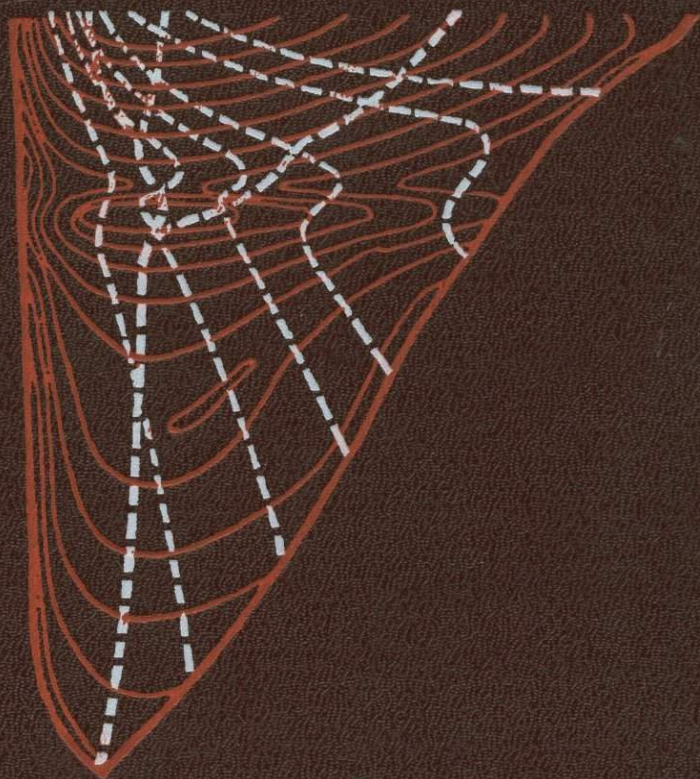


И.И. Нестеров
В.И. Шпильман

ТЕОРИЯ НЕФТЕ- ГАЗО- НАКОПЛЕНИЯ



И.И. Нестеров
В.И. Шпильман

ТЕОРИЯ НЕФТЕ- ГАЗО- НАКОПЛЕНИЯ

4962



МОСКВА «НЕДРА» 1987



Нестеров И. И., Шпильман В. И. Теория нефтегазонакопления.— М.: Недра, 1987.— 232 с., ил.

Описаны процессы накопления органического вещества. Приведены методы расчета покомпонентной генерации углеводородов и уравнения, описывающие процесс формирования залежей углеводородов, их перераспределение в разрезе и плане, сохранность в залежах. Обоснован набор используемых параметров. Теоретические построения апробированы в различных регионах и направлены на решение практических задач — прогноза нефтегазоносности территорий, выбора направлений геологоразведочных работ, нефтегеологического районирования.

Для геологов-нефтяников и газовиков, работающих в научно-исследовательских организациях.

Табл. 18, ил. 54, список лит.— 50 назв.

Рецензент: *А. Э. Конторович*, д-р геол.-минер. наук, профессор (Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья)

В 70—80-е годы XX в. опубликованы результаты фундаментальных исследований по вопросам теории нефтегазонакопления. В работах Н. Б. Вассоевича, В. А. Успенского, А. Э. Конторовича, С. Г. Неручева, Н. В. Лопатина, В. А. Соколова, А. М. Акрамходжаева, И. И. Аммосова, Е. А. Рогозиной, Ю. И. Корчагиной, А. А. Карцева, Э. М. Галимова, М. Тейхмюллера, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Ханта и других авторов детально рассмотрены различные процессы преобразования РОВ и углей на стадиях седиментогенеза, диагенеза и катагенеза, приводящие к генерации жидких и газообразных УВ и накоплению их в залежах. Многие теоретические выводы базируются не только на массовом обобщении аналитических данных, но и на лабораторном моделировании процессов генерации нефти и газа.

В работах А. А. Бакирова, В. Ё. Хаина, А. А. Трофимука, В. Д. Наливкина, М. С. Моделевского, С. П. Максимова и многих других исследователей рассмотрены те же проблемы с общегеологических позиций, описаны процессы формирования залежей и зон нефтегазонакопления как результат геотектонической истории региона. В ряде работ общегеологические и геохимические подходы объединяются, что дает дальнейшее развитие проблемы. Теоретические исследования процессов нефтегазонакопления позволили более надежно оценивать углеводородные ресурсы регионов, приступить к выпуску специальных приборов для оценки углеводородного потенциала вскрываемых бурением толщ, выявить новые характеристики природных геолого-геохимических процессов.

В связи с этим подчеркнем некоторые особенности изложенных в предлагаемой работе концепций.

1. Объяснение всего многообразия геохимических процессов, контролирующих нефтегазонакопление, мы свели к двум общим теориям, описывающим состояние системы и динамику изменения состояний. Такой подход, как нам кажется, хорошо отражает как существо этих процессов, так и информационную ситуацию в геологии. Тысячи все новых и новых определений свойств различных образцов — фактографический фундамент геологии — описывают современное состояние различных геологических систем. Некоторые предположения, гипотезы, теории объясняют переход системы из одного состояния в другое. Выбрав некоторые параметры и найдя их взаимосвязь, мы задаем поверхность состояний системы. Каждый район, каждая часть пласта или единичная проба имеют на этой поверхности состояний свою единственную «траекторию». Так, растворимость углеводородных газов в воде в зависимости от температуры и давления описывается достаточно сложной поверх-

ностью. Это — все возможные состояния системы. В каждом районе температура (T) и давление (p) закономерно изменяются во времени, будучи существенно взаимосвязанными. История развития района и взаимосвязь p и T задают единственную «траекторию», специфическую для данного района, на поверхности, описывающей растворимость.

