позволяющий вместе получить целостную картину тектонического развития территории за геологическое время, оценить степень влияния нарушений друг на друга и на геологическую модель резервуара.

**Палеотектонический анализ** проводится с целью оценки влияния конседиментационных и постседиментационных тектонических процессов на формирование коллекторов нефти и газа и нефтегазовых залежей [Денисов С.Б., 2005]. Палеотектонический анализ проводится на основе изучения изменения толщин стратиграфических пачек пород.

Теоретические и методические основы палеотектонического анализа на основе изучения толщин заложены В.В. Белоусовым. Они базируются на утверждении, что толщины стратиграфических пачек в осадочных бассейнах зависят от амплитуды тектонических движений. Формирование стратиграфических пачек при компенсированном осадконакоплении заканчивается формированием стратиграфических поверхностей выравнивания. Опираясь на данные утверждения, можно решать обратную задачу – восстановление истории тектонического развития. Метод анализа толщин стратиграфических пачек для восстановления истории тектонического развития имеет ряд ограничений, которые следует учитывать при его применении. В частности, не всегда при завершении формирования циклов осадконакопления формируются поверхности выравнивания и реализуется процесс компенсированного осадконакопления.

Методы палеотектонического анализа включают, в том числе, построение палеотектонических разрезов и карт толщин стратиграфических горизонтов. Палеотектонические разрезы позволяют оценить характер тектонических движений в заданных направлениях. Оптимальными направлениями таких разрезов являются направления по наибольшему и наименьшему градиентам изменения толщин (по падению и простирацию структур, палеосклонов и др.).

Палеотектонические разрезы строятся от кровель стратиграфических горизонтов вниз. Кровля стратиграфической поверхности (поверхности выравнивания) имеет форму горизонтальной линии. Построения начинают с нижнего стратиграфического горизонта, последовательно наращивая разрез по мере перехода к вышележащим стратиграфическим горизонтам.

Каждая последующая верхняя стратиграфическая граница строится в виде горизонтальной линии, и от нее вниз откладываются толщины нижележащих стратиграфических горизонтов. Технология построения палеотектонических профилей по данным ГИС и сейсморазведки идентична (рис. П.1.28 и рис. П.1.29). При построении палеотектонических сейсмических профилей выравнивание производится по отражающим сейсмическим горизонтам. Палеотектоническая карта представляет собой карту толщины стратиграфического горизонта или нескольких стратиграфических горизонтов. Такие карты наиболее наглядны и информативны для решения задач палеотектонического анализа, поскольку позволяют проанализировать информацию в пределах всей изучаемой площади. Набор таких карт позволяет изучить тектоническую историю рассматриваемого участка геолого-разведочных работ как в геологическом времени, так и в пространстве.

**Тектонофизический** анализ [Гзовский М.В., 1975] рассматривает механизм развития деформационных структурных элементов (нарушений) и связанных с этим геомеханических полей напряжений. Тектонофизика является областью знания, граничной между геотектоникой, геофизикой, механикой горных пород, учением о сопротивлении материалов и гидромеханикой. Тектонофизика является связующим звеном между геологией и геофизикой, тектонические явления рассматриваются в ней как физические процессы. В тектонофизике геологические данные переводятся на язык количественных характеристик и математики, который свойствен геофизике и всей физике в целом.

Одной из важнейших составляющих комплекса геолого-геофизических исследований на нефтегазоносных площадях являются тектонофизические методы изучения складок и разрывов, выявляющие связь между деформациями и особенностями напряжённого состояния пород, участвующих в дислокациях.

Помимо прямого изучения разрывных нарушений в полевых условиях и выделения их по комплексу геофизических методов, используется также физическое моделирование разломов в лабораторных условиях. Такое моделирование, проведенное с соблюдением условий подобия, иногда дает единственную возможность проследить эволюционную динамику изучаемого процесса, определить главные факторы развития структуры и оценить направленность их действия.

Системное использование физического моделирования тектонических структур в нашей стране началось в 1950 году с создания в Институте тео-

ретической геофизики (ныне ИФЗ РАН) лаборатории экспериментальной тектоники под руководством М.В. Гзовского.

Им был проведен математический анализ уравнений механики, описывающих процессы деформации структурированных сред, и предложены основные уравнения подобия, составившие теоретическую основу физического моделирования. Посредством этих уравнений оценивались механические свойства эквивалентных материалов. В конечном счёте им были разработаны 5 принципов физического моделирования процессов формирования тектонических структур, вытекающих один из другого и взаимодействующих друг друга: подобие моделей природным объектам, селективности, сепарации, аппроксимации и статистической обоснованности результатов. Разработанные М.В. Гзовским специальные приборы и методические вопросы позволили изучить реологические свойства ряда материалов, рекомендовать их для использования при моделировании.

Это направление до настоящего времени остается недостаточно востребованным при разработке нефтяных и газовых месторождений. В данном случае речь идёт не о способах выделения и картирования разнопорядковых разрывных нарушений на площади месторождения, что успешно делается по комплексу современных геофизических методов, а о реконструкции поля напряжений, пространственной ориентировки трещиноватости, влияния их на особенности фильтрации флюидов.

В общем виде физическое моделирование по своим задачам и содержанию сводится к моделированию структур и процессов [Гладков А.С. и др., 2008]. Воспроизведение сложных схем формирования крупных разломных зон в осадочном чехле подразумевает развитие нескольких этапов движения блоков фундамента, в том числе и со сменой направления их перемещения. При этом в чехле над глубинными разломами формируются сдвиговые зоны, внутреннее строение которых представлено разноориентированными системами разрывов, парагенетически между собой связанных. Условно их можно разделить на три группы: субвертикальные, наклонные и субгоризонтальные.

Субвертикальные разломы достаточно хорошо диагностируются современными геофизическими методами, дешифрированием аэро и космоснимков, прямыми полевыми исследованиями. Чаще всего они представлены зонами сгущения субпараллельных крупных трещин, кулисообразно подставляющих друг друга в относительно пластичных средах, либо зонами дробления и брекчирования пород в твёрдых и хрупких средах.

Субгоризонтальные разрывные нарушения представляют собой зоны межслоевого скольжения и деформаций вещества пород мощностью до нескольких метров. Как правило, они приурочены к границам слоёв с разными физико-механическими свойствами. Результаты физического моделирования показывают, что разломы этого типа распространены также широко, как и субвертикальные. Однако их диагностика по очевидным причинам представляет серьезные трудности. В обнажениях горных пород это зоны расщепления, дробления и милонитизации. Для нефтяной геологии прогнозирование таких зон означает более точное понимание поведения вмещающих и экранирующих пластов по площади.

С развитием сейсморазведки 3D у геологов появился новый мощный инструмент для диагностики разрывных нарушений на локальных структурах, которым они не замедлили воспользоваться. За последние годы в печати и на научных конференциях появилось много сообщений о формах проявления и природе тектонических нарушений в надсдвиговых зонах [Гогенков Г.Н., Кашик А. С, Тимурзиев А.И., 2005].

Современные программные комплексы для построения геологических моделей обладают соответствующими модулями для создания корректной модели разломов и дальнейшего её учёта при построении структурного каркаса при помощи регулярных или нерегулярных сеток. Независимо от конечной задачи, сетка должна отражать геологическую структуру моделируемого месторождения, важной составляющей которого являются разрывные нарушения. Результатом построения модели разломов является система поверхностей, согласованных между собой и структурными поверхностями, имеющая ограничения, соединения и пересечения в общей сетке.

В зависимости от генетической природы разломов, они играют ту или иную роль в миграции флюидов: могут представлять собой непроницаемый для флюидов экран, либо, напротив, зону повышенной фильтрации вдоль разлома по системе трещин или зоне брекчированных пород. Создание корректной модели разломов с учётом тектонофизических законов их образования позволяет с большой долей вероятности прогнозировать фильтрационные характеристики разных групп разломов в конкретных геологических средах. К сожалению, геологических данных в границах одной локальной структуры, как правило, бывает недостаточно для реконструкции региональной модели разломов. Для этого необходимо привлекать материалы региональных сейсмических работ, аэро и космических съемок с целью дешифрирования разномасштабных разломов на достаточно большой площади.

Тектонофизический анализ диагностированных разломов позволяет реконструировать поле напряжений, приведшее к их образованию, то есть установить пространственное направление главных деформирующих факторов — осей сжатия и растяжения. Для этого необходимо выявить парагенетические зависимости между отдельными системами нарушений, установить их соподчинённость, дать морфогенетическую типизацию.

В настоящее время элементы тектонофизического анализа присутствуют только в некоторых пакетах геологического моделирования 3D (рис. П.1.30), хотя для тектонически активных районов со сложными структурными формами и наличием трещиноватости наличие в пакетах геологического моделирования модулей тектонофизического анализа было бы весьма полезно.

Так же как седиментационная модель помогает коррелировать стратиграфические поверхности, тектоническая модель помогает трассировать и увязывать нарушения в систему, особенно в условиях недостаточности или плохого качества сейсмических материалов. Например, в условиях низкого качества сейсмических данных из-за сложных поверхностных условиях в предгорьях Анд (рис. П.1.31) авторами рассматривались [E.A. Rosselo, V.A. Nevistic, L. Pina, C.P. Bordarampe, C. Colo, 2005] два возможных варианта интерпретации сейсмических нарушений, связанных с механизмом образования надвигов или обычных нарушений «цветочного» типа. Анализ региональных данных по полям напряжений и изучение обнажений позволило принять концепцию надвигов и провести увязку нарушений исходя из этой модели.

Другой пример связан с выявлением горизонтальных сдвигов фундамента [Г.Н. Гогоненков, А.С. Кашик, А.И. Тимурзиев, 2005] на ряде месторождений севера Западной Сибири и формированием разнонаправленных систем тектонических нарушений (рис. П.1.27 и рис. П.1.32) в отложениях осадочного чехла. Это позволило правильно провести увязку тектонических нарушений для различных пластов при построении 3D геологической модели.

В тектонически активных областях седиментационная и тектоническая концептуальные модели особенно неразрывно связаны друг с другом, поскольку только совместный анализ тектонических и седиментационных процессов позволяет воссоздать адекватную модель нефтегазового резервуара.



Рис.П.1.1. Концептуальная модель и ее значимость для 3D геологического моделирования (использованы рисунки К.А.Костеневича, И.В. Федорцова и Е.А. Rosselo, V.A. Nevistic, L. Pina, C.P. Bordarampe, C. Colo)

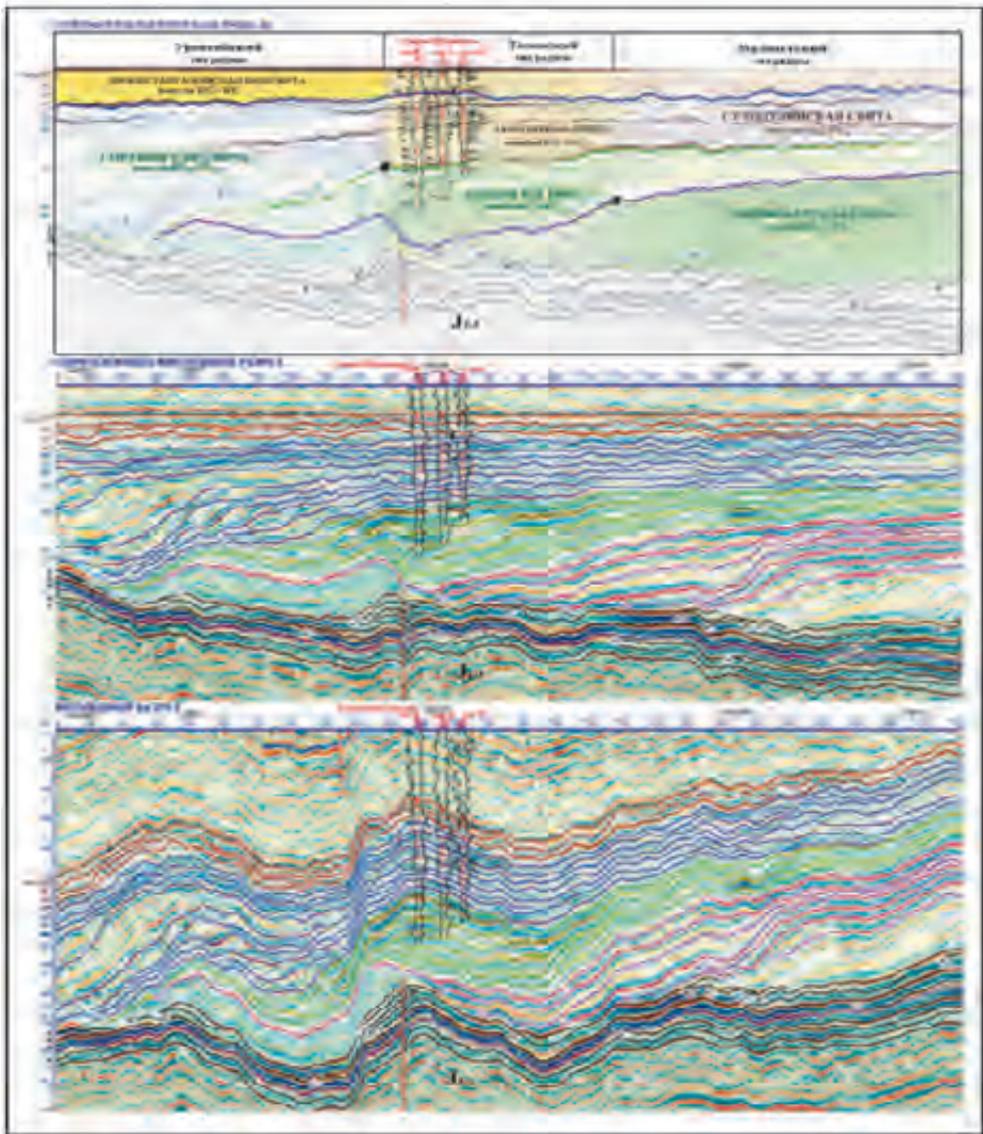


Рис.П.1.2. Сейсмостратиграфическая модель берриас-валанжинских отложений по региональному профилю пр. 33 Большешетской зоны (материалы ОАО «ЛУКОЙЛ»)

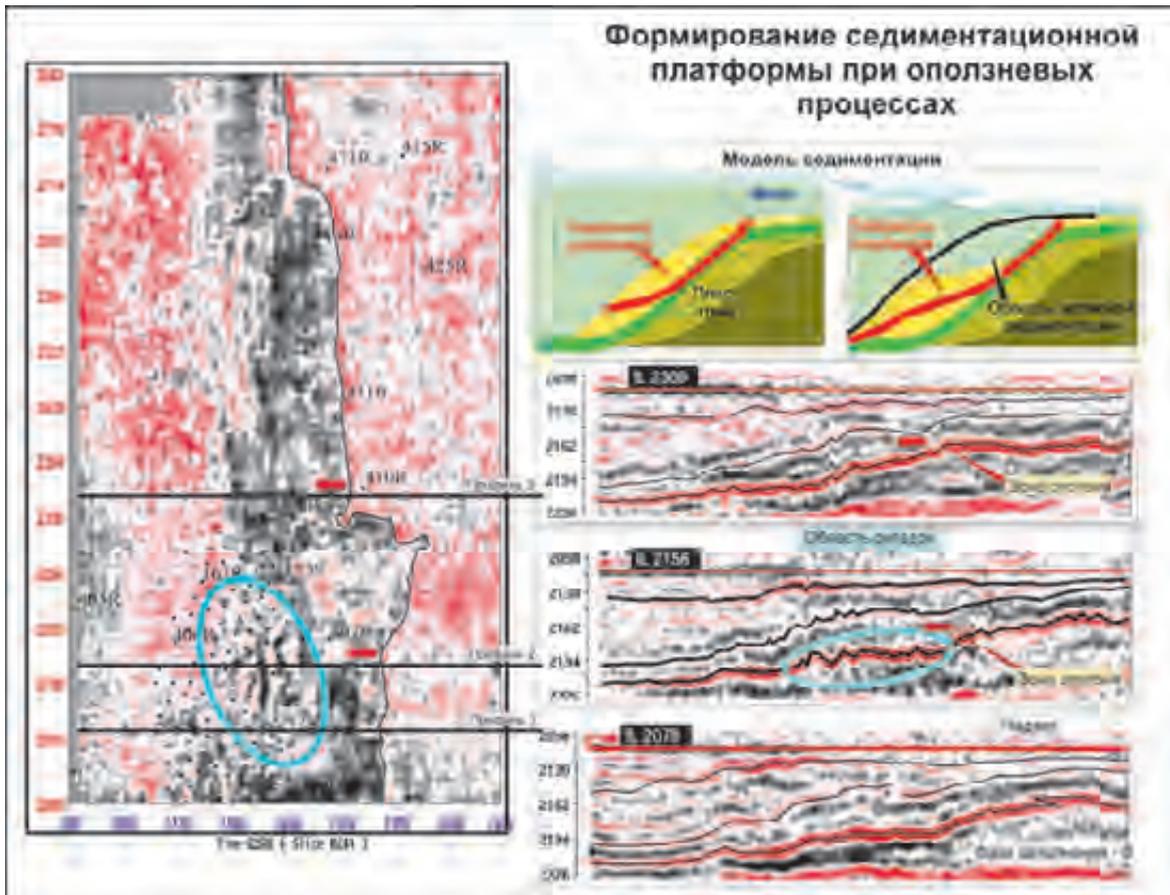


Рис.П.1.3. Анализ данных сейсморазведки 3Д при создании концептуальной модели осадконакопления (материалы ОАО «ЦГЭ»)

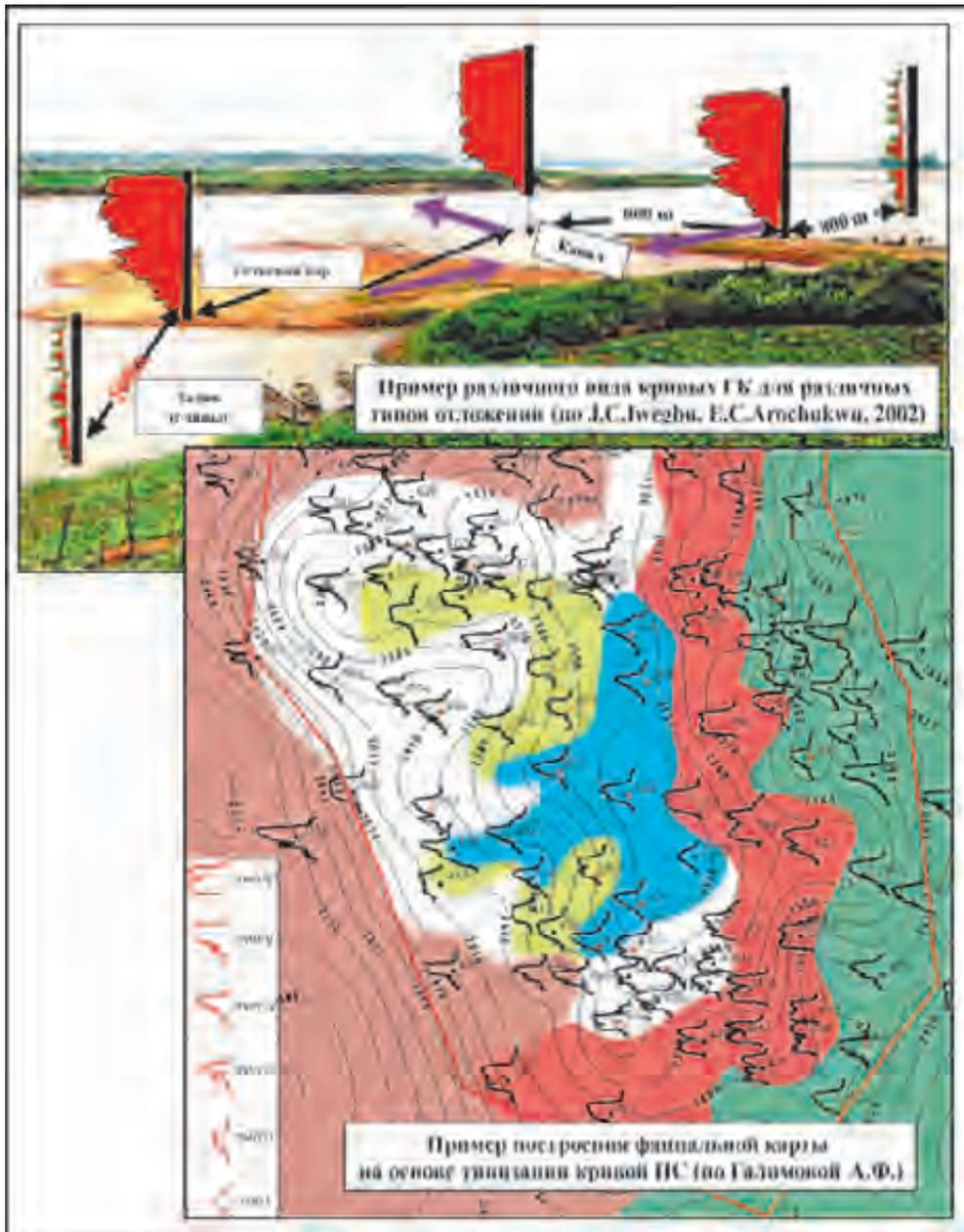


Рис.П.1.4. Примеры использования кривых каротажа для фациального анализа

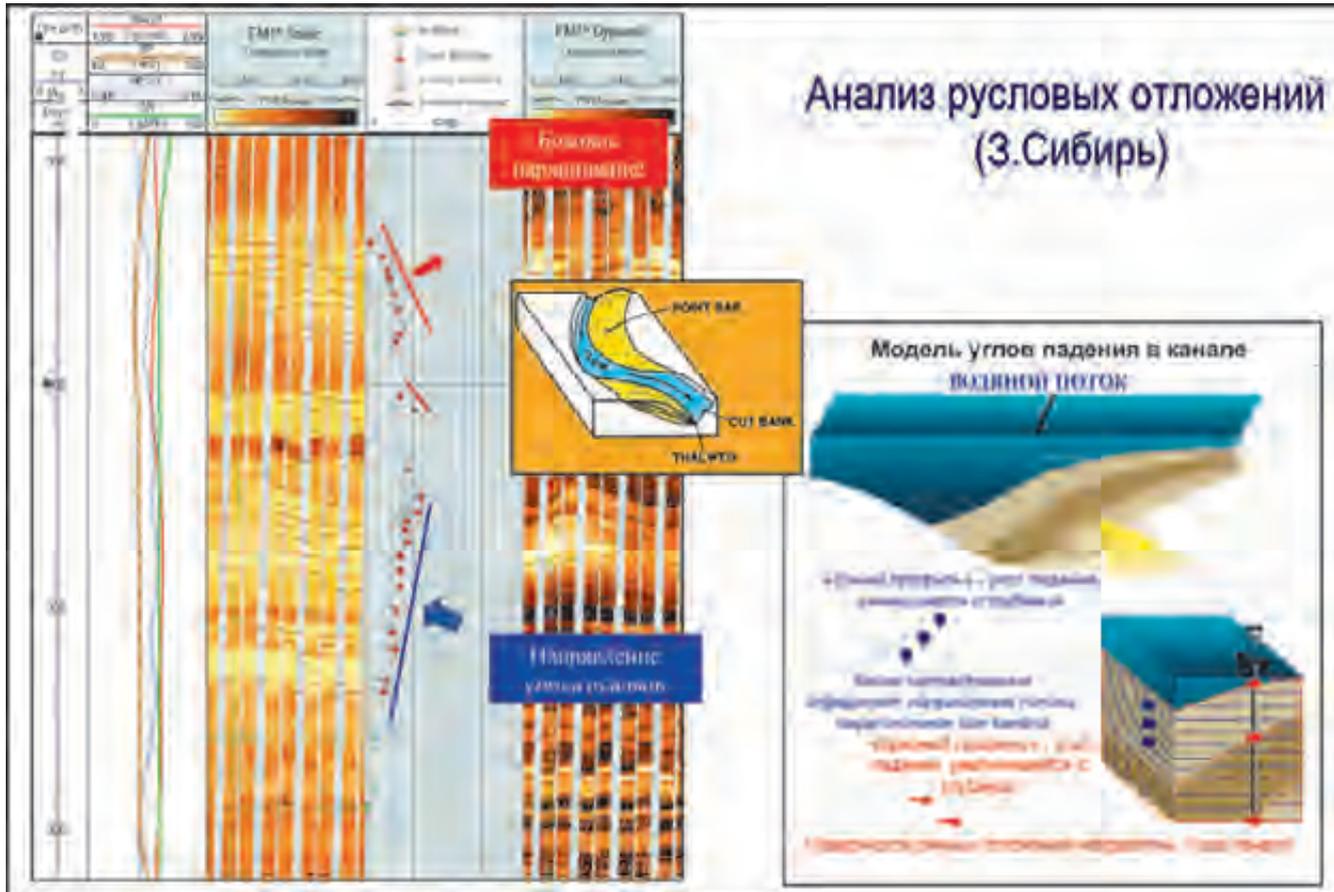


Рис.П.1.5. Пример использования имиджевого картожа при восстановлении условий осадконакопления (прибор Шлюмберже)

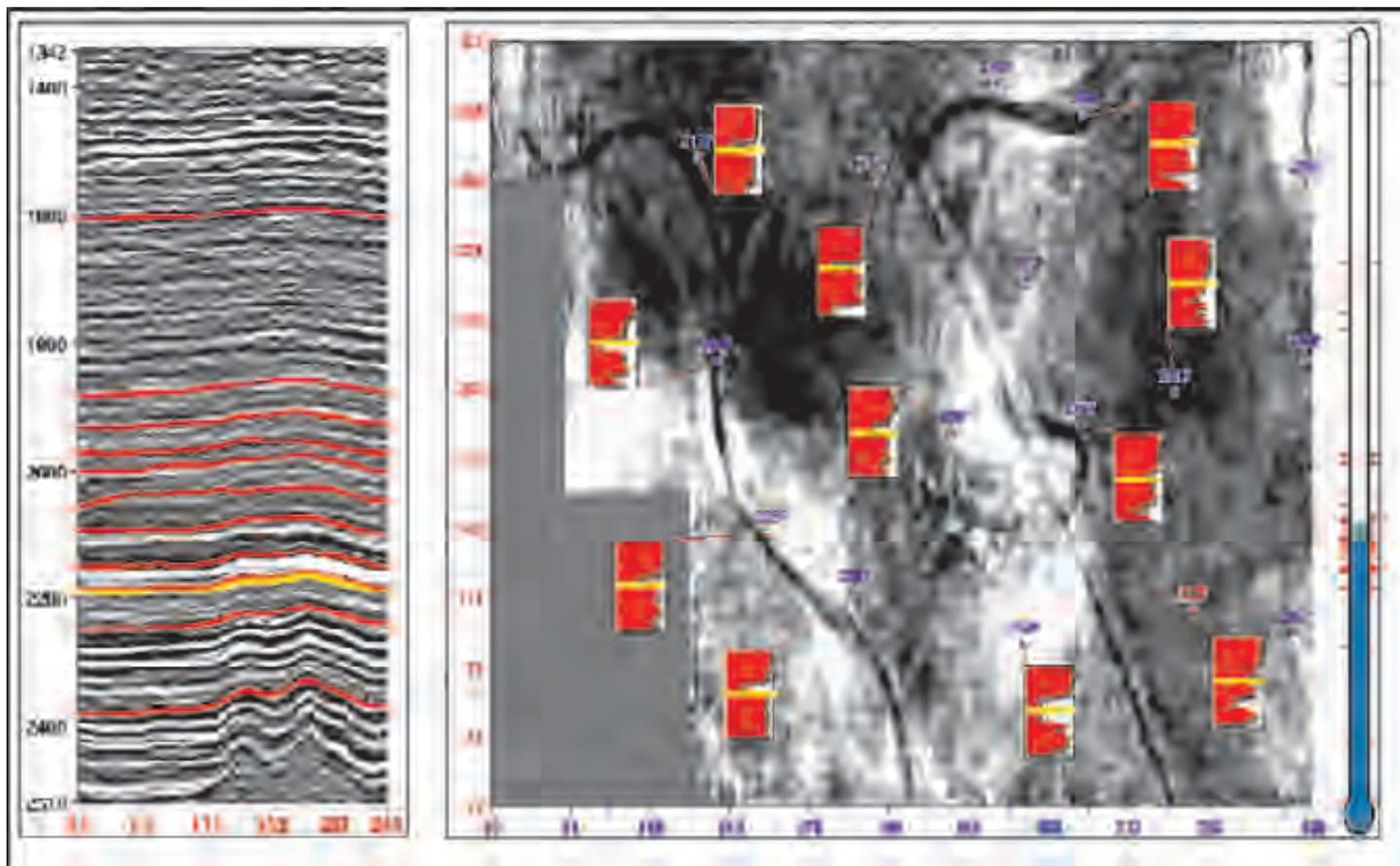


Рис.П.1.6. Седиментационный анализ данных сейсморазведки и ГИС  
(материалы ОАО «ЦГЭ», пакет DV)



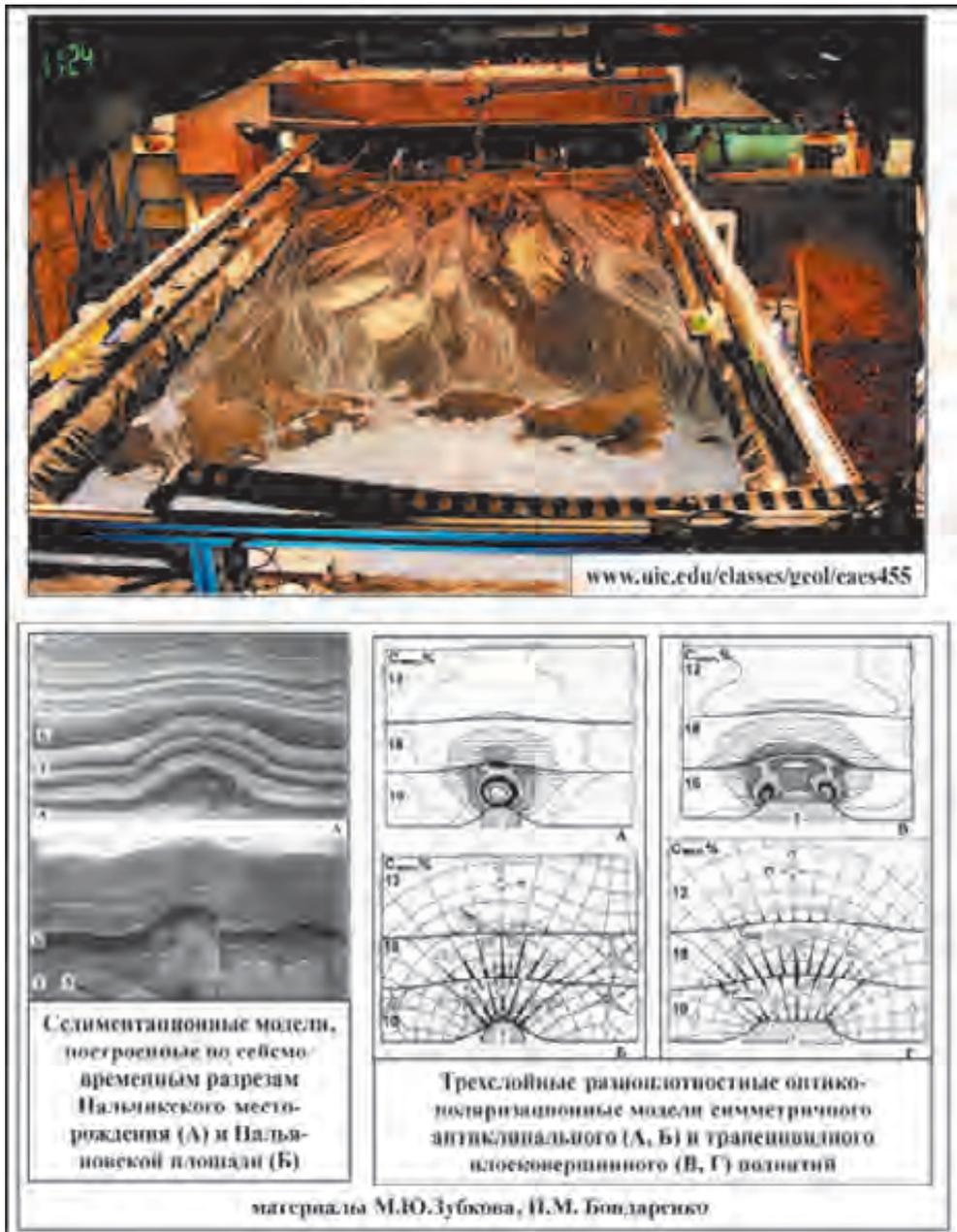
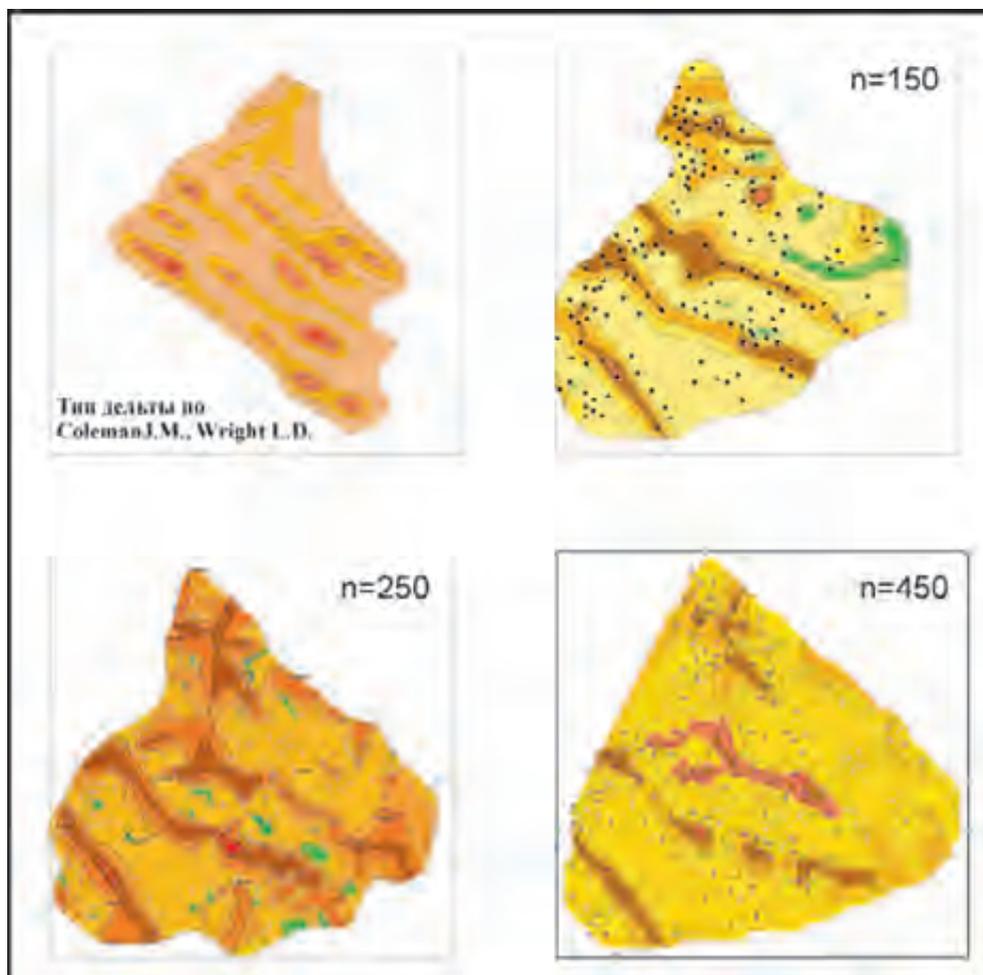


Рис.П.1.8. Примеры натурального моделирования геологических процессов



**Рис.П.1.9.** Геологическая модель (карта эффективных толщин) дельтовых отложений, построенная по разному числу скважин (материалы ОАО «ЦГЭ»)

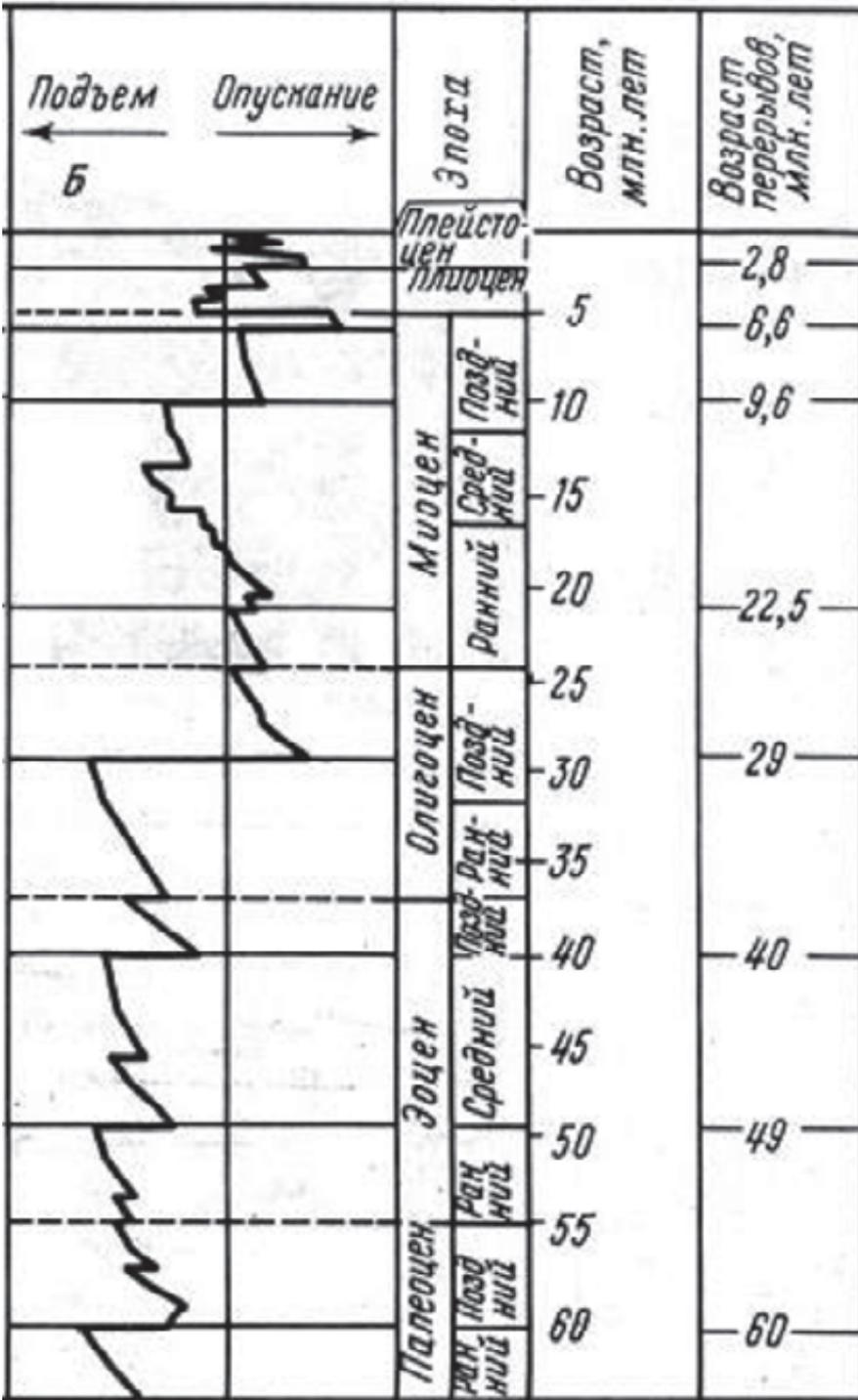


Рис. П.1.10. Кривая относительных изменений уровня моря (Вейла)

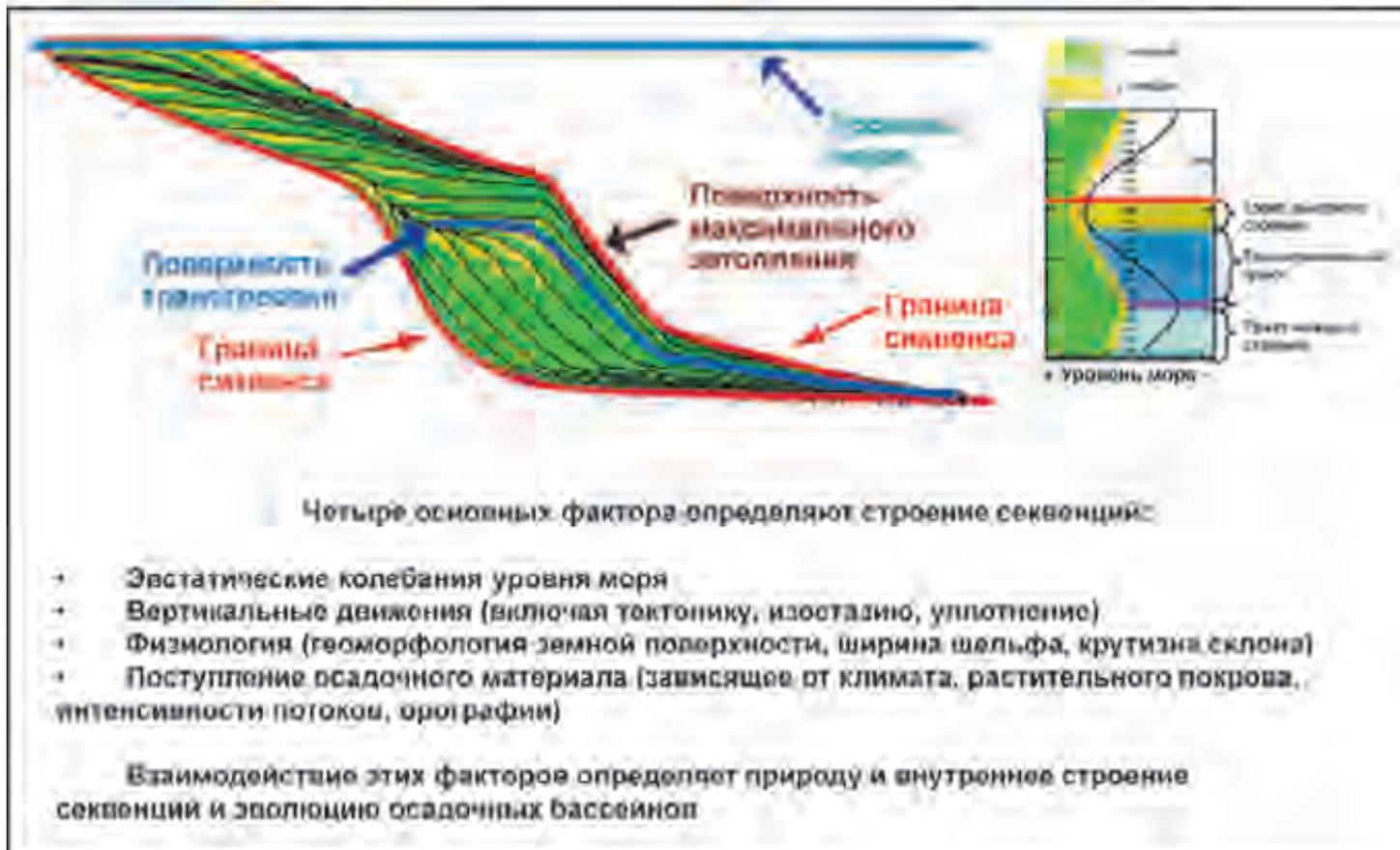


Рис.П.1.11. Схематическая модель формирования сиквенса (по D.Emery и K.J.Myers, 1996)

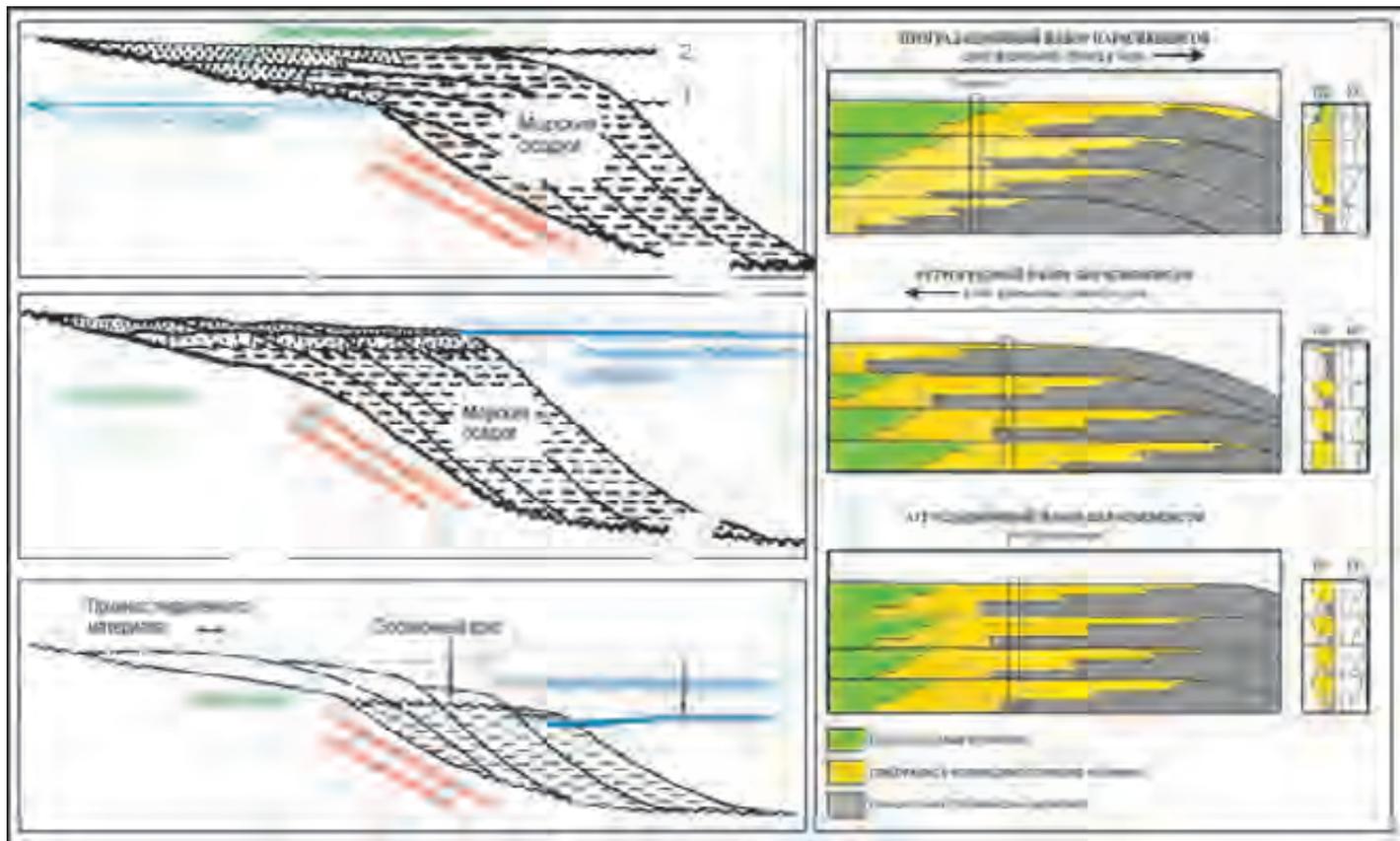


Рис.П.1.12. Этапы формирования сиквенса (по D.Emery и K.J.Myers, 1996)

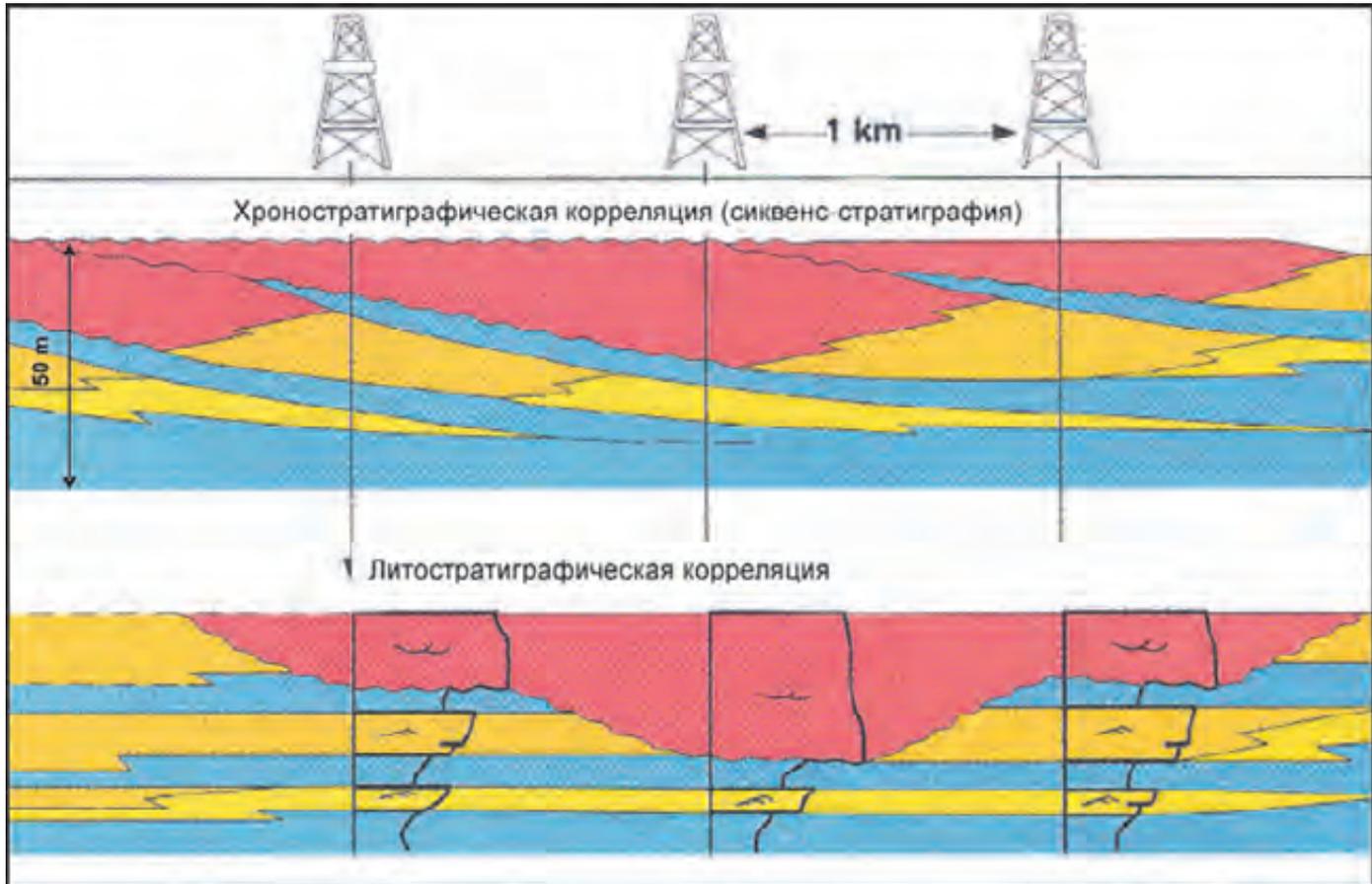


Рис.П.1.13. Сопоставление вариантов корреляции скважин  
(по Peter W.Homewood и Pierre Mauriaud, 2000)

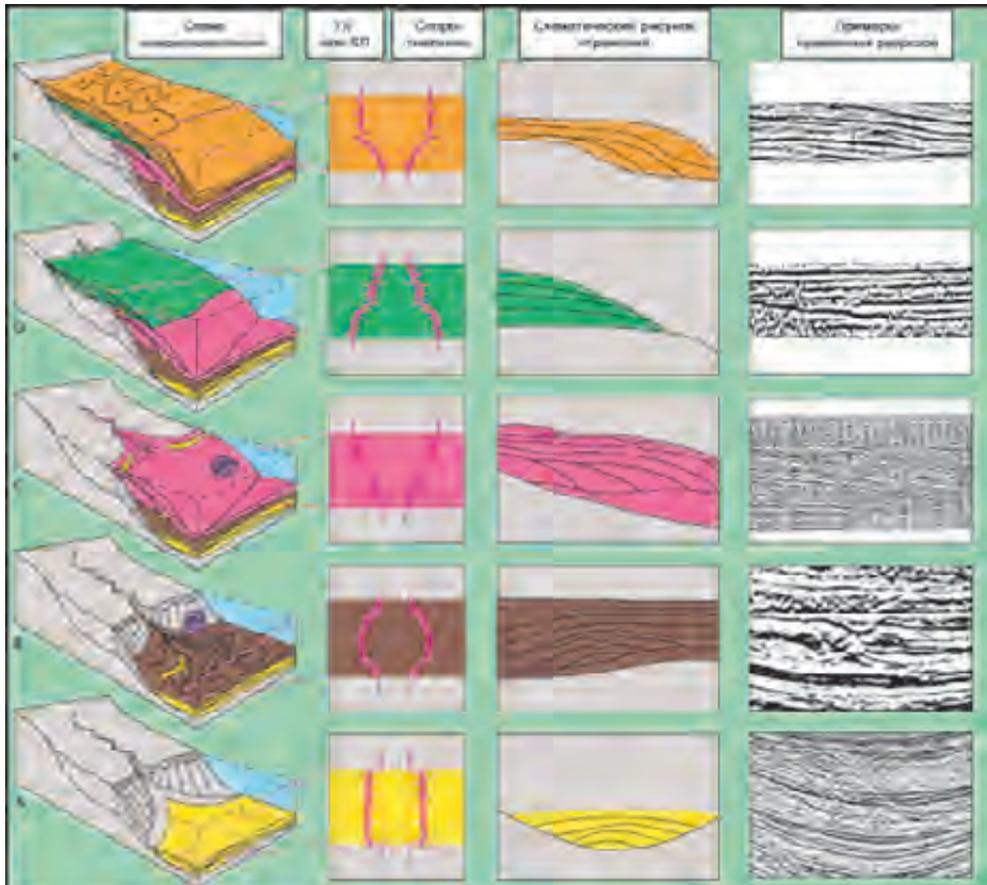


Рис.П.1.14. Примеры обстановок осадконакопления и их отображение в сейсмическом волновом поле (по J. Neal, D. Risch, P.Vail, 1993)

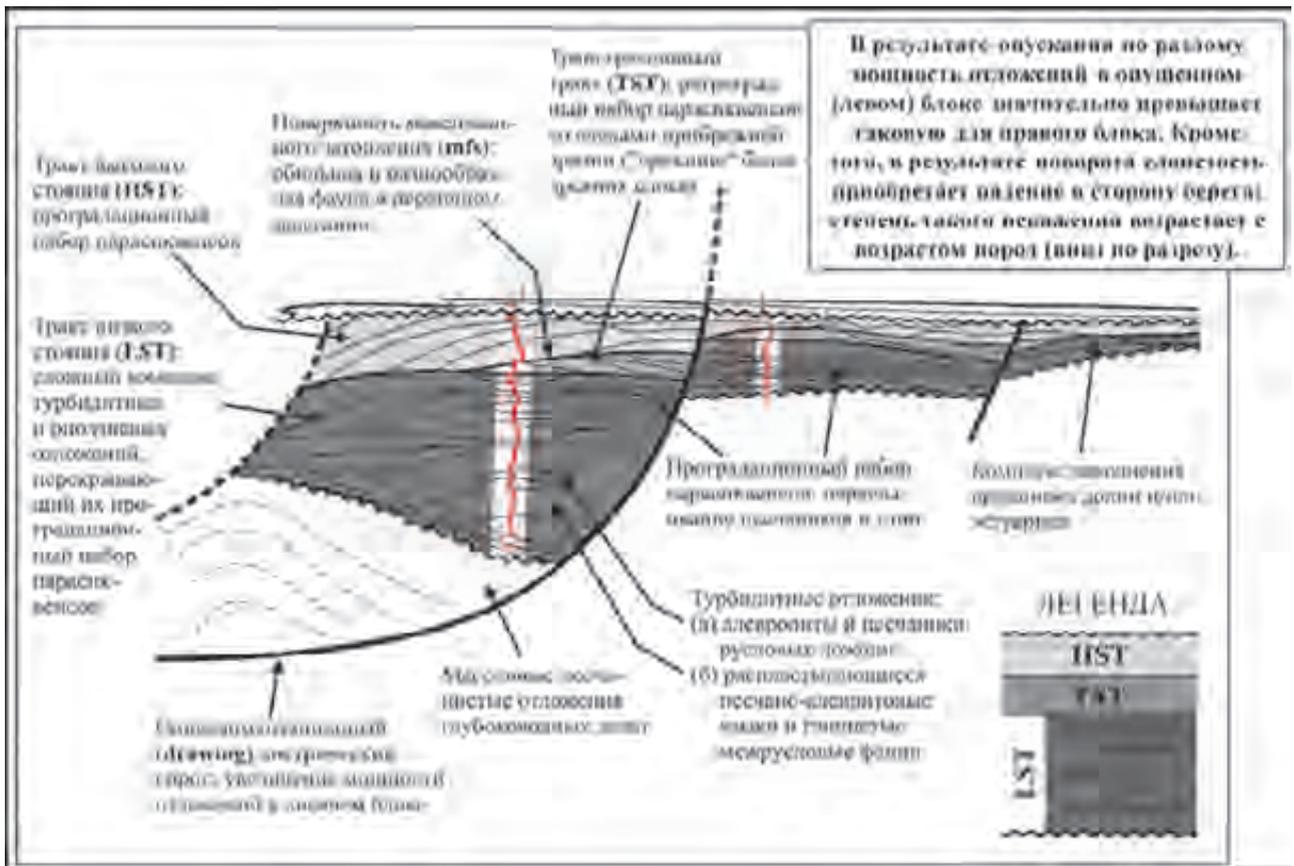


Рис.П.1.15. Пример сиквенс-стратиграфической реконструкции для шельфа с активным синседиментационным сбросом (по С.В.Парначеву и Mitchum, Sangree и др., 1990)

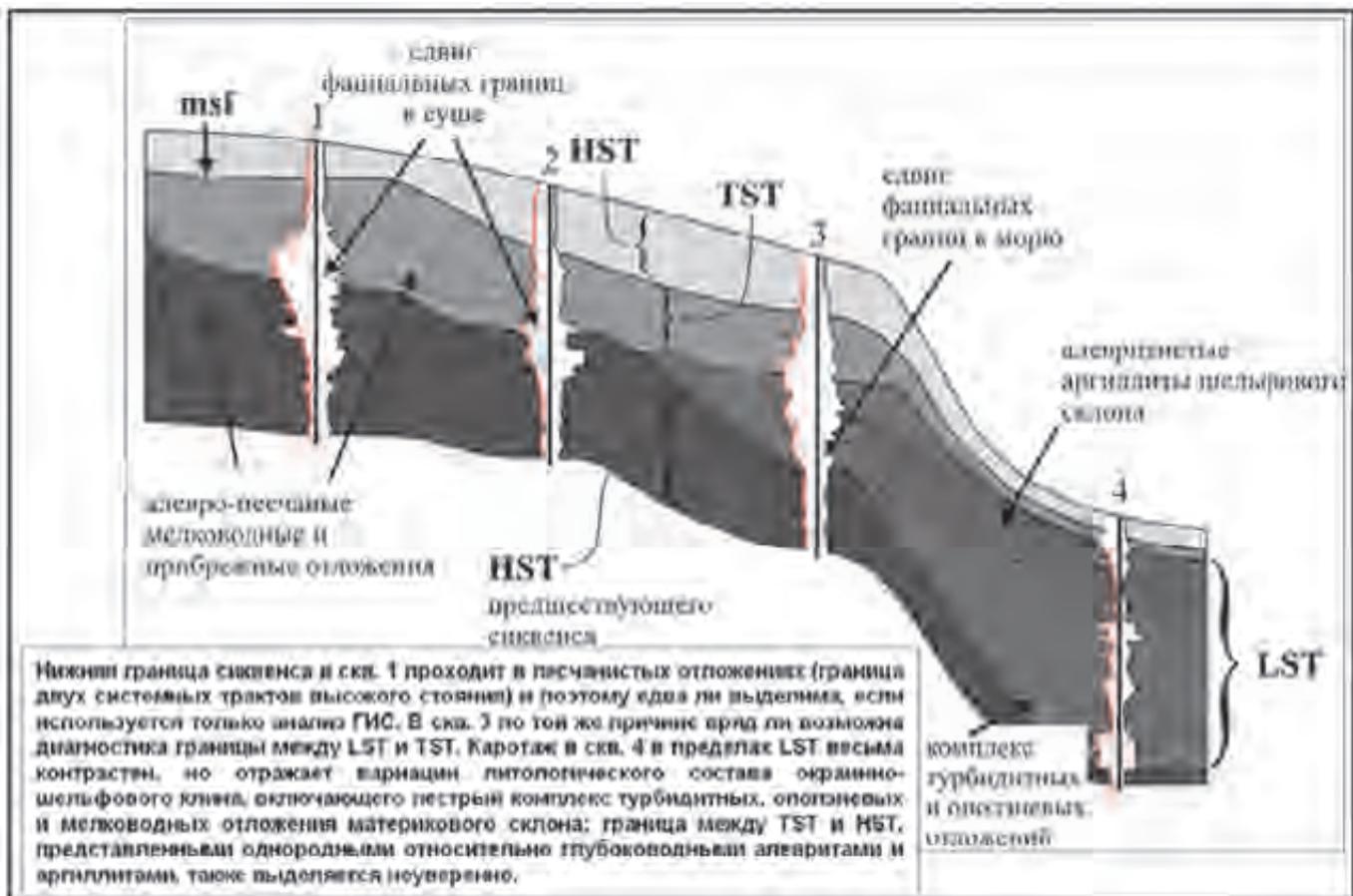


Рис.П.1.16. Трудности выделения границ цикленсов и системных трактов  
(по С.В.Парначеву и Vail & Wornhardt, 1990)

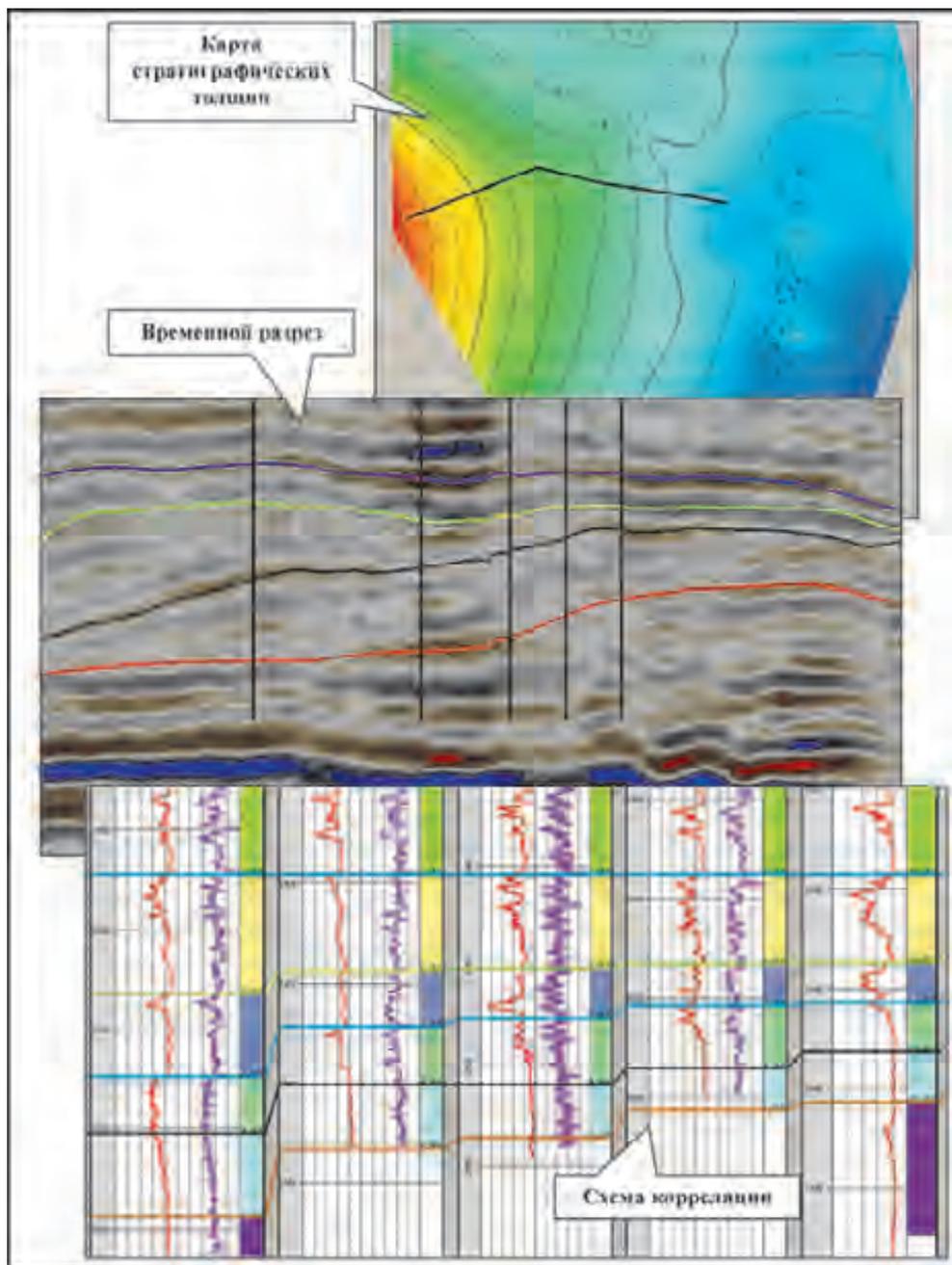
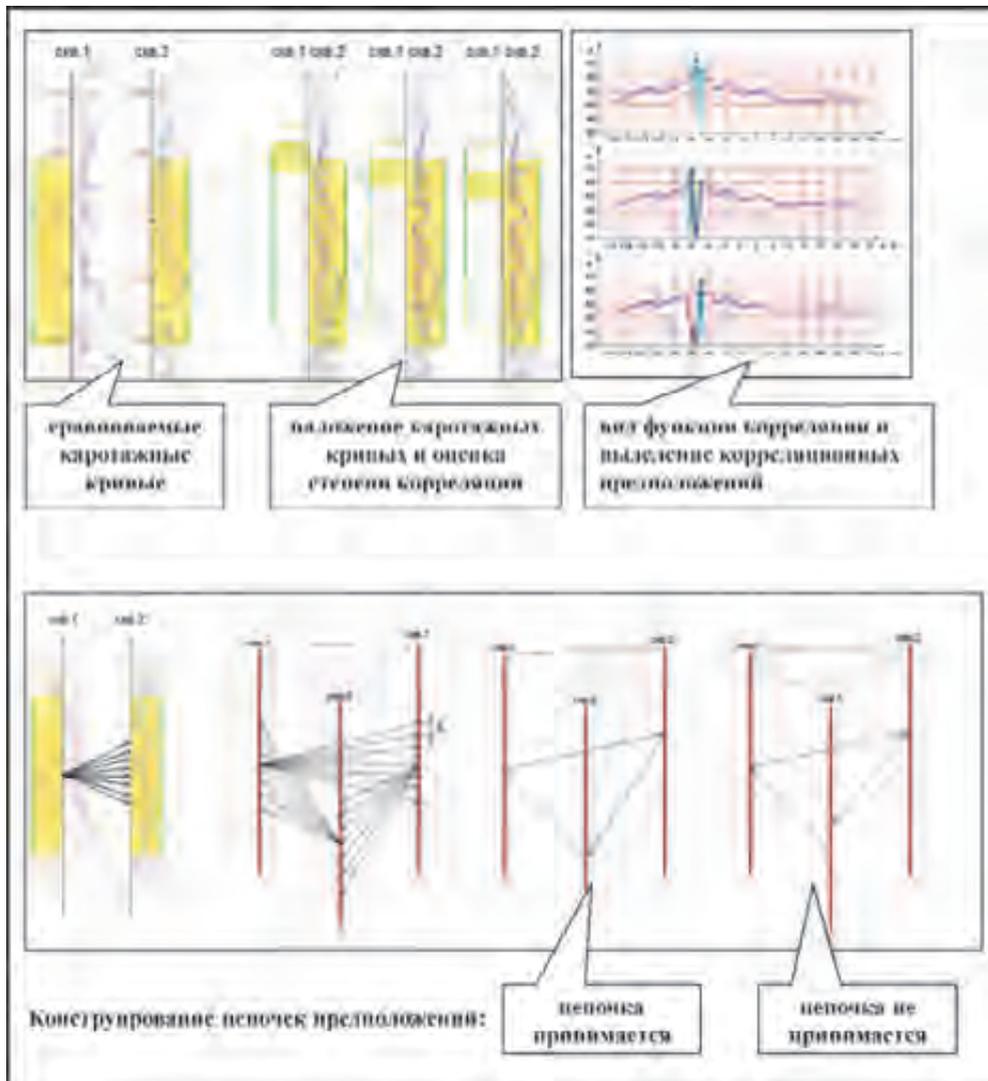


Рис.П.1.17. Пример схемы корреляции клиноформных пластов



**Рис.П.1.18.** Пример работы алгоритма программы автоматической корреляции в комплексе DV (по Е.В.Ковалевскому, Г.Н.Гогоненкову, М.В.Перепечкину, 2007)

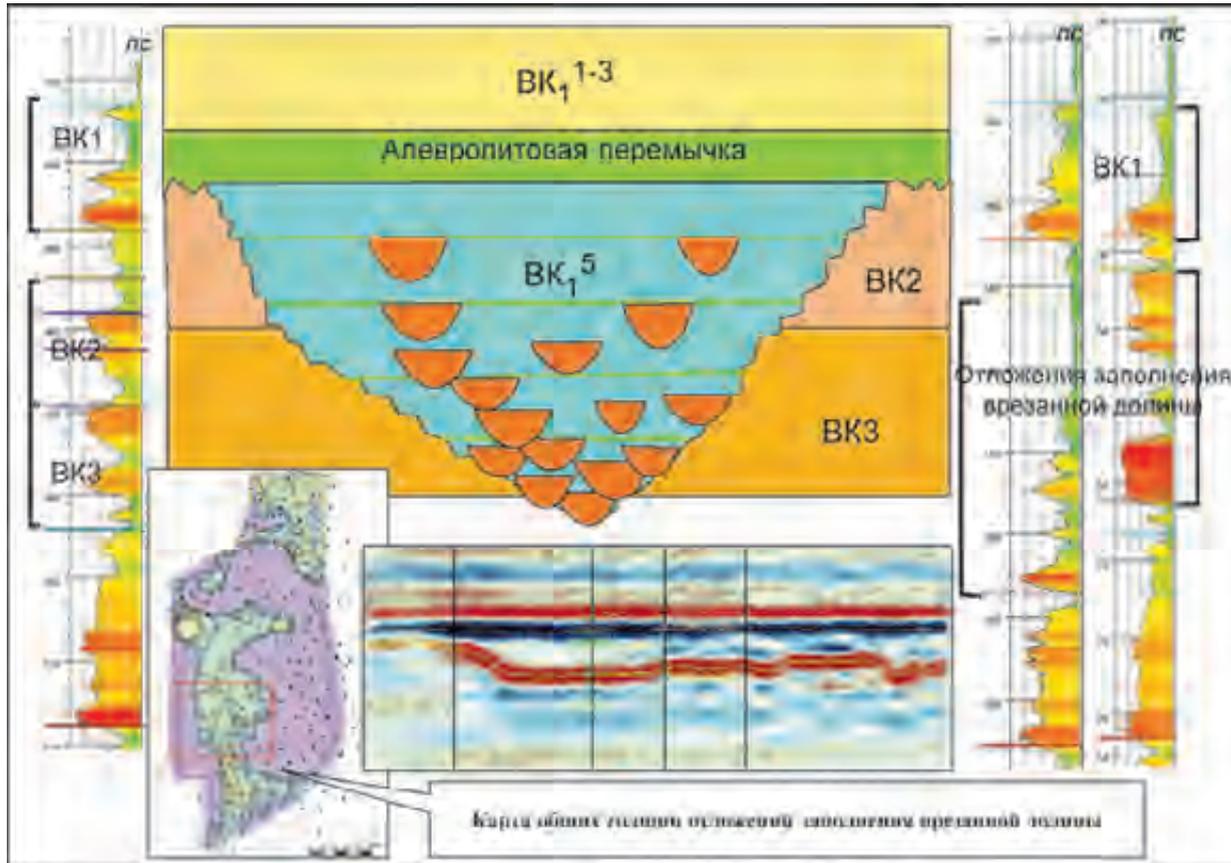


Рис.П.1.19. Каменное месторождение (запад).

