

# Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле

Курс лекций и практических  
занятий (12 часов)

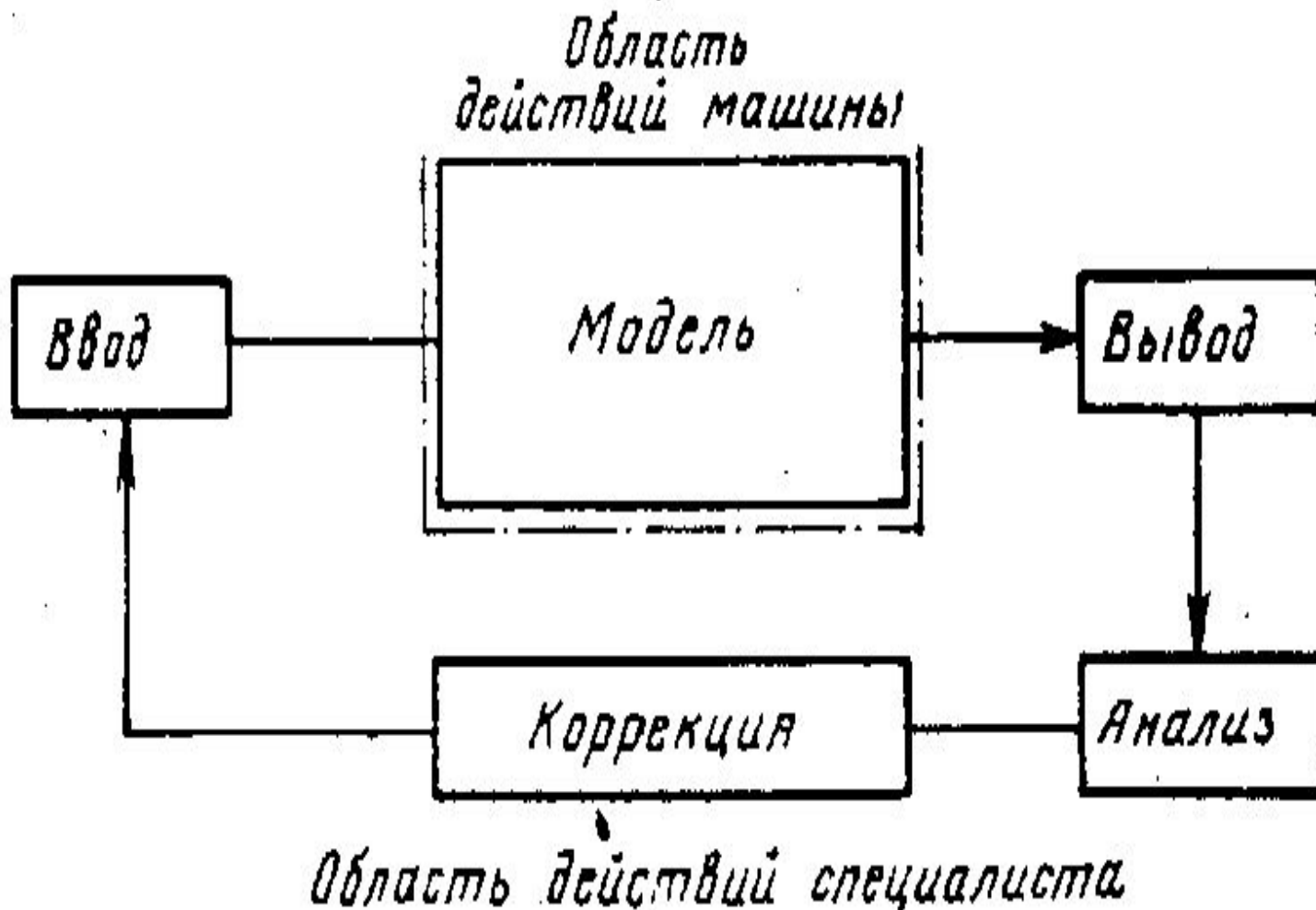
# Что такое моделирование?

Классический подход к решению проблемы моделирования заключался в том, чтобы сформулировать исходную задачу и затем постараться ввести как можно больше упрощающих предположений для формулирования новой задачи, которая поддается решению. Если же задача все еще останется трудно разрешимой, то возможно два пути: 1 - предположить, что задача неразрешима, 2 - использовать все имеющиеся технические средства для получения приближенного решения.

Различают модели двух типов: 1) физические; 2) математические.

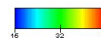
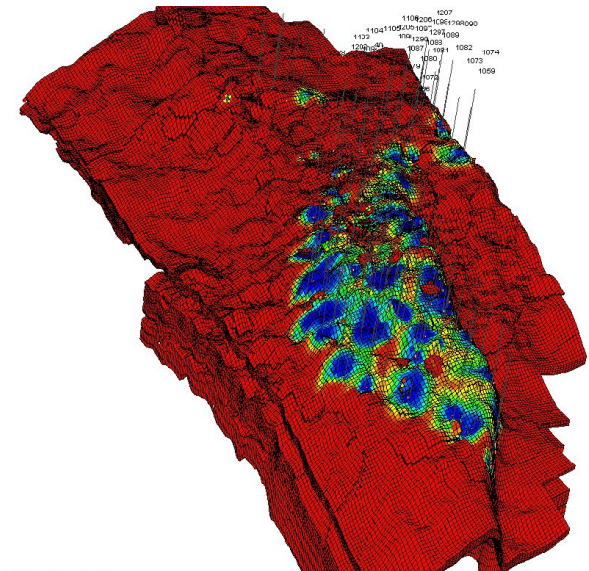
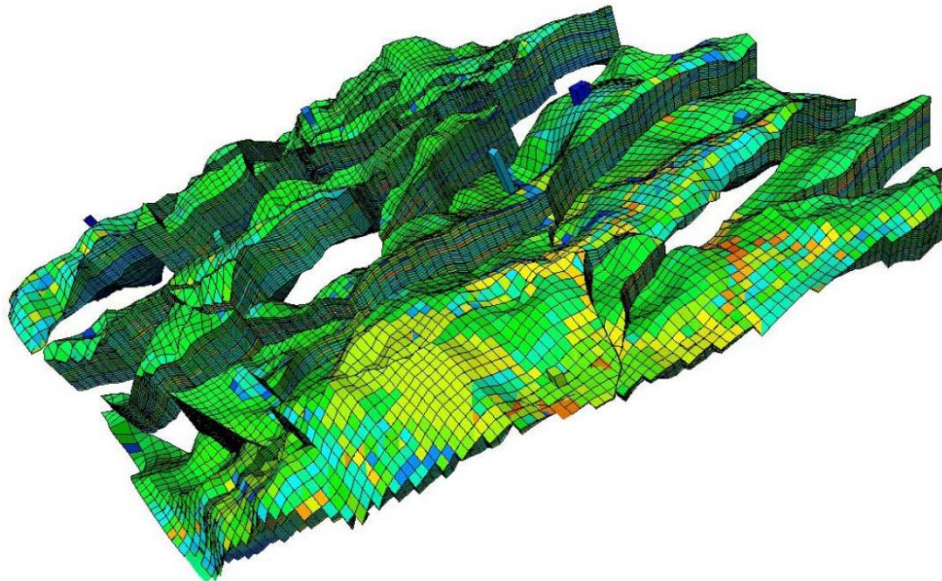
1. **Физические модели** - это по существу масштабно уменьшенные образцы оригинала или модели, воспроизводящие процесс, физически подобный оригиналу, но который может подчиняться другой группе физических законов.
2. **Математические модели** представляют собой системы математических уравнений, описывающие с физической точки зрения характер исследуемого процесса. При моделировании процессов разработки нефтяных месторождений эти уравнения в общем виде представляют собой сложные дифференциальные уравнения в частных производных. Вследствие значительной размерности системы уравнений и сложности этих математических моделей для их расчета необходимо применять вычислительную технику.

# Блок схема взаимодействия модели и специалиста



# Виды цифровых моделей

- Статические - параметры и свойства не меняются во времени (геологические модели).
- Динамические - свойства модели зависят от времени (гидродинамические или фильтрационные модели).



MBL\_V2\_E100\_4tmp - Температура  
May 1, 2009 09:40:00 Simo, Step 19  
VDI: 41-105, 41-1334, 64-129

# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Геологическое моделирование - это способ представления того, как пористость, проницаемость и насыщенности пластовых флюидов распределены в пределах месторождения. В модели также обязательно должны быть отражены такие ключевые параметры как неоднородность в распределении этих свойств и в структуре пласта, связанность проницаемых тел между собой и наличие барьеров и экранов, влияющих на движение флюидов. Основной целью геологической модели месторождения является создание основы для дальнейшего моделирования движения флюидов в этом месторождении.

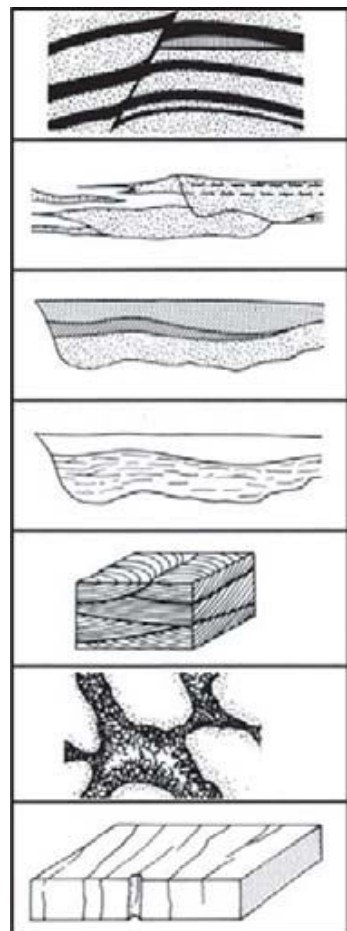
**Основная проблема - неопределенность при построении геологической модели. Она остается на всех этапах изучения месторождения. Прямую информацию о строении и свойствах пласта можно получить только при изучении скважинных данных (в первую очередь при исследовании керна), которые охватывают незначительно малую часть залежи. Соответственно представление об остальной части месторождения может быть построено только на основании предположений об обстановке осадконакопления по результатам седиментологического анализа керна, изучения обнажений-аналогов, а также набора косвенных данных полученных за счет дистанционных методов исследований (сейсмические атрибуты, интерпретация результатов испытаний скважин и др.), которые часто дают очень неопределенные и неоднозначные результаты. Изучением и**

# Геостатистика

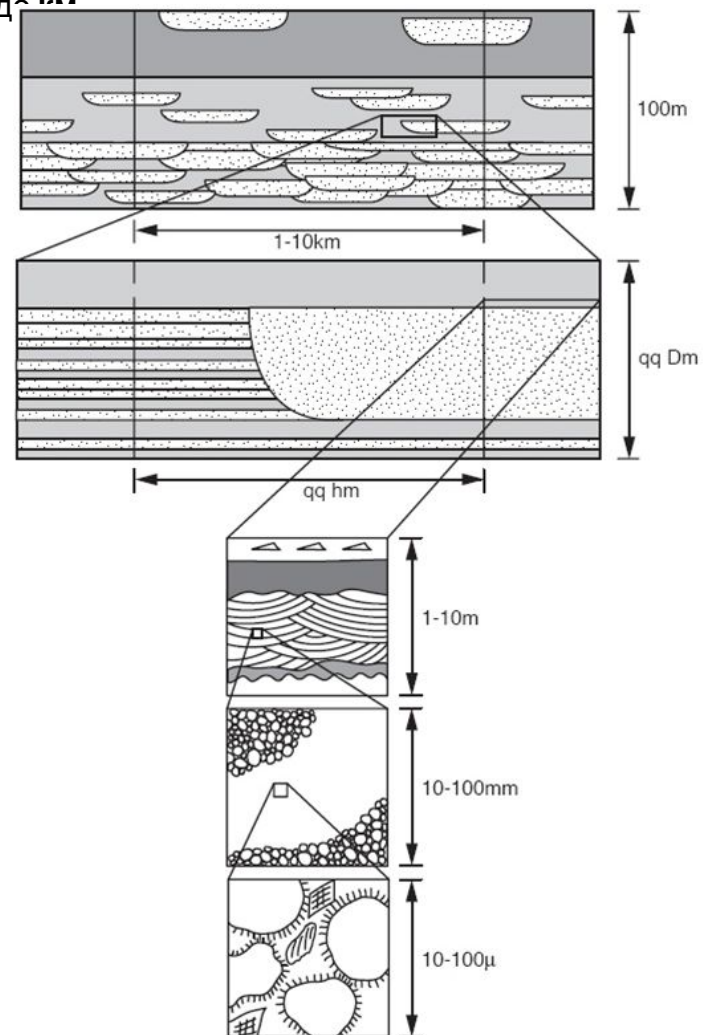
- геостатистика предоставляет инструментарий для создания ряда реалистичных 3х мерных представлений о распределении неоднородностей пласта;
- метод применяемый при геостатистическом моделировании зависит от типа моделируемой переменной, обстановки осадконакопления и масштаба модели;
- геостатистика позволяет создать серию равновероятных реализаций, каждая из которых соответствует исходным данным и статистическим параметрам, использованным при построении модели;
- расхождение между равновероятными реализациями служит мерой неопределенности остающейся после учета в модели всех имеющихся данных и статистических параметров. Это расхождение позволяет численно оценить неоднозначность полученной модели;
- геостатистика рассматривает детерминистическую информацию как источник данных, который используется при выполнении реализаций. Геостатистика генерирует набор равновероятных представлений о той части пласта, которая не охарактеризована детерминистическими данными;
- геостатистика связывает вместе различные дисциплины, она обеспечивает возможность интеграции различных видов данных в единую конструкцию 3х мерных представлений о распределении неоднородностей пласта;

# Моделирование неоднородностей

Одним из основных назначений геологического моделирования является представление о распределении основных неоднородностей в строении пласта. Под неоднородностями в моделировании обычно понимают пространственные изменения в характеристиках пласта и его петрофизических свойствах, которые могут повлиять на течение флюида. Эти неоднородности контролируются геологическими изменениями пласта в пространстве и времени и проявляются в самом широком диапазоне в масштабе от первых **микрон** до **км**



- 1 Разломы (непроницаемый, полупроницаемый, проницаемый)
- 2 Осадочные тела
- 3 Зоны с различной проницаемостью внутри осадочных тел
- 4 Экраны внутри осадочных тел
- 5 Слоистость и слоистчатость
- 6 Микро-неоднородности
- 7 Трещины (закрытые и открытые)



*Представление о неоднородности и их масштабах*

# Типы неоднородностей

Выделяют шесть основных типов неоднородностей, которые влияют на выдержанность пласта в горизонтальном и вертикальном направлениях:

## 1. Горизонтальная выдержанность:

- протяженность пласта/осадочных тел по латерали (изменчивость фациального состава, наличие разломов и т. д.);
- горизонтальная неоднородность в свойствах матрицы;
- наличие высокопроницаемых горизонтальных каналов в матрице;
- трещиноватость;

## 2. Вертикальная выдержанность:

- вертикальная неоднородность в свойствах матрицы;
- наличие барьеров и экранов;
- трещиноватость.

Дополнительные исследования (ГДИС) помогают заполнить пробелы в информации о неоднородностях пласта



# Исходные данные для построения модели

Выделяют два основных вида исходной информации: статическая и динамическая

## **Статическая**

прямые данные	<b>информация</b>	использование
сейсмика (2D и/или 3D)		структурные карты и разломы
вертикальное сейсмопрофиллирование чекшоты		скоростная модель, корреляция и увязка сейсмики со скважинными данными, синтетические сейсмограммы
скважины		координаты, альтитуда, инклинометрия
керна, описание/анализ керна		выделение фаций, определение обстановки осадконакопления анализ керна (пористость-проницаемость, специальные исследования) минералогия признаки УВ увязка по глубине с ГИС
газовый каротаж		описание пород и минералогия признаки УВ
сиквенс-стратиграфическая интерпретация		корреляция и выделение зон
ГИС		петрофизические параметры, электрофации
наклономер и Image Logs		структурный анализ выделение разломов трещиноватость особенности осадконакопления и обстановка
<b>косвенные данные</b>		
геологическая модель		обстановка осадконакопления, тектоническая история, диагенетические изменения
сейсмические атрибуты		инверсия, атрибуты, AVO и т.д.

