

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Кафедра региональной геологии и полезных ископаемых

**Кадыров Раиль Илгизарович**

**БАССЕЙНОВЫЙ АНАЛИЗ И МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СИСТЕМ**

Учебно-методическое пособие по курсу  
«Моделирование осадочных бассейнов»

Казань, 2020

*Печатается по решению учебно-методической комиссии  
ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»  
Учебно-методической комиссии Института геологии и нефтегазовых технологий  
Протокол № 8 от 10 июня 2020 г.*

Заседания кафедры региональной геологии и полезных ископаемых  
Протокол № 7 от 26 мая 2020 г.

Рецензент

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, Нургалиева Н.Г.

Кадыров Р.И.

Бассейновый анализ и моделирование нефтегазоносных систем. Учебно-методическое пособие – Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2020 г. – 33 с.

Пособие включает краткое изложение основ бассейнового анализа и моделирования нефтегазоносных систем. В нем рассматриваются основные понятия предмета, элементы и особенности нефтегазоносных систем, описываются структура модели и рабочие процессы при ее создании. Особое внимание уделяется рассмотрению теоретических основ подходов, применяемых в компьютерных программах для бассейнового моделирования.

Методическое пособие предназначено для магистров и аспирантов геологического направления.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. ОСНОВЫ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....	6
1.1 Основные понятия.....	6
1.2. Принципы построения и структура модели .....	9
1.3. Основные геологические процессы в моделировании бассейна.....	10
2. ГЕОДИНАМИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ БАССЕЙНОВ.....	13
2.1. Геодинамические типы бассейнов .....	13
2.2. Классификация осадочных бассейнов .....	14
3. ТЕРМАЛЬНАЯ ИСТОРИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ.....	15
3.1. Тепловой поток.....	15
3.2. Методы реконструкции термической истории .....	19
3.3. Бекстриппинг .....	20
3.4. Модель МакКензи .....	22
4. ГЕНЕРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	23
4.1. Созревание органического вещества .....	23
4.2. Типы керогена и их УВ потенциал.....	24
4.3. Пиролитические исследования (Rock Eval) .....	25
4.4. Кинетика.....	26
4.5. Отражательная способность витрина.....	27
5. МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ .....	29
5.1. Механизмы миграции .....	29
5.2. Моделирование миграции .....	30
5.3. Аккумуляция.....	31
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	32

## ВВЕДЕНИЕ

Бассейновое моделирование - это динамическое моделирование геологических процессов в осадочных бассейнах на протяжении геологического времени [2]. Модель бассейна моделируется вперёд сквозь геологическое время, начиная с седиментации самого древнего слоя, пока не будет отложена вся последовательность слоев и достигнуто состояние осадочного чехла бассейна на сегодняшний день. Сразу несколько геологических процессов рассчитываются и обновляются на каждом временном шаге, наиболее важными из которых являются осаждение, уплотнение, анализ теплового потока, генерация углеводородов, их вытеснение, фазовое растворение, миграция и аккумуляция.

Первые компьютерные программы для моделирования бассейна были разработаны примерно в 1980 году. Основная концепция включала в себя многомерное моделирование теплового потока и последующие геохимические модели для построения карт генерации и вытеснения нефти для оценки зрелости породы. С 1990 по 1998 год новое поколение программ бассейнового моделирования стало стандартом в нефтяной промышленности. Наиболее важной новой особенностью стала реализация моделей движения флюида с тремя фазами: вода, нефть и газ в двумерных моделях. Развитие вычислительных мощностей позволило в 1998 году выпустить новое поколение программ моделирования, в которых появилась возможность выполнять большинство расчетов в полном 3D. Многие новые функции были связаны с миграцией нефти и характеристиками коллекторов.

Бассейновый анализ требует сбора и интеграции огромного объема различных типов данных. Первым шагом в моделировании является получение информации из общих и региональных геологических знаний, скважин, различных методов каротажа и, прежде всего, сейсмических исследований. Надлежащий анализ последовательного геометрического расположения пластов горных пород и их хроностратиграфии служат основой для установления временной последовательности наиболее важных геологических событий в ходе эволюции бассейна. Такими событиями являются процессы седиментации, прекращения осадконакопления и эрозии. Определение этих событий вместе со строгой временной последовательностью, основанной на абсолютных геологических возрастах, образуют основу концептуальной модели бассейна [7]. Идентификация нефтематеринских пород, коллекторов и покрышек, а также определение важных параметров материалов (например, количества и типа керогена, типа литологии, пористости, проницаемости) также являются ее важной частью.

После того, как концептуальная модель заполнения бассейна будет определена, необходимо рассмотреть постседиментационные процессы, ведущие к изменению свойств пород, та-

ких как проницаемость и пористость, термические свойства и созревание органического вещества. Все они имеют решающее значение для понимания температурной истории бассейна, нефтегазообразования, переноса тепла и флюидов. Результаты проведенных численных расчетов должны быть сопоставлены с измеренными значениями для калибровки с имеющимися геологическими данными, чтобы проверить различные гипотезы эволюции бассейна.

# 1. ОСНОВЫ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

## 1.1 Основные понятия

**Осадочный бассейн (sedimentary basin)** – области длительного прогибания земной поверхности, создающего вмещающее пространство для заполнения осадками.

**Анализ осадочного бассейна** – геологический метод, с помощью которого выявляется история его формирования.

**Нефтегазоносная система (petroleum system)** - геологическая система, включающая в себя нефтематеринские породы и все генетически связанные с ними залежи нефти и газа, а также все геологические элементы и процессы, которые необходимы для их накопления.

**Моделирование нефтегазоносной системы (бассейновое моделирование)** - метод, основанный на анализе формирования и эволюции осадочных бассейнов, призванный помочь в оценке потенциальных запасов углеводородов (УВ).

**Основными элементами** нефтегазоносной системы являются:

- нефтематеринские породы;
- коллектор;
- крышка;
- перекрывающие породы.

**Нефтематеринские породы (source rock)** - богатые органическими веществами осадочные породы, которые могли быть отложены в различных условиях (включая глубоководные морские, озерные и дельтовые) и из которых могут быть получены УВ.

**Коллектор (reservoir)** - горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) и способная вмещать и фильтровать флюиды (нефть, газ, воду).

**Крышка (seal)** – относительно непроницаемые породы, образующие геологическое тело, препятствующие миграции флюидов вверх.

**Перекрывающие породы (overburden rocks)** – породы, перекрывающие область или точку интереса в недрах.

**Основными процессами** нефтегазоносной системы являются:

- формирование ловушек;
- генерация УВ;
- миграция УВ;
- аккумуляция УВ.

**Ловушка (trap)** — часть природного коллектора, способная удерживать скопления углеводородов, вследствие её экранирования.

Большинство классификаций разделяет ловушки на следующие типы, имеющие более дробные единицы:

- структурные ловушки, геометрия которых была образована тектоническими процессами после формирования пластов;
- стратиграфические ловушки, геометрия которых обусловлена литологическими факторами;
- диапирические ловушки, образованные перемещением вверх солевых или грязевых диапиров;
- гидродинамические ловушки, образованные препятствием перемещения нефти вверх под действием движения воды вниз, задерживая нефть без нормального структурного или стратиграфического закрытия.;
- комбинированные ловушки, образованные комбинацией упомянутых типов.

**Генерация УВ (generation)** – процесс образования углеводородов в виде нефти и газа из керогена нефтематеринской породы. Генерация зависит от трех основных факторов: наличия органического вещества, достаточно богатого для получения углеводородов, необходимой температуры и достаточного времени для того, чтобы порода-источник достигла зрелости.

**Миграция УВ (migration)** – движение сгенерированных углеводородов из нефтематеринской породы в коллектор ловушки. Миграция обычно происходит из структурно низкой области в более высокую область из-за относительной плавучести углеводородов по сравнению с окружающими породами. Миграция может быть локальной или может происходить на расстояниях в сотни километров в крупных осадочных бассейнах и имеет решающее значение для формирования жизнеспособной нефтегазовой системы.

**Аккумуляция УВ (accumulation)** - фаза в развитии нефтегазоносной системы, во время которой углеводороды мигрируют и остаются в резервуаре ловушки.

**Критический момент (critical moment)** - время наибольшей вероятности улавливания и сохранения углеводородов в нефтяной системе - после того, как образуются ловушки, углеводороды мигрируют в пласт, аккумулируются и сохраняются в форме залежи.

**Диаграмма событий (event chart)** – диаграмма, показывающая временную связь основных элементов и процессов нефтегазонасыщенной системы, включая время сохранения и критический момент для системы (рис. 1).