Принципиальная модель строения викуловских отложений  
(по Е.Б.Беспаловой, А.Л.Медведеву, Е.В.Кузиной, Ю.В.Масалкину, 2008)

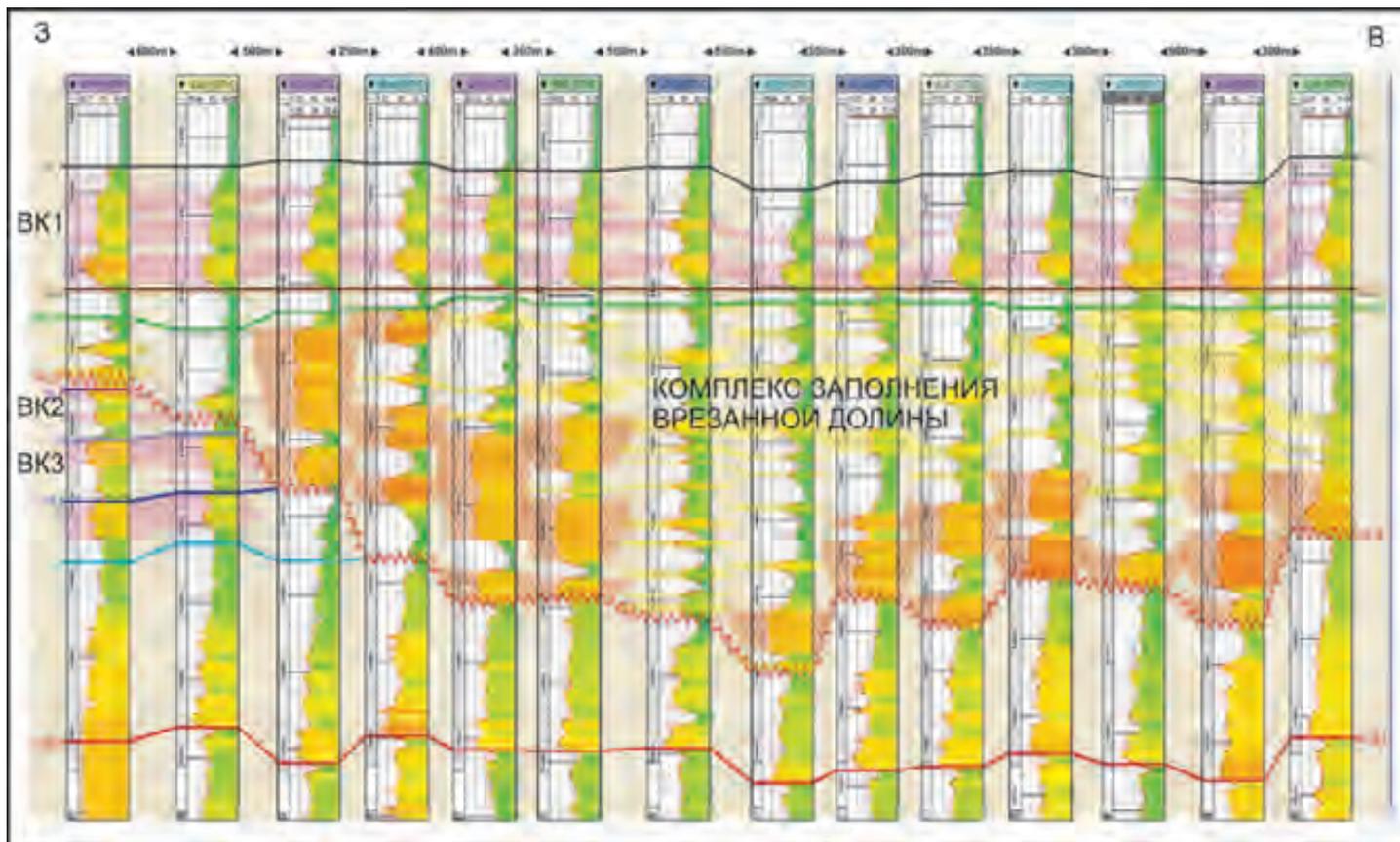


Рис.П.1.20. Каменное месторождение (запад).  
Схема корреляции викуловских отложений  
(по Е.Б.Беспаловой, А.А.Медведеву, Е.В.Кузиной, Ю.В.Масалкину, 2008)

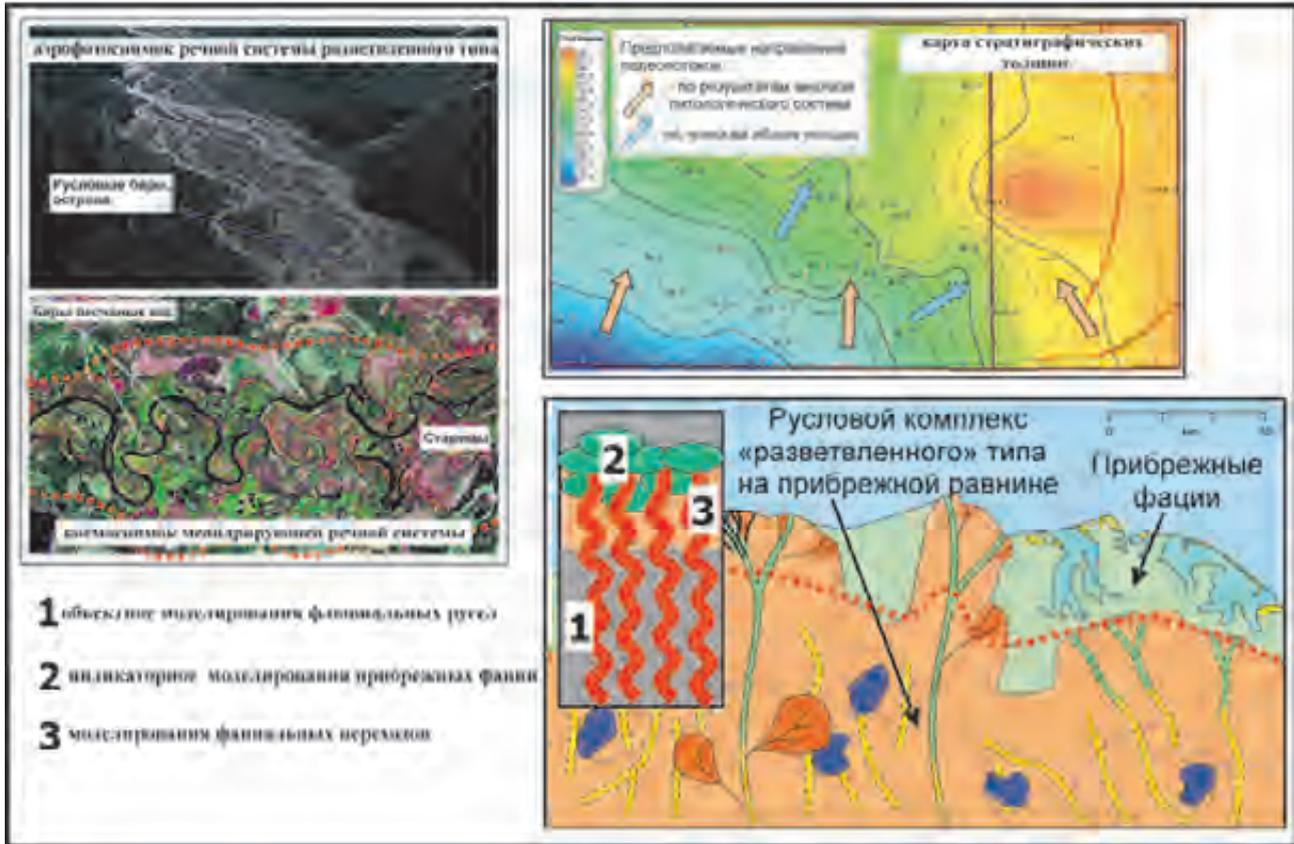


Рис.П.1.21. Концептуальная модель осадконакопления песчаников парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения (по О.В.Пинусу, К.В.Пайразяну, 2008)

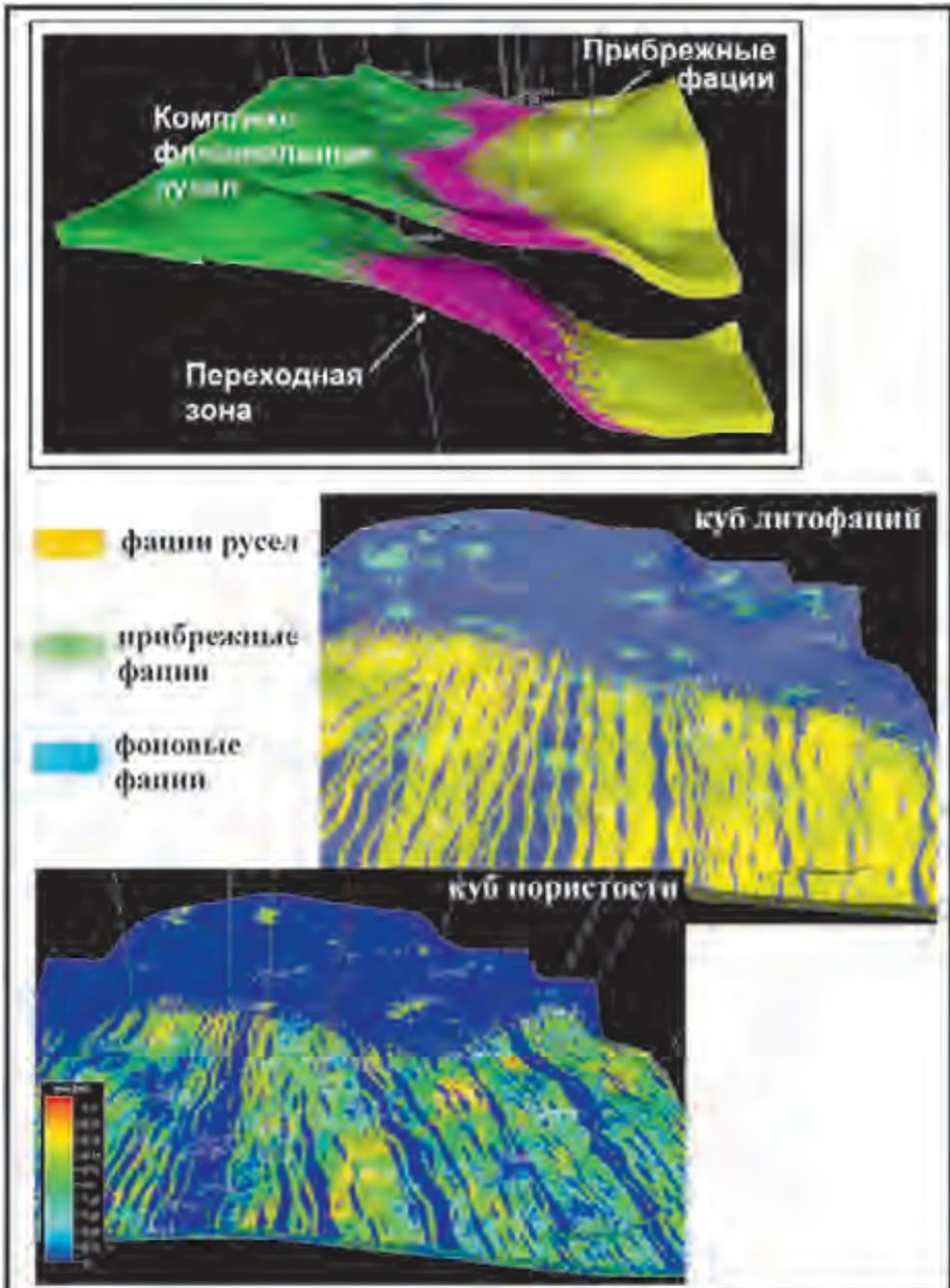


Рис.П.1.22. Геологическая 3D модель песчаников парфеновского горизонта Коввыктинского месторождения (по О.В.Пинусу, К.В.Пайразяну, 2008)

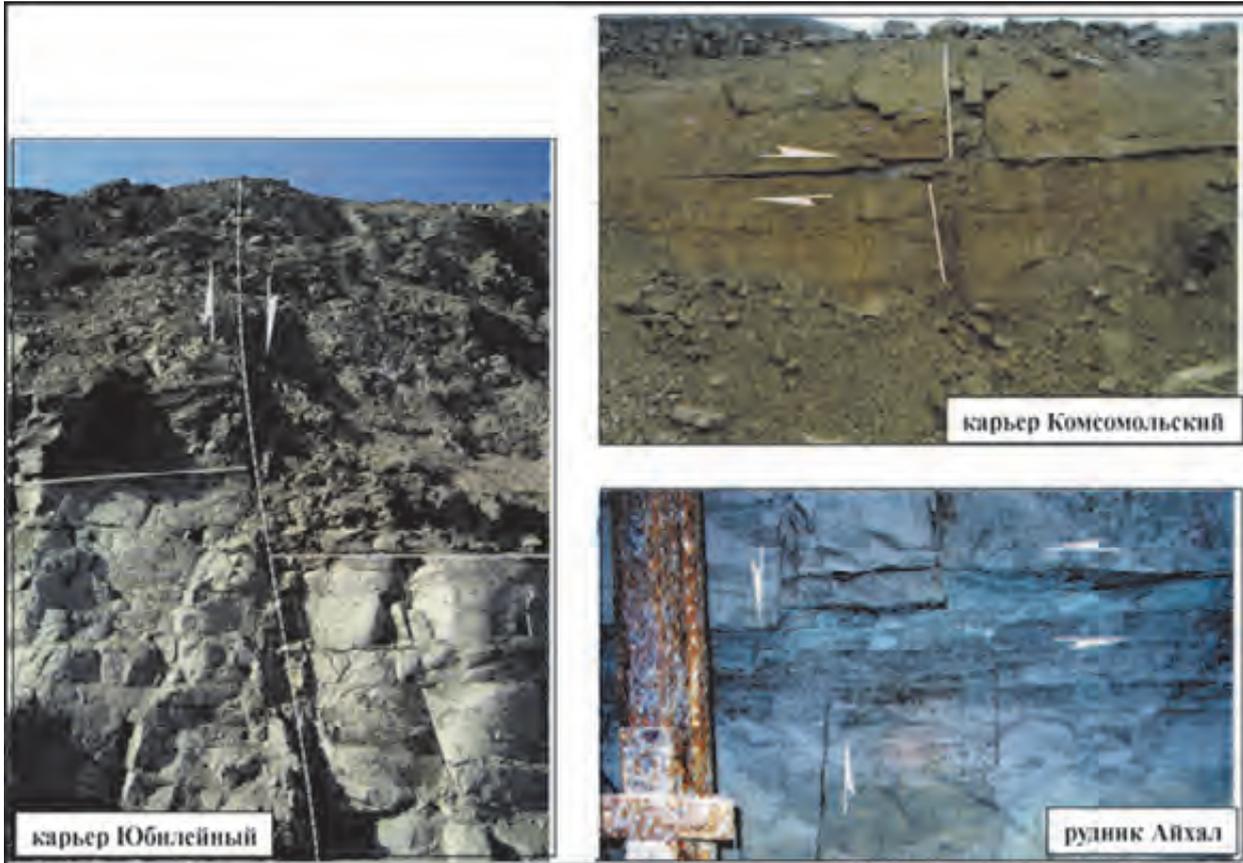


Рис.П.1.23. Примеры взаимодействия вертикальных  
и горизонтальных дизъюнктивов  
(по Гладкову А.С., Борнякову С.А., Манакову А.В., Матросову В.А., 2008)

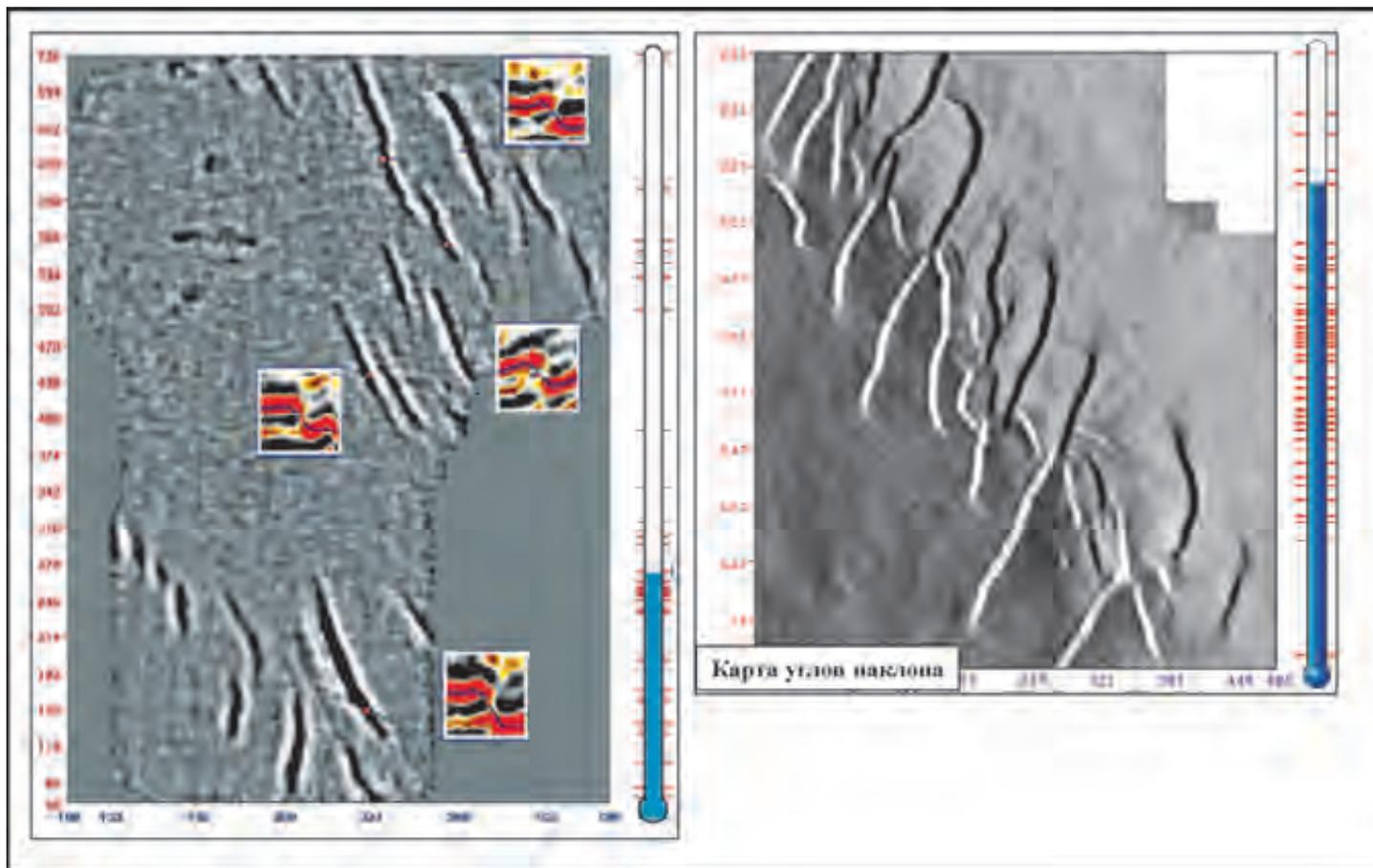


Рис.П.1.24. Выделение нарушений на временных срезах и картах углов наклона (материалы ОАО «ЦГЭ»)

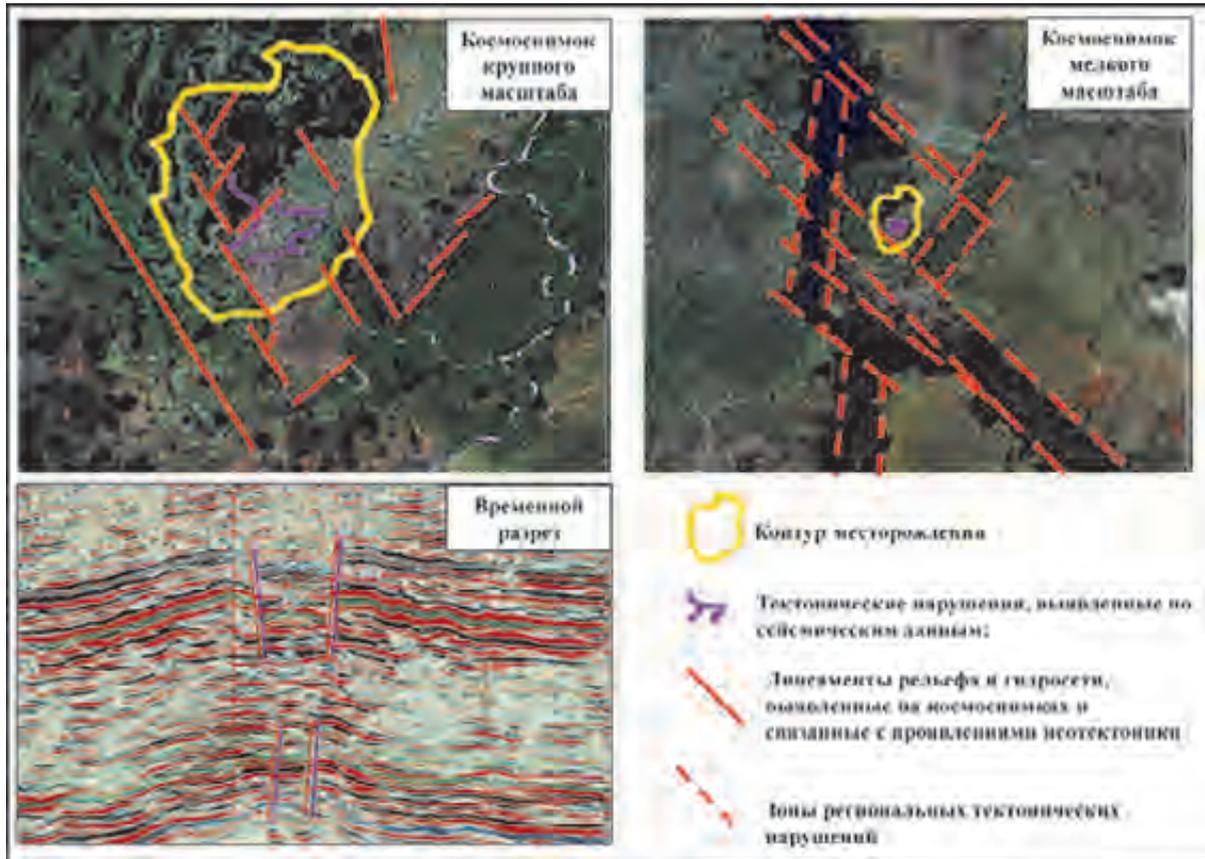
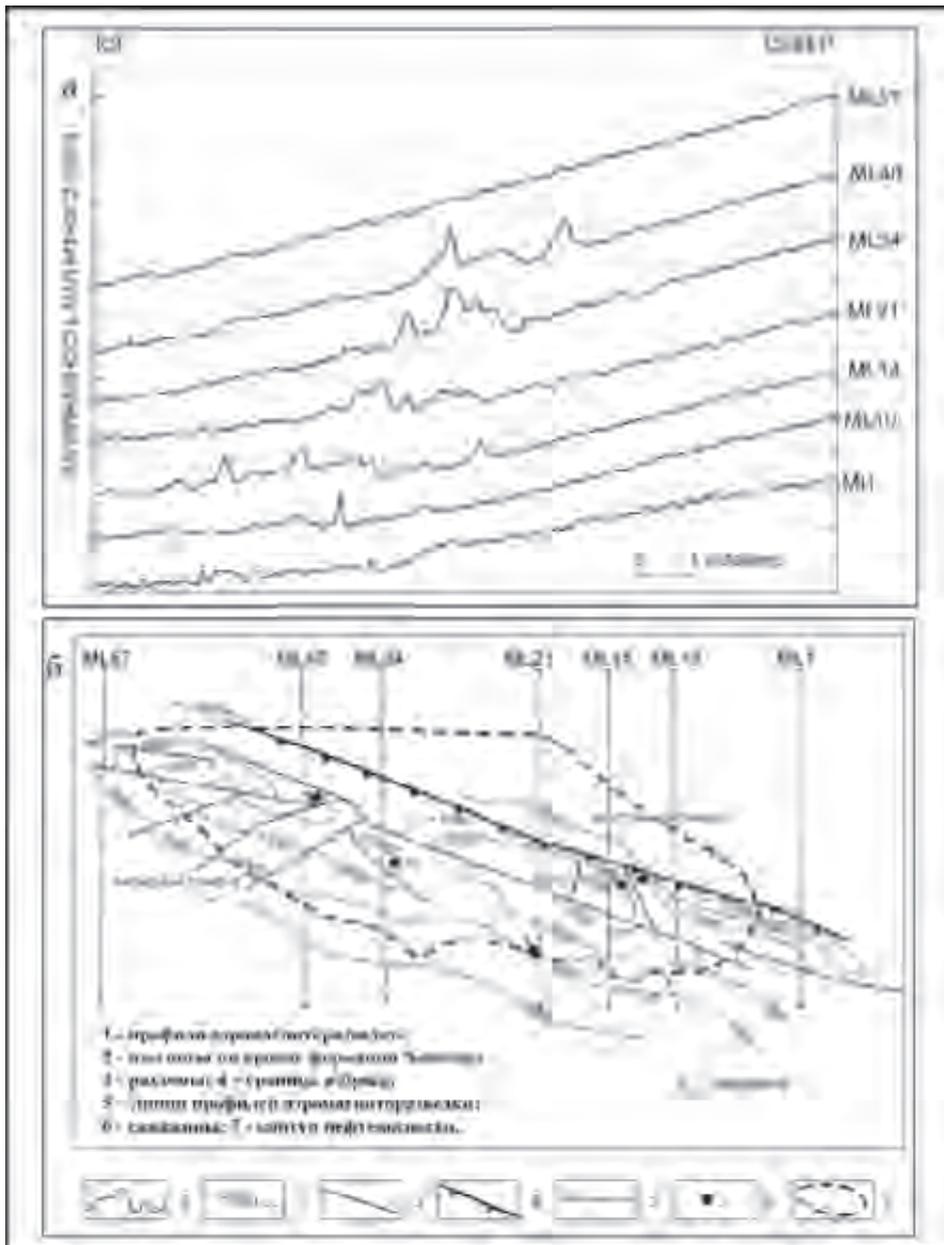


Рис.П.1.25. Пример совместной интерпретации данных 3Д сейсморазведки и космических снимков для построения тектонической модели Находкинского месторождения (материалы ОАО «ЛУКОЙЛ»)



**Рис.П.1.26.** Пример использования данных магниторазведки на месторождении Симент:  
 а) профили аэромагниторазведки; б) структурная карта по кровле формации Хоксбар (по Donovan T.J., Forgey R.L., Roberts A.A., 1979).

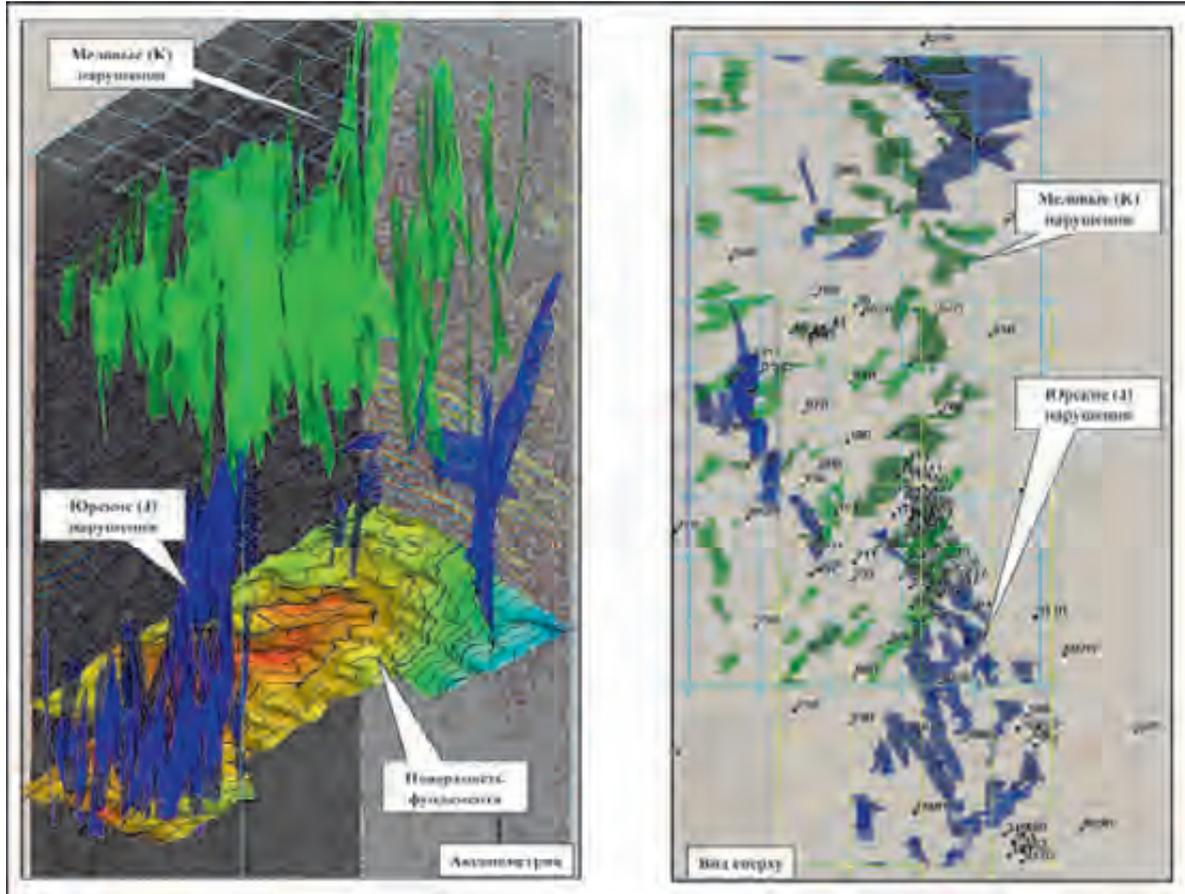


Рис.П.1.27. Пример различно ориентированных систем нарушений на Северо-Губкинском месторождении (материалы ОАО «ЛУКОЙЛ»)

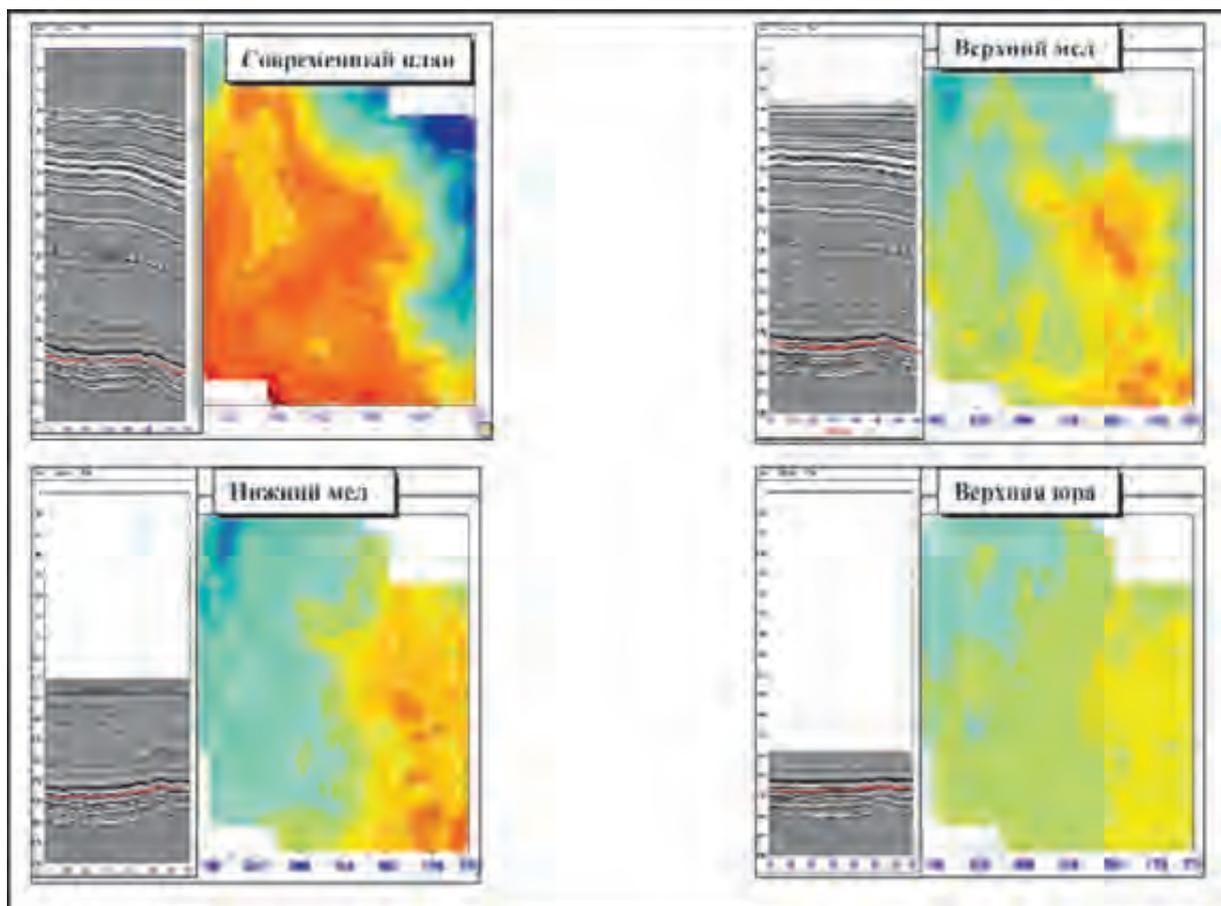


Рис.П.1.28. Палеотектонический анализ с использованием выровненных временных кубов (материалы ОАО «ЦГЭ»)

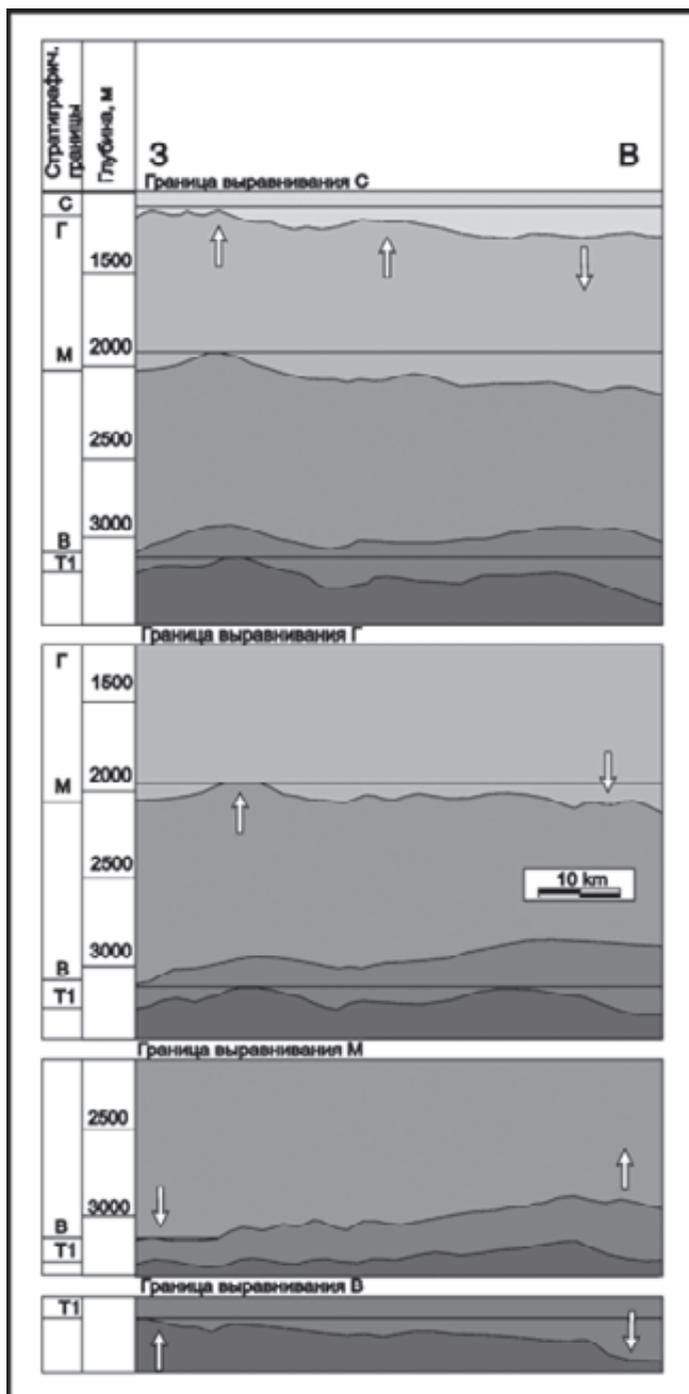


Рис.П.1.29. Пример палеореconstructed разрезам по данным бурения

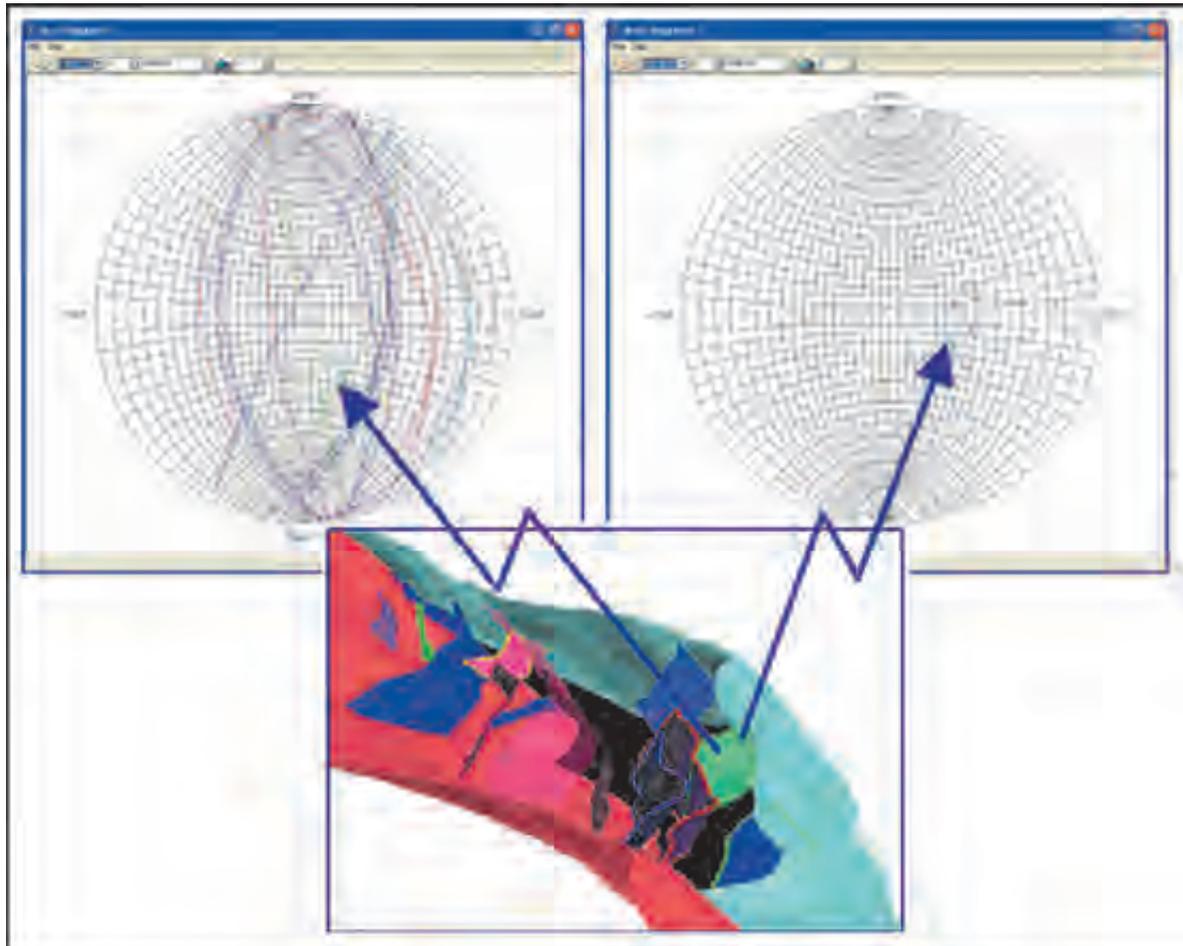


Рис.П.1.30. Пример построения диаграммы Вульфа в пакете GOCAD

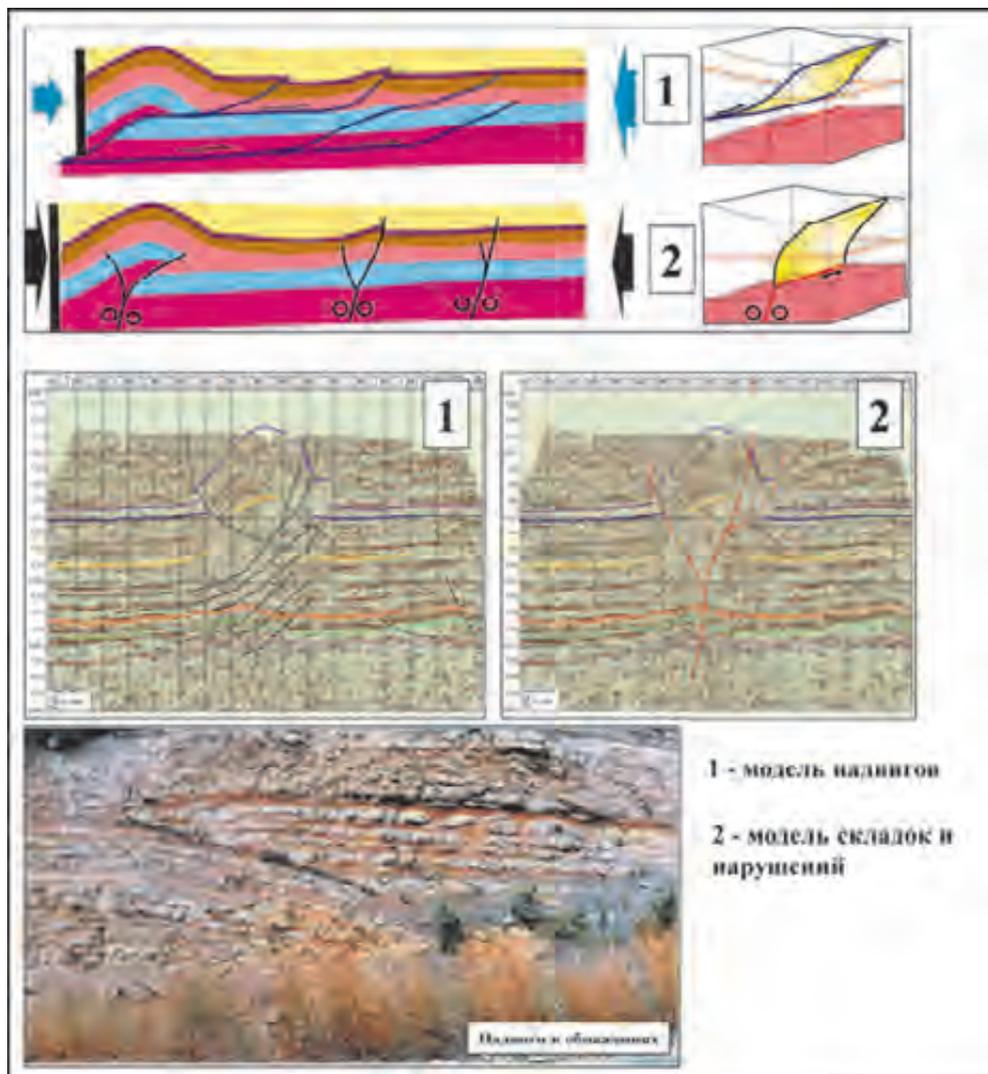
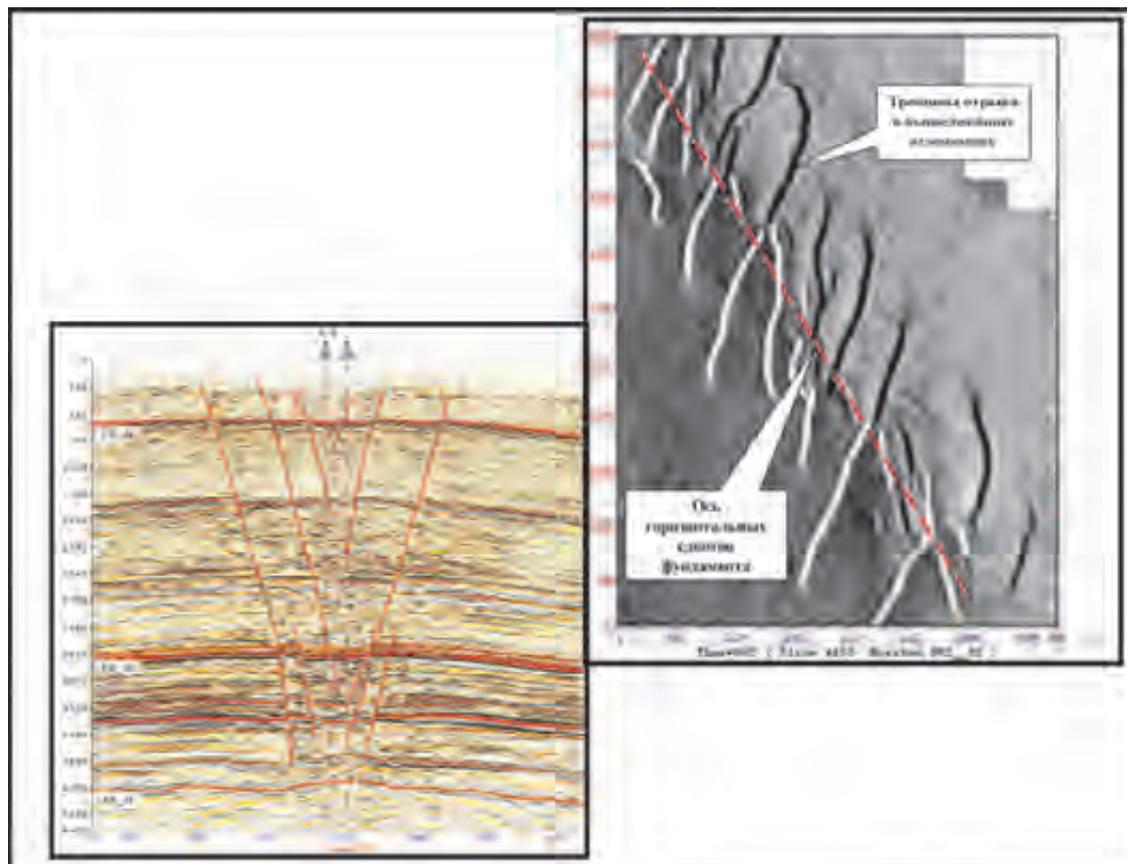


Рис.П.1.31. Анализ тектонического развития месторождения и формирования полей напряжения вследствие надвигов в предгорьях Анд (по Е.А. Rosselo, V.A. Nevistic, L. Pina, С.Р. Bordarampe, С. Colo, 2005)



**Рис.П.1.32.** Анализ влияния горизонтальных сдвигов на формирование систем нарушений на Еты-Пуровском месторождении (по Г.Н.Гогоненкову, А.С.Кашику, А.И.Тимурзиеву, 2005)

## Список литературы:

1. Беспалова Е.Б., Медведев А.Л., Кузина Е.В., Масалкин Ю.В. Мониторинг модели комплекса заполнения врезанной долины в отложениях викуловской свиты на участке Запад Каменного месторождения. Материалы X научно-практической конференции «Геомодель-2008», Геленджик, 2008.
2. Буш А.Д. Стратиграфические ловушки в песчаниках. М., Мир, 1977.
3. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М., Наука, 1975.
4. Гладков А.С., Борняков С.А., Манаков А.В., Матросов В.А. Тектонофизические исследования при алмазопроисковых работах. М., Научный мир, 2008.
5. Голованов Д.Ю., Русаков В.А. Условия формирования и геологические особенности неструктурных ловушек в отложениях ордовика бассейна Иллизи (Алжирская Сахара). SPE 117405, 2008.
6. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. М., изд-во «Нефть и газ», 2005.
7. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. Геология нефти и газа, №11–12, 1999.
8. Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М., Недра, 1980.
9. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. Автоматическая корреляция скважин на основе формализации неопределенности. Материалы международной конференции геофизиков и геологов. Тюмень, 2007.
10. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. М.-Ижевск, Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007.
11. Костеневич К.А., Федорцов И.В. Подход к построению трехмерных цифровых моделей сложных полифациальных объектов на примере пластов группы  $AC_{12}$  на Западно-Камыньском месторождении. Мате-

- риалы X научно-практической конференции «Геомодель-2008», Геленджик, 2008.
12. Крапивнер Р.Б. Бескорневые неотектонические структуры. М., Недра, 1986.
  13. Кушнарёв И.П. Методы изучения разрывных нарушений. М., Недра, 1977.
  14. Лидер М.Р. Седиментология. М., Мир, 1986.
  15. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. Л., Недра, 1984.
  16. Парначев С.В. Основы сиквенс-стратиграфии. Учебное пособие. Томск, 2003.
  17. Пинус О.В., Пайразян К.В. Особенности геологического моделирования продуктивных пластов флювиального происхождения. Геология нефти и газа, №1, 2008.
  18. Рединг Х. Обстановки накопления и фации. М., Мир, 1977.
  19. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М., Недра, 1981.
  20. Сейсмическая стратиграфия: использование при поисках и разведке нефти и газа. М., Мир, 1982.
  21. Селли Р.К. Древние обстановки осадконакопления. М., Недра, 1989.
  22. Чернова О.С. Седиментология резервуара. Учебное пособие. Томск, 2004.
  23. Шлезингер А.Е. Региональная сейсмостратиграфия. М., Научный мир, 1998.
  24. Donovan T.J., Forgey R.L., Roberts A.A. Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields, AAPG Bull., 1979.
  25. Emery D., Myers K.J. Sequence stratigraphy. 1996.
  26. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Geodynamics and oil content of horizontal strike-slip fault structures in Western Siberia. Тезисы докладов 67 международной конференции EAGE, 2005.
  27. Homewood P.W., Mauriaud P. Best practices in sequence stratigraphy. 2000.

28. Integrated 3-D static reservoir modelling of an onshore Niger Delta field using well and analogue data. J.C. Iwegbu, E.C. Arochukwu, 2002, SPE 85772.
29. Park R.G. Foundations of structural geology. 1983.
30. Posamentier H.W., Summerhayes C.P., Haq B.U., Allen G.P. Sequence stratigraphy and facies associations. 1993.
31. Structural concepts supporting frontier exploration in the Andian foothills: new insights. E.A. Rosselo, V.A. Nevistic, L. Pina, C.P. Bordarampe, C. Colo. Тезисы докладов 67 международной конференции EAGE, 2005.

## Приложение 2.

### Флюидная модель

Создание флюидной модели подразумевает построение поверхностей флюидных контактов для каждого моделируемого пласта, для некоторых пластов поверхности флюидных контактов могут быть общими. Поверхности контактов относительно плавно варьируются по площади, скачком изменяясь на границах блоков (залежей) тектонической либо литологической природы.

Создание флюидной модели состоит обычно из трех этапов. На первом этапе производятся отбивки контактов в скважинах. На втором принимаются принципиальные решения о характере изменения контактов по площади, обособленности или гидродинамической связности пластов по разрезу, природе и местоположению границ, определяющих скачкообразное изменение контактов. Определяются величины поправок в инклинометрию скважин. На третьем этапе по сделанным отбивкам, с учетом введенных поправок в инклинометрию скважин и принятых принципиальных решений, для моделируемых пластов строятся поверхности флюидных контактов.

Рассмотрим эти этапы далее более подробно, однако предварительно необходимо сделать отступление и определиться с понятием ВНК, поскольку при наличии переходной зоны под ВНК понимаются в разных источниках разные границы. Как правило, неоднозначность понятия ВНК актуальна для гидрофильных коллекторов, низкопроницаемых или разнопроницаемых. Для однородных высокопроницаемых коллекторов, гидрофобных коллекторов, газовых залежей переходная зона мала и неоднозначность понятия ВНК не так существенна.

Достаточно детальный разбор неоднозначности понятия ВНК сделан, например, в статье сотрудников ОАО «ЦГЭ» [Т.Ф. Дьяконова, С.И. Билибин, А.М. Дубина, Т.Г. Исакова, Е.А. Юканова, 2006], где показано по результатам исследований керна, что только за счет изменения свойств коллекторов в залежи нефти (рис. П.2.1) положение водонефтяного контакта не остается на одной отметке, а меняется на значительную величину. Мы в дальнейшем будем понимать под ВНК границу, выше которой получают приток неф-

ти с водой, а ниже — приток воды (остаточная нефть неподвижна — рис. П.2.2).

Итак, отбивки флюидных контактов в скважинах выполняются на основании данных из различных источников. Основные данные — результаты испытаний скважин и интерпретации ГИС. Обычно результатам испытаний скважин отдают больший приоритет, однако с этой информацией надо обращаться достаточно осторожно. Как правило, испытания в открытом стволе пластоиспытателем, когда вскрывают большие интервалы, существенно менее достоверны, чем поинтервальные испытания в колонне. Но и в этом случае контролируют качество работ, основываясь на актах испытаний (рис. П.2.3) и оценке возможности заколонных перетоков по данным цементометрии, термометрии и др. Качественный состав притока в эксплуатационных скважинах оценивают после завершения периода отработки скважины (рис. П.2.3).

Оценки характера насыщения по ГИС, основанные, в основном, на электрическом каротаже, имеют зону неоднозначности для тонких и ухудшенных коллекторов (рис. П.2.4). Для них часто принимается характер насыщения неопределенным. Для газовых залежей используют также радиоактивный каротаж, в том числе повторные замеры. Наиболее современный и точный способ оценки положений флюидных контактов — гидродинамический каротаж (PLT), когда на основе данных измерений пластовых давлений по разрезу можно локализовать положение флюидных контактов с точностью до полуметра (рис. П.2.5). К сожалению, в настоящее время в России, в отличие от западных стран, этот каротаж записывается редко.

Наименее надежны оценки характера насыщения по керну. Здесь, как правило, в случае водонасыщенного керна песчаников можно предполагать характер насыщения «вода». В случае же наличия следов нефти говорить о характере насыщения «нефть» с уверенностью нельзя, так как это может быть остаточная нефть.

В случае газовых залежей и высокопористых коллекторов в удачных случаях можно оценить положение ГНК (ГВК) по данным сейсморазведки (рис. П.2.6). Информацию о том, что скважины расположены в зонах различных флюидных контактов, несут и данные о свойствах пластовых флюидов, например, существенные различия плотности нефти или геохимии пластовой воды, а также результаты измерений пластовых давлений, особенно в случае их аномальности.

По результатам интерпретации ГИС и испытаний для каждого пласта составляются схемы обоснования ВНК, вначале с использованием разведочных и субвертикальных (с малым удлинением) эксплуатационных скважин (рис. П.2.7). По ним оцениваются уровни флюидных контактов и их возможные колебания по площади. Затем составляются схемы обоснования ВНК уже по всему фонду скважин (рис. П.2.8), где уточняются уровни флюидных контактов и выявляются скважины с возможными погрешностями инклинометрии. Эти схемы, а также гистограммы распределения глубин характера насыщения коллекторов (рис. П.2.9), служат основой для простановки отбивок ВНК в скважинах и принятия принципиальных решений о характере изменения контактов по площади, гидродинамической связности пластов по площади и по разрезу, природе и местоположению границ блоков (залежей).

Вместе с тем, прежде рассмотрения возможных вариантов разделения месторождения по площади и по разрезу с учетом различий в положениях флюидных контактов, отметим необходимость тщательного отбора скважин при построении схем обоснования ВНК. По данным о накопленных отборах нефти и закачки воды отбираются скважины, не затронутые влиянием разработки, то есть с неискаженным первоначальным характером насыщения. На рис. П.2.10 показан пример, когда за счет больших отборов нефти скважинами, пробуренными в период 1987–97 гг., в скважине, пробуренной в том же районе в более поздний период в 2004 г., ошибочно был выделен водоносный пласт выше ВНК.

Далее рассмотрим возможные случаи поведения флюидных контактов в порядке их усложнения. Наиболее простой и очевидный случай — единый горизонтальный на всей площади месторождения ВНК с небольшими (2–3 м) колебаниями по площади, связанными с различиями ФЕС коллекторов.

Следующий случай — наклонный по площади ВНК. Наиболее актуально это для больших по размеру залежей (рис. П.2.11). В этом случае необходимо обосновать причину наклона контакта, которая может быть связана, как правило, с существенными различиями ФЕС или гидродинамическим напором (рис. П.2.12). Для залежей с большим этажом нефтеносности наклон контакта может быть связан с изменениями плотности нефти по площади залежи [Гаттенберг Ю.П., 1972].

Другой распространенный случай — слабовогнутый к центру залежи ВНК или коррелированность поверхности ВНК с современным структур-

ным планом. Этот случай характерен для молодых недосформировавшихся залежей (рис. П.2.13), где ВНК не выровнялся [Хафизов Ф.З., 1991].

В случае значительных перепадов ВНК выполняется разделение месторождения на отдельные залежи и самостоятельные гидродинамически несвязанные (или слабосвязанные) пласты. Возможные способы такого разделения различны.

1. Разделение пластов непроницаемыми в разрезе перемычками (рис. П.2.14).
2. Разделение залежей по площади структурными прогибами глубже ВНК (рис. П.2.15).
3. Разделение залежей по площади тектоническими и литологическими экранами (рис. П.2.16), а также зонами стратиграфического отсутствия пласта (например, «лысые своды» с отсутствием отложений пласта в куполе). Амплитуда смещения на нарушениях не обязательно должна быть больше мощности пласта. Нарушения могут быть одновременно непроницаемыми для нефти и проницаемыми для газа.
4. Выделение разных фациальных зон с существенно различными ФЕС и кривыми капиллярного давления (рис. П.2.17). В этом случае возможен непосредственный контакт коллекторов различных зон.
5. Комбинация различных вышеупомянутых ситуаций (рис. П.2.18).

«Выравнивание» ВНК происходит и при введении поправок в инклинометрию скважин с большими отходами. Как правило, это скважины, в которых отклонение ВНК от принятой поверхности ВНК для данной залежи коррелируется с отклонением кровли пласта в скважине от структурной поверхности пласта, построенной по вертикальным скважинам. Поэтому для выявления таких скважин можно использовать сопоставительный кросс-плот, показанный на рис. П.2.19.

Здесь по одной оси откладывается величина отклонения положения ВНК в скважине по РИГИС от принятого ВНК для данного пласта по условно вертикальным скважинам. По другой оси откладывается величина отклонения положения кровли пласта в скважине от структурной карты кровли пласта, построенной по условно вертикальным скважинам. При наличии корреляции между этими величинами введение поправки считается обоснованным. Дополнительным обоснованием значений поправок являются величины поправок, рассчитанные при совместном анализе данных

сейсморазведки и бурения — скважины с погрешностями инклинометрии выявляются аномалиями на картах средних и интервальных скоростей.

Для многопластовых месторождений величины поправок на каждый пласт согласовываются между собой (рис. П.2.20). На рис. П.2.20 видно, что введение поправки, «погружающей» скважину 408Р вниз на 5 м, приводит в соответствие результаты определения характера насыщения пластов по ГИС с принятыми поверхностями ВНК для каждого пласта. Для пластов, залегающих в близком интервале глубин (50—100 м между пластами), величины поправок не должны различаться более, чем на 2—3 м. Величины поправок в скважинах могут существенно различаться для пластов, разделенных интервалами глубин 300 и более метров.

Процесс обоснования флюидных контактов многоступенчатый и интерактивный, требующий, в том числе, уточнения и корректировок оценок характера насыщения по ГИС в скважинах. Площадное местоположение тектонических (нарушений) и литолого-стратиграфических (зоны выклинивания, замещения) границ блоков определяется, помимо данных бурения, по целому комплексу геологических, геофизических и промысловых исследований [Ипатов А.И., Кременецкий М.И., 2005, Судо Р.М., 2007, Шацкий А.В., 2007, Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И., 2007 и др.,]:

- объемная сейсморазведка ЗД, ВСП,
- полевая геофизика (грави и магниторазведка),
- результаты дешифрирования аэро и космоснимков,
- проходка скважин (например, поглощение раствора),
- исследования керна (зеркала скольжения),
- гидропрослушивание и ГДИ (КВД),
- закачка трассеров,
- анализ изменений пластового давления,
- взаимодействие (интерференция) скважин в процессе разработки.

Подробный анализ межфлюидных контактов при геологическом моделировании сделан также в статье сотрудников ОАО «ЦГЭ» [Кавун М.М., Степанов А.В., Истомин С.Б., 2007], где предлагаются в целом аналогичные возможные объяснения негоризонтальности межфлюидных контактов в пределах месторождения.

Отдельно остановимся на зонах слияния пластов с различными ВНК. Естественно, что в идеале таких зон не должно было бы быть, что и надо

контролировать при построении куба литологии. Опыт работ, при этом, показывает, что такие случаи имеют место в природе и, соответственно, в моделях (рис. П.2.21). Разумно, чтобы суммарная площадь таких зон была ограничена (менее 10% площади контура нефтеносности), а проницаемость коллекторов в этих зонах была бы близка к граничной (рис. П.2.22).

В том случае, если ВНК не вскрыт ни в одной скважине, отметку ВНК для залежи принимают условно либо по подошве нижнего проницаемого нефтяного пропластка, либо по нижним дырам перфорации.

На последнем этапе по отбивкам ВНК в скважинах выполняется построение поверхностей ВНК. Рекомендуется выполнять эту операцию в следующей последовательности.

1. Построение по пластам трендовых карт ВНК (аппроксимирующих поверхностей) для выявления наклона ВНК на основе отбивок в субвертикальных скважинах, аппроксимирующая поверхность может не совпадать с отбивками в скважинах (рис. П.2.23). Сопоставление полученных карт по месторождению с картами регионального наклона ВНК по пластам, построенными по месторождениям региона, а также с картами градиентов приведенных пластовых давлений. Редактирование трендовых карт с учетом региональной информации.
2. Построение карт ВНК с учетом полученных трендовых карт ВНК по пластам только по отбивкам в субвертикальных скважинах. Выполнение, при необходимости, ручного редактирования.
3. Построение карт ВНК по пластам по всему массиву отбивок с использованием в качестве трендовых карт ВНК, полученных в пункте 2. Выполнение, при необходимости, ручного редактирования.

Рекомендуется для месторождений с блочным строением построение поверхностей ВНК выполнять алгоритмом, учитывающим наличие скачка ВНК на границах блоков (рис. П.2.23).

Созданные поверхности флюидных контактов используются в дальнейшем при построении геологической модели как для подсчета запасов углеводородов, так и для построения кубов нефти, газа и водонасыщенности. Предварительно выполняется построение модели переходной зоны, о чем подробно рассказывается в основной части данной книги.

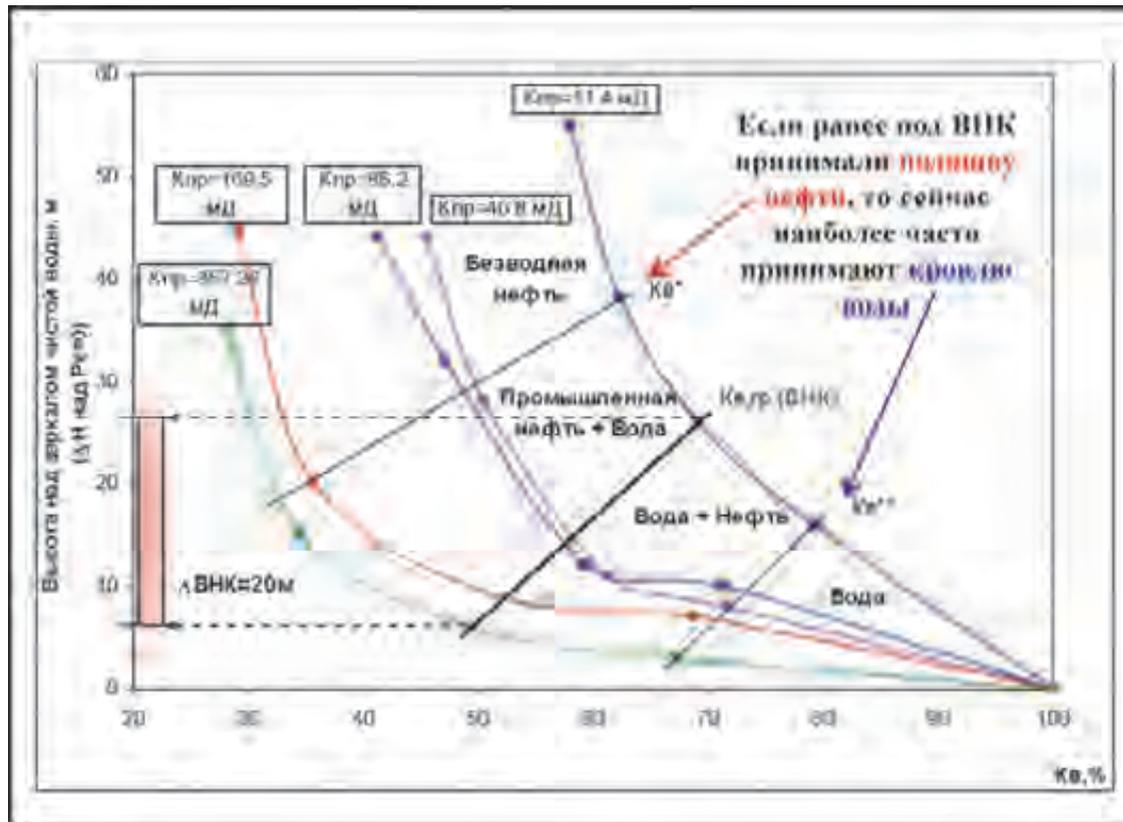


Рис.П.2.1. Изменение водонасыщенности  $K_v$  в зависимости от проницаемости коллектора  $K_{пр}$  и его положения относительно зеркала чистой воды по данным капилляриметрии (по Т.Ф. Дьяконовой, С.И. Билибину, А.М. Дубиной, Т.Г. Исаковой, Е.А. Юкановой, 2006)

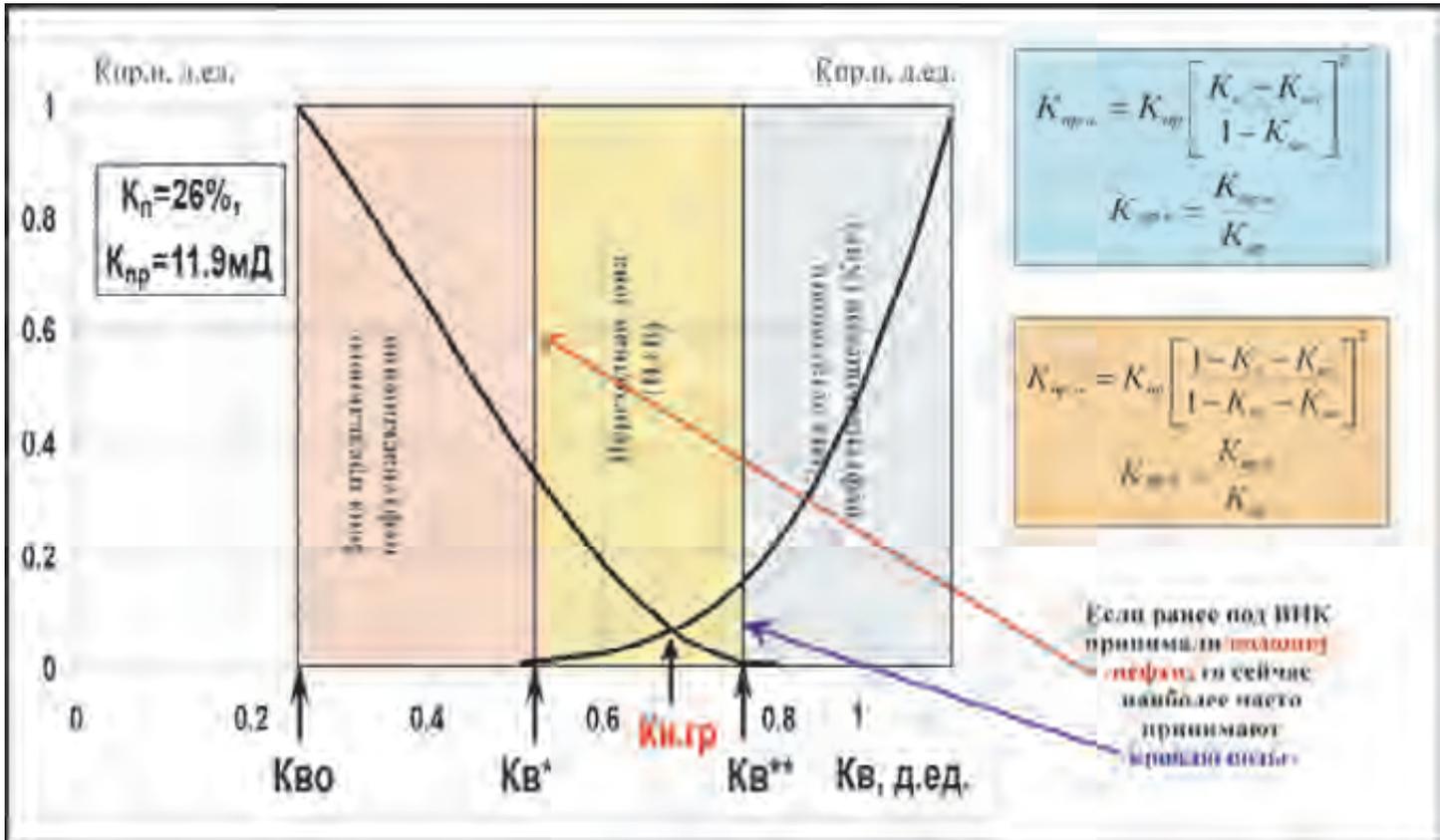


Рис.П.2.2. Кривые относительных фазовых проницаемостей по пласту  
ВК Красноленинского месторождения (материалы ОАО «ЦГЭ»)

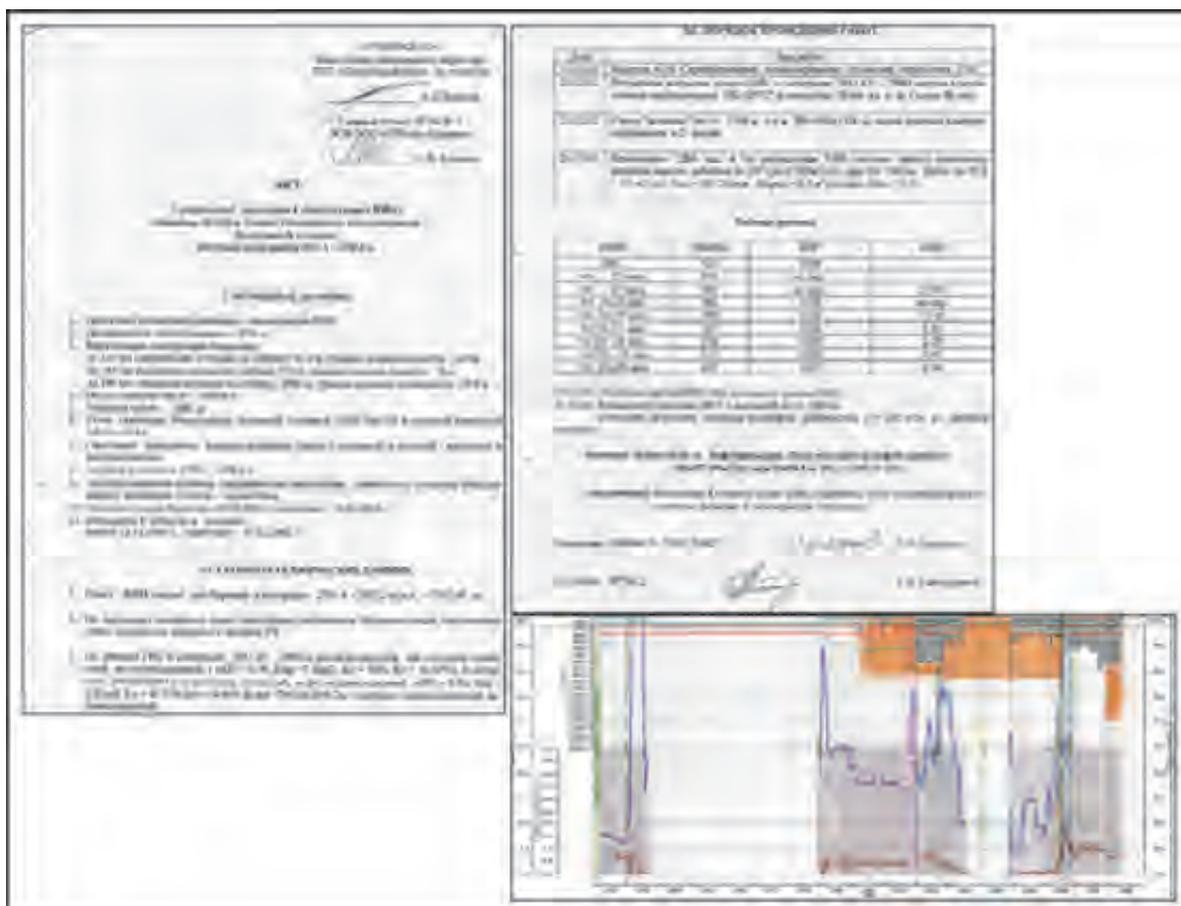


Рис.П.2.3. Пример акта испытаний разведочной скважины и графиков работы эксплуатационной скважины

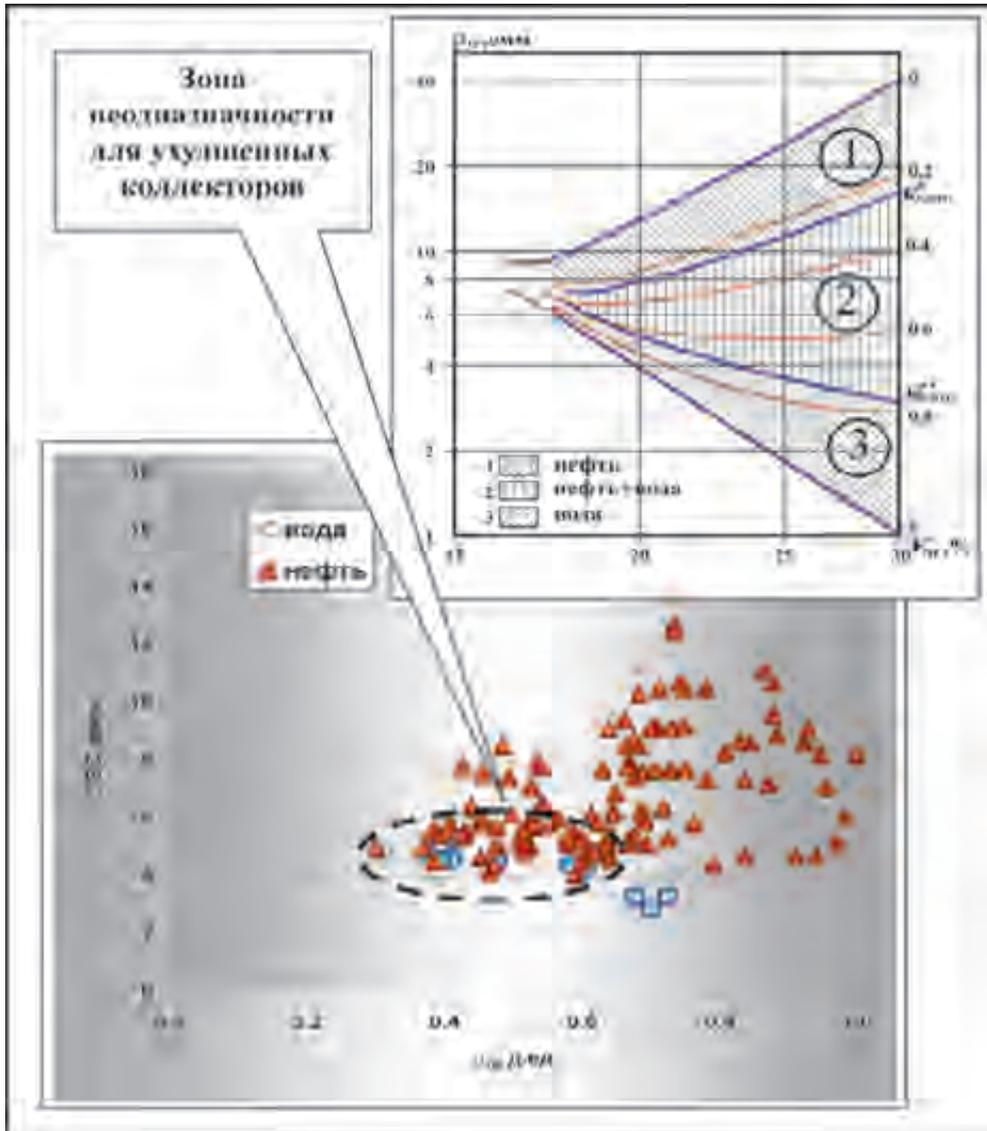


Рис.П.2.4. Пример определения характера насыщения коллекторов по ГИС и испытаниям (материалы Неягловой О.А.)