## ***Динамическая***

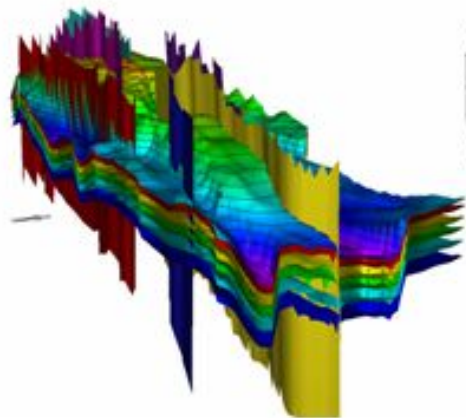
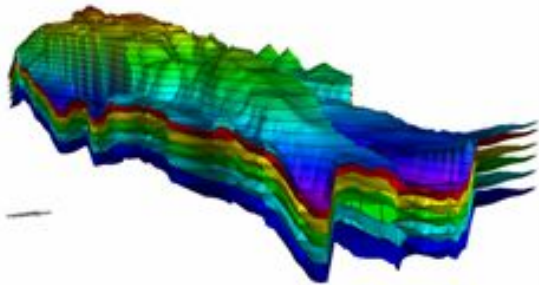
<b>ГДИС</b>	<b><i>информация</i></b>
промысловые геофизические исследования	проницаемость, наличие барьеров, гидродинамическая связанность песчаных тел, тип флюида, пластовое давление
многократный испытатель пласта	выделение работающих интервалов  пластовое давление, градиенты пластовых давлений, положение ВНК и ГНК
история разработки	поведение пласта (изменение давления), материальный баланс, профиль добычи, обводненность, газовый фактор
образцы флюидов	PVT данные

## **Основные этапы построения модели**

- структурное моделирование (построение основных горизонтов и разломов);
- корреляция пластов и выделение зон;
- построение грида (направление, размер ячеек);
- моделирование фаций;
- петрофизическое моделирование (коэффициент песчанистости, пористость, горизонтальная и вертикальная проницаемость, насыщение).

## Структурное моделирование

- поверхности основных горизонтов (скважины, сейсмика)
- интерпретация и моделирование разломов
- привязка к скважинам (корреляция, разбивка по слоям)

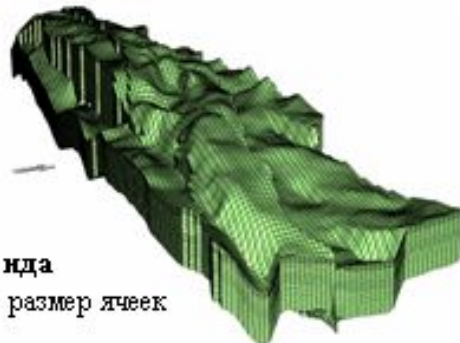


## Корреляция пластов

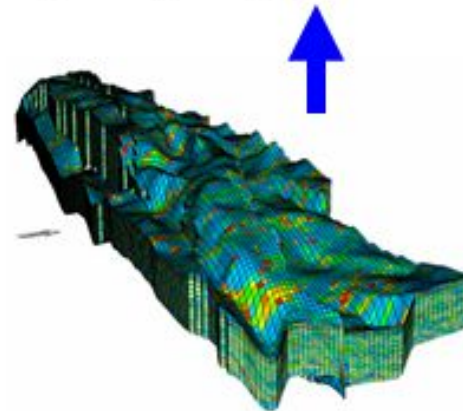
- разбивка выделенных зон по слоям

## Построение грида

- направление, размер ячеек

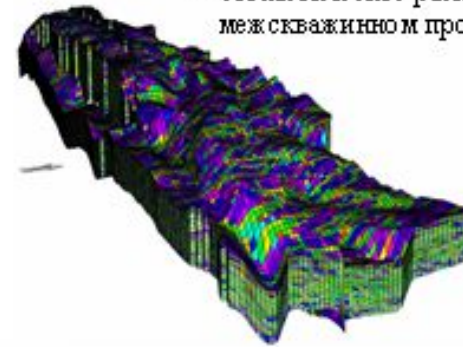


## Подготовка для гидродинамического моделирования



## Петрофизическое моделирование

- песчаность,  $\phi$ ,  $K_h$ ,  $K_v/K_h$
- анализ данных
- прогноз (предиктор) проницаемости
- стохастическое распределение в межскважинном пространстве



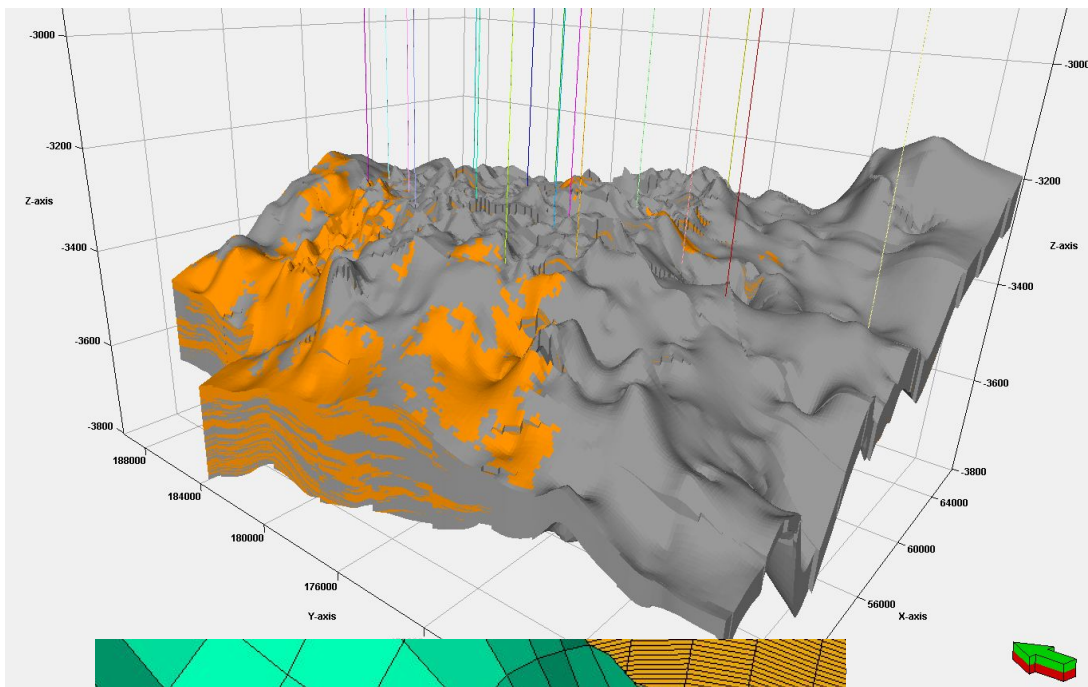
## Фациальное моделирование

- литофации по керну
- электрофации и типы пород в скважинах
- стохастическое распределение в межскважинном пространстве

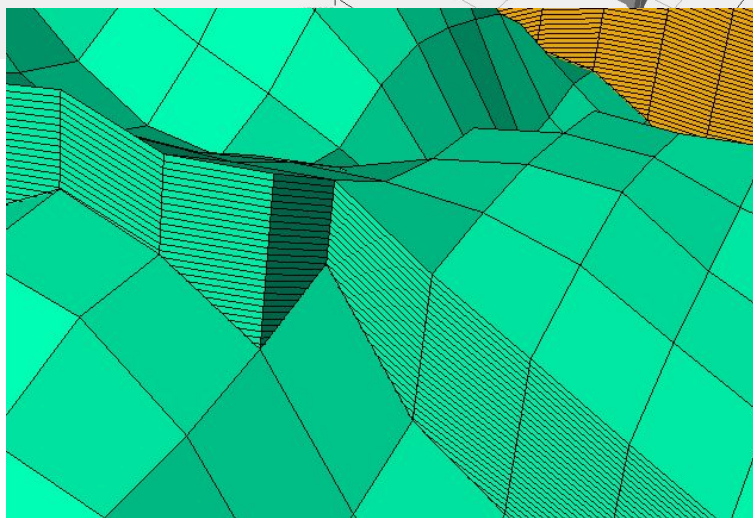
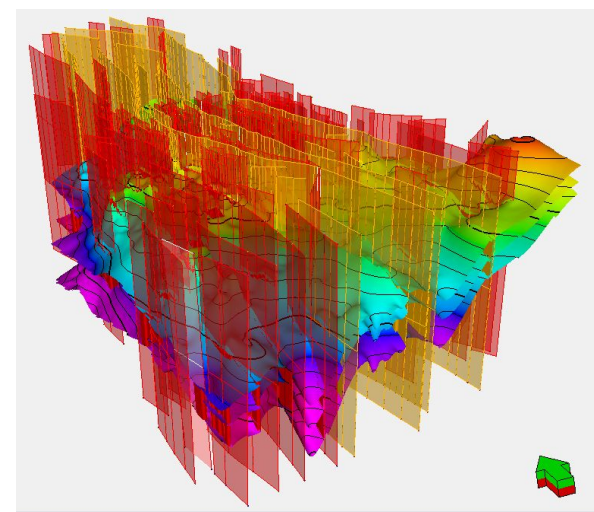
# Основные решаемые задачи

- геометрия ловушки нефти, наличие изолированных блоков в ее структуре;
- распределение УВ (наличие газовой шапки, положение контактов флюидов, водоносный горизонт);
- основное направление потока;
- пространственное распределение основных коллекторов, по которым идет поток;
- пространственное распределение барьеров и экранов;
- пространственное распределение пористости и проницаемости;
- связь между геологией месторождения и распределением петрофизических параметров.

# Структурное моделирование, корреляция, построение грида



- Размер горизонтальной сетки для моделирования выбран 100\*100 м.
- Количество слоев по вертикали для моделирования выбиралось исходя из анализа общей толщины пласта и степени достоверности интерпретации ГИС. Среднее значение размера ячейки по Z=0.4 М.

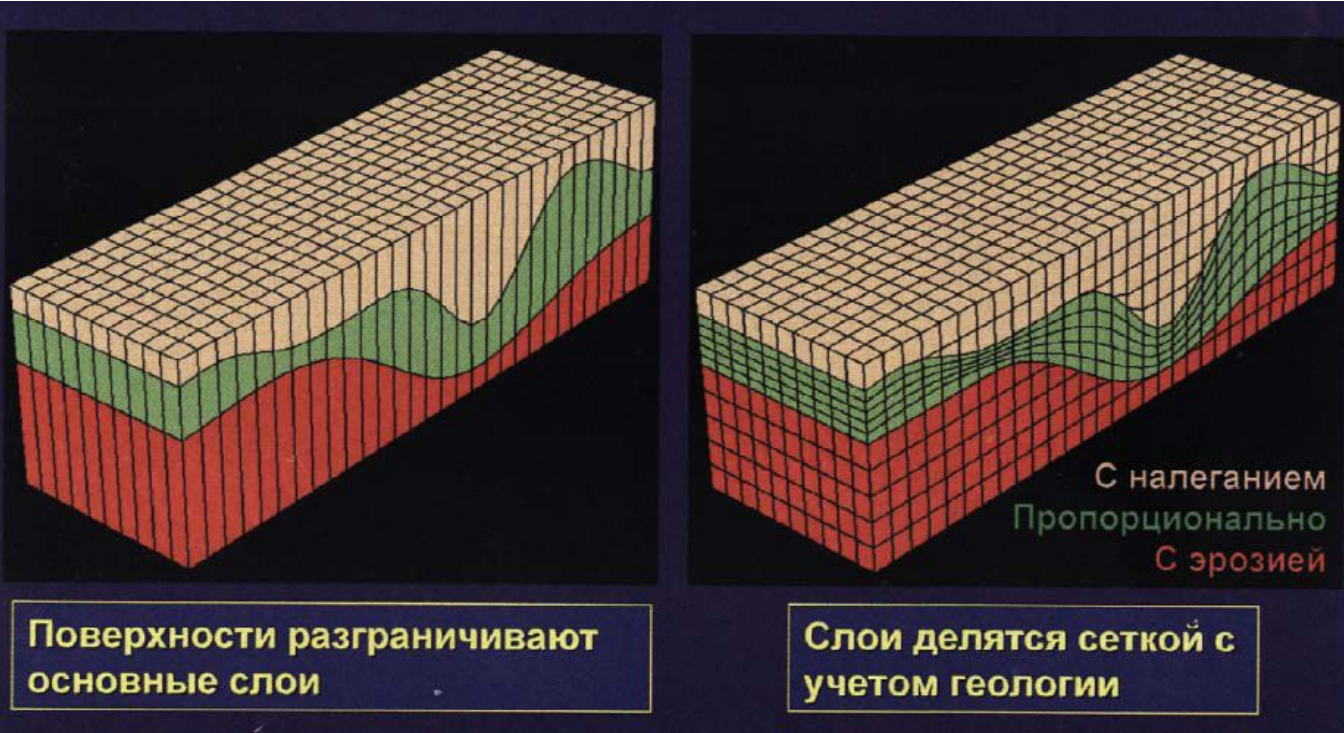


В результате получен куб размерностью сетчатой области 215\*275\*434 (по I, J, K).