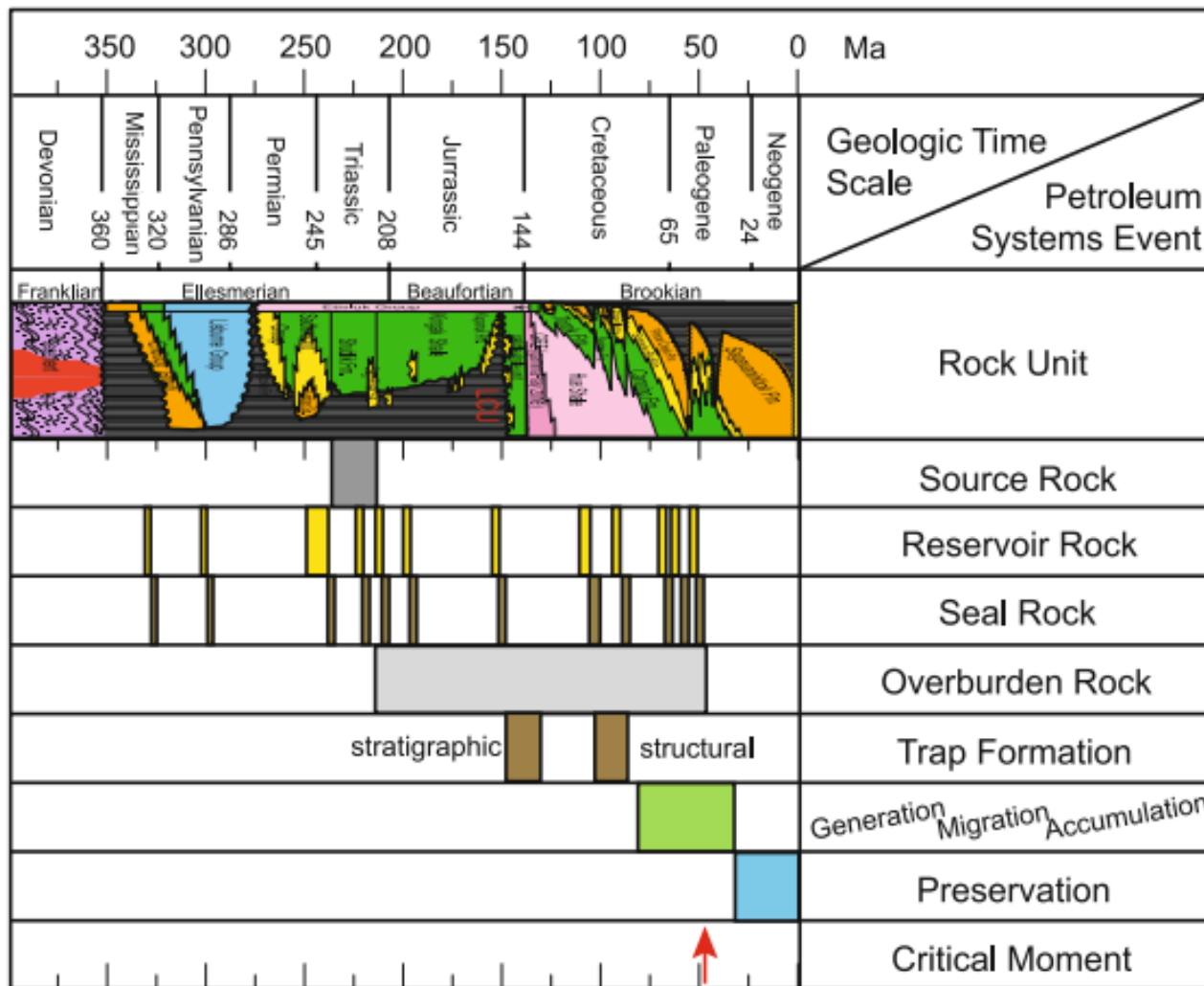


Рис. 1. Пример диаграммы событий для нефтегазовой системы с отмеченным критическим моментом [2]



## 1.2. Принципы построения и структура модели

По пространственному разрешению модели подразделяются на 1D, когда эволюция бассейна оценивается в одной скважине, 2D, когда анализируются изменения в разрезе бассейна и 3D, когда моделирование проводится в объеме всего бассейна или в объеме интересующей его части (play). В зависимости от типа модели, количество входных данных и информативности полученных результатов будет расти от 1D к 3D.

Рабочий процесс моделирования заключается в вводе геологической информации, последовательной симуляцией программой геологических процессов, происходящих в бассейне от момента его формирования до настоящего момента, и калибровки параметров полученной модели с данными реальных измерений этих параметров (рис. 2). В случае, если данные параметры модели близки к значениям их измерений, результатом моделирования становится сценарий. В противном случае, необходимо пересмотреть достоверность входных данных и изменить их в пределах неопределенности таким образом, чтобы пройти этап калибровки. Изменение отдельных параметров модели и анализ влияния на полученные результаты, позволяет оценить чувствительность модели на этот параметр. Также рекомендуется получение нескольких вероятных сценариев развития бассейна, среди которых следует выделить наиболее оптимистичный и пессимистичный варианты.

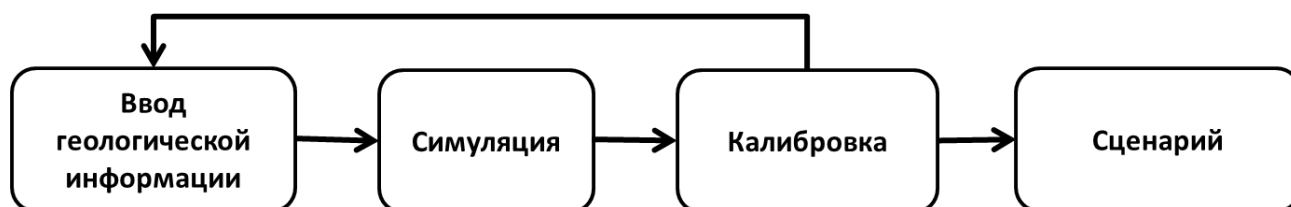


Рис. 2. Рабочий процесс построения бассейновой модели

Общий анализ типа бассейна и основных фаз развития бассейна предшествует построению исходных данных модели. Он включает в себя информацию о тектонике плит, рифтовых событиях, местонахождении бассейна и условиях осадконакопления в течение геологического времени, глобального климата, палео-батиметрии и тектонических событий.

Основные элементы входных данных модели включают в себя [2]:

1. Модель для настоящего времени (Present day model)
  - Горизонты (Глубинные/структурные карты)
  - Фациально-литологические карты
  - Поверхности разломов
2. Присвоение времени (Age assignment)
3. Палео геометрия (Paleo geometry)

- Карты палеоглубин
  - Карты эрозий
  - Карты мощностей солей
  - Карты палеомощностей
4. Граничные условия (Boundary Conditions)
- Карты температур раздела воды-осадка (SWIT)
  - Карты глубинного теплового потока (Heat Flow)
5. Фации (Facies)
- Определение различных фаций
  - Карты ТОС и НІ
  - Карты состава пород

Размеры бассейна обычно оцениваются диапазоном  $10^3$ – $10^5$  м. Среднее количество ячеек для полного моделирования бассейна составляет 1-2 миллиона, что соответствует 200-300 точкам сетки в горизонтальных направлениях.

### 1.3. Основные геологические процессы в моделировании бассейна



Рис. 3. Рабочий процесс построения бассейновой модели по [2]

## **Отложение**

Слои накапливаются на кровле предыдущего слоя во время осаждения или удаляются во время эрозии. Предполагается, что геологические события седиментации и эрозии известны, поэтому времена осаждения и эрозии могут быть назначены слоям (как правило, времена присваиваются к кровле слоя). Толщина осаждения нового слоя рассчитывается исходя из современной пористости, контролируемой бекстриппингом, или импортируемой из программ структурного восстановления.

## **Расчет давления и уплотнения**

В пористых средах давление часто вводится как давление внутри жидкостей в порах, т.е. поровое давление. Оно в основном вызвано весом покрывающего слоя, но поток жидкости вместе с уплотнением может уменьшить давление, вызванное покрывающим слоем, и результирующее поровое давление обычно меньше литостатического давления. Отток жидкости позволяет перемещать зерна в более компактные упаковки, что снижает поровое давление и пористость. Таким образом, разница между литостатическим и поровым давлением является мерой уплотнения, которое представляет собой уменьшение объема осадка и равно объемной деформации, т.е. отношению несущего стресс объема к ненагруженному начальному объему. Все основные эффекты механического уплотнения и образования избыточного давления могут быть достаточно точно смоделированы с помощью подхода типа Терцаги. Он основан на предположениях о том, что зерна и вода несжимаемы и что уплотнение породы является функцией только вертикального эффективного напряжения, которое называется литостатическим давлением. Принцип Терцаги гласит, что, когда порода подвергается воздействию напряжения, ему противостоит давление жидкости в поре.

## **Анализ теплового потока**

Расчет значений температуры прогрева слоев во времени является целью анализа теплового потока, который необходим для определения скоростей геохимических реакций. При этом нужно учитывать теплопроводность и конвекцию, а также тепловыделение при радиоактивном распаде. Магматические интрузии также требуют учета термических фазовых переходов в отложениях. Кроме того, должны быть сформулированы тепловые граничные условия при притоке тепла к основанию осадочного чехла. Эти базовые значения теплового потока часто прогнозируются с помощью моделей земной коры в отдельных программах предварительной обработки или интерактивно рассчитываются для каждого геологического события.

## **Генерация нефти**

Генерация нефтяных компонентов из керогена (первичный крекинг) и вторичного крекинга нефти обычно описывается с помощью наборов параллельных реакций кинетики разложения органического вещества. Количество химических компонентов варьируется от двух (нефть, газ) до двадцати. Схемы крекинга могут быть довольно сложными, если принять во внимание множество компонентов и вторичный крекинг. Адсорбционные модели описывают выброс углеводородов в свободное поровое пространство исходной породы.

## **Анализ флюидов**

Генерируемые количества углеводородов представляют собой смеси химических компонентов. Модели потока жидкости имеют дело с жидкими фазами, которые обычно представляют собой жидкие, паровые и сверхкритические или ненасыщенные фазы. Поэтому в ходе анализа жидкости изучается растворение компонентов в жидкой фазе в зависимости от температуры и давления. Такие свойства жидкой фазы, как плотность и вязкость, также могут быть получены из моделей жидкости. Они необходимы для точного моделирования миграции и объемов заполнения резервуаров.

## **Миграция УВ**

В различных программах миграция УВ может моделироваться различными методами. Наиболее встречаемый метод Поток Дарси описывает многокомпонентный трехфазный поток на основе концепции относительной проницаемости и капиллярного давления. Специальные алгоритмы используются для описания прорыва и миграции через разломы. Диффузионные эффекты могут быть оценены для транспорта легких углеводородов в водной фазе. Другими применяемыми методами являются анализ пути прохождения потока, в котором моделирование происходит с помощью геометрически построенных траекторий и перколяция, где предполагается мгновенное движение нефти (относительно геологического времени) через бассейн под действием плавучести и капиллярного давления.