В этом аспекте мы изучили прежде всего состояние геохимической системы, описывающей современный элементный состав углей и рассеянного органического вещества (РОВ), находившихся под различным энергетическим воздействием недр. На основании теоретических исследований удалось найти аналитическое описание этой поверхности состояний, обобщающей тысячи анализов углей и РОВ. Такие построения делались и раньше (Ван-Кревеленом, И. И. Нестеровым, Н. В. Лопатиным), но завершались установлением трендовых изменений компонентного состава системы. Нам удалось получить принципиально новые результаты, поверхность состояний элементного состава оказалась осложненной различными аномалиями (на их неизбежность неоднократно указывал С. Г. Неручев), а ее квазипериодическая составляющая отразила основные этапы перестройки молекулярной структуры керогена и углей, изменение концентрации парамагнитных центров (ПМЦ). Для изучения динамики изменения элементного состава углей и РОВ на заданной поверхности состояний развит векторный метод анализа геохимических систем (элементы которого содержались как в наших предыдущих работах, так и в публикациях Н. В. Лопатина, В. В. Иванова), что позволило выявить ряд особенностей процесса генерации нефти и газа различными типами РОВ.

2. Динамика геолого-геохимических систем предопределена седиментационно-тектоническим процессом в данном регионе. Процесс этот описывается волновыми уравнениями. Волновой характер развития — важнейшее свойство осадочно-породного бассейна и земной коры в целом. Известный тектонист Ж. Гогель отмечает: «Медленные волны дислокаций, периодически преобразующие поверхность Земли, представляют наряду с наличием жизни одну из двух наиболее характерных черт нашей планеты». Задать этот процесс количественно — значит суметь количественно описать важнейшие этапы развития района, предопределяющие его нефтегазоносность. Нам удалось найти, по крайней мере, для идеальных осадочно-породных бассейнов единые волновые уравнения, задающие динамику развития как бассейна в целом, так и его различных частей, структуру этих геологических объектов, показать связь различных компонент волнового процесса с нефтегазоносностью.

3. В трудах И. М. Губкина теоретические проблемы нефтегазонакопления и проблемы практические (места заложения скважин, их глубины, главные направления работ и прочие) неразрывно связаны. Такой подход необходим при теоретических построениях не столько потому, что теория должна работать на практику, сколько потому, что эта практика является по существу главной экспериментальной базой геологической науки.

Любые системы геологических наблюдений не случайным образом «фильтруют» природные совокупности параметров. Нередки теоретические исследования, в которых помимо воли автора отображены не свойства природных объектов, а свойства систем наблюдений. Поэтому в качестве самостоятельного элемента изучения нефтегазонакопления нами развита теория геологоразведочного фильтра, уделено большое внимание выделению объектов анализа нефтегазоносности в разрезе и плане.

4. Одна из важнейших черт процесса нефтегазонакопления — возникновение его в результате некоторой (небольшой) несбалансированности основных природных процессов. Почти вся возникающая в результате фотосинтеза биомасса разлагается до воды и углекислого газа. И лишь небольшая несбалансированность создания и разрушения приводит к накоплению РОВ. Незначительная несбалансированность скоростей выделения газа из воды, его растворения и диффузии приводит к тому, что кроме огромных масс газа, растворенного в воде, имеется некоторое его количество в свободной фазе.

Предопределяющее влияние на нефтегазоносность несбалансированности процессов мы учитывали при конструировании различных блоков моделей нефтегазонакопления.

5. Основная задача теории — объяснить, уметь предсказывать размещение залежей нефти и газа. Но теория подчас оперирует такими параметрами, которые не могут быть измерены на ранних стадиях разведки региона. Поэтому мы выделяем общую теорию и параметрическое описание процесса нефтегазонакопления, последнее осуществляется с помощью реально измеряемых и картируемых параметров.

Параметрическое описание процесса позволяет проверить теоретические построения на фактической нефтегазоносности регионов, получить аналитические выражения для прогноза нефтегазоносности. В заключительной главе работы рассмотрено применение теоретических построений для глобального, зонального и регионального прогнозов, для выбора главных направлений геологоразведочных работ.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА

1.1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ СЫРЬЯ

Органические виды топлива разделяются на две основные группы: (рис. 1): I — твердые, оставшиеся на месте захоронения (торф, уголь, горючие сланцы); II — новообразованные жидкие и газообразные продукты захороненного ОВ (в основном).

Как отмечал В. И. Вернадский [7], «нефти и угли являются разными членами единого природного процесса». Для того чтобы из веществ группы I образовались вещества группы II, необходимо подвести энергию. В природе это осуществляется за счет теплового воздействия и давления. Вследствие возрастания температуры и давления органико-минеральные компоненты породы генерируют радикалы, бомбардирующие ОВ. Это способствует разрыву связей в молекулах ОВ, отщеплению и отъединению жидких и газообразных УВ, а молекулярная структура самого вещества *in situ* приобретает более упорядоченную структуру.

В зависимости от концентрации в породе, обуславливающей как рентабельность разработки, так и характер преобразования захороненного ОВ от количества подведенной энергии, вызывающей катагенетические изменения ОВ и свойств исходного органического материала, ресурсы *in situ* разделяются на подгруппы и классы.