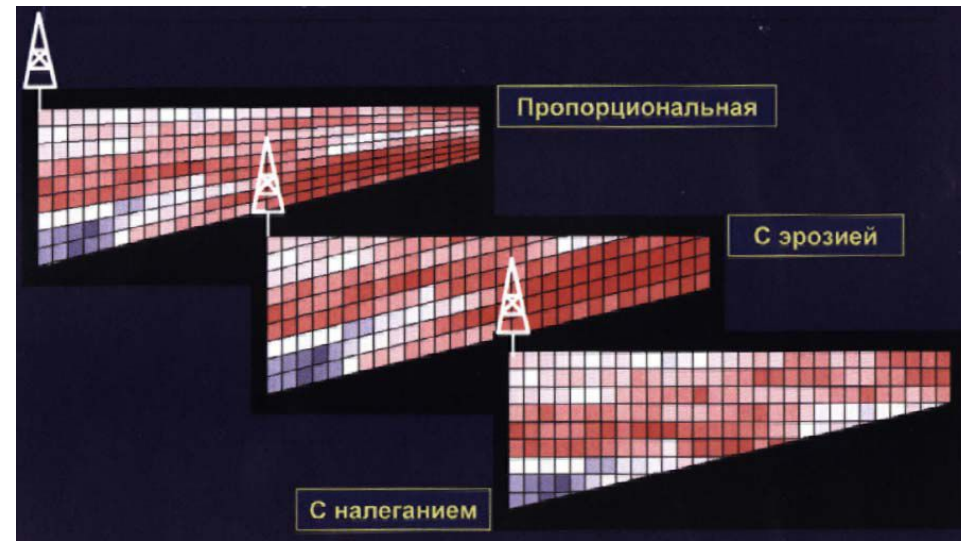
Общее количество ячеек 25660250



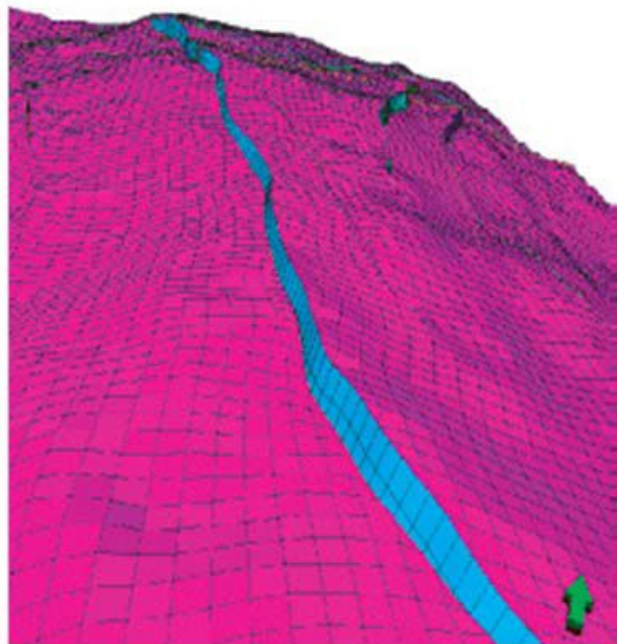
# Учет характера осадконакопления при разбиении на слои



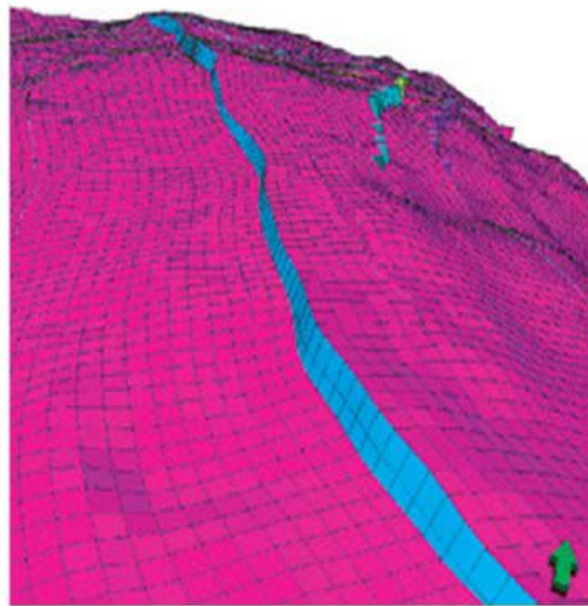
Все три модели используют одни и те же данные скважины, расположенной на левом крае, геостатистическая модель (вариограмма) также одинакова. Тем не менее, только из-за выбора характера осадконакопления, модель дает разные результаты.



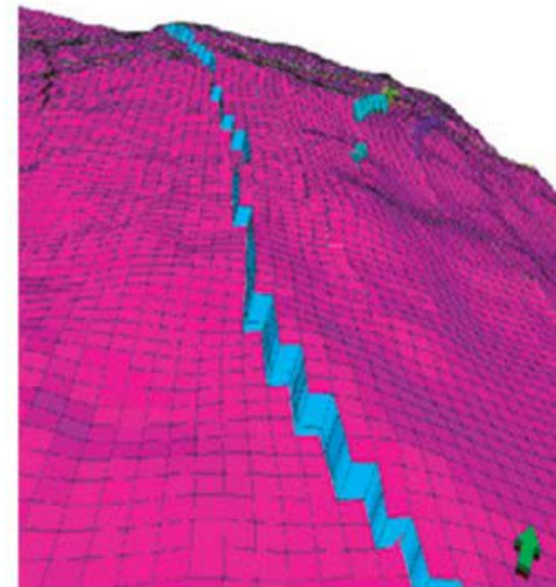
# Форма представления разломов относительно сетки (грида)



а



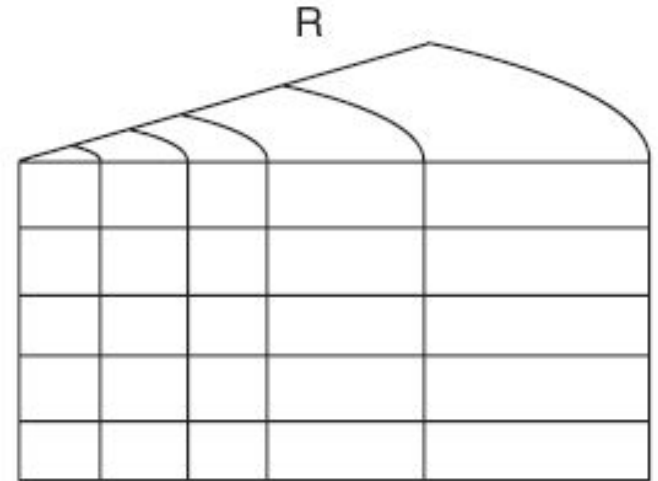
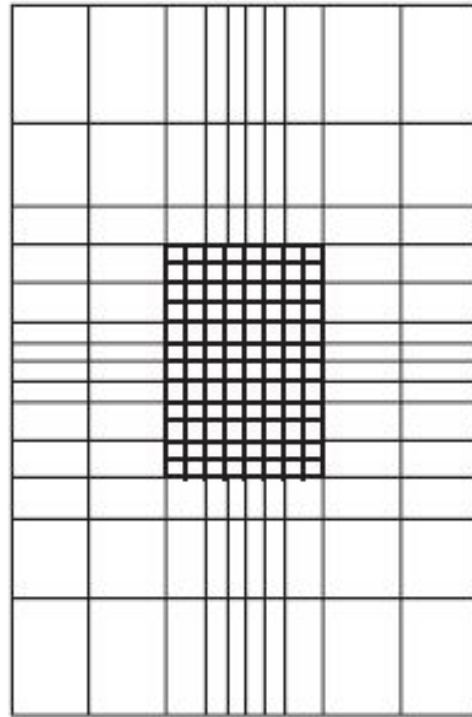
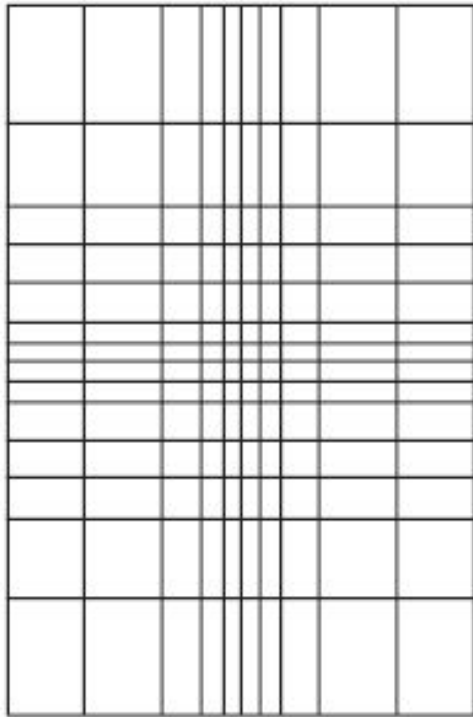
б



с

- плоскость разлома рассекает ячейки грида, такой способ отображения создает вдоль поверхности разлома серию ячеек сложной формы, что может неблагоприятно повлиять на точность расчета потока в этой зоне (а);
- ячейки грида расположены таким образом, что плоскость разлома идет параллельно направлению ячеек, сохраняя их ортогональную форму (б);
- направление плоскости разлома задается в форме зигзага, следуя вдоль границ ячеек и сохраняя их ортогональную форму (с).

# Виды детализации грида



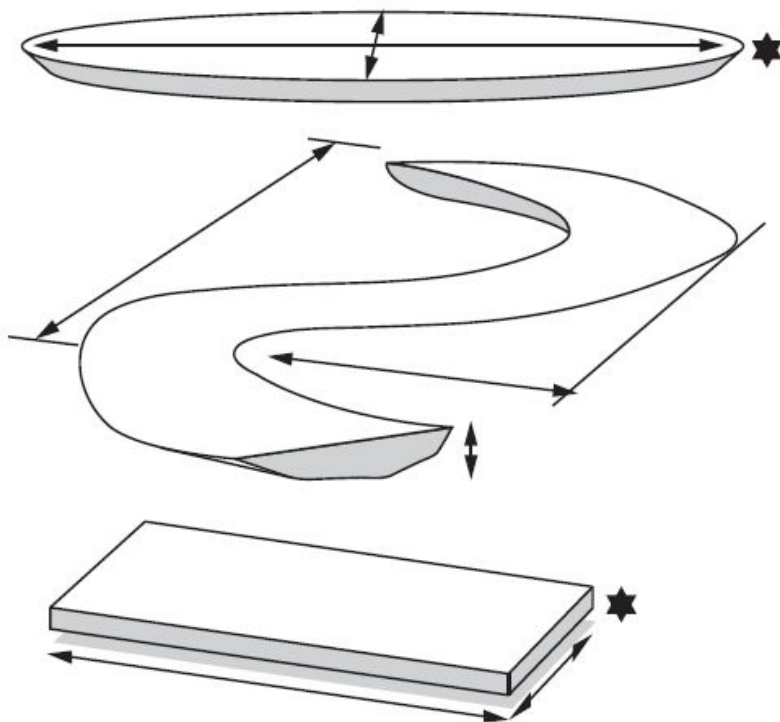
*Различные виды детализации грида (слева направо: ортогональный грид с различным размером ячеек, локальное улучшение грида, радиальный грид вокруг ствола скважины).*

**Для решения некоторых задач, таких, как, например, более точное отображение характера потока вблизи скважин, сетка грида в отдельных его частях может быть детализирована.**



# Фацциальное и петрофизическое моделирование

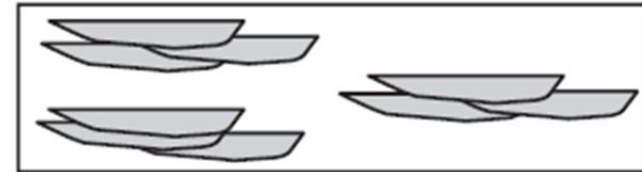
Один из методов распределения фаций в геологической модели – метод объектного моделирования. Этот метод наиболее подходит для тех случаев, когда моделируемые фации формируют тела или объекты определенной формы (линза, диск, канал и т. д.). Традиционно чаще всего этот метод используется при моделировании флювиальных фаций. Объектные модели визуально часто представляются более реалистичными так как полученная картина распределения фаций повторяет, хотя и в идеализированной форме, геометрию объектов, которые можно увидеть в обнажениях горных пород и современных аналогах обстановок осадконакопления.



случайным образом



группирование  
(кластеринг)



анти-кластеринг



## **Основные параметры, которые задаются при объектном моделировании:**

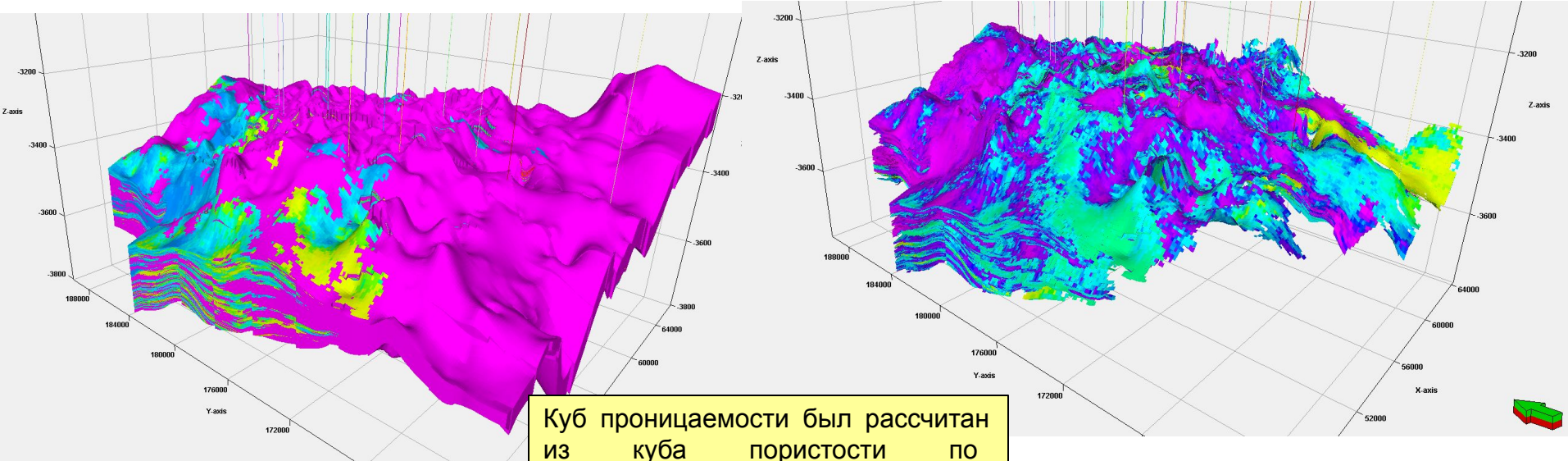
- форма тела и его параметры (например, длина и ширина канала в разрезе, направление, амплитуда и длина его изгиба в плане);
- распределение объектов в пространстве и их взаимодействие друг с другом – следуя принятой седиментологической модели, объекты могут группироваться, например, создавать латеральную аккрецию или распределяться независимо, вышележащие тела могут эродировать нижележащие и т. д., важно отметить, что пропорциональное соотношение фаций в полученном распределении не должно противоречить скважинным данным и принятой седиментологической модели;
- данные для ограничения полученных реализаций – полученные реализации должны соответствовать имеющимся прямым и косвенным данным: скважинной информации, сейсмическим данным, региональным геологическим данным и предполагаемой модели осадконакопления.

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 распределения 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.

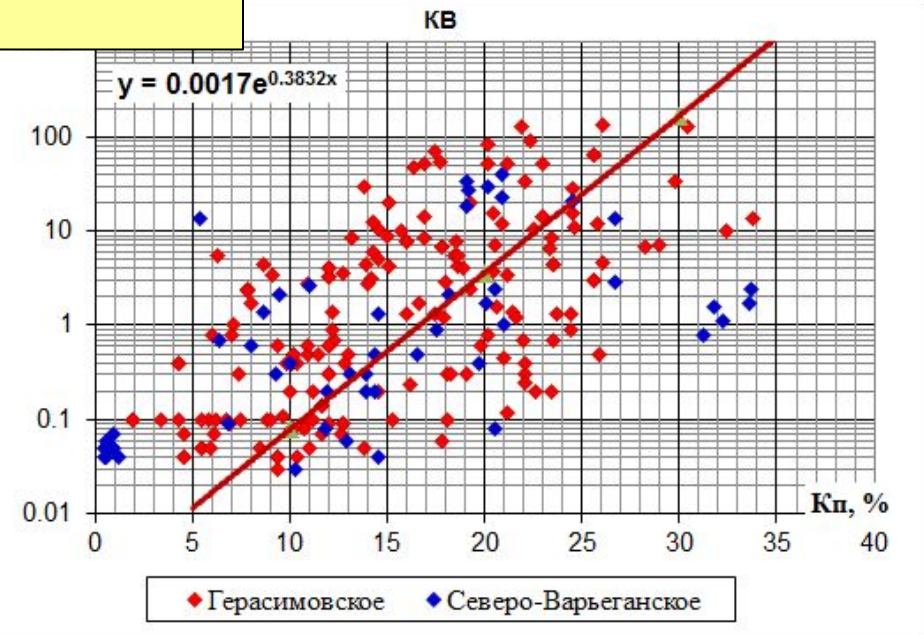
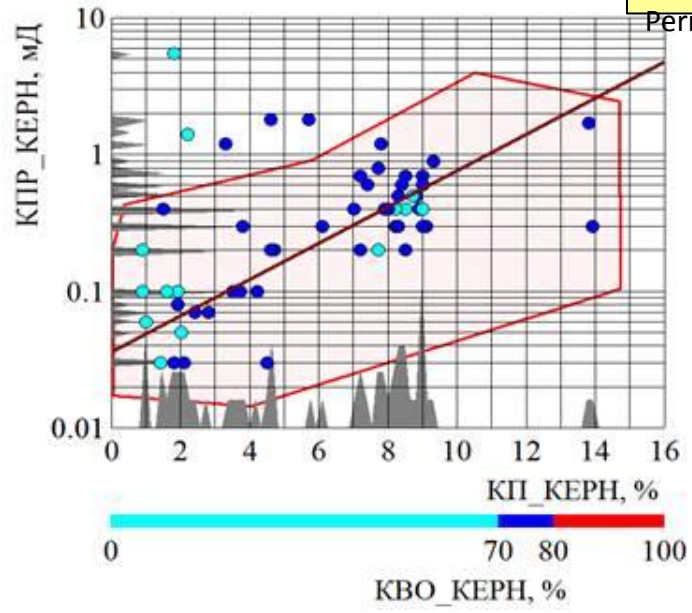
Куб пористости строился по скважинным данным методом стохастического моделирования Gaussian random function simulation.