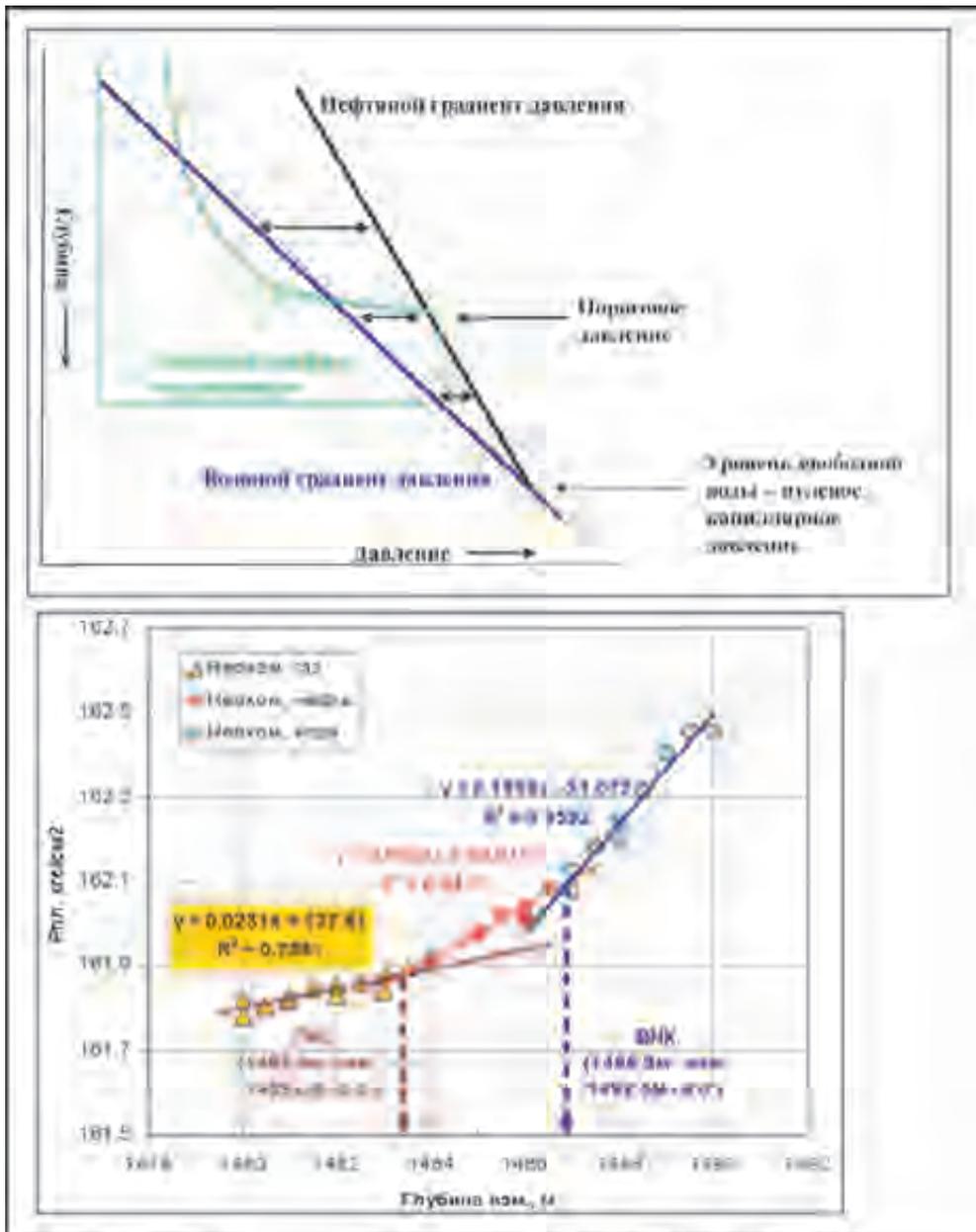


Рис.П.2.5. Оценка положения флюидных контактов с помощью измерений пластового давления приборами гидродинамического каротажа (ГДК)

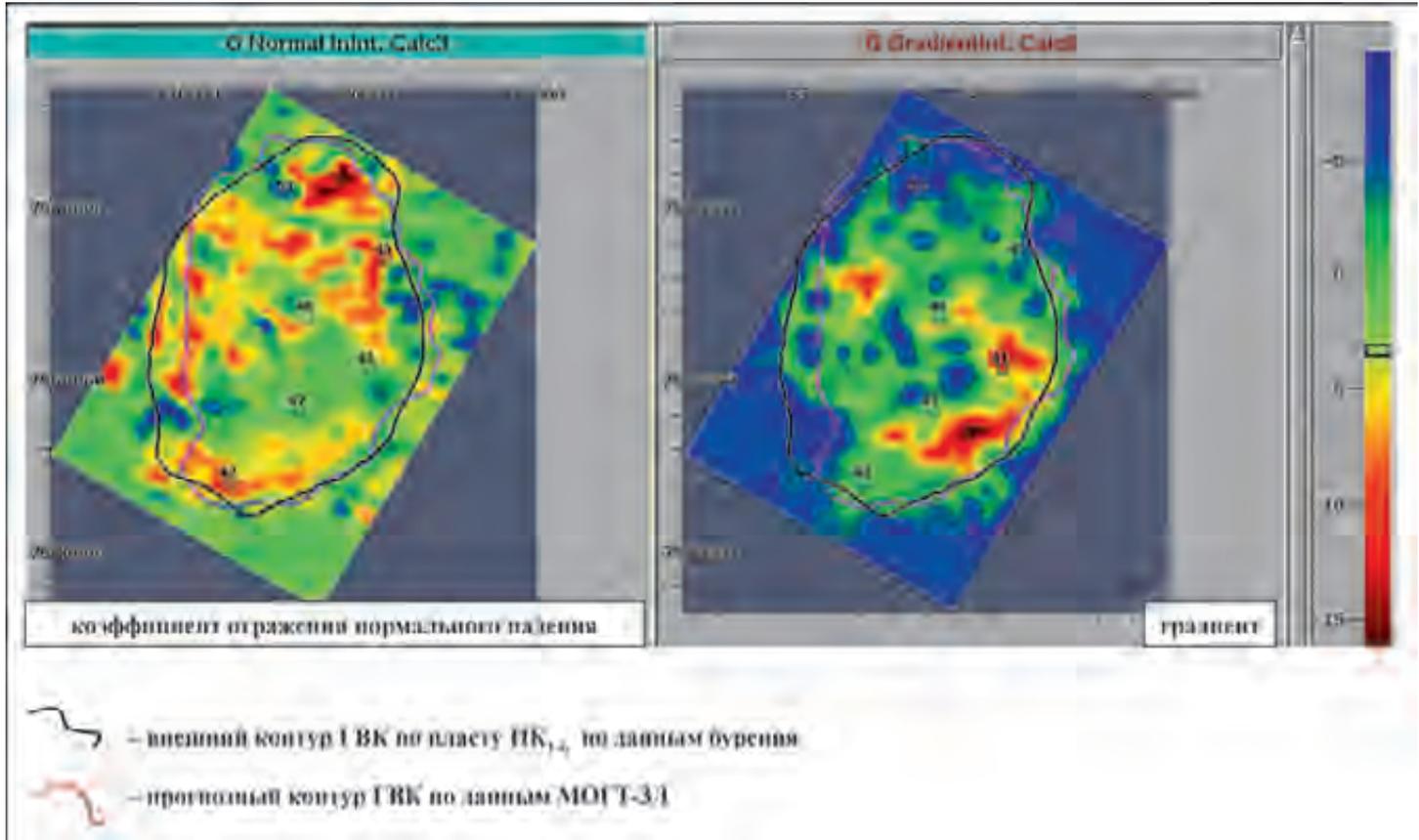


Рис.П.2.6. Пример карт AVO атрибутов по Находкинскому месторождению

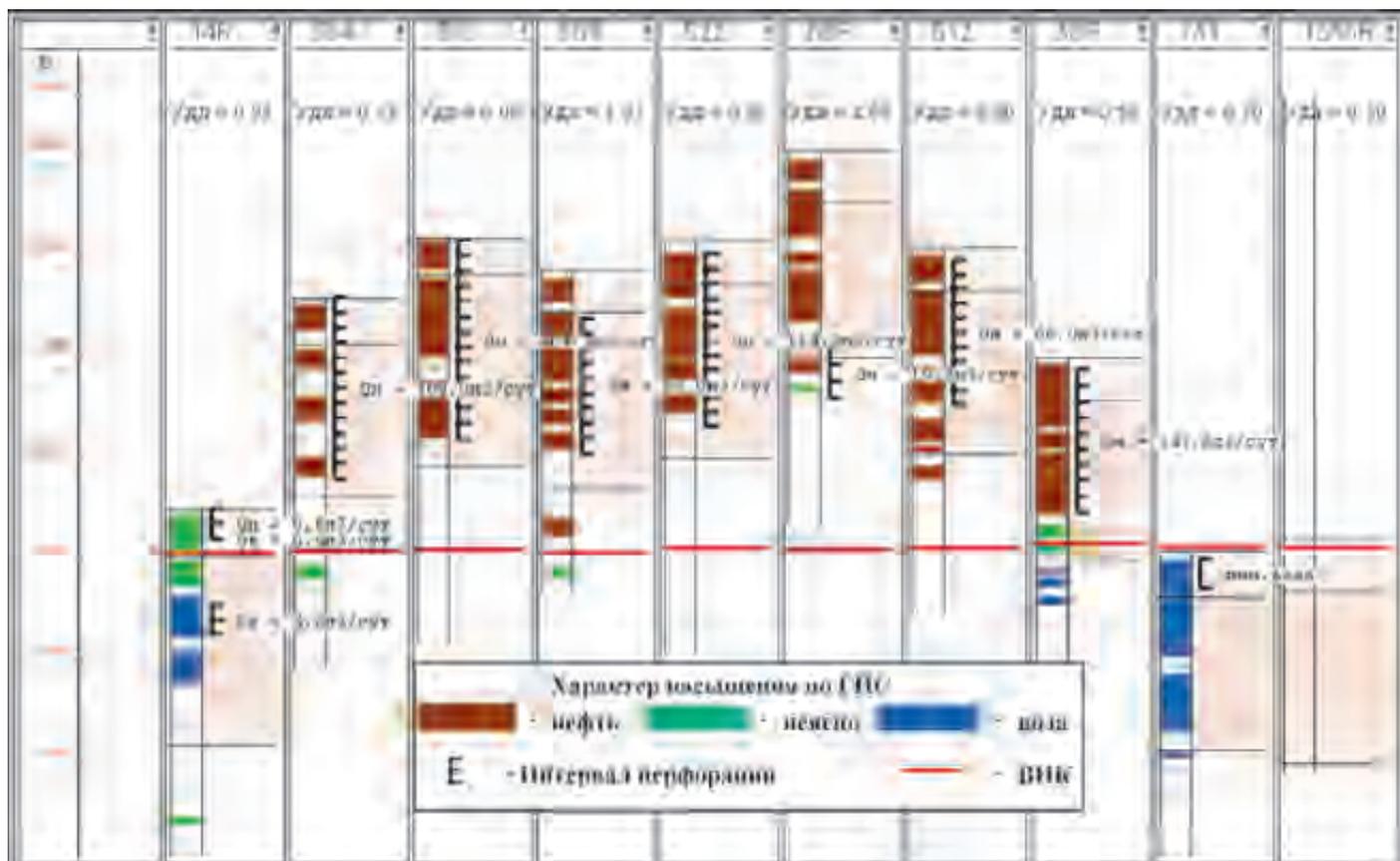


Рис.П.2.7. Оценка положения ВНК по результатам определения характера насыщения коллекторов в разведочных и субвертикальных скважинах (материалы ОАО «ЦГЭ»)

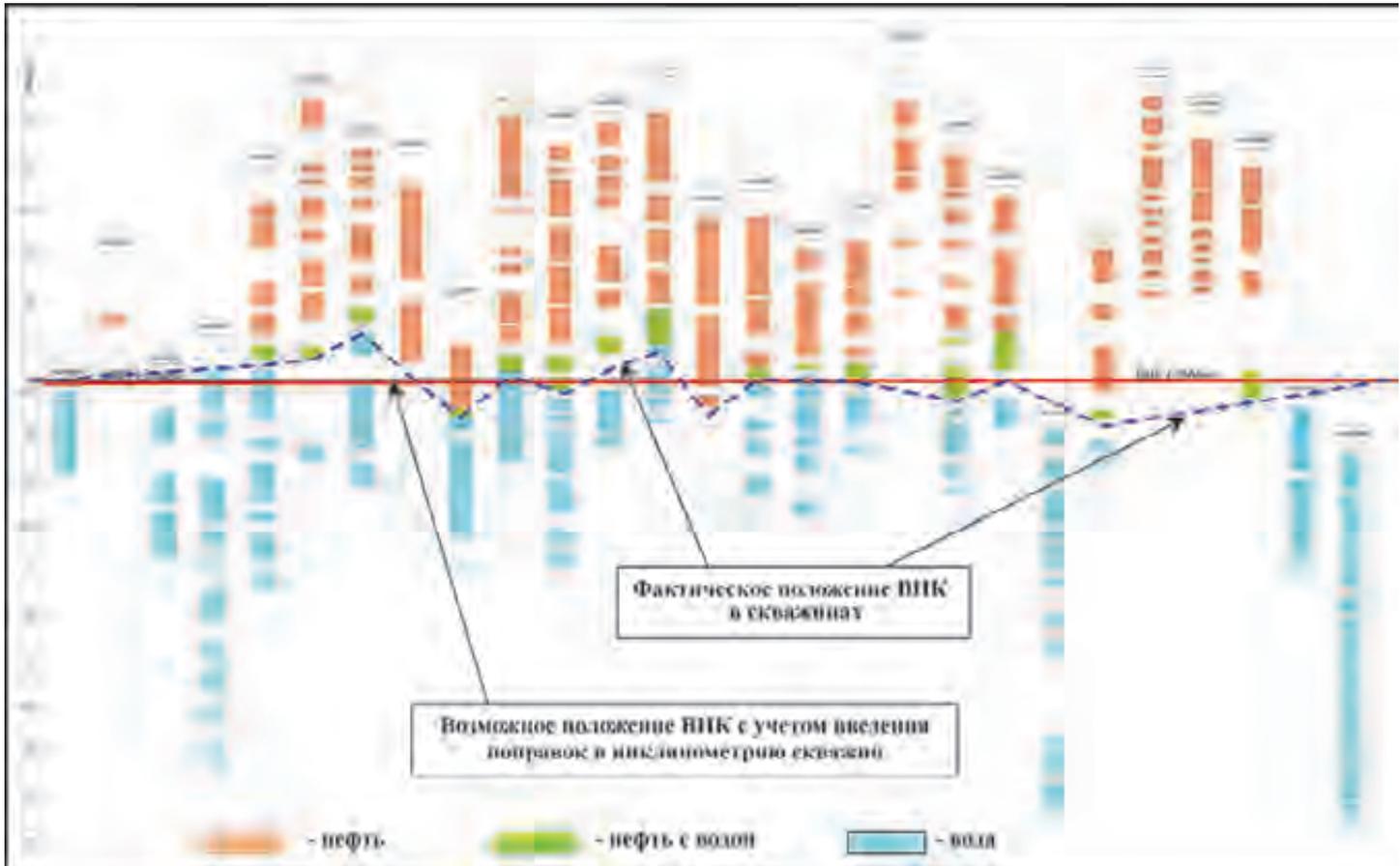


Рис.П.2.8. Оценка положения ВНК по результатам определения характера насыщения коллекторов по всему фонду скважин

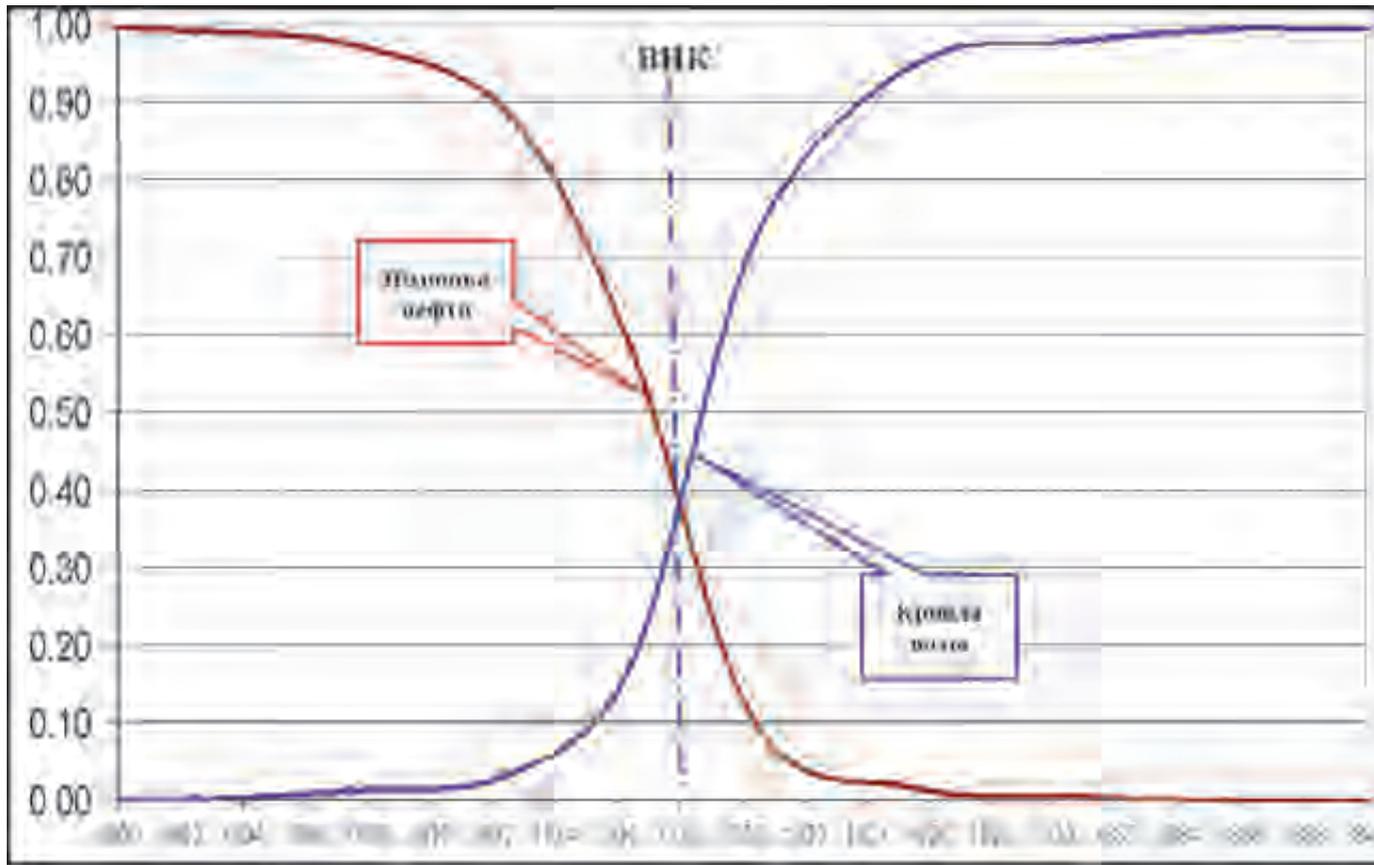


Рис.П.2.9. Построение накопленных гистограмм распределения отметок подошвы нефти и кровли воды для пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>2</sub> при обосновании положения ВНК Нивагальского месторождения

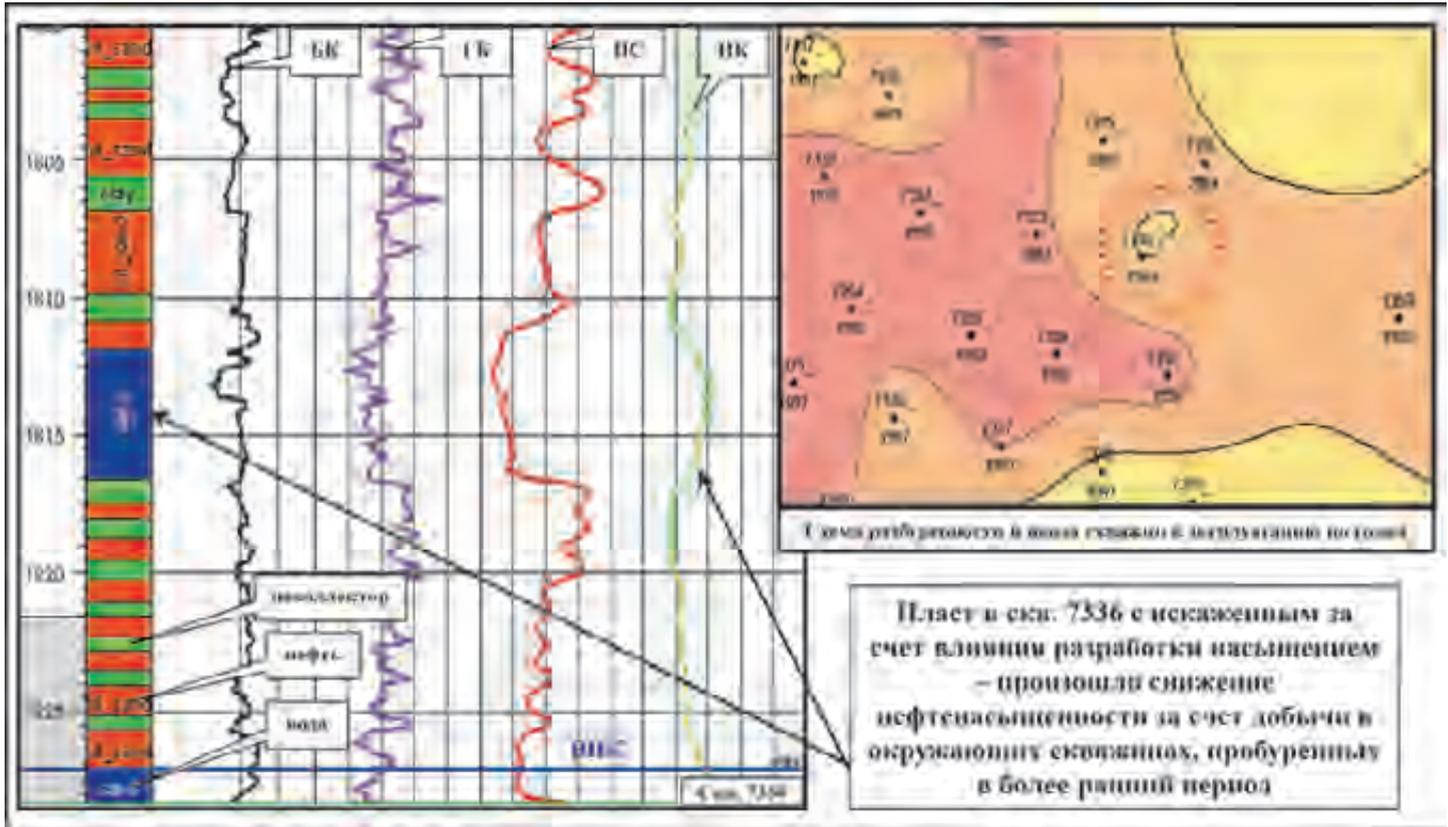


Рис.П.2.10. Пример искажения характера насыщения пласта за счет влияния разработки

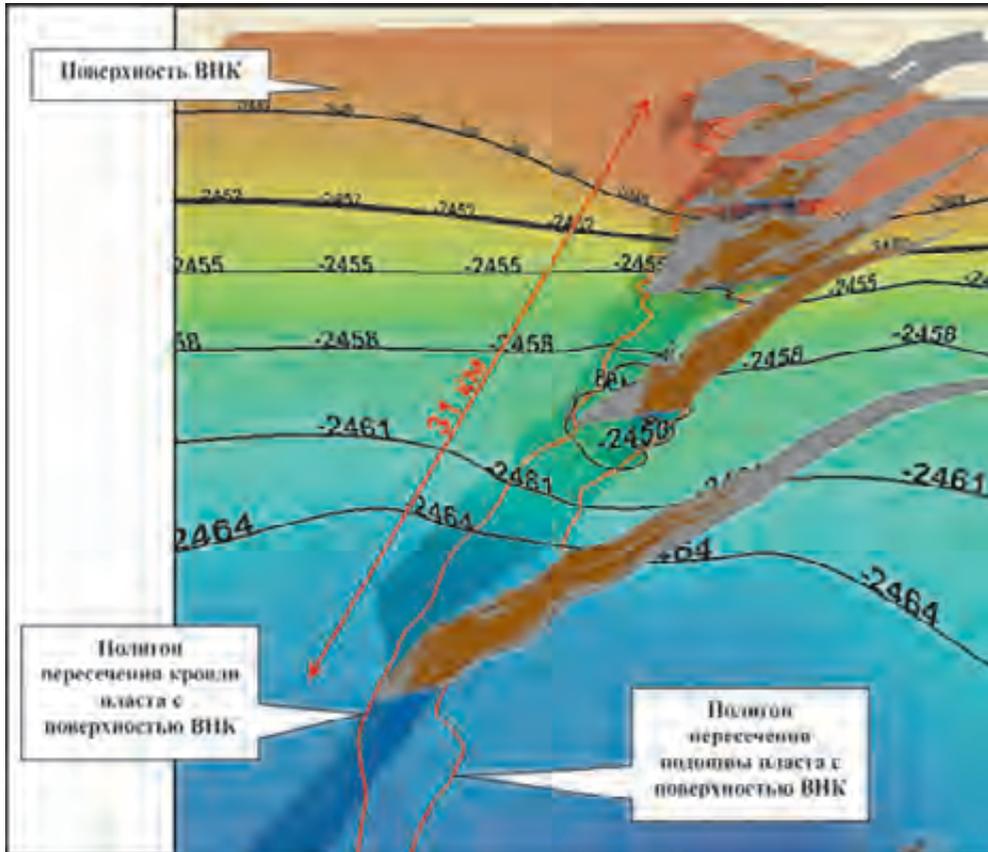


Рис.П.2.11. Пример наклонного ВНК для большеразмерной залежи



Рис. П.2.12. Карты начального положения ГВК (а) и начальных пластовых давлений (б) сеноманских газовых залежей севера Западной Сибири (материалы М.В.Пороскуна)

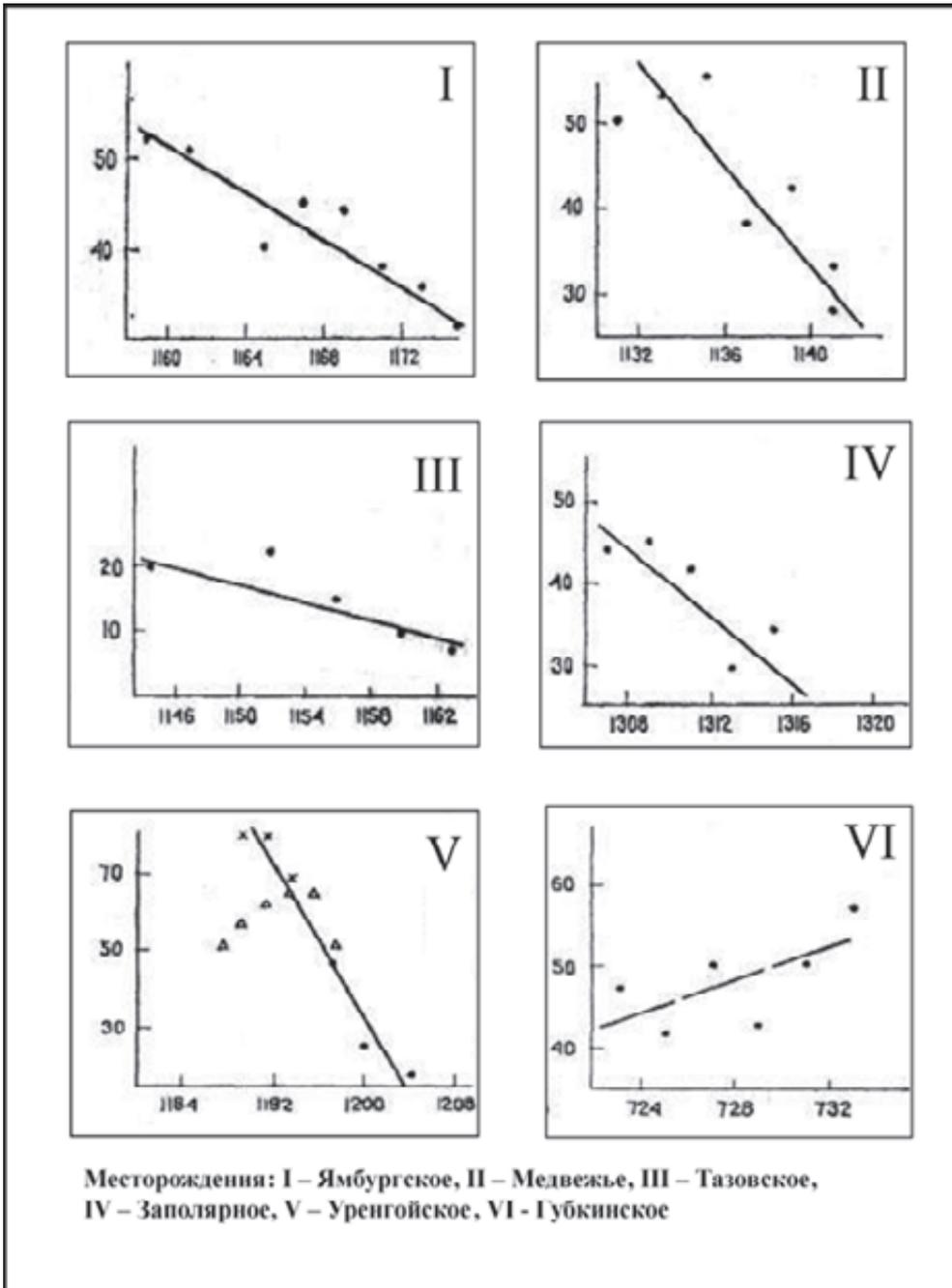


Рис.П.2.13. Зависимость ГVK сеноманских залежей севера Западной Сибири от высотных отметок местности (по Хафизову Ф.З., 1991)

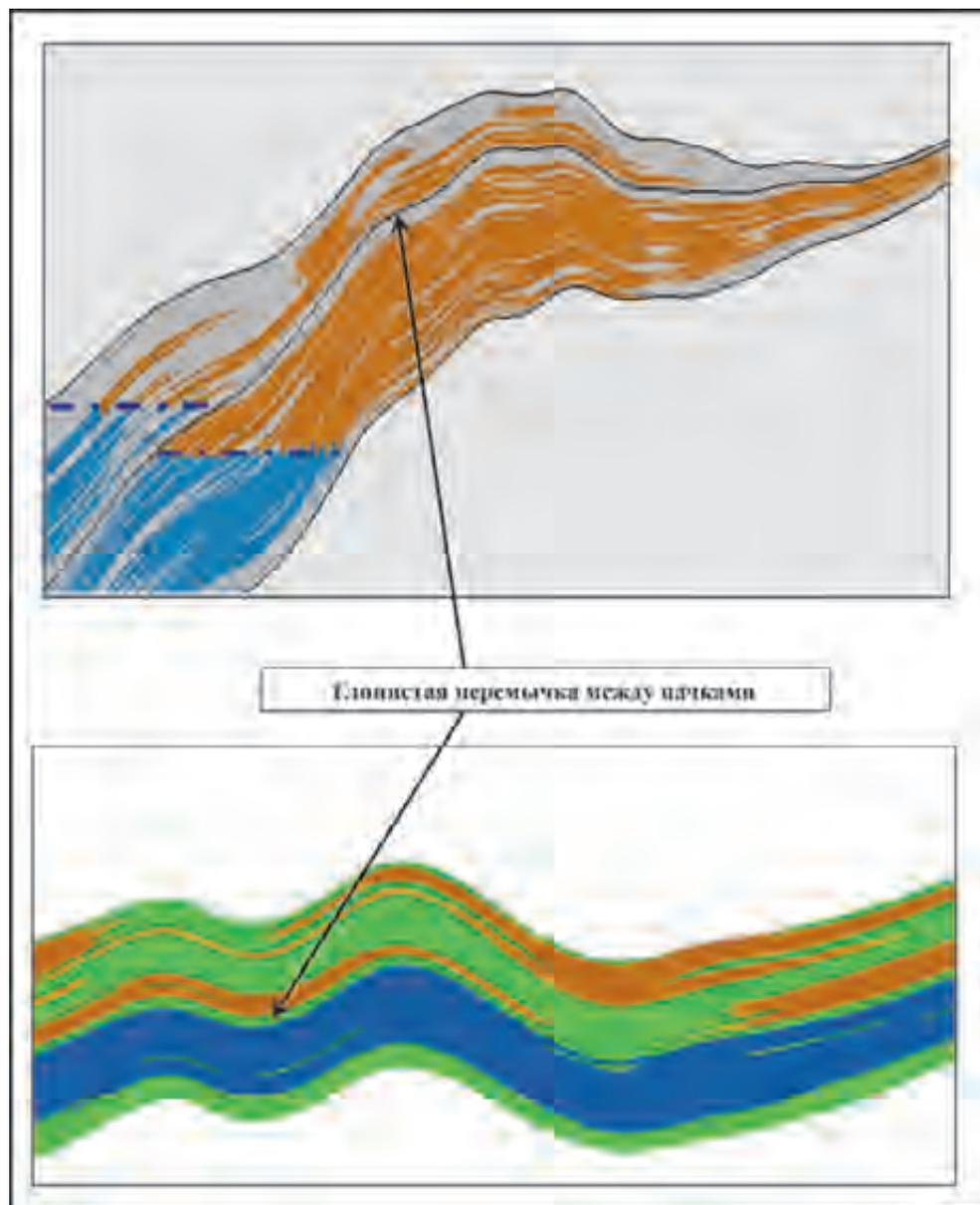


Рис.П.2.14. Пример разделения пластов с разными ВНК непроницаемыми перемычками

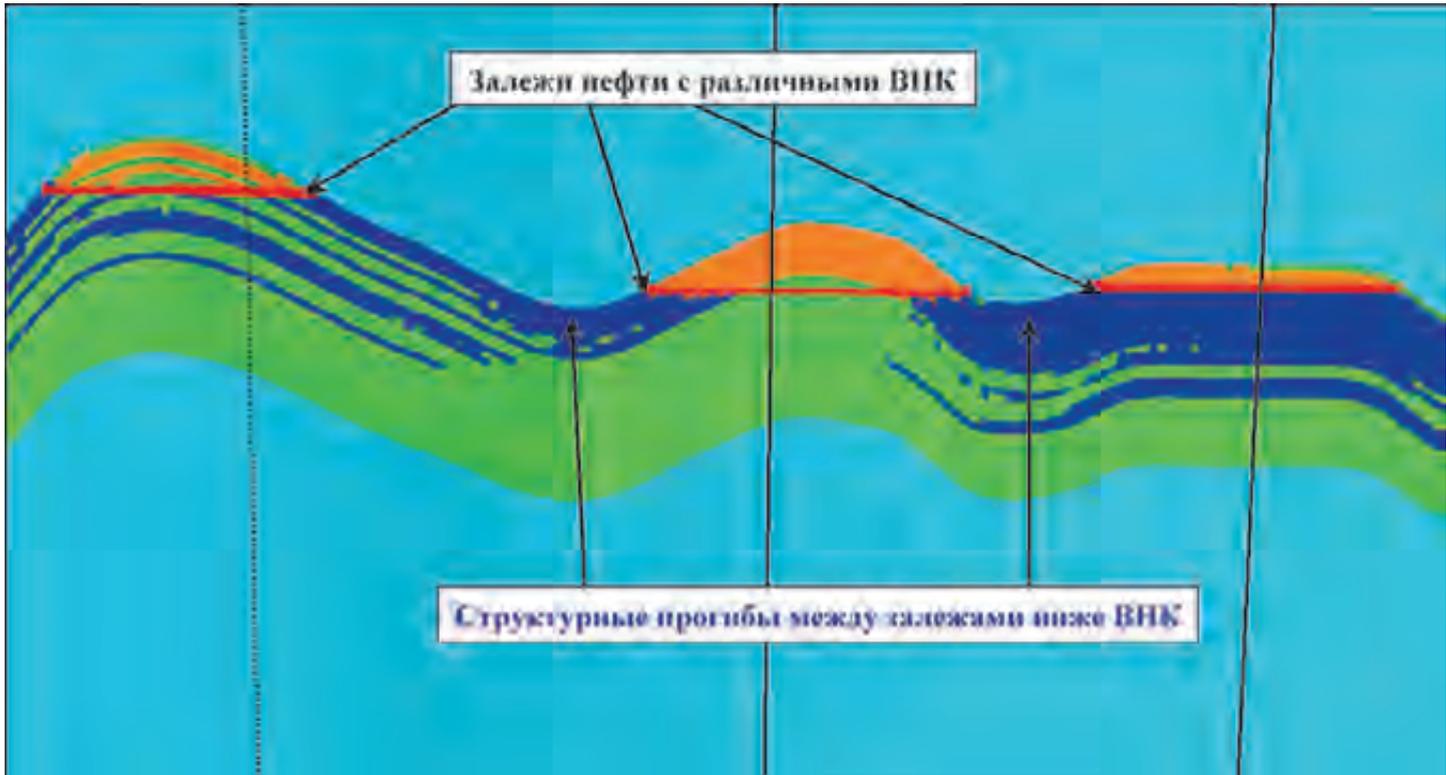


Рис.П.2.15. Пример разделения залежей структурными прогибами

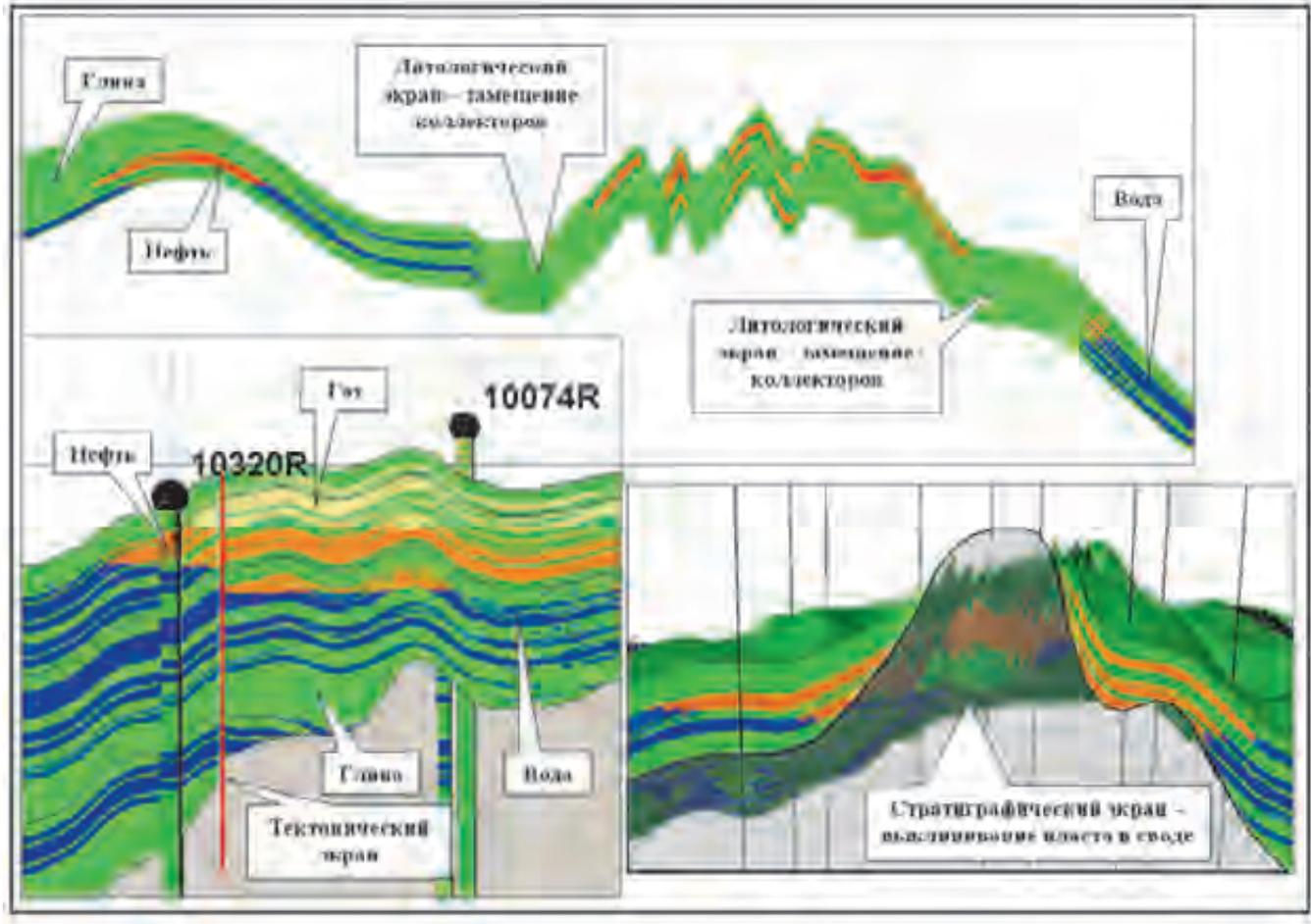


Рис.П.2.16. Разделение залежей нефти экранами различной геологической природы

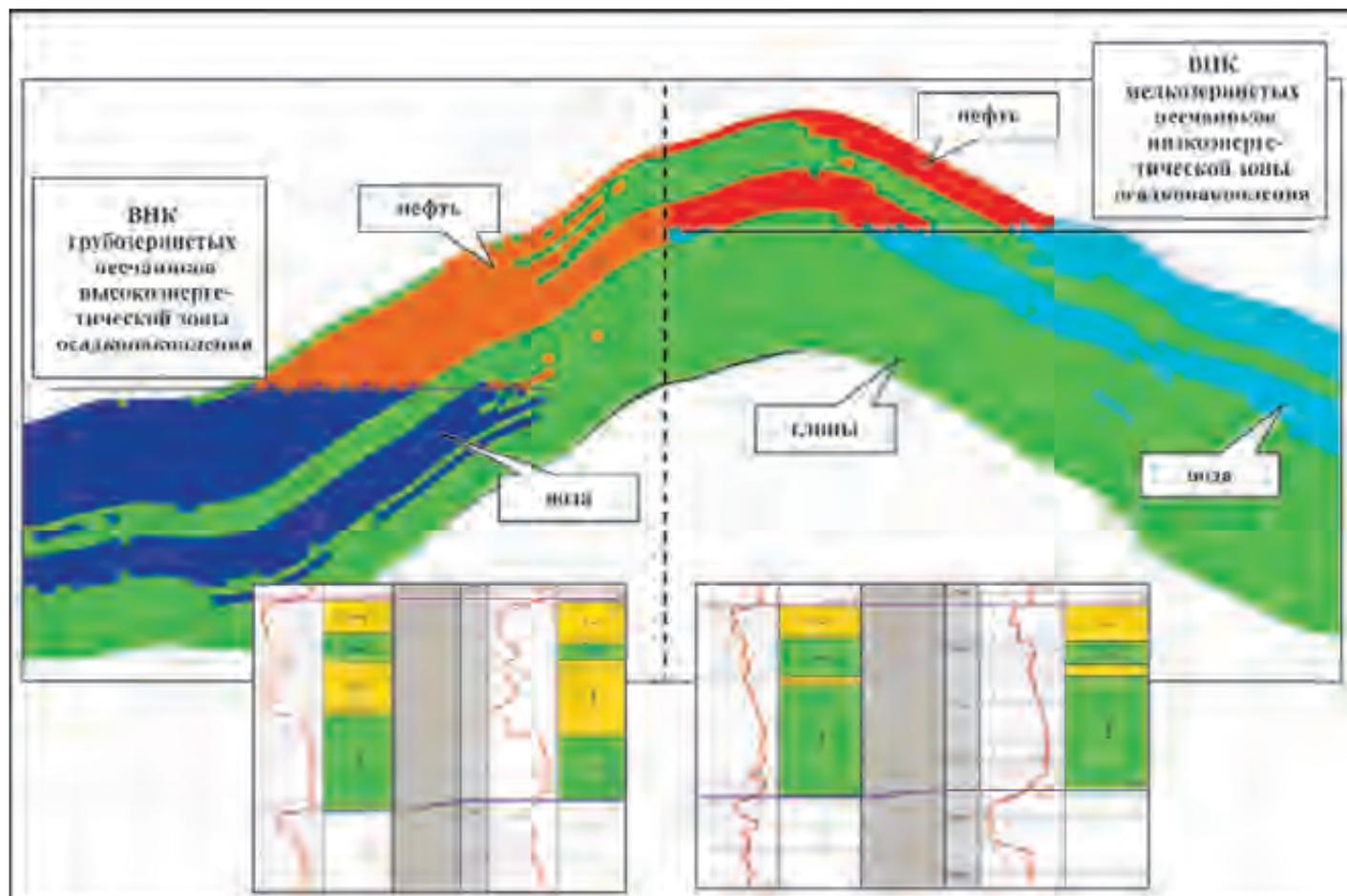


Рис.П.2.17. Пример различия положения ВНК одного пласта для разных фациальных зон

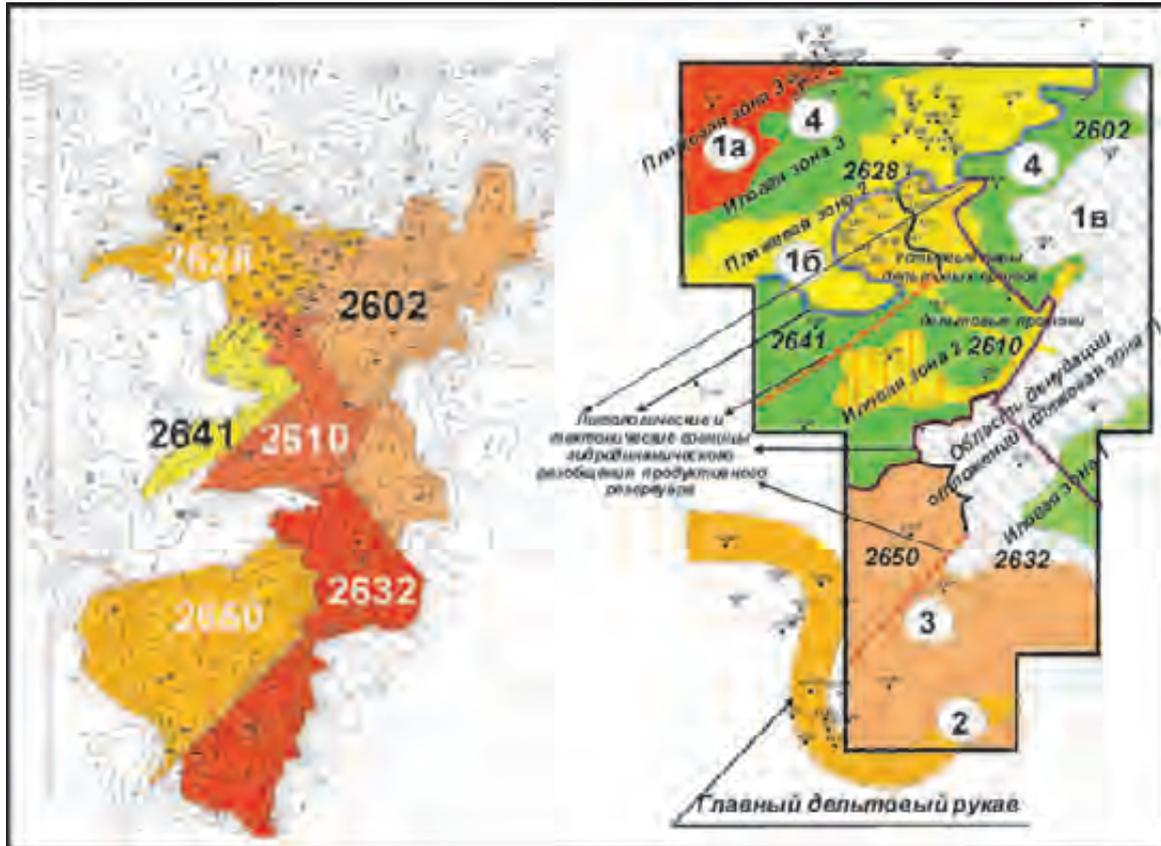


Рис.П.2.18. Выделение зон разных ВНК и гидродинамических барьеров фацальной и тектонической природы пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения (по Белозерову В.Б., Кошовкину И.Н., Рязанову А.В., Мангазееву В.П., 2006)

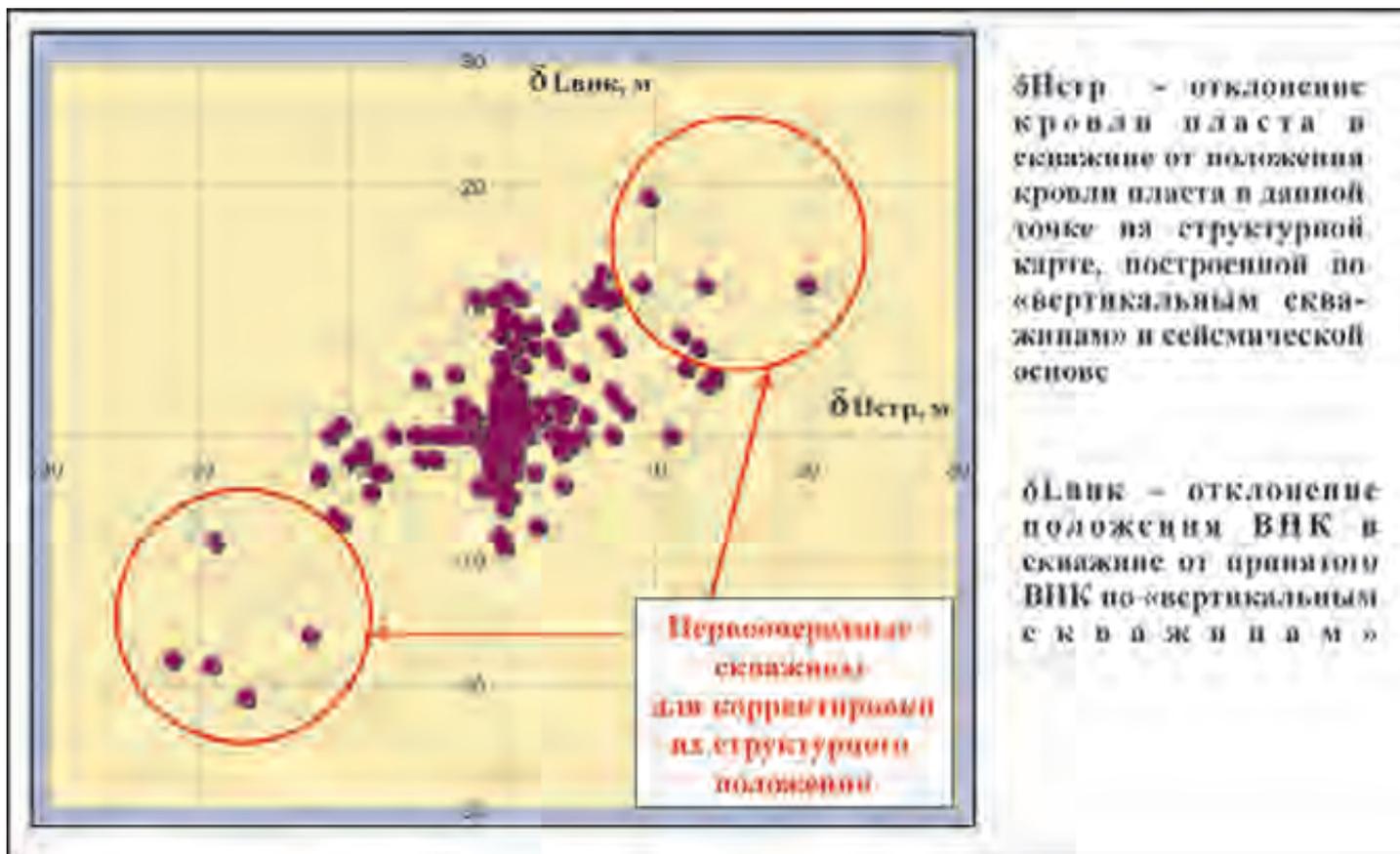


Рис.П.2.19. Кросс-плот для обоснования введения поправок в инклинометрию

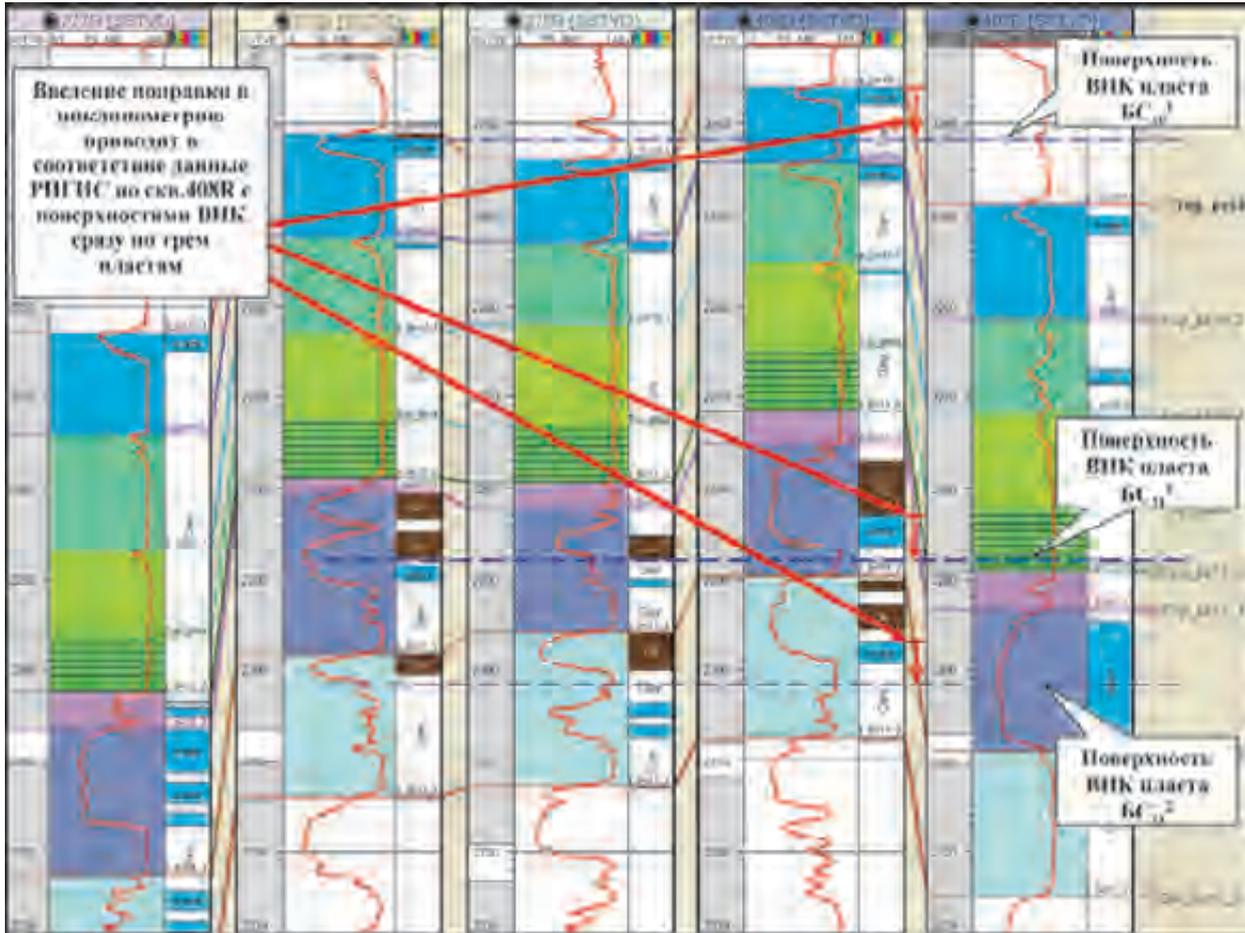


Рис.П.2.20. Анализ вводимых поправок в инклинометрию скважин по разным пластам

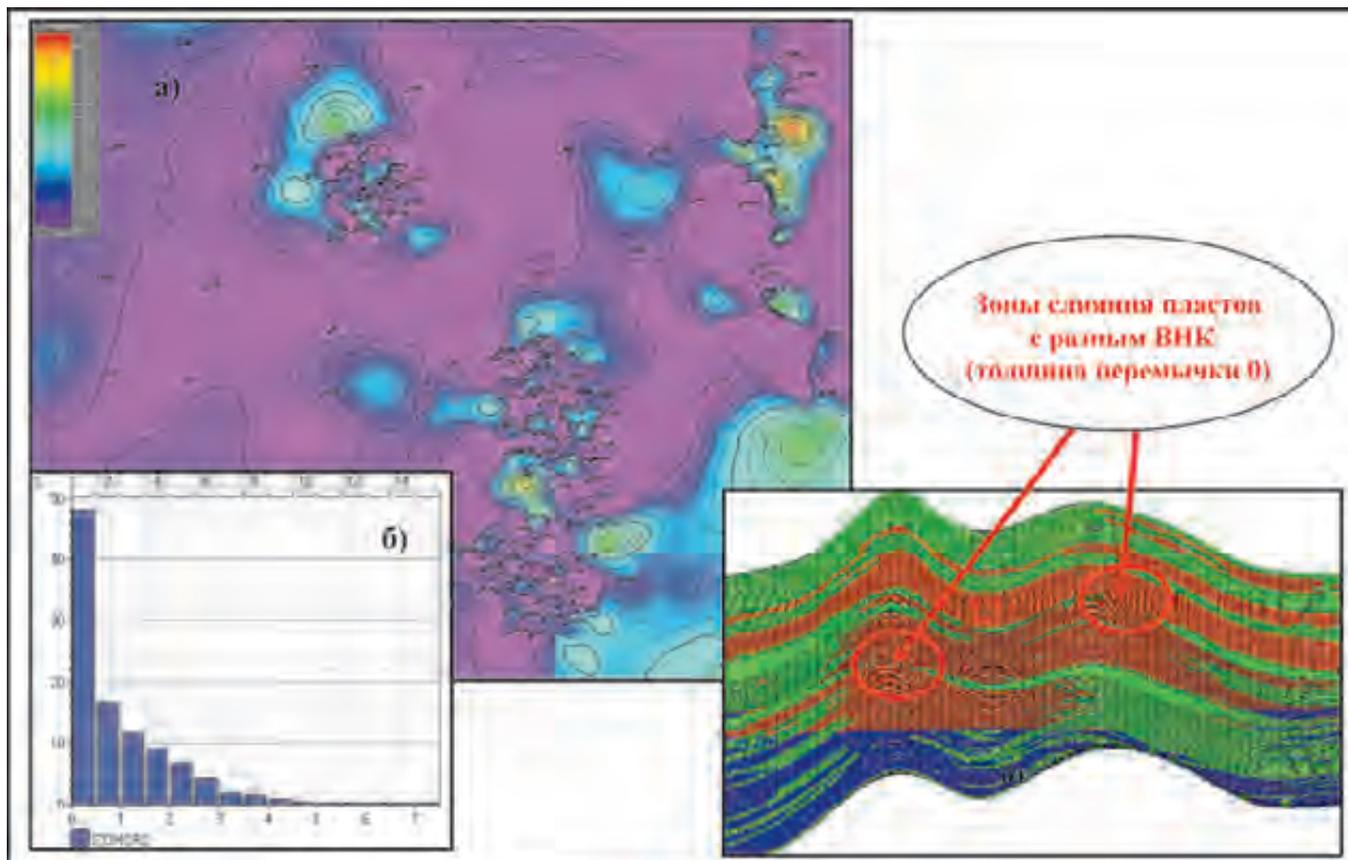


Рис.П.2.21. Примеры выявления в модели зон слияния коллекторов пластов с разным ВНК построением карт (а) и гистограмм (б) толщин глинистой перемычки между пластами

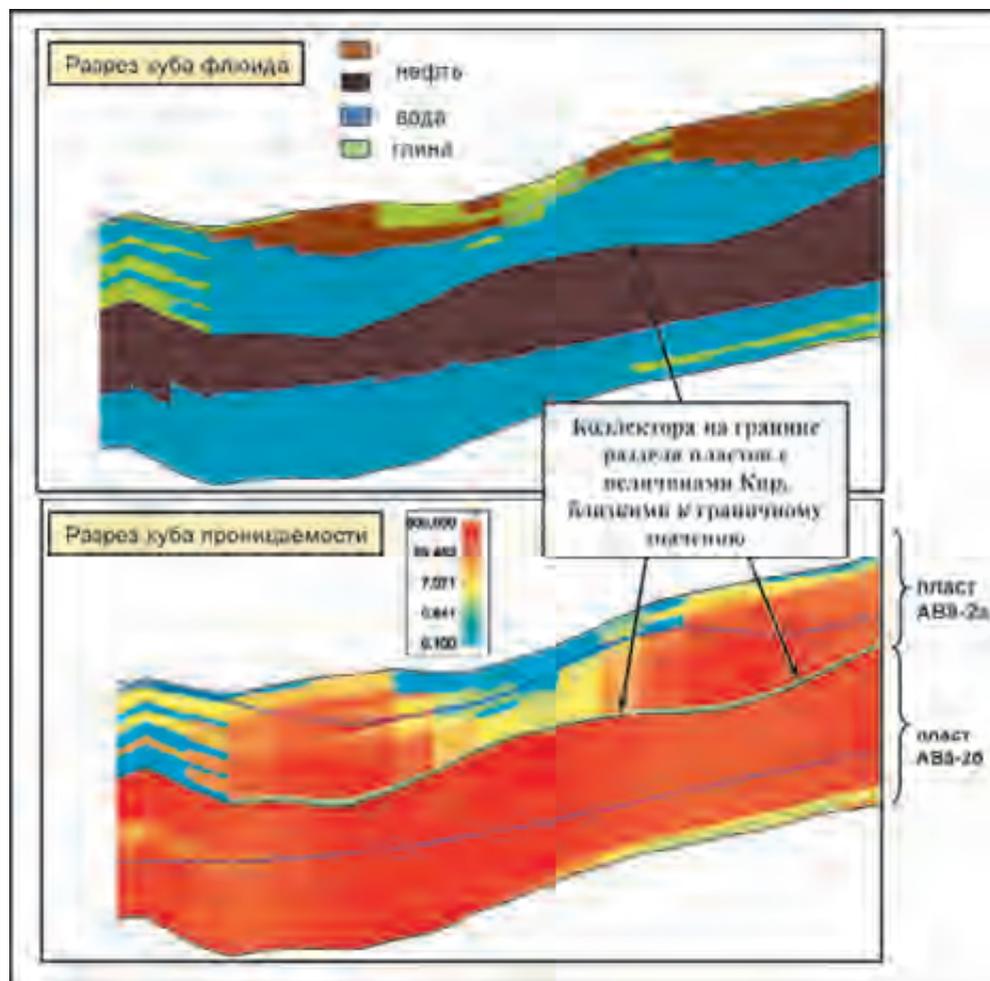


Рис.П.2.22. Примеры зон слипания в геологической модели коллекторов пластов АВ8-2а и АВ8-2б с разными ВНК

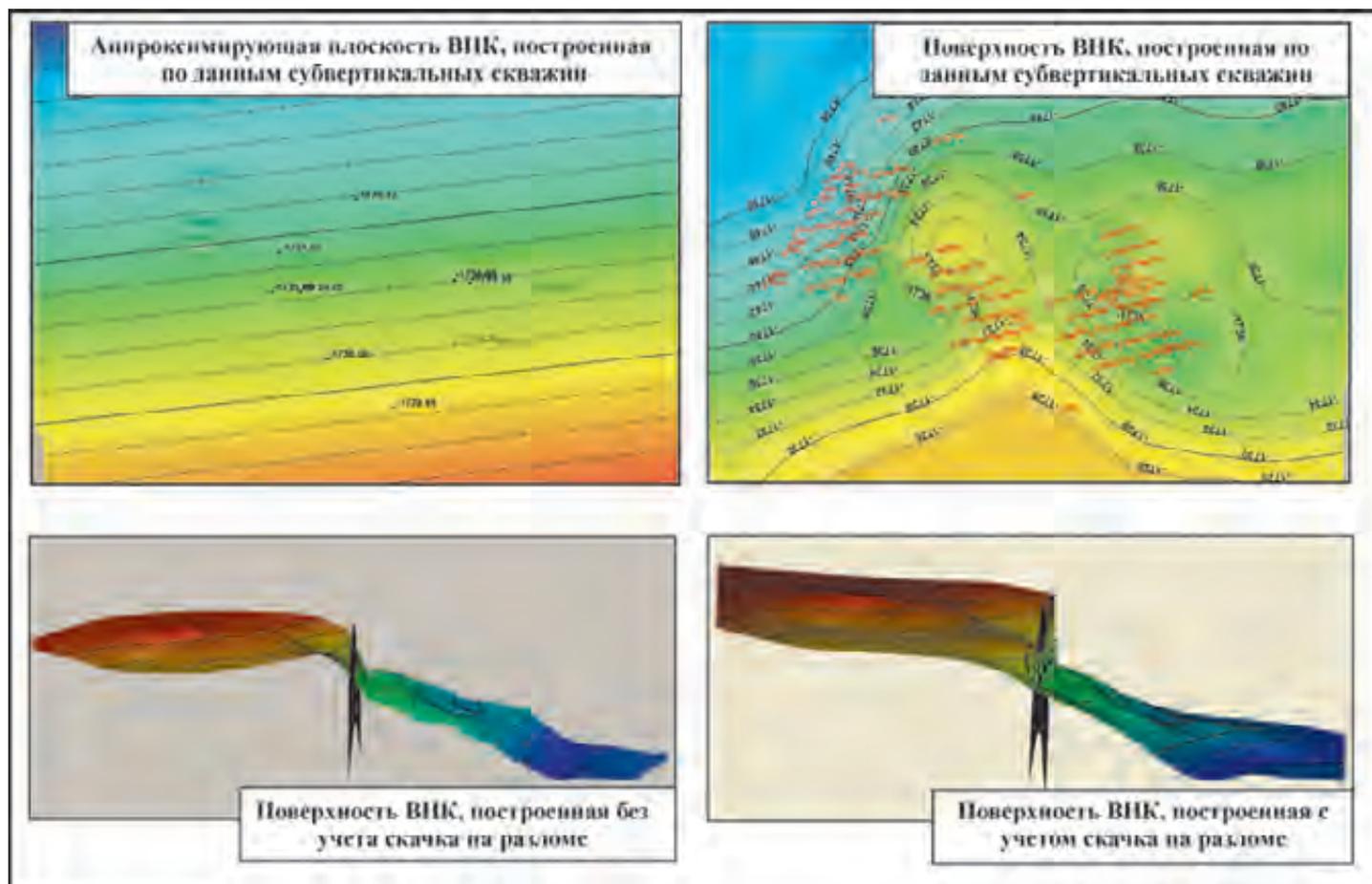


Рис.П.2.23. Карты поверхностей ВНК

## Список литературы:

1. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Гаврилова Е.В., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов многопластовых месторождений на основе трехмерных моделей. Труды V Международного технологического симпозиума. М., Институт нефтегазового бизнеса, 2006 г.
2. Гаттенбергер Ю.П. Влияние изменений плотности нефти на положение водонефтяного контакта и смещение залежей. Геология нефти и газа, №9, 1972.
3. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири. Геология нефти и газа. №3, 2007.
4. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1985 г.
5. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М., 2005.
6. Кавун М.М., Степанов А.В., Истомин С.Б. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа. Геофизика, №4, 2007.
7. Керусов И.Н., Страхов П.Н., Мирошниченко Д.Е., Керусова И. Э, Нестеренко Н.П., Мордвинцев М.И., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Факторы, определяющие сложное положение ВНК. Сборник трудов IX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры», Ханты-Мансийск, 2006 г.
8. Мамяшев Т.В., Ананченко А.С., Гроцкова Т.П. Анализ особенностей поведения водонефтяных контактов юрских залежей. Сборник трудов IX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры», Ханты-Мансийск, 2006 г.
9. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора. Нефтяное хозяйство, №5, 2006.
10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороску-

- на, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г.
11. Светлов К.В., Грищенко М.А., Филатов В.А. Особенности обоснования положения ВНК в процессе геологического моделирования месторождений Александровского вала. Сборник трудов VII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры», Ханты-Мансийск, 2004 г.
  12. Справочник по нефтепромысловой геологии. Под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. М., Недра, 1981 г.
  13. Судо Р.М. Гидрогеология нефтяных месторождений центральной части Западной Сибири в естественных условиях и при разработке. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М., 2007.
  14. Хафизов Ф.З. Повышение эффективности разведки залежей крупных нефтегазоносных комплексов, Л., Недра, 1991.
  15. Шацкий А.В. Имитационное гидропрослушивание и трехмерные гидродинамические модели. Тезисы докладов VIII конференции ЗАО «Пангея». М., 2007.
  16. Assessing the oil water contact in Haradh Arab-D.A. Stenger, SPE, Saudi Aramco, and T.R. Pham, SPE, Saudi Aramco, A.A. Al-Sahhaf, SPE, Saudi Aramco, A.S. Al-Muhaish, Saudi Aramco, 2005. SPE 71339.
  17. Reservoir connectivity analysis—defining reservoir connections and plumbing. P. Vrolijk, B. James, R. Myers, J. Maynard, L. Sumpter, and M. Sweet, Exxon Mobil Upstream Research Co., 2005. SPE 93577.

## Приложение 3. Построение сетки

(составлено Сунгуровым А.А.)

Важным этапом построения модели является построение трехмерной сетки, или 3D-грида. Трехмерная сетка — это ячеистый каркас, в объеме которого выполняются все основные этапы геологического моделирования. Главное отличие трехмерной сетки от двумерного грида (то есть поверхности) в том, что каждая ячейка трехмерной сетки занимает определенный объем в пространстве, тогда как ячейка двумерного грида характеризуется только площадью. Правильно построенная трехмерная сетка — это основа и залог построения корректной геологической модели.

**Зоны, мульти-зоны, под-зоны.** Трехмерная сетка строится внутри так называемой «зоны». Зона представляет собой объем между двумя или несколькими горизонтами, расположенными один под другим. Для точного воспроизведения геологического строения и объемов моделируемых объектов весь объем, ограниченный зоной, делится на мелкие ячейки. Совокупность этих ячеек и есть трехмерная геологическая сетка.

Для создания зоны необходимо как минимум два горизонта. Такая зона называется единой. Но на практике зона создается чаще всего из последовательности нескольких горизонтов. В этом случае она представляет собой последовательность нескольких под-зон и называется мульти-зоной (рис. П.3.1). Для создания мульти-зоны необходимо иметь не только самую верхнюю и самую нижнюю поверхности, но также и все промежуточные поверхности, определяющие границы между под-зонами внутри единой зоны.

Модель может содержать любое количество зон. Необходимость использования нескольких зон возникает в том случае, когда моделируемый интервал характеризуется существенной толщиной. В этом случае, при создании трехмерной сетки в единой зоне, она может содержать десятки миллионов ячеек, что существенно снизит эффективность работы за счет медленной визуализации и длительных пробных расчетов.

Выход из этой ситуации заключается в создании нескольких зон, каждая из которых будет включать в себя определенную часть моделируемого

интервала. Как вариант, в качестве отдельных зон можно взять разные стратиграфические подразделения. Например, юрская система будет представлять собой одну зону, а меловая — другую. В этом случае моделирование будет осуществляться раздельно для каждой зоны.

Каждая из этих зон делится на под-зоны в соответствии с продуктивными пластами. На рис. П.3.1 показан пример месторождения, где весь моделируемый интервал (юра + мел) был разбит на две зоны. Зона 1 ограничена кровлей и подошвой мела, а зона 2, соответственно, кровлей и подошвой юры. Каждая зона содержит по 4 под-зоны, причем из этих четырех под-зон две являются продуктивными пластами, а две другие — покрывками.

При создании зоны необходимо учитывать несколько важных моментов.

Все поверхности, из которых создается зона, должны покрывать примерно одну и ту же область (по площади). Зона создается только в той области, которая покрывается всеми используемыми поверхностями. То есть, если одна из поверхностей покрывает площадь, меньшую, чем остальные, то площадь зоны также будет ограничена площадью этой поверхности.

Поверхности, используемые для создания зоны, не должны пересекаться друг с другом по глубине. Допускается только совпадение поверхностей в некоторых областях. Часто подобный прием используется для моделирования выклинивающихся пластов.

**Трехмерные ячеистые сетки.** Процесс создания трехмерной геологической сетки заключается в разбиении объема, заключенного внутри зоны, на мелкие ячейки в соответствии с заданными правилами, определяемыми непосредственно геологом, проводящим моделирование.

Ячейки, получающиеся при разбиении объема, могут иметь разнообразную форму, причем различные типы сеток имеют различные ограничения по форме ячеек.

Существует два глобальных типа трехмерных сеток: структурированные сетки и неструктурированные. Ячейки структурированных сеток всегда представляют собой шестигранники (т. е. имеют 8 вершин). Ячейки неструктурированных сеток теоретически не имеют ограничений по форме ячейки.

Большая часть материала этого приложения относится к структурированным сеткам, так как геологическое моделирование в настоящее время осуществляется именно на таких сетках. Неструктурированные сетки дают определенные преимущества при гидродинамическом моделировании и рассматриваются в последнем разделе.

**Структурированные трехмерные геологические сетки.** Правила разбиения объема на ячейки необходимо задавать как по латерали («нарезка» ячеек на «столбцы» и «ряды»), так и по вертикали («нарезка» ячеек на слои). Эти правила определяют границы между гранями всех ячеек внутри трехмерной геологической сетки (рис. П.3.2). Также этими правилами задается горизонтальное и вертикальное разрешение трехмерной сетки, о чем рассказывается ниже.

Горизонтальное разрешение структурированной трехмерной сетки определяется длиной и шириной горизонтальной проекции ячеек (для обозначения этого расстояния также часто используется термин «инкремент»).

Если модель не содержит разломов, то ячейки регулярной структурированной сетки имеют одинаковую длину и одинаковую ширину (по горизонтали), как изображено на рис. П.3.2.

Однако, если в модели присутствуют разломы, то для корректного их встраивания требуется изменять геометрию приразломных ячеек, «притягивая» их вершины к разломам как по горизонтали, так и по вертикали. Подобная трехмерная сетка содержит нерегулярные ячейки, характеризующиеся разными инкрементами, и требует гораздо более сложного описания, нежели сетка, содержащая только регулярные ячейки.

Также подобная нерегулярная геометрия используется при создании гидродинамических сеток, когда существует необходимость создать ячейки разной площади в разных частях модели (например, более крупные по площади ячейки в законтурной области, или более мелкие вокруг скважин).

Таким образом, существует два типа геометрии структурированных трехмерных сеток, обусловленные необходимостью использовать или не использовать нерегулярное горизонтальное разрешение сетки:

- регулярная геометрия — предназначена для трехмерных сеток с регулярным горизонтальным разрешением.
- геометрия типа «угловой точки» — предназначена для сеток с нерегулярным горизонтальным разрешением.

Основное их различие заключается в том, что при описании сетки регулярной геометрии используется только  $Z$ -координата вершин всех ячеек. Координаты  $X$  и  $Y$  в описании сетки напрямую не используются. При необходимости они легко рассчитываются сложением начала координат сетки с инкрементом ячеек (по  $X$  или  $Y$  соответственно), помноженным на номер

искомой ячейки. Инкремент ячеек при регулярной геометрии, как мы помним, является константой.

Это можно представить формулой  $K_n = K_0 + n \cdot dK$ , где

$K_n$  — координата вершины  $n$ -й ячейки;

$K_0$  — координата начальной точки сетки;

$dK$  — инкремент ячеек по  $X$  или по  $Y$ .

При геометрии типа «угловой точки» («corner point») положение каждой ячейки в пространстве описывается всеми тремя координатами всех ее восьми вершин. Однако, учитывая, что все ячейки в сетке (кроме крайних) имеют смежные грани, то реально для описания геометрии каждой ячейки используется не 8 точек, а 4 точки. Ниже приведено несколько важных свойств каждого типа геометрии.

#### **Регулярная геометрия:**

- упрощенное описание (так как все ячейки имеют одинаковую длину и ширину),
- быстрый расчет геометрии,
- все ячейки обязательно должны иметь одинаковую длину и ширину,
- ребра всех ячеек всегда строго вертикальны,
- невозможно встроить разломы (так как это искажает длину и ширину ячеек, и поэтому противоречит п.3).

Существует также упрощенный тип регулярной геометрии — так называемая «блочно-центрированная» сетка, для которой существует дополнительное условие, помимо перечисленных выше: у этой сетки верхняя и нижняя грани должны быть строго горизонтальны. Иначе этот тип геометрии называется декартовым (картезианским).

#### **Геометрия типа «угловой точки»:**

- более сложное описание (т. к. ячейки имеют разную длину и ширину),
- все ячейки могут иметь произвольную длину и ширину,
- ребра ячеек могут быть наклонными,
- можно встраивать разломы,
- можно создавать различное горизонтальное разрешение в разных частях сетки,
- можно встраивать локальные измельчения, в том числе и вокруг скважин.

Графический пример описанных выше типов геометрии сеток показан на рисунке П.3.3.

**Поворот сетки.** Часто возникает необходимость повернуть всю трехмерную сетку на определенный угол. На это может быть несколько причин. Первая причина. Залежь моделируемого месторождения представляет собой сильно вытянутый по одной оси вал или риф и географически ориентирована в северо-восточном или северо-западном направлении. В этом случае сетку бывает полезно повернуть на определенный угол так, чтобы столбцы и ряды ячеек были ориентированы вдоль оси моделируемого месторождения. Это необходимо для минимизации количества ячеек, лежащих внутри контура, при том, что горизонтальное разрешение сетки остается прежним.

Вторая причина, по которой может возникнуть необходимость повернуть сетку – расположение рядов нагнетательных и добывающих скважин. Если расположить столбцы и ряды сетки вдоль рядов скважин, то при вычислении линий тока (да и вообще при гидродинамическом моделировании) жидкость будет перемещаться напрямую от нагнетательных скважин к добывающим. В обратном случае время тока жидкости и ее путь увеличится за счет того, что прямого пути между рядами скважин уже не будет.

Еще одной причиной может служить ориентировка разломов. Часто ориентировка разломов определяется региональной тектоникой, и в этом случае все основные разломные нарушения ориентированы параллельно. В этой ситуации также имеет смысл повернуть сетку вдоль этих разломов, чтобы добиться гладкого встраивания разломов без искажения прилегающих к ним ячеек.

Описанные выше ситуации проиллюстрированы на рис. П.3.4. Заметим, что аналогичные преобразования сетки применяются и при геологическом моделировании рудных тел [Капутин Ю.Е., 2002].

При повороте сетки на определенный угол для нее создается локальная система координат (рис. П.3.4). В этой системе координат оси X и Y также повернуты на заданный угол. При создании сетки заданный инкремент ячеек отсчитывается от локальных осей X и Y.

**Горизонтальное разрешение сетки.** Существенно важный момент – правильный выбор горизонтального разрешения сетки, то есть определение значений инкрементов по X и Y. Обычно инкремент стараются выбрать такой, чтобы между скважинами было не менее двух-трех ячеек. Например, если расстояния между скважинами порядка 300 метров, то рекомендуется строить сетку из ячеек не крупнее, чем 100 x 100 метров. Сетки, в которых

несколько скважин (обычно две) попали в одну и ту же ячейку, либо в соседние ячейки, использовать нельзя. В таких случаях необходимо использовать более мелкие ячейки. Однако часто использовать более мелкие ячейки невозможно. Обычно это обусловлено двумя причинами — либо в силу ограниченных ресурсов компьютера, либо если попавшие в одну ячейку скважины находятся так близко, что использовать настолько мелкие ячейки не имеет смысла.

В подобной ситуации рекомендуется оставить для моделирования только одну скважину. Обычно выбирается та скважина, которая работает на этот пласт, а транзитная убирается. Кроме того, очень близко друг к другу обычно находятся скважины-дублиеры, т. е. те скважины, которые пробурены в нескольких метрах от соседней скважины (либо в виде бокового ствола), по причине остановки бурения первой (например, из-за аварии). В этом случае следует исключить аварийную скважину, т. к., скорее всего, она содержит меньше данных (или вообще не содержит).

При моделировании месторождений наиболее часто используемое горизонтальное разрешение геологических сеток (т. е. инкременты ячеек) — 50 x 50 либо 100 x 100 метров. Если месторождение особенно крупное, то используется инкремент 200 x 200 метров. Гигантские месторождения (например, Самотлорское) часто делят на сектора и моделируют каждый сектор отдельно.

Также, при определении горизонтального разрешения сетки необходимо учитывать то, каким образом в дальнейшем эта сетка будет ремасштабироваться для гидродинамического моделирования. При ремасштабировании (апскейлинге) параметров с геологической сетки на гидродинамическую очень важно минимизировать погрешность вычислений. Если границы ячеек более грубой гидродинамической сетки не совпадают с границами ячеек более мелкой геологической сетки, то в гидродинамическую ячейку попадает не целое число геологических ячеек, что увеличивает погрешность (рис. П.3.5).

Поэтому при создании геологической сетки необходимо обращать внимание на количество столбцов и рядов ячеек, получающееся при заданном инкременте. Количество столбцов и рядов должно быть кратно предполагаемому соотношению между ячейками геологической и гидродинамической сеток.

Рассмотрим пример. Допустим, задан инкремент сетки 50 x 50 метров. При этом модель имеет площадь 6000 x 7050 м. Следовательно, при за-

данном инкременте она разбивается на  $6000/50 = 120$  столбцов и  $7050/50 = 141$  ряд. Допустим, что гидродинамическая сетка предполагается быть в 2 раза грубее геологической (количество и столбцов, и рядов будет в 2 раза меньше). Очевидно, что такая гидродинамическая сетка должна будет состоять из 60 столбцов ( $120/2$ ) и 70.5 ряда ( $141/2$ ). Но количество ячеек (в отличие от значения инкремента) не может быть дробным числом, поэтому придется взять либо 70, либо 71 ряд. Это как раз и приводит к тому, что границы рядов ячеек в геологической и гидродинамической сетке не совпадают (рис. П.3.5).

Подобной проблемы можно избежать, если заранее предусмотреть соотношение ячеек между геологической и будущей гидродинамической сеткой. На самом деле, выхода из этой ситуации два:

- уменьшить / увеличить количество ячеек геологической сетки таким образом, чтобы оно делилось нацело на заданный коэффициент. В описанном примере этот коэффициент равен 2. То есть, в данном случае количество столбцов можно оставить равным 120, а количество рядов изменить либо на 140, либо на 142. Однако, при этом инкремент в соответствующем направлении будет несколько отличаться от 50 (т. к.  $7050/140 = 50.36$  м.). Впрочем, это не играет практически никакой роли, т. к. незначительное отклонение формы ячейки от квадрата вполне допустимо,
- увеличить / уменьшить длину или ширину сетки настолько, чтобы при заданном инкременте получалось кратное число ячеек. В приведенном примере можно будет построить сетку не на площади  $6000 \times 7050$  м, а  $6000 \times 7000$  м, либо  $6000 \times 7100$  м. Это позволит получить кратное количество рядов. При использовании этого варианта желательно уменьшать площадь, так как при увеличении происходит экстраполяция за границы модели, что может привести к нежелательным эффектам и формам ячеек.

**Разбивка сетки на слои.** После определения горизонтального разрешения трехмерной сетки необходимо разбить сетку на слои. При этом следует различать такие два понятия, как характер вертикального строения (то, каким способом сетка разбивается на слои) и вертикальное разрешение сетки (собственно, размеры этих слоев).

Характер вертикального строения трехмерной сетки выбирается исходя из особенностей внутреннего геологического строения моделируемой тол-

щи. Под этими особенностями здесь подразумевается характер напластования, слоистости, и взаимоотношения различных типов пород внутри толщи. Например, изгибы чередующихся пропластков (циклов) внутри терригенного пласта часто идут согласно его кровле и подошве (рис. П.3.6).