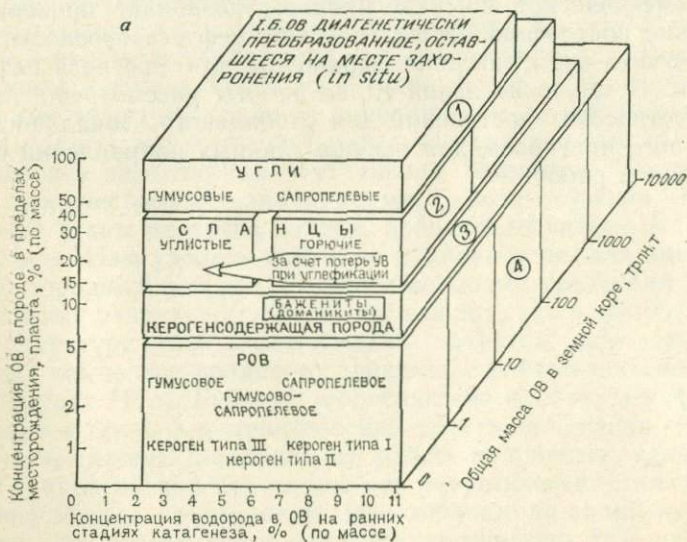


Рис. 1 (см. продолжение)

Подгруппа I.A — катагенетически не измененные вещества, включает торф, сапропелевый ил. Подгруппа I.B — ОВ, в большей или меньшей степени преобразованные катагенезом, включает угли, сланцы и др.

Захороненное и оставшееся на месте ОВ (группа I) и продукты, от него отщепившиеся (группа II), долго «помнят» свое генетическое начало, условия накопления ОВ. Одним из обобщенных показателей «генетического кода ОВ» (по И. И. Нестерову) является содержание в нем водорода на ранних стадиях катагенеза [27]. Поскольку высшие наземные растения на 50—70 % построены из целлюлозы и лигнина с относительно невысоким содержанием водорода, а морские водоросли планктона лишены этих компонентов и обогащены липидными веществами с высоким содержанием водорода, это сказывается и на всей дальнейшей истории захороненного ОВ. Гумусовое ОВ имеет пониженное содержание водорода, сапропелевое, накапливающееся в озерах и морях, имеет концентрацию водорода в 1,5—2,5 раза выше. Лишь при высоких стадиях катагенеза вследствие потери с отщепляющимися продуктами водорода концентрации его в ОВ разного генезиса сближаются [44].

1.1.1. Не преобразованное в диагенезе ОВ

Энергоресурсами служат вещества, как искусственно изымаемые человеком из живой природы (дрова, например), так и естественно отмершие (торф). Общая тенденция за последние 70 лет, как отмечает Р. А. Сумбатов, — уменьшение доли искусственно изымаемых источников энергии (прежде всего дров) в энергетике. Но то, что это — возобновляемые ресурсы, поддерживает интерес к подобным источникам. Главное направление — переработать эти продукты так, чтобы получить энергетическое сырье, способное конкурировать с продуктами нефтепереработки. Реально достигнутый результат — производство из продуктов земледелия спирта и использование спирто-бензиновых моторных топлив, а также тепла от медленных химических реакций. Эффективность этого пути оценивается сопоставлением цен на нефтепродукты на мировом рынке с затратами на получение таких «синтетических» горючих. Но рыночные цены отражают много различных факторов и далеко не в первую очередь реальную структуру энергетических затрат. Превращение продуктов земледелия в горючее пока требует много больших затрат энергии, чем ископаемые энергоносители.

Заметим, кстати, что интенсивно изучается и обратный процесс — производство из УВ горючих ископаемых белковых продуктов, используемых как корм для скота. Теоретически, по крайней мере, создан весь цикл технологий, переводящих ископаемые энергоресурсы в продовольствие, а продовольствие в энергоресурсы. Эти два необходимых человеку источника существования становятся конкурентами. Притом история их «конкуренции» весьма давняя. Люди сводили леса, чтобы увеличить пашню, и сводили пашню, чтобы строить шахты и карьеры.

ОВ, естественным образом выпавшие из круговорота живого (отмершие), являются родоначальниками всех горючих ископаемых Земли. В относительно высоких концентрациях они входят в торф, сапропелевый ил, почву. Растения — единственное, что играет положительную роль в балансе органических соединений Земли. Все остальные формы жизни лишь перерабатывают, перераспределяют эту массу, уменьшают общую биомассу. На Земле ежедневно создается за счет фотосинтеза миллиард тонн органических соединений. И ежедневно более 95—98 % органических соединений окисляется до углекислоты и воды (по Е. Рабиновичу). Процессы создания и разрушения органических соединений в природе почти идеально сбалансированы. Существует лишь чрезвычайно малое отклонение от равновесия между создаваемыми фотосинтезом массами и массами живого, разлагающимися до неорганических компонентов. Эта несбалансированность и обуславливает накопление ОВ в осадках. Впервые академик Т. С. Мальцев со всей определенностью показал, что эта несбалансированность является важнейшим фактором развития жизни.