Куб проницаемости был рассчитан из куба пористости по зависимостям, определенным петрофизиками

ЮВ11  
 $10^{(A*X+B)}$ , где  $A = 0.13$ ,  $B = -1.44$ ;  $R2 = 0.6$

$Perm = 10^{0.13*Poro - 1.44}$

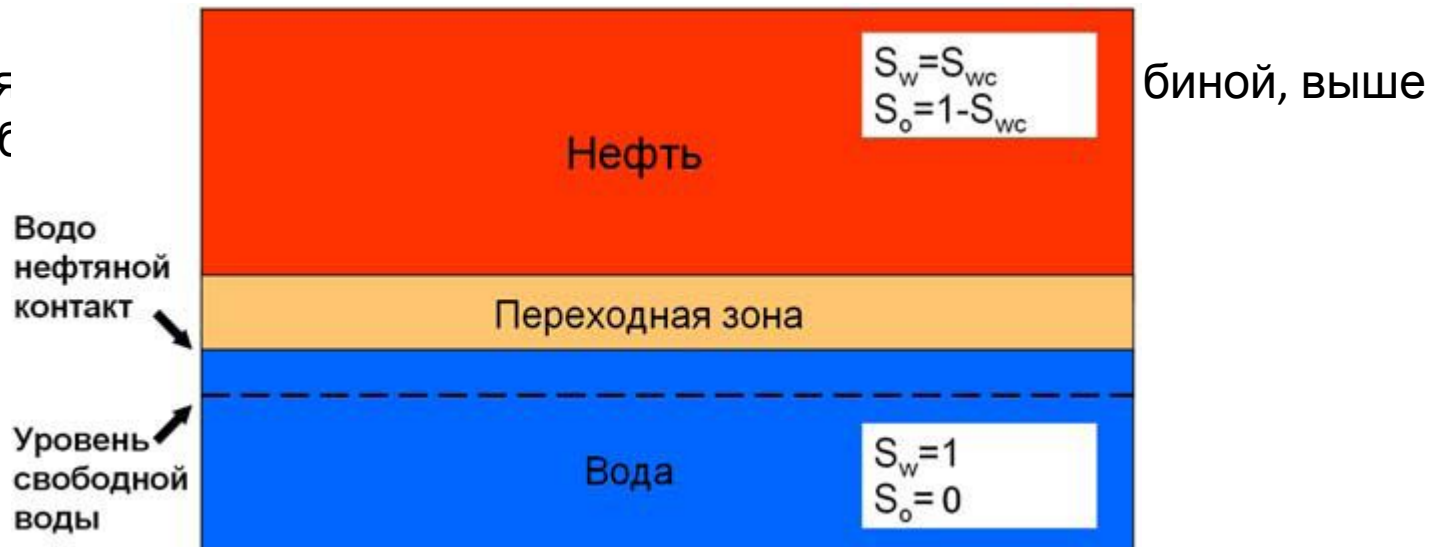


## Моделирование насыщенности

Наиболее часто, распределение насыщенности в модели производится на основе зависимостей, рассчитываемых отдельно для каждой петрофизической группы внутри модели на основе капиллярно-гравитационного равновесия. В этом случае учитывается зависимость насыщения породы от положения ячейки над уровнем свободной воды, а также от капиллярных эффектов, которые, в свою очередь связаны с типом породы, ее пористостью и проницаемостью.

При расчете насыщенности на основе равновесия между капиллярными и гравитационными силами не обходимо ввести следующие понятия :

- уровень свободной воды – глубина, на которой капиллярное давление равно 0;
- водонефтяной контакт – глубина, на которой наблюдается 100 % водонасыщенность, и выше которой водонасыщенность начинает снижаться;
- переходная зона – зона, в которой происходит постепенное изменение насыщенности от 100% до 0%.





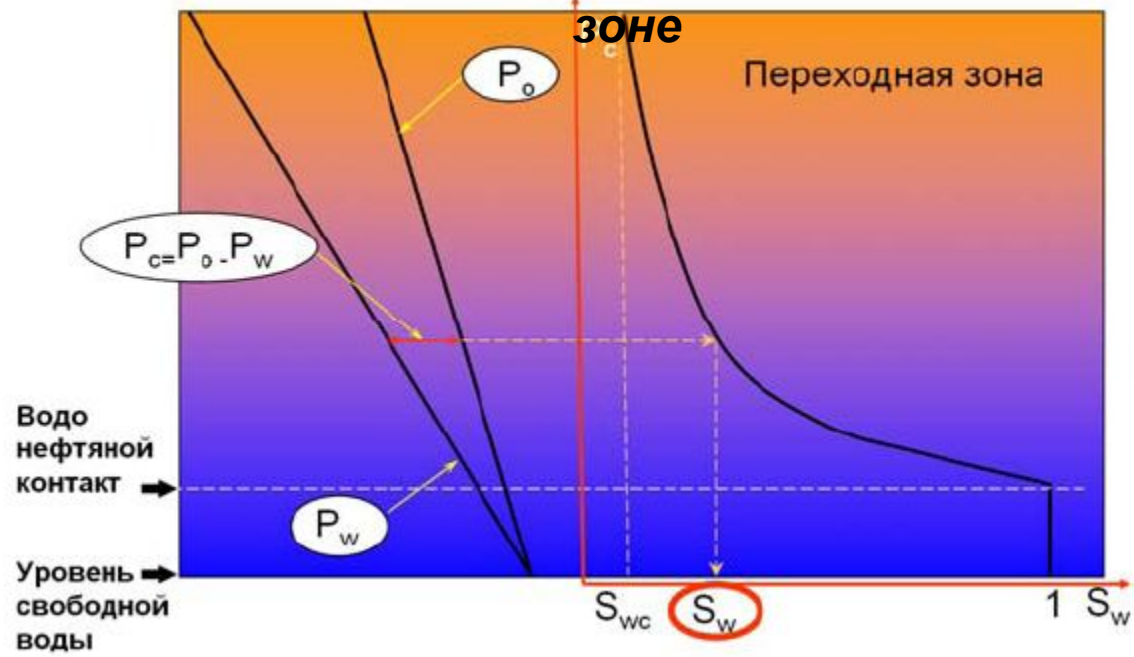
При распределении насыщенности на основе равновесия гравитационной и капиллярной силами основной задачей является определение насыщенности в переходной зоне (значения выше и ниже нее известны). Зная уровень свободной воды, плотности фаз и кривую капиллярного давления распределение насыщенности в переходной зоне определяется по следующему уравнению:

$$S_w = S_w'((\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot (D - D_{fwl}))$$

где  $\rho_w, \rho_o$  – плотность воды и нефти;  $g$  – ускорение свободного падения;  $D$  – глубина, на которой происходит определение насыщенности;  $D_{fwl}$  – глубина уровня свободной воды;  $S_w'$  – обратная функция капиллярного давления (кривая капиллярного давления)

**Схема расчета водонасыщенности в переходной зоне**

Определение уровня свободной воды обычно проводится путем сопоставления полученного распределения в стволе скважины с профилем насыщенности, полученным по интерпретации ГИС.



## Неопределенности в геологическом моделировании

**Качество исходных данных и их интерпретации** Все исходные данные и интерпретация на их основе несут в себе некоторую степень неточности. Эти неточности включают в себя ошибки при сборе и анализе образцов, интерпретации сейсмических данных и данных ГИС. Оценка погрешностей, связанных с качеством исходных данных и их интерпретации, является сложной, иногда не решаемой задачей. Для снижения этих погрешностей необходимо перед включением в модель осуществлять контроль качества данных, использовать как можно больше независимых друг от друга источников информации, проверять непротиворечивость и сопоставимость данных их этих источников.

**Структурные и стратиграфические построения.** Эти неопределенности связаны со структурным планом месторождения, поведением разломов, 3D геометрией пластов, выделением проницаемых тел, степенью корреляции этих тел в межскважинном пространстве и т. д. Ошибки и неоднозначности возникают уже на этапе интерпретации сейсмических данных, сюда входит и проблема увязки сейсмических маркеров с синтетическими сейсмограммами, построенными по скважинам, неоднозначность в выделении разрывных нарушений, проявление тюнинг эффекта, проблемы с определением скоростного закона и пересчетом временных координат в глубины и др. Эти ошибки и неоднозначности в свою очередь влияют на качество структурных построений, которые в значительной степени зависят от качества сейсмических данных и их интерпретации. Неправильная корреляция и выделение проницаемых тел приводит к неправильной модели течения флюида в пласте. Здесь важным моментом служит корректный выбор концепции применяемой при корреляции: применение хроостратиграфического (сиквенс-стратиграфия) или классического литостратиграфического подхода могут привести к совершенно разным картинам распределения и сообщаемости проницаемых тел в пласте. Для снижения перечисленных неопределенностей опять же важно осуществлять оценку и контроль качества данных, сопоставление полученных построений с региональными моделями, принятыми концептуальными структурными и седиментологическими моделями, сравнение с результатами других исследований (ГПИС, многократный испытательный пласт).

## ***Выбор способа и параметров стохастического моделирования.***

Использование пиксельного, объектного или многоточечного способа моделирования на выходе даст три различные геологические модели. Эта неоднозначность в свою очередь увеличивается за счет неоднозначностей в подборе параметров используемых при построении модели. Для пиксельной модели это выбор модели вариограммы (сферическая, гауссова и т. д.) и ее параметров, включая наггет, рейндж и направление, тогда как для объектной модели это принятая форма объекта, его размер, направление и т. д. Для оценки этих неопределенностей принято строить несколько вариантов моделей на основе разных параметров, для того чтобы получить пессимистичный, оптимистичный и наиболее вероятный варианты геологической модели.

***Равновероятные реализации.*** Как об этом говорилось ранее, стохастическое моделирование позволяет получить серию разных, но при этом равновероятных геологических моделей, каждая из которых будет давать несколько разные оценки, для примера, геологических и извлекаемых запасов. Для того чтобы оценить вклад равновероятных реализаций в общую неопределенность можно в каждой из этих реализаций проводить подсчет геологических запасов, которые могут быть представлены для анализа в виде гистограммы. Поскольку дальнейший анализ каждой из реализаций статической модели в гидродинамическом симуляторе малоосуществим, на основе той же гистограммы геологических запасов можно выбрать пессимистичную, оптимистичную и наиболее вероятную геомодели для гидродинамического моделирования.

*PVT* – Pressure – Давление

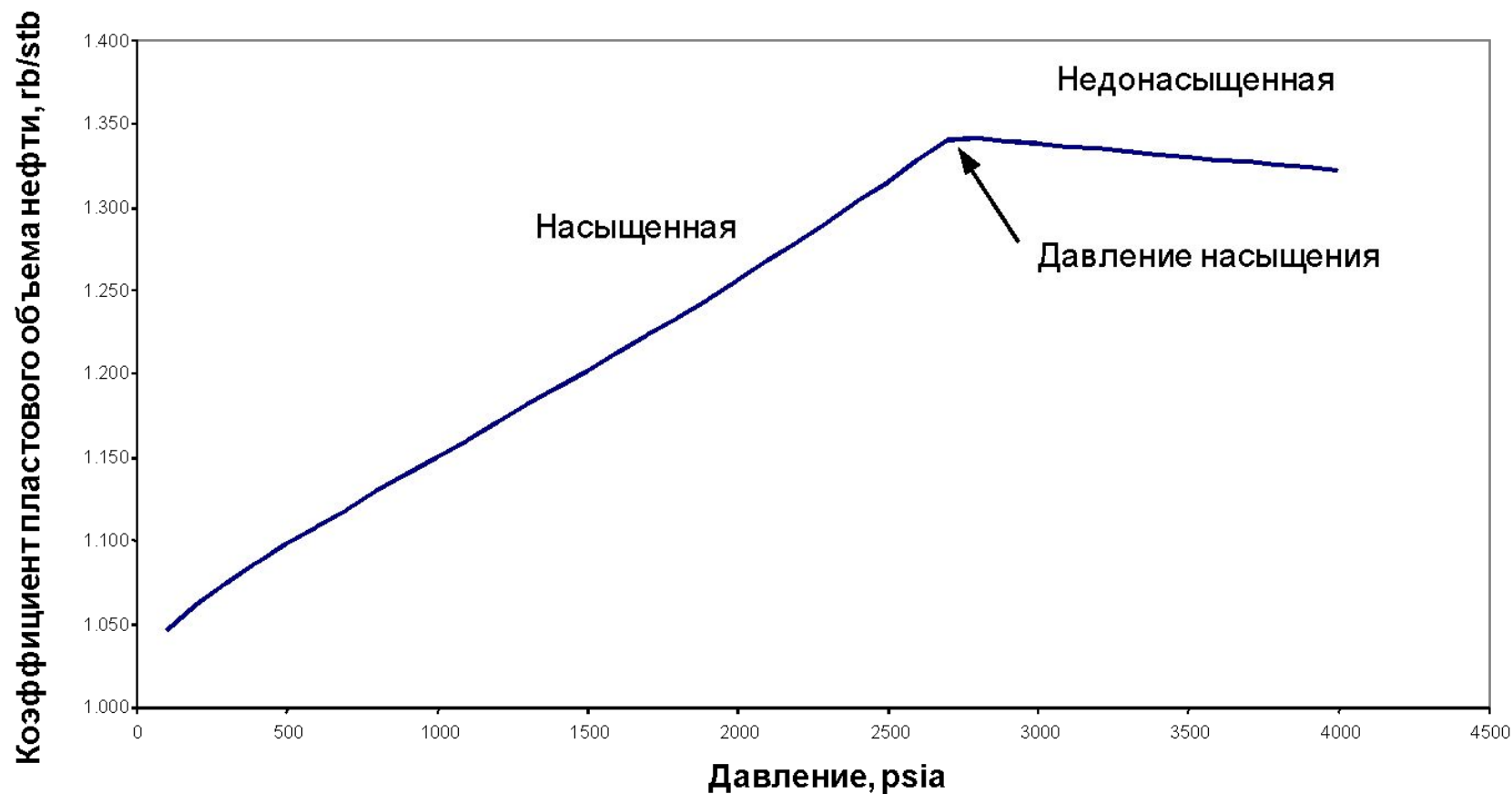
*Volume* – Объем

*Temperature* – Температура

# Свойства пластовых флюидов

## Объемный коэффициент

- Объемный коэффициент нефти – Объём нефти в ( $\text{м}^3$ ) в пластовых условиях необходимый для получения  $1 \text{ м}^3$  нефти в стандартных условиях. Показывает изменения объёма нефти при изменении термобарических условий.
- Единицы –  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , res bbl/STB
- Обозначение -  $V_o$