## **Анализ объемов УВ в коллекторе**

Высота колонны УВ в ловушке уравнивается капиллярным входным давлением соответствующего уплотнения. Поэтому утечка и прорыв являются важными процессами, уменьшающими аккумулированный объем. Другие процессы, такие как вторичный крекинг или биодеградация, также оказывают серьезное влияние на качество и количество накопленных УВ в залежи.

## 2. ГЕОДИНАМИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ БАССЕЙНОВ

### 2.1. Геодинамические типы бассейнов

Первым шагом при бассейновом моделировании является определение типа осадочного бассейна и анализ его эволюции в геологической истории, в ходе которой происходит смена различных геодинамических режимов. В частности, от геодинамической обстановки во многом зависят значения теплового потока идущего из недр Земли. В основе большинства классификаций осадочных бассейнов находится принцип цикличности развития земной коры и формирования бассейнов в тесной связи с различными стадиями формирования океанов и континентов, известного как цикл Вилсона [1] (рис. 4).

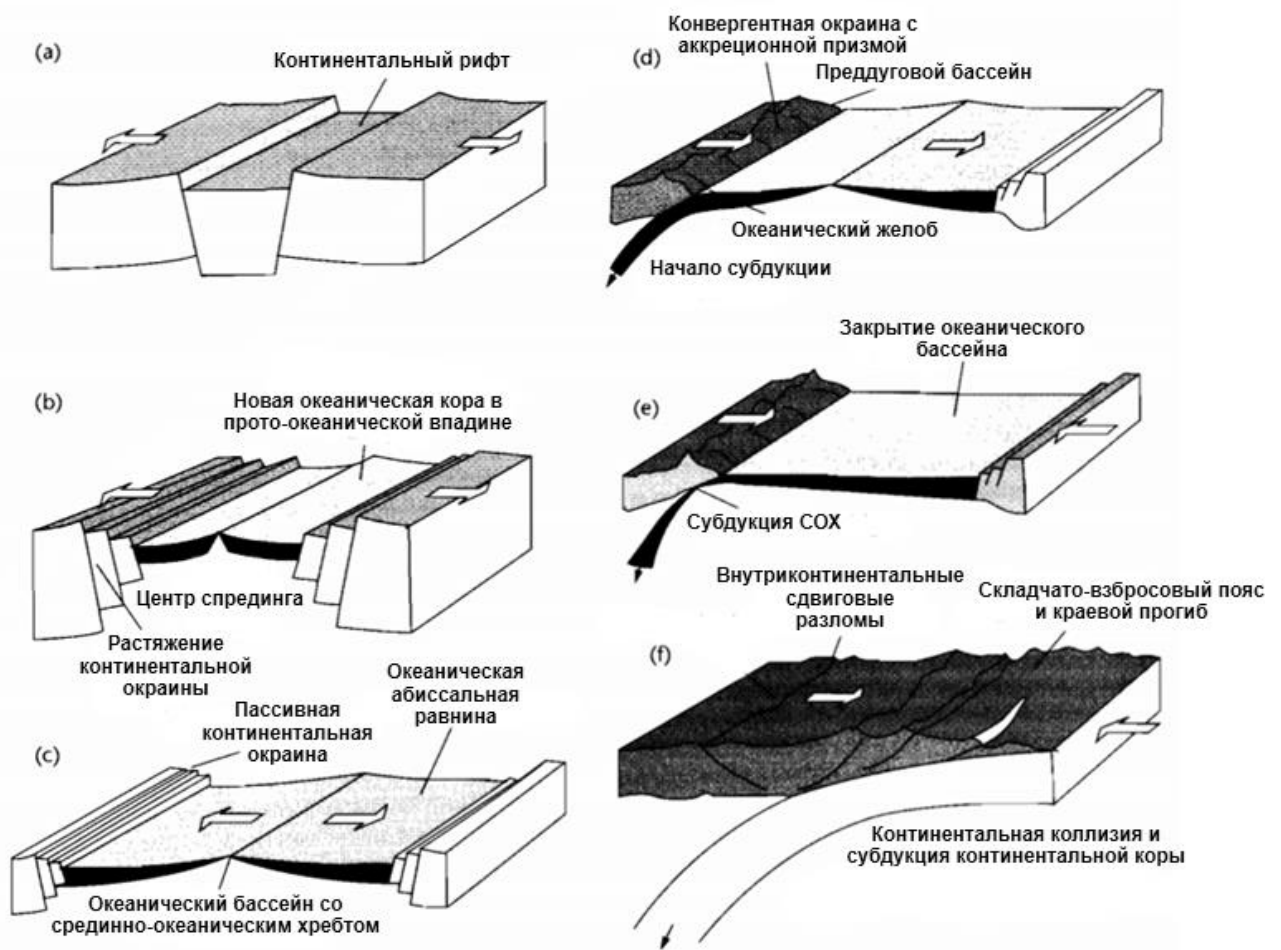


Рис. 4. Циклы Вильсона формирования и закрытия океана [1]. Растяжение континента (а) сменяется океанического центра спрединга (b) и расширением океана (с). Субдукция океанической коры (d) ведет к закрытию океанического бассейна. Субдукция срединно-океанического хребта (e) предшествует континентальной коллизии (f).

## 2.2. Классификация осадочных бассейнов

По преобладающему тектоническому режиму бассейны разных геодинамических обстановок можно разделить на следующие категории [4]:

- I. Окраинные бассейны растяжения
  - A. Рифтовые бассейны
  - B. Краевые океанические возвышенности и террасы
    - 1. Красное море (зарождающиеся)
    - 2. Атлантический тип (зрелый)
  - C. Авлакогены и затухающие рифты
- II. Окраинные бассейны сжатия
  - A. Прогибы и субдукционные комплексы
  - B. Преддуговые бассейны
  - C. Междуговые бассейны
  - D. Задуговые бассейны
  - E. Остаточные бассейны
  - F. Спутниковые (дополнительные) бассейны
- III. Трансформные и поперечно-сдвиговые бассейны
  - A. Условия бассейна:
    - 1. Граница плиты с трансформным разломом
    - 2. Раздвигающаяся окраина трансформного разлома
    - 3. Сдвигающаяся окраина трансформного разлома
    - 4. Сутурная зона секущего разлома
  - B. Тип бассейна:
    - 1. Бассейны в переплетенных разломных системах
    - 2. Бассейны завершения разломов
    - 3. Раздвижные бассейны в оперяющих системах разломов
    - 4. Трансротационные бассейны
- IV. Коллизионные и сутурные бассейны
  - A. Периферические (форландовые или предгорные) бассейны
  - B. Остатки океанических бассейнов
  - C. Внутренние форландовые, сдвиговые и грабеновые бассейны.
- V. Внутриплитные бассейны
  - A. Кратонные бассейны (континентальная кора)
  - B. Океанические острова, подводные горы, плато (океаническая кора)

### 3. ТЕРМАЛЬНАЯ ИСТОРИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

#### 3.1. Тепловой поток

Тепловой поток представляет собой меру тепловой энергии в единицу времени и единицу площади, что по сути является плотностью теплового потока:

$$q = -K \text{ grad } T \quad (1),$$

где  $q$  – является плотностью теплового потока,  $K$  – теплопроводность,  $\text{grad } T$  – температурный градиент. На практике анализ теплового потока обычно подразделяется на две задачи: рассмотрение модели земной коры для расчета потока тепла в осадочные отложения и последующий расчет температуры в этих отложениях.

Источниками тепла из недр Земли являются, как правило, верхняя мантия и нижняя кора. Тепловой поток из нижней коры происходит от распада радиоактивных изотопов, таких как уран, торий и калий, и называется радиогенным тепловым потоком. Оставшаяся часть, называемая подкорковым тепловым потоком, связана с охлаждением Земли [7]. Соотношение данных процессов в общем тепловом потоке Земли оценивается как 17% и 83% соответственно [2]. Локальные относительные пропорции этих двух компонентов зависят от многих факторов, основным из которых является толщина коры. Другая корреляция теплового потока связана с тектоническим возрастом, где тепловой поток тектонически молодых областей намного выше, чем у старых кратонов.

Механизмы теплообмена между верхней мантией, нижней корой и в бассейне (верхняя кора) пока неясны, а иногда и противоречивы. Передача излучением может быть исключена, однако, вопрос о том, является ли теплопроводность действительно доминирующим механизмом теплообмена, или конвекция может играть решающую роль при определенных обстоятельствах, еще предстоит детально изучить [7]. В осадочных бассейнах конвекция главным образом связана с движением флюидов в порах: воды, жидкой нефти и газа. Конвекция может быть более эффективной, чем проводимость при высоких скоростях потока, например, в проницаемых слоях или в трещинах. Конвекция также является основным механизмом теплового переноса в астеносфере. Движения флюидов могут добавлять или удалять тепловую энергию из осадочного разреза и могут значительно исказить систему теплопередачи [2].

Измеренные значения регионального теплового потока показывают важные изменения. Низкие значения 30-40 мВт/м<sup>2</sup> характерны для старых кратонов, таких как Балтийский и Канадский щиты, а также для океанических впадин. Высокие значения теплового потока 85-120 мВт/м<sup>2</sup> измеряются на океанических хребтах или в активных вулканических районах. Регионы экстенсивной тектоники, такие как район Красного моря, а также зоны бассейна и ареала на западе США, также имеют высокие значения теплового потока. Общее среднее значение для

теплового потока Земли составляет как  $63 \text{ мВт/м}^2$ . Среднее значение для океанов составляет  $61 \text{ мВт/м}^2$ , а для всех континентов -  $60 \text{ мВт/м}^2$ . [7] Региональные вариации поверхностного теплового потока по [1] несколько отличаются и приведены в табл. 1.