Существует два основных типа вертикального строения сеток.

**Пропорциональная разбивка.** При данном типе разбивки (рис. П.3.7) вся толща, ограниченная зоной, делится на одинаковое заданное равное количество слоев, вне зависимости от общей толщины зоны. Таким образом, при пропорциональной разбивке любая область толщи содержит заданное количество слоев, однако толщина каждого слоя в разных частях толщи может меняться.

Такой тип разбивки используется чаще всего, и применяется для моделирования терригенных и большинства карбонатных пластов. Однако, пропорциональная разбивка не обязательно должна заключаться между кровлей и подошвой зоны. Она может заключаться и между двумя любыми непересекающимися поверхностями, но при этом оставаться ограниченной кровлей и подошвой текущей зоны. В этом случае часть ячеек будет выклиниваться. Также возможны различные комбинации, например, пропорциональная разбивка между кровлей и независимой поверхностью, или между подошвой и независимой поверхностью. В варианте пропорциональной разбивки с ограничением толщины ячейки при уменьшении толщин ячеек меньше заданной величины они подсуммируются к соседним ячейкам. Такая схема хорошо зарекомендовала себя для моделирования пластов в условиях роста конседиментационных поднятий.

**Параллельная разбивка.** При параллельной разбивке (рис. П.3.8) вся толща зоны разделяется на слои заданной толщины. При этом количество слоев варьируется в зависимости от общей толщины зоны в разных ее частях. Данный тип разбивки должен быть параллелен либо кровле, либо подошве зоны, либо какой-нибудь не связанной с зоной поверхности. В последнем случае разбивку обычно называют «параллельно стратиграфии».

На рис. П.3.9 представлены два примера сложных трехмерных геологических сеток, использованных в реальных моделях месторождений.

Первый пример (вверху) — геологическая сетка, моделирующая пласт с эрозионным врезом. Здесь красная подсетка представляет из себя неэродированный пласт, который пропорционально разбит на три слоя. Следующая, голубая подсетка — пласт, эродированный руслом реки таким образом, что сформировался эрозионный врез. Эта подсетка разбита на слои равной

толщины параллельно подошве. И, наконец, последняя, синяя подсетка — представляет собой толщу русловых отложений. Ее вертикальное строение также построено с использованием параллельной разбивки, но слои идут параллельно кровле.

Второй пример (внизу) — геологическая сетка, моделирующая рифогенные постройки. Красная подсетка — это моноклинально погружающийся фундамент, который, как и в предыдущем примере, пропорционально разбит на три слоя. Следующая, зеленая подсетка — тело рифа. Разбивка на слои — параллельно подошве. Еще выше — синяя подсетка, представляющая собой органогенные породы другого типа, образовавшиеся поверх рифов, поэтому они выделены в отдельную подсетку. Разбивка также параллельная подошве. Еще выше — последняя, фиолетовая подсетка, состоящая из одного слоя. Она выполняет роль перекрывающих непродуктивных пород (т. е. покрывка залежи углеводородов в органогенных породах).

Вертикальное разрешение сетки (то есть количество слоев, на которые делится весь объем зоны) определяется несколькими факторами:

- средний размер геологической неоднородности. В иностранной литературе этот термин часто фигурирует как *heterogeneity*. Под размером геологической неоднородности понимается вертикальная изменчивость свойств. Например, если средняя толщина выявленного по скважине пропластка коллектора составляет 1 м, то использовать в данном пласте ячейки крупнее 50 см не рекомендуется. Оценку средней толщины пропластков и изменчивости свойств по вертикали следует оценивать на основе вертикальных вариограмм и гистограмм распределения толщин пропластков,
- шаг дискретизации скважинных данных,
- общая толщина разбиваемого интервала,
- технические ограничения по мощности компьютера.

Шаг дискретизации скважинных данных определяет минимальную необходимую толщину слоев, а технические ограничения — максимально допустимое количество. Нет смысла создавать сетку со слоями тоньше, чем расстояние между замерами, проводимыми в скважине. Обычно шаг дискретизации скважинных данных составляет 10–20 см.

В случае пропорциональной разбивки сетки вертикальное разрешение задается количеством слоев, а в случае параллельной разбивки — толщиной

слоев. Количество слоев подбирается таким образом, чтобы получить желаемую среднюю толщину слоев.

Рассмотрим пример. Имеется пласт, толщина которого варьируется от 40 до 80 метров. Средневзвешенная толщина — 60 метров. Разбивка на слои пропорциональная. Шаг дискретизации скважинных данных — 20 см. Таким образом, чтобы создать такую сетку, которая будет полностью описывать неоднородность пласта (с учетом точности имеющихся данных), необходимо взять максимальную его толщину и разделить на шаг дискретизации каротажа, то есть в данном случае разбить пласт на  $80/0.2 = 400$  слоев. При этом полученные слои будут иметь толщину 20 см только в самой мощной части пласта, а в самой тонкой части их толщина будет равна  $40/400 = 10$  см. Это не совсем эффективная разбивка, так как наличие большого количества ячеек тоньше, чем 20 см, намного увеличивает общее количество ячеек, а точность модели не увеличивается.

В данном примере наиболее эффективно будет взять за основу разбивки не максимальную, а среднюю толщину пласта, то есть 60 см. При этом количество слоев будет равно  $60/0.2 = 300$ . Толщина слоя в самой мощной части пласта будет равна  $80/300 = 27$  см, а в самой тонкой —  $40/300 = 13$  см. Средняя толщина ячеек в модели будет составлять 20 см.

**Встраивание разломов.** Последний этап построения трехмерной геологической сетки — встраивание в нее разломов. Обычно это происходит на основе модели разломов, построенной на этапе структурного моделирования и согласованной со структурными поверхностями. Если при построении трехмерной геологической сетки использовать только эти поверхности, без модели разломов — сетка будет некорректной. Вместо разломов в такой сетке появятся изгибы слоев, напоминающие флексуры (рис. П.3.10). При использовании модели разломов слои сетки будут сдвинуты на необходимую амплитуду, при этом нумерация слоев не изменится.

Общий алгоритм встраивания разлома в трехмерную сетку примерно следующий:

1. Отмечаются вертикальные ребра ячеек, лежащих примерно посередине между висячим и лежащим крыльями разлома (рис. П.3.11). Эти вертикальные ребра можно соединить линией, называемой «след разлома».
2. Геометрия ребер этих ячеек корректируется, подтягиваясь к границе висячего и лежащего крыльев разлома. Степень корректировки может варьироваться. При полной корректировке ребра ячеек вдоль сле-

да разлома полностью адаптируются к линии разлома (рис. П.3.11). При частичной корректировке ребра адаптируются не полностью (рис. П.3.12).

3. Сетка перестраивается в области между висячим и лежащим крыльями разлома с учетом скорректированных вертикальных ребер (рис. П.3.11- рис. П.3.12).

На рисунке П.3.11 показан вариант встраивания разлома, при котором вертикальные ребра ячеек, составляющих «след разлома», полностью адаптируются к верхней и нижней линиям разломов (эти линии показаны белыми полосами, ограниченными сплошной и пунктирной линиями). При этом форма ячеек, к которым относятся эти ребра, сильно изменяется. На рисунке можно видеть, что некоторые ячейки, прилегающие к разлому, потеряли свою параллелепipedную форму, а некоторые даже стали «треугольными» (тетраэдрами). Синими и фиолетовыми линиями показаны соответственно кровля и подошва трехмерной сетки после встраивания разлома.

Рис. П.3.12 демонстрирует вариант, при котором ребра ячеек вдоль «следа разлома» адаптированы лишь на 70%. Видно, что геометрия ячеек уже не так хорошо соответствует геометрии разлома. Однако, форма самих ячеек, прилегающих к разлому, ближе к параллелепipedу, а «треугольных» ячеек вообще нет. Сохранение такой геометрии ячеек, при которой величины всех углов близки к  $90^\circ$  — важная задача при создании трехмерной сетки, предназначенной для гидродинамического моделирования, т. к. чем ближе форма ячейки к параллелепipedу, тем меньше погрешность при проведении гидродинамических расчетов. Если же сетка создается только для статической (геологической) модели, то этот фактор (отличие формы ячеек от параллелепипеда) не играет значительной роли.

При встраивании разлома иногда сетку принудительно «регуляризуют». Это означает, что, хотя вертикальные ребра вдоль «следа разлома» адаптируются к геометрии разлома, но верхняя и нижняя грани прилегающих ячеек остаются прямоугольниками. Это позволяет, с одной стороны, учесть угол падения разлома, а с другой — сохранить форму ячеек, приближенную к параллелепipedу. Подобный вариант показан на рис. П.3.12. Здесь сетка «регуляризована», но степень корректировки ребер к разлому = 100%.

Также разлом иногда принудительно встраивают как вертикальный. При этом ребра ячеек вдоль «следа разлома» никак не адаптируются к линиям разломов. Учитывается только амплитуда. Ячейки полностью сохраняют параллелепipedную форму. Такой вариант показан на рис. П.3.13.

Наклонные разломы также могут быть встроены в виде «ступенек». Смысл — опять же, сохранить прямые углы между ребрами ячеек. Пример показан на рис. П.3.13.

Следует отметить, что если предполагается, что создаваемая сетка будет использоваться только для построения статической геологической модели, то в большинстве случаев наиболее приемлемым способом встраивания разломов будет 100%-я адаптация вертикальных ребер ячеек к линиям разломов.

Современные методы работы с моделями разломов (например, метод «склеенных блоков»), позволяют реализовать в трехмерной сетке практически любую воображимую геометрию разломов. Это не только стандартные сбросы, но также и взбросы,  $\lambda$ -образные, Y-образные разлома, комбинации различных типов разломов и т.д. Пример подобной сложной структуры, а также то, как эта структура реализована в трехмерной сетке, представлен на рис. П.3.14.

**Неструктурированные типы трехмерных геологических сеток.** С тех пор, как была построена первая трехмерная сетка, многообразие и разрешение исходных данных для построения модели существенно возросло. Для эффективного использования этих достижений инженерам-разработчикам потребовались более продвинутые инструменты. Появилась необходимость более точного воспроизведения особенностей геологического строения, а также корректного учета горизонтальных и многозабойных скважин.

Стандартных (структурированных) типов сеток (ортогонального или «угловой точки») часто не достаточно для удовлетворения подобных требований (особенно при гидродинамическом моделировании), т. к. данные типы геометрии трехмерных сеток накладывают определенные геометрические ограничения. Наиболее распространенным вариантом неструктурированной сетки являются сетки типа **PEBI (PErpendicular BIsector — перпендикулярная бисекторная)**, также называемые «сетками Вороного» (**Voronoi grid**). Ячейки PEBI-сетки характеризуются большим разнообразием возможных форм и могут быть размещены по отношению друг к другу так, чтобы отразить любые структурные особенности (рис. П.3.15. А).

Основные преимущества неструктурированных сеток реализуются в гидродинамическом моделировании, так как в этом случае нет надобности выбирать ориентировку сетки — каждая ячейка имеет свободную форму и может быть «ориентирована» в любом направлении. Ячейки PEBI-сетки

не ограничивают число направлений и азимуты тока жидкости, что важно при использовании в модели горизонтальных скважин, нагнетании газа, или при использовании данных об интерференции скважин. Сетки подобного типа используются в качестве основы для нового поколения методов апскейлинга (upscaling). Неструктурированные сетки дают преимущество при моделировании околоскважинного пространства, позволяя сочетать в одной сетке радиально расходящиеся от скважины ячейки со стандартными ячейками, дискретизирующими межскважинное пространство (рис. П.3.15. Б).

Гидродинамические расчеты на РЕВИ-сетках занимают существенно больше времени, чем на структурированных сетках, однако в определенных случаях описанные выше преимущества РЕВИ-сеток перевешивают необходимость относительно быстрых вычислений. Компромисс между временем расчетов и их качеством может быть достигнут посредством комбинирования, т. е. использования структурированных сеток в геометрически более простых частях пласта (например, между скважинами), и неструктурированных в тех частях, где необходима большая гибкость ячеек (например, вокруг скважин).

Неструктурированные сетки позволяют учитывать и эффективно использовать большое количество факторов, оказывающих влияние на размер и форму ячеек. Например, при создании сетки, изображенной на рис. П.3.15. В, были учтены структурные особенности разрешающей способности сейсмических методов, и фильтрационные свойства породы (то есть проницаемость — более мелкие ячейки находятся в зоне с более высокой проницаемостью). Обратите внимание на изменение плотности ячеек вдоль разлома (двойные ячейки) и в зонах высокой проницаемости.

**Методика построения неструктурированных РЕВИ-сеток.** Неструктурированные сетки рассчитываются отдельно для околоскважинного и межскважинного пространства.

На рис. П.3.16 (вверху) показаны этапы создания РЕВИ-сетки в околоскважинном пространстве. Если предполагать, что в районе скважины давление изменяется по логарифмическому закону, то оптимальной с точки зрения точности будет сетка, в которой радиальный размер ячеек будет изменяться тоже по логарифмическому закону. Таким образом, перепад давления для всех ячеек получится одинаковый.

Этапы создания РЕВИ-сетки в околоскважинном пространстве:

1. Опорные точки распределяются вокруг скважины по логарифмическому закону.
2. Осуществляется триангуляция (delauney triangles). Получившаяся триангулярная сетка сама по себе уже может быть использована для гидродинамических расчетов.
3. В получившихся треугольниках рассчитываются медианы к каждой стороне.
4. Точки пересечения медиан являются вершинами будущих ячеек, образуется окончательная система РЕВИ-блоков.

В межскважинном пространстве РЕВИ-сетка создается подобным образом (рис. П.3.16 внизу), однако здесь опорные точки распределены без какого-либо принципа, либо рассчитываются случайным образом.

Этапы создания РЕВИ-сетки в межскважинном пространстве:

1. Размещение опорных точек.
2. Триангуляция.
3. Расчет медиан и окончательную систему блоков.

Преимущества использования РЕВИ-сеток:

- гибкость,
- практически произвольная форма и размер ячеек,
- точная дискретизация околоскважинного пространства (допустима высокая степень измельчения),
- возможность одновременного корректного учета большого количества сложных особенностей (разломы, трещиноватость, петрофизика),
- сетка может существовать как в 2D, так и в 3D варианте,
- возможность одновременного решения двух основных проблем при создании сеток: минимизировать количество ячеек, сохранив при этом максимальный учет геологической неоднородности,
- количество ячеек может быть уменьшено до 50% без ущерба разрешающей способности сетки.

К недостаткам можно отнести несколько существенных моментов:

- ограниченная поддержка неструктурированных сеток современными гидродинамическими симуляторами (большинство симуляторов ориентированы на использование стандартных ИЖ-сеток),

- недостаточная распространенность — слишком мало примеров практического применения неструктурированных сеток на сегодняшний день,
- вследствие сложности неструктурированных сеток параметр сообщаемости (Transmissibility) между ячейками должен быть рассчитан заранее, еще на этапе создания сетки,
- значительное увеличение времени гидродинамических расчетов.

Совокупность двух последних недостатков ведет к тому, что часто бывает выгоднее создать очень мелкую структурированную сетку, например, в приразломной зоне (рис. П.3.17), чем задействовать РЕВІ-ячейки в межскважинном пространстве.

В большинстве случаев наиболее эффективным решением будет сочетание структурированной геометрии ячеек (corner point) в межскважинном пространстве, и неструктурированной геометрии ячеек (РЕВІ, либо триангуляционной) в околоскважинном пространстве. А на границе раздела двух типов геометрии будет осуществляться сшивка ячеек.

Описанные выше типы сеток приводятся на рис. П.3.18.

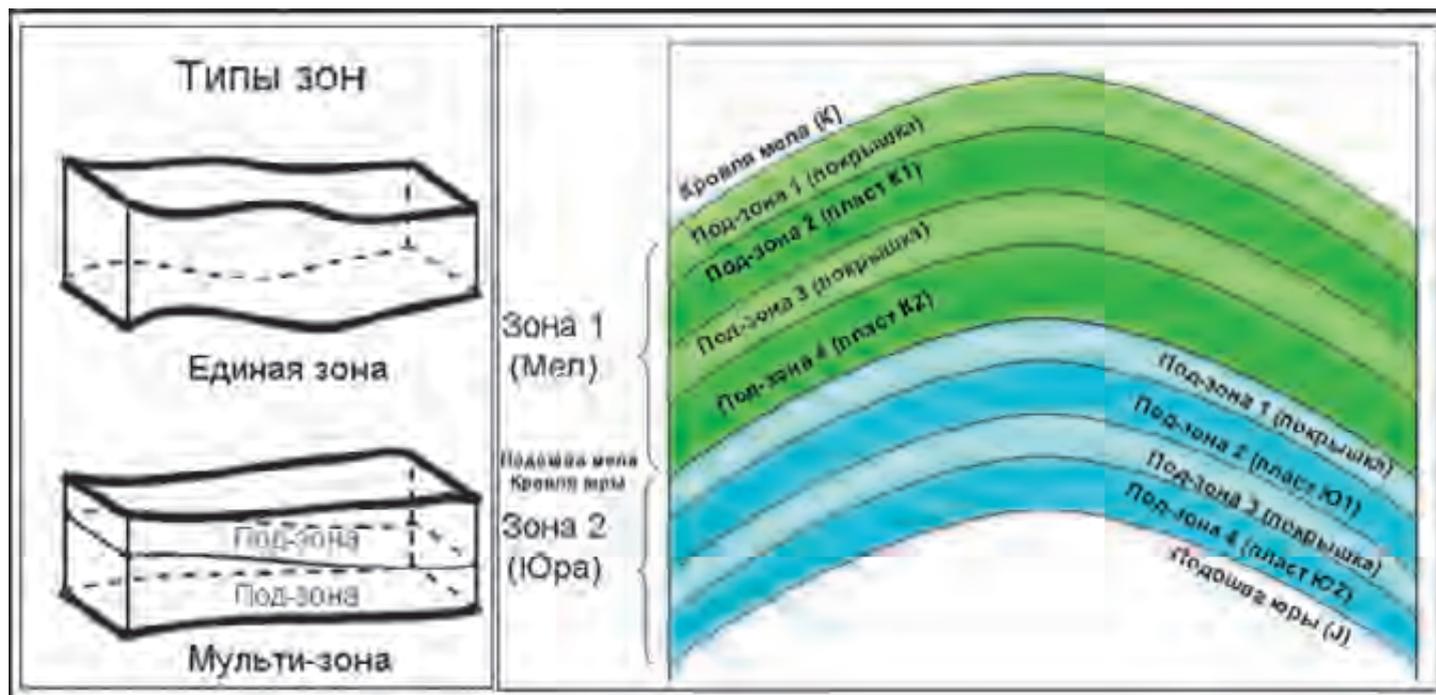


Рис.П.3.1. Типы зон и пример создания двух зон в пределах одной модели

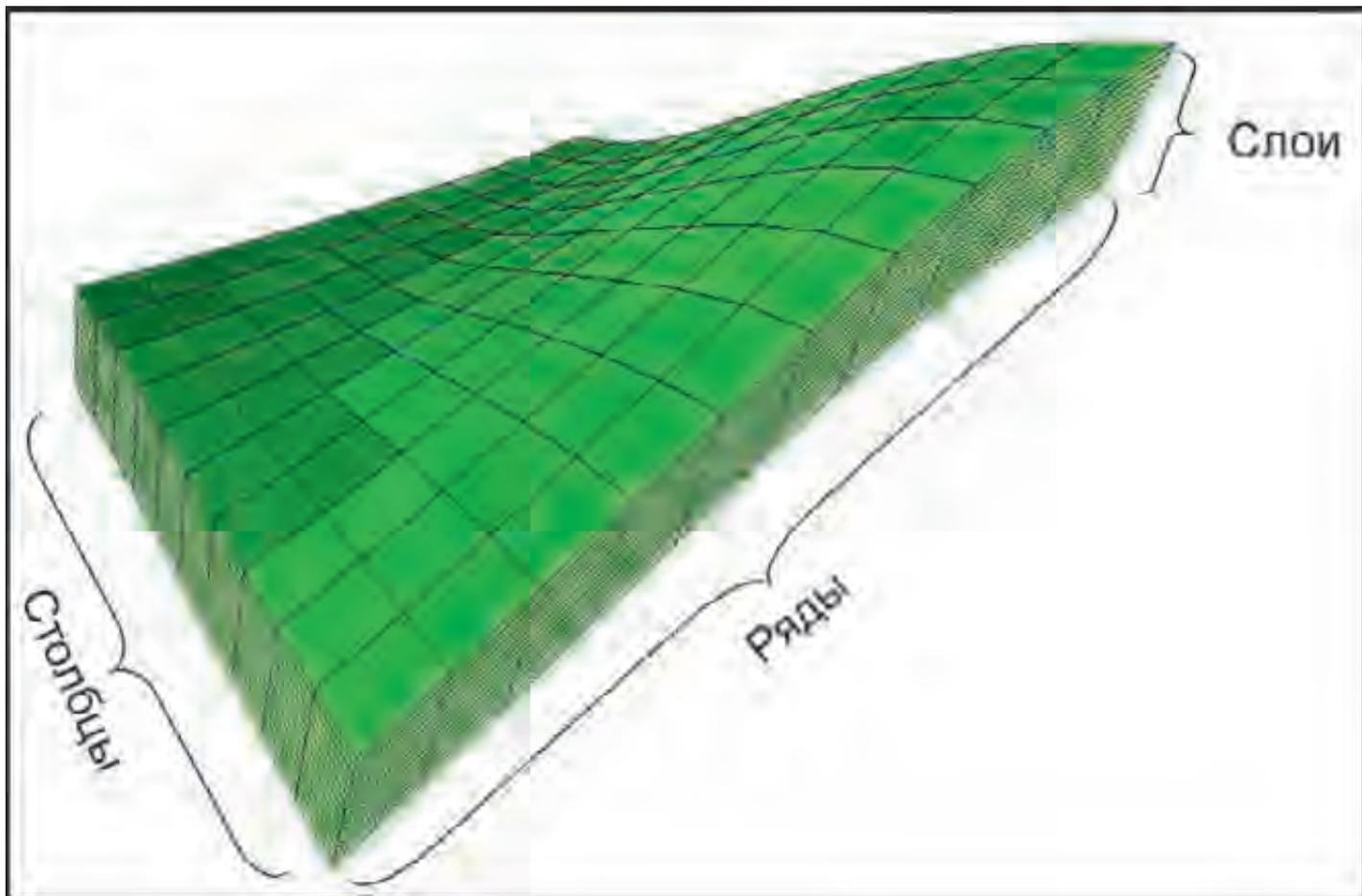


Рис.П.3.2. Пример структурированной трехмерной сетки

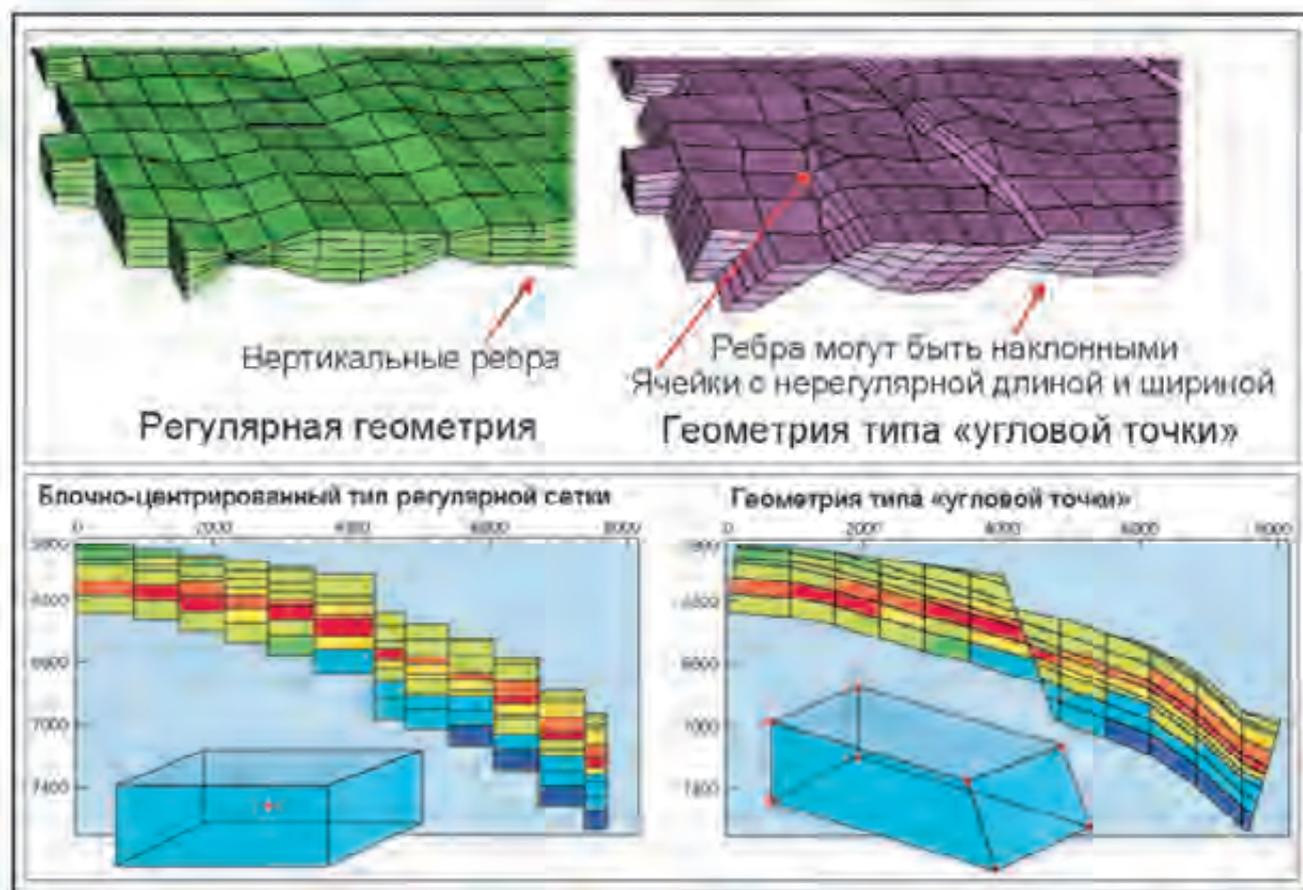


Рис.П.3.3. Типы геометрии структурированных 3Д сеток  
(по G.Adamson, M.Crick, B.Gane, O.Gurpinar, J.Hardiman, D.Ponting, 1996)

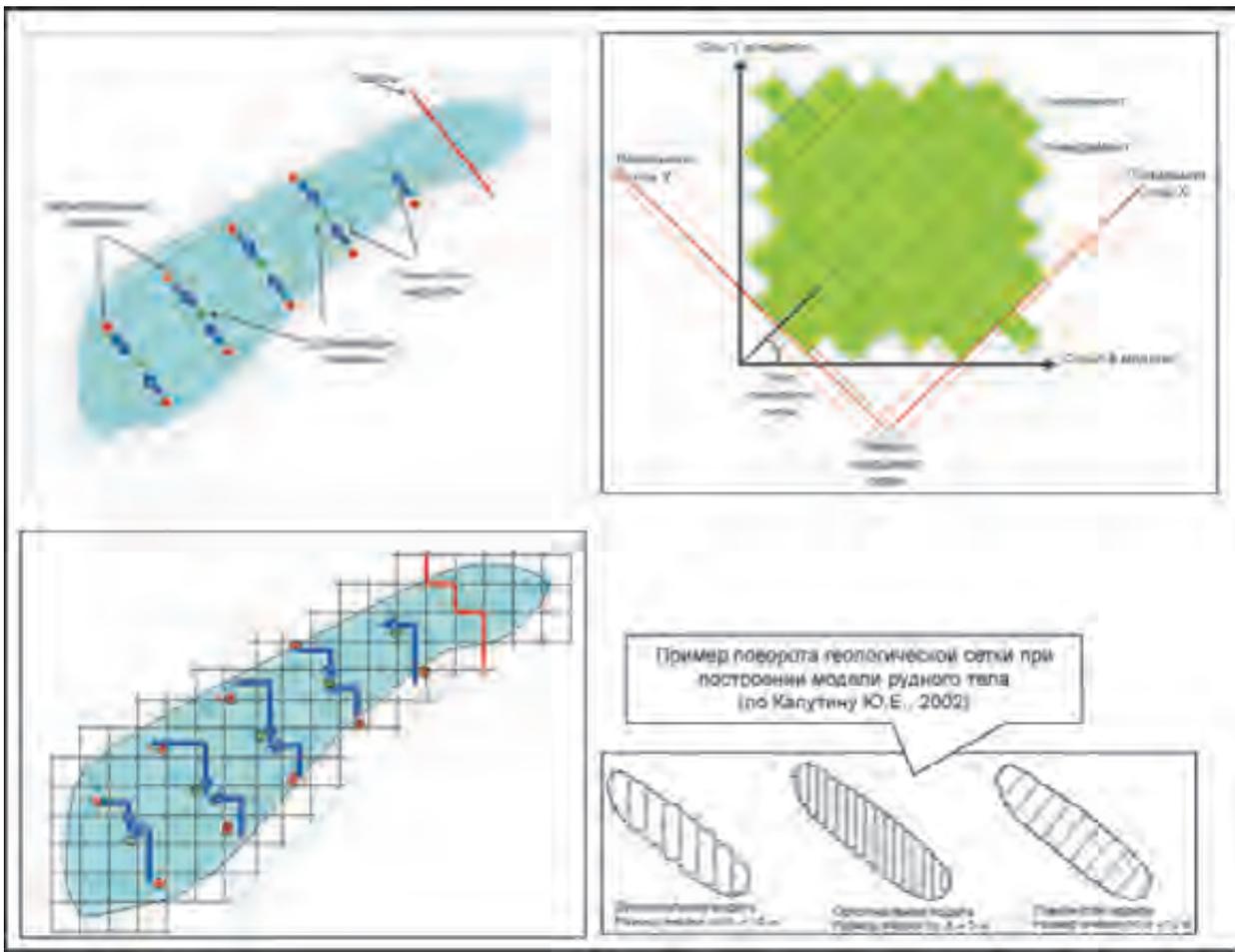


Рис.П.3.4. Поворот геологической сетки

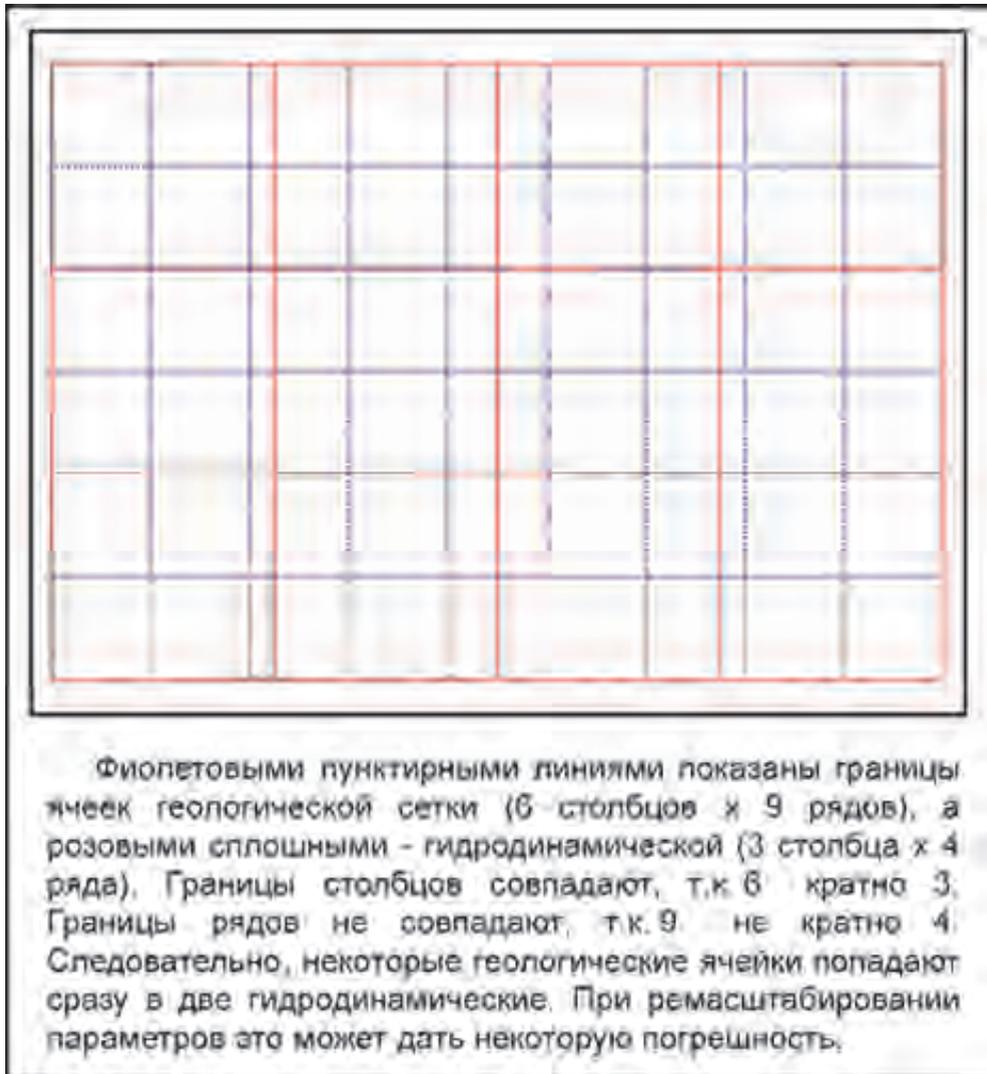


Рис.П.3.5. Пример геологической и гидродинамической сеток с несовпадающими границами ячеек



Рис.П.3.6. Примеры слоистости на обнажении

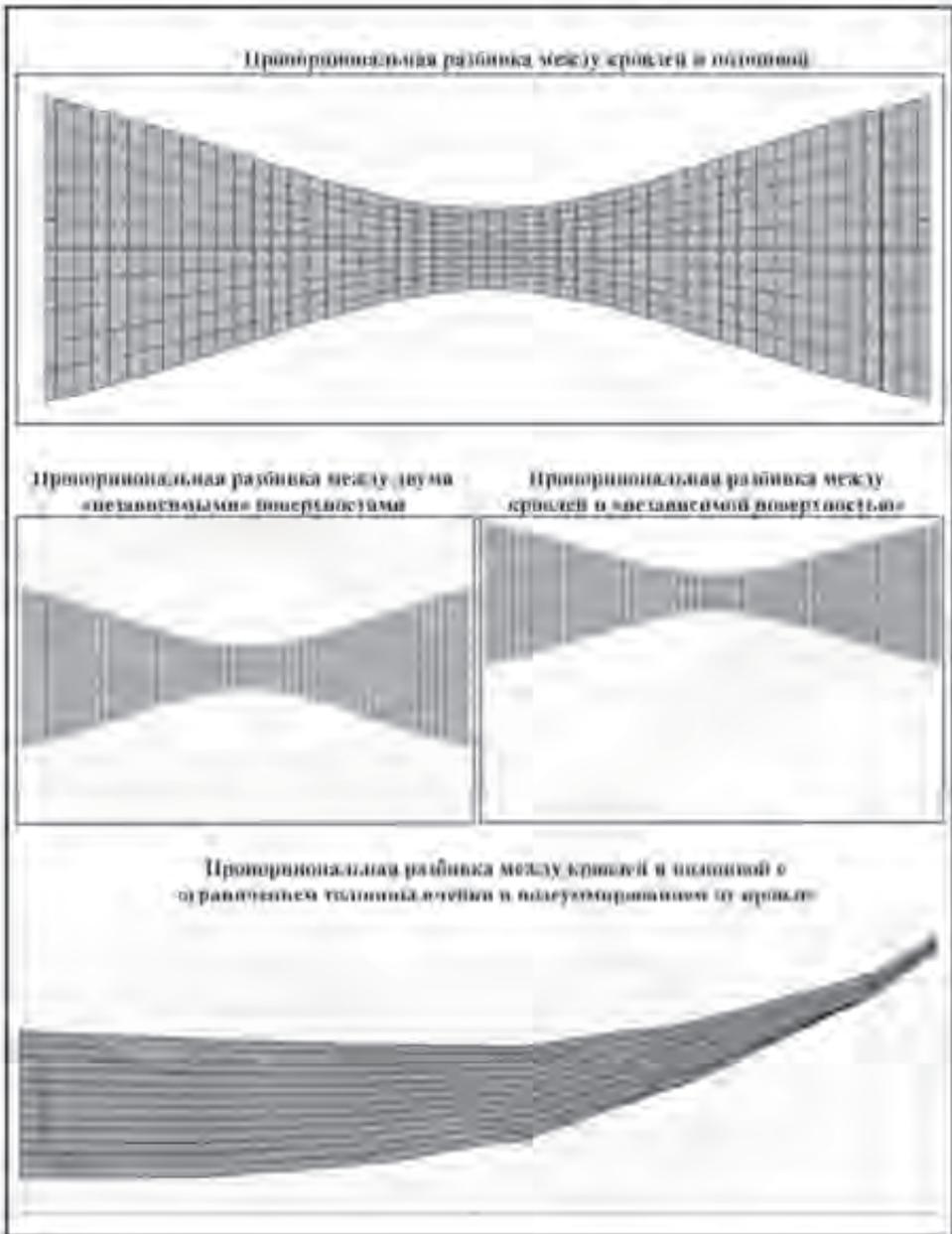


Рис.П.3.7. Возможности пропорциональной нарезки слоев

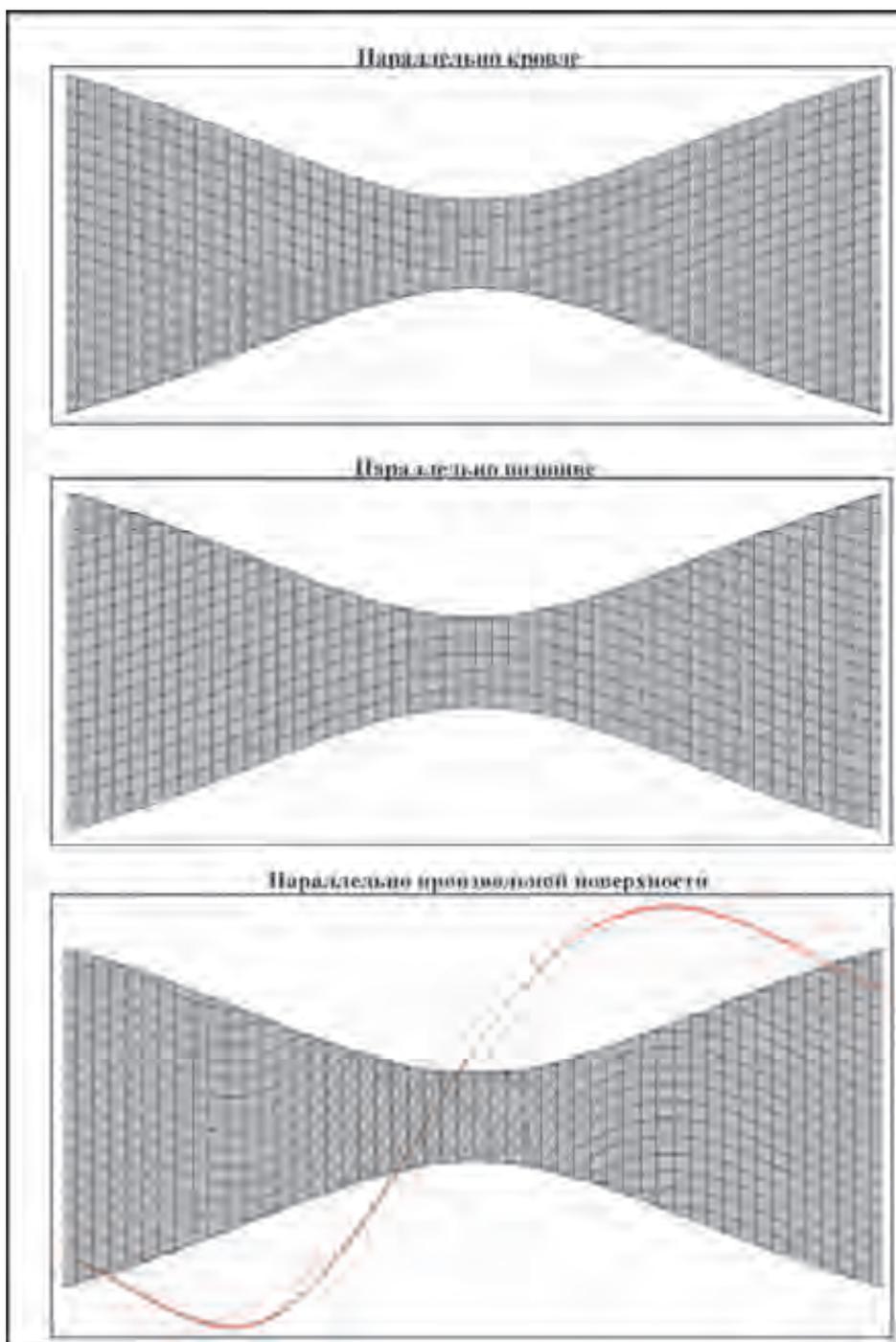


Рис.П.3.8. Возможности параллельной нарезки слоев

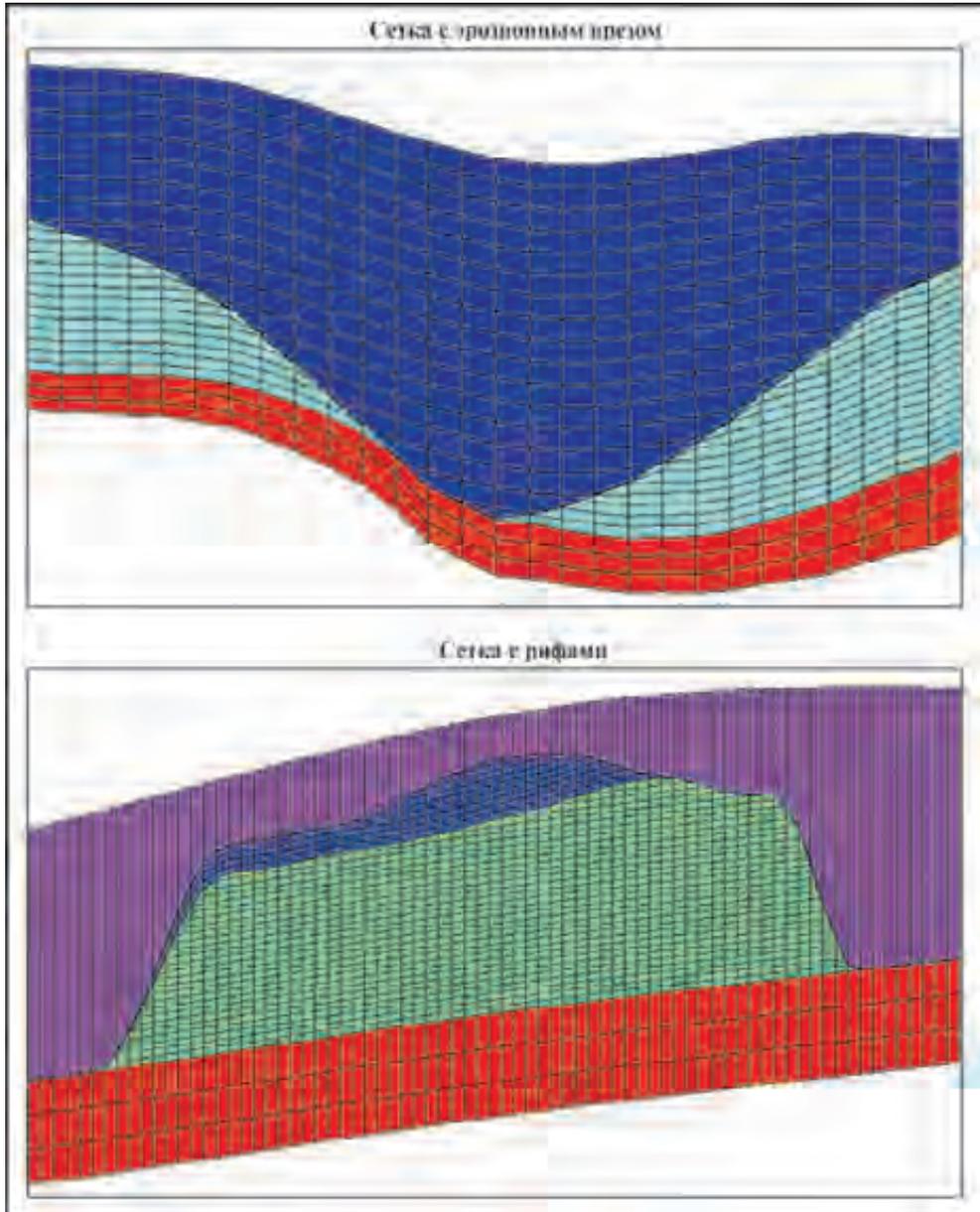


Рис.П.3.9. Примеры геологических сеток

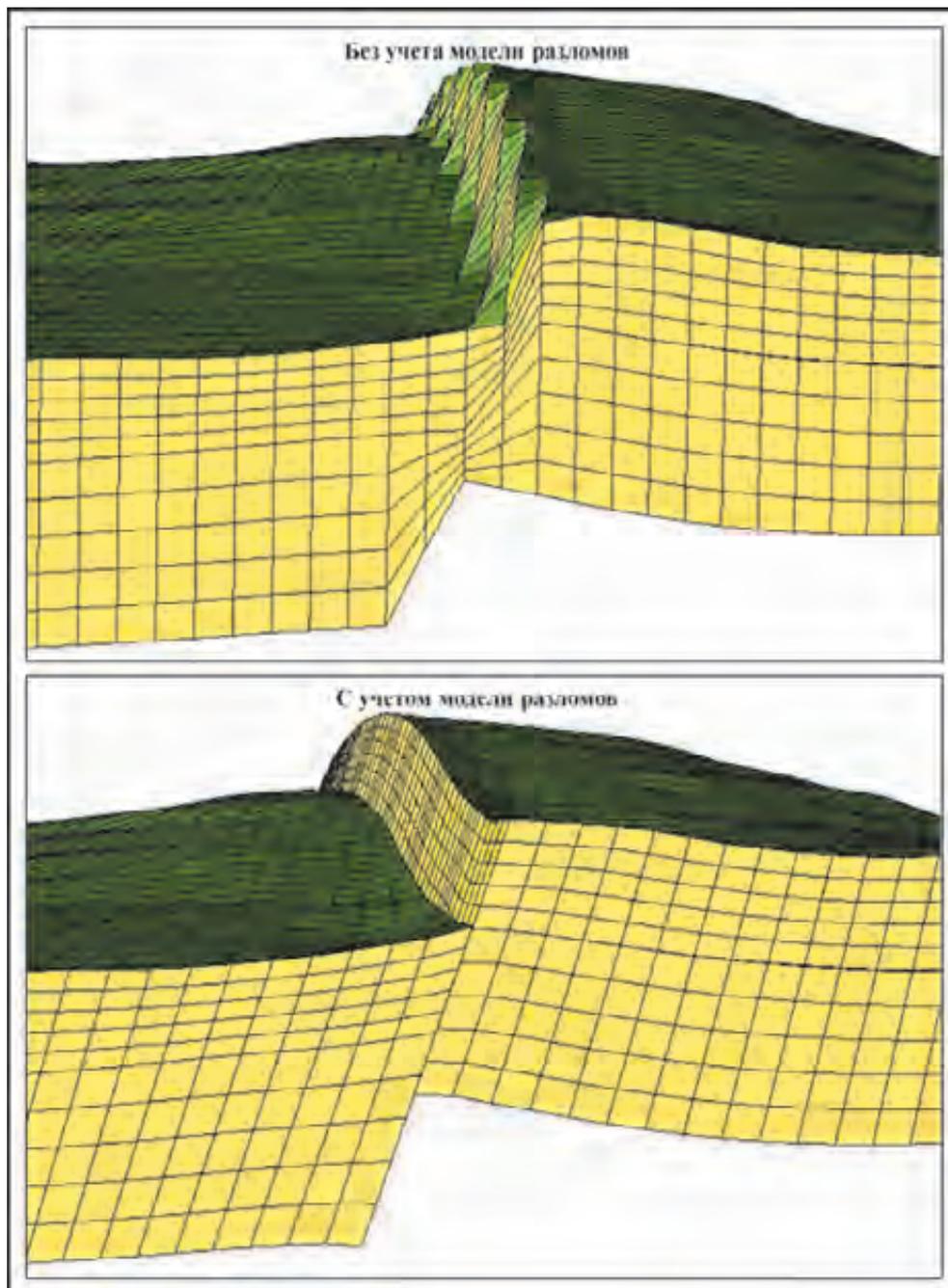


Рис.П.3.10. Модификация сетки при встраивании разломов

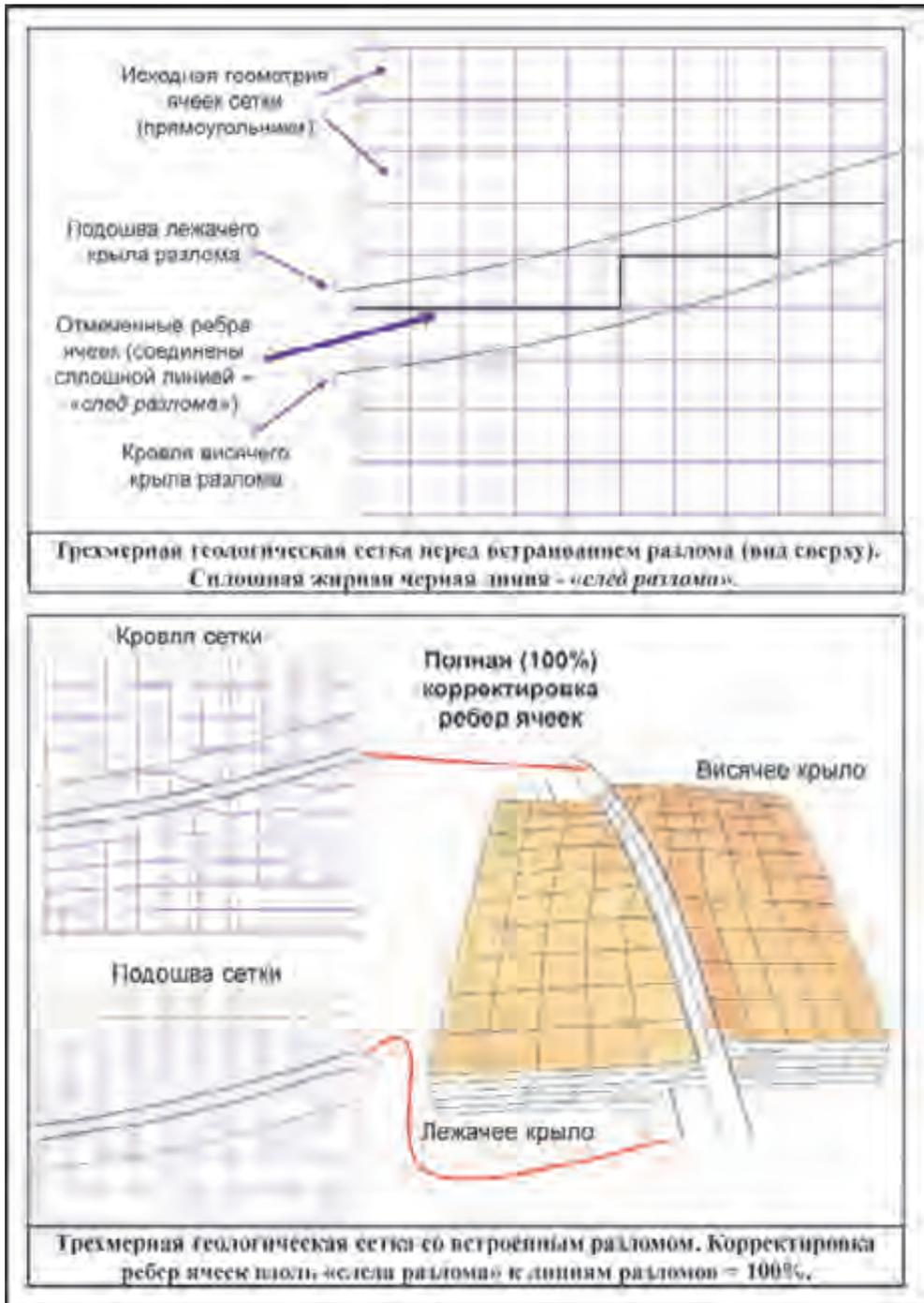


Рис.П.3.11. Встраивание разлома в сетку – первый пример



Рис.П.3.12. Встраивание разлома в сетку – второй пример

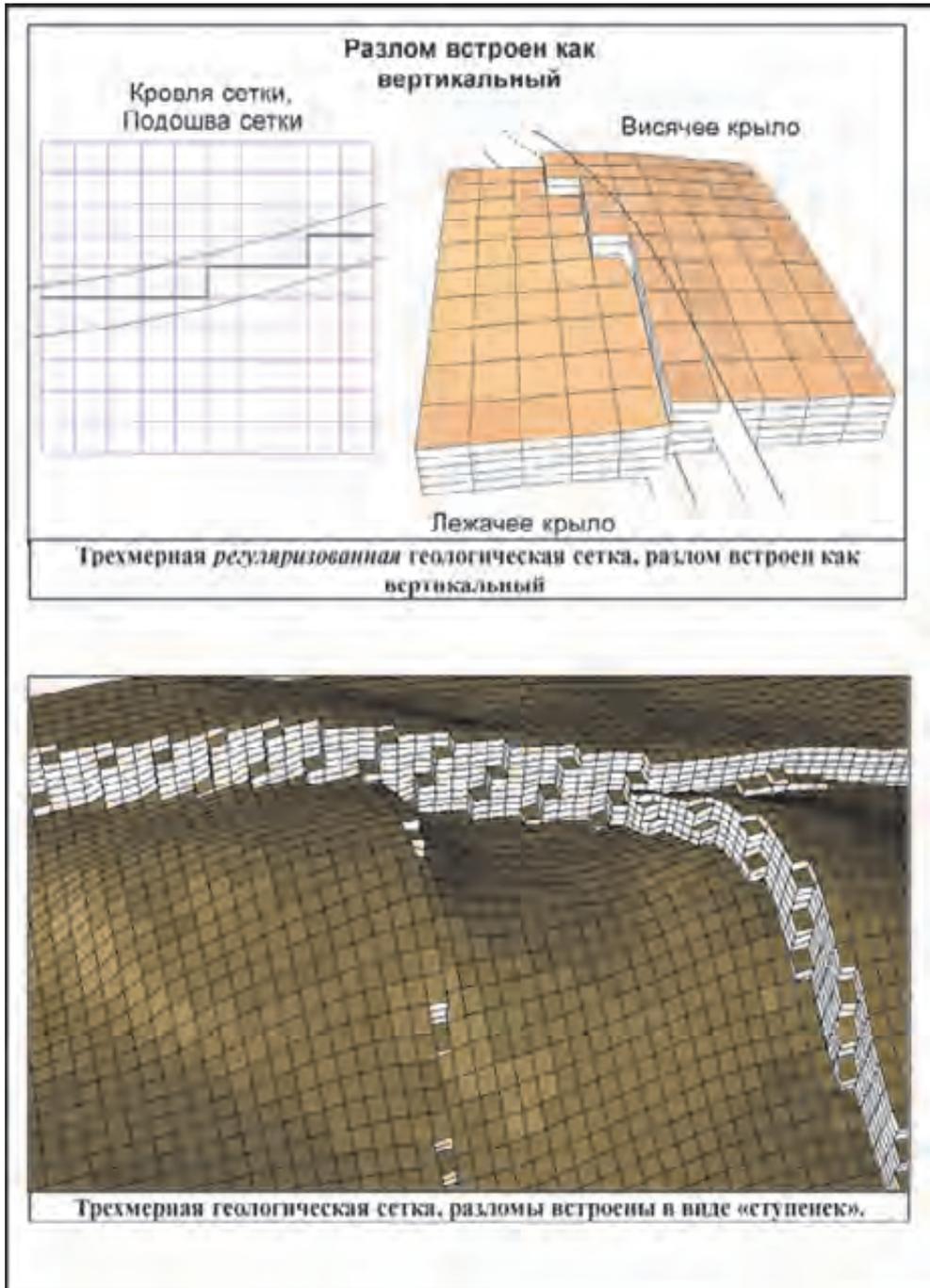


Рис.П.3.13. Встраивание разлома в сетку – третий пример

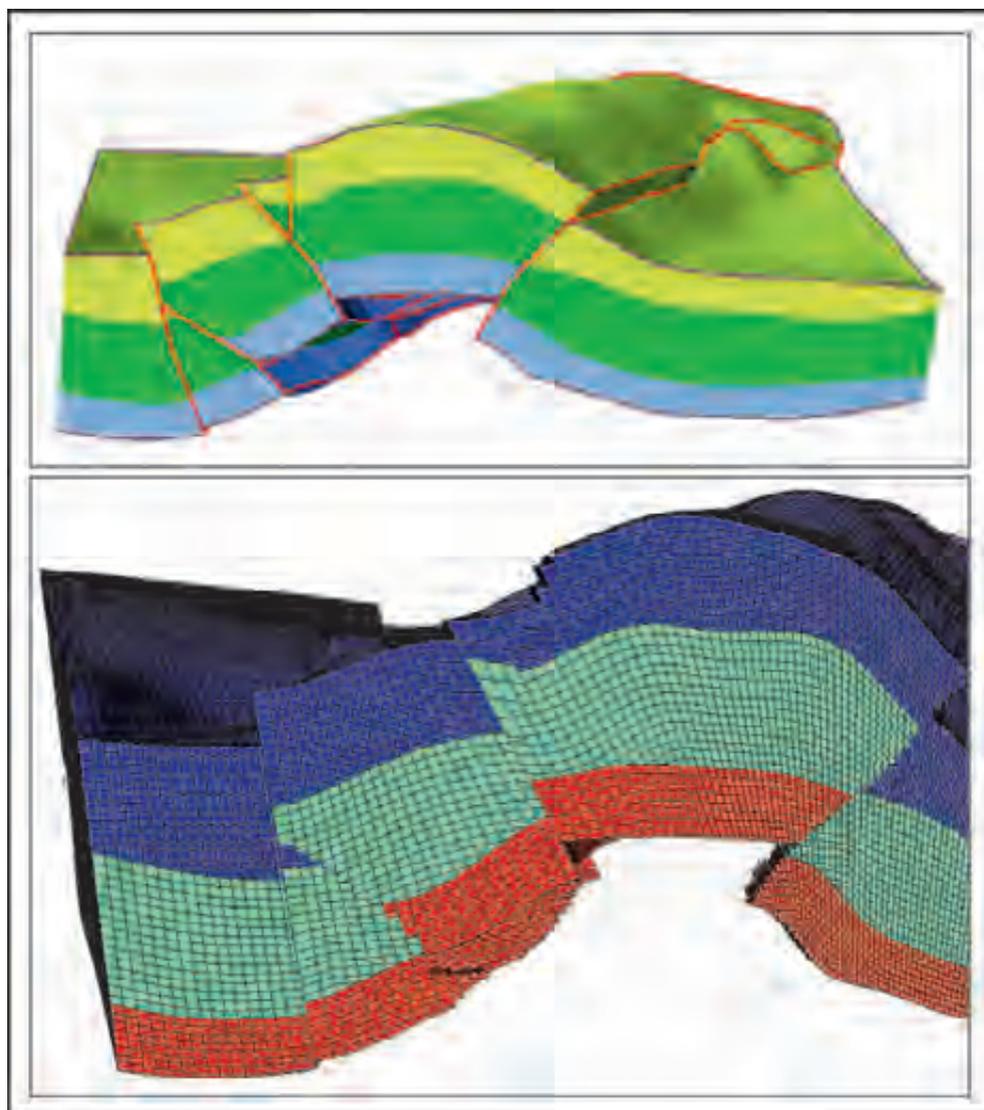


Рис.П.3.14. Пример трехмерной сетки со встроенными взбросами, λ- и Y-образными разломами

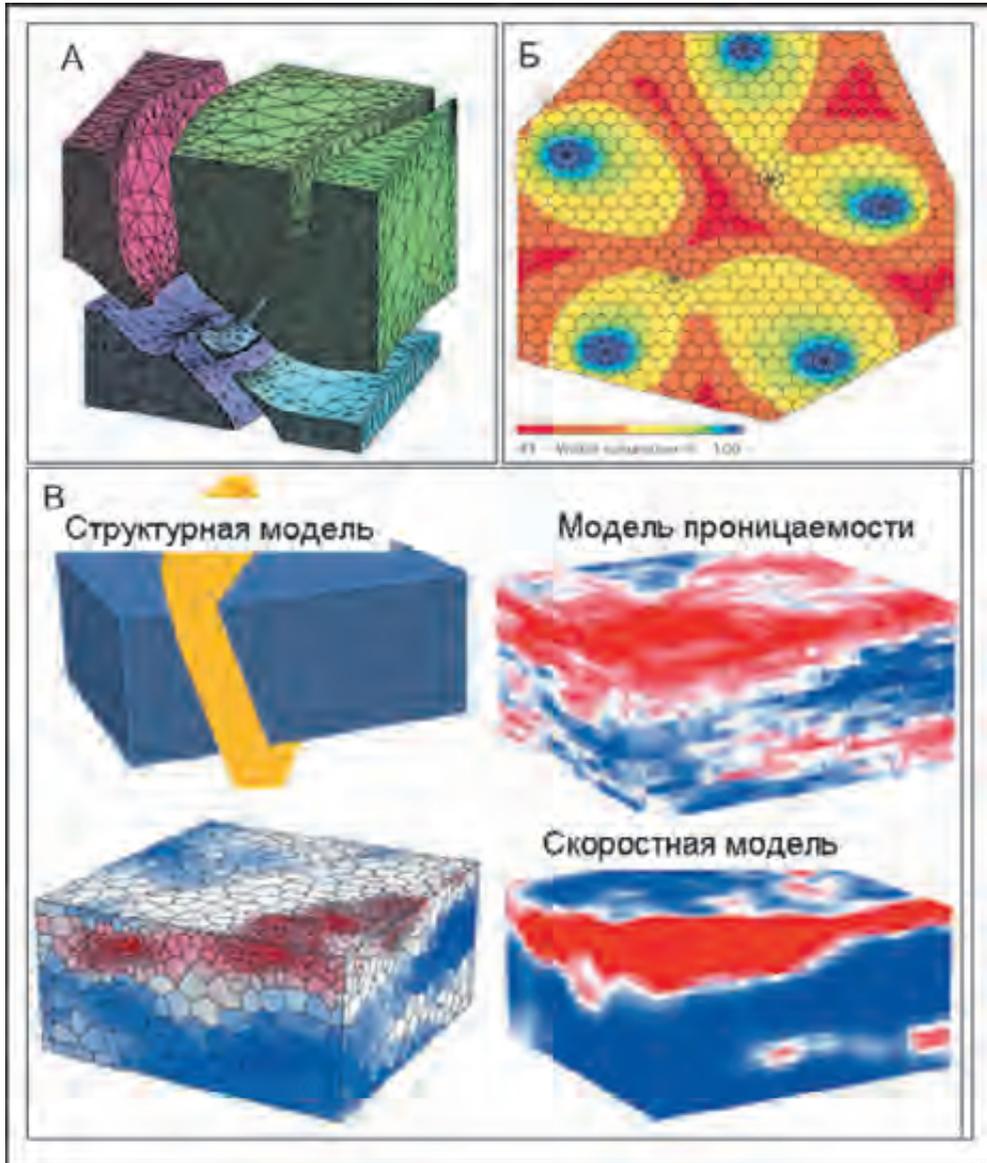


Рис.П.3.15. Примеры РЕВ-сеток (по В.Bolan, 2001 и G.Adamson, M.Crick, B.Gane, O.Gurpinar, J.Hardiman, D.Ponting, 1996)

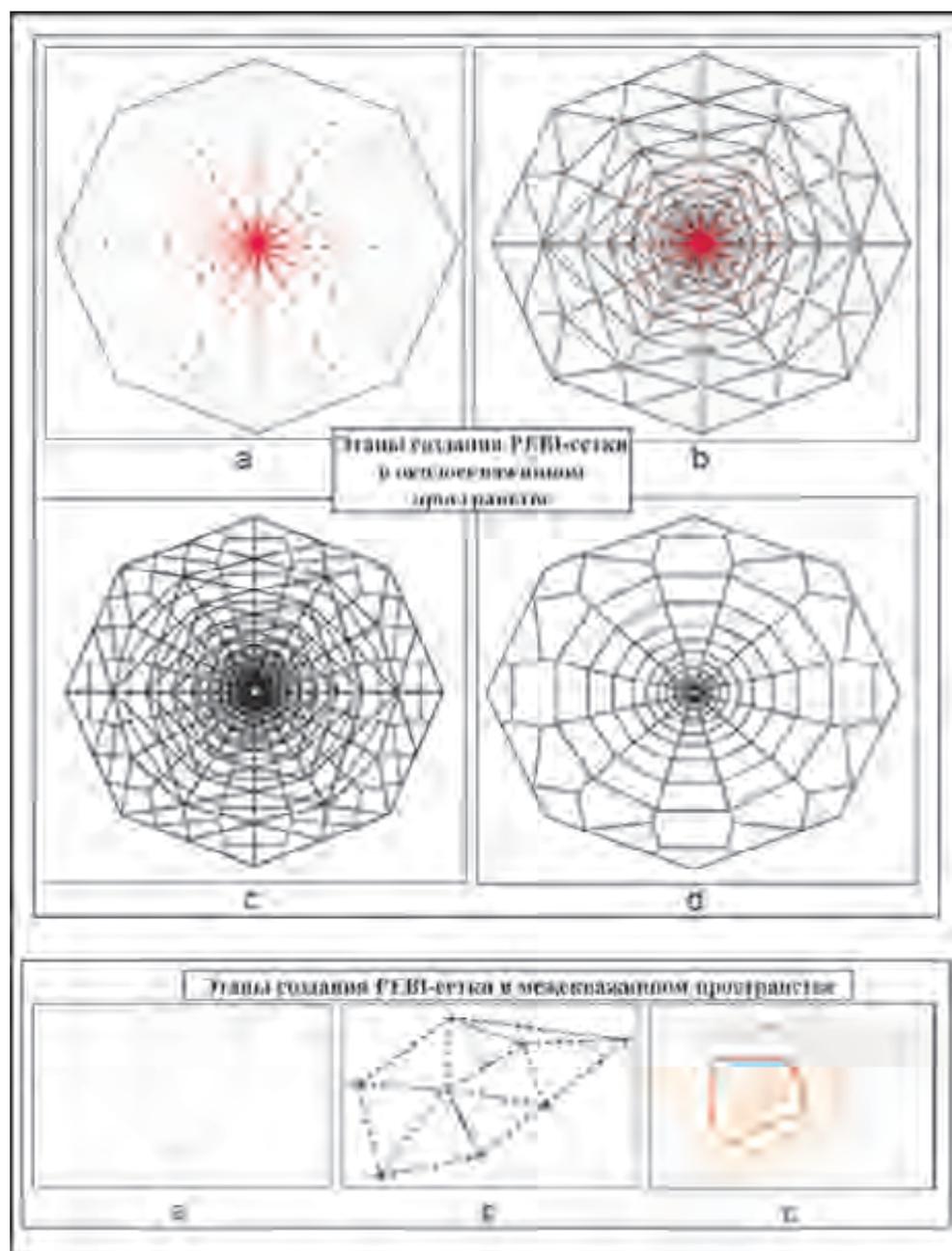
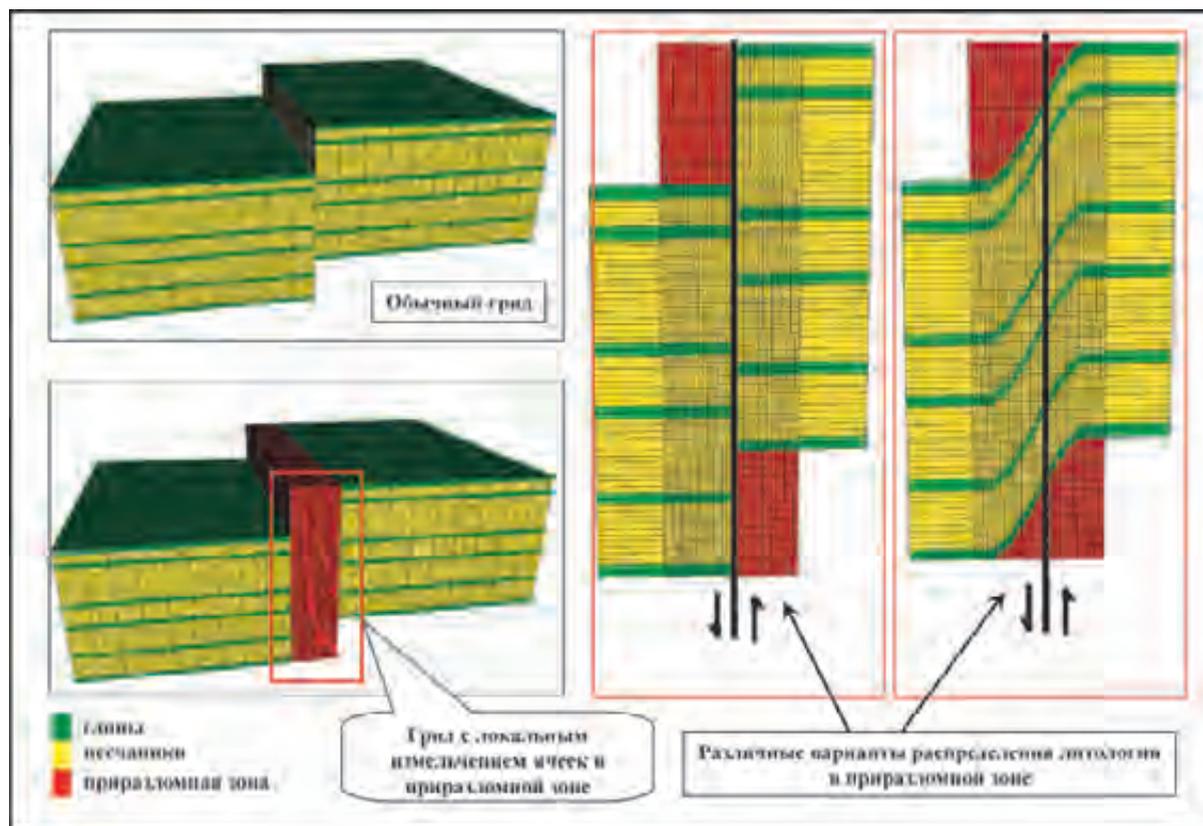


Рис.П.3.16. Этапы создания РЕВИ-сеток (по В.Волан, 2001)



**Рис.П.3.17.** Пример локального измельчения ячеек в пакете Navana в приразломной зоне для более точного моделирования литологии (по N.Fredman, J.Tveranger, N.Cardozo, A.Braathen, H.Soleng, P.Roe, A.Skorstad, A.R.Syversveen, 2008)

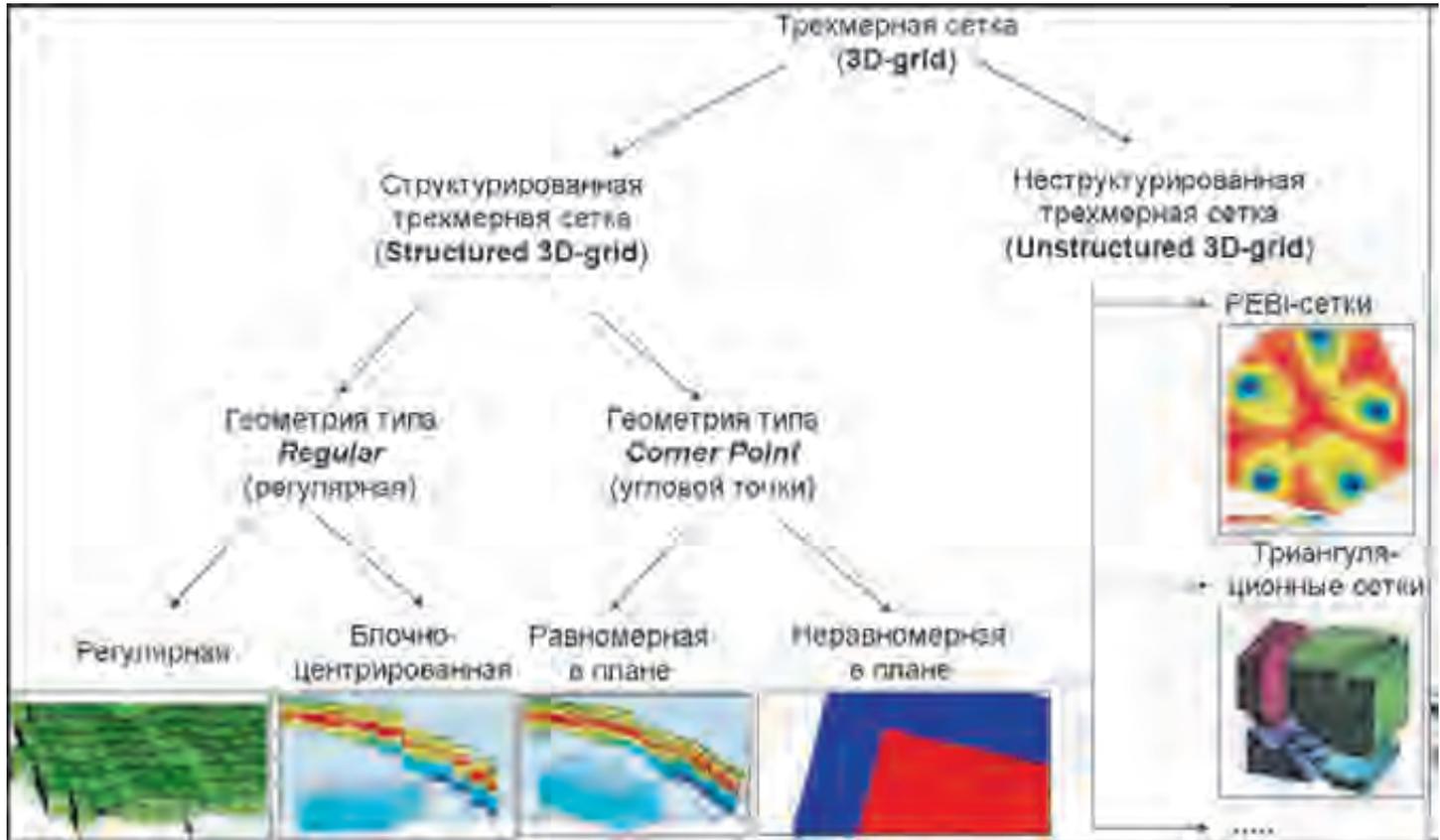


Рис.П.3.18. Классификация 3D сеток

## Список литературы:

1. Волкова М.С. О построении четырехугольной нерегулярной сетки с учетом модели разломов в задачах геологического моделирования. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006.
2. Adamson G., Crick M., Gane B., Gurpinar O., Hardiman J., Ponting D.. Simulation throughout the life of reservoir. Oilfield Review, 1996.
3. Bolan Bogdan. Structured versus unstructured (PEBI) grids in reservoir modeling and simulation. 2001.
4. Evazi M., Mahani H., Hejranfar K., Masihi M. Vorticity-based PEBI grids for improved upscaling of two phase flow. SPE 113703, 2008.
5. Fault facies modeling: technique and approach for 3-D conditioning and modeling of faulted grids. N. Fredman, J. Tveranger, N. Cardozo, A. Braathen, H. Soleng, P. Roe, A. Skorstad, A.R. Syversveen. AAPG Bulletin, v. 92, no. 11 (November), 2008.
6. Mallet J.-L. Numerical earth models. EAGE, 2008.
7. Melichar H., Reingruber A.J., Shotts D.R., Dobbs W.C.. Use of PEBI grids for a heavily faulted reservoir in the Gulf of Mexico. SPE 84373, 2003.
8. Prevost M., Lepage F., Durlofsky L.J., Mallet J.-L. Unstructured 3D gridding and upscaling for coarse modeling of geometrically complex reservoirs. Petroleum Geoscience, 2005.

## Приложение 4.

### Нейронные сети и многоточечная статистика

(совместно с Захаряном А.З.)

Искусственные нейронные сети (ИНС) придумал шотландский ученый Мак-Каллох в 1943 г., однако реальное их развитие началось примерно с 1985 г., когда появились персональные компьютеры относительно большой мощности. В 90-х годах был наибольший импульс развития искусственных нейронных сетей, когда они нашли практическое применение в ряде областей, в том числе и в нефтяной промышленности. В настоящее время каких-то ощутимых сдвигов в технологии их применения нет. Причины тут чисто объективные. Искусственная нейронная сеть является по своей сути информационно-статистическим методом. Поэтому на нее распространяются все ограничения методов такого типа.

Изначально предполагалось, что работа искусственной нейронной сети будет похожа на работу головного мозга, элементарной частью которого является живой нейрон (рис. П.4.1).

Каждый нейрон имеет отростки нервных волокон двух типов — дендриты, по которым принимаются импульсы, и единственный аксон, по которому нейрон может передавать импульс. Аксон контактирует с дендритами других нейронов через специальные образования — синапсы, которые влияют на силу импульса. Можно считать, что при прохождении синапса сила импульса меняется в определенное число раз, которое мы будем называть весом синапса. Импульсы, поступившие к нейрону одновременно по нескольким дендритам, суммируются. Если суммарный импульс превышает некоторый порог, нейрон возбуждается, формирует собственный импульс и передает его далее по аксону. Важно отметить, что веса синапсов могут изменяться со временем, а значит, меняется и поведение соответствующего нейрона.

В процессе работы сигнал может проходить через сотни или тысячи нейронов, при этом длина выходов (аксонов) довольно сильно меняется — от миллиметров до нескольких сантиметров. Сам ход логического вывода

в мозгу может идти как последовательно небольшими шагами, через ближайšie нейроны, так и минуя промежуточные этапы сразу к цели.