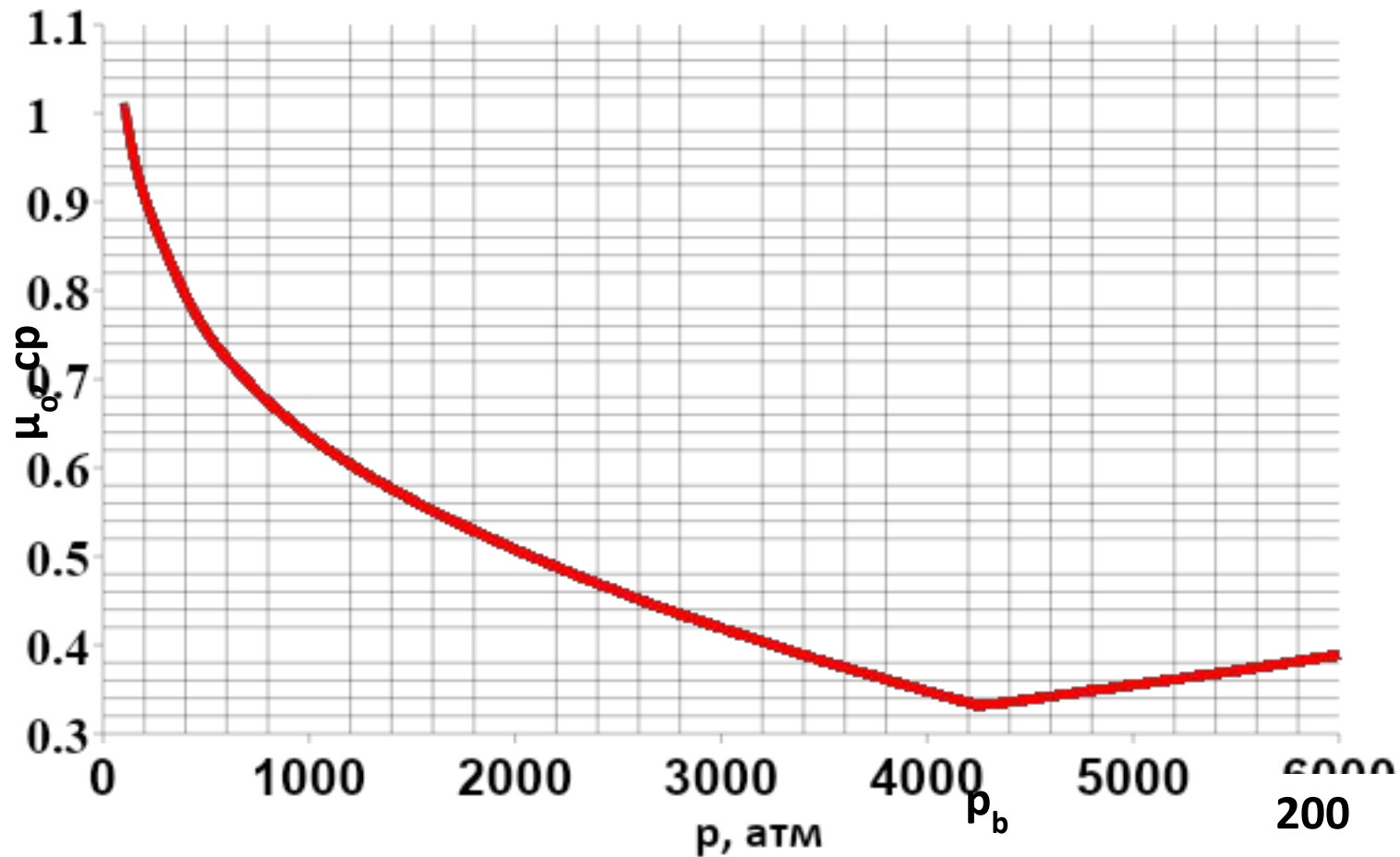


# Вязкость

Вязкость – величина характеризующая способность противостояния частиц нефти продвигаться друг относительно друга.

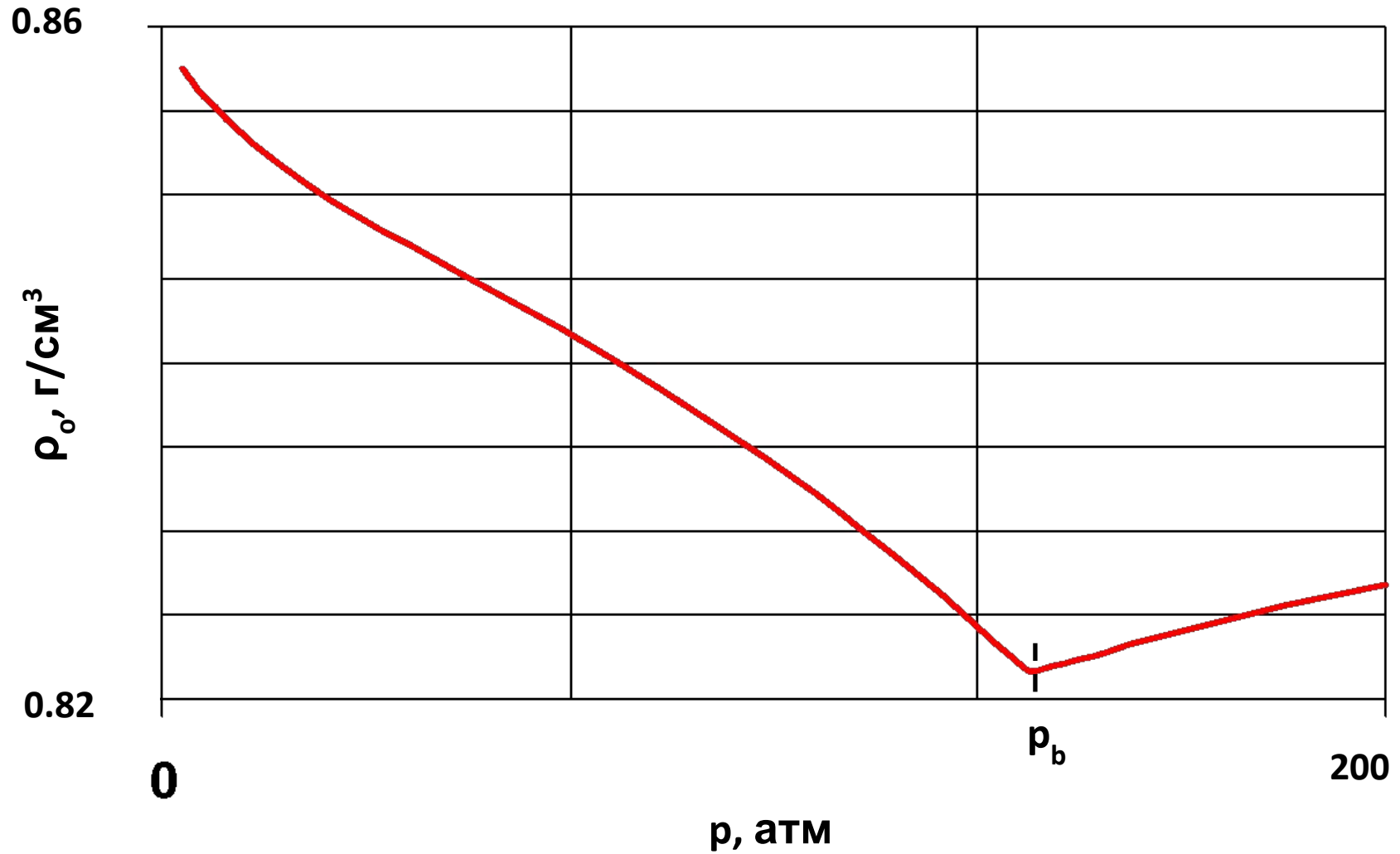
Единицы – Па\*с, мПа\*с, сР (Сантипуазы)

Обозначение -  $\mu$



# Плотность

Единицы – г/см<sup>3</sup>, т/м<sup>3</sup>,  
кг/м<sup>3</sup>

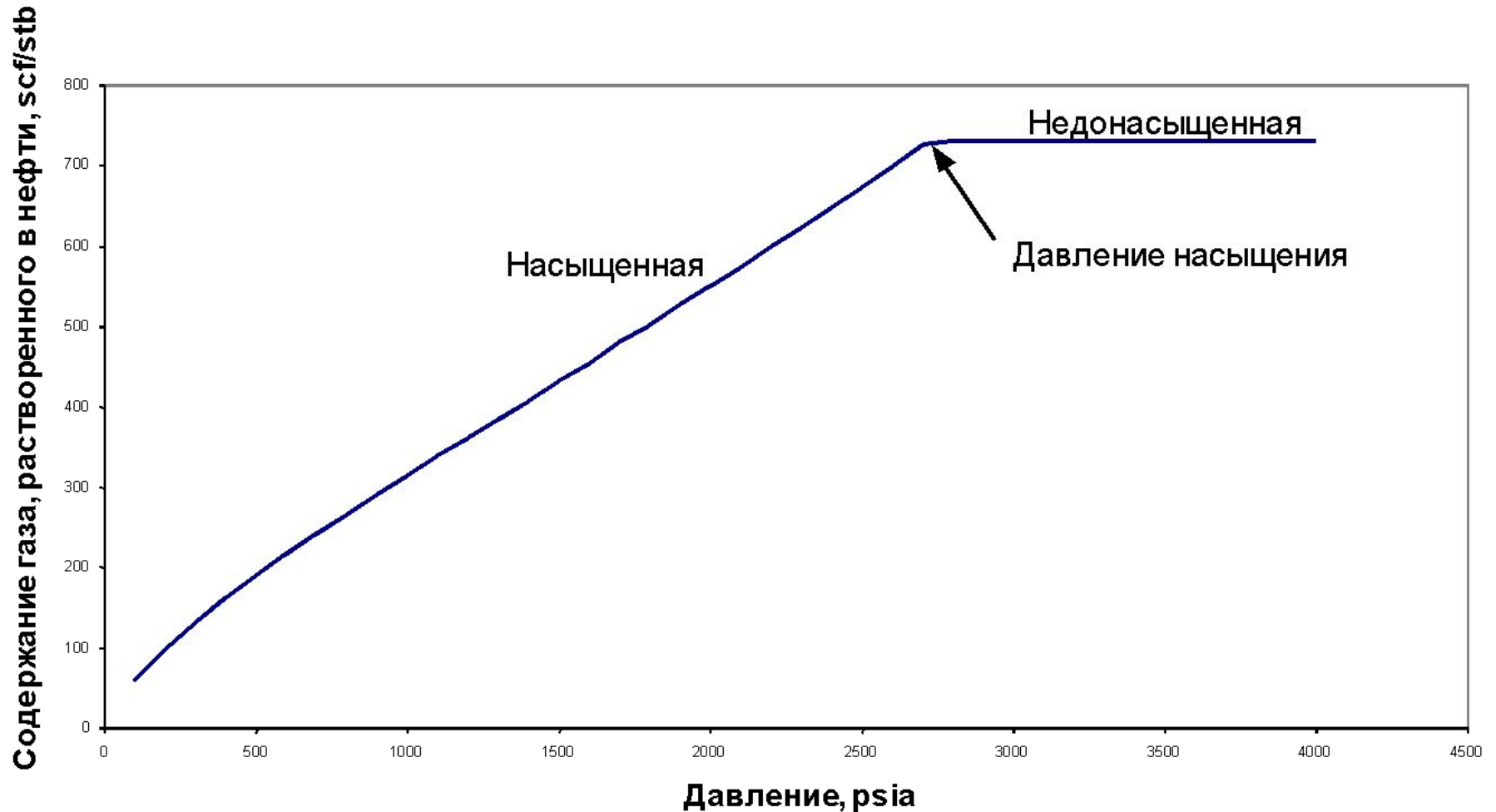


# Газосодержан

Газосодержание – объем газа, высвобождающегося из нефти при переходе от пластовой температуры и давления к поверхностным условиям.

Единицы –  $\text{м}^3/\text{т}$ , scf/STB

Обозначение -  $R_s$



# ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ

Математическое описание гидродинамического моделирования.

# МОДЕЛИРОВАНИЕ

$$\operatorname{div}\left(\sigma_{oil}^k (\operatorname{grad} P_{oil}^k - \gamma_{oil} \operatorname{grad} Z^k)\right) = m_k \left( \frac{\partial S_{oil}^k}{\partial t} + \beta_{oil}^{*k} S_{oil}^k \frac{\partial P_{oil}^k}{\partial t} \right) + \left( \frac{q_{oil}}{B_{oil}} \right)^k$$
$$\operatorname{div}\left(\sigma_{water}^k (\operatorname{grad} P_{water}^k - \gamma_{water} \operatorname{grad} Z^k)\right) = m_k \left( \frac{\partial S_{water}^k}{\partial t} + \beta_{water}^{*k} S_{water}^k \frac{\partial P_{water}^k}{\partial t} \right) + \left( \frac{q_{water}}{B_{water}} \right)^k$$

где  $\beta_{oil}^{*k} = \beta_{oil} + \beta_{coll}^k$ ,  $\beta_{water}^{*k} = \beta_{water} + \beta_{coll}^k$ ,  $\sigma_i^k = \frac{K^k \hat{K}_i}{\mu_i}$ , здесь  $P_i^k$  - давление в  $i$ -ой фазе  $k$ -ого

пласта,  $K^k$  - абсолютная проницаемость коллектора  $k$ -ого пласта,  $K_i$  - относительная фазовая проницаемость  $i$ -той фазы,  $\mu_i$  - вязкость  $i$ -той фазы,  $S_i^k$  - насыщенность  $i$ -той фазы  $k$ -ого пласта,  $m_k$  - пористость коллектора  $k$ -ого пласта, в общем случае зависящая от давления по закону  $m_k = m_{0k} \exp(\beta_{coll}^k (P^k - P_0^k))$ ,  $\beta_i$  - коэффициент упругоэластичности  $i$ -той фазы,  $\beta_{coll}^k$  - упругоэластичность скелета  $k$ -ого пласта,  $q_i(x, y, z, t)$  - мощность объемного источника или стока  $i$ -ой фазы, описывающий систему скважин, а также процесс перетока пластовых флюидов между пластами в зонах их слияния,  $i$  принимает значения oil (нефть), water (вода). Коэффициенты  $B_i$  - сжимаемость  $i$ -ой фазы.  $\gamma_i = \rho_i g$ , где  $\rho_i$  - плотности пластовых флюидов,  $g$  - ускорение свободного падения.  $Z^k$  - абсолютная отметка кровли  $k$ -ого пласта.

Насыщенности пластовых флюидов связаны друг с другом соотношением:  $\sum_{i=1}^n S_i = 1$ , где  $n$  -

число фаз. Давления в фазах связаны соотношением  $P_{oil} = P_{water} - P_{cow}$ , где  $P_{cow}$  - капиллярное давление в системе нефть - вода.