Таблица 1

Региональные вариации поверхностного теплового потока [1]

Регионы	Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>
Континенты	56,6
Африка	49,8
Северная Америка	54,4
Австралия	63,6
Океаны	78,2
Северная часть Тихого океана	95,4
Индийский океан	83,3
Южная часть Атлантического океана	59,0
Мир	69,6

Отдельным типам бассейнов из классификации, основанной на региональных тектонических концепциях плит, могут быть присвоены значения (диапазоны значений) теплового потока (табл. 2). Океанические хребты, внутридуговые бассейны, активные рифтовые зоны имеют более высокие значения теплового потока, чем в среднем; стабильные кратонические области, преддуговые бассейны имеют более низкие значения теплового потока; молодые орогенные области (шовные зоны) имеют высокие значения теплового потока [7].

Вектор теплового потока в любом месте в основном направлен вдоль самого крутого понижения температуры из данного места. В литосфере это в основном обусловлено разницей между ее верхними и базовыми температурами: температурой поверхности или температурой границы осадка-воды (SWI) наверху и температурой границы астеносферы-литосферы у ее основания. Следовательно, результирующий тепловой поток в основном направлен вертикально, когда две граничные поверхности являются почти сферическими и когда боковые изменения граничных температур малы. Средняя теплопроводность и толщина слоя мантии и земной коры в основном контролируют приток тепла в осадочные отложения. Этот тепловой поток у основания осадков определяет нижнее граничное условие для анализа теплового потока в отложениях [2].



Типичные значения теплового потока для осадочных бассейнов [1]

Типы бассейнов	Значение теплового потока, мВт/м <sup>2</sup>	
	Среднее	Диапазон
<b>Бассейны растяжения</b>		
Активные океанические хребты и вулканы	120	120-205
Активные (син-рифт) задуговые бассейны	85	67-120
Активные рифты (син-рифт) или пассивные окраины	80	65-110
Термически прогибающийся рифт (пострифт) или пассивная окраина	50	40-65
<b>Бассейны сжатия</b>		
Коллизионный складчатый пояс	70	40-97
Океанский форландовый бассейн (предгорный прогиб)	40	40-80
Преддуговой бассейн, не связанный с дуговым магматизмом	35	20-45
<b>Сдвиговые бассейны</b>		
Активный сдвиговый бассейн с глубоким вовлечением в литосферу	100	80-120
Активный сдвиговый бассейн с поверхностным растяжением	60	50-69
<b>Фундамент</b>		
Докембрийский щит	40	30-55
Океаническая кора (>200 млн. лет)	35	30-40
Приблизительный средний глобальный тепловой поток	65	60-70

Температуры границы осадок-вода (SWIT) могут быть получены из палеоклиматических моделей. На данный момент они рассчитаны для всего Палеозоя и реализованы в виде инструмента в различных коммерческих программах по бассейновому моделированию, где остается лишь указать широту современного положения бассейна. Однако эффекты вечной мерзлоты требуют указания температуры палеоповерхности.

Температурно-контролируемая краевая задача литосферы дает следующее одномерное стационарное решение с вертикальной теплопроводностью  $\lambda_b$  и толщиной  $h_i$  литосферы [2]:

$$q = \lambda_b \frac{T_b - T_{swi}}{h_i} \quad (2).$$

Формула 2 также может быть использована для расчёта теплового потока через отдельные слои осадочных отложений.

Различия в теплопроводности пород могут быть вызваны первичными эффектами литологических свойств (сланец, песок, соль и т. д.) или вызваны геологическими процессами, такими как оседание и осаждение, образование и миграция углеводородов (особенно газа) или избыточное давление. Принимая во внимание весь тепловой баланс осадочного бассейна, поток жидкости имеет незначительное влияние и отвечает за довольно локальные температурные аномалии. Для региональных температурных аномалий в бассейне основными факторами являются глубоководный поток грунтовых вод или поток воды, вызванный гидродинамикой слоев избыточного давления [7]. На рис. 5. представлена теплопроводность некоторых пород в зависимости от глубины [6].

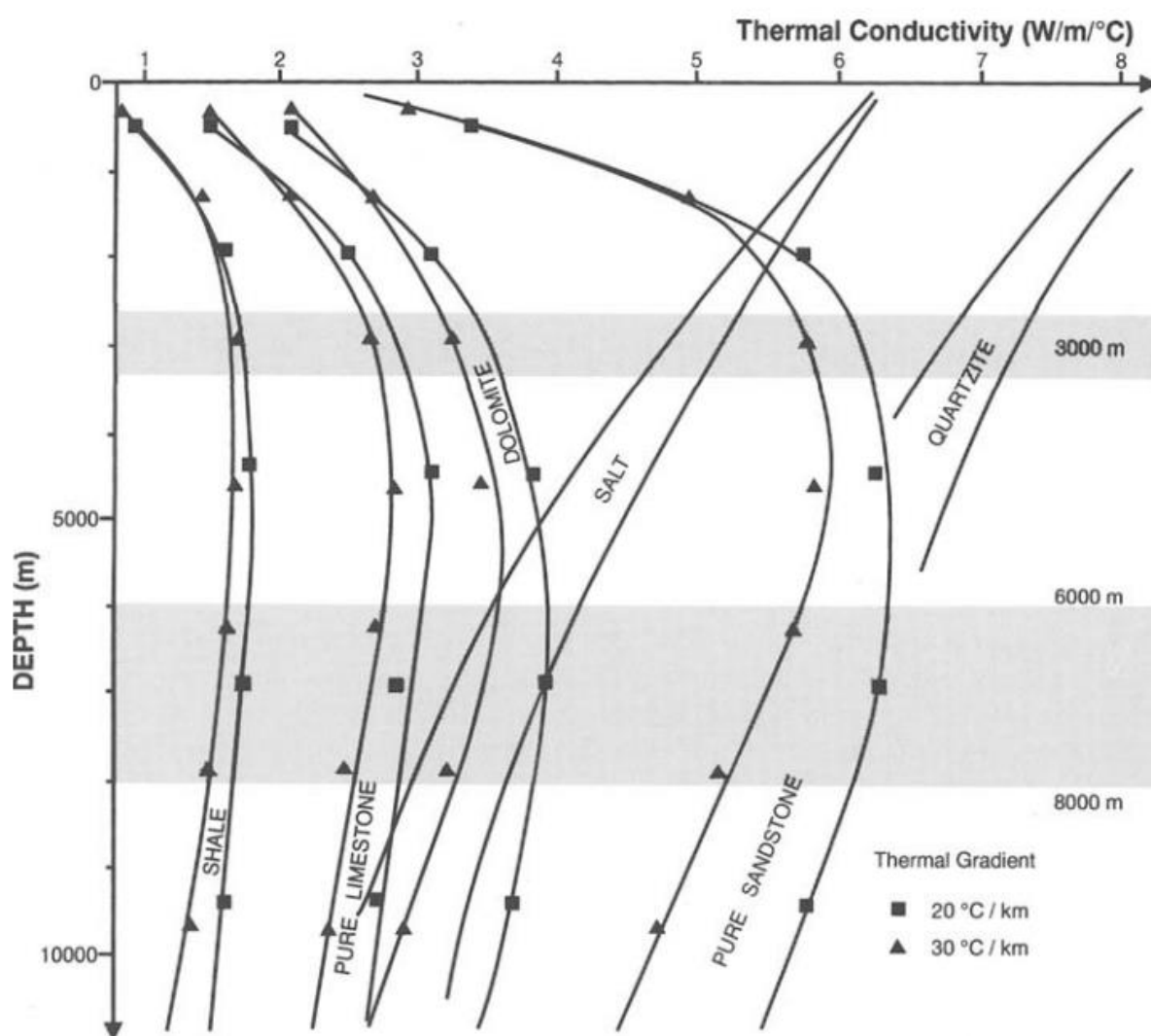


Рис. 5. Вертикальная теплопроводность пористых пород при погребении с двумя различными температурными градиентами [6]

### 3.2. Методы реконструкции термической истории

Реконструкция термической истории в осадочных бассейнах все еще остается проблемой, требующей дальнейших исследований и разработок. Основная проблема заключается в том, что осадочные бассейны не являются статичными, а переживают динамическое развитие в течение геологического времени, и тепловая энергия неуклонно транспортируется в бассейне. Кроме того, ни один измеримый параметр не может быть напрямую преобразован в палеотемпературу. Однако несколько методов и / или концепций способствуют оценке температурных условий в геологическом прошлом [7]:

- методы, основанные на показателях созревания органического вещества, например, степени коалификации, отражательной способности витринита.
- концепции, основанные на минералогических изменениях, связанных с диагенезом, например, превращения глинистых минералов и кристалличность иллита.
- методы, основанные на анализе флюидного включения, например, температуры гомогенизации.
- геотермометры, основанные на специфических химических реакциях, таких как устойчивое изотопное равновесие, и термометр SiO<sub>2</sub>-Na-K-Ca.
- анализ треков деления с помощью которого может быть определено конкретное значение температуры для определенного времени, которое пережила система.
- для радиометрических систем, таких как K-Ar, Rb-Sr и U-методы, которые закрываются при разных температурах, комбинация радиометрических определений возраста может использоваться для реконструкций тепловой истории.

Принимая во внимание ограничения различных подходов, отмеченных выше, применение методов, основанных на физических понятиях и численном моделировании, являются наиболее подходящими для восстановления термической истории осадочных бассейнов. Другими словами, температуры в бассейне должны быть рассчитаны путем решения уравнения теплопередачи. Тепловая история связана с эволюцией бассейна, которая представляет собой динамическую, сложную и многопараметрическую систему с граничными условиями, изменяющимися во времени. Кроме того, процессы и параметры, которые контролируют распределение температуры, тесно взаимосвязаны и влияют друг на друга. Следствием этого является то, что для расчета температуры в ходе эволюции бассейна требуется комплексный и количественный подход и подходящий метод моделирования. Любой из двух основных методов моделирования, а именно прямое и обратное моделирование, может применяться для прогнозирования истории температур. Обратное моделирование используется главным образом для определения палеопотока тепла, либо с помощью измеренных значений отражательной способности витринита, либо по результатам анализа треков деления. Прямое моделирование

применяется к задачам прогнозирования генерации углеводородов и к моделированию геологических процессов в ходе эволюции бассейна. Последнее (компьютерное моделирование бассейна) представляется наиболее подходящим методом для управления динамическими, сложными и интегрированными системами детерминистическим образом [7].