Идея построения искусственных нейронных сетей возникла, как из-за желания имитировать человеческий мозг, так и из-за теоретических изысканий — любая сложная функция может быть аппроксимирована простыми функциями с любой заданной точностью.

На рис. П.4.2 изображен пример представления нейрона, которое используют при построении искусственных нейронных сетей. Здесь по аналогии с обычными нейронами используется следующая терминология:

- синапсы — входы нейрона, набор значений  $x_i$ ,
- веса — коэффициенты при входах (при нахождении суммы синапсов),
- активационная функция — функция пересчёта взвешенной суммы в выход.

Для численного моделирования строят сложные нейронные сети, наиболее популярная структура называется многослойный персептрон (рис. П.4.2) — нейроны объединяются в слои; каждый нейрон следующего слоя связан с выходами нейронов с предыдущего слоя.

Буквально таким образом и была сформирована искусственная нейронная сеть, однако по сравнению с реальным мозгом она имела значительно более простую структуру, поэтому и сущность ее оказалась иная. Прежде всего, это касалось количества нейронов, в мозгу их несколько сотен миллиардов, в искусственной нейронной сети речь идет о первых сотнях. Во-вторых, искусственный нейрон имеет значительно более простую структуру.

При моделировании нейросети можно выделить следующие основные этапы (рис. П.4.3):

- выбор структуры нейросети — количество слоёв, количество нейронов в слое,
- выбор активационной функции — по аналогии с настоящим нейронами активационную функцию обычно выбирают похожей на «ступеньку»,
- подстройка параметров нейросети — подстройка весовых коэффициентов и порогов активации.

После того, как сеть обучена, мы можем применять ее для решения полезных задач. Важнейшая особенность человеческого мозга состоит в том, что, однажды обучившись определенному процессу, он может верно дей-

ствовать и в тех ситуациях, в которых он не бывал в процессе обучения. Например, мы можем читать почти любой почерк, даже если видим его первый раз в жизни. Так же и нейросеть, грамотным образом обученная, может с большой вероятностью правильно реагировать на новые, не предъявленные ей ранее данные.

Выбор структуры сети обусловлен следующими ограничениями (рис. П.4.3):

- количество входов должно быть значительно меньше количества примеров,
- количество нейронов не может быть очень большим, так как очень сложная сеть сводит к 0 ошибку на примерах, но при применении даёт слишком большой разброс значений и, соответственно, большую ошибку применения; обучение производят в 2 этапа, сначала сводят к минимуму ошибку на «обучающей выборке», а качеством нейросети считают ошибку на «тестовой выборке» (примеры, не вошедшие в «обучающую выборку»).

Реальные аксон и дендриты состоят из миллионов волокон, что обуславливает сложный механизм прохождения сигнала, тогда как в искусственном нейроне это всего лишь один весовой коэффициент (действительное число). Никто не знает, какой механизм имеет «функция активации» живого нейрона, а в искусственной это чаще всего простая экспоненциальная функция, которая и придает нелинейность всей структуре искусственной нейронной сети. Поэтому, как сейчас стало ясно, искусственная нейронная сеть имеет мало общего с реальным головным мозгом, а представляет собой некоторый механизм статистической обработки данных со всеми вытекающими последствиями.

Как статистический механизм нейронные сети имеют две главные функции — кластеризацию (распознавание образов) и регрессию. И здесь возникают те же проблемы, что и при любой кластеризации и регрессии: какие выбрать входные параметры, как сформировать выборку, какую выбрать регрессионную функцию. Все это делается за пределами искусственной нейронной сети (в отличие от мозга, где все выполняется внутри), как правило, обычными статистическими методами. Например, параметры отбирают по линейным коэффициентам корреляции с целевым параметром. Возникает та же проблема с недостаточным объемом данных, с взаимозависимостями параметров, с неопределенным их статистическим распределением.

Наиболее туманный момент, из-за которого нейронную сеть называют «черным ящиком» — это выбор структуры нейронной сети — по сути тот же выбор регрессионной функции. Под структурой понимаются четыре вещи: количество входных параметров, количество скрытых слоев, количество нейронов в скрытых слоях и тип функции активации.

Доказано, что не существует формального метода выбора оптимальной структуры нейронной сети, и поэтому для каждой конкретной задачи структура выбирается экспериментальным путем и нет никакого способа доказать, почему одна структура лучше другой. Она лучше на том конкретном наборе данных, на основе которого и производился выбор этой структуры, но если этот набор существенно изменится, то придется подбирать новую структуру.

Наиболее близко искусственная нейронная сеть напоминает полиномы различных степеней и чем сложнее структура нейронной сети, тем как бы выше степень полинома. Однако здесь сразу же возникает ограничение, накладываемое количеством имеющейся информации. Если число строк данных сопоставимо с числом коэффициентов полинома, то он точно будет описывать практически любые данные. Также и нейронная сеть. Для ее корректной работы необходимо, чтобы число строк данных было не меньше квадрата числа независимых весовых коэффициентов, поэтому структура сети заранее ограничена.

Термин «обучение нейронной сети» достаточно условен, по сути, речь идет об итерационном подборе коэффициентов, чаще всего по методу «градиентного спуска». В процессе «обучения» есть еще одна деталь «черного ящика», так называемая проблема «переобучения нейронной сети», когда сеть точно настраивается на «примеры из обучающей выборки», но зато теряет способность прогнозировать.

То же самое происходит с полиномами высоких степеней — они точно настраиваются на те данные, по которым найдены их коэффициенты, но зато на других данных могут показать произвольный результат. Для того, чтобы обойти проблему «переобучения», специально формируют «экзаменационную выборку», на которой проверяют степень прогнозирующей способности сети и оставляют наилучший вариант. Конечно, этот метод до крайности несовершенен.

Несмотря на перечисленные недостатки, нейронные сети могут быть более эффективны, чем регрессии при условии устойчивости статистических распределений параметров, с которыми они работают. Перед регрессиями

они имеют то преимущество, что никогда не выходят за рамки пределов «обучающей выборки», так при оценке пористости — никогда не покажут больше 100%, а полином высокой степени может. Поэтому нейронные сети все более используются в геологическом моделировании, постепенно заменяя регрессии.

Вторым важным преимуществом является пороговая функция активации, которая позволяет «принимать решения», что особенно важно для цели «распознавания образа». По сути, здесь происходит «взвешенное суммирование» признаков, а функция активации растягивает наиболее неопределенную зону средних значений и позволяет сделать требуемый логический вывод в процессе кластеризации. Это важно для определения типов пород при сейсмостратиграфии (рис. П.4.4) и при условии, что набор кластеров (типов пород) ограничен, и имеется набор достаточно дифференцируемых признаков, по которым породы можно различить, например, по скорости или амплитуде.

Здесь не мешает неформальная процедура подбора структуры искусственной нейронной сети, поскольку эти параметры достаточно устойчивы в конкретном районе, а количество типов пород фиксировано. Другое дело, если приходится прогнозировать значения вне конкретного списка или прогнозировать будущие значения временных рядов. Здесь применяемый механизм подбора структуры сети не работает.

Построенной нейросетью можно пользоваться на заданном при обучении интервале. Допустим, мы нашли зависимость динамики изменения средних дебитов нефти, приведенных на дату ГРП, по скважинам с эффективной мощностью пласта от 3 до 10 метров (то есть, в обучающую выборку попали скважины с мощностью от 3 до 10 метров), найденной зависимостью можно пользоваться для прогноза на других скважинах, но только с мощностью от 3 до 10 метров.

В целом применение искусственных нейронных сетей имеет хорошие перспективы при условии разумно поставленных целей и правильной подготовки информации. Неправильно думать, что можно подавать любые данные, а сеть «сама разберется». Она «не разберется» никогда. Нужно очень четко ставить задачу, формировать и «обучать» сеть именно для решения этой конкретной узкой задачи, корректно подготовить параметры и только тогда можно получить хороший результат.

Очевидно, что большая часть этой работы выполняется за пределами собственно нейронной сети, которая, по сути, представляет собой достаточ-

но ограниченный, хотя и мощный инструмент. Дальнейшие перспективы связаны с комплексированием множества из сотен или тысяч элементарных нейронных сетей и алгоритмов подготовки данных, тогда можно будет решать более сложные задачи прогноза.

Рассмотрим несколько примеров. На рис. П.4.5 показан пример сопоставления прогнозных карт эффективных толщин по данным сейсморазведки и бурения, построенных методом кокригинга и алгоритмом искусственных нейронных сетей. Видно, что карта, построенная методом ИНС, имеет более дифференцированный вид в межскважинном пространстве. Однако, степень надежности выделения локальных аномалий на этой карте вызывает большие сомнения. Кроме того, при построении карт методом кокригинга можно построить карту ошибок прогноза, а при использовании метода ИНС — нет.

На рис. П.4.6 показан пример одного из наиболее распространенных способов использования ИНС в каротаже, когда по скважинам с керновыми данными и ЯМК происходит обучение нейронной сети, а затем в скважинах без керна выполняется оценка ФЕС по разрезу по результатам обучения сети.

На рис. П.4.7 приведен пример, в котором сопоставляются результаты комплексного моделирования акустического импеданса с применением различных методов, в том числе и с применением алгоритма ИНС. Результаты этого сопоставления представлены на рис. П.4.8. В данном примере оценивается величина ошибки моделирования акустического импеданса методом «слепой скважины». Из результатов сопоставления видно, что прогноз на основе ИНС имеет наименьшую погрешность в контрольных точках-скважинах.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что методы оценки ФЕС на основе ИНС могут эффективно использоваться при построении моделей. Однако, поскольку процесс этот сложно контролируемый («черный ящик»), результаты работы ИНС должны сравниваться с методами оценки ФЕС другими методами.

Применение метода многоточечной статистики (multiple point statistics — MPS) при построении геологических моделей является относительно новым направлением. Метод был предложен Srivastava (1995) и усовершенствован Strebelle (2002). Ожидается, что эта методика позволит использовать лучшие возможности как пиксельного, так и объектного подхода к построению куба фаций. Multi-point statistics — это набор методов и ал-

горитмов последовательного моделирования, использующих пиксельный подход при построении реализаций стохастической фациальной модели.

Методика основана на использовании трехмерного обучающего изображения (training image), отражающего характерные особенности геологического строения резервуара. Наиболее распространённый подход называется SneSim (Single Normal Equation Simulation), который тестировался многими компаниями в последние годы.

Особенностью обучающего изображения (образа) является то, что оно безадресное и немасштабное. Поэтому обучающее изображение не может использоваться в качестве тренда. Training image описывает текстуру геологической неоднородности объекта, но не обязательно в масштабе геологической модели. Например, в качестве training image могут использоваться как керновые образцы, так и сейсмические кубы 3D.

Чтобы использовать обучающий образ при прогнозе свойств в межскважинном пространстве, на первом этапе выполняются преобразования направления (азимута) и масштаба (affinity). Затем с учетом трендов и скважинных данных (рис. П.4.9) выполняется построение дискретного куба фаций в межскважинном пространстве.

Примеры использования методики MPS описываются (рис. П.4.10 и рис. П.4.11), например, в статье коллектива авторов T. Zhang, D. McCormick, N. Hurley, C. Signer [T. Zhang, D. McCormick, N. Hurley, C. Signer, 2007] и в книге Джефа Каерса «Нефтяная геостатистика» [J. Caers, 2005]. В настоящее время алгоритм многоточечной статистики еще не реализован как стандартный метод построения куба фаций в программных пакетах геологического моделирования.

Однако, поскольку это направление достаточно популярное и ему уделяется много внимания, можно ожидать включения этой методики в качестве опции в пакеты геологического моделирования в достаточно скором времени.



Рис.П.4.1. Схема нейрона головного мозга

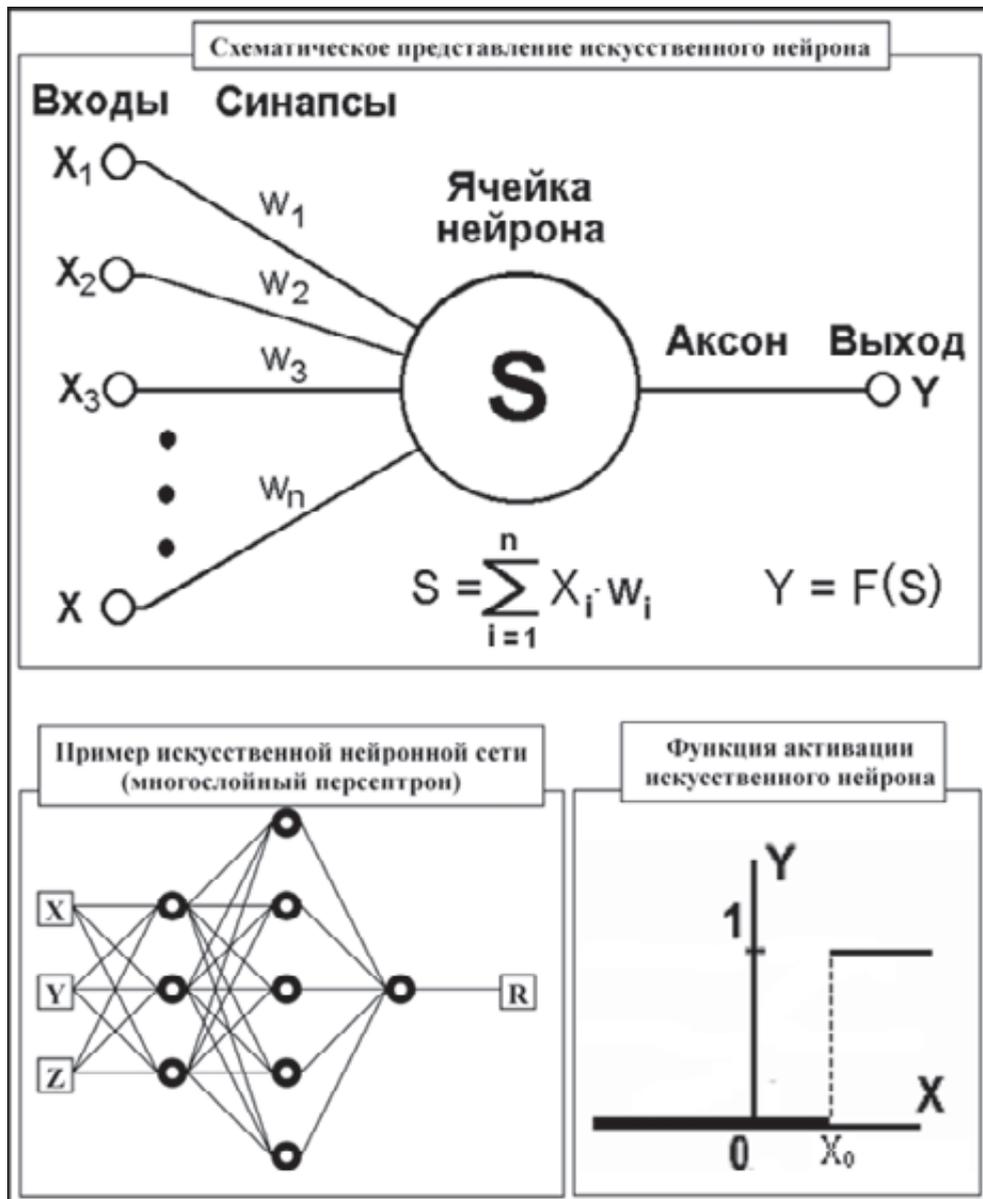


Рис.П.4.2. Схематическое представление нейрона и нейронной сети

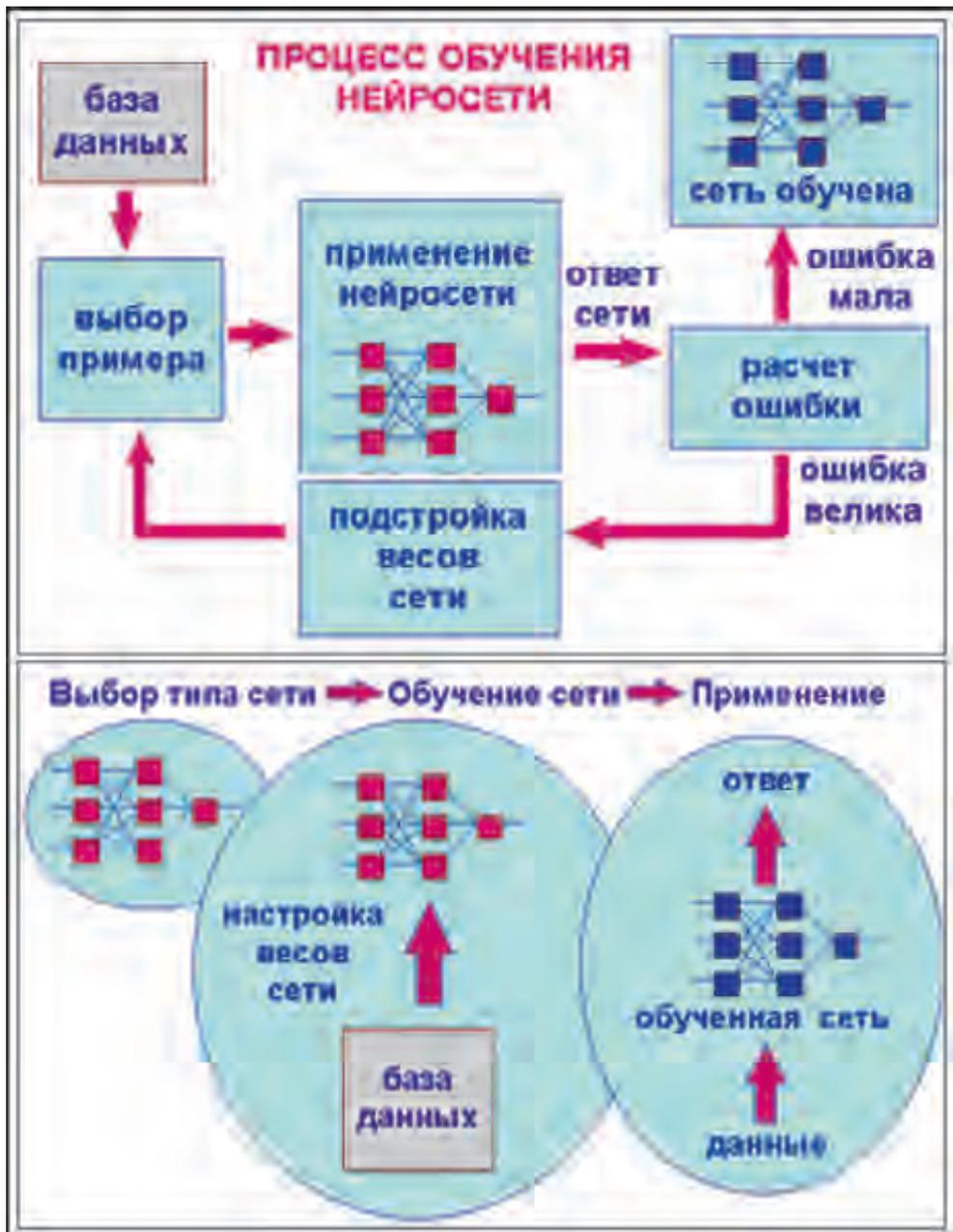


Рис.П.4.3. Выбор структуры сети и процесс ее обучения

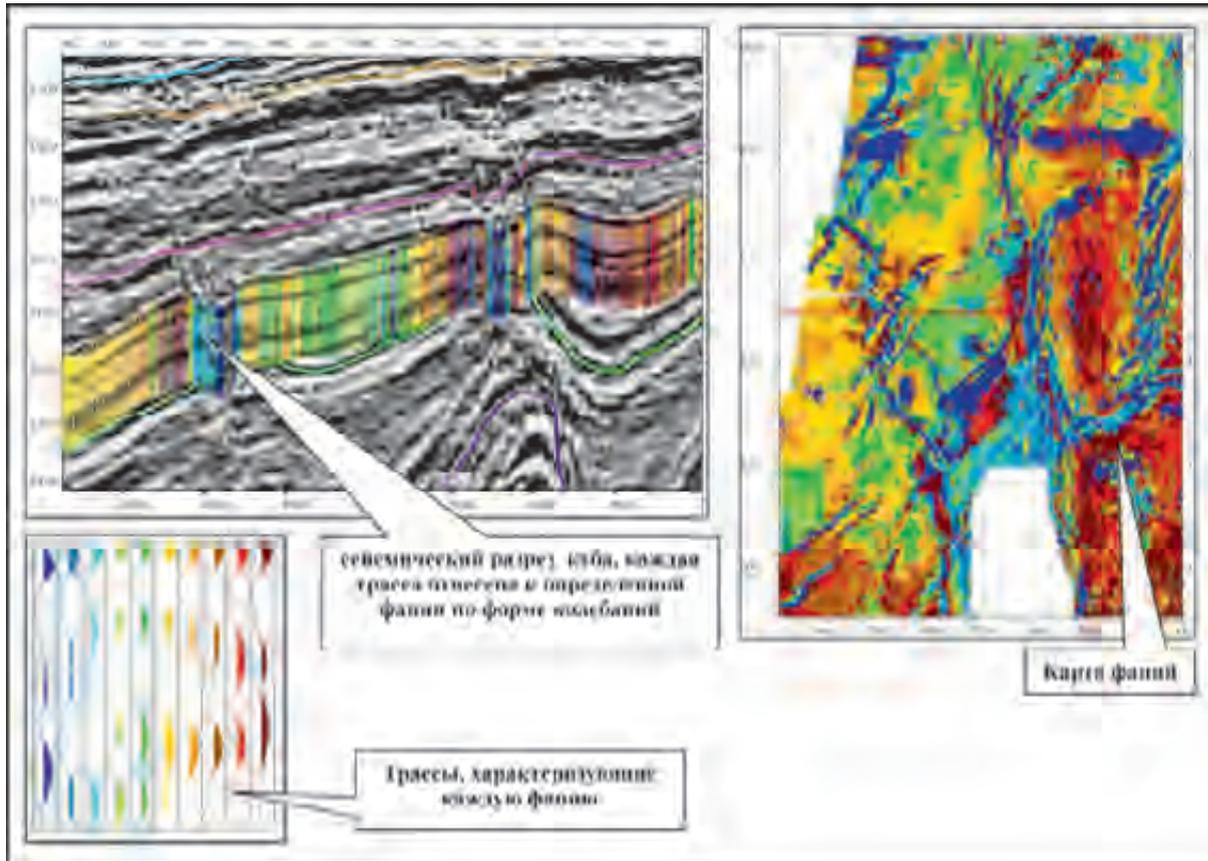


Рис.П.4.4. Карта фаций, полученная в результате классификации на основе нейронных сетей сейсмических трасс в заданном окне вдоль горизонта (материалы ОАО «ЦГЭ»)

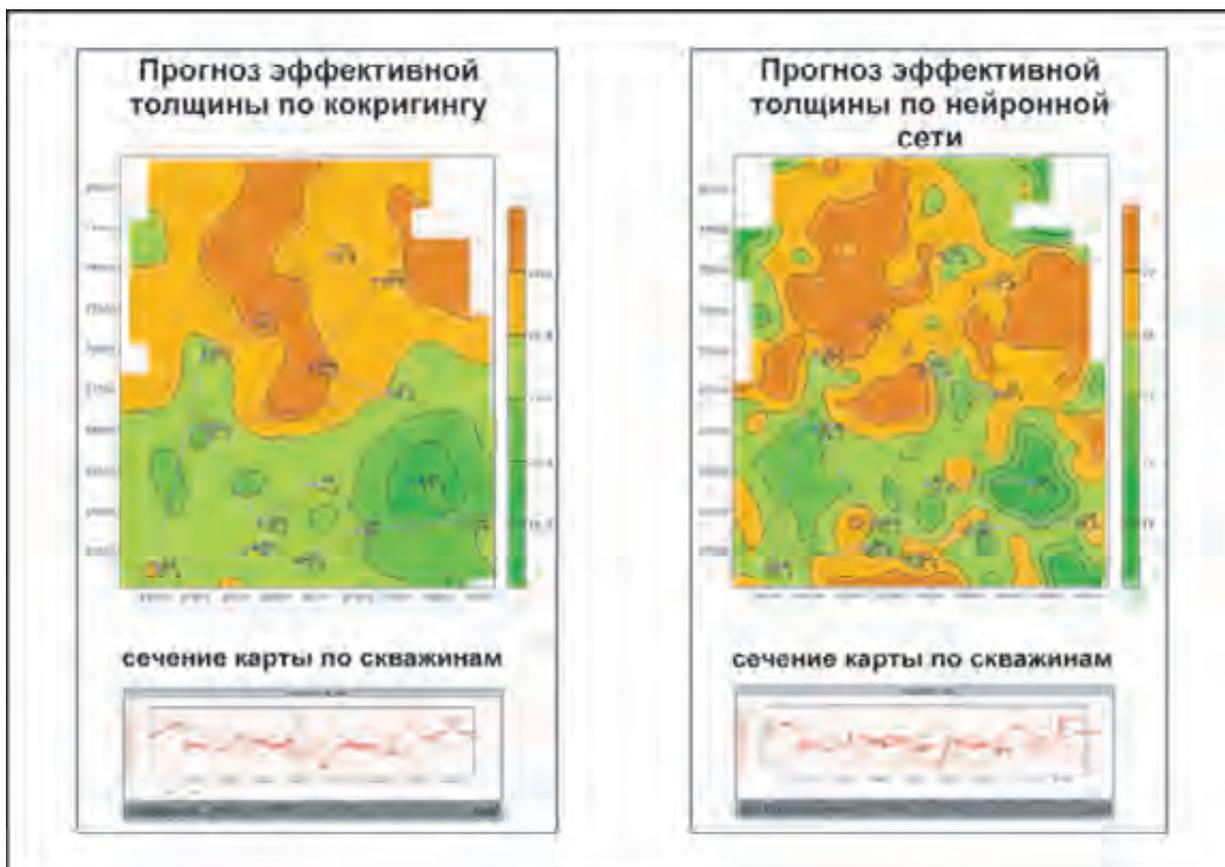


Рис.П.4.5. Сопоставление прогнозных карт эффективных толщин по данным сейсморазведки и бурения, построенных методом кокригинга и алгоритмом искусственных нейронных сетей (по Авербуху А.Г., Пустарнаковой Ю.Г., Ахметовой Э.Р.)

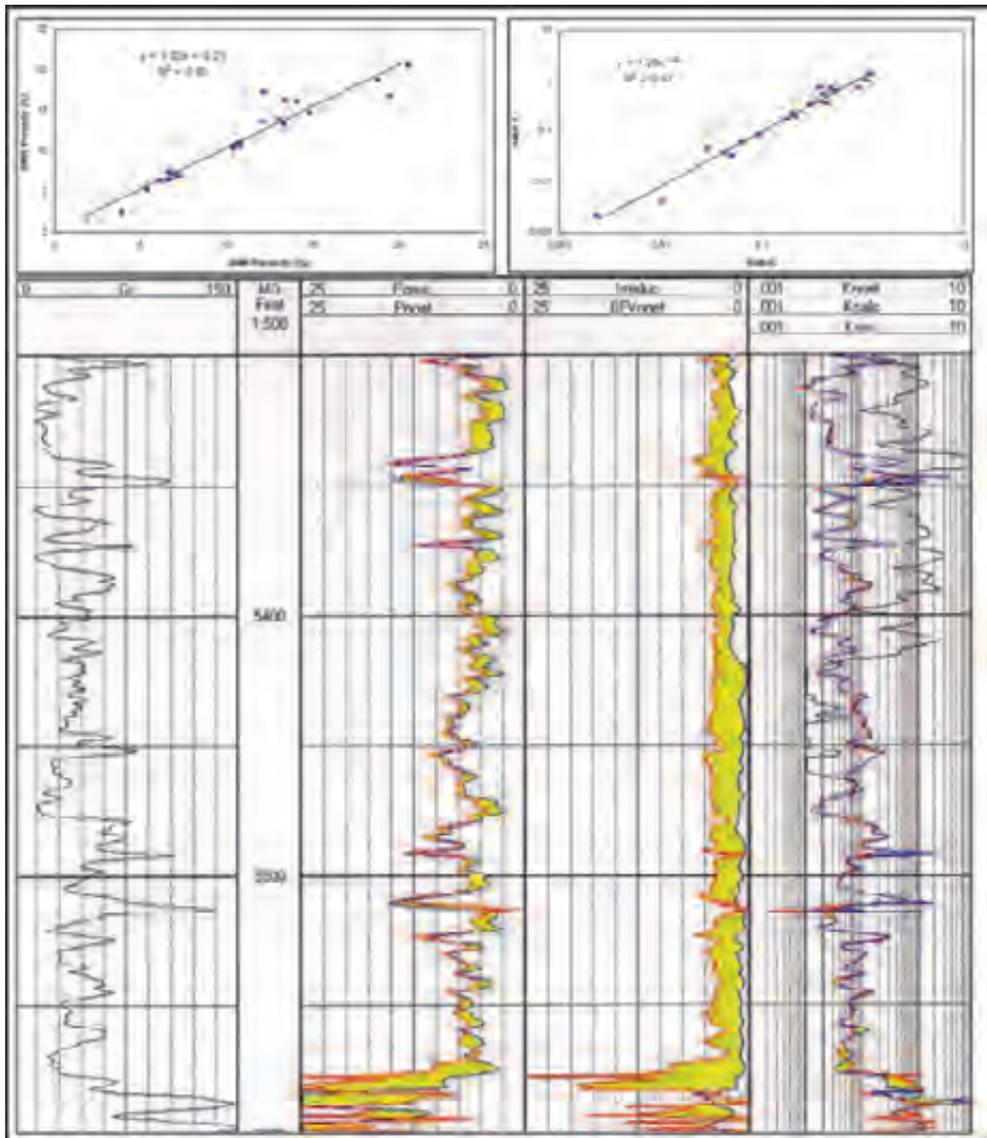


Рис.П.4.6. Пример оценки фильтрационно-емкостных свойств в скважинах с использованием алгоритмов ИНС (по J.P. Salazar, P.A. Romero, 2001)

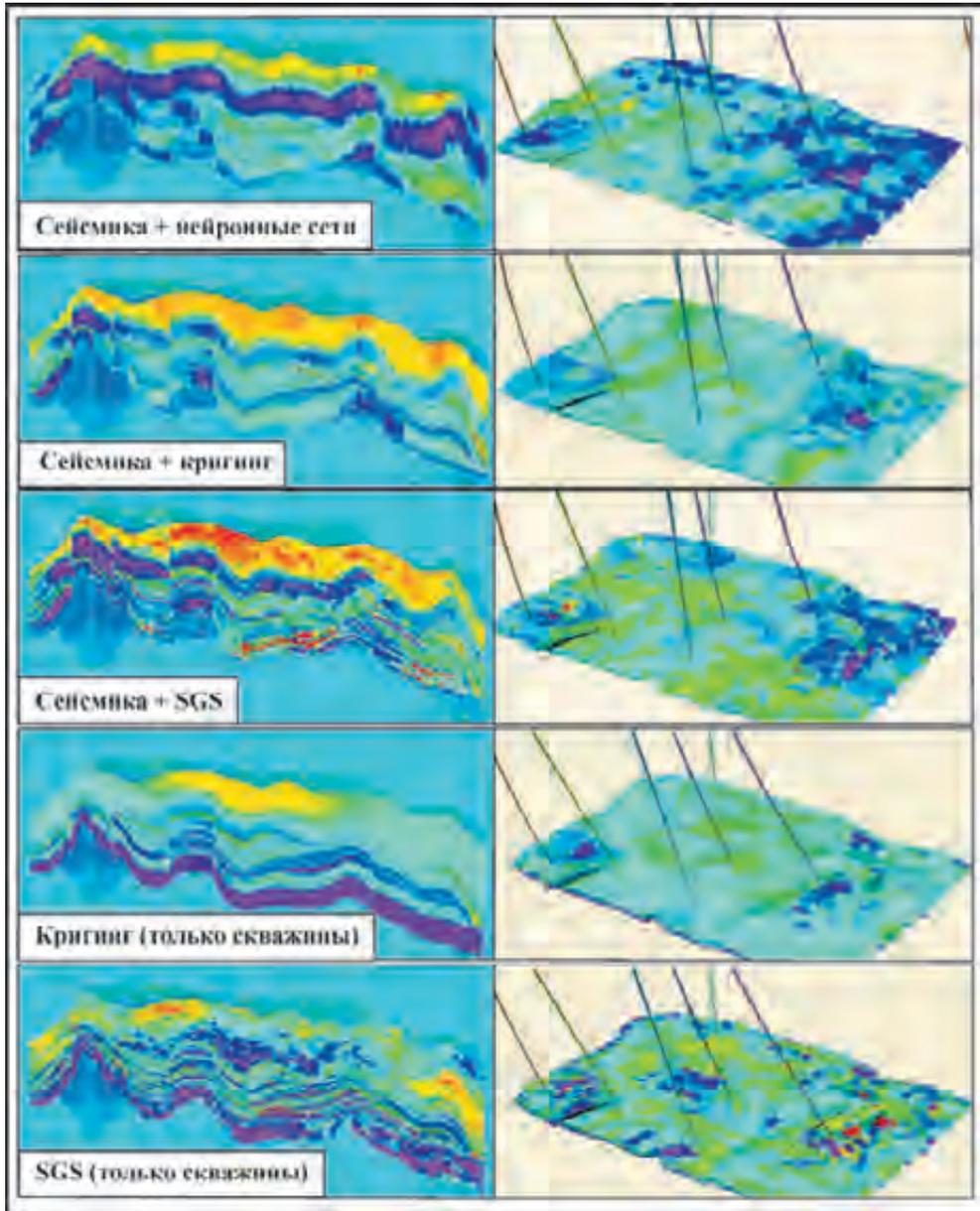


Рис.П.4.7. Сопоставление результатов комплексного моделирования акустического импеданса AI в масштабе геологической модели (по F.R. Mohamed, A.Rasmussen, A.S.Wendt, A. Murineddu, 2008)

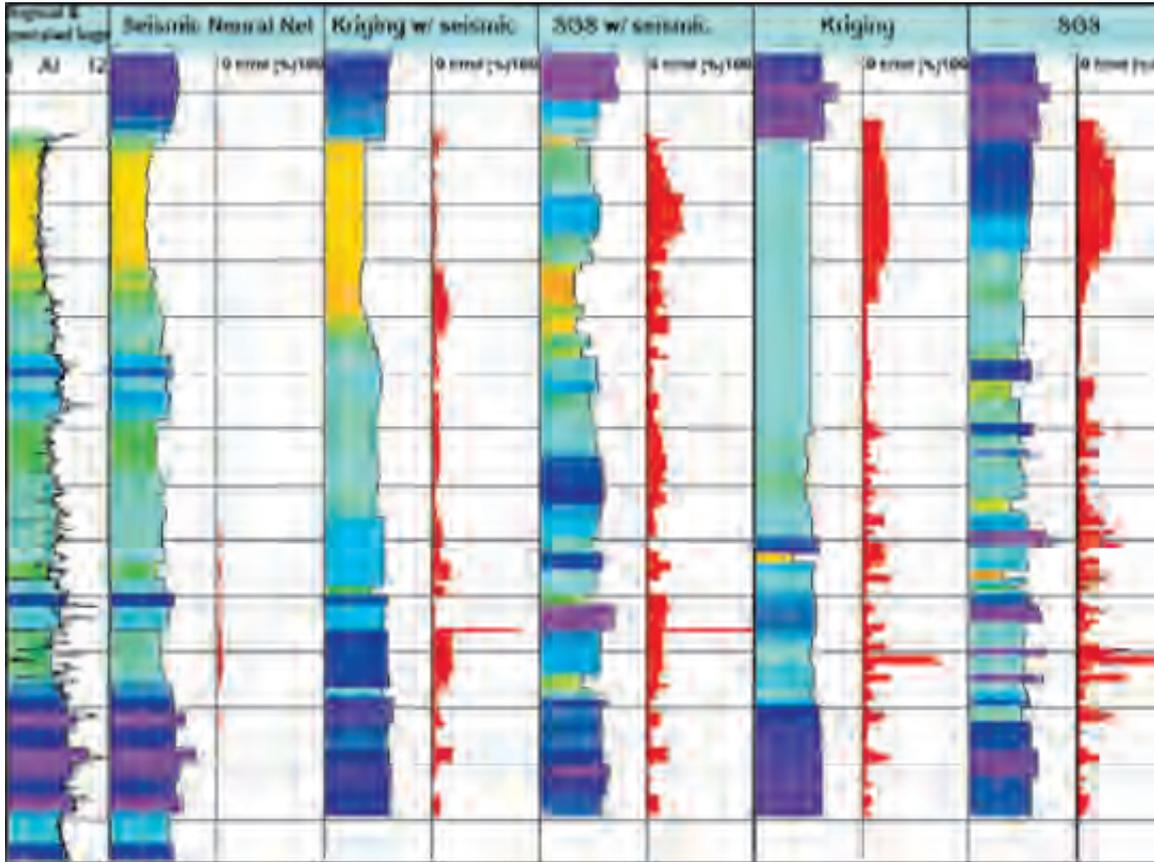


Рис.П.4.8. Оценка величин ошибок моделирования акустического импеданса AI методом «слепой скважины» (по F.R. Mohamed, A.Rasmussen, A.S.Wendt, A. Murineddu, 2008)

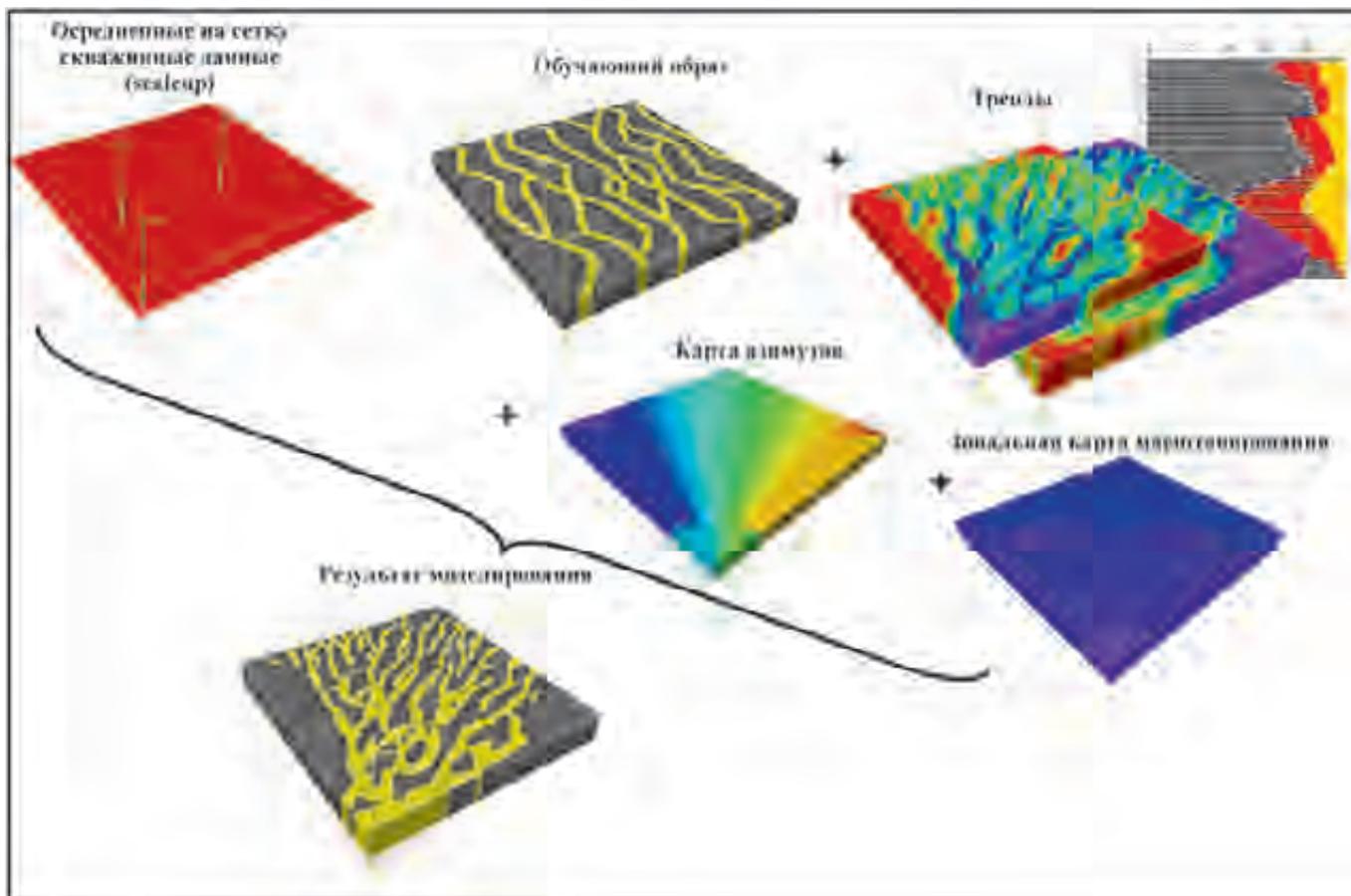


Рис.П.4.9. Схема работы алгоритма многоточечной статистики SNESIM при моделировании куба фаций с помощью плагина в Petrel (по D.A. Palkowsky)

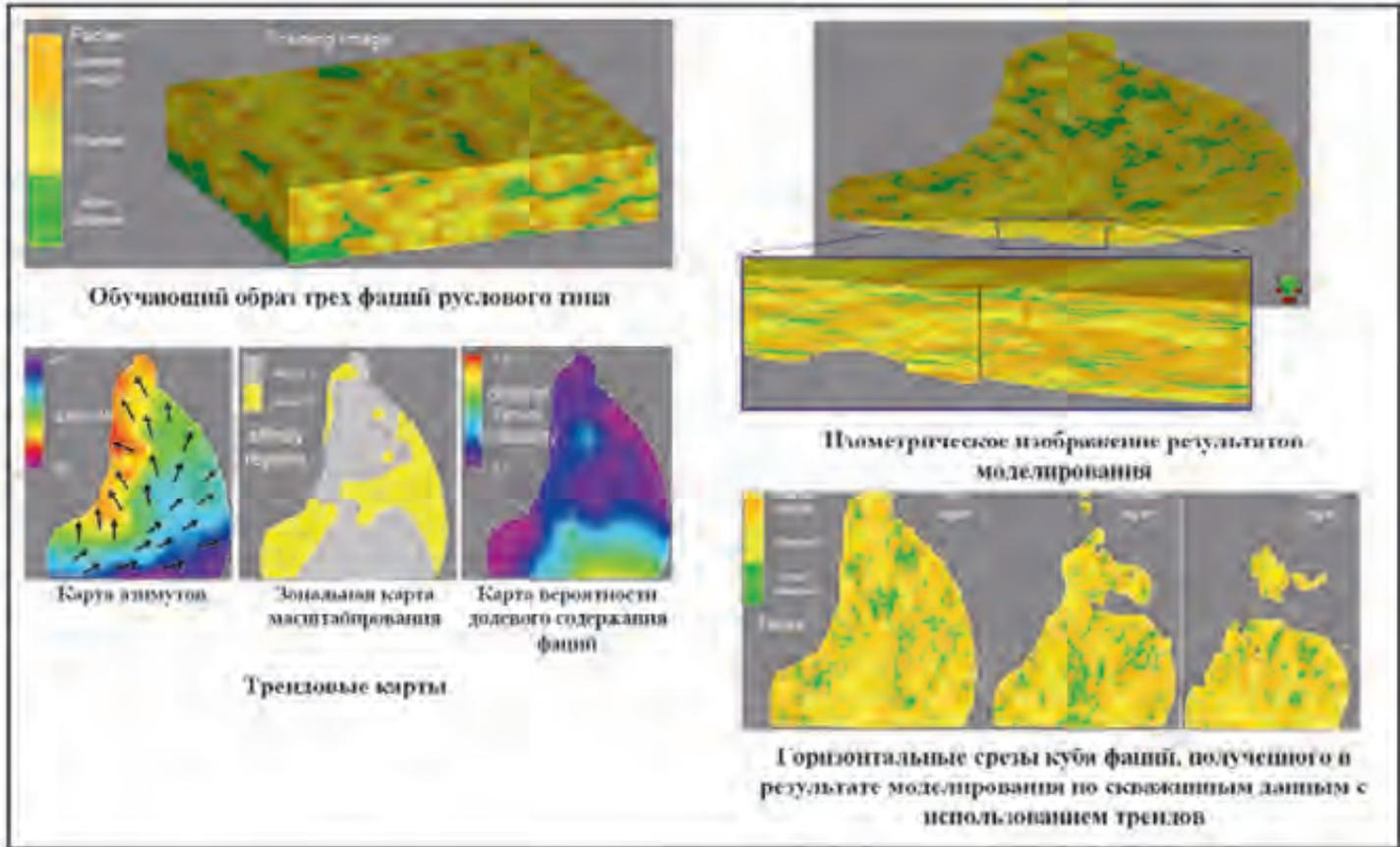


Рис.П.4.10. Пример использования алгоритма многоточечной статистики при моделировании куба фаций (по T. Zhang, D. McCormick, N. Hurley, C. Signer, 2007)

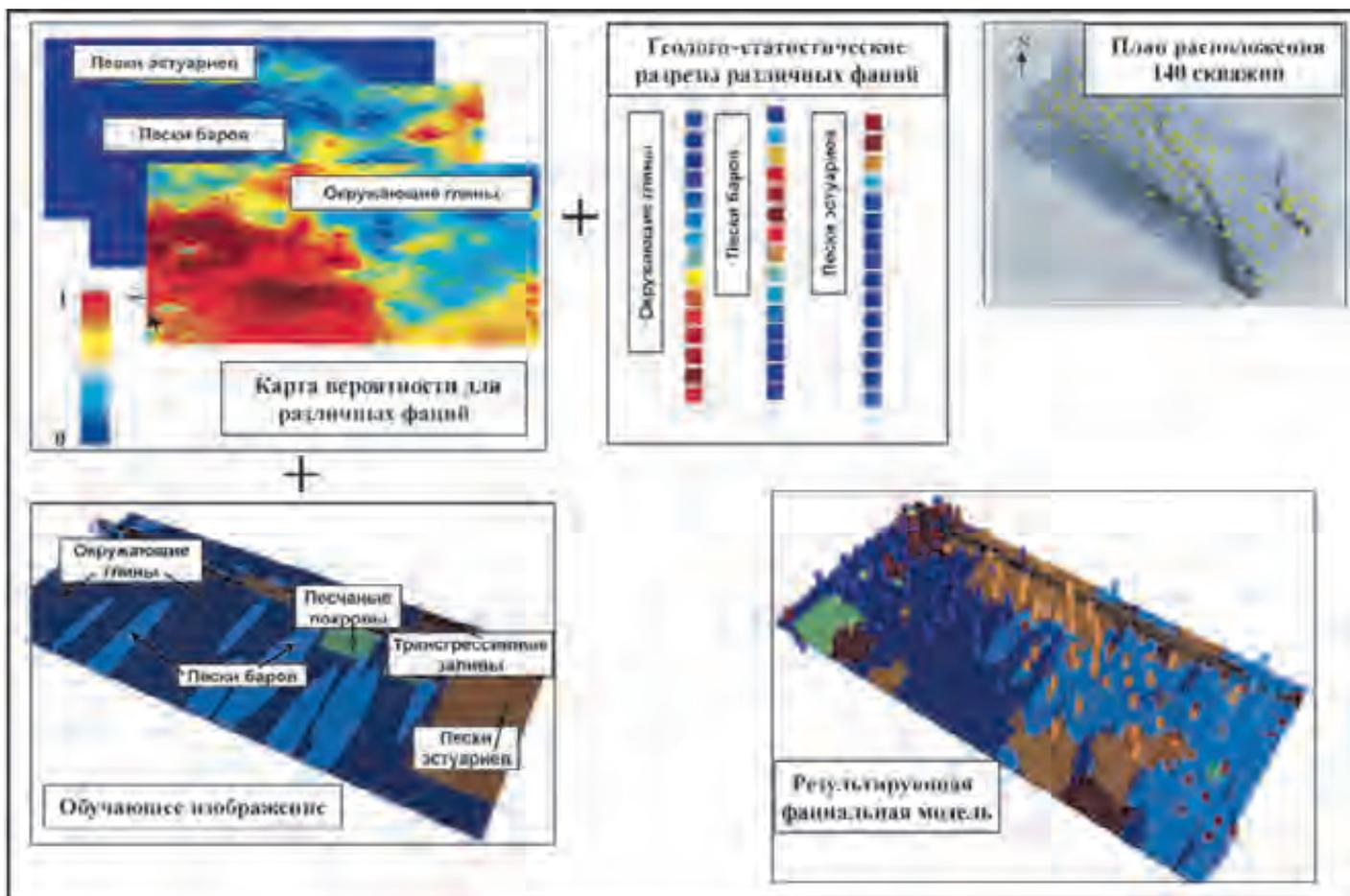


Рис.П.4.11. Пример построения фацальной модели на основе метода многоточечной статистики (по J.Caers, 2005)

## Список литературы:

1. Горбань А.Н., Россиев Д.А. Нейронные сети на персональном компьютере. Н., Наука, 1996.
2. Гриценко А.М. Нейрокомпьютерное моделирование при прогнозировании коллекторских свойств по результатам стохастической инверсии, SPE 102302, 2006.
3. Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. М., 2004.
4. Системные подходы к изучению пластов. Л. Косентино, Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2007.
5. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника, М., Мир, 1992.
6. Хайкин С. Нейронные сети. Москва — Петербург — Киев, 2006. Geostatistical reservoir modeling. C.V. Deutsch, Oxford, 2002.
7. Integrated reservoir studies. L. Cosentino, IFP, 2001.
8. J.M. Yarus, R.L. Chambers. Practical geostatistics — an armchair overview for petroleum reservoir engineers. JPT, November, 2006, SPE 103357.
9. Mohamed F.R., Rasmussen A., Wendt A.S., Murineddu A. High resolution 3D mechanical earth model using seismic neural net modeling. Тезисы докладов 70-й международной конференции EAGE, 2008.
10. Petroleum geostatistics. J. Caers. SPE, 2005.
11. Reservoir facies modeling: new advances in MPS. A. Harding, S. Strebelle, M. Levy, J. Thorne, D. Xie, S. Leigh, R. Preece. Материалы седьмого международного конгресса по геостатистике Geostatistics Banff 2004, под ред. О. Leuangthong и C.V. Deutsch.
12. S.B. Strebelle, A.G. Journel. Reservoir modeling using multiple-point statistics. SPE 71324, 2001.
13. T. Zhang, D. McCormick, N. Hurley, C. Signer. Applying multiple-point geostatistics to reservoir modeling — a practical perspective. Тезисы докладов международной конференции EAGE по геостатистике Petroleum Geostatistics 2007, Cascais, Portugal, 10–14 September 2007.

# Приложение 5.

## Двумерное картопостроение

(совместно с Катаевой Л.А.)

Двумерное картопостроение на сегодняшний день, несмотря на все более широкое использование 3Д моделей, остается одним из основных средств получения и представления результатов геологической оценки месторождения. Перечислим основные сферы использования двумерного картопостроения:

- оценка запасов углеводородов и представление материалов при создании отчета по подсчету запасов для Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) России,
- оценка запасов, построение карт эффективных нефти и газонасыщенных толщин, средних значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для проектов на поисковой и разведочной стадиях,
- оценка запасов и построение карт эффективных нефти и газонасыщенных толщин, средних значений ФЕС при аудите запасов,
- контроль качества построения 3Д моделей на различных этапах.

Материалами для построения двумерных моделей служат результаты интерпретации ГИС (выделение коллекторов, оценка их характера насыщения и ФЕС), сейсморазведки (структурные карты и карты эффективных толщин), отбивки стратиграфических границ и проницаемых пропластков, а также поверхности флюидных контактов, что рассмотрено в Приложении 4. Кроме того, будем предполагать, что для каждого пласта рассчитаны и введены поправки в инклинометрию скважин.

На первом этапе для каждого пласта выполняется построение структурных карт по кровле и подошве коллектора (кровли первого и подошве последнего проницаемого пропластка). Наиболее простой и наименее достоверный путь — прямое построение по отбивкам в скважинах. Наименее достоверный он по следующим причинам. Во-первых, при таком подходе отсутствует контроль качества построения и учет геологических закономерностей совместного поведения этих поверхностей. Во-вторых, не учитыва-

ется различие массивов информации, например, когда значительная часть скважин недобурена до подошвы пласта.

Более сложный и более правильный путь — построение карт по кровле и подошве коллектора с использованием трендовой сейсмической поверхности и последующим контролем результата через построение карты толщин между кровлей и подошвой коллектора.

Наиболее рационально начать построение с создания карт стратиграфической кровли и подошвы пласта, что мы и рассмотрим далее. Предварительно остановимся на сравнении результатов построения карт различными алгоритмами.

На рис. П.5.1 приведено сравнение результатов построения структурных карт по большому количеству скважин в отсутствии тренда. Мы видим большое сходство этих карт. При наличии же малого количества скважин (рис. П.5.2) различия становятся весьма значительными, причем выбрать лучший вариант как наиболее достоверный весьма затруднительно. Все меняется при использовании тренда (рис. П.5.3): карты снова становятся весьма похожими и геологически разумными. Таким образом, выполнять картопостроение необходимо с наличием геологически обоснованного тренда, будь это сейсмическая поверхность или нарисованная геологом карта от руки.

На рис. П.5.4 показаны результаты построения структурных карт с нарушениями в различных программных продуктах. При построении карт с нарушениями наличие тренда становится еще более значимым, поскольку в большинстве программных продуктов смещение горизонтов на плоскости разлома оценивается через разницу отметок на трендовой карте с той и другой стороны разлома. На сегодняшний день наиболее гибким из известных автору при построении двумерных карт с нарушениями является пакет Изолайн, поскольку в нем существует опция задания в каждой точке разлома амплитуды смещения горизонтов.

При построении же по точкам карт эффективных толщин наиболее оптимален (рис. П.5.5) метод изохор, позволяющий геологически оправданно учитывать положение зон отсутствия коллекторов. В любом случае, при построении структурных карт и карт толщин обычно требуется последующая ручная корректировка.

Итак, рассмотрим последовательность операций при построении структурных карт кровли и подошвы коллектора одного пласта. Вначале (рис. П.5.6) выполняется построение карты стратиграфической кровли пласта

конформно трендовой сейсмической поверхности (или подошвы — в зависимости от геологической ситуации). Далее выполняется расчет стратиграфической толщины пласта в скважинах по стратиграфическим отбивкам и расчет по этим данным карты стратиграфической толщины пласта, при необходимости с последующей ручной редакцией. Карта стратиграфической подошвы получается прибавлением к карте кровли карты стратиграфической толщины пласта. Обязательной процедурой после этой операции является «посадка» полученной поверхности на отбивки стратиграфической подошвы в скважинах, поскольку вследствие кривизны скважин значения стратиграфических толщин по отбивкам в скважинах относятся в плане к средней точке между пластопересечением кровли и подошвы пласта. Вследствие этого значения поверхности стратиграфической подошвы пласта после прибавления карты изохор к карте кровли в скважинах несколько отличаются от значений отбивок.

Далее аналогичным образом, через карты изохор между стратиграфической кровлей пласта и кровлей коллектора, стратиграфической подошвой пласта и подошвой коллектора, а также последующей «посадки» на отбивки, выполняется построение карт кровли и подошвы коллектора (рис. П.5.6). В зависимости от условий осадконакопления карты кровли и подошвы коллектора могут и должны строиться через карты толщин (изохор) от стратиграфической кровли или подошвы пласта (рис. П.5.7). На рис. П.5.7 вверху показана ситуация, когда подошва пласта является границей стратиграфического несогласия и построение поверхностей кровли и подошвы пласта производится от стратиграфической кровли пласта. А на рис. П.5.7 внизу показана ситуация, когда уже кровля пласта является границей стратиграфического несогласия (эрозионной поверхностью), и построение поверхностей кровли и подошвы пласта производится от стратиграфической подошвы пласта.

Рассмотрим ситуацию с поведением карт кровли и подошвы пласта на границах зоны отсутствия коллекторов. Когда предполагается ситуация с плавным уменьшением толщин коллекторов к границе зоны отсутствия коллектора (плавное выклинивание коллектора), то поверхности кровли и подошвы коллектора на полигоне зоны замещения выклинивания коллекторов сходятся. Это показано на рис. П.5.8 вверху и внизу. Здесь изображены разрезы каркаса поверхностей и «следы» пересечения поверхностей с плоскостью разреза. В зависимости от модели выклинивания коллектора линия пересечения поверхностей кровли и подошвы коллектора может

находиться посередине или ближе к кровле или подошве пласта. На рис. П.5.8 внизу как раз изображена ситуация, когда сокращение толщины коллекторов происходит вследствие замещения коллектора в нижней части пласта.

Когда мы предполагаем резкое замещение коллекторов на границе зоны отсутствия коллектора (резкое замещение), то поверхности кровли и подошвы коллектора не сходятся на границе зоны замещения, «утыкаясь» в плоскость зоны замещения (в середине рис. П.5.8).

Местоположение границы зоны замещения или выклинивания коллекторов определяется обычно либо посередине между скважинами, либо по данным сейсморазведки, либо по градиенту изменения эффективных толщин. Можно также определить местоположение границы зоны выклинивания коллекторов пересечением карт кровли и подошвы коллектора. Например, на рис. П.5.5 слева внизу показан пример карты эффективных толщин, когда в восточной части залежи скважины отсутствуют и положение границы зоны замещения коллекторов принято по градиенту изменения эффективных толщин.

Далее мы рассмотрим на примерах залежей различного строения две наиболее распространенные технологии двумерного построения карт нефти и газонасыщенных толщин, а также сравнение результатов с данными 3D моделирования.

Первая технология («по точкам») опирается на значения эффективных и нефтенасыщенных толщин в скважинах. Она наиболее традиционная и может применяться для залежей относительно простого строения (кроме массивного типа), поскольку плохо учитывает изменения структурного плана в межскважинном пространстве. На первом этапе выполняется построение карты эффективных толщин по точкам скважин. В качестве трендовых могут быть использованы карты сейсмических атрибутов, по которым найдена удовлетворительная корреляционная связь с данными ГИС. Построение производится в соответствии с принятой моделью поведения на границе зоны отсутствия коллекторов — плавное выклинивание на ноль или резкое замещение.

Пересечением карт кровли и подошвы коллектора и флюидных контактов определяются полигоны внешнего и внутреннего контуров нефти и газонасыщенности, которые затем используются в качестве граничных при межскважинной интерполяции значений нефти и газонасыщенных толщин в скважинах в зависимости от типа залежи. Также дополнительными

граничными контурами служат полигоны пересечения кровли и подошвы коллектора с поверхностями кровли и подошвы пласта (при наличии несогласий) и тектонических нарушений.

Вторая технология («через коэффициент песчаности нефтенасыщенной части резервуара  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$ ») более сложна, она использует величины коэффициента песчаности продуктивной части резервуара и карты общих толщин продуктивной части резервуара. Однако позволяет учитывать изменения структурного плана в межскважинном пространстве. Здесь также используются граничные полигоны, аналогичные технологии по точкам. В качестве трендовых при предварительном построении карты  $K_{\text{песч}}$  всего резервуара также можно использовать сейсморазведку.

Теперь рассмотрим сходство и различие этих технологий на примерах, переходя от залежей простого строения к залежам более сложным.

Случай нефтяной залежи массивного строения рассматривается на рис. П.5.9–11. Здесь при построении по точкам значения нефтенасыщенных толщин в скважинах интерполируются на внешний контур нефтеносности, полученный пересечением поверхностей кровли коллектора и ВНК, имеющих нулевые значения. При построении через  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  вначале в точках скважин рассчитываются значения песчаности делением величин Нэфф.н на толщину от кровли коллектора до ВНК. Затем эти значения интерполируются на внешний контур, имеющий единичные значения. Карта общих толщин продуктивной части резервуара здесь рассчитывается как разность поверхностей кровли коллектора и ВНК. Перемножением этих двух карт и получается итоговая карта нефтенасыщенных толщин.

Как мы видим на рис. П.5.10, карта Нэфф. н через  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  более похожа карту Нэфф. н из 3Д модели, поскольку учитывает изменения структурного плана в межскважинном пространстве, например, в районе пересечений разрезов 1 и 2, где имеет место подъем структурного плана пласта вблизи контура нефтеносности. В обоих случаях при необходимости следует произвести «посадку» результирующих карт на контрольные точки по скважинам.

В случае нефтяной пластовой залежи (рис. П.5.12–15) при построении по точкам совместный набор точек для интерполяции представляет собой сумму значений карты эффективных толщин в пределах внутреннего контура нефтеносности (пересечение поверхностей ВНК и подошвы коллектора), нулевого внешнего контура и значений Нэфф. н по скважинам (рис. П.5.12) в межконтурной зоне.

При построении через  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  карта общих толщин продуктивной части резервуара Нобщ образуется как карта толщин геометрического тела, ограниченного поверхностями кровли, подошвы коллектора и ВНК (рис. П.5.13). Сама карта  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  строится исходя из значений  $K_{\text{песч}}$  в пределах внутреннего контура, внешнего контура с единичными значениями и значений  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  в межконтурной зоне. Карта Нэфф.н опять получается произведением Нобщ и  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$ .

Таким образом, вследствие того, что в пределах внутреннего контура нефтенасыщенные толщины равны эффективным, на внутреннем контуре происходит излом изолиний нефтенасыщенных толщин, которые уменьшаются до нуля на внешний контур нефтеносности (рис. П.5.14).

Отметим, что в зарубежной практике используют следующий метод. Сначала строится карта эффективных толщин, затем — карта доли нефтенасыщенной толщины, то есть отношения нефтенасыщенной толщины к эффективной. В пределах внутреннего контура она принимается равной единице, на внешнем контуре равной нулю, в межконтурной зоне производится интерполяция с учетом скважинных значений. Затем карта Нэфф.н получается произведением этих карт.

При построении карт по кровле и подошве коллектора и эффективных толщин геолого-статистические разрезы (ГСР) не используются. В этой связи рассмотрим один из примеров причин расхождения карт нефтенасыщенных толщин по 2Д и 3Д (рис. П.5.15), в том числе — различия карт по кровле и подошве коллектора. На рисунке показано, что северо-восточнее района скв.7315 карты кровли коллектора по 2Д и 3Д имеют различия. Эти различия связаны с тем, что карта кровли коллектора по 2Д в области скв.7315 погружается вследствие глинизации верхнего проницаемого пропластка, который присутствует во всех остальных скважинах. В то же время в 3Д модели с учетом ГСР этот пропласток протягивается практически по всей площади, за исключением только самой ближайшей окрестности скв.7315.

На рис. П.5.16—21 показан набор карт для массивной залежи с вертикальным разломом и пластовой залежи с вертикальным разломом. В целом эти случаи не существенно отличаются от рассмотренных ранее, кроме того, что построение карт происходит независимо по блокам, а с учетом различия в блоках ВНК на полигоне нарушения происходит излом нефтенасыщенных толщин. Однако, если предполагается, что нарушение постседиментационное, то построение карт эффективных толщин и коэффициента песчаности резервуара в целом выполняется без учета нарушения.

Для массивной залежи со сдвигом (рис. П.5.22–25), в отличие от случая с вертикальным нарушением, картопостроение осложняется наличием зон уменьшения нефтенасыщенных толщин вблизи нарушения. Это области между полигонами пересечения поверхности кровли коллектора с плоскостью нарушения и полигонами пересечения поверхности ВНК с плоскостью нарушения.

При построении карты нефтенасыщенных толщин по точкам приподнятого блока полигону пересечения поверхности ВНК с плоскостью нарушения присваиваются нулевые значения  $N_{эфф.н}$ , а при построении карты  $N_{эфф.н}$  через  $K_{песч}^{нефт. части}$  этому полигону присваиваются значения  $K_{песч} = 1$ . При построении карты нефтенасыщенных толщин по точкам опущенного блока полигону пересечения поверхности кровли коллектора с плоскостью нарушения присваиваются нулевые значения  $N_{эфф.н}$ , при построении карты  $N_{эфф.н}$  через  $K_{песч}^{нефт. части}$  этому полигону присваиваются значения  $K_{песч} = 1$ .

Естественно, что значения карты общих толщин нефтенасыщенной части резервуара равны нулю на полигоне пересечения поверхности ВНК с плоскостью нарушения приподнятого блока и на полигоне пересечения поверхности кровли коллектора с плоскостью нарушения опущенного блока.

Для случая массивной залежи с надвигом (рис. П.5.26–30) все меняется наоборот относительно случая залежи со сдвигом. Теперь нулевые значения нефтенасыщенных толщин присваиваются полигону пересечения поверхности кровли коллектора с плоскостью нарушения приподнятого блока и полигону пересечения поверхности ВНК с плоскостью нарушения опущенного блока.

В случае пластовой залежи с надвигом или сдвигом при картопостроении добавляются полигоны пересечения подошвы коллектора с плоскостью тектонического нарушения.

Залежь нефти, приуроченная к стратиграфической ловушке, иллюстрируется на рис. П.5.31–33. Здесь подошвой объекта является поверхность фундамента, на которой несогласно залегают породы осадочного чехла. Поскольку осадконакопление происходило параллельно кровле, поверхности кровли и подошвы коллектора отстраивались конформно именно стратиграфической кровле пласта. При построении карты эффективных толщин полигон пересечения кровли коллектора с фундаментом принимался за нулевой, на который плавно уменьшались значения толщин от полигона пересечения подошвы коллектора с фундаментом.

Обратим внимание, что полигон стратиграфического выклинивания пласта является вложенным в полигон пересечения кровли коллектора с фундаментом (выклинивания коллектора). Для некоторых типов залежей, например, клиноформенных, они могут и совпадать. При построении карты толщин через  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  значения  $K_{\text{песч}}$  на полигоне выклинивания коллектора принимаются равными единице.

Картопостроение залежей нефти, содержащих одновременно нефть и газ, часто осложняется тем, что возникают пересечения контуров нефти и газоносности в плане, как показано на примере пластовой нефтегазовой залежи на рис. П.5.34–38. Поэтому обычно картопостроение выполняют в три этапа. Вначале строят карту суммарной нефтегазонасыщенной толщины, затем карту газонасыщенной толщины, а вычитанием из первой карты второй получают карту нефтенасыщенной толщины.

Рассмотрим теперь картопостроение нефтяной пластовой залежи с наличием зоны отсутствия коллекторов, вызванной замещением коллекторов непроницаемыми породами (рис. П.5.39–43). Будем рассматривать два варианта. Первый — предполагается плавное выклинивание коллекторов на границу зоны замещения, то есть плавное уменьшение эффективных толщин. Второй — резкое замещение коллекторов на полигоне границы зоны, то есть обрыв («утыкание») изопахит эффективных толщин на полигоне границы зоны. В первом случае поверхности кровли и подошвы коллектора пересекаются на границе зоны замещения, в линии внешнего и внутреннего контуров нефтеносности сходятся вместе. Во втором же случае линии внешнего и внутреннего контуров нефтеносности на границе зоны замещения не совпадают. При построении карты толщин через  $K_{\text{песч}}^{\text{нефт. части}}$  значения  $K_{\text{песч}}$  на полигоне зоны замещения в случае плавного выклинивания принимаются равными единице, а в случае резкого замещения остаются равными проинтерполированным значениям скважинных данных. Примеры карт нефтенасыщенных толщин для нефтяной залежи клиноформенного строения с зоной замещения даны на рис. П.5.44–45.

Завершив на этом рассмотрение карт нефти и газонасыщенных толщин для залежей различного строения, перейдем к построению карт средних значений петрофизических параметров — пористости, проницаемости, нефтенасыщенности.

Построение карты пористости может проводиться с учетом карт сейсмических атрибутов, если установлено наличие устойчивых корреляционных зависимостей между картами сейсмических атрибутов или их комбинация-

ми и значениями средневзвешенной по толщине пропластков пористости коллектора в контрольных точках.

Для залежей с наличием зон замещения коллекторов рассматриваются обычно два варианта. Первый — снижение пористости до величины граничного значения  $K_n^{пр}$  на границе зоны замещения, второй — интерполяция пористости без учета границы зоны замещения (затем внутри зоны значения  $K_n$  обнуляются). Первый случай обычно рассматривается при плавном выклинивании толщин коллекторов на границу зоны замещения, а второй — при резком замещении коллекторов (рис. П.5.46).

Это геологически оправданно в тех случаях, когда для данного пласта имеется связь между суммарной мощностью коллекторов и их ФЕС. Например, когда с уменьшением Нэфф в скважинах уменьшается и среднее значение  $K_n$ . При наличии газа карты средней пористости строятся раздельно по нефтяной и газовой частям залежи по средневзвешенным с учетом характера насыщения значениям  $K_n$  в скважинах. Естественно, что на последнем этапе картопостроения производится проверка соответствия значений на карте скважинным данным и, при необходимости, «натягивание» на контрольные точки.

Ввиду логарифмической зависимости  $K_{пр}$  от  $K_n$  при расчете карты проницаемости использовать стандартные алгоритмы интерполяции некорректно. При этом карты  $K_n$  и  $K_{пр}$  будут согласованы только в ближайших окрестностях контрольных точек. Прямой пересчет карт пористости в карты проницаемости по петрофизическим уравнениям также может привести к ошибкам из-за особенностей осреднения. Для устранения этих особенностей может быть принята следующая методика построения карт проницаемости.

Вначале рассчитываются по скважинам средневзвешенные по нефтенасыщенной толщине значения пористости  $K_n$  и логарифма проницаемости  $L_n K_{пр}$ . Затем с использованием кросс-плотов находится корреляционная зависимость между  $K_n$  и  $L_n K_{пр}$  пласта. По найденной зависимости карта пористости пересчитывается в карту  $L_n K_{пр}$ , «сажается» на контрольные точки и пересчитывается в карту  $K_{пр}$  (рис. П.5.48). Контролируется наличие граничных значений  $K_{пр}$  на границе зоны замещения, если карта пористости строилась с выходом на граничные значения  $K_n$  на границе этой зоны.

Построение карты средней нефтенасыщенности существенным образом зависит от особенностей геологического строения месторождения. Для некоторых месторождений с высокой вертикальной анизотропией проницаемости или гидрофобными коллекторами не удастся установить зависимо-

стей между нефтенасыщенностью и пористостью (проницаемостью), а также удаленностью пропластка от ВНК. В таких случаях картопостроение производится интерполяцией по точкам средневзвешенных по толщине значений  $K_n$  в скважинах с последующим обнулением карты за контуром нефтеносности.

Если же установлено, что имеется тенденция к снижению  $K_n$  на контур нефтеносности, то следующим усложнением является картопостроение по точкам с выводом на контур нефтеносности на граничные значения  $K_n$ . Это может быть либо одно число, либо линия с граничными значениями  $K_n$ , зависящими от пористости, установленными, например, по петрофизическим керновым зависимостям. Тогда полигону внешнего контура нефтеносности присваиваются значения с карты средней пористости и по зависимости  $K_p$ - $K_n$  пересчитываются в полигон со значениями  $K_n$ .

В случае, когда установлено наличие зависимости между  $K_p$  и  $K_n$  по ГИС или  $K_p$  и  $K_v$  ( $1-K_n$ ) по керну (например, для газовых или карбонатных месторождений) расчет карты нефтенасыщенности выполняется через пересчет по этой зависимости карты средней пористости в карту  $K_n$  с последующей «посадкой» на точки (рис. П.5.47).

Наиболее корректный и физически обоснованный способ построения карты нефтенасыщенности (водонасыщенности) заключается в использовании модели переходной зоны. При построении карты водонасыщенности (Билибин С.И., 1998) может быть использован следующий способ. Входными поверхностями для этого расчета являются карты кровли и подошвы коллектора, карта пористости, отметка уровня зеркала воды (УЗВ) или ВНК и статистическая модель распределения водонасыщенности в зависимости от высоты над УЗВ ( $DH_{УЗВ}$ ) и коэффициента пористости. Эта модель носит название модели переходной зоны.

Составление модели реализуется в специализированном кросс-плоте и заключается в следующем:

- в стандартном поле шаблона кросс-плота  $DH_{УЗВ}$  —  $K_v$  наносятся точки по интерпретированным кривым водонасыщенности по тестовому массиву скважин. В тестовый массив включаются все расположенные в ВНК скважины, скважины, пересекающие нефтенасыщенный коллектор в сводовой части залежи, и несколько скважин равномерно распределенных по площади нефтяной залежи,
- все точки кросс-плота разделяются на кластеры по диапазону пористости. Разделение обычно проводится через 1% по пористости, для каж-

дого кластера находится корреляционная функция вида  $K_v = f(DH_{УЗВ}, K_p = \text{const})$ . Эти зависимости аппроксимируются формулами, например,  $K_v = K_{во} + (1 - K_{во}) * \exp(A * DH_{УЗВ})$ , либо подбирается уравнение уникального вида, либо табулируется по точкам.

При этом в модели на отметке УЗВ при  $DH_{УЗВ} = 0$  водонасыщенность равна 100%. При  $DH_{УЗВ} \gg 0$ , то есть в сводовой части залежи, водонасыщенность коллектора приближается к  $K_{во}$ , причем  $K_{во}$  также зависит от пористости и согласуется с соответствующими петрофизическими зависимостями, например, полученными по керну.

Модель и вид уравнений используются для последующего уточнения при бурении новых скважин и последующих расчетов водонасыщенности.

С использованием карты средней пористости и карты средней удаленности от УЗВ (ВНК) на основании модели переходной зоны рассчитывается карта средней водонасыщенности. Такой способ построения карт  $K_v$  позволяет уменьшить влияние неверных определений водонасыщенности, привлекать к построению карты те скважины, где определение  $K_v$  не было проведено ввиду отсутствия достоверных данных по удельному сопротивлению, корректно рассчитать карту с учетом возрастания водонасыщенности к внешнему контуру и её уменьшения к сводовым частям залежи.

В более простом варианте этот же подход можно реализовать следующим образом. Вначале рассчитывается карта средней пористости и карта средней удаленности ячейки от ВНК (исходя из карт кровли коллектора, подошвы коллектора, поверхности ВНК). По скважинным данным рассчитывается массив точек средневзвешенных значений  $K_p$ ,  $K_n$  и  $DH_{ВНК}$ . В Excel с помощью опции «Поиск решения» находятся коэффициенты для аппроксимирующей зависимости  $K_n = A + B * K_p + C * \ln(DH_{ВНК})$ . По этой зависимости, картам средней пористости и средней удаленности ячейки от ВНК рассчитывается карта  $K_n$ , которая затем «натягивается» на контрольные точки по скважинам и значениям на внешнем контуре (рис. П.5.48).

Перемножением карт нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин, пористости и нефтенасыщенности (газонасыщенности) получаются карты плотности запасов, по которым оптимальным образом можно подсчитать геологические запасы нефти и газа (Гутман И.С. и др., 2007).