# Дискретизация

уравнения

$$\frac{\partial}{\partial x^*} \left( \sigma_x^* \frac{\partial p^*}{\partial x^*} \right) = \frac{1}{(\Delta x)^2} \left\{ \sigma_{x,i+1/2,j,k}^* p_{i+1,j,k}^{*n+1} - (\sigma_{x,i+1/2,j,k}^* + \sigma_{x,i-1/2,j,k}^*) p_{i,j,k}^{*n+1} + \sigma_{x,i-1/2,j,k}^* p_{i-1,j,k}^{*n+1} \right\}$$

$$\frac{\partial p^*}{\partial t^*} = \frac{1}{\Delta t} (p_{i,j,k}^{*n+1} - p_{i,j,k}^{*n})$$

Система линейных алгебраических уравнений

$$a_m p_{i-1,j,k}^{*n+1} + b_m p_{i,j-1,k}^{*n+1} + c_m p_{i,j,k-1}^{*n+1} + d_m p_{i,j,k}^{*n+1} + e_m p_{i+1,j,k}^{*n+1} + g_m p_{i,j+1,k}^{*n+1} + f_m p_{i,j,k+1}^{*n+1} = h_m$$

$$a = \frac{A_x}{(\Delta x)^2} \sigma_{allx,i-1/2,j,k}^*, \quad b = \frac{A_y}{(\Delta y)^2} \sigma_{y,i,j-1/2,k}^*, \quad c = \frac{A_z}{(\Delta z)^2} \sigma_{z,i,j,k-1/2}^*, \quad e = \frac{A_x}{(\Delta x)^2} \sigma_{x,i+1/2,j,k}^*$$

$$h = m_{ijk} B_{all,ijk}^{**} \frac{P_{ijk}^{*n}}{\Delta t} - \Omega_{i,j,k}^n \quad g = \frac{A_y}{(\Delta y)^2} \sigma_{y,i,j+1/2,k}^*, \quad f = \frac{A_z}{(\Delta z)^2} \sigma_{y,i,j,k+1/2}^*$$

$$d = \frac{A_x}{(\Delta x)^2} (\sigma_{allx,i+1/2,j,k}^* + \sigma_{allx,i-1/2,j,k}^*) + \frac{A_y}{(\Delta y)^2} (\sigma_{ally,i,j+1/2,k}^* + \sigma_{ally,i,j-1/2,k}^*) +$$
$$+ \frac{A_z}{(\Delta z)^2} (\sigma_{allz,i,j,k+1/2}^* + \sigma_{allz,i,j,k-1/2}^*) + \frac{1}{\Delta t} m_{ijk} B_{all,ijk}^{**}$$

## Гидродинамическое моделирование является совокупностью следующих составляющих:

**Гидродинамическая модель** это ячеистая модель пласта, где внутри каждой ячейки свойства (пористость, проницаемость, насыщенность и т. д.) распределены равномерно, которые могут меняться со временем. Движение флюида возможно

между соседними ячейками. Модель также включает в себя физико-химические свойства пластовых флюидов и породы.

**Симулятор** – программа моделирования **фильтрационных** процессов, которая включает в себя набор уравнений, основанных на материальном балансе и законах фильтрации флюида, и численные схемы их решения.

**Препроцессоры** – набор программ, которые обеспечивают предварительную обработку и подготовку входных данных для симулятора в нужном формате. Препроцессорами являются пакеты геологического моделирования, различные

внутренние программы компании (конвертеры), которые позволяют перевести информацию из баз данных компании в необходимый формат и т. д.

**Постпроцессоры** – набор программ, которые обеспечивают обработку выходных данных (результаты расчета) симулятора и позволяют представить ее в удобном для

пользователя виде или преобразовать их в необходимый формат. Такими программами являются визуализаторы (программы отображения результатов), программы расчета экономических показателей и т. п.

## **Процесс моделирования можно разбить на несколько этапов:**

***Постановка задачи.*** Первый шаг – определить, для чего проводится исследование,

какую информацию о пласте необходимо получить и в чем состоит проблема, связанная с разработкой. На этом этапе необходимо собрать достаточное количество информации о

пласте и условиях его эксплуатации и определить, какие данные нужны, в какие сроки, и какую пользу они могут принести (лучше всего работать в тесном сотрудничестве с командой по управлению месторождением). Как только исходные данные собраны, необходимо четко определить практические цели. Последующие оперативные решения будут приниматься тем легче, чем более реалистичные цели были поставлены изначально. Затем можно определять уровень сложности, требуемый от модели, необходимые данные, а также начинать проектировать саму модель.

***Анализ и обработка исходных данных.*** После сбора данных их необходимо проанализировать и реорганизовать, поскольку они поступают из разных источников и, как правило, не в той форме, которую можно сразу использовать в симуляторе. Анализ имеющихся данных почти в каждом случае вскрывает противоречия и пробелы, которые необходимо устранить. На определенном этапе необходимо будет принять решение относительно того, достаточно ли имеющихся данных и достаточно ли они точны, чтобы на их основе можно было построить адекватную модель.

***Выбор типа модели.*** Определив задачу, которую требуется решить, необходимо выбрать тип модели, который наилучшим образом подойдет для решения этой задачи. Моделирование всего пласта не всегда является необходимым.

**Построение модели.** При проектировании модели определяющими факторами являются моделируемый процесс, сложность задачи, цели исследования, качество исходных данных, временные и финансовые ресурсы и уровень точности, требуемый от результатов.

Временные и финансовые ограничения часто заставляют использовать компромиссные варианты при выборе симулятора и проектировании модели. Чаще всего приходится идти на компромисс при выборе количества ячеек и уровня детализации отдельных скважин. Инженер должен сам определить, какой уровень точности требуется для решения поставленной задачи.

**Адаптация модели.** После того, как модель построена, необходимо проверить, может ли она воспроизвести поведение месторождения. Обычно достоверность описания пласта, используемого в модели, проверяется путем запуска модели с историческими данными по добыче и нагнетанию и сравнения расчетных данных по распределению давления и насыщенности с фактическими. Исходные параметры необходимо корректировать до тех пор, пока не будет достигнуто совпадение расчетных данных с фактическими. Меняя параметры, не забывайте, что цель адаптации – получить максимально адекватное описание пласта на основе имеющихся данных.

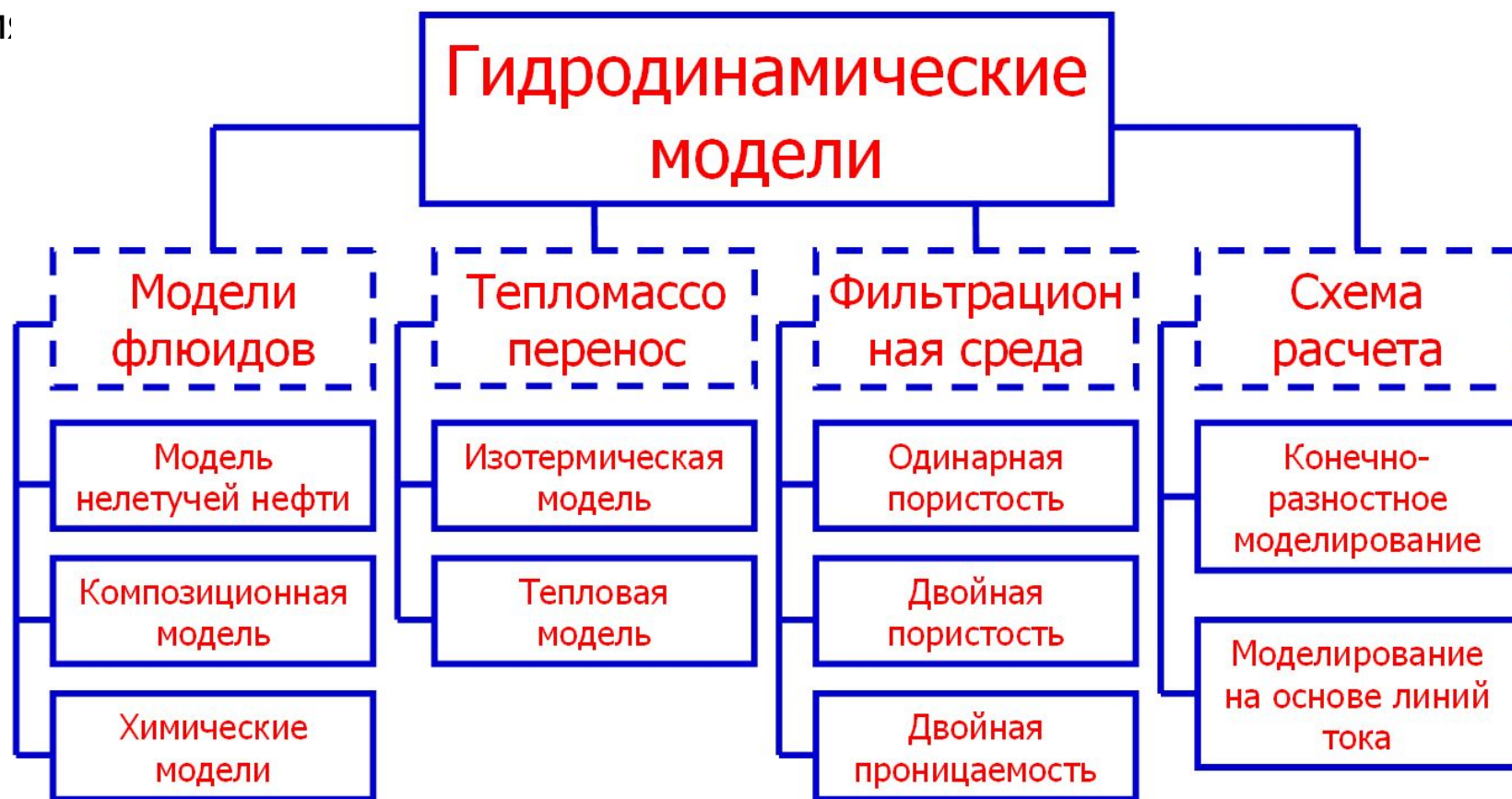
**Прогнозирование и анализ результатов.** Как только модель адаптирована, ее можно использовать для прогнозирования добычи в будущем и для решения конечной задачи исследования. Один из наиболее сложных аспектов прогнозирования – оценка результатов. Поскольку результаты моделирования могут быть представлены в виде тысяч строк текста, необходимо сконцентрироваться на тех результатах, анализ которых необходим для достижения конечной цели исследования.

**Подготовка отчета.** Последний шаг моделирования – изложение результатов и сделанных выводов в форме отчета. Формат может варьироваться от краткого офисного меморандума до многотомного отчета, дополненного цветными плакатами. Независимо от формата, отчет должен содержать цель исследования, описывать использованную модель и представлять результаты и выводы в контексте, приемлемом для данного исследования.



Для описания разного рода процессов, происходящих в пласте, разработаны различные гидродинамические модели, которые можно классифицировать по множеству признаков. Основными из них являются модель флюида, учет тепломассопереноса в модели, модель фильтрационной среды. При выборе того или иного типа модели необходимо учитывать следующее:

- сложность решаемой задачи;
- необходимая точность результатов;
- количества исходных данных;
- время;



# Модель

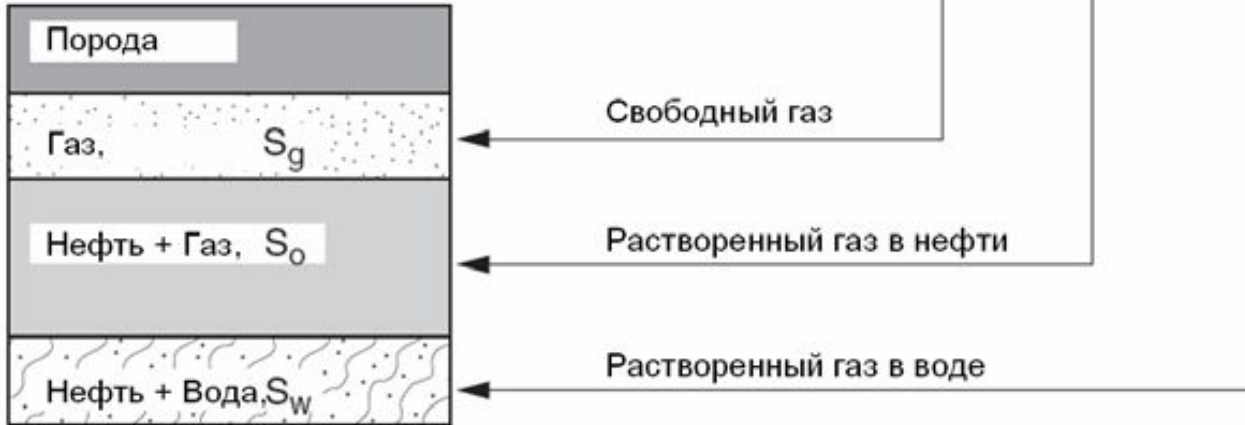
## Модель нелетучей нефти

В данной модели предполагается наличие трех фаз: нефть, газ и вода. Они рассматриваются как массовые компоненты, при этом только газ может быть растворен в нефти и воде, т. е. нефть и вода состоят из двух компонентов, соответственно, нефть + растворенный газ и вода + растворенный газ. Нефть и вода не смешиваются и не обмениваются массами.

$$\text{Масса нефти} = \left( \frac{V_p \cdot \rho_{osc}}{B_o} \right) S_o;$$

$$\text{Масса воды} = \left( \frac{V_p \cdot \rho_{wsc}}{B_w} \right) S_w$$

$$\text{Масса газа} = \left( \frac{V_p \cdot \rho_{gsc}}{B_g} \right) (S_g + S_o \cdot R_{so} + S_w \cdot R_{sw})$$

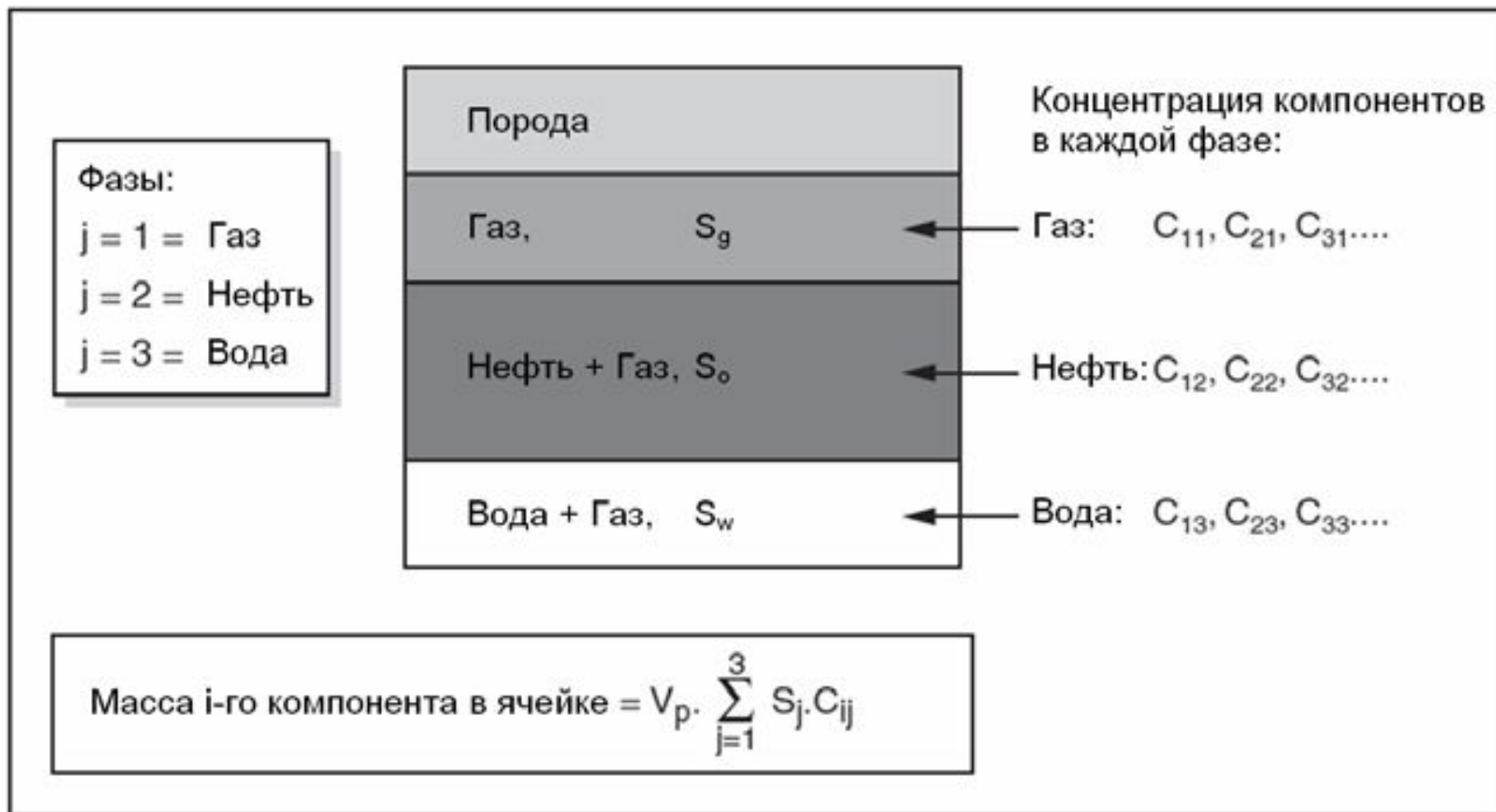


- Режимы эксплуатации месторождений:
- упругий;
  - растворенный газ;
  - водонапорный;
  - газонапорный;
  - гравитационный

**Схема ячейки гидродинамической модели нелетучей нефти**

## Композиционная модель (Compositional)

В данной модели предполагается наличие трех фаз, но в отличие от модели нелетучей нефти, каждая фаза состоит из компонентов парафинового ряда (алканы,  $C_nH_{2n+2}$ ). При этом компонентный состав пластовых флюидов ограничивается определенным элементом, обычно гексаном ( $C_6H_{14}$ ), а элементы следующие за ним (высокомолекулярные) объединяются в один компонент  $C_+$ . Для описания фаз и фазовых переходов в углеводородных смесях используются уравнения состояния. Наиболее распространенными являются уравнения Пенга-Робинсона, Редлиха-Квонга и Соаве-Редлиха-Квонга.