Между живым и отмершим существует прямая и обратная связь. Если интенсивность разложения хотя бы немного превышает интенсивность созидания, т. е. не только не захороняются остатки растений, но и окисляются захороненные ранее, то исчезает почва, сокращается и исчезает процесс синтеза биомассы. При захоронении больших масс условия существования живого также ухудшаются. В водоемах, например, за счет разложения больших масс захороненной органики возникает сероводородное заражение, губительное для живого, биопродукция сокращается. Здесь мы имеем дело с саморегулирующейся системой, включающей живое и отмершее ОВ.

Слои с высокой концентрацией ОВ почти всегда являются свидетелями локального или глобального сбоя в геологическом прошлом системы саморегуляции, свидетелями «аварийных» мер для восстановления нарушенного баланса.

Роль почвы, торфа и сапропелевых илов в деятельности человека различна. Сапропелевые илы — важная кормовая добавка и сырье для будущих технологий получения энергоресурсов. Торф — это уже энергоресурсы, но в естественном залегании на 80 % состоящие из воды.

Почва, кроме общеизвестной функции, может еще быть производителем энергоносителей, изымаемых человеком из живой природы. Хозяйственная деятельность человека становится соизмеримой с природными процессами. Это обусловило появление одного совершенно необычного вида энергоносителя первой группы — отходов, свалок, промышленного ила. Поскольку концентрация населения в городах возрастает, масса органических соединений в их отбросах столь велика, что позволяет за счет биохимического разложения органики получать существенные с хозяйственной точки зрения массы горючих веществ, прежде всего метана.

1.1.2. Преобразованное в диагенезе и катагенезе ОВ I группы

По концентрации ОВ (% по массе) в породе выделяются: угли более 40 %, сланцы 15—40 %, битуминозная порода 5—15 %, РОВ менее 5 % [6, 33].

Угли в зависимости от генезиса ОВ подразделяются на гумусовые и сапропелевые [17] с повышенным содержанием водорода (богхеды, кеннели). Основная масса углей представлена гумусовыми компонентами. Угли по мере возрастания катагенетической и метаморфической превращенности переходят из бурых в каменные, а из каменных в антрациты с возрастанием относительной концентрации углерода от 65—70 до 95—97 % и уменьшением концентрации водорода от 5—7 до 1—2 %. Поскольку удельная теплота сгорания водорода (130 200 кДж/кг) в 4 раза больше удельной теплоты сгорания углерода (34 190 кДж/кг), но скорость нарастания относительного содержания углерода в угле при катагенезе и метаморфизме выше, чем скорость падения концентрации водорода, теплота сгорания углей по мере нарастания катагенеза возрастает до коксовой стадии, а затем падает.

Д. И. Менделеев предложил следующую формулу для расчета теплоты сгорания: $Q = 81C + 300H - 26(O - S)$, где C, H, O, S — содержание соответствующих элементов, %. Для бурых углей теплота сгорания составляет 16 800 кДж/кг, коксующихся — 36 540 кДж/кг, антрацитов — 34 860 кДж/кг. Стандартная теплота сгорания, по которой все виды топлива пересчитываются в тонны условного топлива, равна 29 400 кДж/кг.

По мере углефикации уменьшается выход летучих продуктов. Под летучими понимается смесь газообразных и парообразных веществ, выделяющихся из угля при нагревании до температуры 850 °С без доступа воздуха (H₂O, CO₂, CO, H₂S, NH₃, H₂, SO₂, УВ). При нагревании угля до 500—600 °С (полукоксование) выделяется кроме газов смола (деготь). Сапропелиты дают до 30 % смолы, бурые угли до 25 %, каменные 5—15 %. Мы приводим эти данные, чтобы подчеркнуть: ни летучие продукты как таковые, ни смолы в угле почти не содержатся. Это продукты его переработки, новообразованные продукты, обязанные своим рождением дополнительно подведенной энергии. Фактическое содержание битумов в угле (извлекаемое растворителями) редко превышает 1 %. Поэтому такие компоненты, как смола, «синтетическая нефть», не могут рассматриваться как первичные природные ресурсы.

С учетом теплоты сгорания углей, выхода летучих задается наиболее общая классификация их, важная для глобального учета ресурсов:

- 1) антрациты и каменные (битуминозные) угли с выходом летучих менее 20 %;
- 2) суббитуминозные (плотные бурые);
- 3) мягкие бурые (лигниты).

Угли первого класса экономически выгодно осваивать вплоть до глубин 1800—2000 м в пластах мощностью до 0,5 м, бурые угли — до глубин 300 м в пластах мощностью не менее 1 м. Несмотря на такие дифференцированные требования, ресурсы углей оценены, пожалуй, наиболее полно. Связано это с тем, что погружение угленосных отложений на большую глубину приводит в связи с усилением углефикации к улучшению сортности угля.

При катагенезе и метаморфизме углей выделяется огромное количество газов, на 60—80 % состоящих из метана. Это сырье II группы, выделившееся из исходного вещества. Часть этого газа сохраняется в недрах, в коллекторах любых подходящих пород, в том числе и в рыхлых разностях угля. Такого газа иногда приходится 10—15 м³ на 1 т угля.