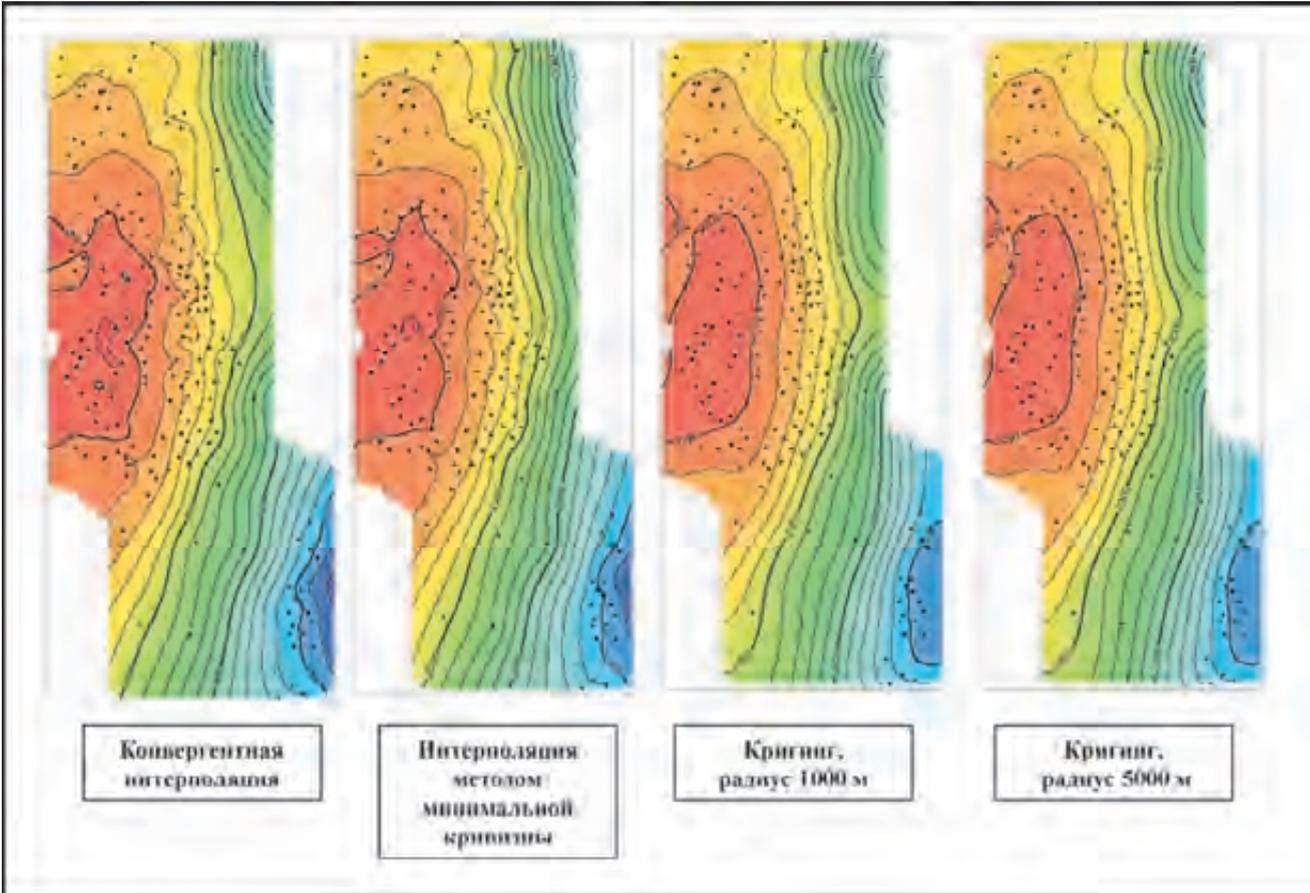


Рис.П.5.1 Примеры построения структурных карт различными алгоритмами (без тренда, с большим количеством скважин)

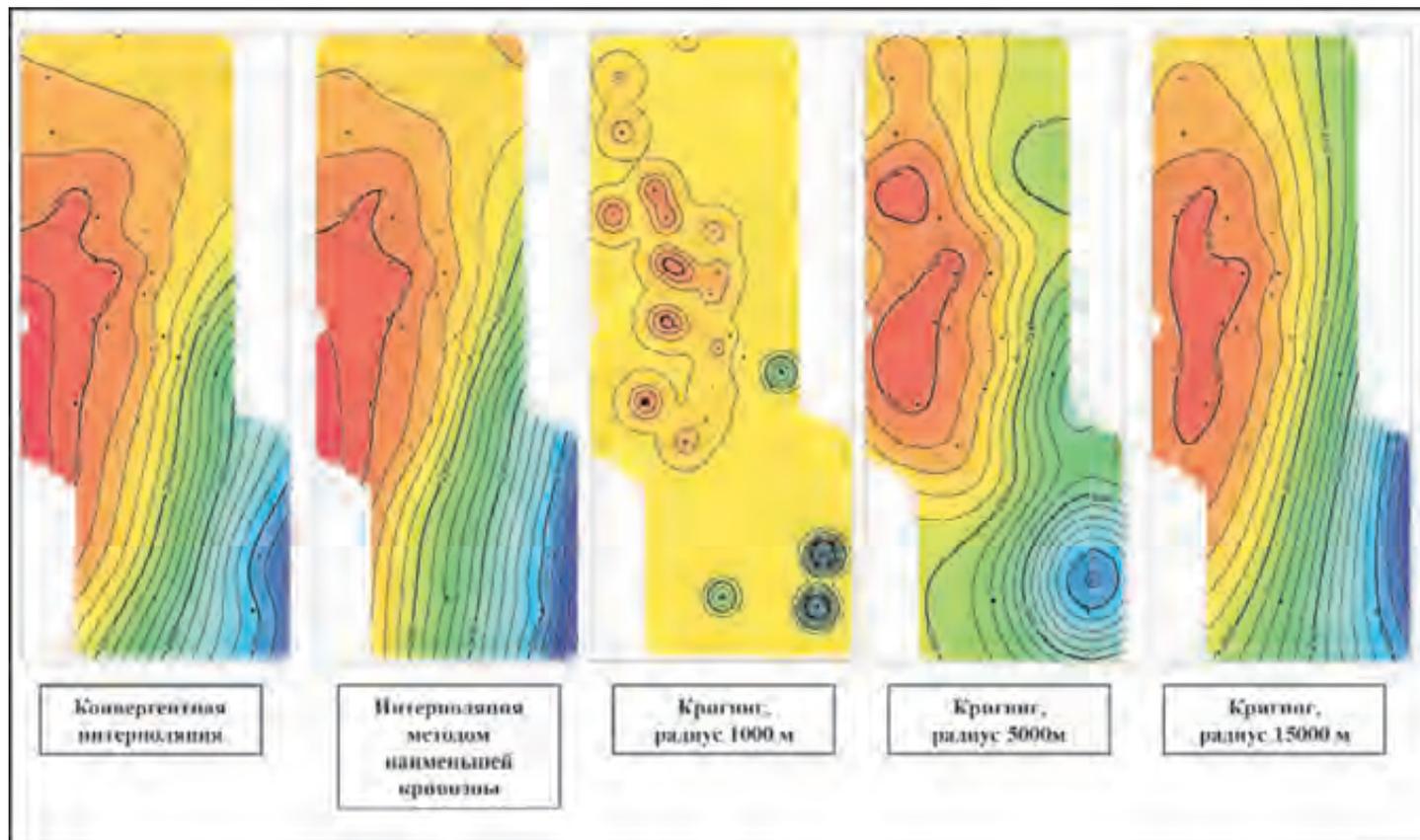


Рис.П.5.2. Примеры построения структурных карт различными алгоритмами (без тренда, с малым количеством скважин)

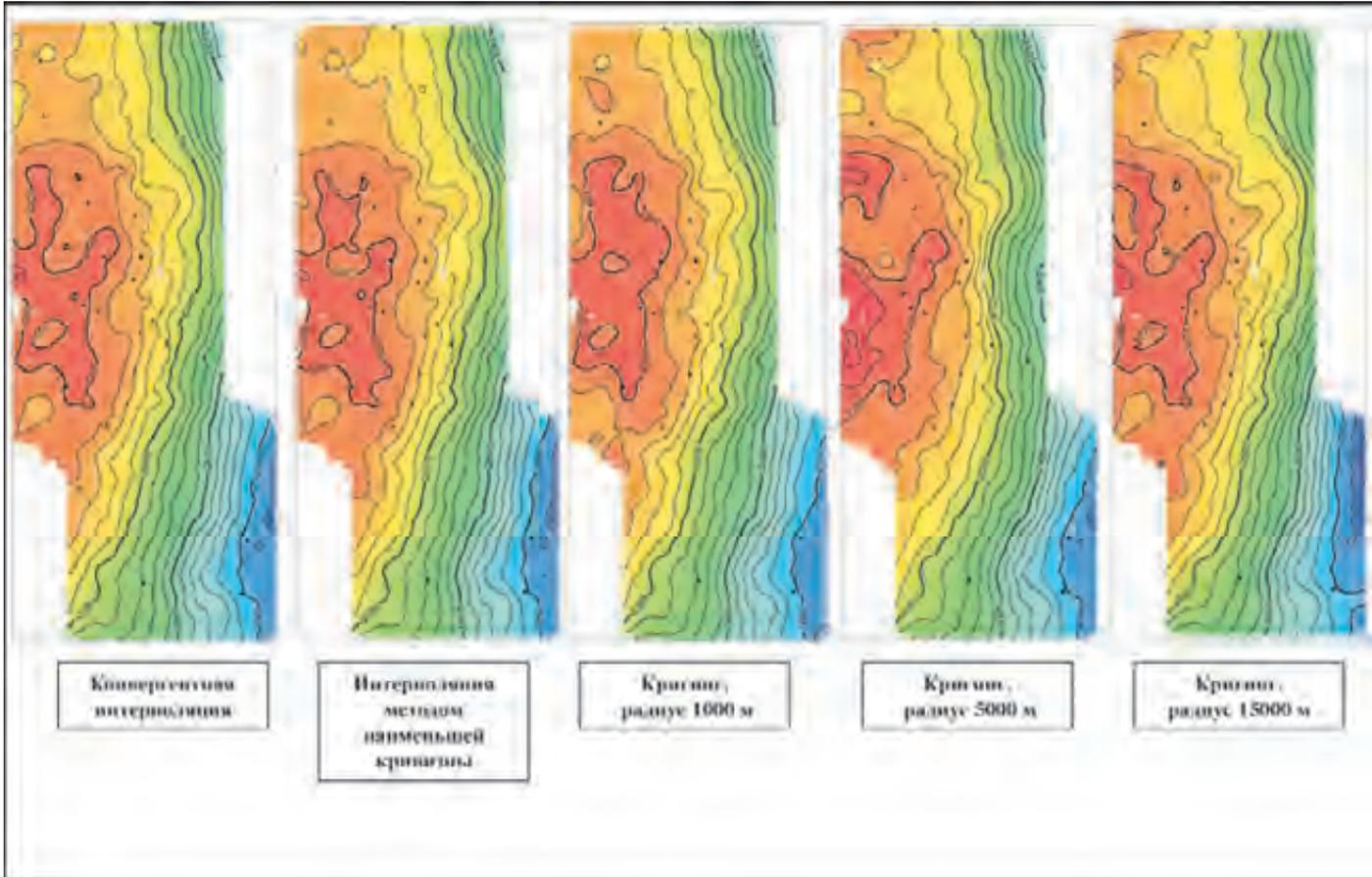


Рис.П.5.3. Примеры построения структурных карт с небольшим количеством скважин, используя трендовую поверхность

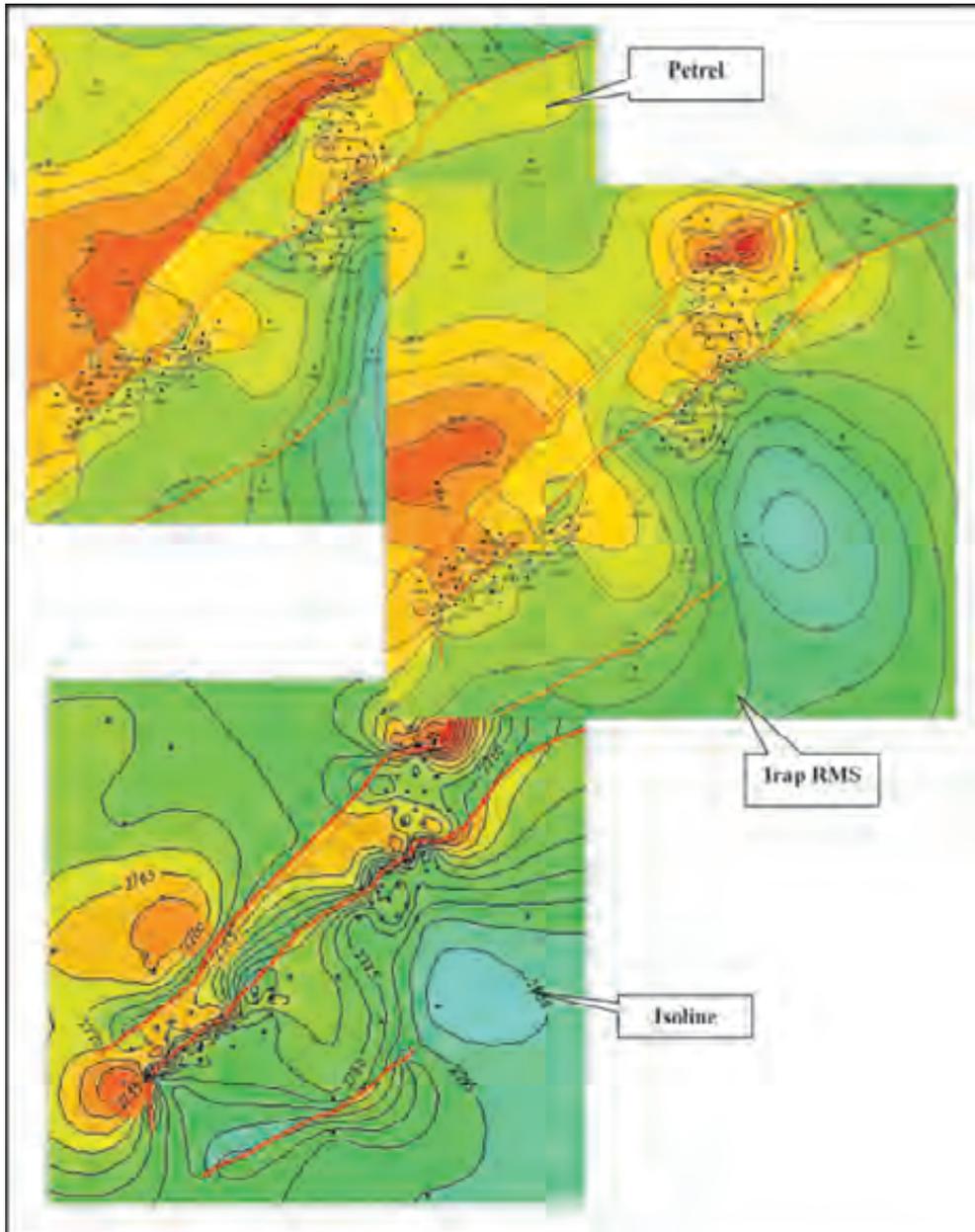


Рис.П.5.4. Примеры построения карт с нарушениями

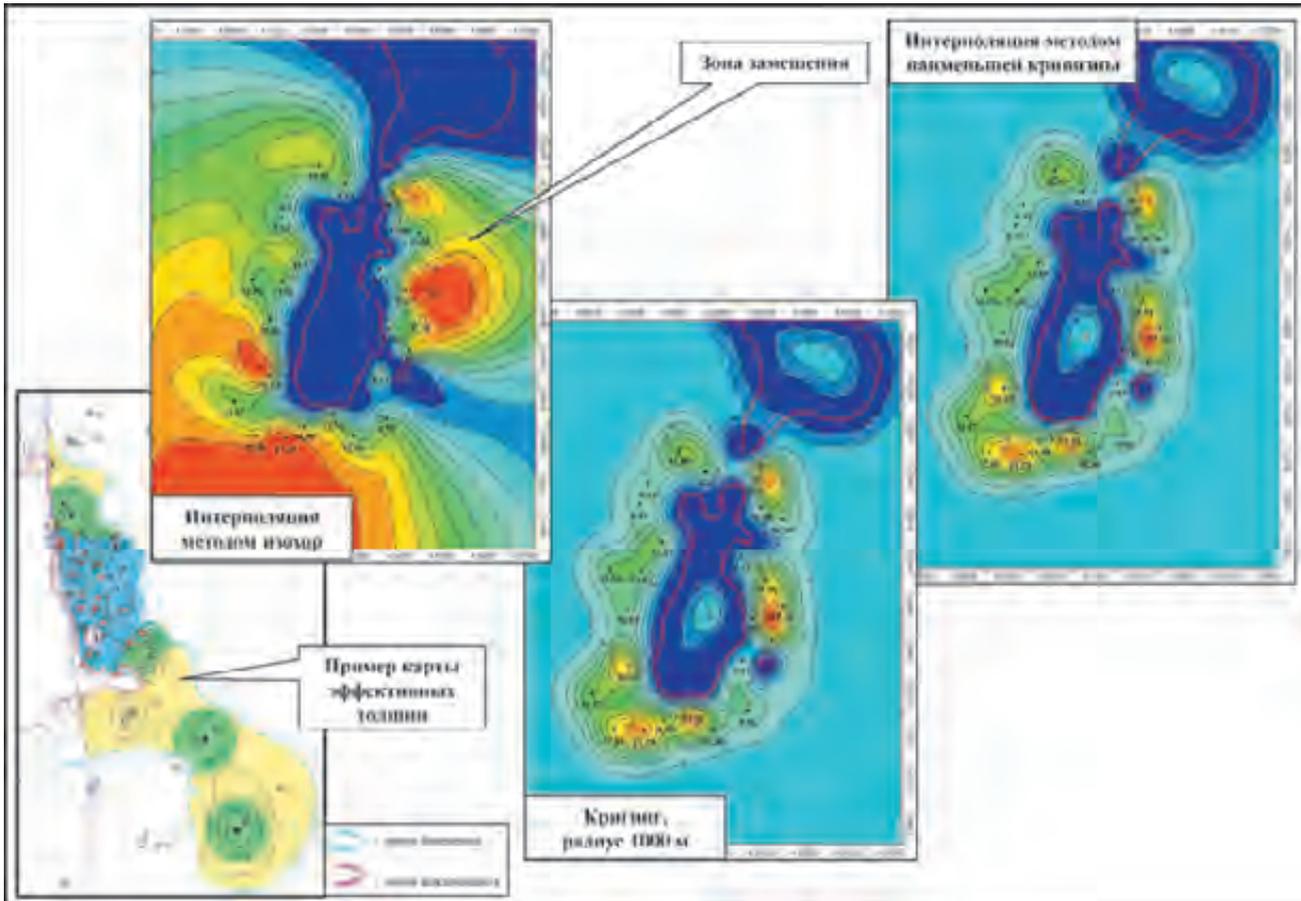


Рис.П.5.5. Примеры построения карт эффективных толщин залежи с наличием зоны замещения коллекторов различными алгоритмами

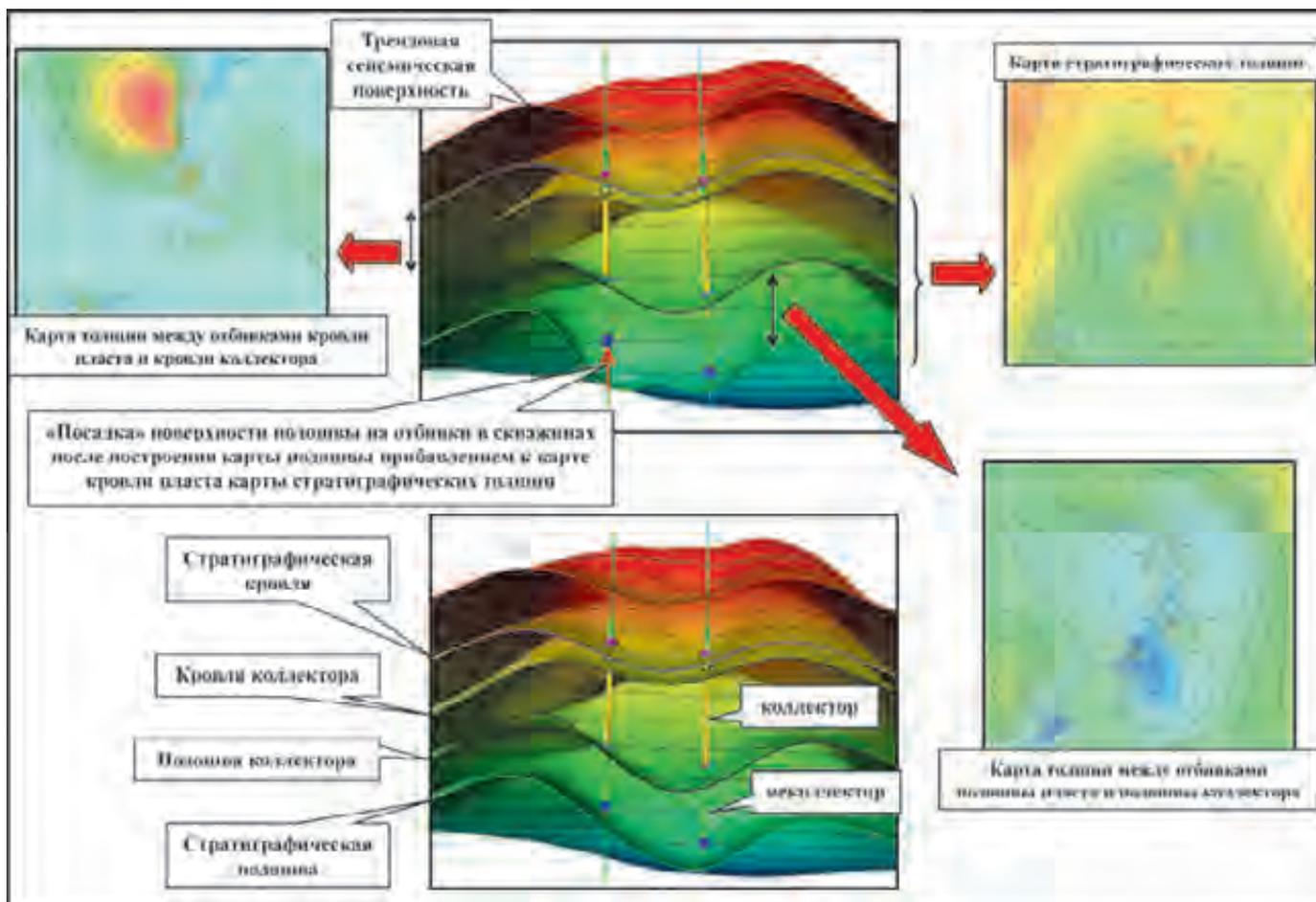
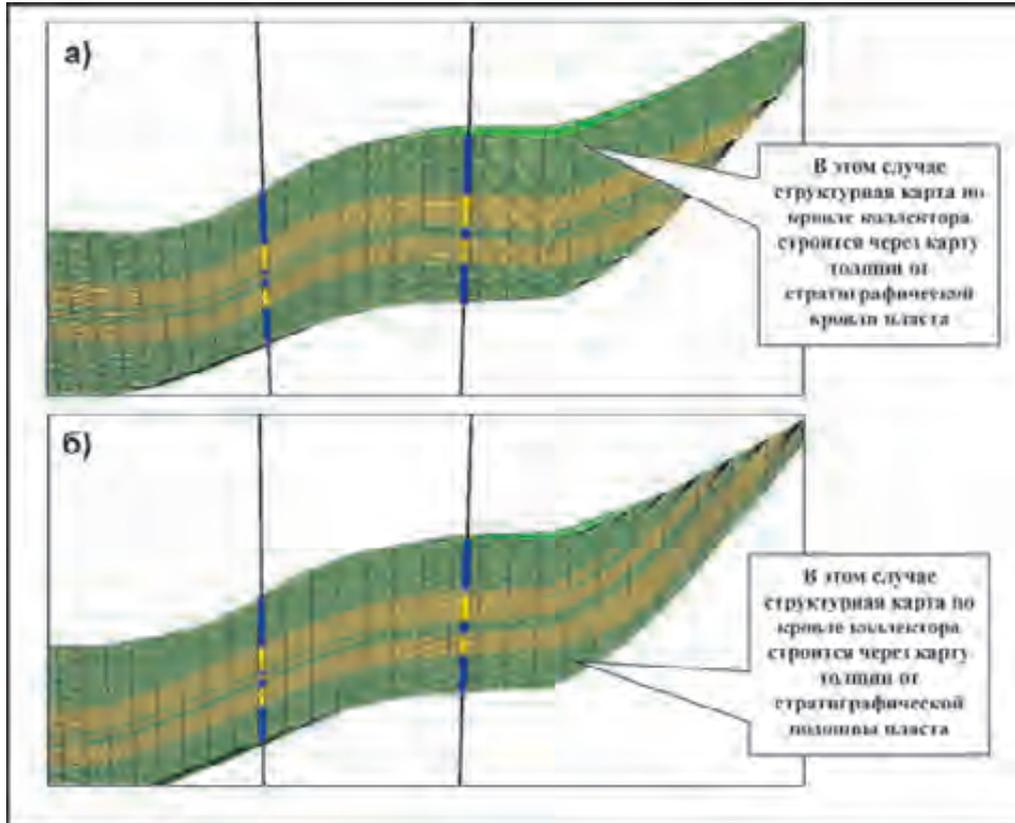


Рис.П.5.6. Набор карт при построении поверхностей кровли и подошвы коллектора одного пласта



**Рис.П.5.7.** Пример распространения коллекторов в 3Д модели и построения структурных карт кровли и подошвы коллектора в 2Д модели при различных способах напластования согласно разным условиям осадконакопления:  
 а) параллельно кровле коллектора; б) параллельно подошве коллектора

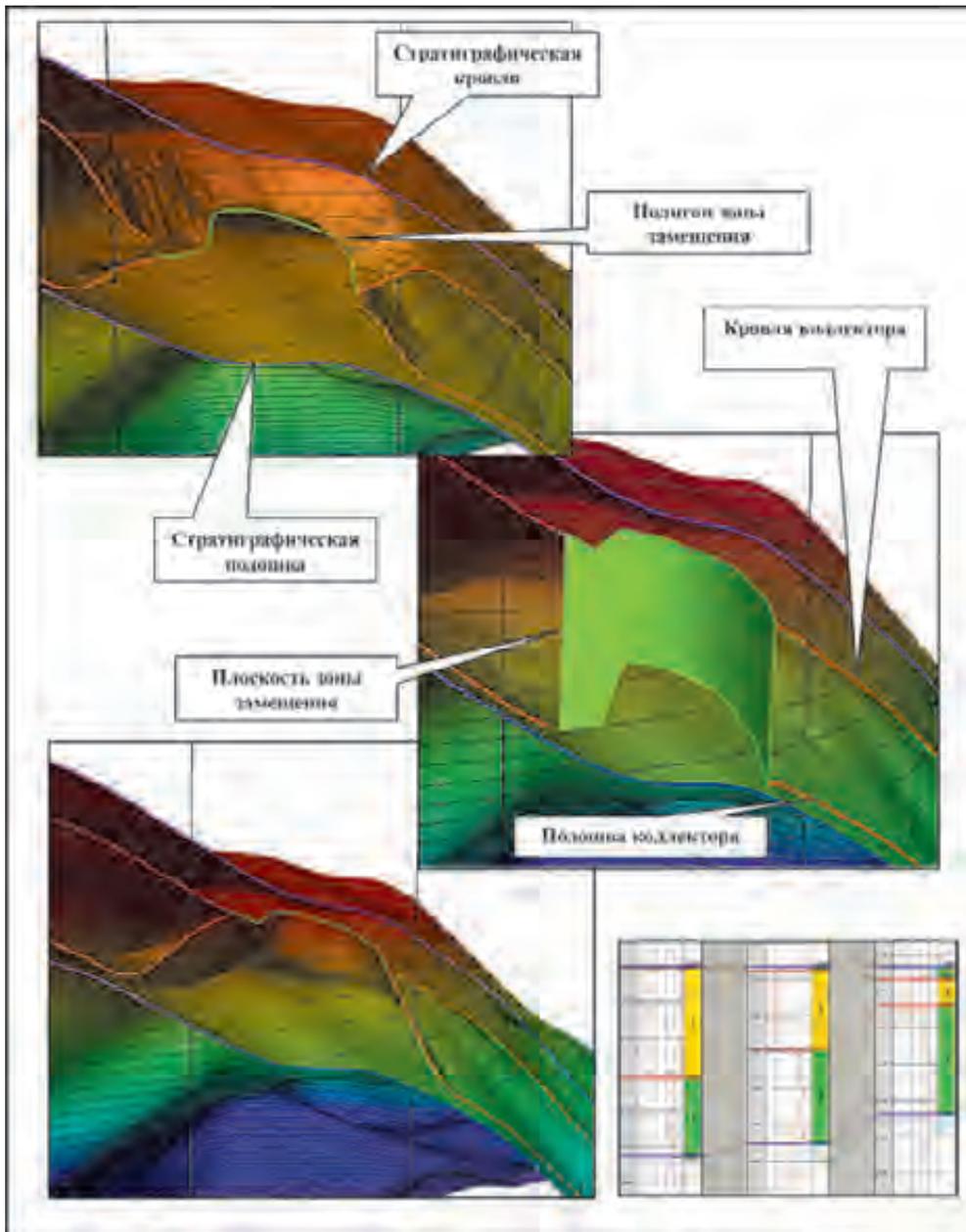


Рис.П.5.8. Примеры построения поверхностей кровли и подошвы коллектора на границе зоны замещения

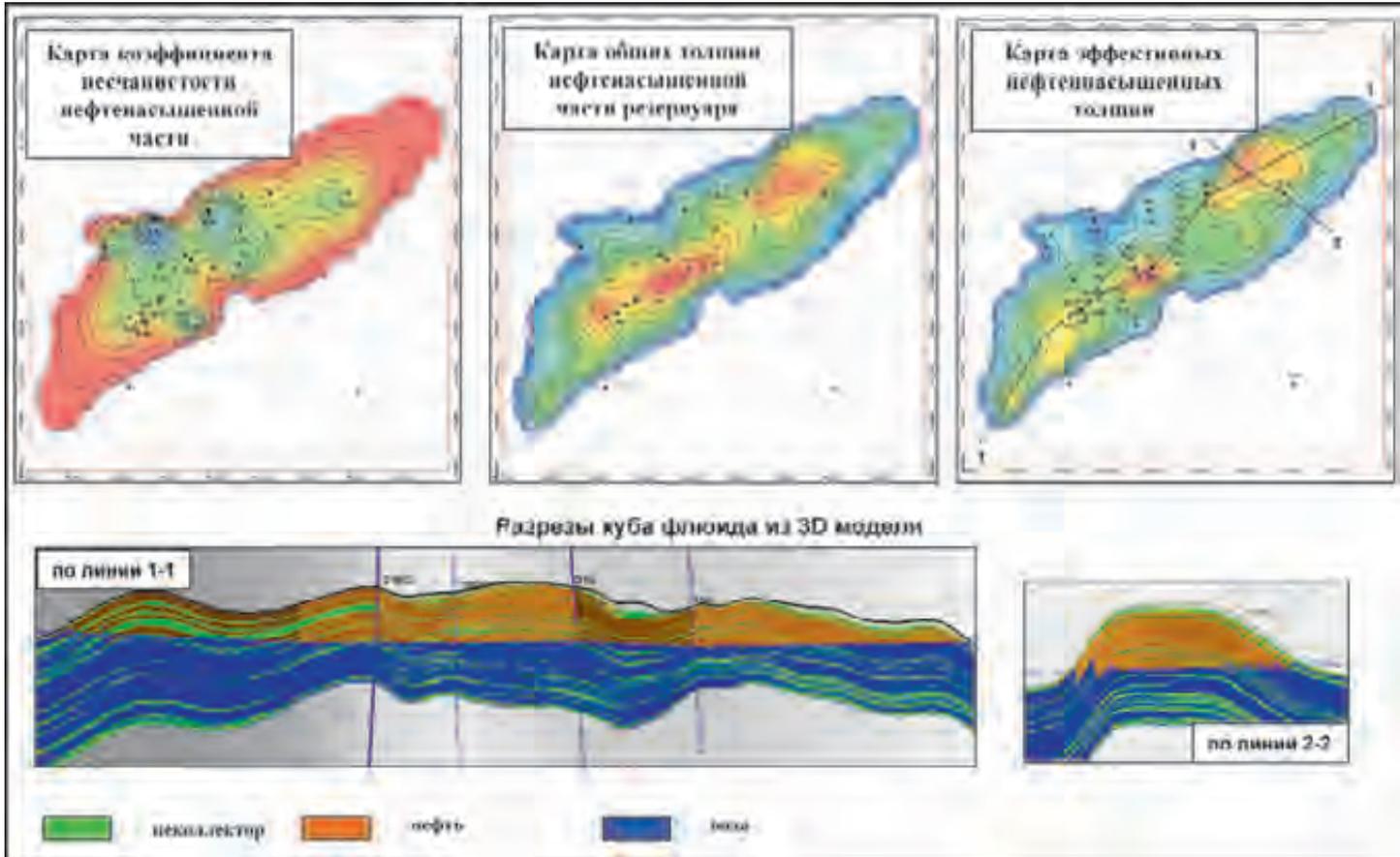


Рис.П.5.9. Пример построения карты нефтенасыщенных толщин массивной залежи через коэффициент песчаности нефтенасыщенной части

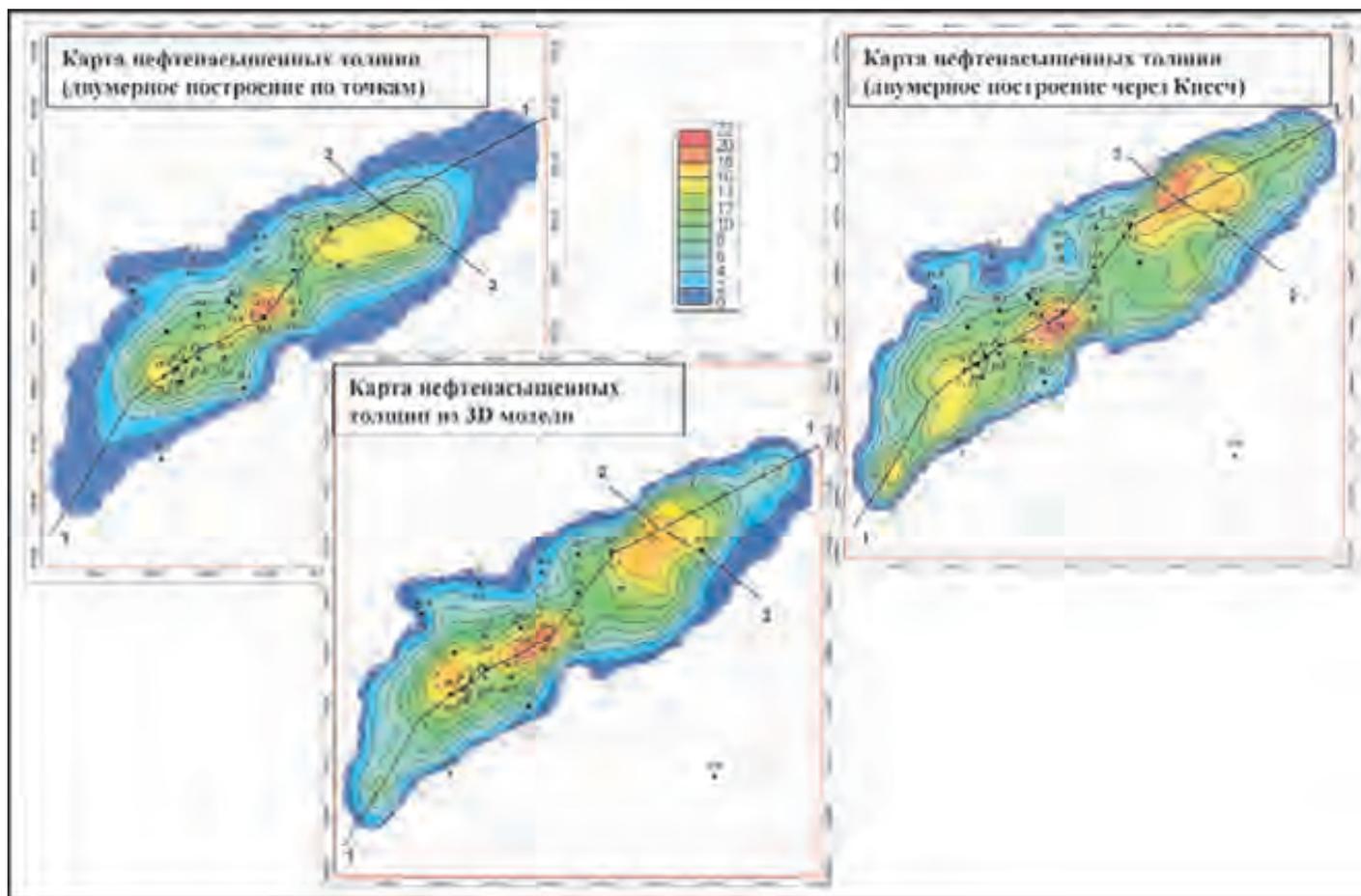


Рис.П.5.10. Сопоставление карт нефтенасыщенных толщин массивной залежи

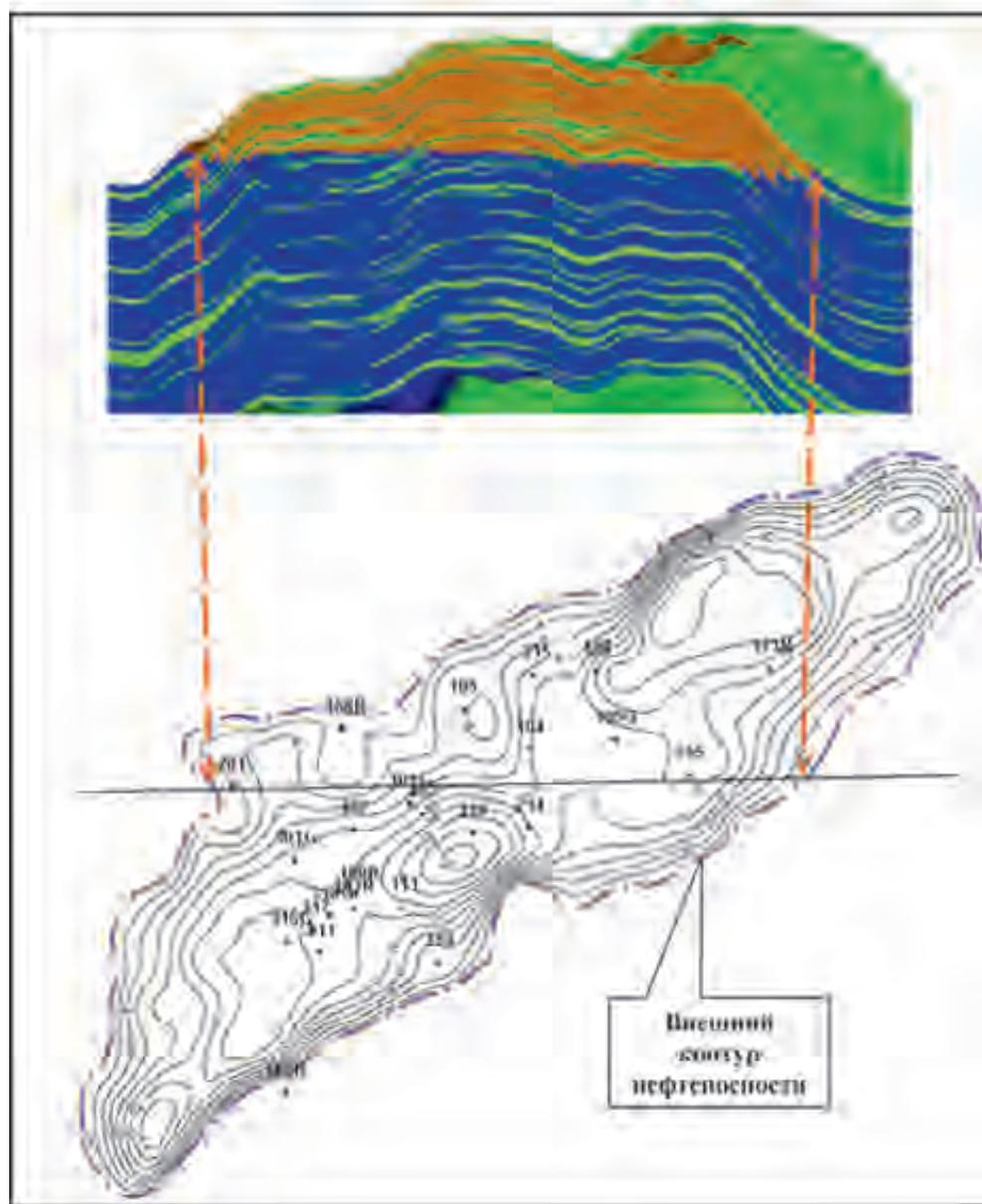


Рис.П.5.11. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин массивной залежи и сечение куба флюида 3D модели

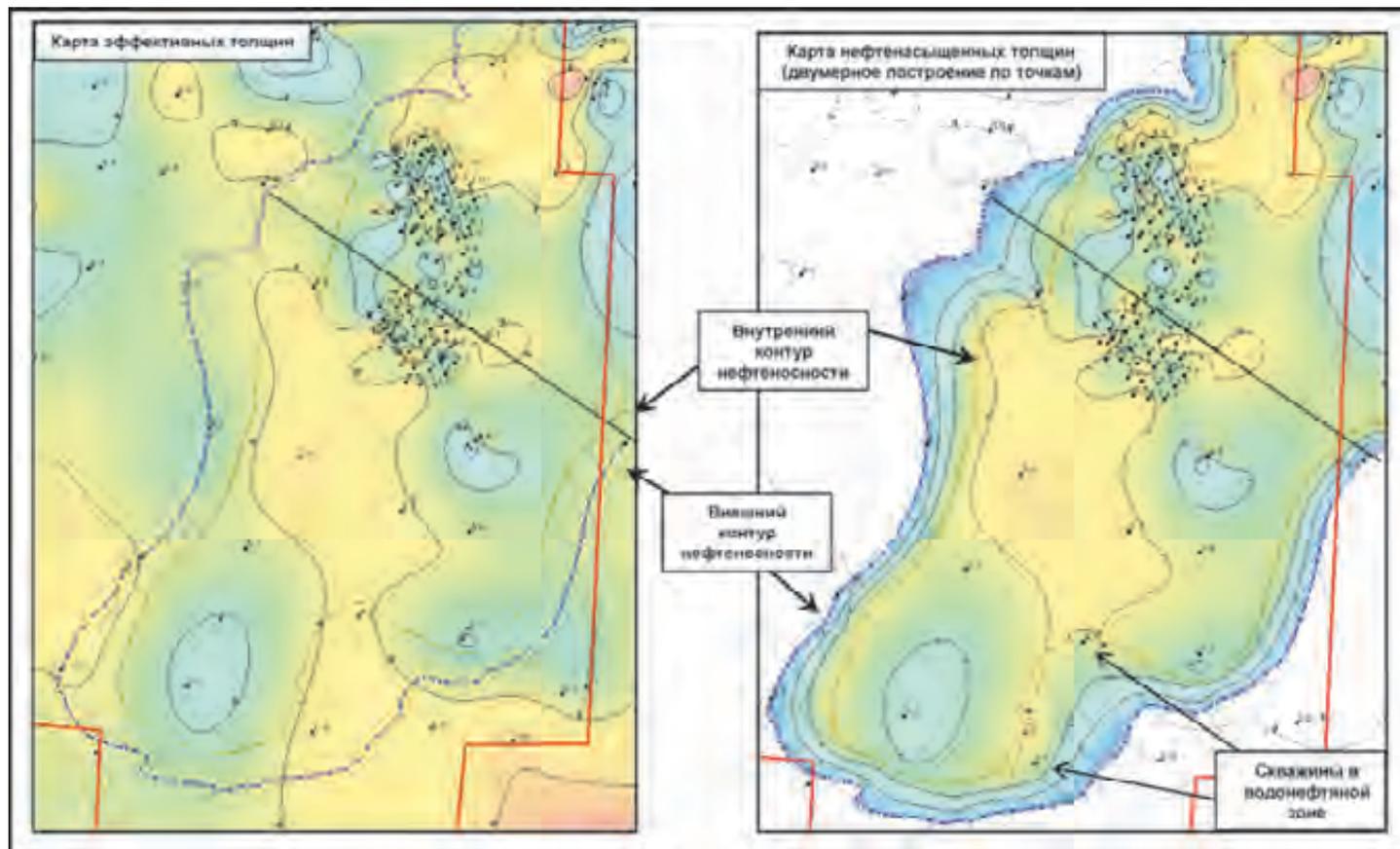


Рис.П.5.12. Пример карт эффективных и нефтенасыщенных толщин пластовой залежи

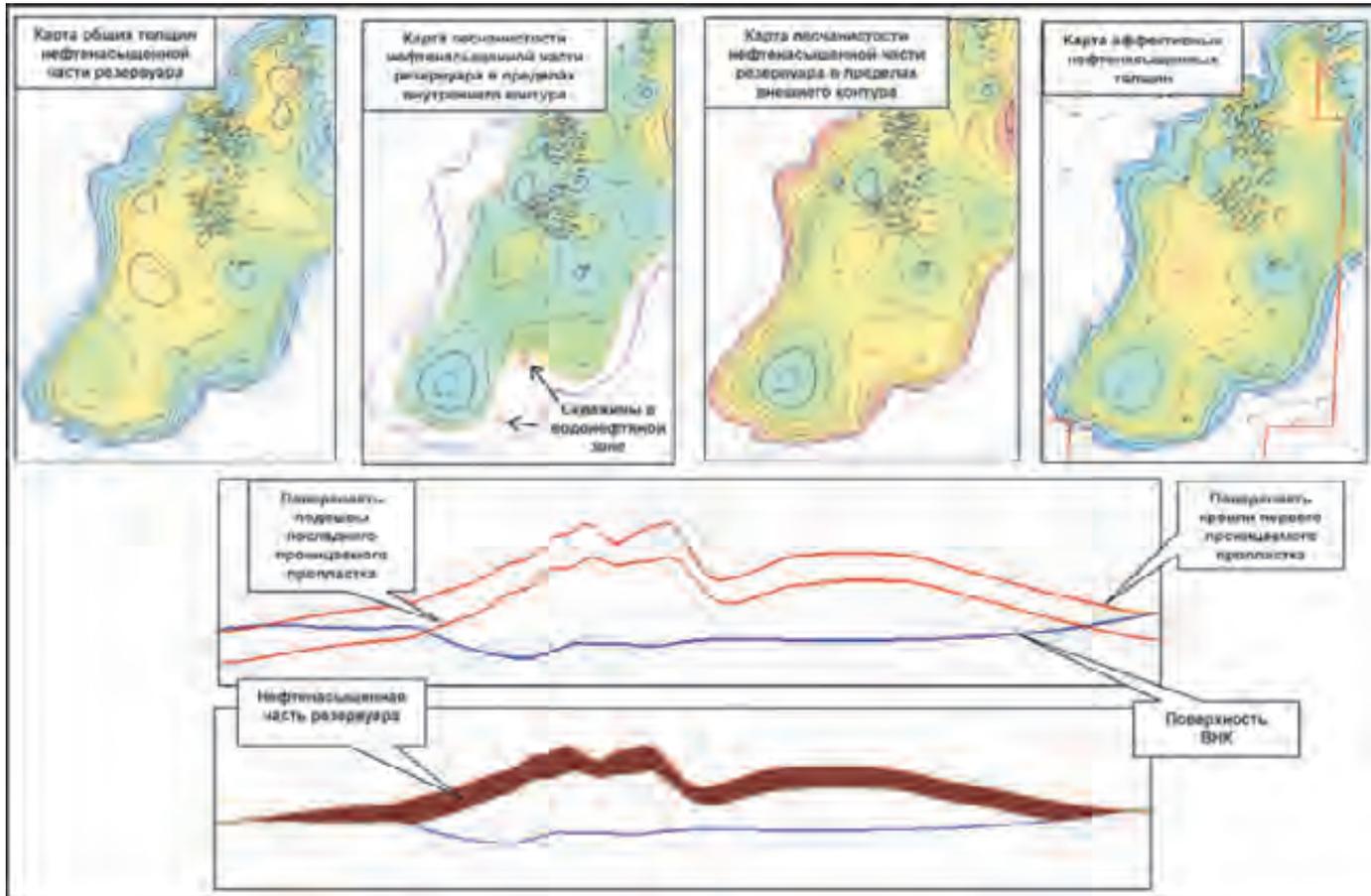


Рис.П.5.13. Пример построения карты нефтенасыщенных толщин пластовой залежи через коэффициент песчаности нефтенасыщенной части резервуара

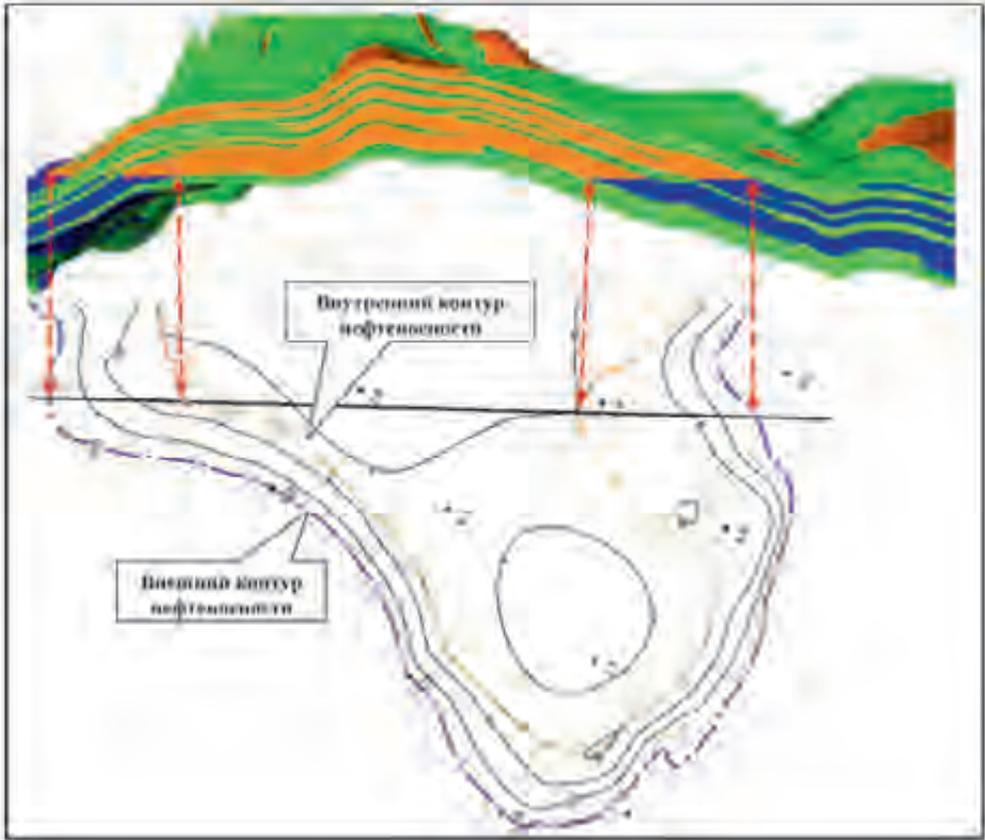


Рис.П.5.14.Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин пластовой залежи и сечение куба флюида 3D модели

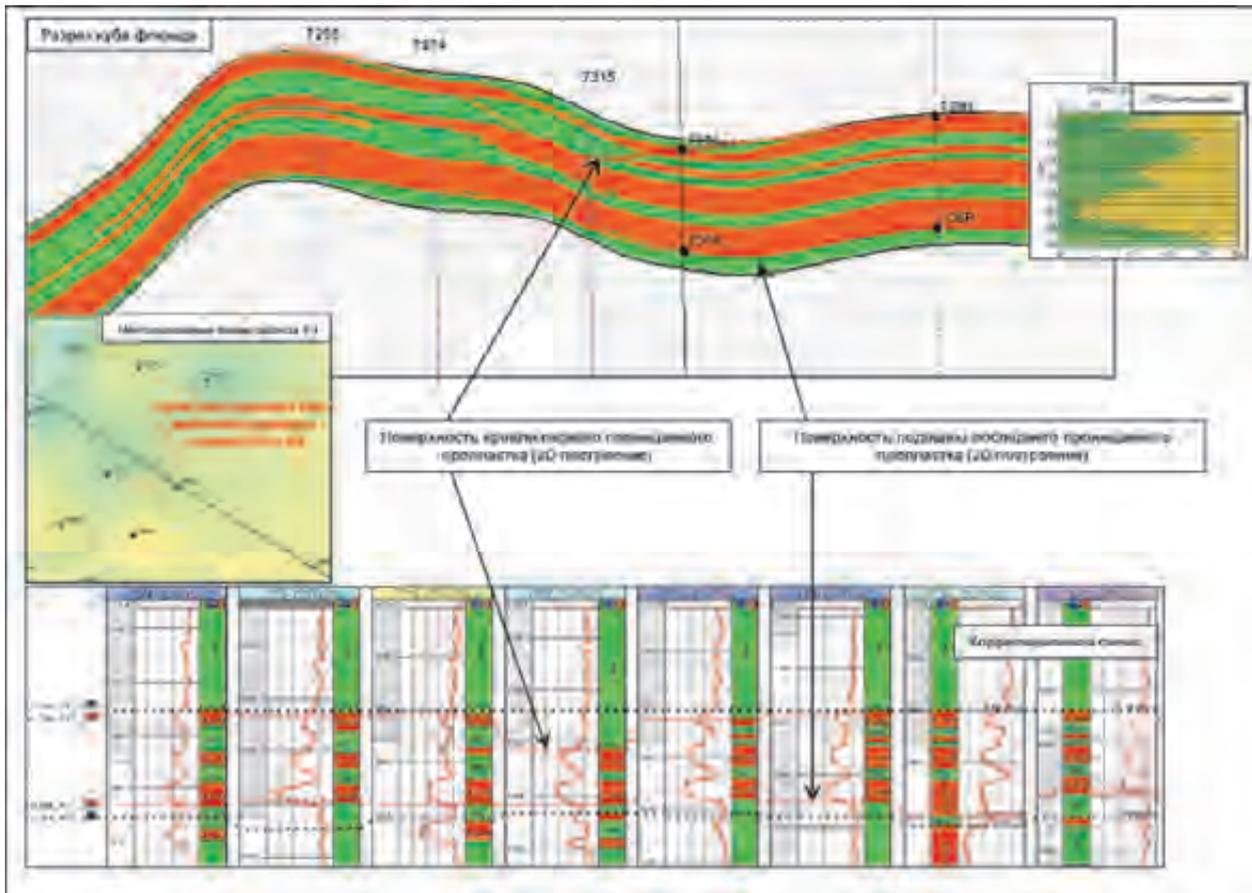


Рис.П.5.15. Анализ расхождений карт нефтенасыщенных толщин 2D и 3D пластовой залежи в районе скв.7315

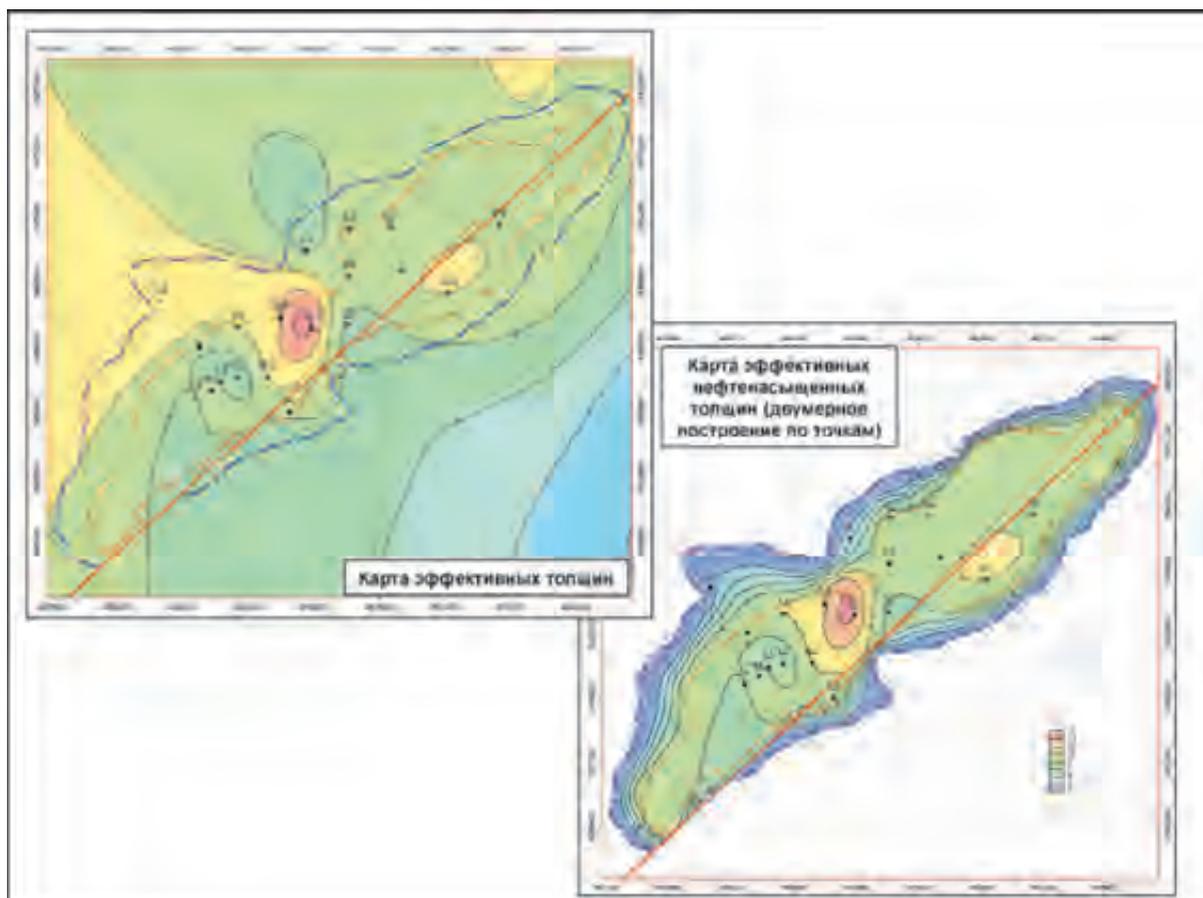


Рис.П.5.16. Пример карт эффективных и нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с вертикальным разломом

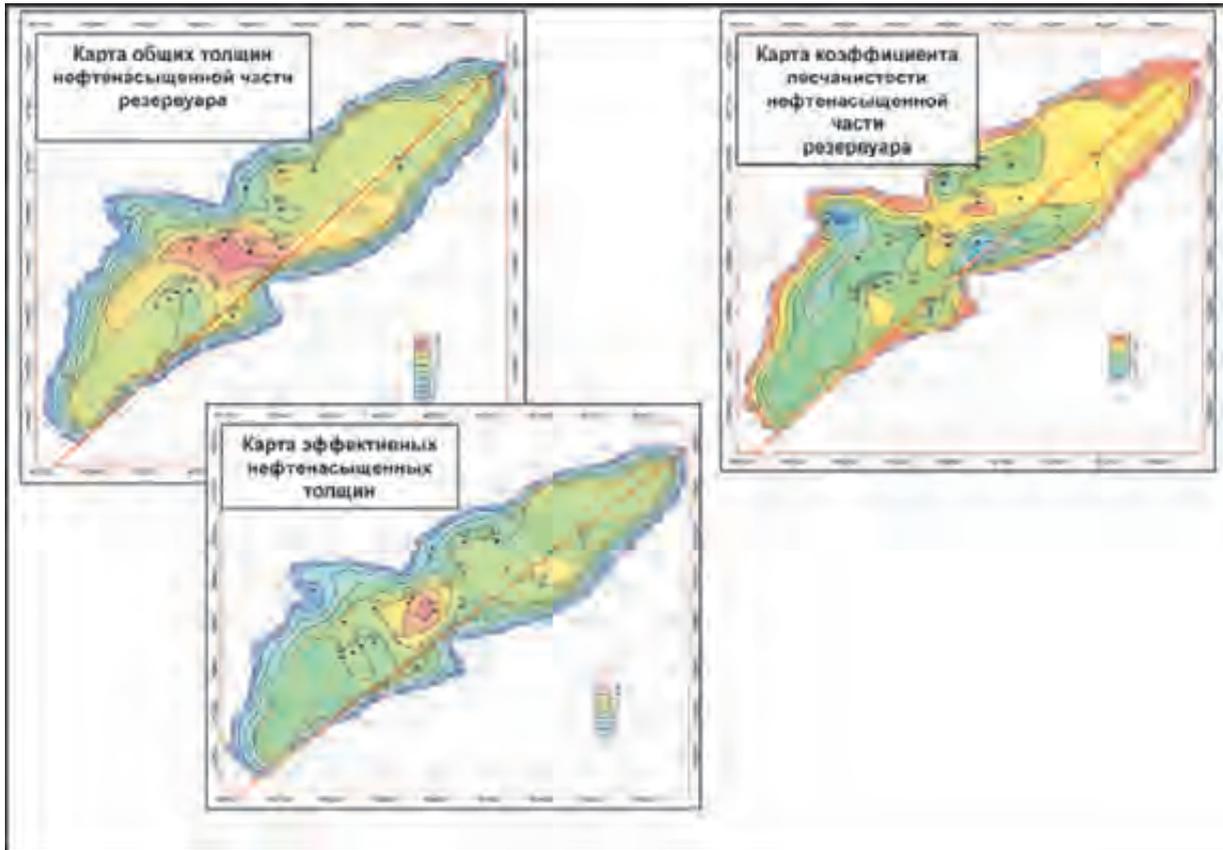


Рис.П.5.17. Пример построения карты нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с вертикальным разломом через коэффициент песчаности нефтенасыщенной части резервуара

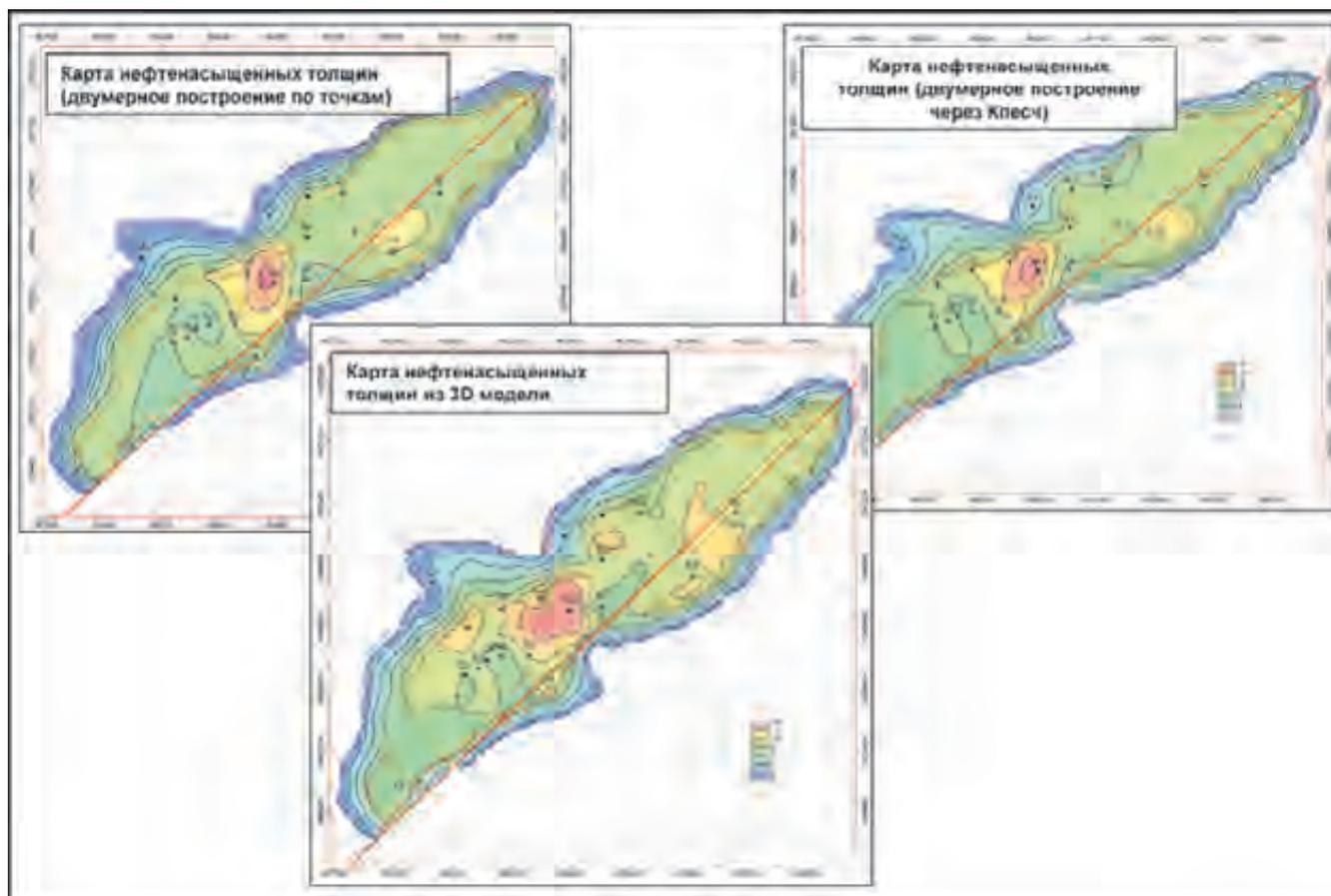


Рис.П.5.18. Сопоставление карт нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с вертикальным разломом

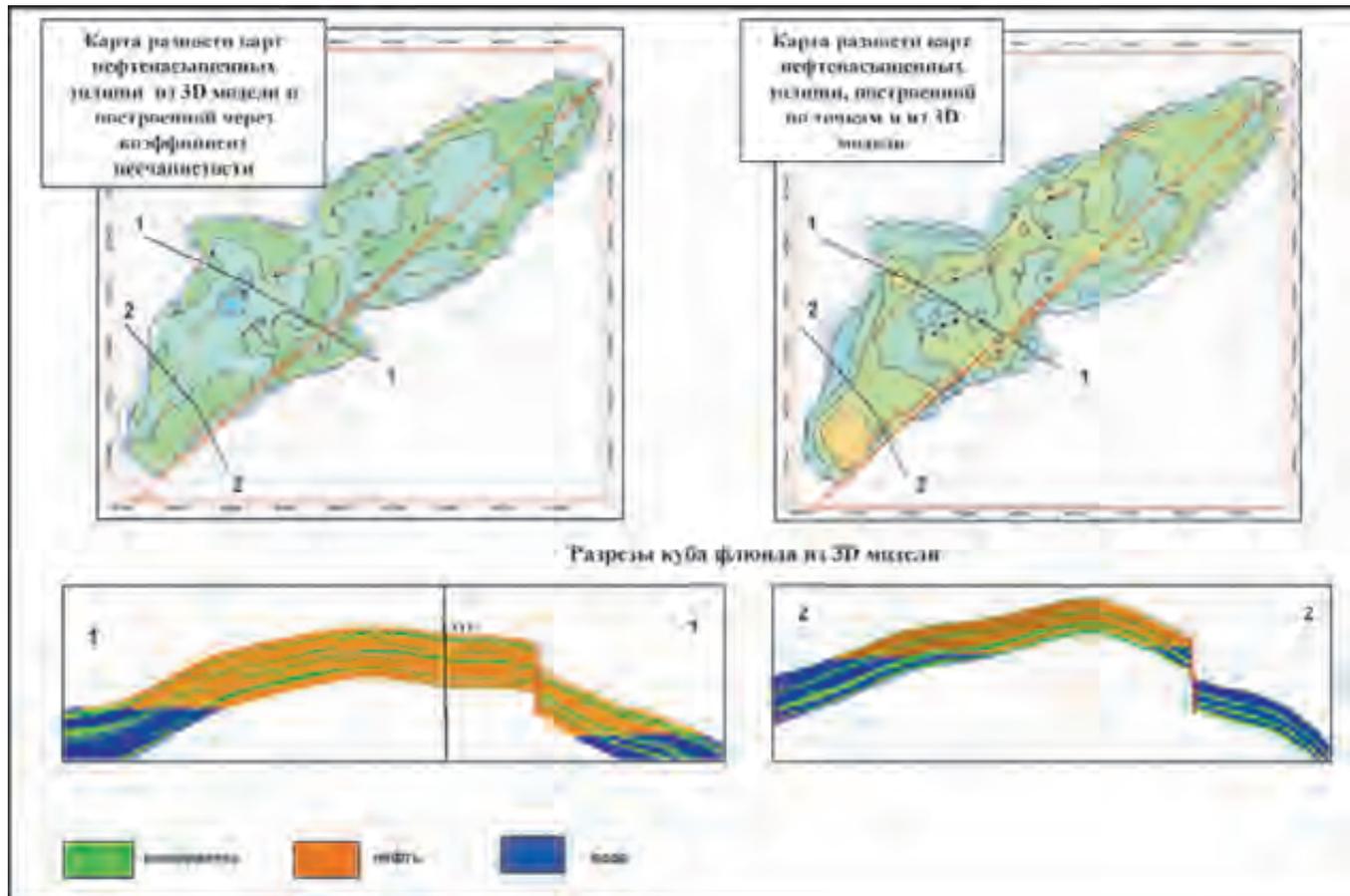


Рис.П.5.19. Сравнение карт нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с вертикальным разломом, построенных различными способами

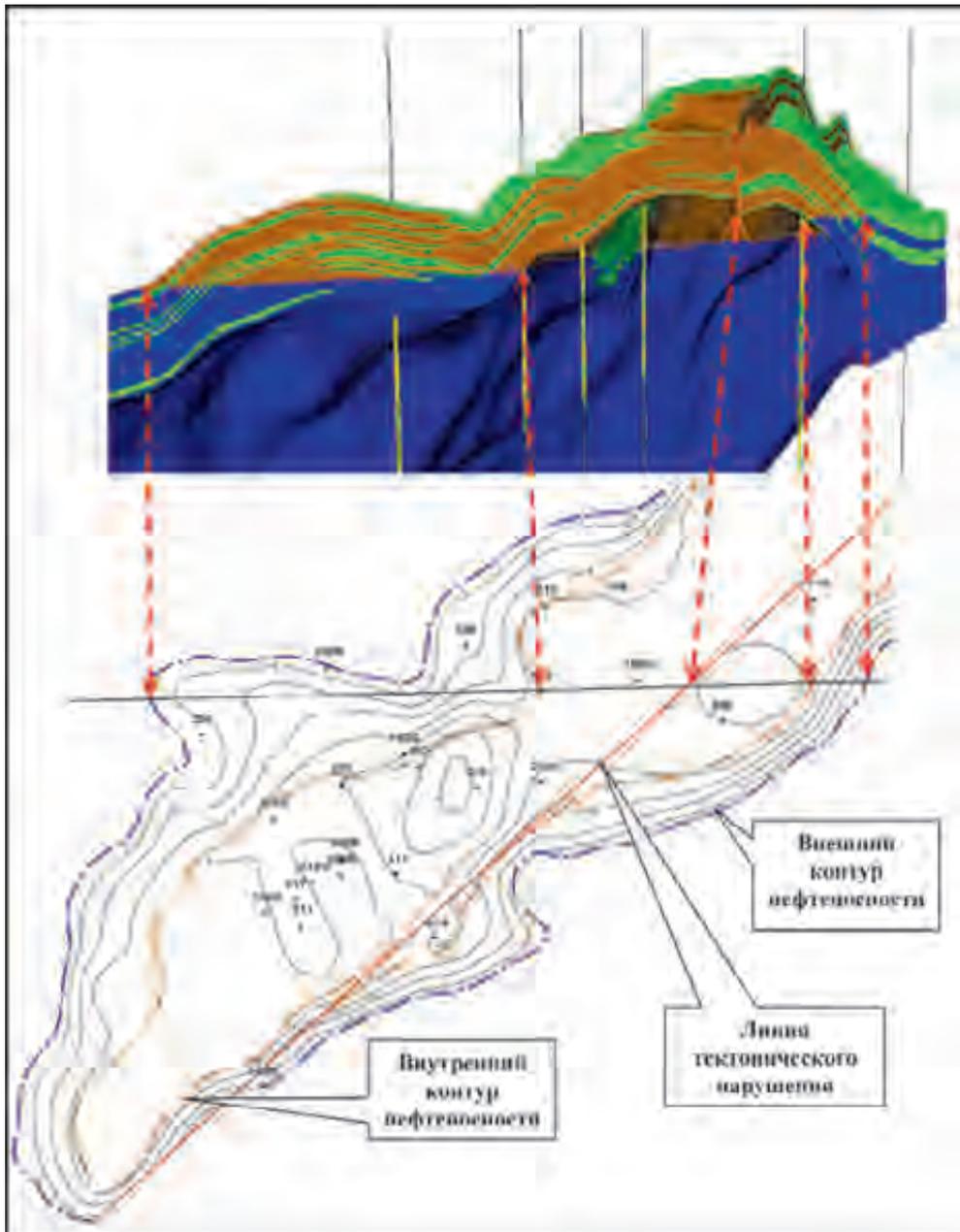


Рис.П.5.20. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с вертикальным разломом и сечение куба флюида 3D модели

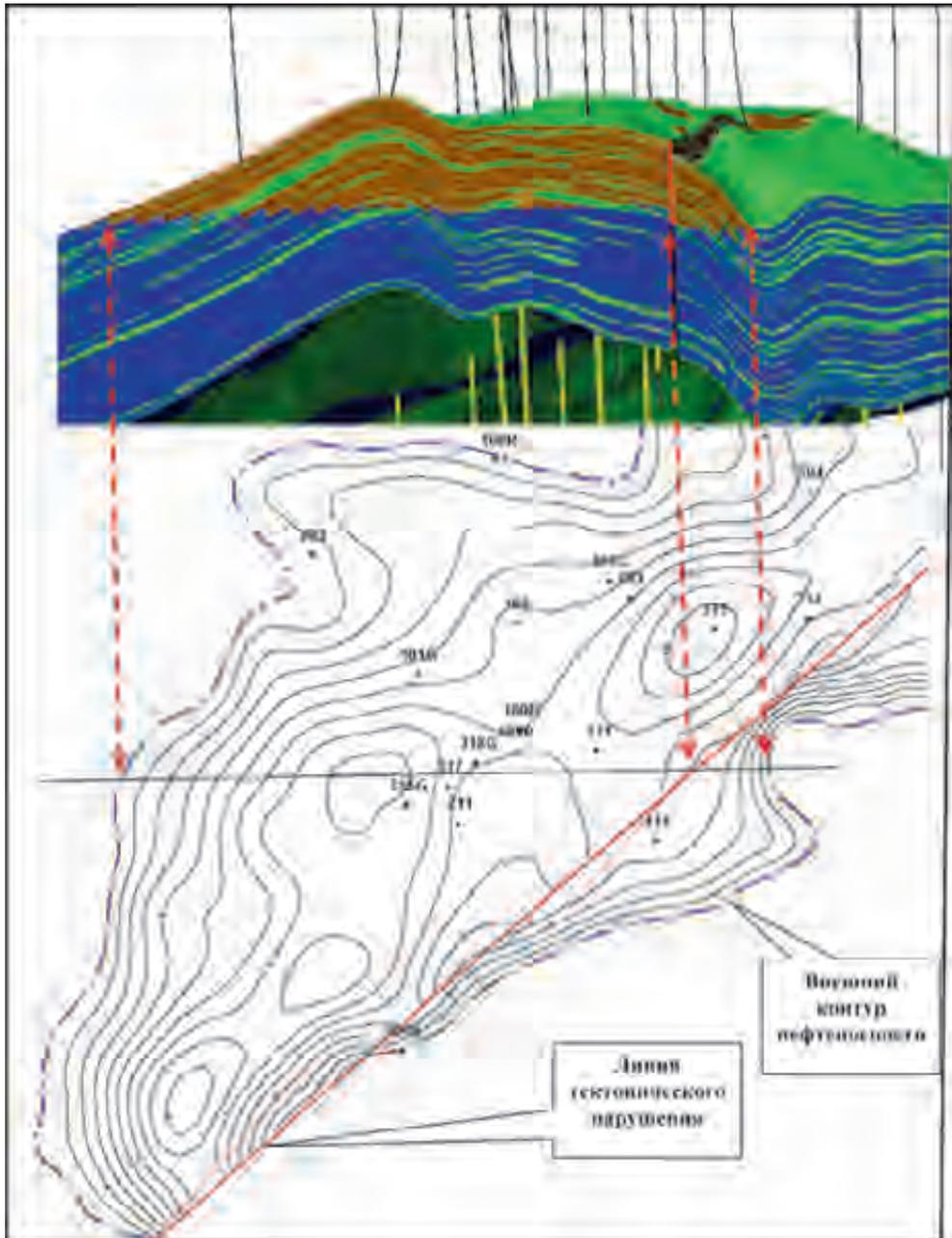


Рис.П.5.21. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин массивной залежи с вертикальным разломом и сечение куба флюида 3D модели

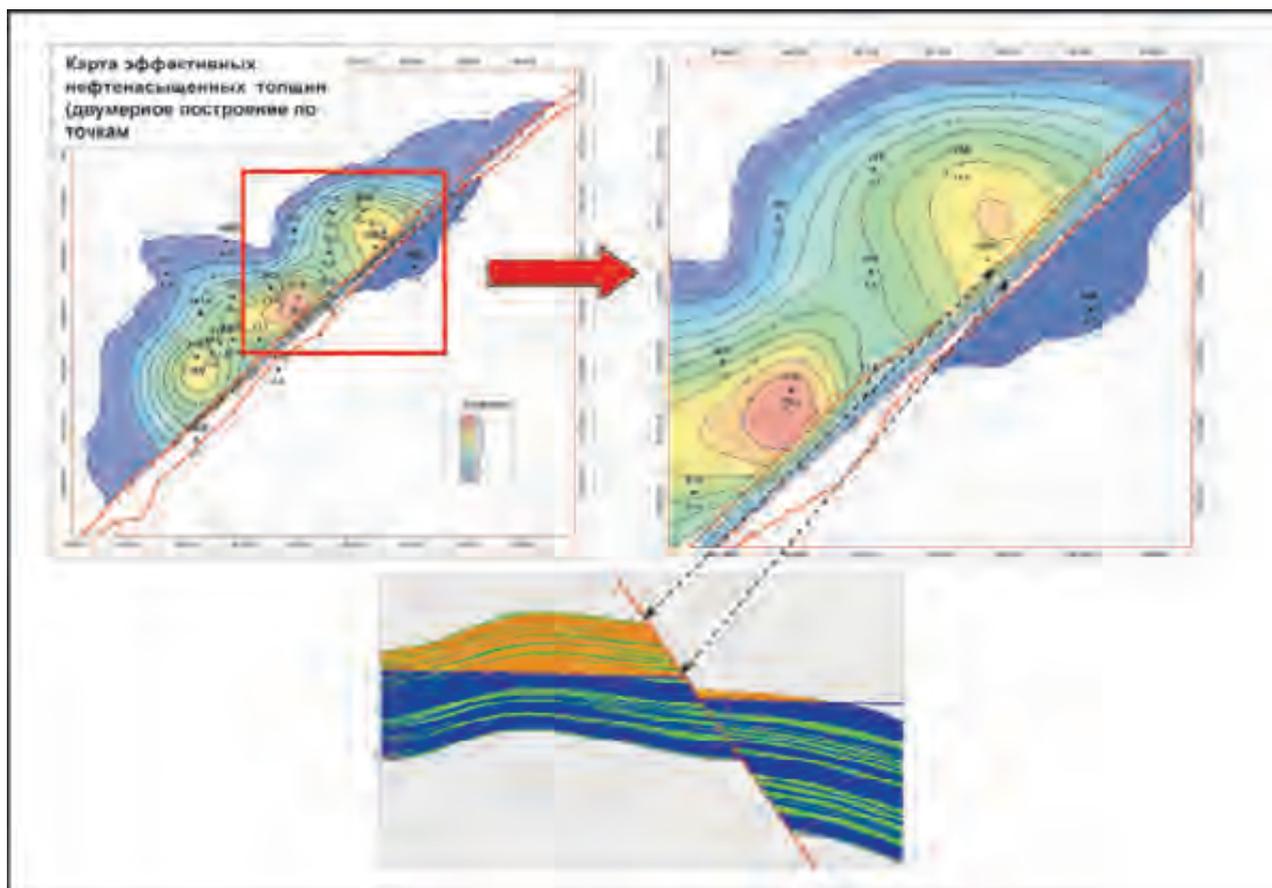


Рис.П.5.22. Карта нефтенасыщенных толщин и разрез куба флюида массивной залежи со сдвигом