### 3.3. Бекстриппинг

Бекстриппинг (Backstripping) - это метод, используемый для анализа истории прогибания бассейнов растяжения, который включает в себя постепенное удаление отложений, с учетом изостатического отклика и реакции разуплотнения отложений на эту разгрузку. Бекстриппинг может применяться для оценки степени растяжения литосферы для стадии пост-рифтового прогибания, в результате чего становится возможным оценить геотермальные возмущения фундамента для моделирования созревания УВ. Кроме того, данный метод также может использоваться для прогнозирования геологических особенностей в бассейне, таких как палеобатиметрия и палеотопография [5].

Процедура бекстриппинга состоит в первую очередь из удаления блоков стратиграфии сверху вниз (рис. 6). Также необходимо внести поправки на уплотнение отложений при погружении пород и на прогибание коры, возникающего в результате изостатического отклика на нагрузку отложений. Палеобатиметрические оценки необходимы для ограничения или калибровки ранних стадий батиметрии бассейна [5].

Изостазия (изостатическое равновесие) — гидростатически равновесное состояние земной коры, при котором блоки (100-200 км) менее плотной земной коры (средняя плотность 2,8 г/см<sup>3</sup>) «плавают» в более плотном слое верхней мантии — астеносфере (средняя плотность 3,3 г/см<sup>3</sup>), подчиняясь закону Архимеда. Изостатический отклик бассейна на нагрузку отложениями оценивается на основе изостатических моделей [2] (рис. 7):

- компенсация Эйри, при которой каждый отдельный блок погружен в верхнюю мантию и в зависимости от его размеров выталкивается с разной силой по закону Архимеда;
- компенсация Платта, при которой большие блоки имеют меньшую плотность, поэтому погружены на примерно одинаковый уровень;
- гидростатическая изостазия, при которой отдельные блоки не связаны друг с другом;
- флексурная изостазия, при которой подразумевается гибкая связь между соседними блоками.

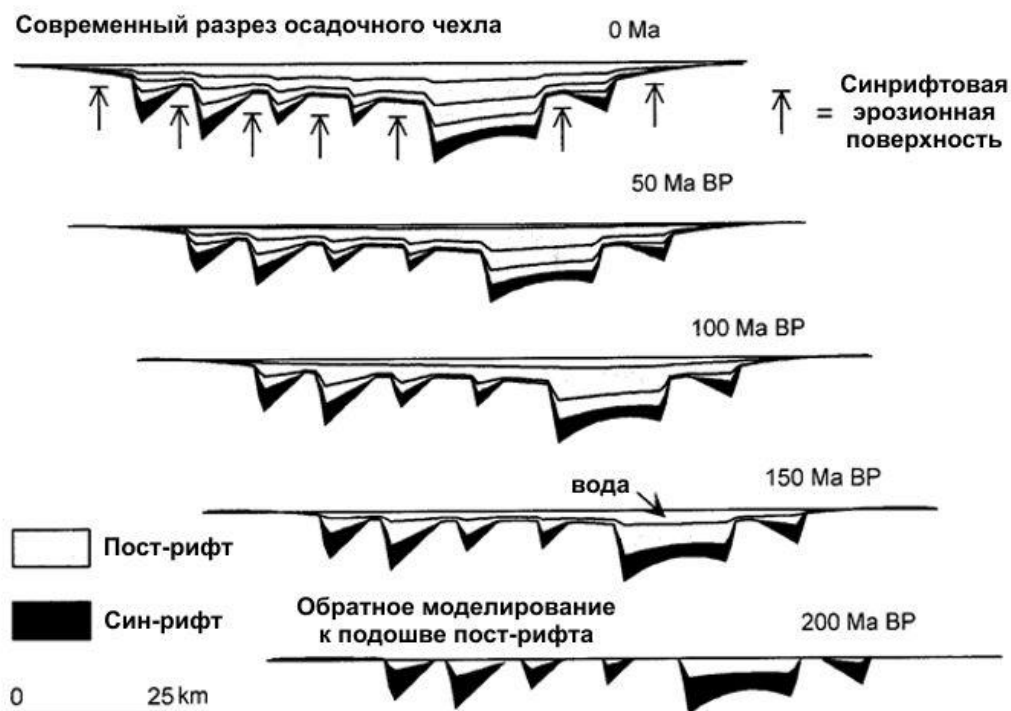


Рис. 6. Схематическое изображение 2D пост-рифтового обратного моделирования, состоящего из флексурного бекстриппинга, декомпрессии и обратного моделирования прогибания [5].

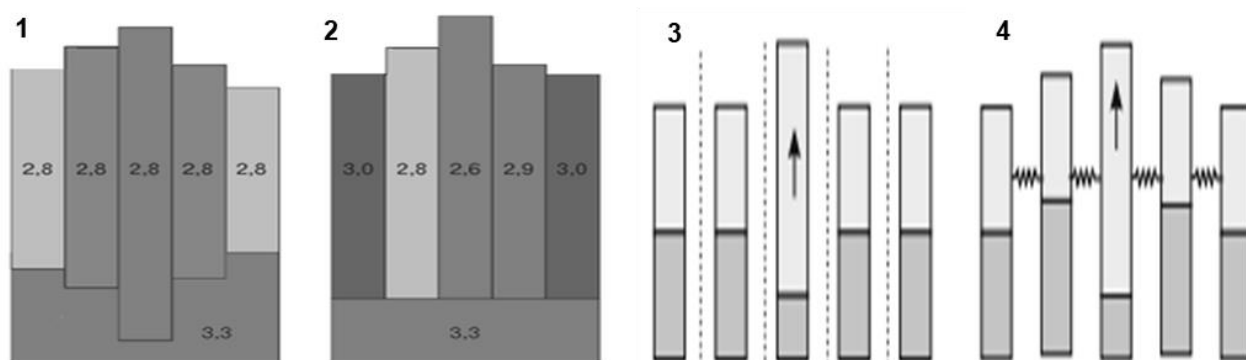


Рис. 7. Схематическое изображение изостатических моделей: 1 – компенсация Эйри, 2 – компенсация Пратта, 3 – гидростатическая изостазия, 4 – флексурная изостазия.

Реализация флексурной изостазии наиболее часто встречается в коммерческих программных пакетах по бассейновому моделированию.

### 3.4. Модель МакКензи

В бассейнах растяжения история прогибания реконструируемая бекстриппингом обычно интерпретируются в терминах модели растяжения литосферы Маккензи [3], в которой растяжение литосферы приводит к истончению коры и повышению теплового потока. Как правило, модель расширения литосферы Маккензи предполагает быстрый период расширения синрифта, совпадающий с разрушением поверхности, за которым следует период более медленного пост-рифтового прогибания, во время которого термическая аномалия, связанная с повышенным тепловым потоком от рифтинга, охлаждается (рис. 8). Таким образом, величина проседания будет зависеть от первоначальной величины растяжения. Данную величину, известную как фактор растяжения или «бета-фактор», можно оценить с помощью с помощью различных подходов: структурных измерений растяжения, геофизических измерений истончения коры, итераций бекстриппинга для нахождения наилучшей геологической модели.

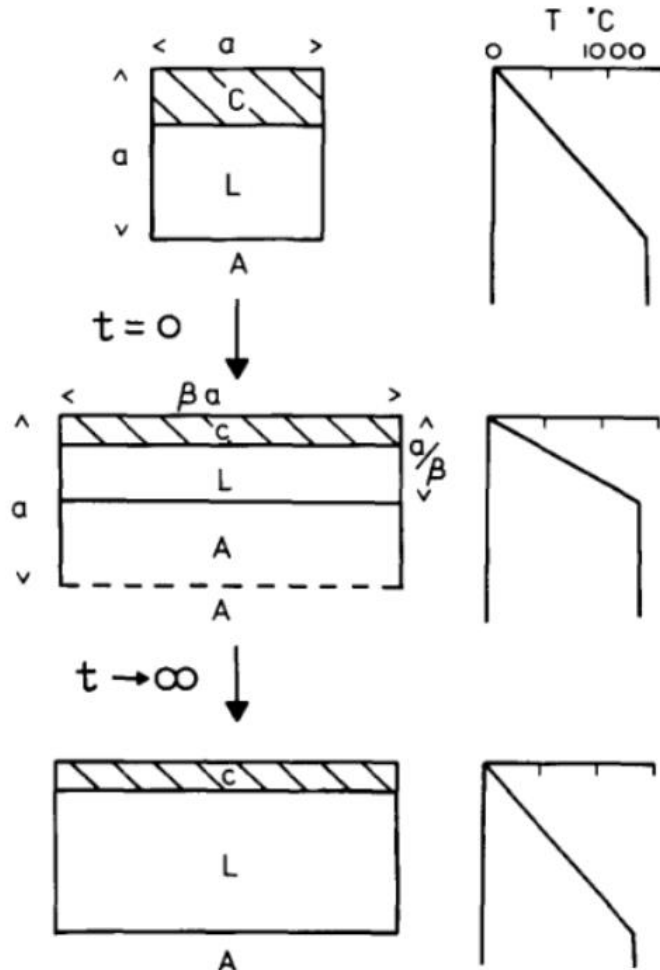


Рис. 8. Основные положения модели Маккензи [3]. В момент времени  $t = 0$  блок термически уравновешенной континентальной литосферы расширяется на  $\beta$ . Поскольку температура материала во время растяжения остается неизменной, изостатическая компенсация вызывает подъем горячей астеносферы. Охлаждение этого горячего материала вызывает оседание.