Термином «горючие сланцы» часто объединяют два различных полезных ископаемых: пропитанную высоковязкой нефтью, битумами породу и породу, содержащую 15—40 % сапропелевого вещества, способного при термическом разложении выделять смолу. В дальнейшем принимается только последнее значение, поскольку ресурсы природных битумов, высоковязких нефтей оцениваются отдельно, это элементы другого ряда преобразований ОВ. Если ОВ сланцев имеет гумусовый состав, то они называются углистыми и к энергоресурсам сегодня не относятся. ОВ горючих сланцев обладает не меньшей теплотой сгорания, чем многие угли. Оно на 65—80 % состоит из углерода и на 8—10 % из водорода. Но низкое содержание ОВ в породе (15—40 %) приводит к тому, что сланец в целом — низкокалорийное топливо, удельная теплота сгорания его 5000—9700 кДж/кг. Термическим разложением ($t=500$ °С) из сланца получают смолу (новообразованный, не содержащийся в сланце продукт). При этом в смоле повышаются по сравнению с керогеном концентрации углерода до 85—87 % и водорода до 10—12 %, что приводит к резкому возрастанию теплоты сгорания продукта до 37 800—42 000 кДж/кг, приближая его энергетический потенциал к потенциалу нефти. Из сланца удается получить от 5 до 30 % смолы на общую массу и до 30—70 % на ОВ. При достижении стадии углефикации Ж сланцы теряют способность генерировать при нагревании смолу и их относят к классу углистых сланцев. Важная роль смолы в сланцевой промышленности привела к тому, что ресурсы их оцениваются в тоннах сланцевой смолы. Это необычный и в общем неправомерный подход к ресурсам. Необходимо оценивать массу вещества, реально находящуюся в недрах, а не возможные продукты переработки. Неразвитая переработка природного сырья в том смысле, что она ориентирована на получение строго определенного продукта, обычно предопределяет такую систему учета ресурсов. Отсутствие переработки, когда исходное сырье используется целиком (дрова), или высокоразвитая переработка, позволяющая получать много различных продуктов, когда заранее неизвестен конкретный вид переработки данного сырья, вызывают возрастание интереса к оценке абсолютных масс природного продукта с детальным изучением его свойств.

Неодинаковая роль угля, нефти, газа, горючих сланцев, битуминозных пород в энергетике привела к различным степеням развития их переработки, что продиктовало и разные способы учета ресурсов. Фактически же природные горючие сланцы содержат очень мало естественных битумов: 1—3 % на массу ОВ. Иногда в литературе встречаются несколько большие значения битумоидного коэффициента [40], что обусловлено учетом в статистике тех случаев, когда сланец играет роль коллектора для нефти, т. е. пропитан веществами II группы (так же как газ может в качестве коллектора использовать уголь).

Говоря о содержании битумоида в ОВ, следует отметить некоторую условность этого понятия. Битумоиды извлекаются из ОВ растворителями. Растворители могут, во-первых, ослабить связь готового битумоида с керогеном и перевести его в растворенное состояние, во-вторых, разорвать молекулярные связи в рыхлых молекулах керогена (характерных для ОВ на ранних стадиях катагенеза) и создать новообразованные битумоиды.

Например, для некоторых углей растворимость в спиртах выше, чем выход из них смол при нагревании до 500 °С. В данном случае роль растворителя аналогична роли подводимой тепловой энергии. Некоторые исследователи (А. М. Акрамходжаев и др.) вообще считают, что и растворители, и высокие температуры обеспечивают не новообразование битумоидов, а лишь их отщепление, десорбцию [1]. С позиций изучения энергетических ресурсов различия процессов десорбции и новообразования не столь существенны. Неотщепившийся битумоид должен входить в ресурсы I группы (*in situ*). Границу между отщепившимся и неотщепившимся битумоидами необходимо проводить по энергозатратам. Это наглядно видно при подведении тепловой энергии. Если количество энергии много меньше (на порядки) тепловой энергии выделившегося битумоида, то следует считать, что извлекли уже готовый отщепившийся битумоид; если количество подводимой энергии соизмеримо с теплотой сгорания полученного продукта, то он новообразованный. Полагают, что такой мягкий растворитель, как хлороформ, способен извлечь только отщепившийся битумоид, а, например, спирты могут разорвать часть молекул керогена. Поэтому в нашем изложении под содержанием битумоида понимается та часть ОВ, которая извлекается хлороформом.

Битуминозные породы по массе состоят на 5—15 % из ОВ, при этом на ОВ приходится 10—30 % объема породы. Это приводит к тому, что ОВ еще играет важную роль как скелетообразующий компонент. Это при сапропелевом ОВ и определенных термобарических условиях способствует образованию особой листоватой текстуры (бажениты), обеспечивающей высокую пористость породы (7—20 %).

В отличие от горючих сланцев и углей битуминозная порода негорюча и в общем случае не является сегодня энергетическим сырьем. Таковыми являются нефть и газ, содержащиеся в них. Уникаль-

ные свойства баженитов позволяют углеводородам скапливаться в непосредственной близости от мест своего рождения.

РОВ — основной источник нефти и газа на планете. Концентрация его в породе менее 5 %, а содержание всего органического углерода в осадочных породах Земли равно 0,5—1 % [12, 44]. РОВ не играет сколько-нибудь заметной роли как породообразующий компонент. Так же как и для всех остальных форм концентрации ОВ, содержание водорода в исходном захороненном веществе предопределяет и характер его развития в катагенезе, его углеводородный генерационный потенциал [27, 6, 14, 44].