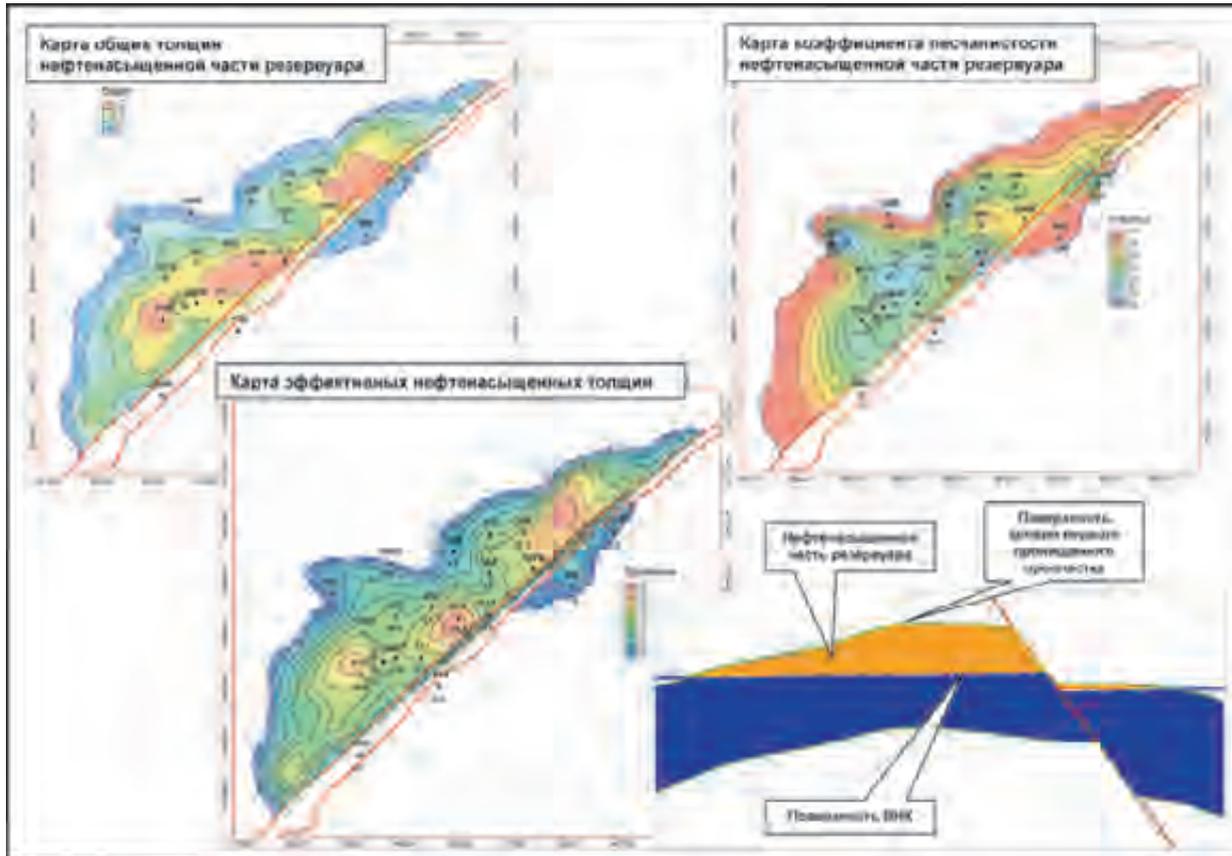


Рис.П.5.23. Пример построения карты нефтенасыщенных толщин массивной залежи со сдвигом через коэффициент песчаности нефтенасыщенной части резервуара

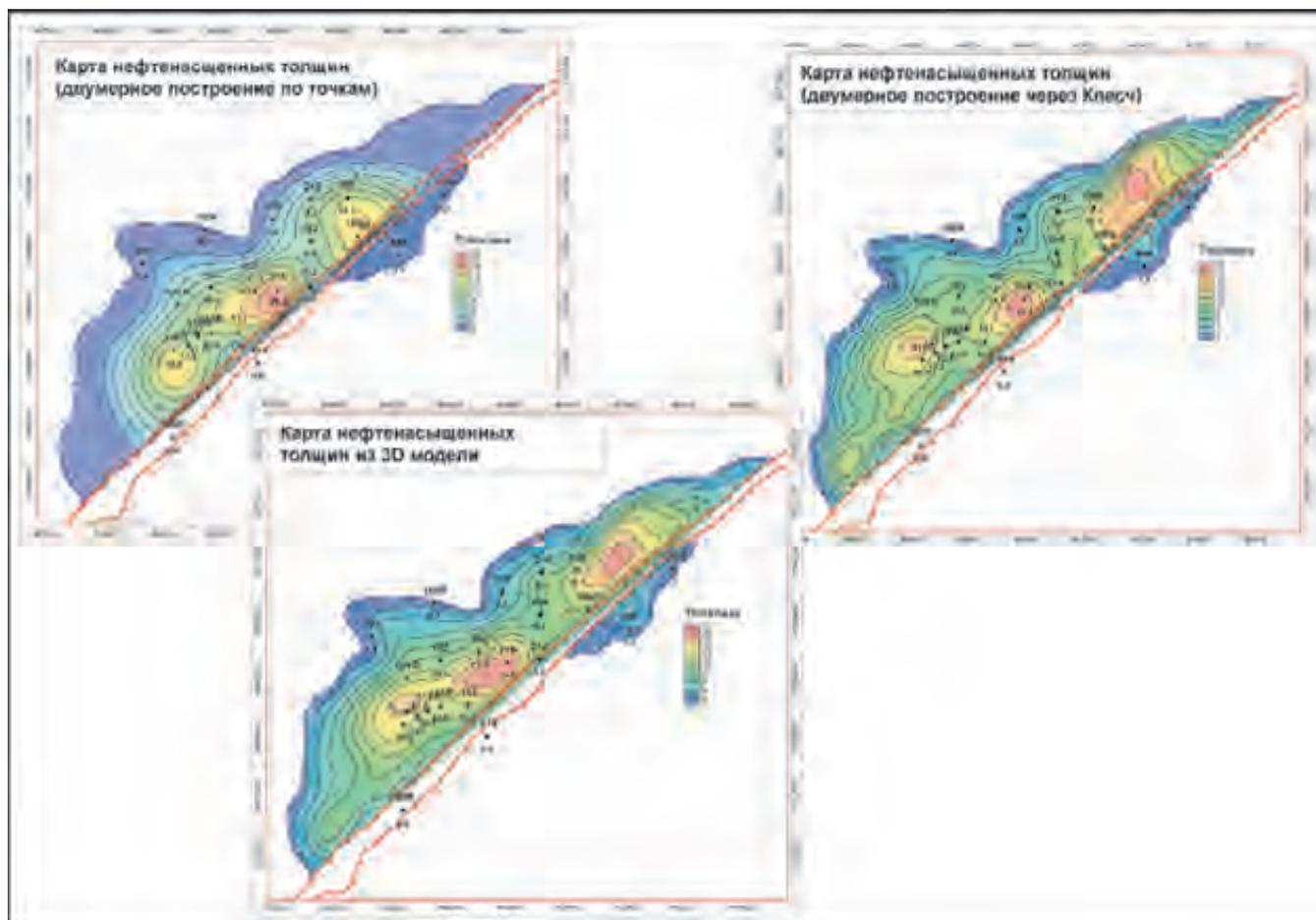


Рис.П.5.24. Сопоставление карт нефтенасыщенных толщин массивной залежи со сдвигом

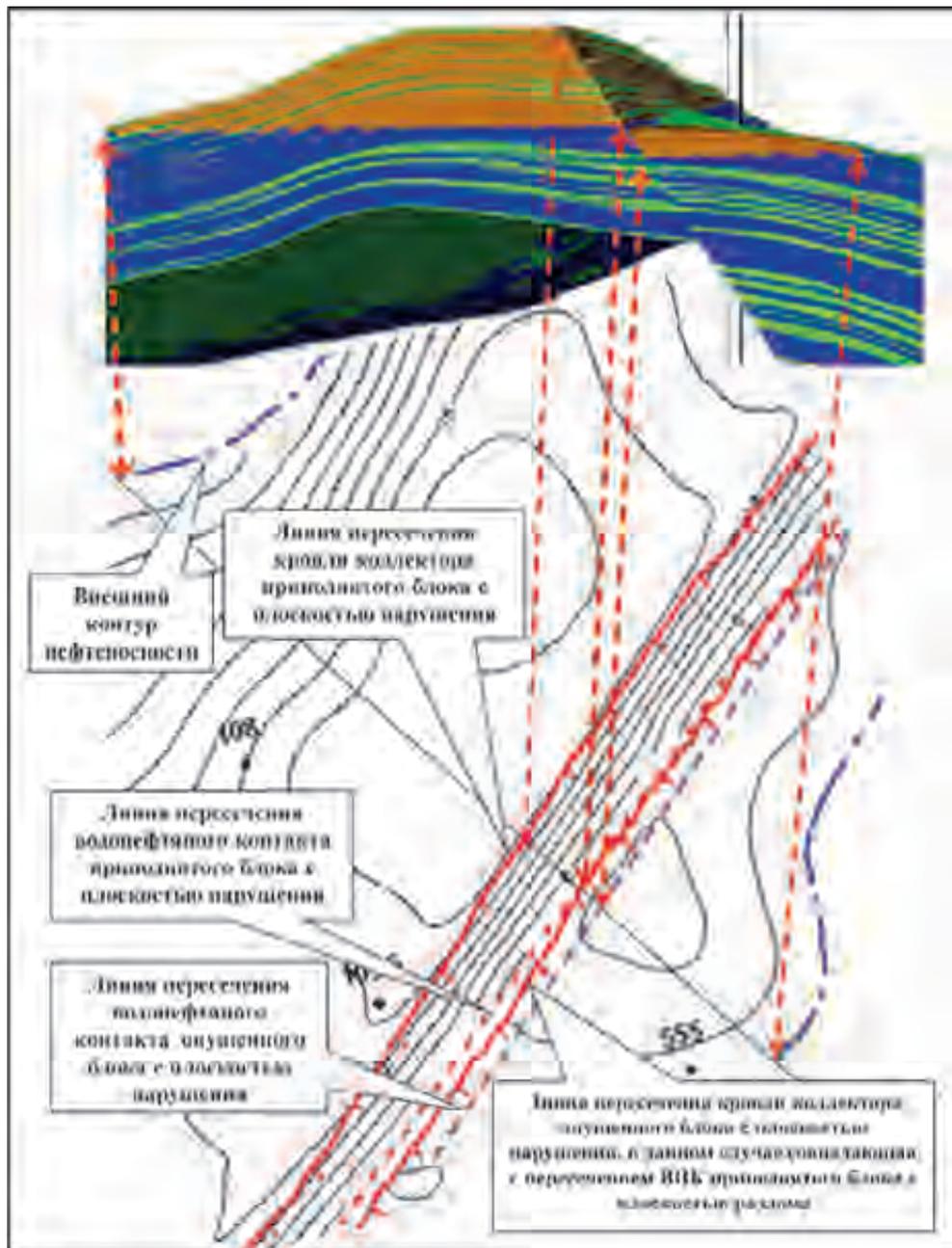


Рис.П.5.25. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин массивной залежи со сдвигом и сечение куба флюида 3D модели

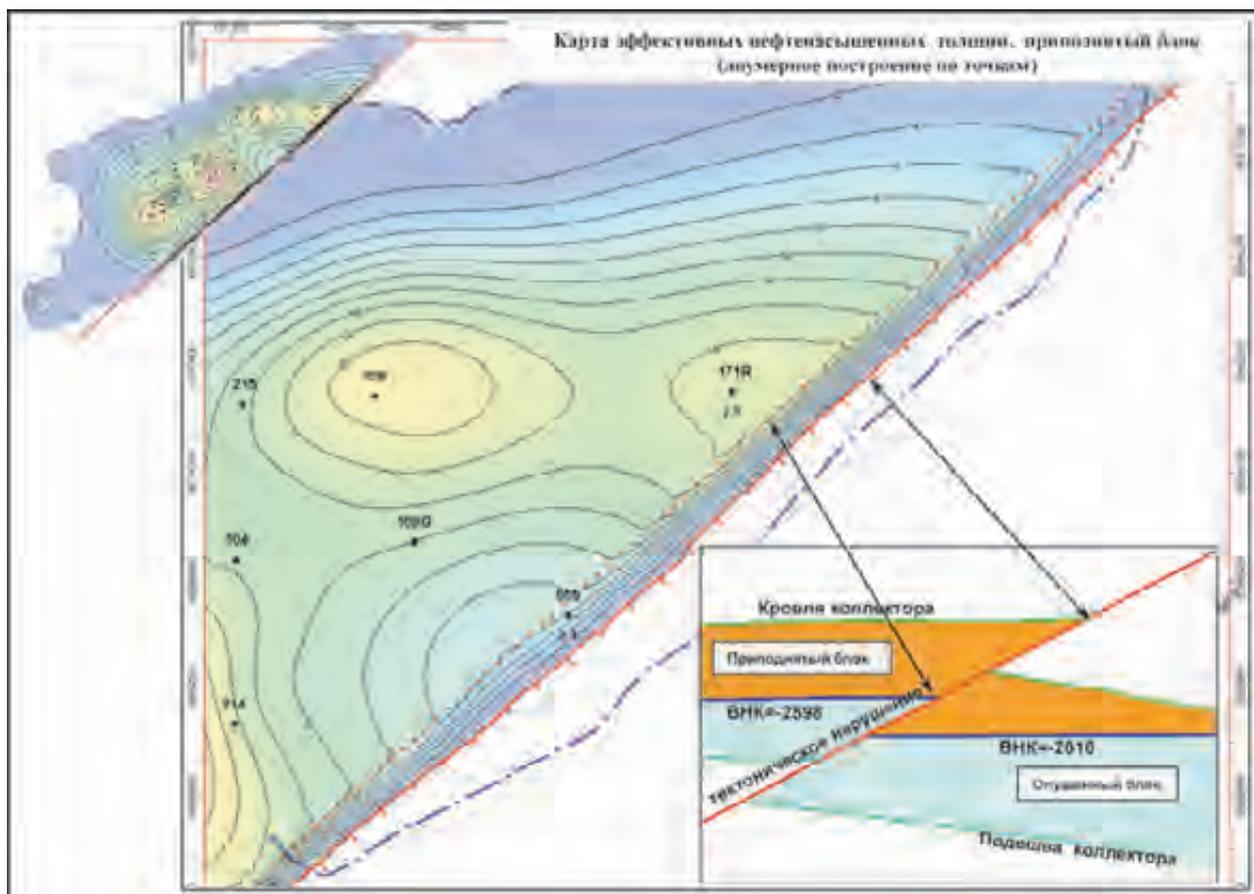


Рис.П.5.26. Построение карты нефтенасыщенных толщин по точкам.  
Массивная залежь с надвигом, приподнятый блок

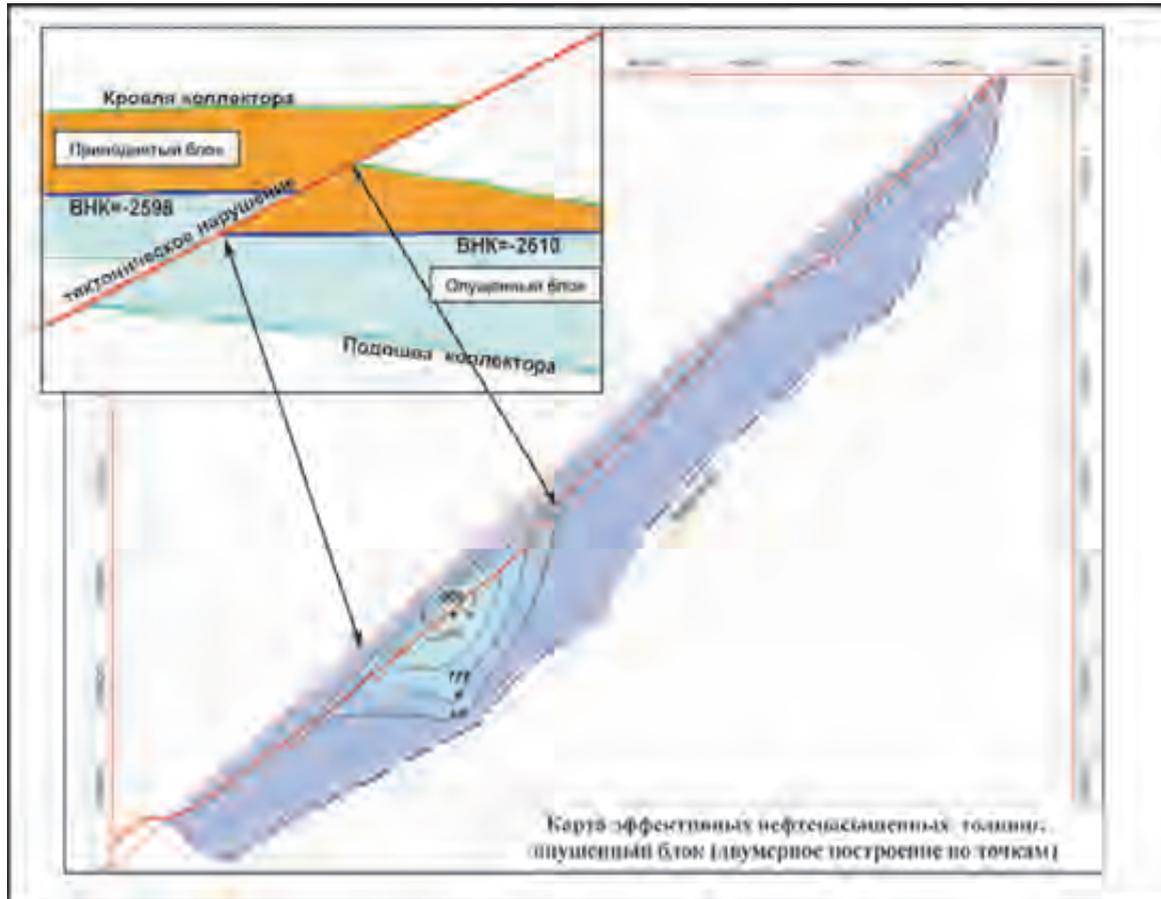


Рис.П.5.27. Пример построения карты нефтенасыщенных толщин по точкам опущенного блока массивной залежи с надвигом

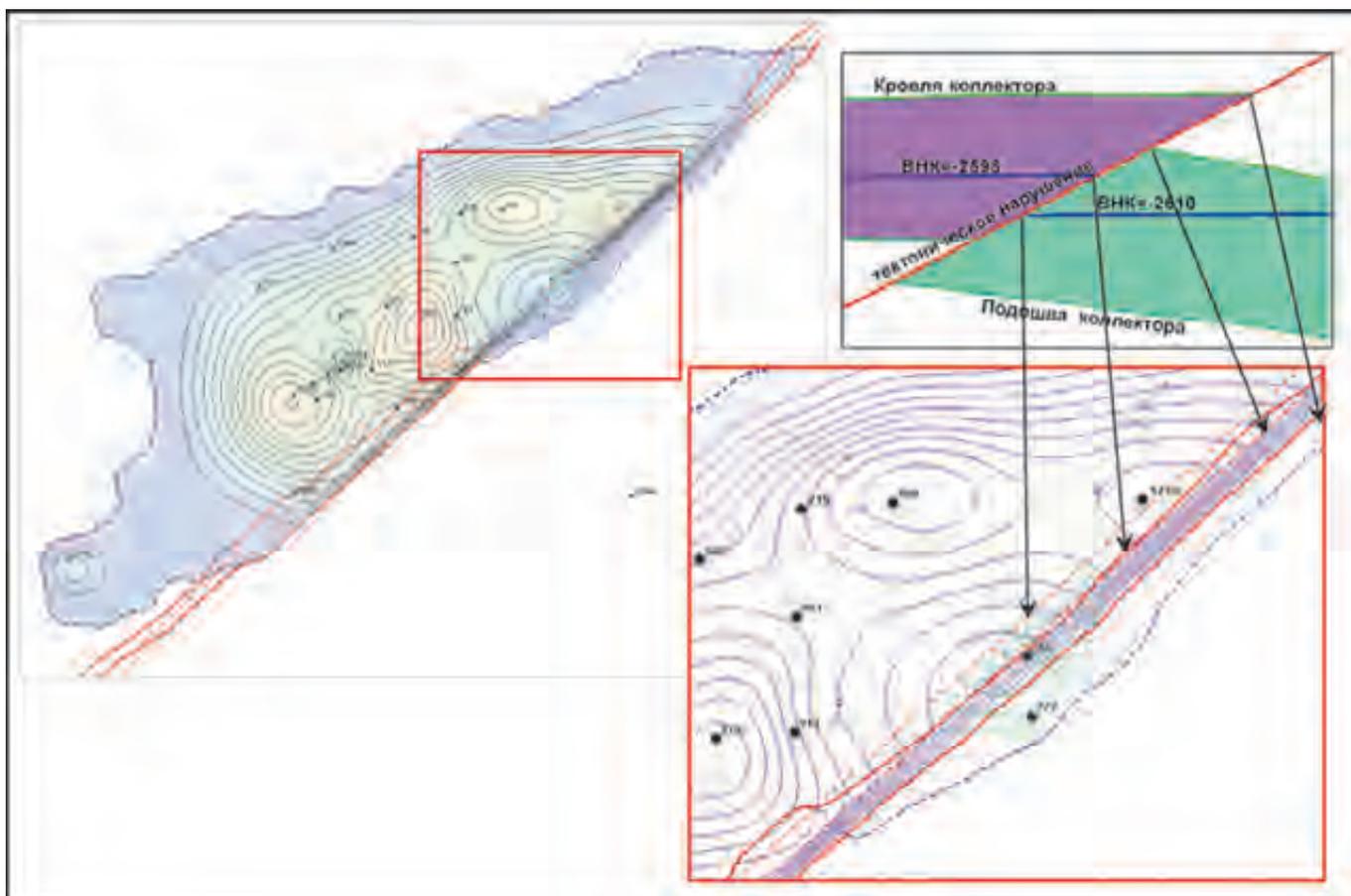


Рис.П.5.28. Совмещенная карта нефтенасыщенных толщин двух блоков массивной залежи с надвигом, построенная по точкам

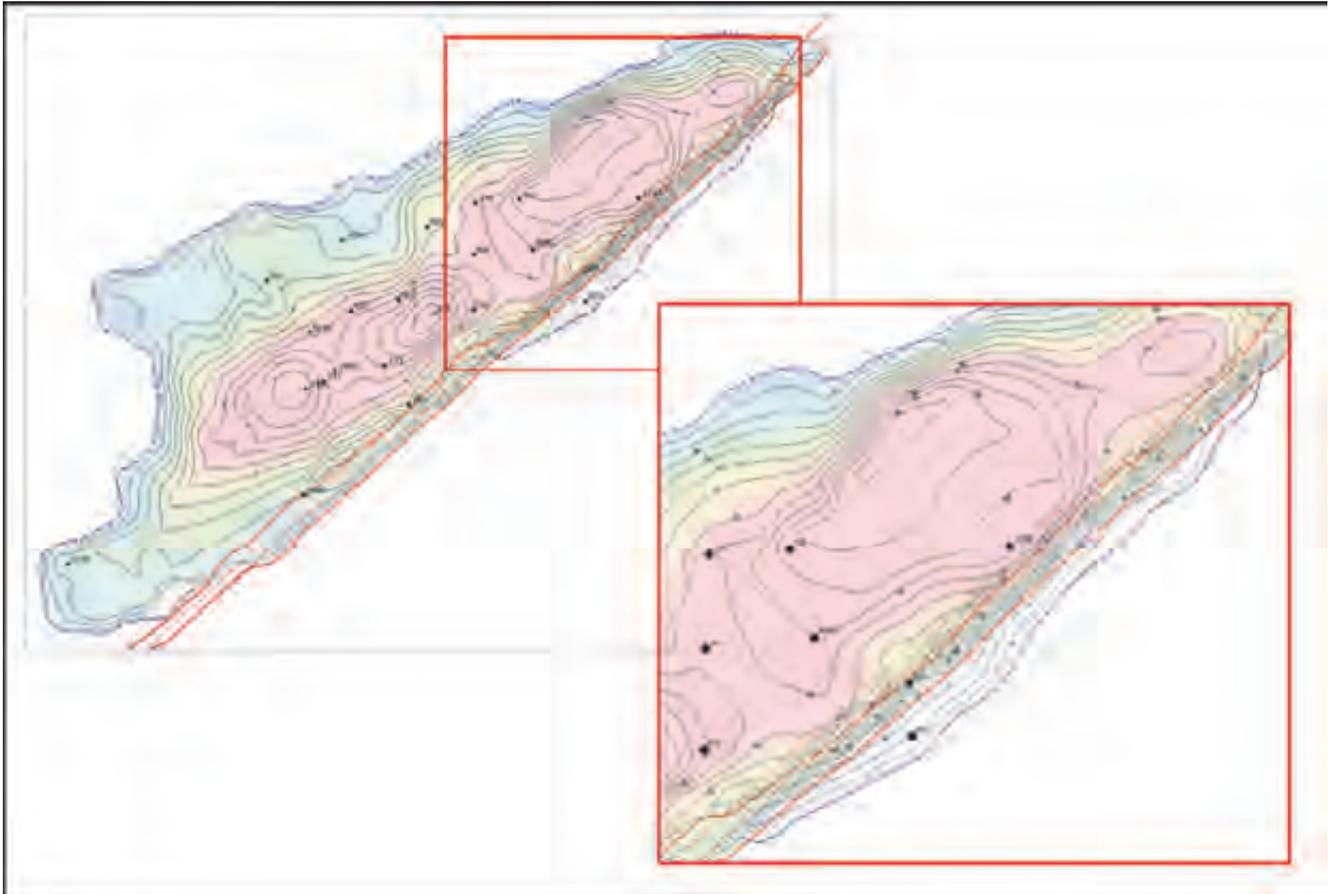


Рис.П.5.29. Совмещенная карта нефтенасыщенных толщин двух блоков массивной залежи с надвигом, построенная через коэффициент песчаности

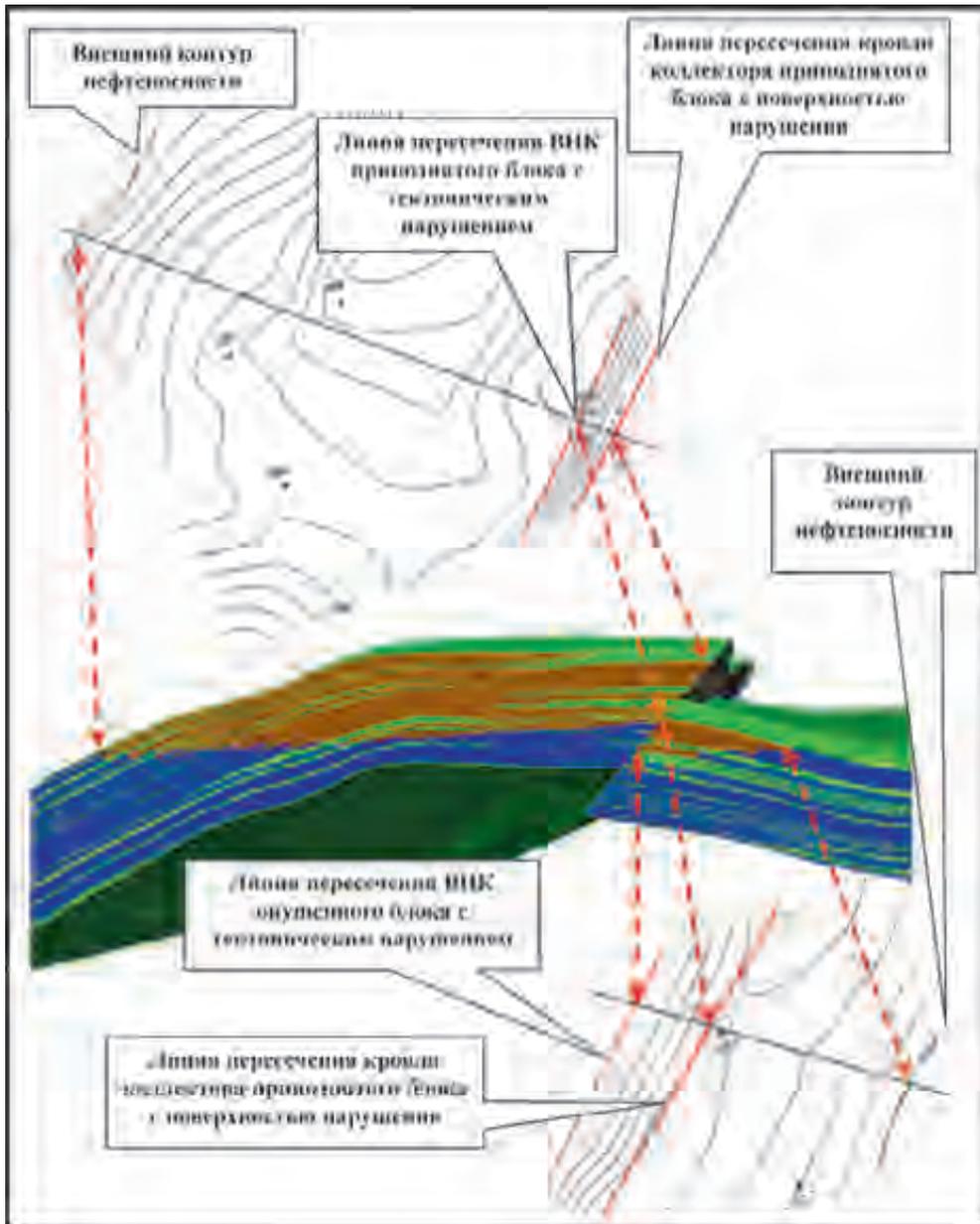


Рис.П.5.30. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин массивной залежи с надвигом и сечение куба флюида 3D модели

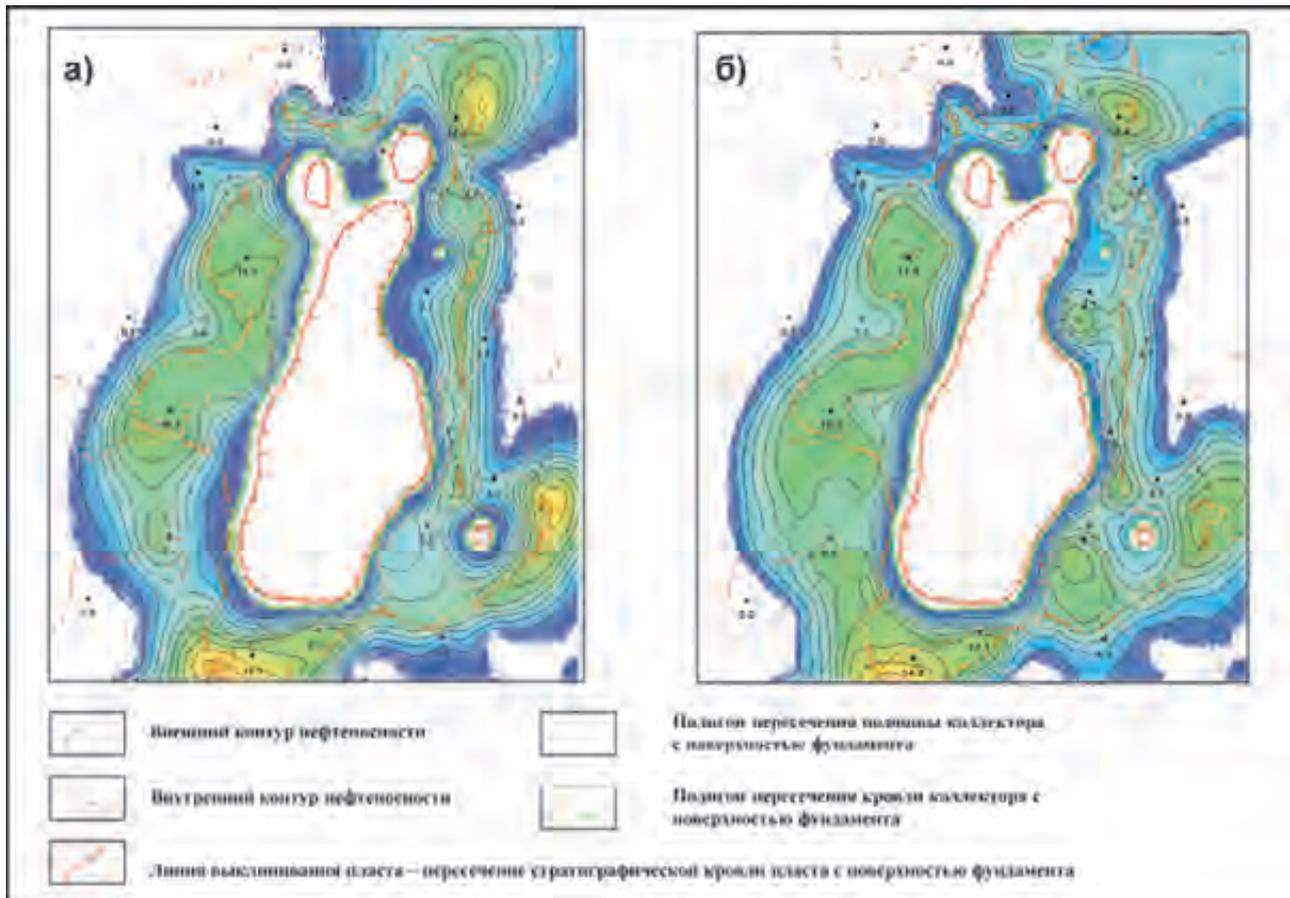


Рис.П.5.31. Карты нефтенасыщенных толщин стратиграфической залежи:  
 а) построенная по точкам; б) полученная из 3D модели

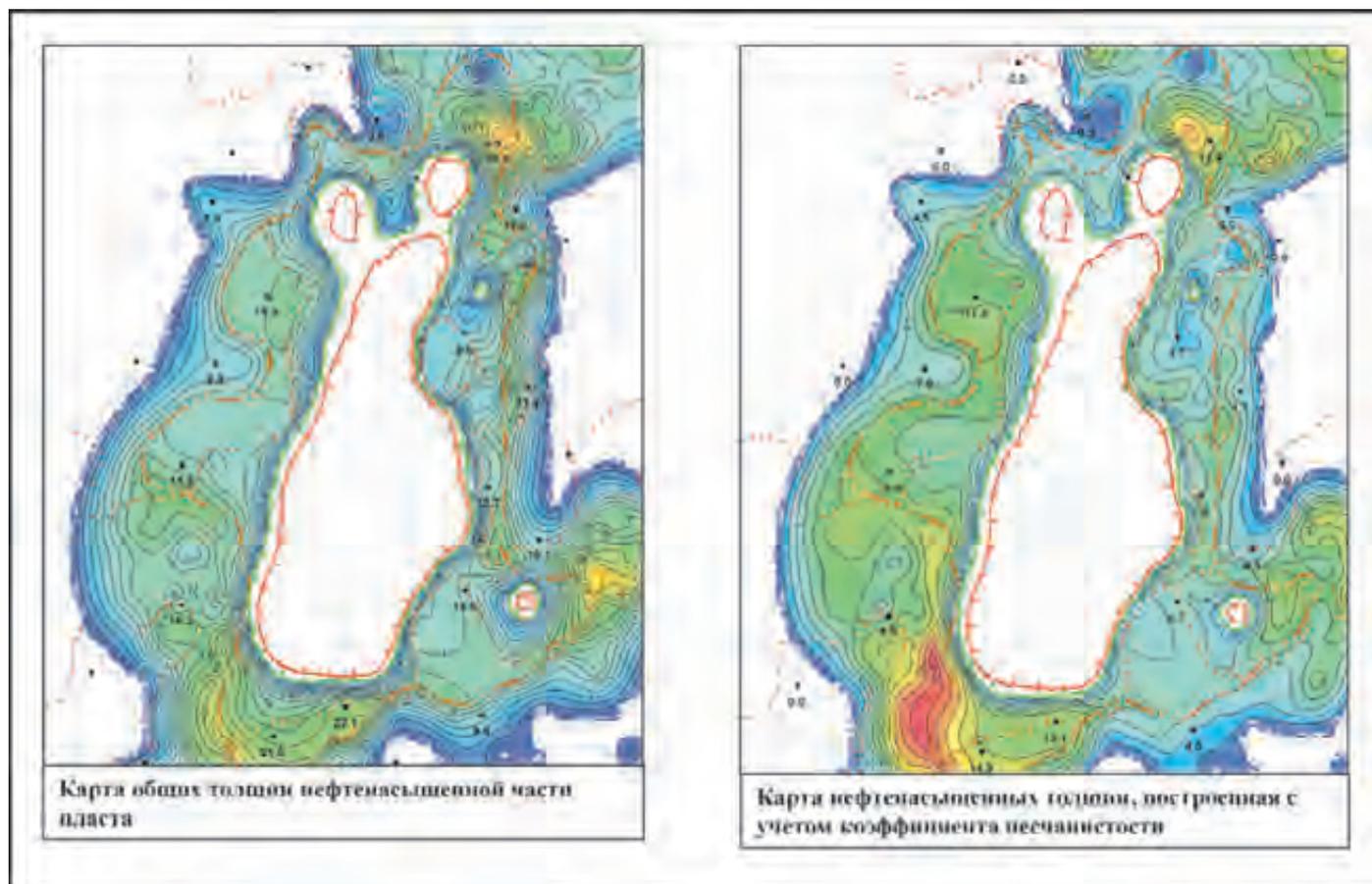


Рис.П.5.32. Карта нефтенасыщенных толщин стратиграфической залежи, построенная с учетом коэффициента песчаности

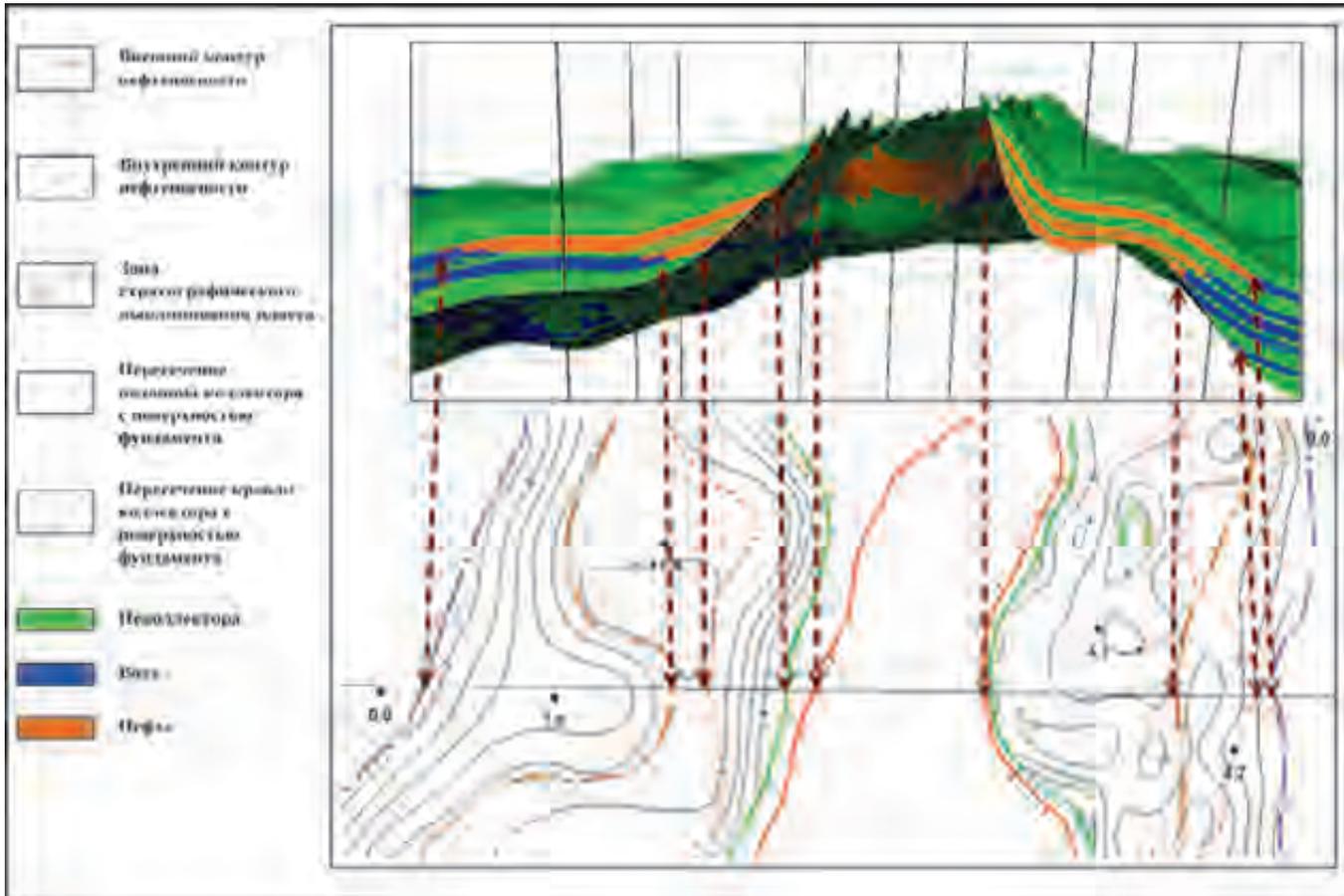


Рис.П.5.33. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин стратиграфической залежи и сечение куба флюида 3D модели

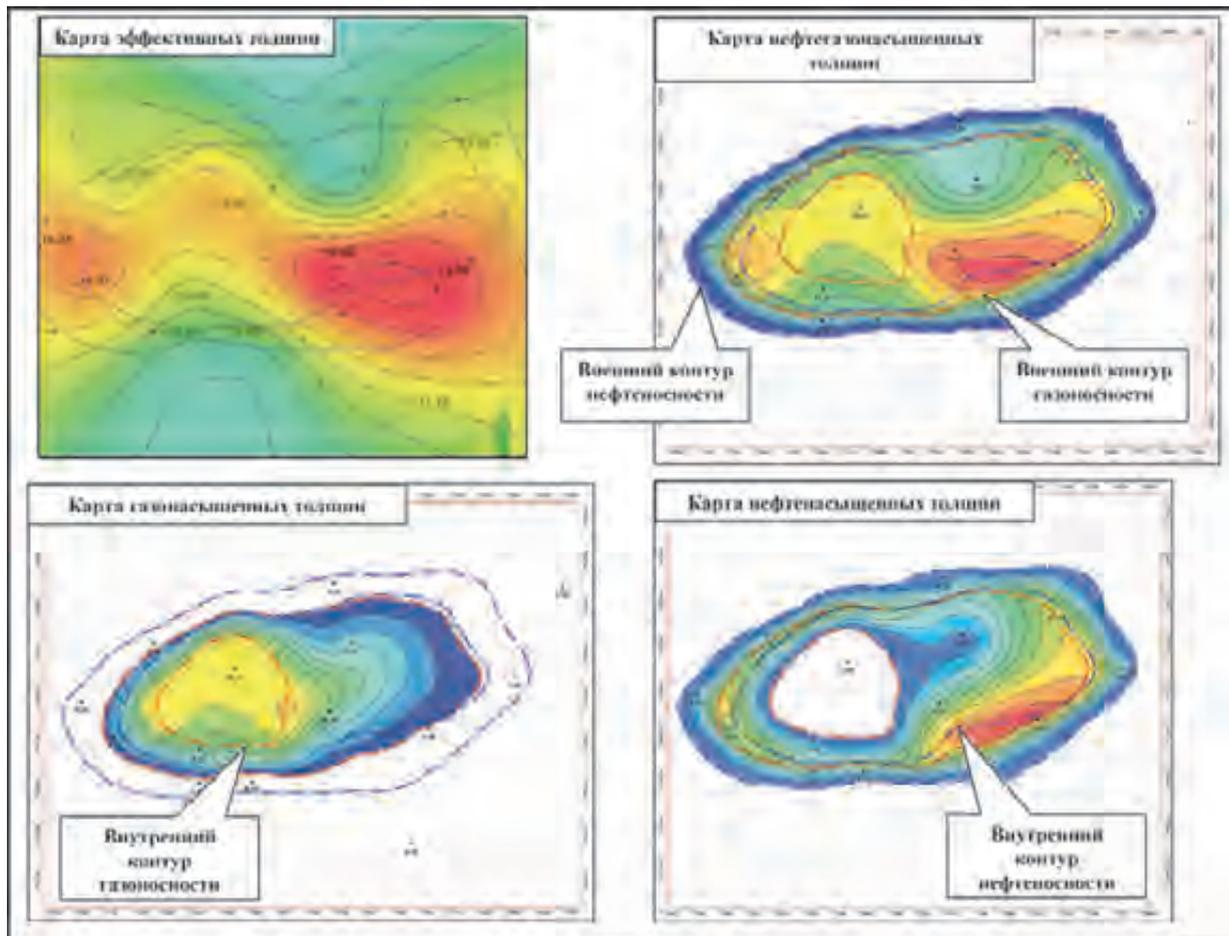


Рис.П.5.34. Карты толщин нефтегазовой пластовой залежи, построенные по точкам

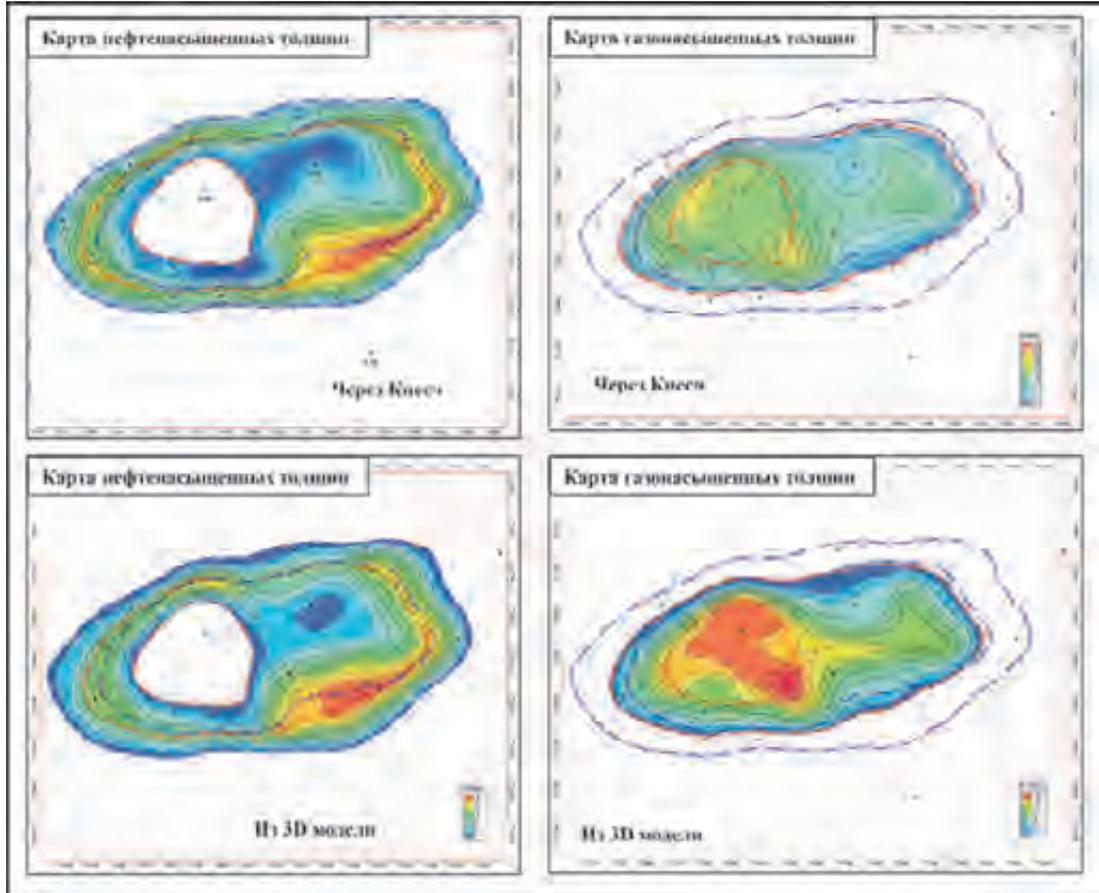


Рис.П.5.35. Карты нефти и газонасыщенных толщин нефтегазовой пластовой залежи, полученные через коэффициент песчаности и из 3D модели

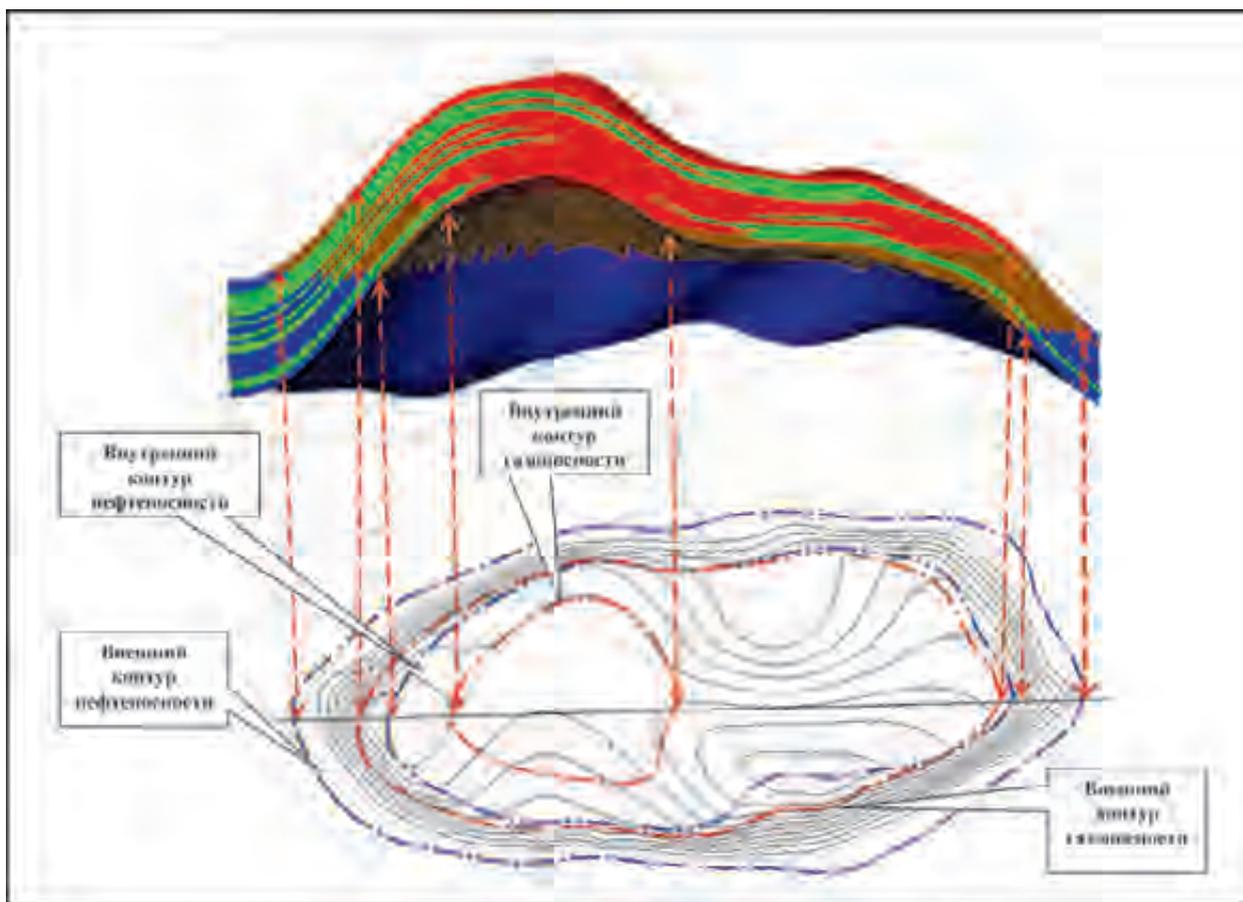


Рис.П.5.36. Карта нефтегазонасыщенных толщин и сечение куба флюида 3D модели (пластовая нефтегазовая залежь)

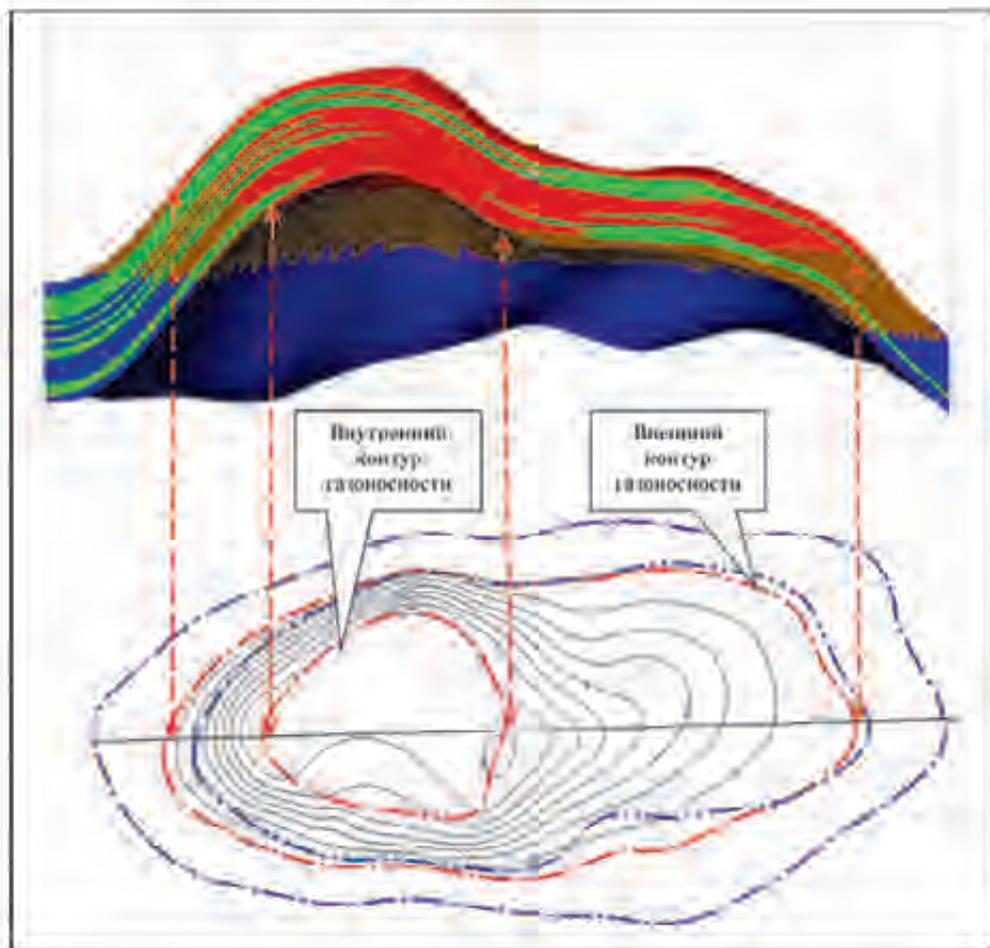


Рис.П.5.37. Карта газонасыщенных толщин и сечение куба флюида 3D модели (пластовая нефтегазовая залежь)

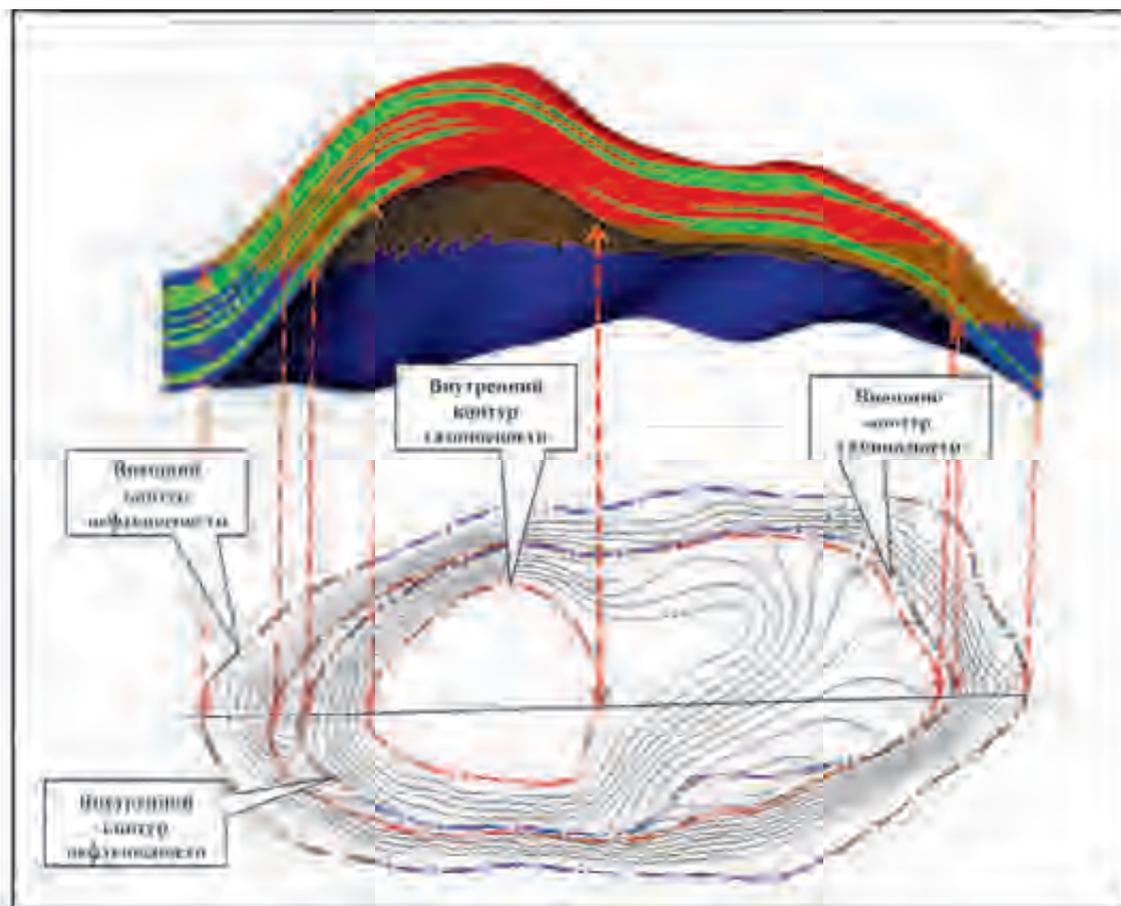


Рис.П.5.38. Карта нефтенасыщенных толщин и сечение куба флюида 3D модели (нефтегазовая пластовая залежь)

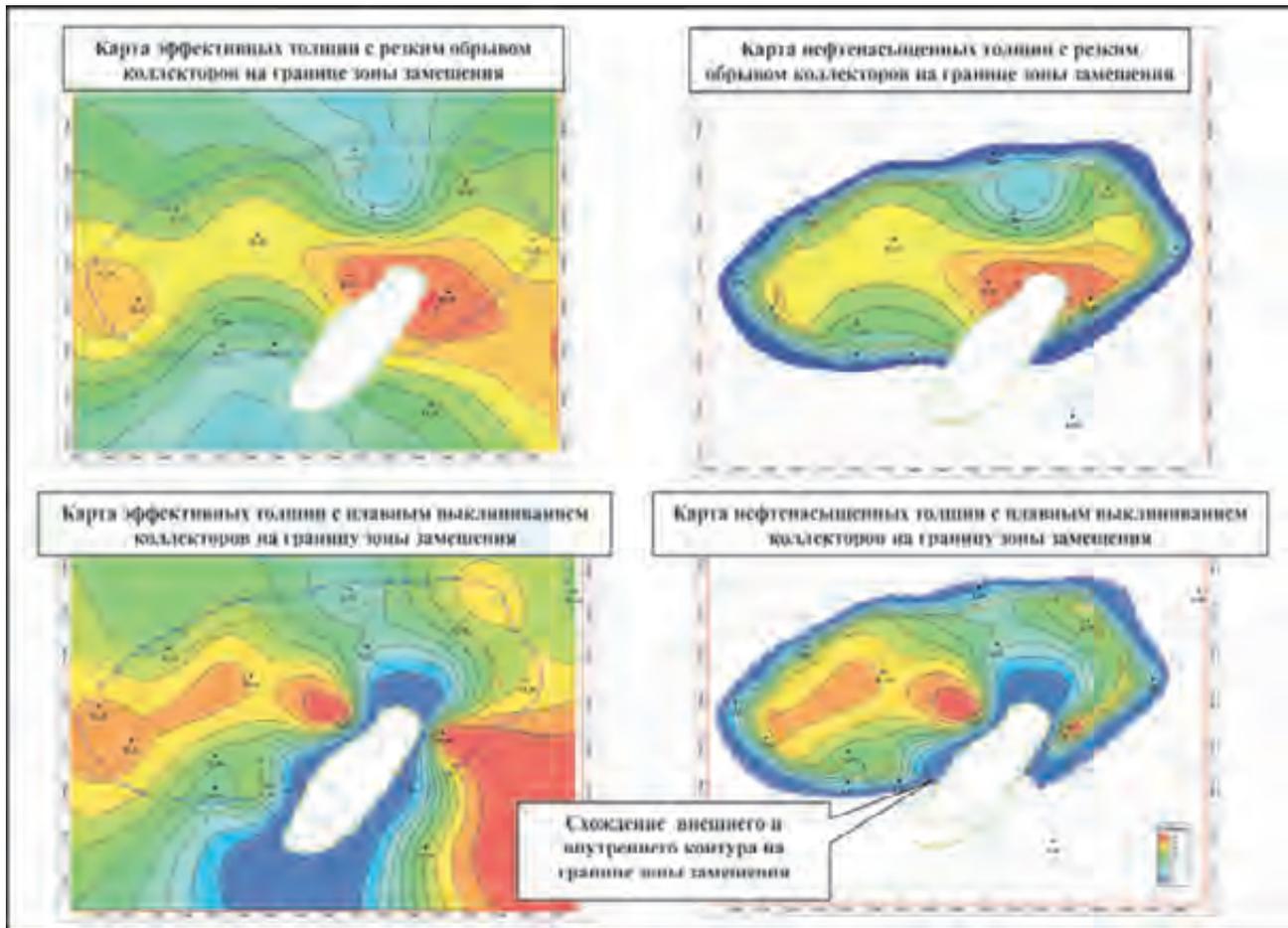


Рис.П.5.39. Карты толщин пластовой залежи с зоной замещения, построенные по точкам

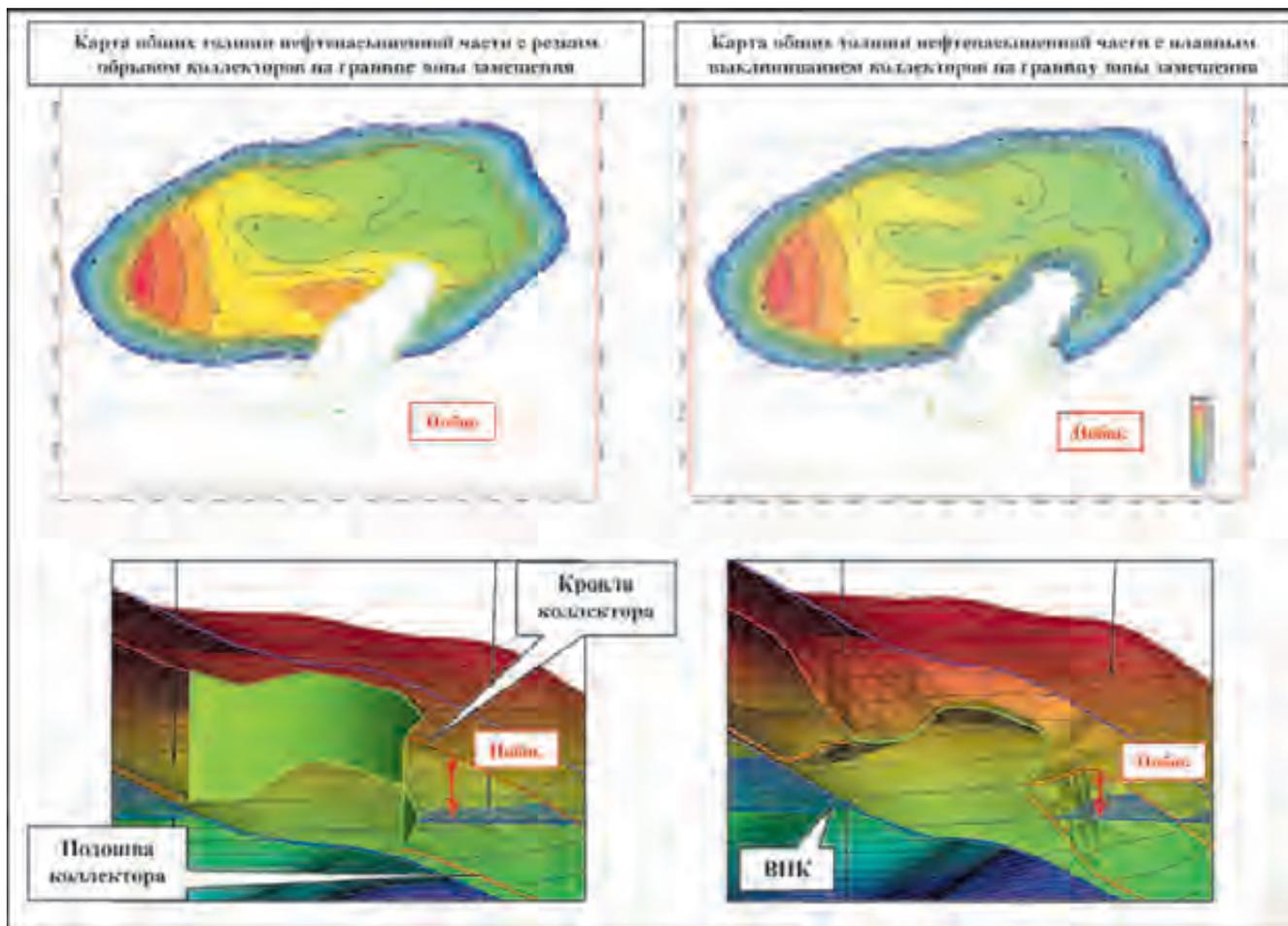


Рис.П.5.40. Карты общих толщин нефтенасыщенной части пластовой залежи с зоной замещения

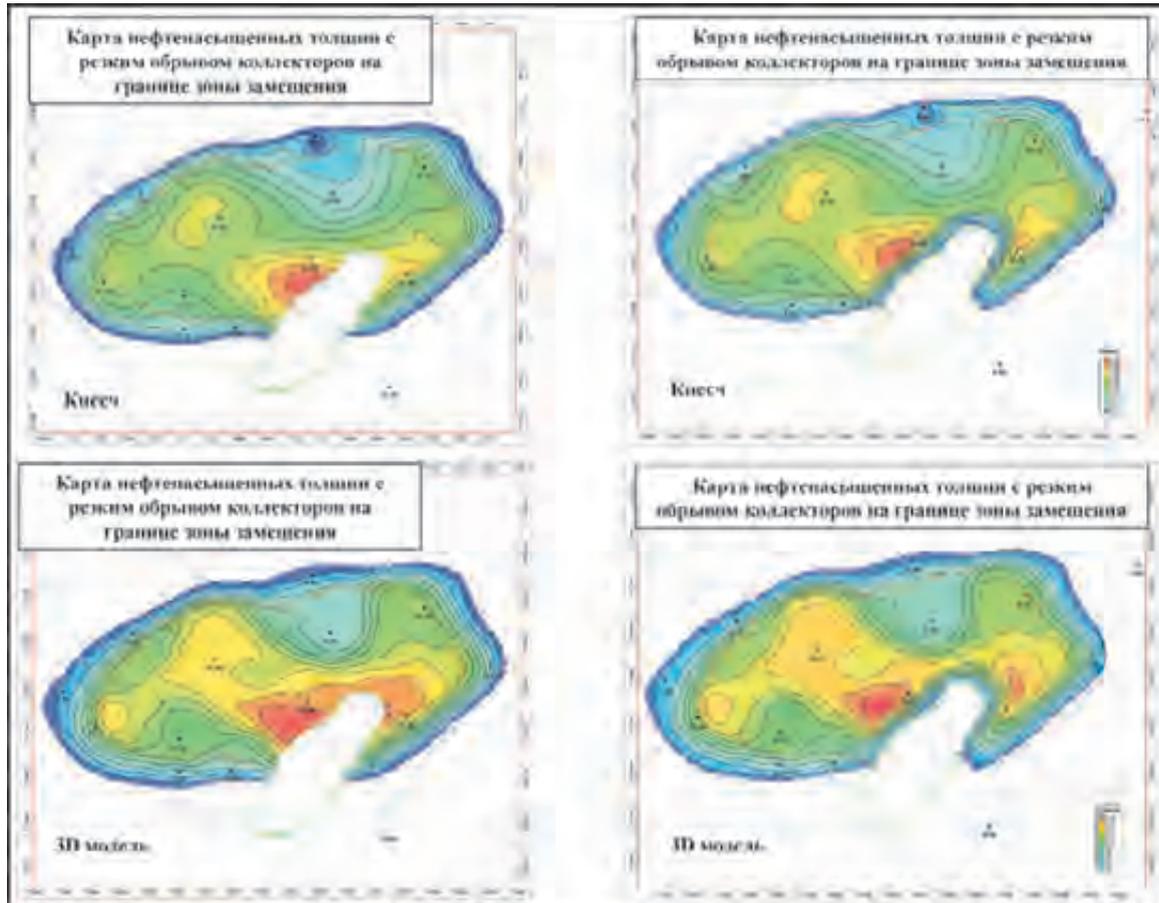


Рис.П.5.41. Карты нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с зоной замещения, полученные через коэффициент песчаности и из 3D модели

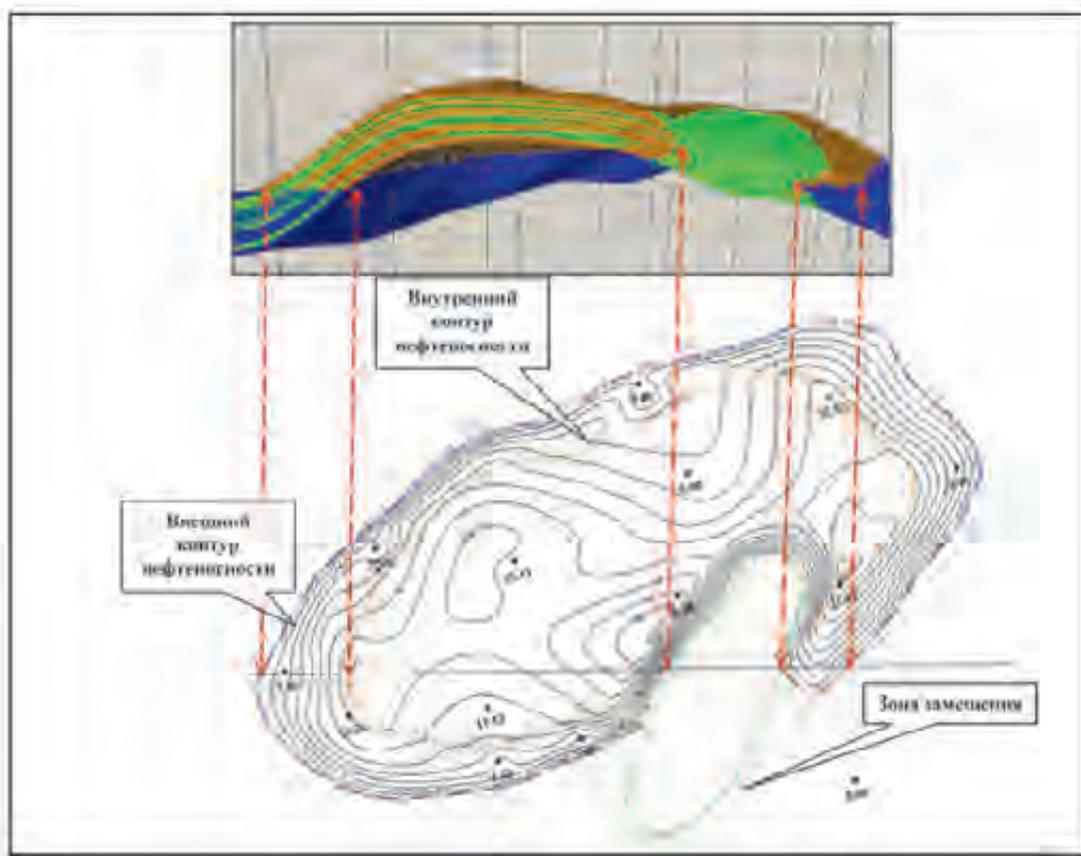


Рис.П.5.42. Карта нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с зоной замещения и сечение куба флюида 3D модели (плавное выклинивание коллектора на зону замещения)

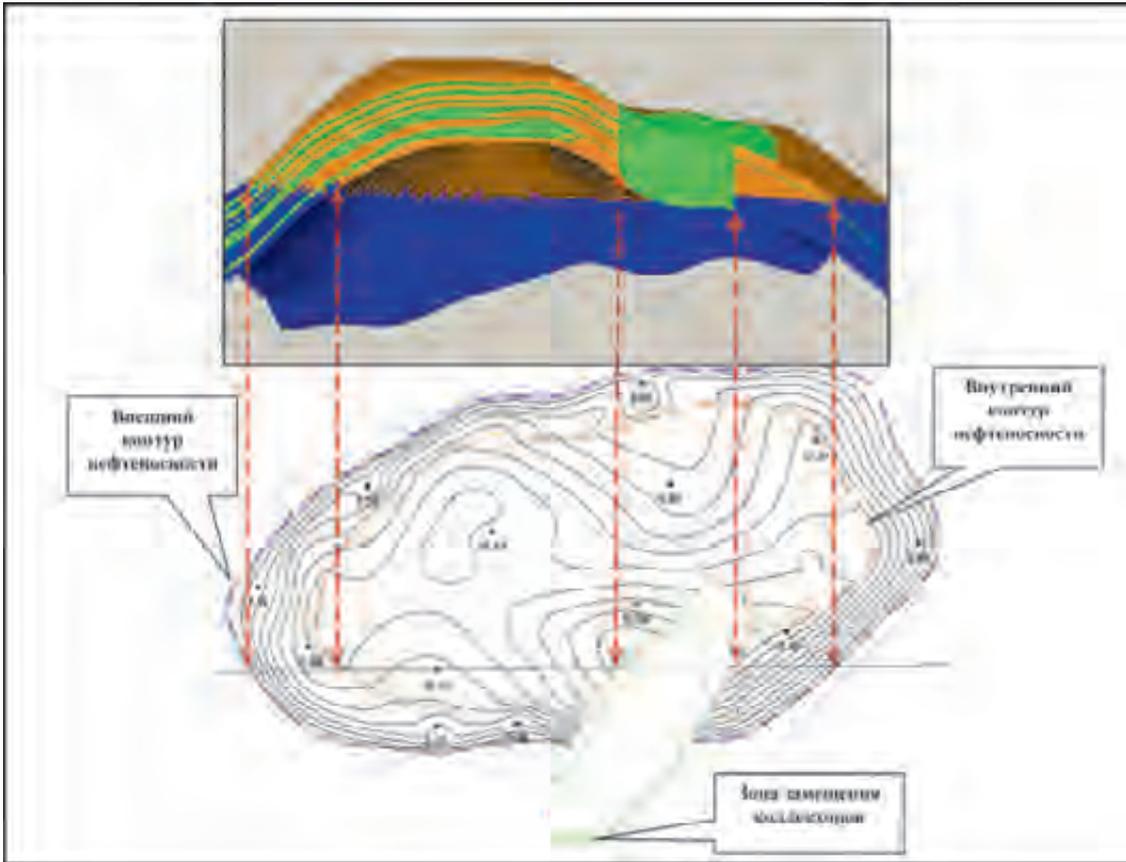


Рис.П.5.43. Карта нефтенасыщенных толщин пластовой залежи с зоной замещения и сечение куба флюида 3D модели (резкий обрыв коллекторов на зоне замещения)