## 4. ГЕНЕРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

### 4.1. Созревание органического вещества

Моделирование геохимических процессов включает в себя генерацию нефти и связанных с ней параметров созревания, например, таких как отражательная способность витринита, молекулярные биомаркеры и минеральный диагенез. Во время диагенеза большинство органических частиц в отложениях преобразуются микробиологическими процессами в кероген с выделением летучих веществ, таких как  $\text{CH}_4$ ,  $\text{NH}_3$  и  $\text{CO}_2$ . Нефть в основном образуется во время катагенеза, когда кероген подвергается термическому крекингу с образованием более тяжелых и легких углеводородов и соединений NSO (азот, сера, кислород). Скорости превращения зависят от типа органического вещества и истории времени и температуры. Более тяжелые нефтяные компоненты обычно генерируются первыми, а затем они растрескиваются в более легкие компоненты при более высоких температурах, что приводит к так называемому «нефтяному окну» на глубине от 1 до 3 км (рис. 9). Термогенный углеводородный газ образуется на больших глубинах [2].

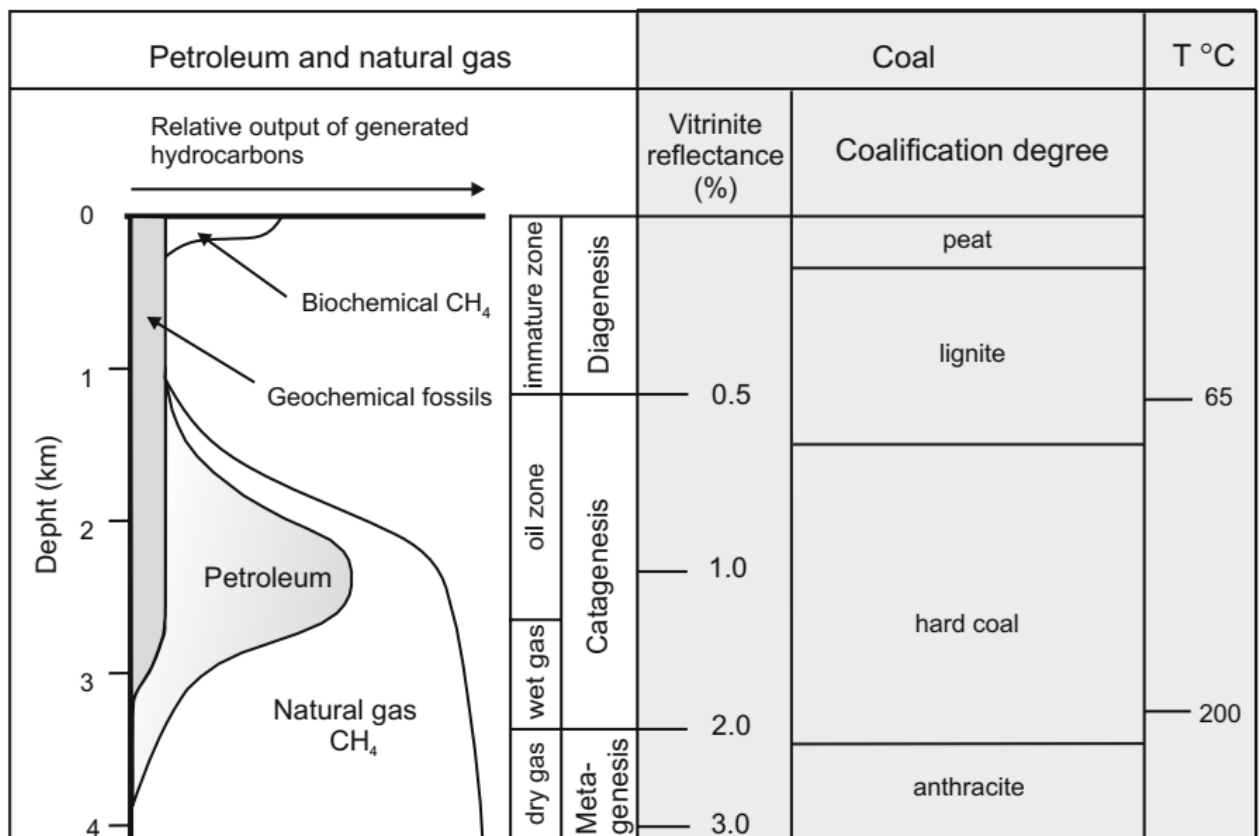


Рис. 9. Эволюция органического вещества: диагенетические, катагенетические и метагенетические процессы описывают генерацию нефти и газа и коализацию [2].

## 4.2. Типы керогена и их УВ потенциал

Кероген – это твердое полимерное органическое вещество, нерастворимое в органических растворителях, которое является наиболее важным элементом нефтематеринских пород. К нефтематеринским породам относят породы сложного полиминерального состава, характеризующиеся высоким содержанием органического вещества в виде керогена, битумоида и нефти, например, нефтеносные сланцы. Всего, выделяют 4 типа керогена, из которых I тип считается наиболее продуктивным, III – наименее, а IV – практически непродуктивным (табл. 3). Основными геохимическими параметрами, характеризующими нефтематеринские породы и применяемыми в программах по бассейновому моделированию, являются ТОС (общее содержание органического углерода) и HI (водородный индекс). Так, чем выше HI индекс, тем выше углеводородный потенциал нефтематеринской породы. Данные параметры определяются во время пиролитических исследований, например, методом Rock Eval или аналогичными.

Таблица 3

Типы керогена и их УВ потенциал

Среда	Тип керогена	Форма керогена	Источник	Условия	УВ потенциал	HI (мг УВ/ г ТОС)
Водная	I	Алгинит	Остатки водорослей	Аноксические, богатые водородом	Нефть	>600
	II	Аморфный кероген	Бесструктурные обломки водорослей	Аноксические, богатые водородом		300-600
			Бесструктурный планктонный материал			
Континентальная		Эксинит	Оболочка спор и пыльцы, кутикула листьев и трав	Бедные водородом		200-300
	III	Витринит	Волокнистые и древесные растительные фрагменты, бесструктурная растительная гуминовая материя	Бедные водородом	Газ, частично нефть	50-200
					В основном газ	
	IV	Инертинит	Окисленные древесные фрагменты	Бедные водородом	Нет	<50



### 4.3. Пиролитические исследования (Rock Eval)

Rock Eval – это метод пиролиза с открытой системой. Образец породы, содержащий органическое вещество, нагревают со скоростью примерно  $50^{\circ}$  К/мин и измеряют высвобожденные массы углеводородов и  $\text{CO}_2$  (рис.10). Первый пик углеводородов термически дистиллированных углеводородов ( $S_1$ ) соответствует остаточному битуму. Это уже созданная и еще не удаленная масса углеводородов в образце породы. Второй пик ( $S_2$ ) соответствует сгенерированным углеводородам, образовавшимся в результате пиролиза. Он представляет собой общую массу генерации УВ, которая связана с водородным индексом (HI), приведенным к мг/гТОС. Следовательно, HI, умноженный на ТОС и на массу породы равна общей сгенерированной массе УВ в породе. Пик ( $S_3$ ) пиролитического сгенерированного  $\text{CO}_2$  аналогично связан с кислородным индексом (OI), измеренным в мг / гТОС [2].

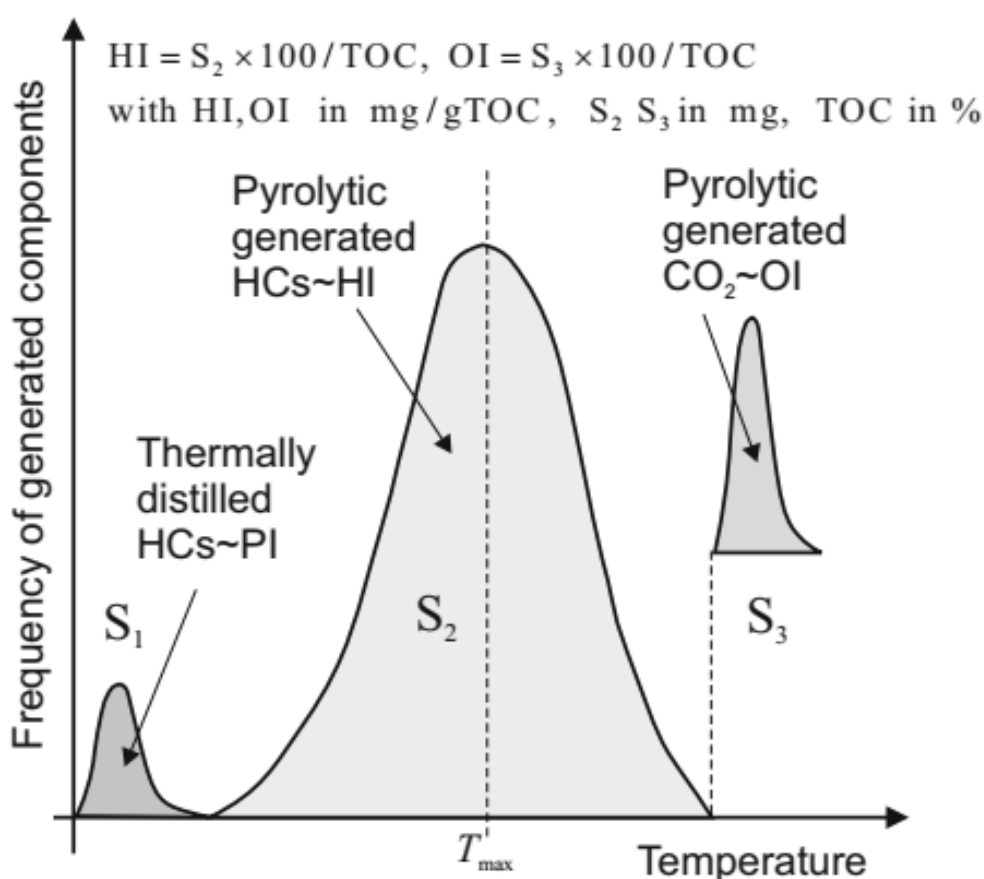


Рис. 10. Схематическая пирограмма из пиролиза Rock-Eval: водородный индекс HI, кислородный индекс OI, индекс производства PI. Пики  $S_1$  и  $S_2$  в основном обозначают содержание углеводородов. Они измеряются с помощью пламенно-ионизационного детектора. Пик  $S_3$  содержит генерируемый  $\text{CO}_2$ , который измеряется детектором теплопроводности после окончания нагрева при комнатной температуре [2].