Исследованиями многих ученых доказано принципиальное сходство истории изменения ОВ углей, сланцев, битуминозных пород и РОВ. Главное их различие заключается в скоростях потери водорода при катагенезе, в различной интенсивности генерации битумоидов. Это описывается известным законом Успенского, согласно которому чем ниже концентрация в породе ОВ, тем выше его битумоидный коэффициент. Высокая концентрация ОВ уменьшает поверхность мацерал (составляющих частичек), взаимодействующую с породой (катализатором), затрудняет удаление образующихся жидких продуктов, смещает все процессы преобразования концентрированного ОВ по сравнению с рассеянным. По данным В. А. Успенского, Ф. В. Инденбом, И. И. Нестерова, Н. Б. Вассоевича, Д. Т. Кузнецова, А. Э. Конторовича, Б. Тиссо, Д. Вельте, на начальных и средних стадиях катагенеза концентрация битумоидов составляет в среднем (в расчете на ОВ): в углях 0,7—1,5 % (первая цифра для преимущественно гумусовых, вторая — сапропелевых); в сланцах 2—4 % (соответственно для углистых и горючих сланцев); в РОВ 3—10 % (соответственно для гумусового и сапропелевого ОВ) [17, 27, 6, 44].

Содержание в битумоидах УВ, по Н. Б. Вассоевичу, для углей 18—20 %, для сланцев 20 %, для РОВ 30—45 %.

Сложившаяся достаточно стихийно классификация захороненного ОВ I группы по его концентрации, обусловленная прежде всего характером разработки и возможностью отнесения ОВ к энергоресурсам, отражает и важнейшие различия в его превращениях, в величинах генерационного углеводородного потенциала.

1.1.3. Энергоресурсы II группы

Как отмечает В. И. Вернадский, «образование нефти — одно из проявлений огромной важности процесса передачи энергии Солнца через живое вещество в глубокие слои планеты». Нефть, газ, маальты, керы — наиболее высококалорийные энергоносители. Отщепление от исходного ОВ и, как подчеркивал Н. Б. Вассоевич, выделение в самостоятельную фазу — обязательные этапы их формирования. На эти процессы природой затрачивается определенная энергия, которая расходуется на структурные преобразования вещества, селекцию, т. е. разделение получившихся при генерации энер-

гоносителей и образовавшихся вместе с ними негорючих продуктов: воды, CO_2 и пр.

И если, например, торф аккумулирует энергию фотосинтеза, то нефть и газ — как энергию захороненного ОВ, так и энергию земных недр и химических реакций. Таким образом, энергетика ресурсов II группы имеет два источника — солнечную энергию и тепловой поток недр. По интенсивности эти источники несоизмеримы, но ОВ лишь мгновения своей истории аккумулировало солнечную энергию и миллионы лет находилось под воздействием теплового потока Земли. Общая направленность процесса природного энергетического воздействия на ОВ заключается в разделении углерода и водорода, в создании горючих веществ, максимально обогащенных водородом, с одной стороны, и веществ, максимально обогащенных углеродом, — с другой. Как отмечает А. А. Карцев, итогом природного термического воздействия на ОВ в идеале должны бы быть чистый углерод (негорючий) и чистый водород, обладающий максимальной теплотой сгорания [12].

Первый конечный продукт известен — это графит. А водород из-за низкой вязкости в значительных концентрациях не встречен. Реально существующий «крайний» член преобразования ОВ — это метан, обладающий самой высокой из всех УВ теплотой сгорания ($39\,733$ кДж/м³, плотность метана $0,716$ кг/м³) и самой высокой концентрацией водорода. Положение на диаграмме (см. рис. 1) нефти и газа приведено в тех же координатах, что и ОВ I группы. Эти полезные ископаемые характеризуются существенным смещением на диаграмме вправо, вниз за счет увеличения концентрации водорода и низкой концентрации в породе. Содержание продукта в породе рассчитано только для объема залежи. Содержание нефти в породе в пределах залежи составляет 3—10 % (по массе) и определяется прежде всего пористостью коллектора. Концентрация газа в залежах равна 1,5—6 % (по массе) на породу и определяется прежде всего величинами пластового давления и пористости, в большинстве залежей составляет 3 %. Для газоконденсатных систем средняя концентрация в породе 5 %. Элементный состав нефти, %: С 84—87; Н 12—14,5; (О+Н+S) 0,1—3.

Содержание водорода в газах определяется содержанием метана и его летучих гомологов. Во многих случаях на метан приходится 70—90 % (и более) объема газа. Концентрация водорода в сухих углеводородных газах 16—25 % (по массе). Газоконденсатные системы занимают промежуточное положение по концентрации С и Н между нефтью и газом. Нефть и газ в земной коре сконцентрированы в пористых породах, чаще всего в песчаниках и известняках. В общем же случае коллекторами могут быть любые породы — вулканогенные, осадочные, в частном случае и породы, богатые ОВ, — угли и бажениты. Долго ресурсам УВ в таких коллекторах не придавали должного значения, поэтому на диаграмме скопления в них нефти и газа выделены *особо*. В угольных пластах-коллекторах газ подчиняется тем же законам, что и в песчаном пласте, основные его массы скапливаются на приподнятых

участках под глинистым экраном (А. И. Кравцов, 1982 г.). Значительных залежей нефти в угольных пластах не встречено. В сланцевых провинциях обнаруживают небольшие залежи нефти, как в трещиноватых сланцах, так и в песчаных линзах запасы маленькие. Крупные залежи нефти открыты в баженитах.