**Схема ячейки композиционной гидродинамической модели**

# **Химические модели**

Химические модели были разработаны для моделирования физико-химического воздействия на пласт (третичные методы извлечения нефти):

- полимерное заводнение;
- щелочное заводнение;
- заводнение с применением ПАВ;
- нагнетание в пласт пены;
- закачка сшитых полимеров (гелей).

Данные модели являются развитием композиционной модели и модели нелетучей нефти. Дополнительно вводятся новые компоненты, которые могут находиться в растворе (концентрация полимера в воде), изменяя физические свойства флюидов (вязкость) и породы (относительные фазовые проницаемости). Также могут вводиться дополнительные фазы (эмульсия нефти, воды и ПАВ), образованные в результате химического взаимодействия флюидов и химреагентов. В модели необходимо описание их поведения путем задания физико-химических свойств.

## **Учет**

### **тепломассопереноса**

Термические гидродинамические модели применяются для описания процессов в пласте при использовании следующих методов воздействия на пласт:

- закачка горячей воды;
- закачка пара;
- внутрипластовое горение.

В рассматриваемых моделях дополнительно задаются зависимости физических свойств пластовых флюидов и породы от температуры: вязкость, относительные фазовые проницаемости, капиллярное давление, сжимаемость и т. д.

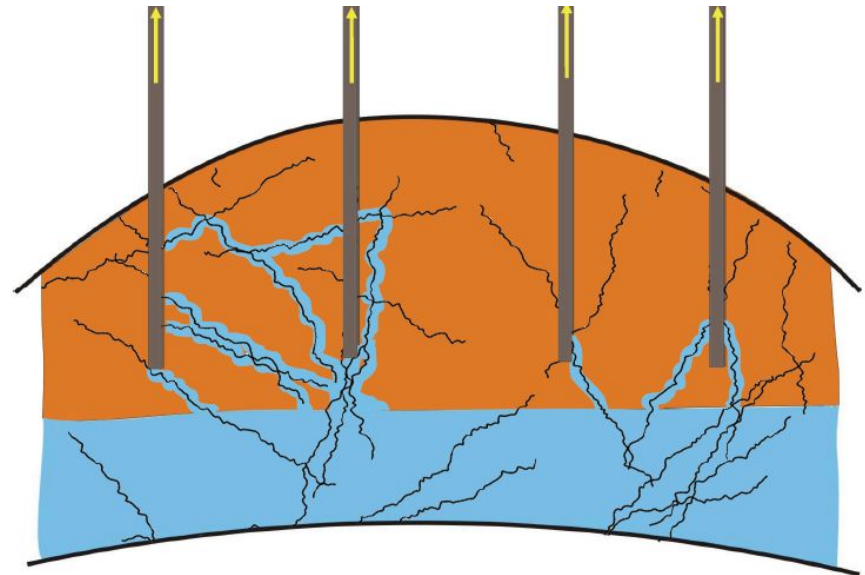
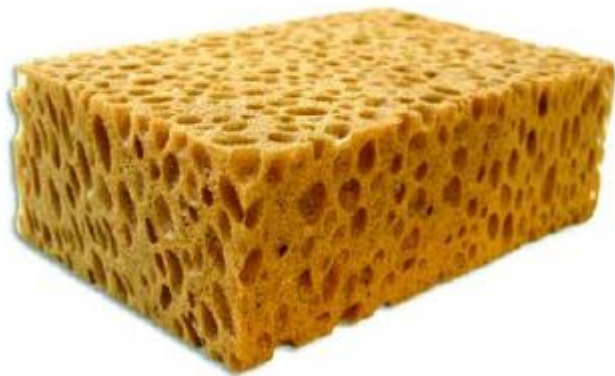
## ***Сравнение гидродинамических моделей***

<b>Тип симулятора</b>	<b>Сложность</b>	<b>Относительное время расчета</b>	<b>Опыт применения на практике</b>
Модель нелетучей нефти	Простая	Низкое (1)	Большой (> 90% моделей)
Композиционная модель	Сложная	Высокое ( $\times 3 - \times 20$ )	Умеренный
Композиционная модель – процессы вблизи критической точки	Сложная	Очень высокое ( $\times 5 - \times 30$ )	Небольшой
Химическая модель – полимерное заводнение	Средней сложности	Среднее ( $\times 2 - \times 5$ )	Большой
Химическая модель – закачка ПАВ	Сложная	Высокое ( $\times 5 - \times 20$ )	Небольшой (исследования)
Тепловая модель – закачка пара	Средней сложности	Высокое ( $\times 3 - \times 10$ )	Умеренный
Тепловая модель – внутрипластовое горение	Очень сложная	Очень высокое ( $\times 10 - \times 40$ )	Низкий

# Модели фильтрационной среды

1. Модели одинарной пористости (поровый тип коллектора, коллектор с вторичной пористостью без выраженной трещиноватости).
2. Двойной пористости (карбонатный коллектор с низкопроницаемыми поровыми блоками и высокопроницаемыми трещинами). При моделировании каждая ячейка имеет по два значения пористости и проницаемости и разные кривые относительных фазовых проницаемостей для порового пространства и трещин. Проницаемость порового пространства в данной модели принимается равной нулю, поэтому обмен флюидами между ячейками происходит по трещинам.
3. Двойной проницаемости. От модели двойной пористости она отличается лишь тем, что здесь обмен флюидов между ячейками происходит и по поровому пространству, и по трещинам, т. е. дополнительно задается проницаемость порового пространства.

Поровый коллектор



Коллектор с трещинами



# Структурные сетки (гриды) и моделирование ск

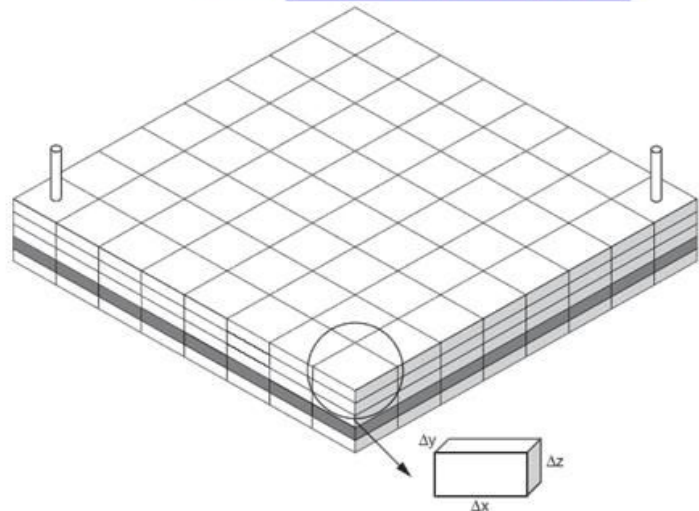
## Структурные сетки

### Размерность

Одномерные (1D)

Двумерные (2D)

Трехмерные (3D)



### Структура

Декартовы

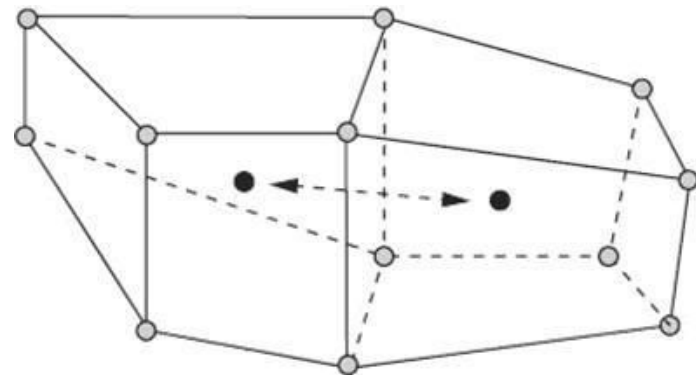
Радиальные

Регулярные

Нерегулярные

Структурированные

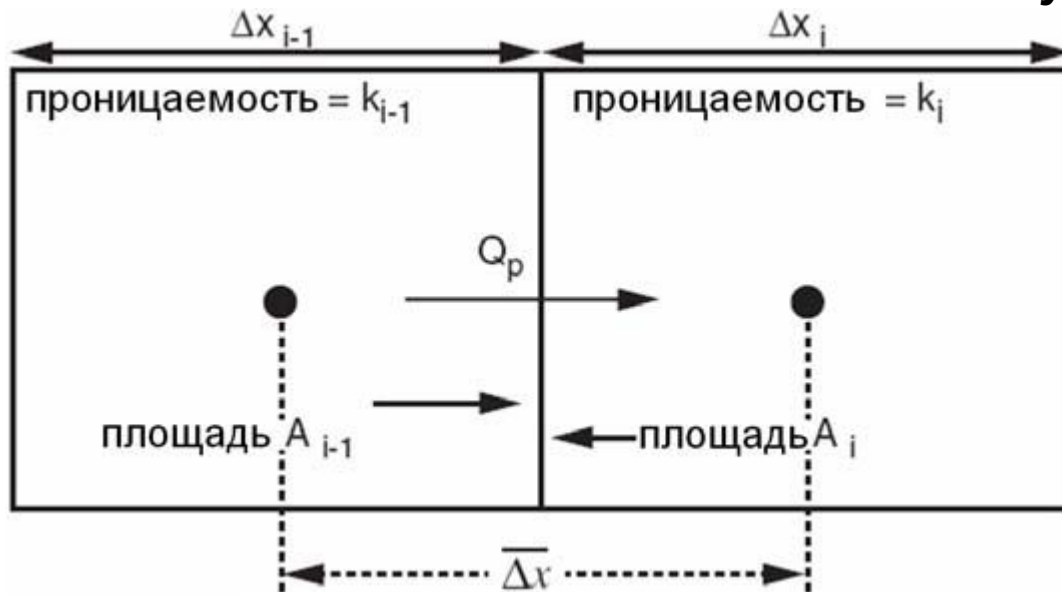
Неструктурированные



Трехмерная блочно-центрированная структурная сетка

Нерегулярная сетка с геометрией угловой точки

## Расчет потоков между ячейками



В гидродинамической модели поток между двумя ячейками осуществляется через грани ячеек.

### Закон Дарси для потока между ячейками

$$Q_p = -\bar{k} \cdot \bar{A} \cdot \frac{\bar{k}_{rp}}{\mu_p \cdot B_p} \cdot \left( \frac{P_i - P_{i-1}}{\Delta x} \right) = -\bar{k} \cdot \bar{A} \cdot \frac{\bar{k}_{rp}}{\mu_p \cdot B_p} \cdot \left( \frac{P_i - P_{i-1}}{\left( \frac{\Delta x_{i-1} + \Delta x_i}{2} \right)} \right),$$

где  $Q_p$  – расход;  $\bar{k}$ ,  $\bar{A}$ ,  $\bar{k}_{rp}$ ,  $\bar{\mu}_p$ ,  $\bar{B}_p$  – средние (на грани между ячейками) проницаемость, площадь, ОФП, вязкость и объемный коэффициент; индекс  $p$  – фаза (нефть, газ, вода).



- для произведения проницаемости на площадь ( $\overline{k \cdot A}$ ) используется гармоническое среднее произведений этих величин в ячейках:

$$\overline{k \cdot A} = \left( \frac{\Delta x_{i-1} + \Delta x_i}{\frac{\Delta x_{i-1}}{(k \cdot A)_{i-1}} + \frac{\Delta x_i}{(k \cdot A)_i}} \right);$$

- для физических свойств фаз (вязкости и объемного коэффициента) используется обычное арифметическое среднее этих величин в ячейках:

$$\overline{\mu_p} = \frac{\mu_{i-1} + \mu_i}{2}, \quad \overline{B_p} = \frac{B_{i-1} + B_i}{2}.$$

- для ОФП фаз используется значение ячейки, из которой происходит отток, т. е. в случае направления потока из ячейки  $i-1$  в ячейку  $i$  будет использоваться ОФП ячейки  $i-1$  ( $\overline{k_{rp}} = k_{rpi-1}$ ) и наоборот.

# Моделирование притока в скважину

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \cdot (P_e - P_{wf}),$$

где  $Q$  – дебит скважины;  $k, h$  – проницаемость и мощность пласта;  $\mu$  – вязкость флюида;  $r_e, P_e$  – радиус и давление на контуре зоны дренирования;  $r_w, P_{wf}$  – радиус скважины и забойное давление;  $S$  – скин-фактор.

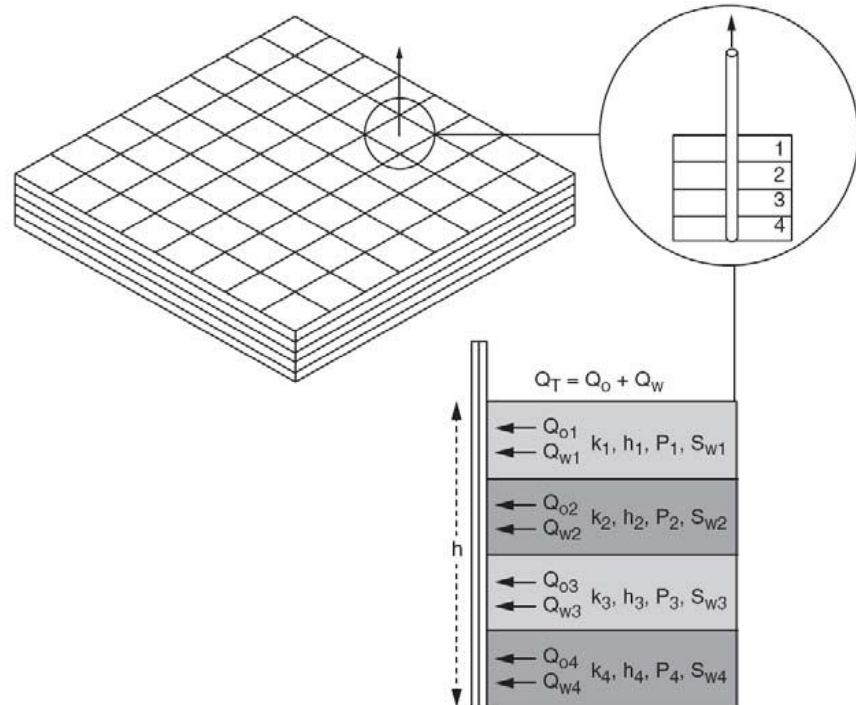
Формула Дюпюи для однофазного течения

В модели задано среднее давление в ячейке ( $P$ ) и ее размеры ( $\Delta x, \Delta y$ ). Необходимо заменить радиус зоны дренирования ( $r_e$ ) и давление ( $P_e$ ) на контуре зоны дренирования, которые входят в формулу Дюпюи, на модельные аналоги. Зависимость между параметрами аналитической и ячеистой модели была установлена Дональдом Писманом.

$$r_p = 0.28 \cdot \frac{\sqrt{\sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \cdot \Delta x^2 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \cdot \Delta y^2}}{\sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} + \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}}},$$

Уравнение притока в скважину из ячейки в гидродинамической модели имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \left( \ln \left( \frac{r_p}{r_w} \right) + S \right)} \cdot (\bar{P} - P_{wf}).$$



Общий поток жидкости в скважину из всех  $n$  перфорированных ячеек

$$Q_t = \sum_{k=1}^n Q_{tk} = \sum_{k=1}^n (Q_{ok} + Q_{wk}) = \sum_{k=1}^n \lambda_{tk} \frac{2\pi \cdot (k \cdot h)_k}{\left( \ln \left( \frac{r_{pk}}{r_w} \right) + S_k \right)} \cdot (\bar{P}_k - P_{wfk}),$$

# Структура

## модели

### **Исходные данные**

**Данные пласта.** Включают информацию о строении пласта, его петрофизических свойствах, активности законтурной области и т. д.