Индекс производства  $PI = S1 / (S1 + S2)$  является мерой крекинга керогена. Он варьируется от 0 до 1. PI равен коэффициенту трансформации, если из образца не было выброшено нефти. Другим характерным значением метода Rock Eval является температура печи  $T_{max}$  при максимальной скорости образования УВ для S2. Эта температура может использоваться в качестве параметра зрелости для образца керогена. Его можно рассчитать в исходных породах и использовать в качестве параметра тепловой калибровки.

#### 4.4. Кинетика

Температурная зависимость скорости реакции  $k$  обычно описывается законом Аррениуса с двумя параметрами: частотным фактором  $A$  и энергией активации  $E$ :

$$k = A e^{\frac{-E}{RT}} \quad (3),$$

где  $R = 8.31447$  Дж/моль×К - газовая постоянная. Частотный (амплитудный или предэкспоненциальный) фактор  $A$  представляет собой частоту, с которой молекулы преобразуются, а энергия активации  $E$  описывает требуемую пороговую энергию, чтобы инициировать реакцию. Коэффициент трансформации TR (transformation ratio) определяется как конвертированная массовая доля исходного реагента в конечное вещество. Большинство геохимических процессов описываются с реакциями первого порядка  $\alpha = 1$ . Более высокие или более низкие порядки реакции используются, когда скорость превращения имеет нелинейную зависимость от концентрации реагента. Коэффициент трансформации  $TR = 0,5$  определяет критическую точку генерации.

Массовая кинетика фокусируется на крекинге керогена и не различает отдельные компоненты нефти. Она описывается несколькими параллельными реакциями преобразования керогена в нефть (газ). Каждая параллельная реакция соответствует химическим связям, которые должны быть разрушены при данной энергии активации в молекулах керогена. На рис. 11 приведены примеры определения массовой кинетики для керогена II и III типов. Данные массовой кинетики являются необходимыми для моделирования генерации УВ в программах по бассейновому моделированию, однако в случае их отсутствия, возможно применение кинетики схожей по свойствам и составу нефтематеринской породы, благодаря интегрированным библиотекам кинетик.

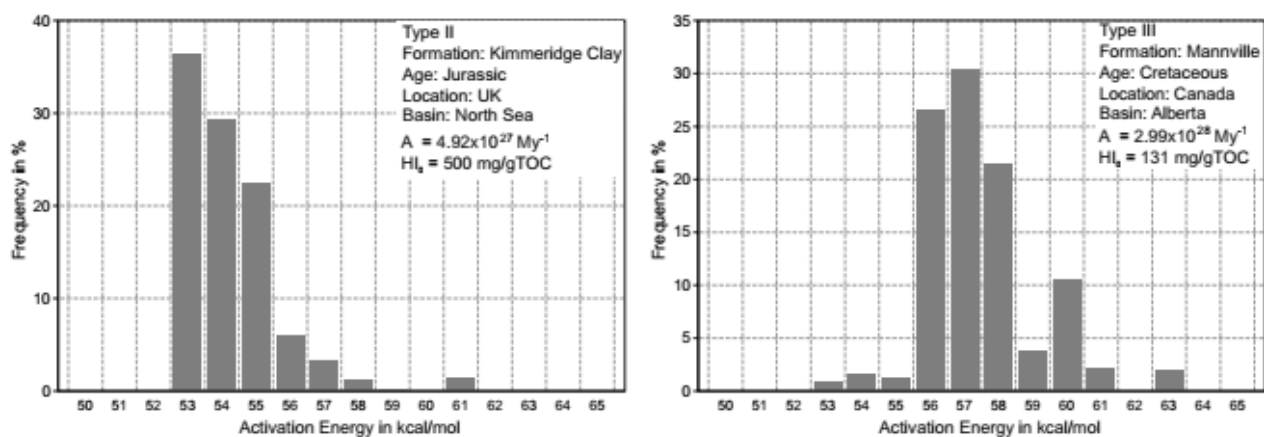


Рис. 11. Примеры массовой кинетики для керогена II и III типов [2]

#### 4.5. Отражательная способность витрина

Наиболее широко используемым индикатором термического созревания является коэффициент отражения витринитного мацерала в угле, углистых частицах или диспергированных органических веществах. Он увеличивается как функция температуры и времени от приблизительно  $R_o = 0,25\%$  на стадии торфа до более чем  $R_o = 4\%$  на стадии метаантрацита. Витринит является очень сложным веществом, состоящим из гелифицированных остатков растительных тканей и претерпевает сложные изменения в процессе пиролиза. Общая реакция предполагает, что витринит превращается в остаточный (модифицированный или зрелый) витринит и некоторое количество конденсата.

Коэффициент отражения витринита в целом можно соотнести с созреванием нефтематеринской породы и стадией нефте- и газообразования. Следующие интервалы определяют эмпирические зависимости для первичной генерации нефти и газа из керогена типа II и типа III: незрелое ( $R_o \leq 0,55\%$ ), раннее масло ( $R_o \leq 0,70\%$ ), основное масло ( $R_o \leq 1,00\%$ ), позднее масло ( $R_o \leq 1,30\%$ ), влажный газ ( $R_o \leq 2,00\%$ ), сухой газ ( $R_o \leq 4,00\%$ ), перезревание ( $R_o \geq 4,00\%$ ) [2]. Эта корреляция не всегда достоверна, так как истории генерации различной кинетики нефти могут значительно отличаться друг от друга.

Существуют несколько моделей отражательной способности витринита, позволяющие симулировать его изменения в породах, богатых органическим веществом: Burnham & Sweeney, Larter, Time–Temperature–Index (TTI). Большинство из них отражают эмпирически установленные закономерности изменения отражательной способности витринита с изменением коэффициента трансформации (transformation ratio) органического вещества или температуры. Благодаря такому подходу появляется возможность термической калибровки бассейновой модели с результатами реальных исследований отражательной способности витринита по разрезу в скважинах (рис. 12).

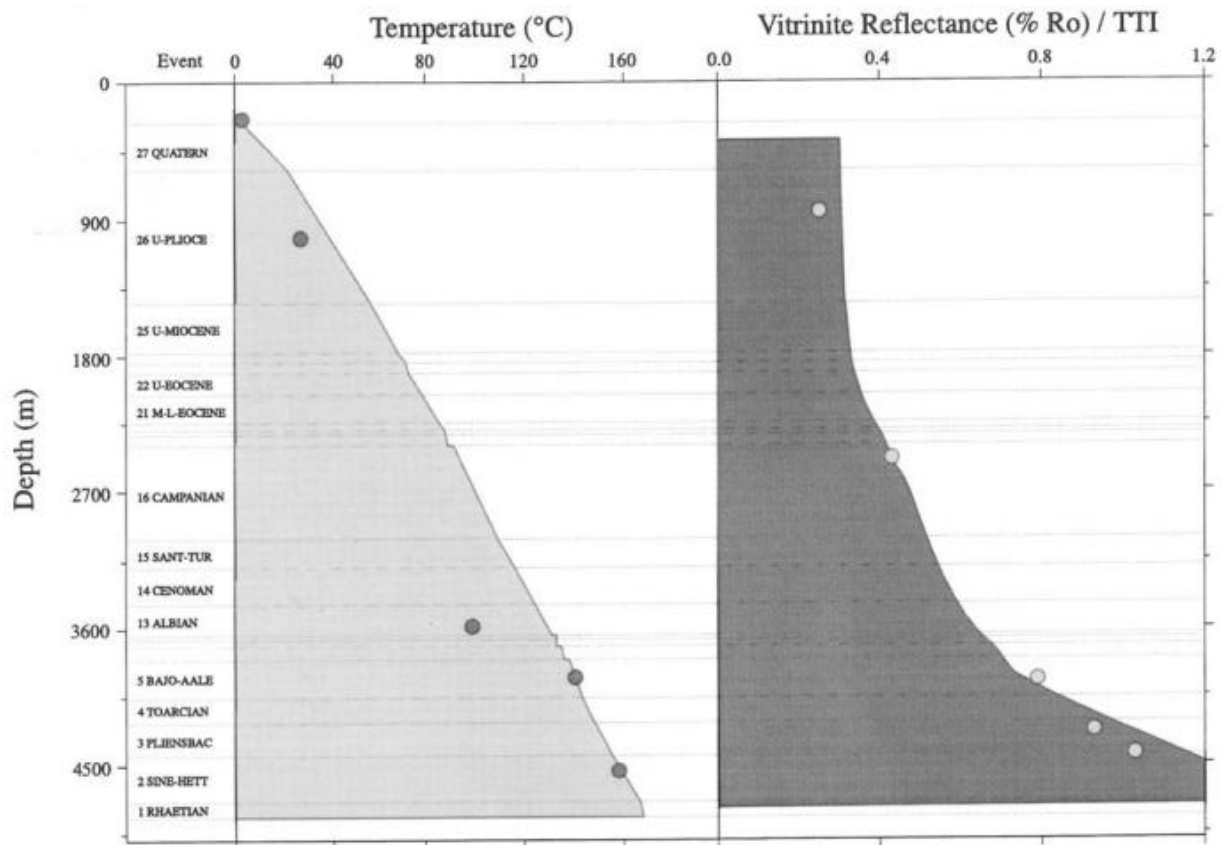


Рис. 12. Пример калибровки модели по температуре и отражательной способности витринита: линия – расчетные данные модели для виртуальной скважины, точки – результаты реальных измерений в этой скважине [7]

## 5. МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ

### 5.1. Механизмы миграции

Движение УВ от нефтематеринской породы через проницаемые породы в пласт-коллектор называется миграцией. Она делится на первичную миграцию, определяемую как движение нефти и газа через поровую структуру нефтематеринских пород и из нее, и вторичную миграцию, движение через более широкие поры в проницаемых породах к ловушке. Вместе с генерацией, миграция является основным процессом формирования залежей УВ.