Особую подгруппу во второй группе образуют УВ, образовавшиеся из исходного ОВ, но не выделившиеся в свободную фазу. Это сорбированные породой УВ, растворенные в воде жидкие и газообразные УВ и особый вид водных растворов — газогидраты. Они играют важную роль фона, на котором существуют и с которым активно обмениваются веществом залежи нефти и газа. В некоторых случаях (при высокой концентрации в воде газа, несколько процентов газогидратных ресурсов) они уже сегодня представляют интерес для энергетики. Особый класс образуют скопления тяжелых нефтей (высоковязкие нефти, мальты, природные битумы).

За счет увеличения плотности концентрация природных битумов в породе возрастает, содержание водорода, по данным А. А. Карцева, снижается (%): в мальтах до 10,5—11,7, асфальтах 9—11, асфальтитах 7,5—9,5, керитах 7—9 [12].

Нефть — сложная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений с преобладанием первых. Существуют два основных обобщенных способа описания этой смеси: 1) указать концентрации соединений с различным числом атомов углерода; 2) указать концентрацию молекул различного пространственного строения (разветвленные и неразветвленные цепочки, циклы и т. п.).

Совмещение этих двух подходов отражено на диаграмме М. А. Бестужева (на рис. 2 наши изменения связаны с объединением данных по тяжелым и легким нефтям и приведением соотношения парафиновых, нафтеновых, ароматических УВ и смол к среднестатистической мировой нефти).

Решение первой задачи наиболее просто достигается перегонкой нефти, тем более, что получаемые продукты отождествляются с наиболее распространенными продуктами ее промышленной переработки.

При нагревании нефти до 200 °С из нее выкипают соединения, содержащие 5—10 атомов углерода (бензин), при 200—275 °С удаляются УВ различного строения, содержащие от 11 до 13 атомов углерода (керосин), и т. д. (см. рис. 2).

Здесь, конечно, возникает проблема новообразования УВ простого строения за счет более сложных соединений под действием температуры. Промышленный способ увеличения выхода бензина — нагревание нефти до 500 °С. Известно также [12], что нагревание отбензиненной нефти до температуры 300—400 °С приводит к появлению в ней новых количеств бензина.

Кроме того, состав низкокипящей фракции существенно зависит от способа отбора пробы (на устье, глубинной). Мы касаемся этих сложностей, чтобы с некоторой осторожностью привести важ-

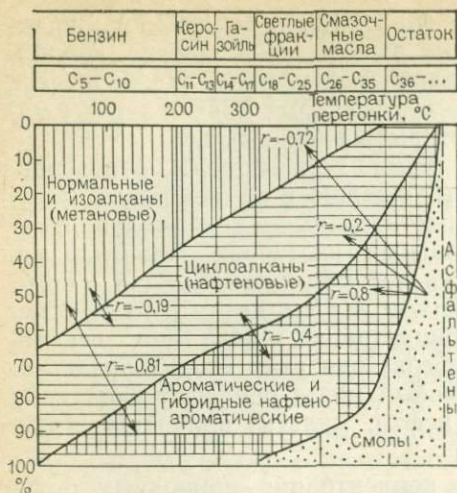


Рис. 2. Распределение в нефти компонентов различных классов (по М. А. Бестужеву с изменениями).

Технические наименования температурных фракций нефти в СССР: до 180 °С — бензиновый дистиллат, 150—250 °С — керосиновый дистиллат, 250—350 °С — дизельный дистиллат, 350 °С — мазут; r — коэффициент корреляции; стрелки указывают, для каких соединений приведено значение r в нефтях

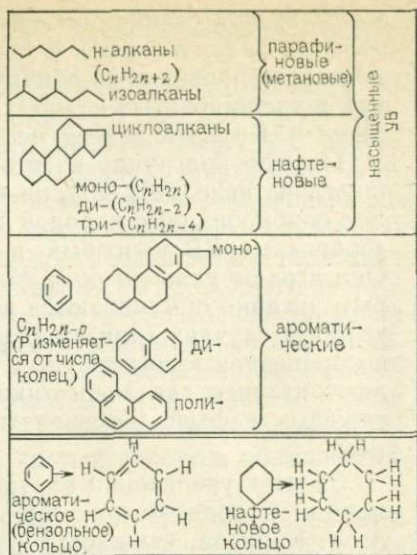


Рис. 3. Классы углеводородов в нефтях (по В. Тиссо, Д. Вельте, с дополнениями)

ную особенность нефти: нефть — термодинамически неравновесная смесь УВ.

Для решения второй задачи из нефти выделяются соединения различного строения, основные классы которых показаны на рис. 3.

По мере роста в молекуле количества атомов углерода возрастает вероятность образования ветвящихся цепочек и циклических, полициклических структур. При еще большем возрастании размеров молекул, когда их молекулярная масса превышает 700, возрастает вероятность наличия молекул, содержащих один или несколько гетероатомов (O, N, S). Эти высокомолекулярные конечные члены ароматических и нафтено-ароматических рядов (не входящие в класс УВ) образуют смолы и асфальтены.

Мировая среднестатистическая нефть содержит [44] 14 % смол и асфальтенов, 0,7 % серы, УВ почти поровну распределены по трем основным классам: парафиновые, нафтеновые, ароматические и нафтено-ароматические. Каждая реальная нефть существенно отличается от среднестатистической. Она «помнит» тип исходного вещества, условия его захоронения. Это отмечают многие исследователи (И. И. Нестеров, Н. Б. Вассоевич, А. Э. Конторович, Б. Тиссо, Д. Вельте, А. М. Акрамходжаев и др.).