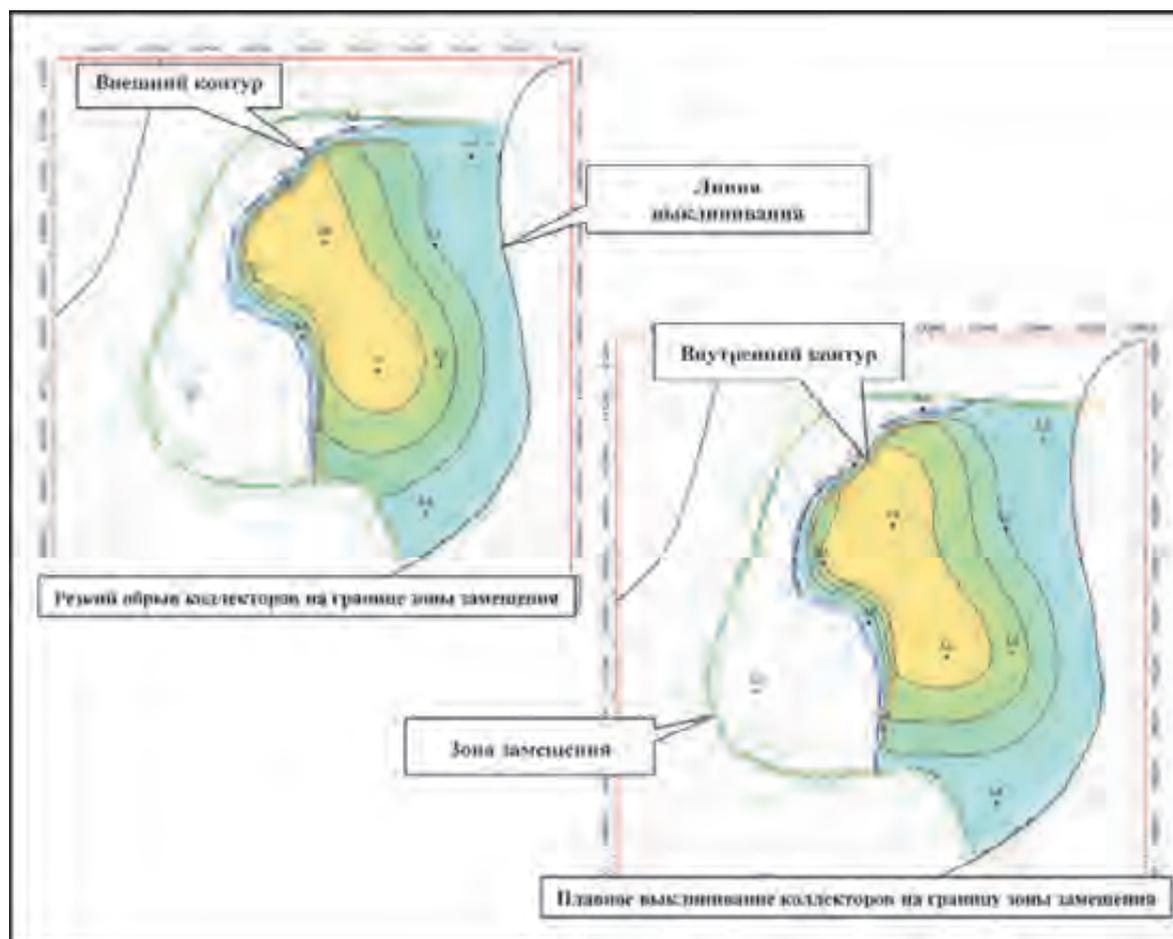


Рис.П.5.44. Карты нефтенасыщенных толщин клиноформенной залежи

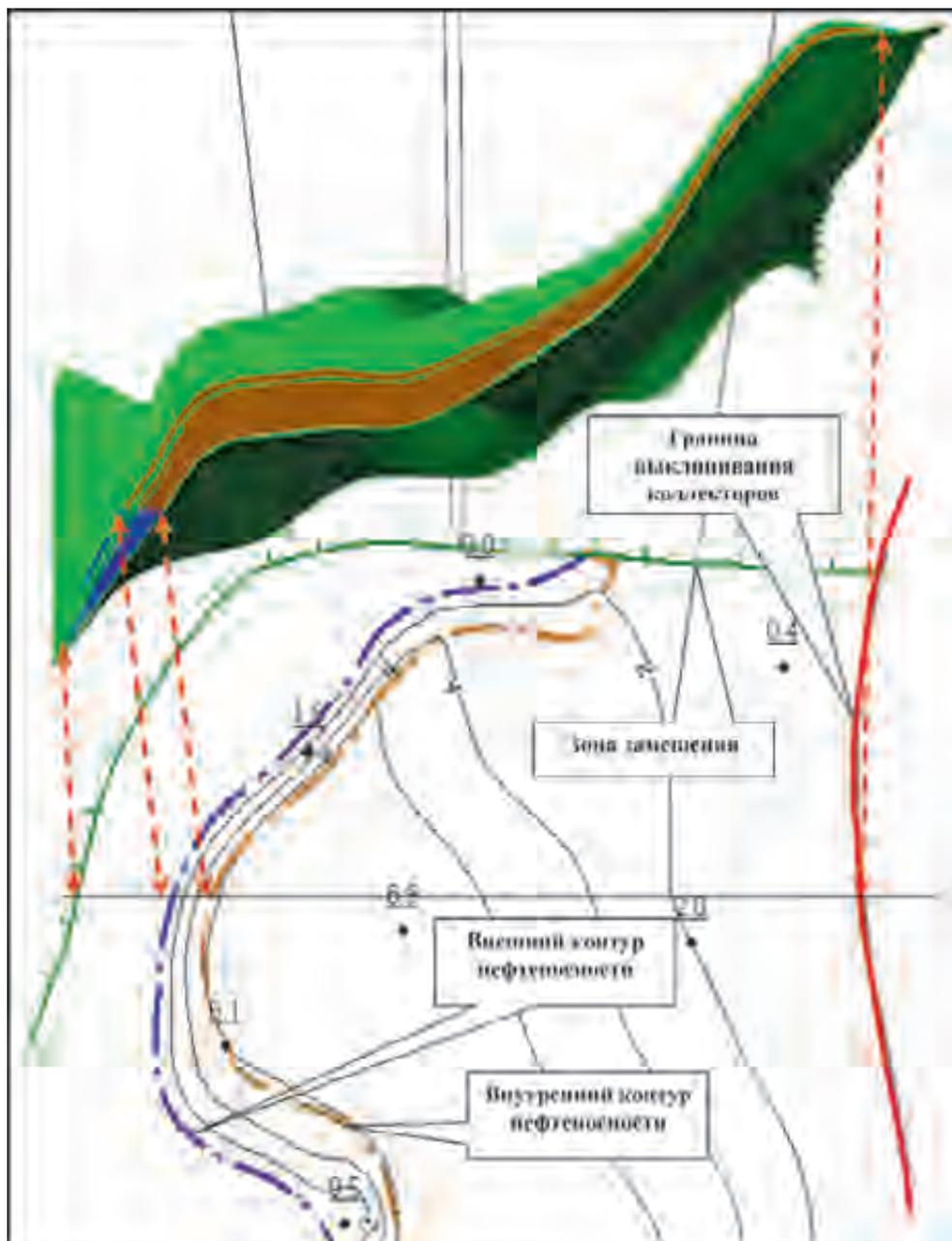


Рис.П.5.45. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин и разрез куба флюида клиноформенной залежи с зоной замещения

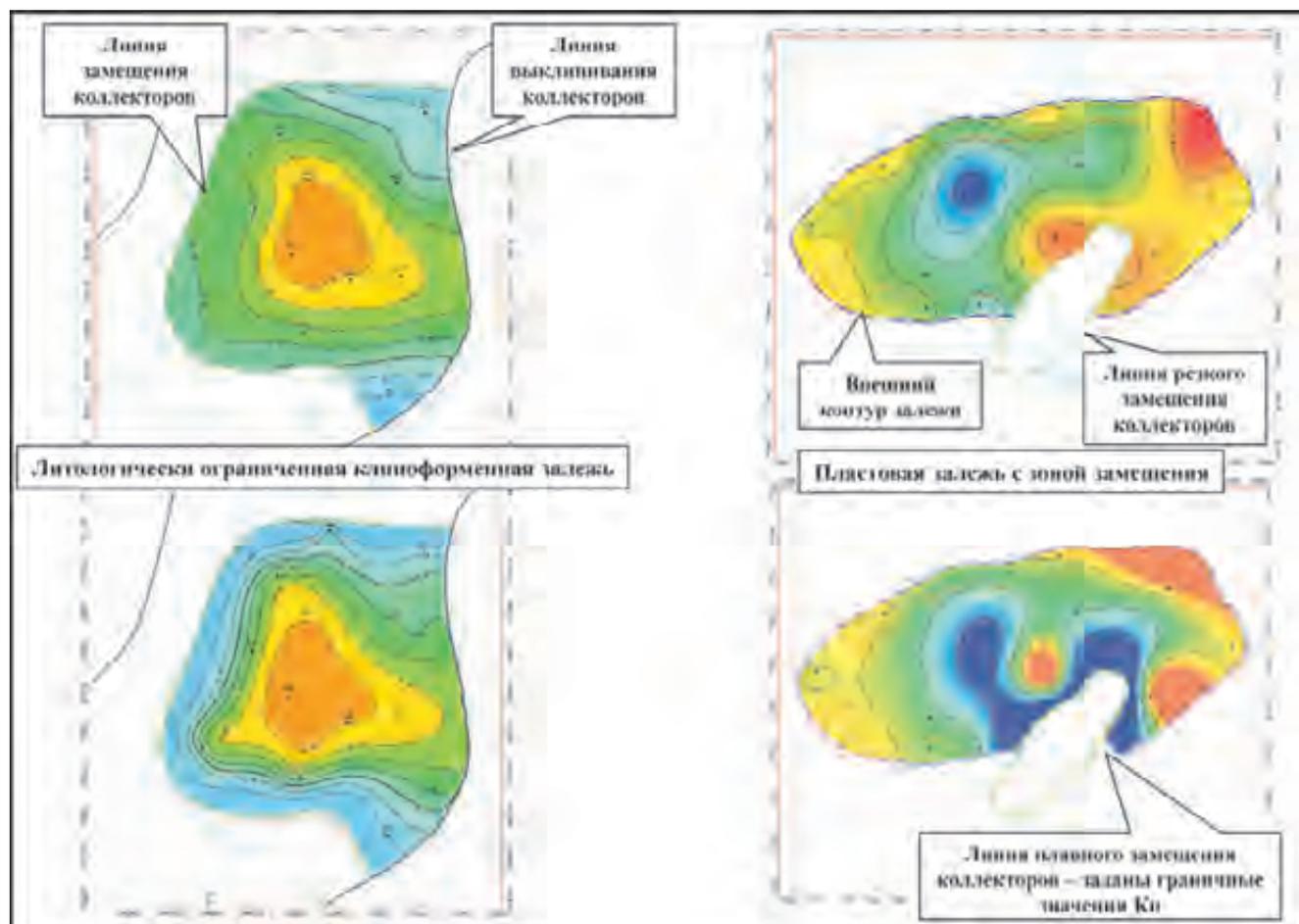


Рис.П.5.46. Примеры построения карт пористости нефтенасыщенной части залежи

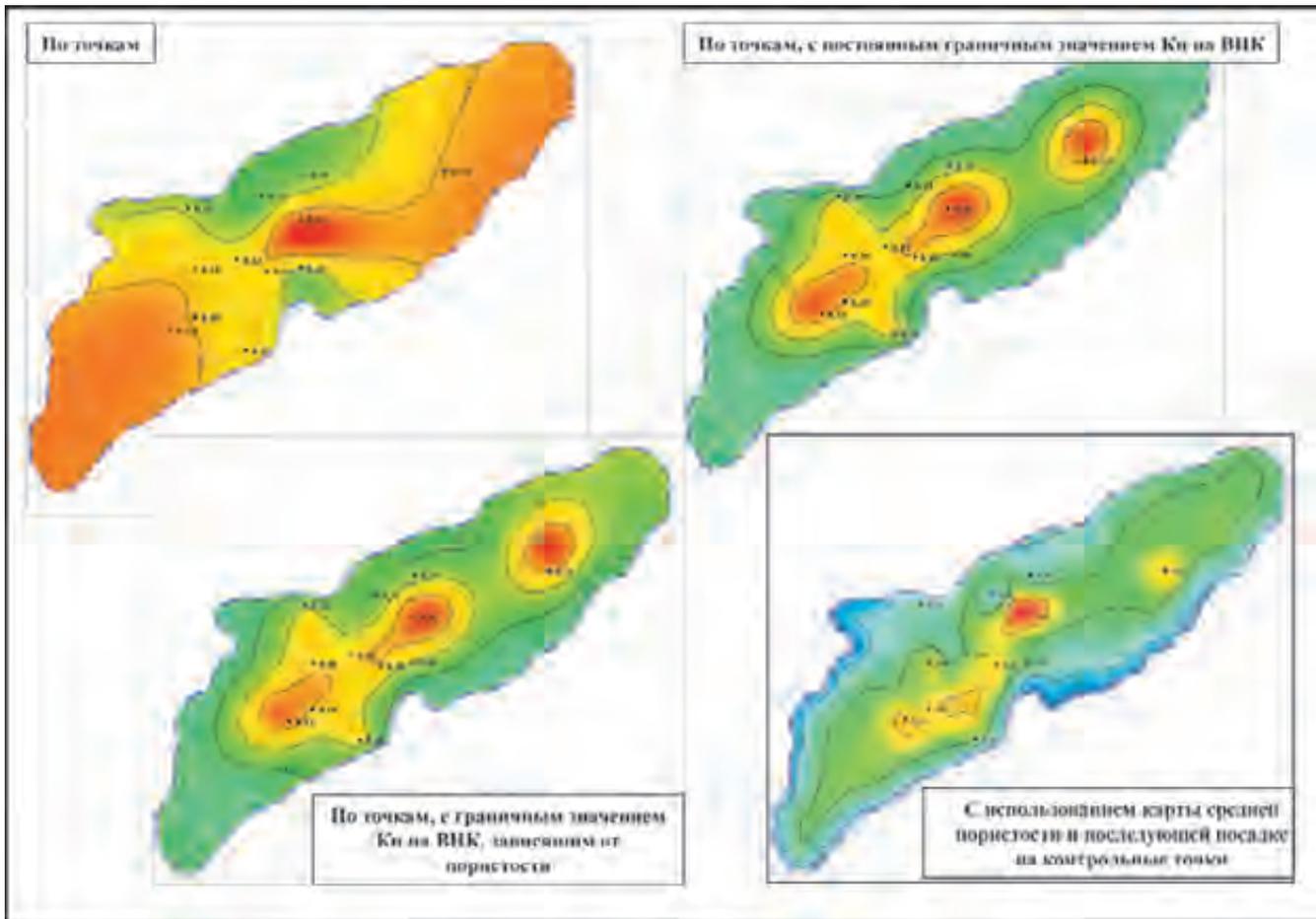


Рис.П.5.47. Примеры построения карт нефтенасыщенности

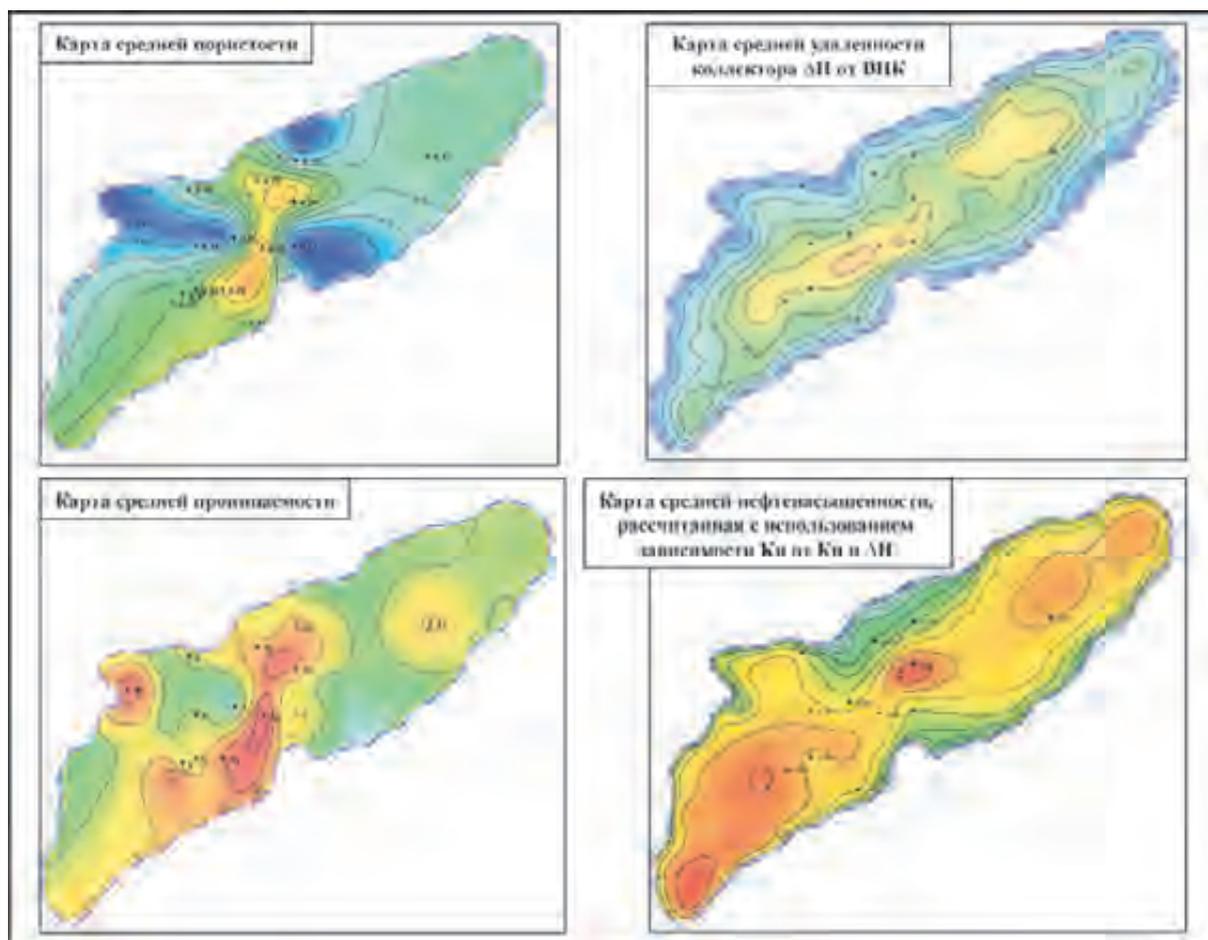


Рис.П.5.48. Примеры карт средних параметров

## Список литературы:

1. Билибин С.И. Технология построения цифровых геологических моделей нефтяных месторождений по данным ГИС с помощью современных технических средств (на примере пакета Tigriss). Материалы конференции SPWLA, 1998, [www.petrogloss.narod.ru](http://www.petrogloss.narod.ru).
2. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Гаврилова Е.В., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов многопластовых месторождений на основе трехмерных моделей. Труды V Международного технологического симпозиума. М., Институт нефтегазового бизнеса, 2006 г.
3. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Закревский К.Е. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири. Геология нефти и газа, №4, 2000.
4. Борисенко З.Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.
5. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М., Недра, 1985 г.
6. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Захарова Л.В. Сходство и различие результатов подсчета запасов УВ объемным методом на основе 2D и 3D геологического моделирования. Труды VI Международного технологического симпозиума. М., Институт нефтегазового бизнеса, 2007 г.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г.
8. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003 г.
9. Справочник по нефтепромысловой геологии. Под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. М., Недра, 1981 г.
10. Daniel J. Tearpock, Richard E. Bischke. Applied subsurface geological mapping with structural methods. 2002.

# Приложение 6.

## Геостатистика и кригинг

(совместно с Сунгуровым А.А.)

Геостатистика как научное направление возникла в 60-х годах прошлого века, изначально в виде теории пространственных (региональных — regionalized) переменных, сформулированной Ж. Матероном (G. Matheron) для анализа и оценки запасов при разработке месторождений полезных ископаемых.

К этому же периоду приурочены и основные публикации по геостатистике и вопросам пространственного анализа с применением геостатистических методов в русскоязычной литературе: 60–70-е гг. (Л.С. Гандин и др., переводные материалы). С тех пор подобные публикации в русскоязычной литературе достаточно редки, изредка появляющиеся публикации и издания выходят, как правило, небольшими тиражами. И все это на фоне стабильного развития геостатистики за рубежом — из крупных научных центров сегодня можно назвать Центр геостатистики в Фонтенбло (Франция), специализированные центры в университетах Стэнфорда, Аризоны, Колорадо (США), в университетах Альберты и Монреаля (Канада), Квинсленда и Перта (Австралия).

После работ Матерона (в 70-е годы) геостатистика прошла через различные этапы развития [О. Дюбрул, 2003]. Первый из них может квалифицироваться как детерминированное картирование. Это было начальное развитие кригинга для картопостроения. Появились первые коммерческие картографические системы. Середина 80-х — стохастическое 3D-моделирование резервуаров, общедоступные и коммерческие системы. Начало 90-х — первые подходы к количественной оценке неопределенности. Середина 90-х — объединение программных систем 2D (поверхностей) и 3D (свойств) для детерминированного и стохастического геологического моделирования. 2000-е — новые разработки в части интеграции данных.

В результате естественного развития геостатистики в конце восьмидесятых сформировались три основные разные геостатистические «школы»: одна норвежская, разрабатывающая в основном объектно-ориентированные

модели, вторая — Стэнфордская, продвигающая индикаторное и последовательное моделирование, и последняя — Школа горнорудного дела во Франции (Ecole des Mines/IFP), где применялся главным образом метод усеченных случайных функций. Эти три школы объединяла одна и та же общая цель: создание трехмерных моделей неоднородностей нефтяных пластов. Они различались алгоритмами, основанными на различных способах представления геологической информации, которые использовались для достижения этой цели.

Геостатистические алгоритмы стали доступны в виде «наборов инструментов», таких как библиотека GSLIB (Дойч и Джорнел, 1992), которая была разработана в Стэнфорде. На этой основе был создан широкий ряд коммерческих продуктов в области трехмерного геологического моделирования, которое, как и геостатистика, стало развиваться очень быстро.

Что такое геостатистика? В широком смысле, геостатистика — это раздел статистики, который изучает пространственные соотношения известных значений некоторой величины, расположенных в определенных точках изучаемого пространства, с целью моделирования неизвестных значений этой величины в остальных точках пространства.

Термин «пространственные соотношения» описывает разнообразные зависимости между известными и неизвестными значениями одной или нескольких величин. Этими величинами могут служить данные любого типа. Поэтому для того, чтобы применить геостатистику, необходимо в первую очередь оценить пространственные соотношения исходных данных.

Самый простой способ оценить это — посчитать коэффициент корреляции между значением  $u$ , измеренным в точке пространства с координатами  $(x, y, z)$  и любым другим значением, измеренным на расстоянии  $h$ . Расчет коэффициентов корреляции для различных расстояний  $h$  ведет к определению вариограммы, о которой написано ниже.

Коэффициент корреляции, рассчитанный между данными (например, значениями пористости), полученными в разных точках, не случаен. В случае геологической среды он определяется разнообразными геологическими факторами — типами пород, их свойствами, схемой осадконакопления, и т.д. Эти факторы определяют так называемую **пространственную непрерывность (spatial continuity)**.

Определение этих коэффициентов корреляции позволяет нам рассчитывать значения искомой величины в точках пространства, где эти значения нам неизвестны (рис. П.6.1). На рис. П.6.1 изображено поле пористости,

которое изначально нам неизвестно. Допустим, что нам известны значения пористости в точках  $u_1, u_2, u_3, u_4$ . Необходимо рассчитать значение пористости в точке  $u$ .

Несмотря на то, что точка  $u_2$  находится дальше от искомой точки, чем  $u_1$ , данные в точке  $u_2$  более информативны для расчета искомого значения в точке  $u$ , чем данные в точке  $u_1$ . Кроме того, данные  $u_2$  и  $u_3$  дублируют друг друга и являются избыточными (т. е. при расчете должны влиять на результат как одна точка). Причина этих нюансов — пространственная непрерывность (геологические факторы), которые обусловили данное распределение пористости.

В линейной геостатистике расчет искомого значения производится по общей формуле:

$$z(u) = \sum_{i=1}^n \lambda_i z(u_i)$$

Здесь  $z(u)$  — значение некоторой величины в точке с координатами  $u=(x, y, z)$ ;  $n$  — количество точек с известными значениями, используемыми для расчета искомого значения;  $\lambda$  — вес (влияние) данной точки при расчете искомого значения.

В реальности мы никогда не знаем истинного распределения искомого параметра. Поэтому при расчете искомого значения перед нами возникают две проблемы.

1) Какие из точек с известными значениями использовать для расчета неизвестного значения в искомой точке? Исходные данные для расчета искомого значения в определенной точке пространства (выражаясь геостатистическими терминами) должны обладать **стационарностью**. Например, было бы неправильно использовать для расчета пористости данные из другого пласта, или из другого тектонического блока с совершенно другими геологическими характеристиками (в том числе и пористостью). То есть исходные данные должны обладать схожими статистическими характеристиками.

Проблема заключается в определении «близости». Вариант расчета евклидовой дистанции между искомой и известной точкой не подходит, так как он не учитывает особенности геологической непрерывности. Например, на рис. П.6.1 точка  $u_2$  удалена от искомой точки на большее расстояние, чем  $u_1$ , но при этом геологическая неоднородность делает ее более информативной, чем  $u_1$ . По этой же причине не подходит и инверсная дистанция (inverse

distance), так как она также не учитывает геологическую неоднородность, а учитывает только геометрическое расстояние между точками.

Для корректной оценки области вокруг искомой точки, в пределах которой следует использовать исходные данные, в геостатистике вычисляется путем моделирования вариограммы, о чем рассказано ниже.

2) Как правильно рассчитать вес (влияние) каждой из используемых точек с известными значениями? В однородной (изотропной) среде данные, расположенные ближе к искомой точке более информативны, чем данные, расположенные на большей дистанции. Поэтому в этом случае близкорасположенные данные должны иметь больший вес. Кроме того, данные, расположенные дальше, чем на определенном расстоянии, должны иметь нулевой вес. Как сказано выше, эта дистанция определяется путем моделирования вариограммы.

Данные, полученные в точках, близко расположенных друг к другу, зачастую дублируют друг друга. Поэтому каждая из таких точек менее важна для расчета искомого значения, чем одна отдельная точка, удаленная на ту же дистанцию. На рис. П.6.1 таким примером являются точки  $u_2$  и  $u_3$ , расположенные рядом. Вес должен быть распределен между ними. А для точки  $u_4$  распределение весов не требуется. Таким образом точка  $u_4$  при расчете искомого значения должна оказывать большее влияние, чем  $u_2$  или  $u_3$ .

Весы рассчитываются при помощи геостатистического метода, называемого **кригинг (kriging)**. Кригинг — это геостатистический метод, учитывающий обе описанные выше проблемы. Он назван в честь доктора Д.Г. Криге — южноафриканского горного инженера, который первым разработал метод движущего среднего для оценки содержания золота. Профессор Дж. Матерон улучшил эту методику и новый метод был назван кригингом. По существу, это способ нахождения лучшей несмещенной оценки (в смысле наименьшей дисперсии).

Этот метод основывается на двух принципах:

- использование пространственных соотношений между неизвестными и известными данными, чтобы рассчитать неизвестные,
- учет близко расположенных данных для корректного взвешивания каждой точки.

Основой кригинга и мерой изменчивости параметров является вариограмма.

Вариограмма — функция, показывающая изменчивость некоторого параметра в зависимости от расстояния между двумя значениями этого параметра.

На графике вариограммы по оси X обычно откладывают расстояние между парами измеренных значений (**lag** – **лаг**), а по оси Y – степень различия между этой парой точек (**variance**, или **дисперсию**).

Легче всего это понять так. Представьте себе скважину, и некую скважинную кривую, представляющую собой одномерную функцию (рис. П.6.2).

Как видите, точки с данными расположены вдоль ствола скважины с шагом 0.2 м. Можно утверждать, что дисперсия между точками, отстоящими друг от друга на 0.2 метра меньше, чем между точками, отстоящими друг от друга на 0.4 м, 0.6 м, 0.8 м и т. д..

Это можно проверить следующим образом:

Найдем среднюю дисперсию между точками, расположенными друг от друга на расстоянии (лаге) 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2 и 1.4 м и нанесем на соответствующий график. Дисперсия в общем случае вычисляется по следующей формуле:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - m)^2$$

где  $\sigma^2$  – это дисперсия, n – количество значений, m – среднее.

Для случая, когда вычисляется дисперсия для выборки из двух значений (как в данном случае) – эту формулу можно упростить, и она будет иметь вид:

$$\sigma^2 = \frac{(x_1 - x_2)^2}{2}$$

Например, если сравниваются значения 10 и 100, то дисперсия будет равна  $90 \cdot 90 / 2 = 4050$ . Расстояние, на котором находят дисперсию между точками, называется лагом. Итак, находим среднюю дисперсию для разных лагов (рис. П.6.3). Получилось следующее:

Лag	Средняя дисперсия
0.2	63.507
0.4	207.942
0.6	363.531
0.8	489.746
1	576.444
1.2	616.525
1.4	616.241

Из таблицы видно, что при лаге 0.2 м средняя дисперсия между всеми парами точек равна 63.5, а при лаге 1.4 м она равна 616. С увеличением лага дисперсия растет. Причем, дисперсия при лаге 1.2 и 1.4 уже практически одинакова. Теперь построим соответствующий график (рис. П.6.4).

Обратите внимание, что дисперсия растет только до лага = 1.2, далее она выходит на асимптоту. Из этого можно сделать вывод: степень сходства в данном примере обладают только те точки, которые находятся на расстоянии не больше 1.2 метра друг от друга. Точки с данными, расстояние между которыми более 1.2 м, характеризуются максимальной дисперсией, и, следовательно, не имеют степени сходства. Следовательно, зная вариограмму для этой скважинной кривой, мы можем статистически аппроксимировать (то есть предсказать или смоделировать) ее значения там, где кривая не определена.

На рис. П.6.4 показаны элементы вариограммы:

- **variance (дисперсия – изменчивость)**: степень различия между парой точек исходной функции,
- **distance (lag – лаг)**: расстояние между сравниваемыми точками,
- **lag length (шаг лага)**: на сколько увеличивается расстояние между сравниваемыми точками. В данном случае в процессе построения вариограммы мы сравнивали (находили среднюю дисперсию) для точек, расположенных на расстоянии 0.2, 0.4, ... 1.4 м. друг от друга,
- **max lag (максимальный лаг)**: максимальное расстояние, на котором мы находим дисперсию между точками при построении вариограммы,
- **sill (порог)**: значение вариации, при котором функция вариограммы выходит на постоянное значение. Часто это **максимальная вариация**,
- **range (ранг или радиус вариограммы)**: расстояние, в пределах которого точки еще похожи друг на друга. Когда расстояние между двумя точками превышает ранг, то вариация между этими точками становится непредсказуемой, и ее невозможно описать каким-либо законом. **Range (ранг)** – это, собственно, то, ради чего мы строим вариограмму. Ранг вариограммы определяет, на каком расстоянии при распределении свойства вокруг ячейки с неизвестным значением программа будет искать точки с известным значением. И именно ранги вариограмм задаются далее в панелях индикаторного и петрофизического моделирования. Заметим, что существенное влияние на величину параметра

в данном месте оказывают точки, расположенные на расстоянии примерно  $1/3$  радиуса вариограммы,

- **nugget (нагет или самородок)**: случайная составляющая дисперсии измерений, которая определяет насколько велико различие содержаний в очень близко расположенных точках. Величина нагета зависит от сети наблюдений месторождения и степени его изменчивости. Название этого параметра пришло к нам из оценки месторождений золота, где часто встречаются непредсказуемые «ураганные» содержания металла в пробах. Фактически величина нагета характеризует степень «зашумленности» параметра — при нагете=1 всякая корреляция между значениями пропадает и распределение представляет собой «белый шум».

После того, как вариограмма получена — важно правильно ее проинтерпретировать и смоделировать. На рис. П.6.5 показан пример одномерной функции, характеризующейся цикличностью. Пример такой функции — любая скважинная кривая, привязанная по глубине (например, пористость в условиях русловых отложений). Вариограмма такой функции также будет циклична.

На рис. П.6.5 показан пример вариограммы, построенной для функции с явно выраженным вертикальным трендом. По такой вариограмме невозможно определить максимальную дисперсию (sill) и дистанцию предельной корреляции (range). После устранения из функции вертикального тренда (с помощью различных математических операций), вариограмма становится намного более понятной, и по ней уже можно выделить указанные выше элементы.

На рис. П.6.6 слева показаны примеры трех седиментационных обстановок осадконакопления: а) линзы песчаников, б) антиклинальная складка, в) клиноформенные отложения. Цветом отображена доля коллектора. Красный цвет соответствует высокой доле коллектора (песчаника), а синий соответствует высокой доле неколлектора (глины). Можно представить это соотношение в виде шкалы от 0 до 1, где 0 — чистый неколлектор, а 1 — чистый коллектор. Справа на этом же рисунке для каждой обстановки показаны две вариограммы. Синим цветом показана вертикальная вариограмма, а красным — горизонтальная).

Обратите особое внимание на цикличность вертикальной вариограммы в случаях а) и в). Это следствие цикличности пропластков коллектора и неколлектора. Также посмотрите на поведение вертикальной вариограммы

в случае б). Здесь седиментационная обстановка характеризуется явно выраженным вертикальным трендом, что ведет к линейному росту самой вариограммы.

Совокупность этих двух вариограмм описывает неоднородность и характер изменчивости приведенных примеров геологических обстановок. После аппроксимации этих вариограмм математическими моделями (об этом ниже) у нас появляется возможность «предсказывать» или моделировать поведение этих сред в неизвестных нам частях резервуара.

Для того, чтобы вариограмму можно было использовать в компьютерном моделировании, необходимо аппроксимировать ее одной из стандартных математических моделей вариограмм. Наиболее широко распространены три модели вариограмм: сферическая, экспоненциальная и гауссова (рис. П.6.7).

Модели вариограмм представляют из себя три различных «стиля поведения» вариограммы от нулевой дисперсии до момента выхода вариограммы на максимальную дисперсию.

Самая распространенная модель вариограммы — сферическая. Она характеризует плавное равномерное увеличение дисперсии между данными до определенного максимума.

Экспоненциальная модель вариограммы характеризуется быстрым нарастанием дисперсии, однако при этом она лишь стремится к максимальной дисперсии, никогда не достигая ее. Примером геологической обстановки, аппроксимируемой такой моделью вариограммы, может служить среда, характеризующаяся мелкими «островками» схожих по свойствам пород, хаотично распределенных во вмещающей породе.

Гауссова модель вариограммы ведет себя следующим образом: сначала дисперсия нарастает медленно, затем быстро, и ближе к максимальной дисперсии рост дисперсии опять замедляется.

После того, как по экспериментальным точкам выбрана модель вариограммы и определены ее характеристики, можно выполнить оценку величины значения параметра в каждой точке межскважинного пространства на основе кригинга. Следует отметить важные особенности метода кригинга.

Кригинг позволяет получать несмещенные оценки средних значений пространственной переменной в заданных объемах, имеющие минимальные дисперсии погрешностей. Кроме того, он обладает рядом других свойств, которые приносят определенный эффект при оценке месторождений углеводородов и полезных ископаемых.

**Условная несмещенность** означает, что среднее содержание параметра во всех участках равно действительному среднему в этих участках. Такое свойство проявляется абсолютно точно при условии согласия распределения параметра с нормальным законом.

**Эффект сглаживания** кригинга проявляется в том, что дисперсия оценок кригинга всегда меньше дисперсии точных значений пространственной переменной. Применение кригинга для определения значений переменной в локальных объемах геометрического поля (в участках месторождения по данным разведки) часто приводит к снижению их высоких (больших) частных значений и увеличению низких. Таким образом, значения, получаемые в результате оценивания, варьируют меньше точных, то есть оценивание при помощи кригинга приводит к сглаживанию вариаций пространственной переменной.

**Аддитивность кригинга** заключается в его уникальной способности получать аналогичные оценки при изменении последовательности выполнения операций (при одном и том же наборе исходной информации). Это свойство особенно важно при объединении участков в один объем.

**Эффект экрана** проявляется в том, что при уменьшении эффекта самородка вариограммной модели значения весов близрасположенных к оцениваемой точке измерений резко возрастают, а веса более отдаленных измерений — соответственно уменьшаются. И наоборот, при «чистом эффекте самородка» (вариограммная модель представляет собой линию на уровне порога без пологой части) оценкой является среднее арифметическое всех проб, попадающих в установленный эллипсоид поиска.

Выше мы рассмотрели подходы к оценке и моделированию вариограммы в одном направлении. На практике, однако, вариограммы применяются главным образом при построении 2D-карт и при построении 3D-параметров. Во всех трех случаях (1D, 2D, 3D) основной областью применения вариограммы является кригинг. Разница заключается в том, что в каждом случае вариограмма оценивается по одному, двум, или трем направлениям соответственно.

Рассмотрим простой пример (рис. П.6.8). На рис. П.6.8 показан исходный набор 2D-данных. Стрелками показаны направления оценки вариограмм. X — направление, в котором данные характеризуются наиболее высоким коэффициентом корреляции. Y — перпендикулярное ему направление.

Также показаны вариограммы, смоделированные после оценки данных по этим направлениям. По ним оценены ранги по направлениям X и Y. В данном случае они равны 3000 м и 1000 м, соответственно.

Здесь же показан результат применения кригинга с использованием моделей вариограмм. От каждого узла 2D-сетки с неизвестным значением отложен эллипс с радиусами, равными рангам вариограмм, полученным в результате моделирования вариограммы. Далее кригинг присваивает веса точкам, попавшим внутрь каждого эллипса, и рассчитывает значения в искомым точках (то есть во всех узлах регулярного 2D-грида). В случае применения кригинга для распределение свойств в 3D вариограмма и ее ранги рассчитываются в трех направлениях (третье – вертикальное). Пример показан на рис. П.6.8 внизу.

Методы геостатистики можно разделить на две широкие категории: **детерминированная геостатистика**, которая хотя и основывается на случайной модели среды, в результате генерирует одну единственную модель распределения свойств; и **стохастическая геостатистика**, которая производит несколько возможных вариантов («реализаций») модели распределения свойств, каждый из которых обладает равной вероятностью существования.

Кригинг сам по себе относится к детерминированным методам геологического моделирования. Суть работы детерминированного кригинга заключается в нахождении «наилучшего результата» (best guess). Однако в реальном моделировании это часто приводит к слишком гладкому результату, который очень далек от истинного положения вещей.

Распределение, полученное в результате кригинга, никогда не может быть истинным по причине ограниченности исходных данных. Кроме того, геологическая неоднородность, получаемая кригингом (как и любыми другими методами интерполяции), является гораздо более сглаженной, чем истинное неизвестное распределение величины. Причина этой сглаженности заключается в том, что кригинг, как и другие методы интерполяции, стремится рассчитать наиболее вероятное (наименее рискованное) значение с точки зрения исходных данных. Поэтому рассчитанное значение не может сильно отличаться от соседнего значения.

Рассмотрим некоторые практические примеры степени значимости параметров вариограмм для моделирования. На рис. П.6.9 приведен пример влияния величины нагета на степень «зашумленности» куба литологии (песчаники – желтые, глины – зеленые). Мы видим, что чем больше нагет,

тем более «рваной» становится модель. Поэтому для корректного построения модели целесообразно задавать нагет как можно меньше.

На рис. П.6.10 приведен пример влияния величины радиуса корреляции (range) на распространение свойств по вертикали и горизонтали. Чем больше радиус вариограммы, тем более протяженными и связными становятся пласты. Поэтому, если мы хотим получить связную модель литологии на разведочном участке, горизонтальный радиус вариограммы следует задать примерно в 3–5 раз больше среднего расстояния между разведочными скважинами — около 15–20 км.

Однако, даже правильно подобранная вариограмма не может полностью описать модель и обеспечить построение модели, какой ее хотел бы видеть геолог. На рис. П.6.11 приведен пример существенного различия геологических моделей при примерно одинаковых вариограммах.

Таким образом, геостатистика позволяет нам описать закономерности геологической изменчивости резервуара в числах, на этой основе построить детерминистскую или стохастическую модель залежи, оценить неопределенность модели. Однако, геостатистика не отменяет необходимости получения качественных исходных данных и принятия принципиальных решений по методике построения модели и использования геологических трендов параметров.

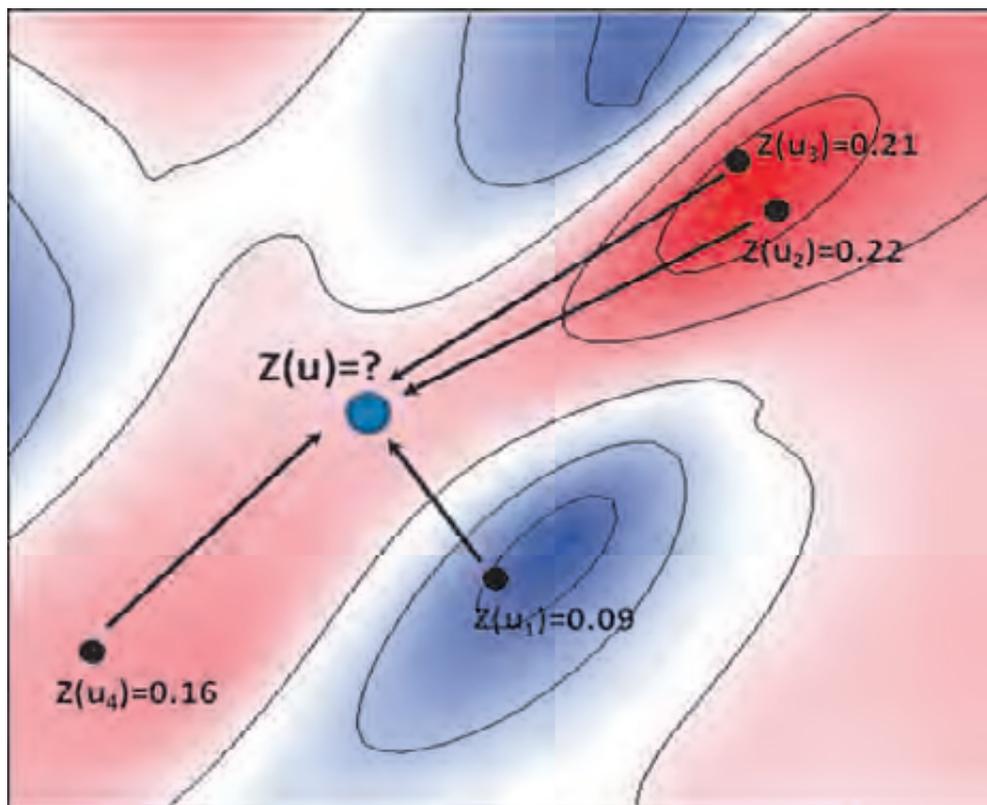


Рис.П.6.1. Истинное, но неизвестное поле пористости (по J.Caers, 2005).

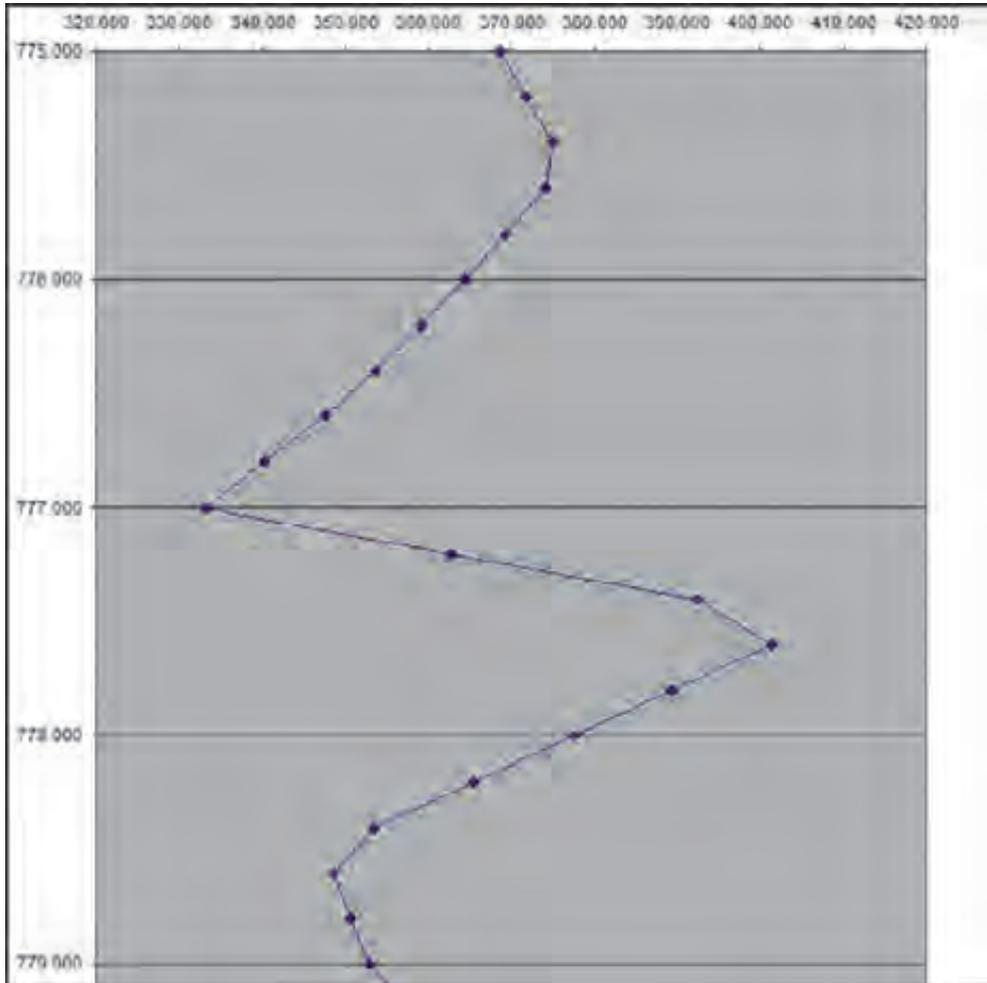


Рис.П.6.2. Пример одномерной функции.

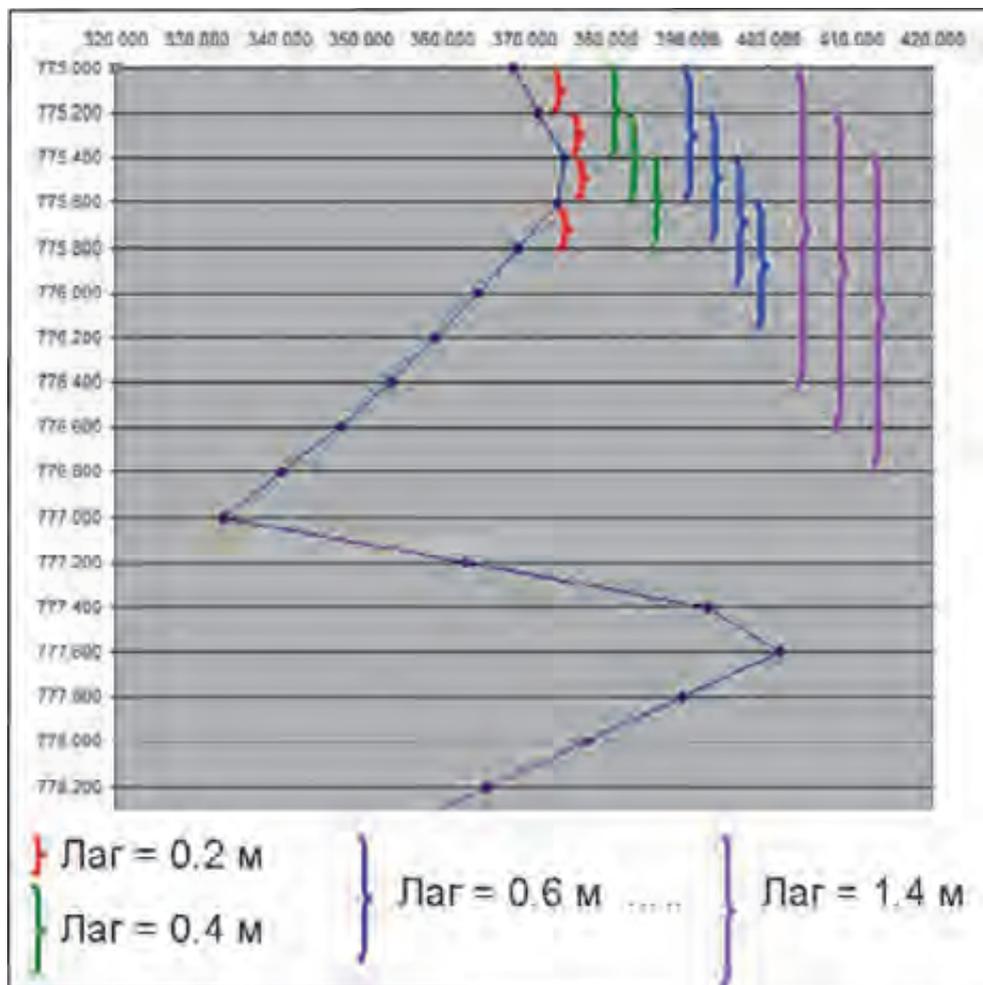


Рис.П.6.3. Одномерная функция с нанесенными лагами (дистанциями расчета дисперсии пар точек)

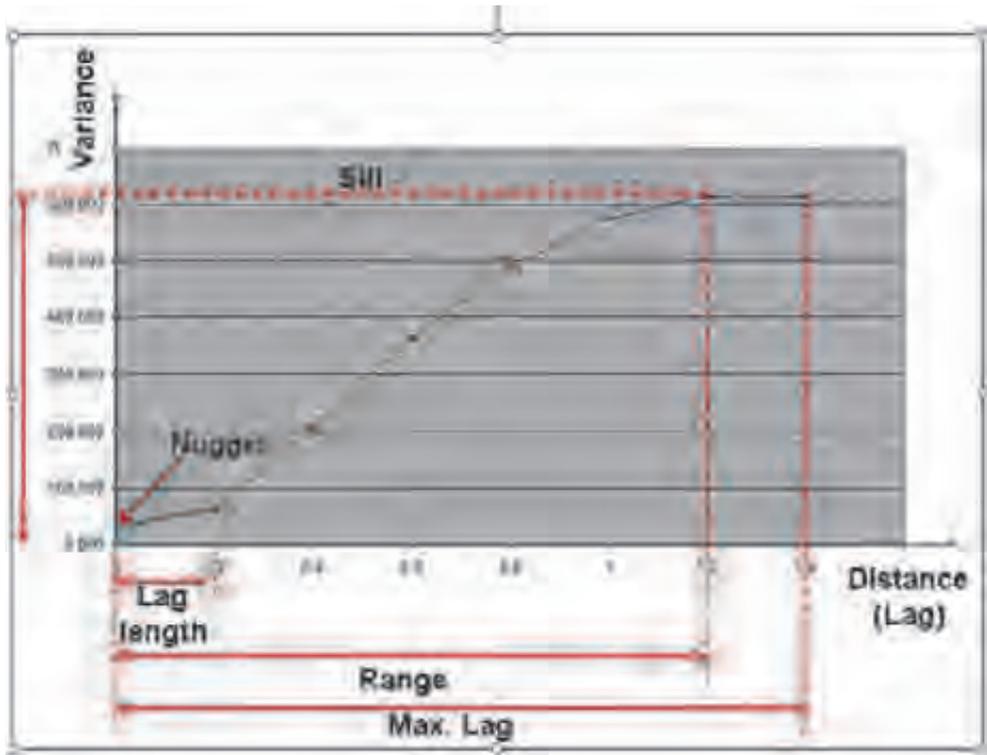


Рис.П.6.4. Элементы вариограммы

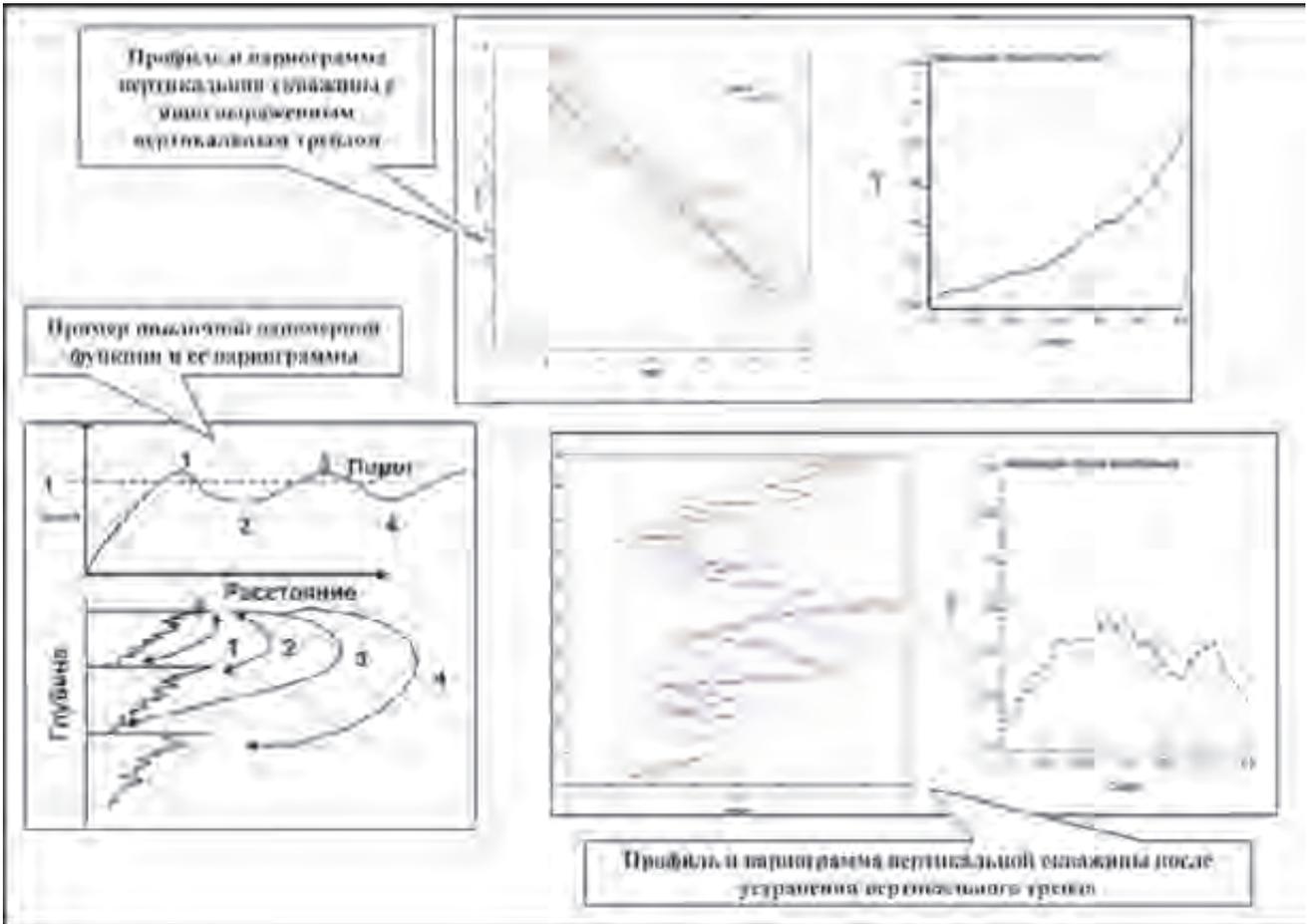


Рис.П.6.5. Примеры вариограмм

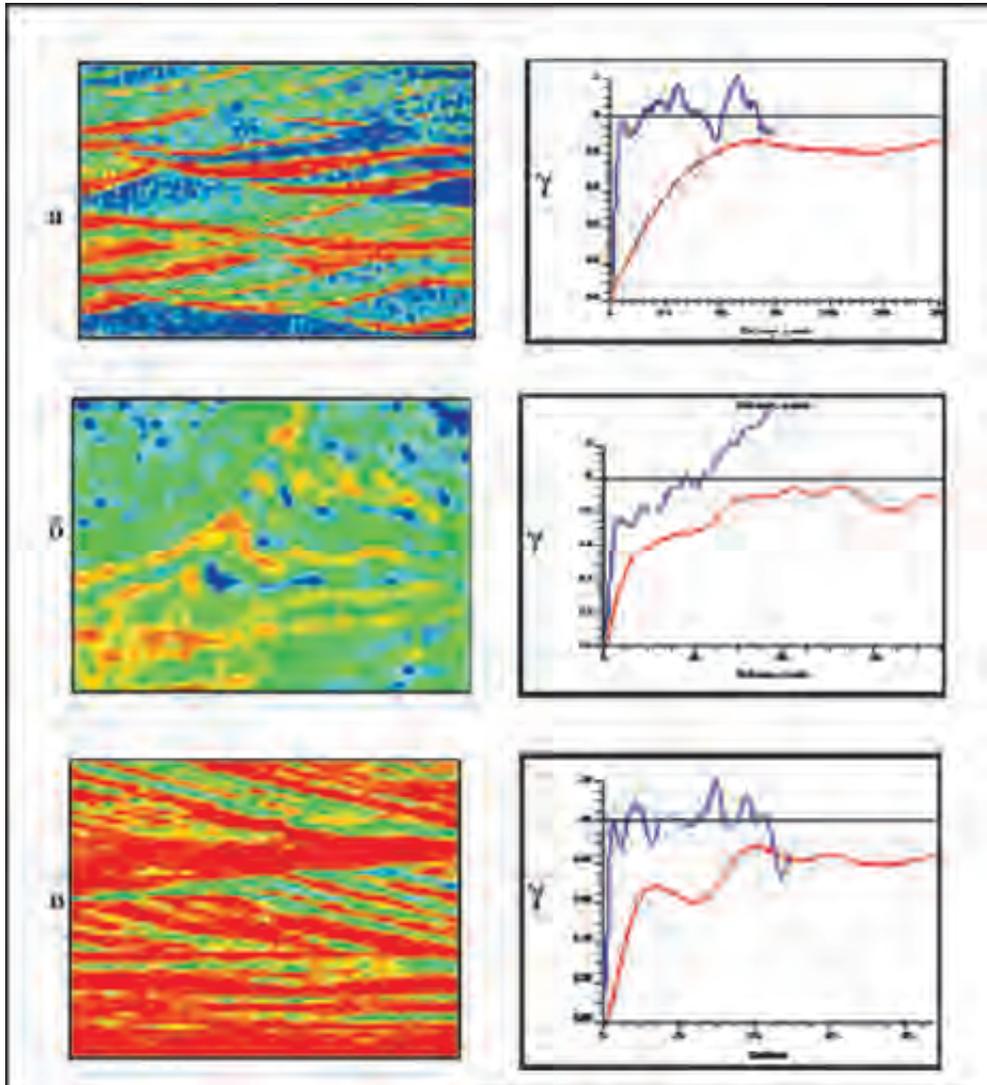


Рис.П.6.6. Три примера различных седиментационных обстановок и их вариограмм. Слева - двумерные функции (разрезы), справа – их вертикальные (синие) и горизонтальные (красные) вариограммы.

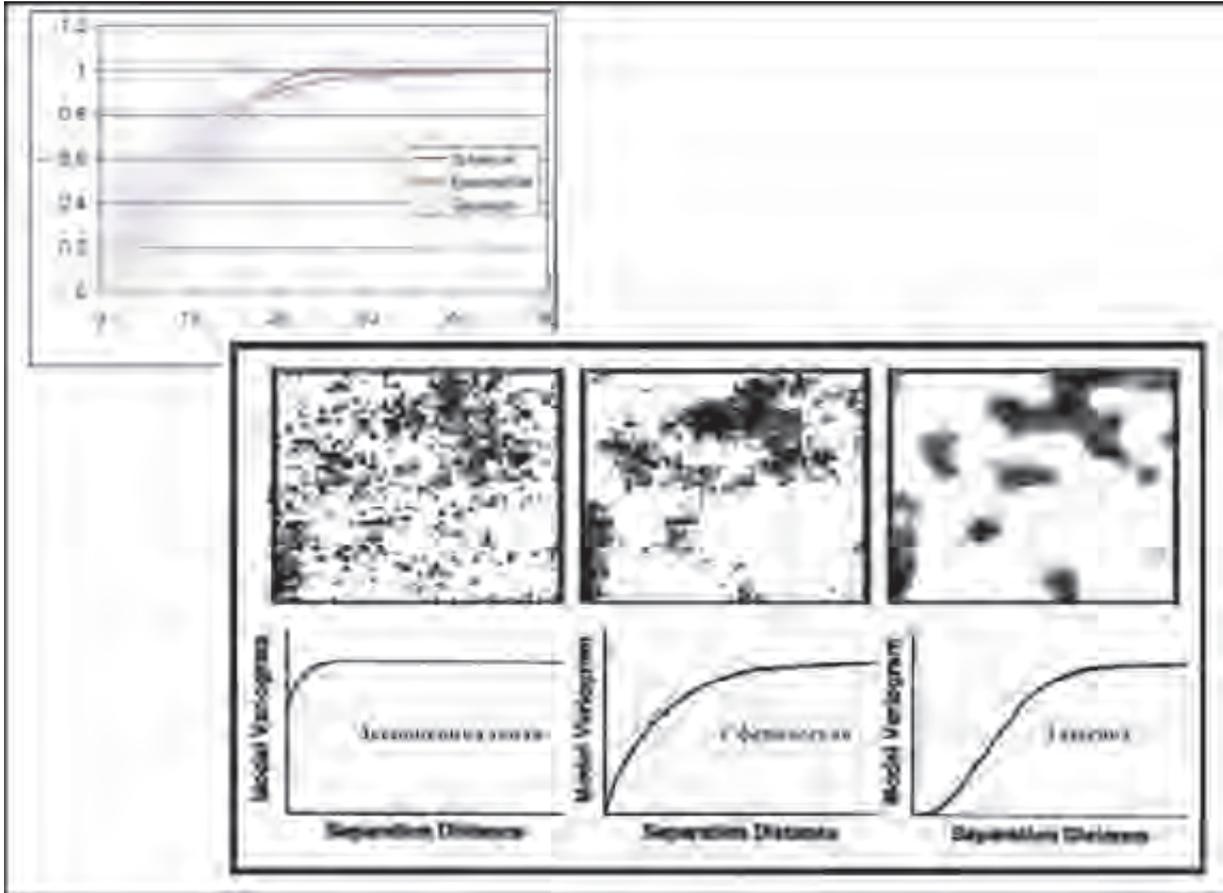


Рис.П.6.7. Модели вариограмм и примеры двумерных функций, соответствующих этим моделям (по J.Caers, 2005).

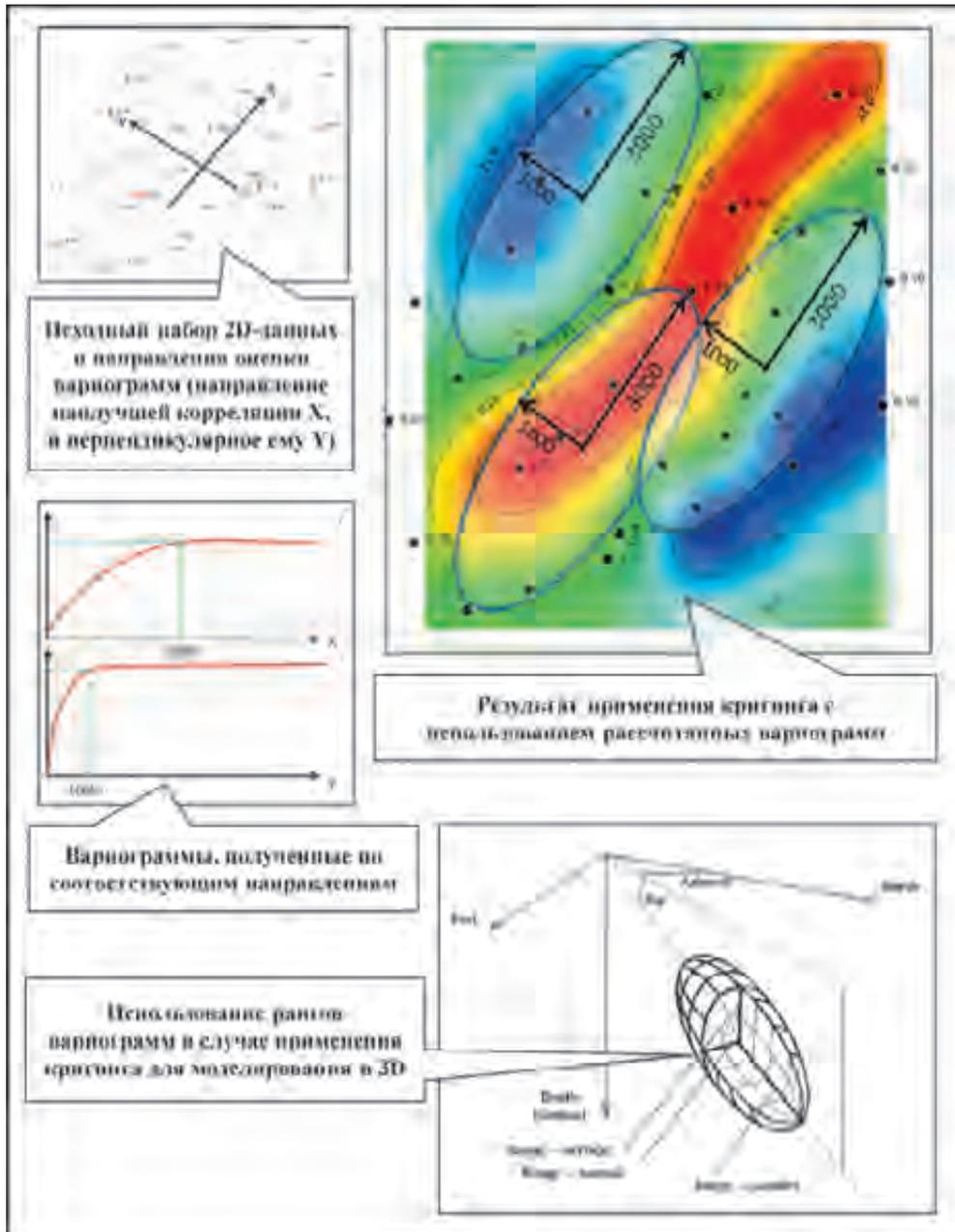


Рис.П.6.8. Использование вариограмм при построении поля переменной, имеющей существенную анизотропию

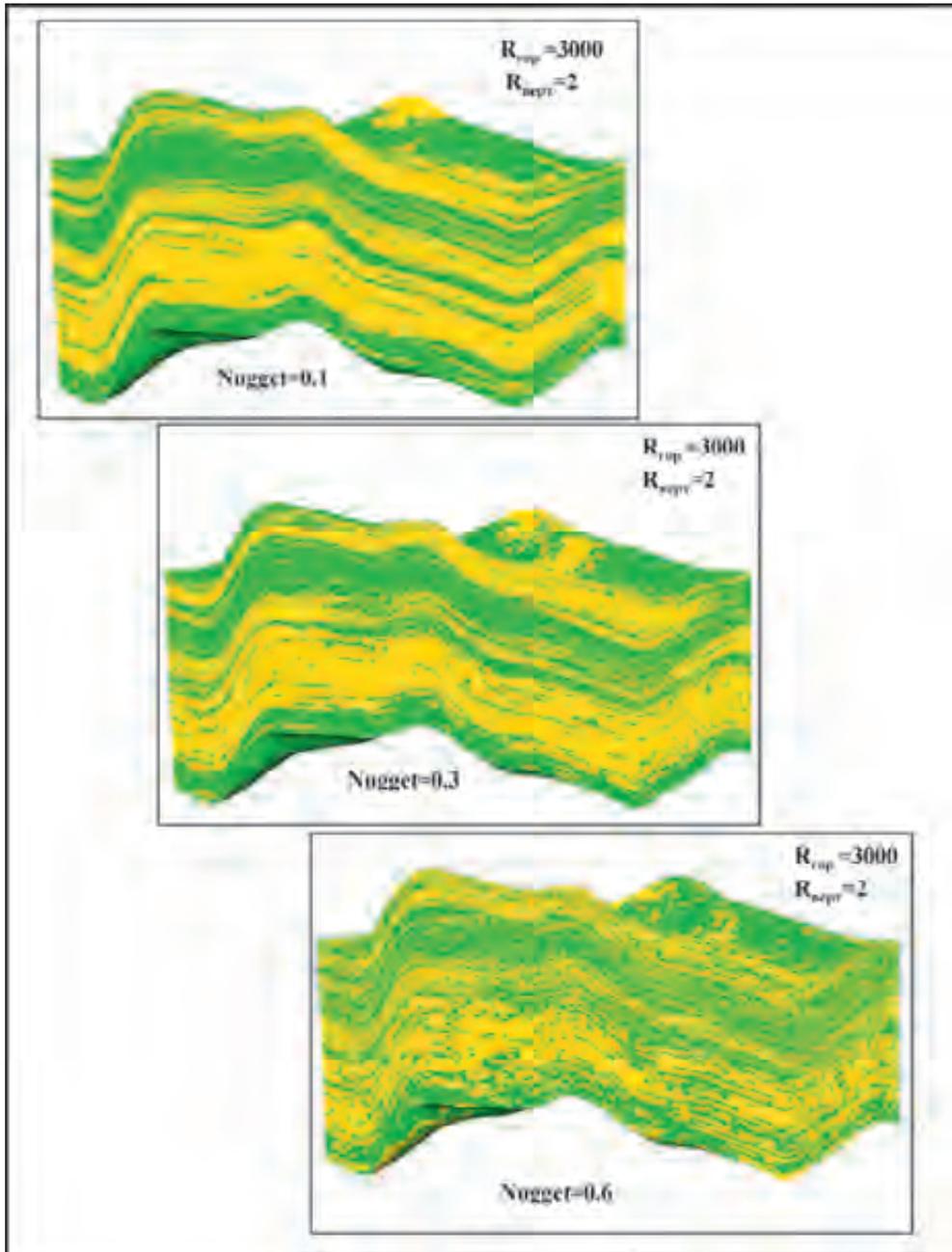


Рис.П.6.9. Влияние величины «самородка» (nugget) на распространение свойств по вертикали и горизонтали

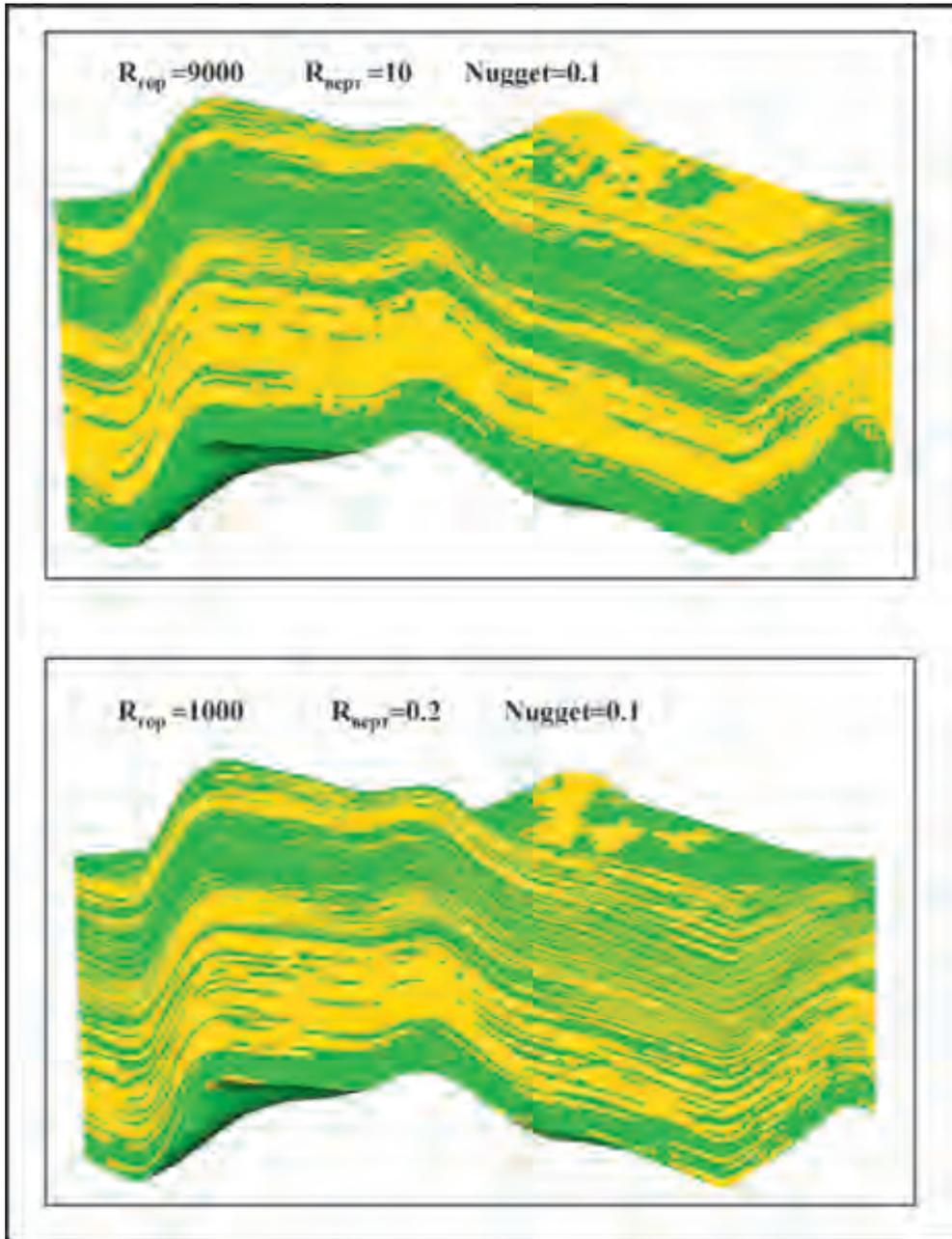


Рис.П.6.10. Влияние величины радиуса корреляции (range) на распространение свойств по вертикали и горизонтали

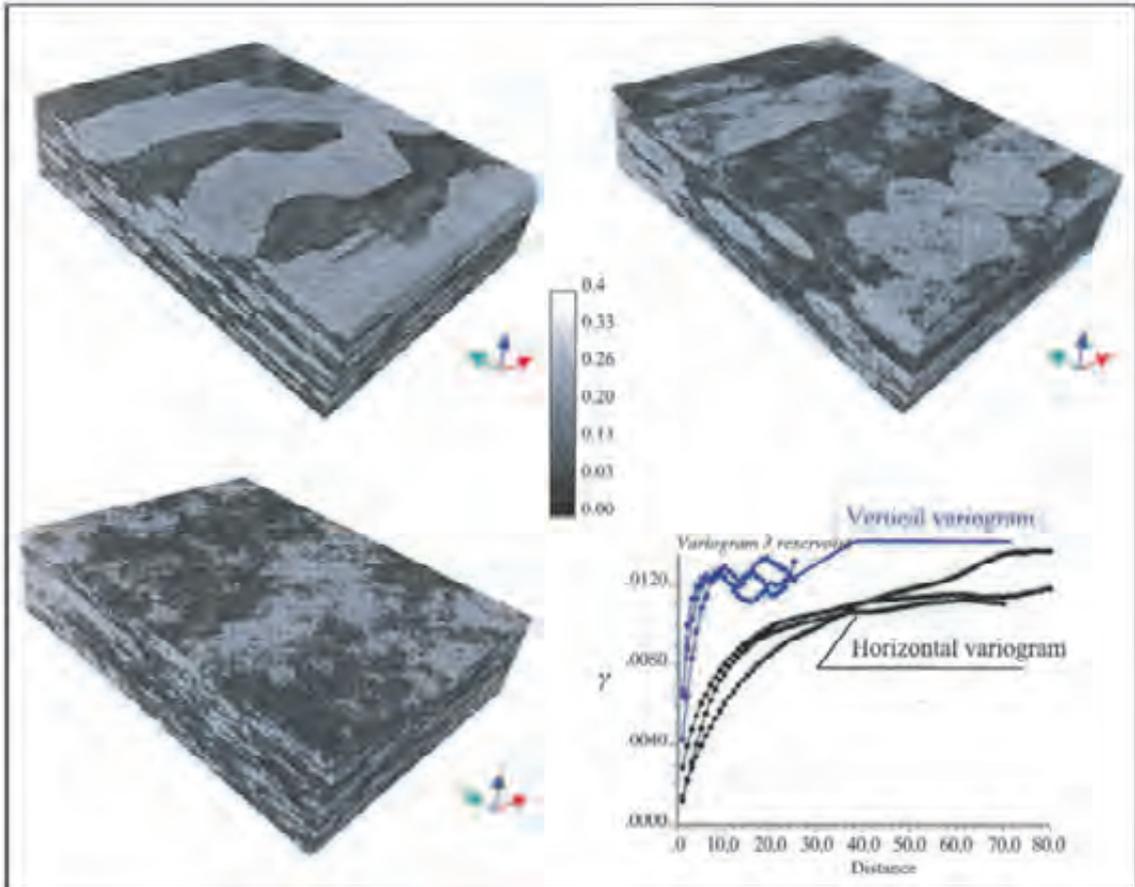


Рис.П.6.11. Пример существенного различия геологических моделей при примерно одинаковых вариограммах (по J.Саers, 2005)

## Список литературы:

1. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. EAGE, 2007.
2. Елобогоев А. Гипотеза стационарности в геостатистике и ее формы: к вопросу о применении геостатистических методов на практике. Новосибирский региональный центр геоинформационных технологий «ООО Дата Ист».
3. Капутин Ю.Е. Горные компьютерные технологии и геостатистика. СПб, Недра, 2002.
4. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. М., 1968.
5. Хромова И.Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели. МГУ, 2006.
6. C.V. Deutch. Geostatistical reservoir modelling. Oxford University Press, 2002.
7. Geostatistics in 12 lessons. Landmark, 1999.
8. IRAP RMS User Guide.
9. J. Caers. Petroleum geostatistics. SPE, 2005.
10. J.M. Yarus, R.L. Chambers. Practical geostatistics – an armchair overview for petroleum reservoir engineers. JPT, November, 2006, SPE 103357.
11. O. Dubrule. Geostatistics for seismic data integration in earth model. EAGE, 2003.

*Принципиальное издание*

**ЗАРЬВСКИЙ К.Е.**  
**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ 3D МОДЕЛИРОВАНИЕ**

*Текст публикуется в авторской редакции.  
Компьютерная верстка — Александр Будрякин*

Сдано в набор 20.01.2009  
Гарнитура «Петербург».  
Формат 70x100/16.  
Тираж 500 экземпляров. Заказ № В-334.

Издательское агентство «Литкол»  
Тел. (499) 502-77-99  
Интернет: [www.litkol.ru](http://www.litkol.ru)

При участии ООО «Эмирал»

Издательство ООО «ИПЦ „Маска“»  
Москва, Научный проезд, 20.  
Тел. (495) 510-32-98  
[www.maska.ru](http://www.maska.ru), [info@maska.ru](mailto:info@maska.ru)

Отпечатано в полном соответствии с качеством  
предоставленного электронного оригинал-макета  
в типографии ОАО ПИК «Идеал-Пресса»  
120066, г. Москва, ул. Декабристов, 7  
e-mail: [idealpress@mail.ru](mailto:idealpress@mail.ru)

ISBN 978-5-91146-279-6



9 785911 462796



**Закревский Константин Евгеньевич,**

начальник отдела геологического моделирования Центра геолого-гидродинамического моделирования ОАО «ЛУКОЙЛ», кандидат геолого-минералогических наук. Выпускник геологического факультета Российского Государственного Университета нефти и газа им.И.М.Губкина. Занимается вопросами геологического моделирования, один из авторов Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, книги «Оценка качества 3D моделей».

Свои отзывы, замечания и предложению по улучшению и дополнению книги просим присылать на [Zakrevskyke@lucoil.com](mailto:Zakrevskyke@lucoil.com) или звонить 620-21-32.