Наиболее важной формой первичной миграции во время основной фазы нефте- и газообразования является дискретное движение углеводородной фазы. Однако, поскольку поток углеводородов не может иметь место в микро- и мезопорах нефтематеринской породы, а нефть еще должна достичь макропор, диффузия напрямую после генерации нефти является наиболее вероятным исходным механизмом движения УВ, до момента образования потока под действием давления системы в связанных макропорах (рис. 13) [7].

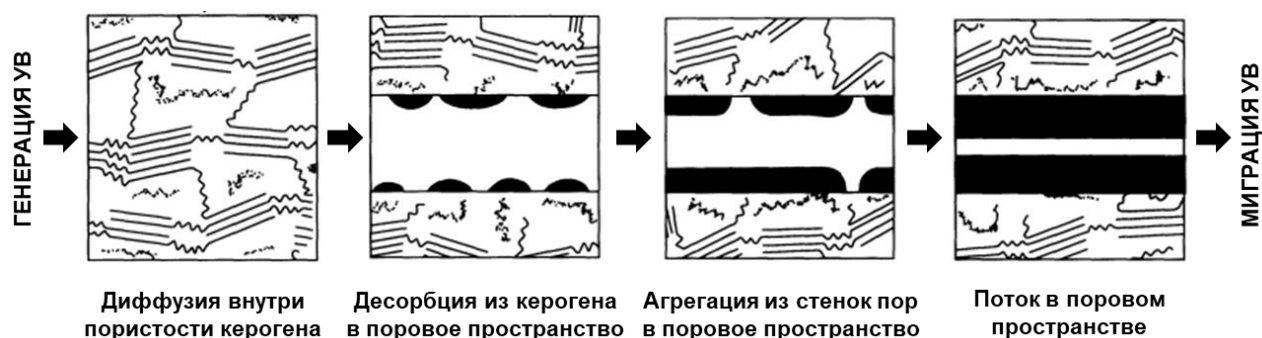


Рис. 13. Механизмы первичной миграции [7]

Поток нефти и газа внутри макропор или трещин в исходной породе требует градиента давления. Уплотнение, вероятно, представляет собой наиболее распространенный случай обеспечения необходимой движущей силы для движения. Вес вскрыши частично передается от твердых зерен на поровые флюиды. Если захоронение быстрое, поровые воды не могут вырваться из плотных осадочных пород, таких как нефтематеринские породы, и также возникает недостаточное сжатие и избыточное давление. Увеличение объема органического вещества (на 10-20 %) из-за превращения твердого вещества в жидкость и превращения твердого вещества в газ во время генерации углеводородов обеспечивает внутреннее давление в нефтематеринской породе [7].

Вторичная миграция начинается после того как УВ поступают в более крупные поры проницаемой породы, они образуют крупные капли нефти и газа. Углеводороды перемещаются в вертикальном направлении под действием сил плавучести. Интенсивность сил зависит от разницы плотности воды и нефти. Силы плавучести должны преодолевать капиллярное сопротивление, которое контролируется изменениями диаметра трещин и поровых горловин. Поэтому углеводороды мигрируют по извилистому пути, всегда следуя по пути наименьшего сопротивления, т. е. через часть породы с самыми крупными взаимосвязанными каналами. Таким образом, непрерывная миграция происходит до тех пор, пока УВ выталкиваются из нефтематеринской породы, и пока капли нефти объединяются, образуя новые потоки. Было подсчитано, что нефть должна заполнять около 50% объема пор слоя носителя или от 1 до 10% от общего поперечного сечения слоя носителя, прежде чем будет установлен взаимосвязанный путь миграции углеводородов. Потенциальными путями миграции УВ могут служить породы-коллекторы определенной литологии или их литофациальные разновидности, вторичная пористость возникающая в процессе диагенеза в карбонатах, швы растворения (стилолиты), трещины выброса УВ в нефтематеринских породах и тектонические трещины и разломы [7]. Последние могут оказывать существенное влияние на картину миграции, поэтому им необходимо уделить особое внимание при моделировании.

Скорость вторичной миграции в вертикальном направлении оценивается в 180 км/млн. лет, в субгоризонтальном направлении - 3 км/млн. лет, однако сообщалось о случаях более быстрой миграции до 1000 км/млн. лет. В любом случае миграция происходит достаточно быстро в рамках геологической шкалы времени [2]. Расстояние латеральной миграции может достигать первых сотен км. Также возможна миграция, направленная вниз, если кровля нефтематеринских пород заблокирована покрывкой. Однако глубина миграции вниз в таком случае не превышает 500 м [7].

## **5.2. Моделирование миграции**

Реализация численного моделирования миграции нефти как неотъемлемой части моделирования бассейна была достигнута лишь недавно. Численное моделирование миграции нефти включает в себя поток жидкости трех фаз: вода, нефть, газ и изменения состава в каждой фазе. Эта комплексная концепция также применяется в рамках возможности генерации УВ несколькими различными нефтематеринскими породами, что позволяет отслеживать нефть из разных источников на протяжении всей истории миграции. Имитационная модель потока жидкости включает транспортировку в отдельных фазах, а также транспортировку диффузией [7].

Моделирование миграции нефти в программах по бассейновому моделированию представляет собой не только описание скоростей флюидов и путей миграции, но также учитывает

переходные изменения, вызванные продолжающимися геологическими процессами по всему массиву осадочных пород. К ним относятся: моделирование разломов, солевая тектоника, образование трещиноватости в горных породах, цементация пор, растворение минералов, разделение и совместная миграция в растворе легких углеводородов вместе с пластовой водой. Включение таких процессов в моделирование миграции позволяет достаточно реалистично моделировать различные геологические сценарии в контексте с оценкой образования нефтяных скоплений [7].

В программных продуктах по бассейновому моделированию реализованы различные подходы методы симуляции миграции [2]. Наиболее распространенный метод, основанный на уравнения потока Дарси, требует больших объемов вычислений, поэтому может быть применен только на бассейновых моделях с грубым разрешением. Он лучше всего подходит для моделей, где миграция происходит по слабопроницаемым породам. Для моделей с высоким разрешением и высокой проницаемостью путей миграции, лучше всего подходит метод анализа пути прохождения потока, в котором моделирование происходит с помощью геометрически построенных траекторий. Данный метод можно использовать для экспресс-оценки, но он также подходит для площадей с четко определенными границами региональных покрышек. Часто в коммерческих программах реализуется гибридный метод, объединяющий оба вышеупомянутых подхода. Еще один метод, перколяции, рекомендуется применять для быстрого моделирования миграции углеводородов в моделях с высоким разрешением для областей с фациальной неоднородностью и моделей с локальным измельчением сетки (например, у разломов).

### **5.3. Аккумуляция**

Ловушки и аккумуляция в них УВ являются важным классом геологических объектов, для которых обычно формулируются балансы массы. Они учитывают миграцию в соседнюю структуру, поток через разлом, просачивание или разрушение покрышки. Серьезные проблемы связаны с уплотнением и тектоническими движениями. Структуры не существуют постоянно на протяжении всего жизненного цикла бассейна. В основном они развиваются спустя годы после отложения и могут двигаться в направлении с общим тектоническим сдвигом или исчезать при дальнейшем уплотнении. Отслеживание таких переменных геологических объектов по нескольким геологическим событиям иногда невозможно и технически очень сложно автоматизировать. Аналогичные проблемы возникают со скоплениями, которые сливаются в одну ловушку с продолжающимся истощением горных пород [2].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, моделирование нефтегазоносных систем применяется в масштабе бассейна для оценки углеводородного потенциала, миграции и формирования ловушек. Фактическим результатом бассейнового моделирования является наиболее вероятный сценарий, описывающий местоположение залежей УВ, интервалы вероятных значений объема ресурсов, а также качественная информация о составе флюида. В качестве сопутствующей информации, получаемой из моделирования, выступают данные по эволюции бассейна и распределению в объеме бассейна значений многих петрофизических и геохимических параметров, как на современной стадии, так и в истории его развития.

Преимуществами моделирования является возможность проанализировать огромный объем геологической информации, и делать выбор на основе всей совокупности данных, а не отдельных признаков; компенсировать недостаток данных созданием многочисленных сценариев и выбором наиболее вероятного диапазона входных параметров, даже в случае если они изначально не были известны; дать наиболее объективный результат, основанный не на субъективном опыте нескольких специалистов, а на опыте и труде многих профессионалов, а также физических, химических и статистических закономерностях.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Allen P.A., Allen J.R. Basin Analysis / P.A. Allen, J.R. Allen, 2-е изд., Blackwell Publishing, 2005. 552 с.
2. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling / T. Hantschel, A.I. Kauerauf, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2009. 476 с.
3. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins // Earth and Planetary Science Letters. 1978. № 1 (40). С. 25–32.
4. Miall A.D. Principles of Sedimentary Basin Analysis / A.D. Miall, 3-е изд., Springer Berlin Heidelberg, 2000. 618 с.
5. Roberts A.M. [и др.]. 2D flexural backstripping of extensional basins; the need for a sideways glance // Petroleum Geoscience. 1998. № 4 (4). С. 327–338.
6. Ungerer P. [и др.]. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1990. № 3 (74). С. 309–335.
7. Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. Petroleum and Basin Evolution / D.H. Welte, B. Horsfield, D.R. Baker, под ред. D.H. Welte, B. Horsfield, D.R. Baker, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1997. 535 с.