**История разработки месторождения.** Это реальные показатели разработки месторождения, которые включают в себя дебиты нефти, газа и воды каждой скважины, забойные давления, среднее пластовое давление и т. д.

**Управляющие параметры.** Это параметры модели, которые задаются пользователем. Они включают в себя информацию о размещении, интервалах перфораций, режимах работы скважин.

**Процессор.** Они используются для: задания структурной сетки и петрофизических свойств ячеек; анализа и расчета физико-химических свойств флюидов; перевода данных специальных исследований керна (SCAL) в необходимый формат для симулятора; апскейлинга данных керна на ячейку (двухфазный апскейлинг); задания размещения и режимов работы скважин.

Исходные данные для фильтрационного моделирования по их происхождению разделяются на три типа:

- передаваемые из геолого-математической модели;
- полученные в результате промысловых исследований и испытаний;
- определяемые в лабораторных исследованиях.

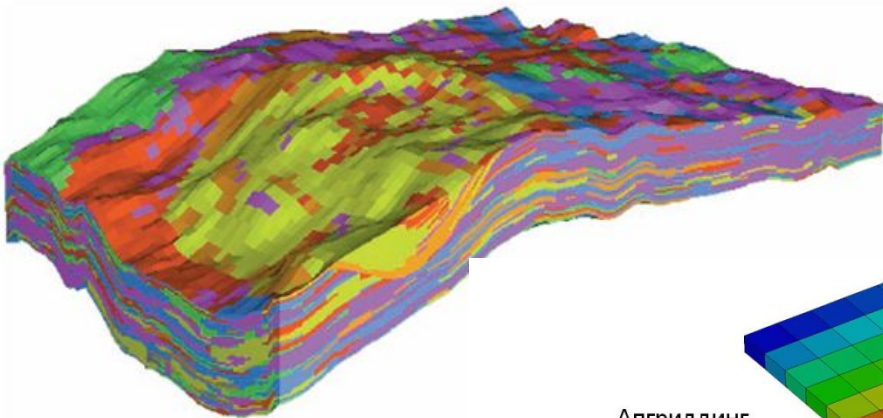
**В итоге общая интегральная погрешность входных данных для построения фильтрационной модели составляет менее 15...20 %.**

# Ремасштабирование модели

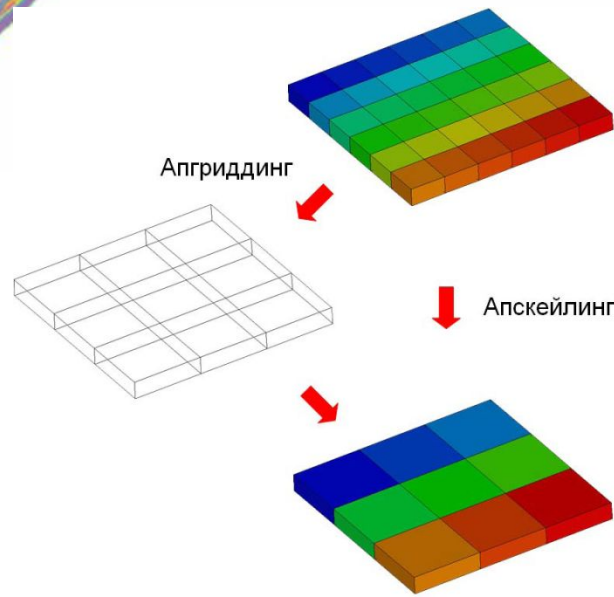
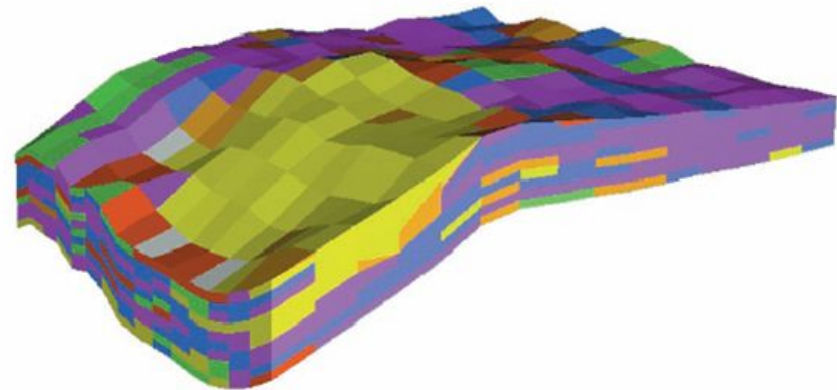
## (Апскейлинг)

Размеры ячеек в геологической модели в среднем составляют 50 м по горизонтали и 0.5 м по вертикали. В результате геологическая модель обычно состоит из  $10^6$ – $10^7$  таких ячеек. Вычислительные мощности современных рабочих станций не позволяют проводить гидродинамические расчеты на таких мелкоячеистых моделях за практически приемлемое время. Размерность большинства гидродинамических моделей на порядок меньше геологических ( $10^5$ – $10^6$  ячеек). Процедура перехода от геологической модели к гидродинамической носит название ремасштабирование модели или апскейлинг (upscaling). Апскейлинг это процедура перехода от мелкоячеистой модели к крупноячеистой.

Геологическая модель



Гидродинамическая модель



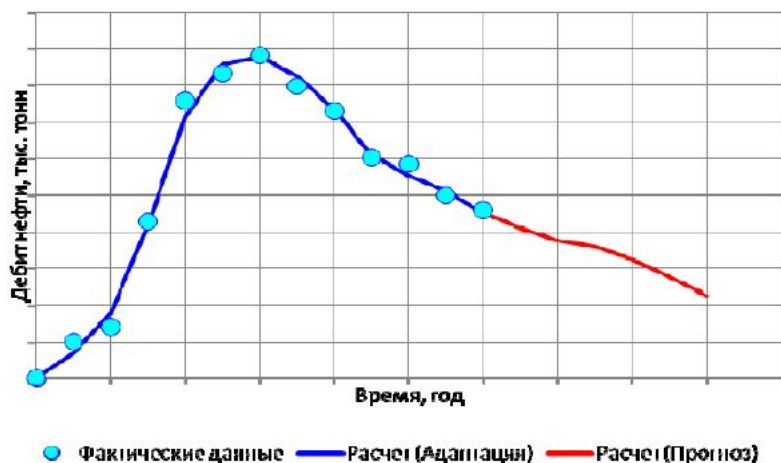
Процедура апскейлинга включает в себя два этапа:

- Укрупнение сетки или апгриддинг (upgridding), в процессе которого происходит построение структурной сетки укрупненной модели;
- Апскейлинг, происходит ремасштабирование (перенос) свойств с мелкой сетки на крупную.

# Адаптация

## модели

Адаптацией модели называется процесс настройки модели путем изменения (уточнения) ее параметров таким образом, чтобы она воспроизводила существующую историю разработки (фактические данные). Если модель не будет адекватно отражать историю разработки, то достоверность прогнозируемых на основе нее показателей вариантов разработки будет низкой, что может привести к



ий

При адаптации фильтрационной модели, как правило, проводится сравнение следующих расчетных и фактических показателей:

- запасы углеводородов по различным объектам и категориям;
- накопленные показатели добычи и закачки углеводородов и рабочих агентов, как по каждой скважине, так и по всему месторождению в целом на конец истории разработки;
- текущие показатели (дебиты) добычи и закачки углеводородов и рабочих агентов, как по каждой скважине, так и по всему месторождению в целом;
- забойное давление по скважинам;

В процессе адаптации модели основными параметрами, для которых проводится уточнение, являются:

- параметры водоносного горизонта (аквифера);
- пористость, абсолютная проницаемость (анизотропия по вертикали и горизонтали) и насыщенность пласта;
- функции относительных фазовых проницаемостей;
- индекс продуктивности скважин (скин-фактор).



# Основные этапы построения

## моделей

Выбор типа модели

Однопоровый

Двухпоровый с  
одинарной  
проницаемостью

Двухпоровый с  
двойной  
проницаемостью

Построение  
геологической  
модели

Построение геологической модели матрицы

Построение модели сети трещин

Ремасштабирование (укрупнение сетки)

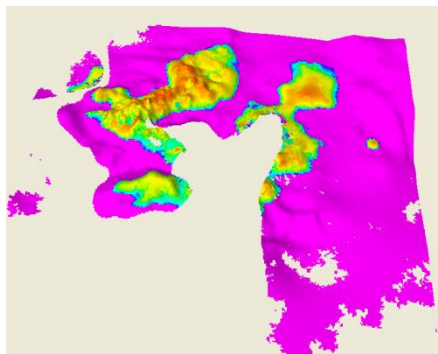
Импорт истории эксплуатации объекта, свойств флюидов.  
Гидродинамическая модель.

Сравнение результатов расчета с фактическими данными.  
В случае необходимости доадаптация.

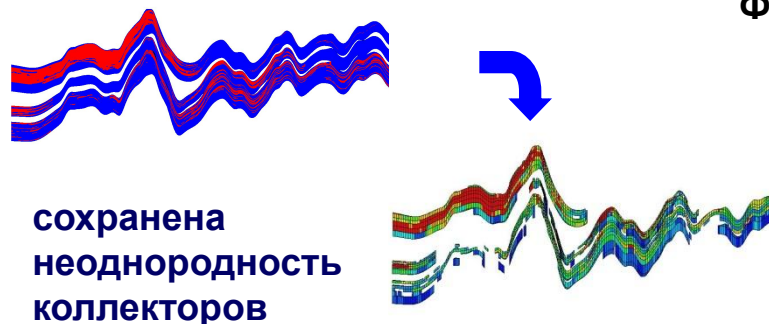
Гидродинамическая модель готова для анализа текущей эксплуатации месторождения и формирования вариантов дальнейшей разработки.

# Создание и адаптация гидродинамической модели залежи нефти

Геологическая модель

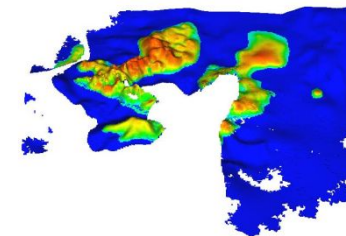


Апскейлинг

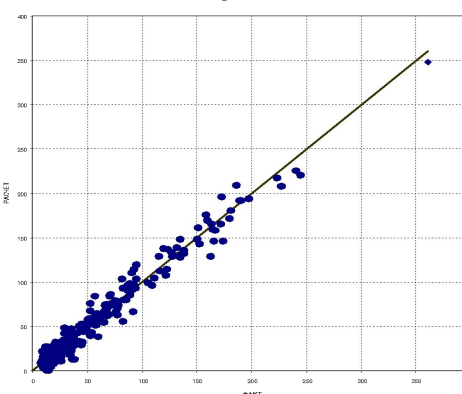


сохранена  
неоднородность  
коллекторов

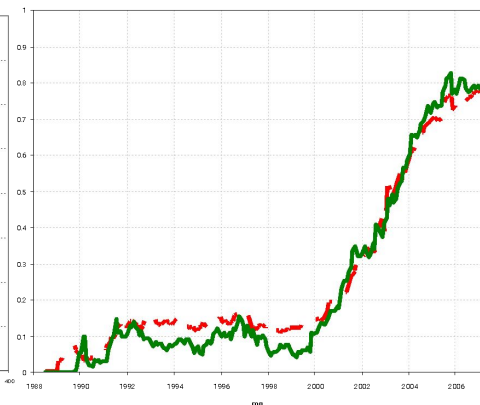
Фильтрационная модель



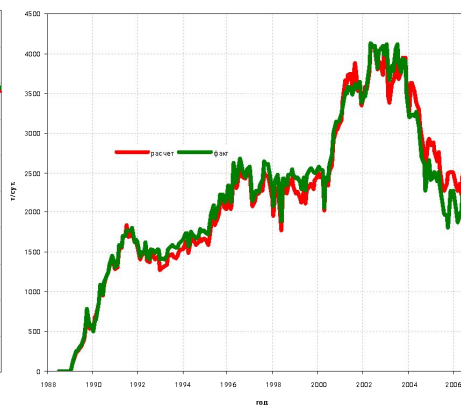
Кроссплот накопленной добычи нефти



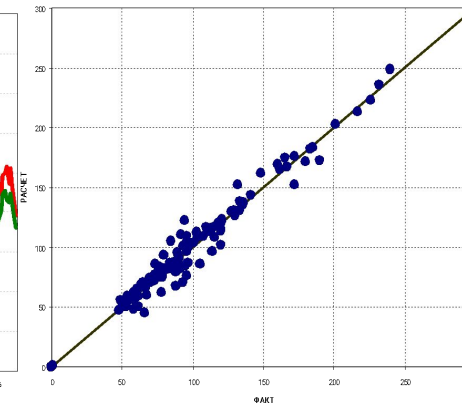
Обводненность



Дебит нефти



Кроссплот забойного давления



**Созданы адекватные гидродинамические модели**

пласт	Геологическая модель		Фильтрационная модель		Балансовые запасы, тыс. т	Запасы модели, тыс. т.	Погрешность (модель-баланс) %
	размер ячейки	размерность модели	средний размер ячейки	размерность модели			
ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>	100 x 100 x 0,5 м	301 x 296 x 39	100 x 100 x 3 м	300x296x21	63783	63822	0.06
ЮС <sub>1</sub> <sup>2</sup>	100 x 100 x 0,3 м	301 x 296 x 39			38617	38699	0.20
ЮС <sub>1</sub> <sup>3</sup>	100 x 100 x 0,54м	301 x 296 x 39			82194	82470	0.34
ЮС <sub>2</sub>	100 x 100 x 0,78м	301 x 296x 39	100 x 100 x 5,08м	300 x 296 x 6	29300	29106	0.66

**При адаптации моделей учтены все результаты проведенных исследований**



# Рекомендуемая литература

1. Баранов В.Е. , Куреленков С.Х., Л.В. Воробьева Л.В. Прикладное моделирование пласта. Учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 104 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 128 с.
3. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Ч.2: Фильтрационные модели / под руководством Н.Н. Лисовского– Москва, ФГУ «Экспертнефтегаз», 2003 – 224 с.
4. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
5. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра,1982. – 407 с.