Основное направление изменения нефтей в результате термического воздействия — уменьшение ее плотности, увеличение содержания легких алканов. В низкокипящих фракциях нефти (см.

рис. 2) обычно преобладают парафиновые УВ, в высококипящих — значительна доля ароматических. В бензиновой фракции большинства нефтей Западной Сибири парафиновых УВ 65—70 %, нафтеновых 20 %, ароматических 10 %; близкий состав имеет бензиновая фракция нефтей Волго-Уральской провинции — соответственно 60—66, 20—27, 10—20 %.

Содержание нафтеновых УВ незначительно изменяется по фракциям. Любопытно следующее сопоставление. Анализ различных нефтей мира [44] показал, что между содержанием в нефти парафиновых и ароматических УВ; смол и парафиновых УВ; смол и ароматических УВ существует тесная корреляционная связь с коэффициентами корреляции 0,7—0,8. Связь же содержания этих соединений с концентрацией нафтеновых УВ весьма слабая (коэффициенты корреляции нанесены на рис. 2 со стрелочками).

Если возьмем одну конкретную нефть, разгоним ее на фракции и проследим, как изменяются по фракциям содержания основных классов УВ, то обнаружим ту же самую картину (см. рис. 2): интенсивную коррелируемость концентраций смол, парафиновых и ароматических УВ (с теми же знаками) и слабую коррелируемость с концентрацией нафтеновых УВ. Только относительно температур эти соотношения окажутся перевернутыми: парафиновыми УВ обогащены наиболее высокотемпературные нефти, но низкокипящие фракции.

Теплота сгорания нефти высокая, хотя сейчас нефть без переработки как топливо практически не используется. Средняя фракция нефти (керосиновая) имеет теплоту сгорания 46 МДж/кг.

Плотность разгазированной нефти 0,8—0,9 г/см³. За счет растворенных в ней газов в пластовых условиях объем нефти увеличивается в среднем на 10—40 %. Плотность различных УВ возрастает в последовательности: парафиновые, нафтеновые, ароматические. Вязкость — важнейшее свойство нефти, влияющее на разработку залежей. Она возрастает в последовательности: парафиновые, ароматические, нафтеновые, т. е. самые тяжелые смеси УВ те, которые обогащены ароматическими соединениями, а самые вязкие — обогащенные нафтеновыми. Ведущую роль в величине вязкости нефти играют смолы и асфальтены. Вязкость нормальных нефтей в пластовых условиях лежит в пределах 0,0005÷0,025 Па·с. На поверхности вязкость дегазированной нефти возрастает в несколько раз. Н. Н. Лисовский, Э. М. Халимов и др. по чисто промысловым критериям предлагают за верхнюю границу нормальных нефтей принять нефти вязкостью 0,03 Па·с. Учитывая сильное влияние пластовых условий (температура, давление, газонасыщенность) на вязкость нефти, разделять нефти только по вязкости нецелесообразно, поскольку одни и те же по вещественному составу продукты попадут в различные классы.

Наиболее комплексно эволюцию нефтей отражает содержание в них водорода. Поэтому к нормальным нефтям рекомендуется относить нефти, содержащие более 12,3 % водорода и менее 33 % (по

массе) смол+асфальтенов. Такие нефти в пластовых условиях обычно имеют вязкость менее 0,02—0,06 Па·с.

Газ — это при давлении и температуре, близким соответственно к 0,1 МПа и 1 °С, агрегатное состояние вещества. Геологи и разработчики, говоря о газовой (газоконденсатной) залежи, имеют в виду фазовое состояние системы в пласте. В расчетах энергопотребления газ — это УВ, находящиеся в газообразном состоянии в поверхностных условиях (метан, этан, пропан и бутан). При разработке неглубоких залежей эти различия не имеют принципиального характера. Однако по мере роста глубин (и давления) интенсивно возрастает растворимость газа в нефти, а жидких УВ в газе.

Обнаружены нефтяные залежи, в 1 т нефти которых растворено до 600—700 м³ газа, и газоконденсатные, в которых на 1 м³ газа (в поверхностных условиях) приходится до 600—800 г жидких УВ, т. е. вещественные (компонентные) составы таких газовых и нефтяных залежей становятся весьма близкими. Более того, небольшие изменения термодинамических условий переводят, по данным Г. С. Степановой, такую газовую залежь в нефтяную, а нефтяную в газовую. По мнению того же автора [41], должны существовать «критические» залежи УВ, которые невозможно отнести к тому или другому агрегатному состоянию. В нефтях мира растворено до 10 % потенциальных ресурсов газа (С₁—С₄), в газе — до 10 % потенциальных ресурсов жидких УВ.

Газы с низким содержанием конденсата представлены (по массе) преимущественно метаном, их средняя плотность составляет 1 кг/м³ (в поверхностных условиях). Газы с высоким содержанием конденсата в пластовых условиях (при давлении 50—80 МПа) имеют плотность до 0,5—0,6 т/м³ (собственно такую же, что и нефть с растворенным газом). В поверхностных условиях эта система существовать не может, из нее выпадают жидкие продукты (конденсаты) плотностью 0,7—0,8 т/м³ и газы средней плотностью 1 кг/м³. Природных границ, отделяющих сухие газы от жирных с высоким содержанием конденсата, не существует. Обнаружены газы с любым содержанием конденсата вплоть до максимального. Разделение газов на сухие и конденсатные производится в соответствии с требованиями разработки. Конденсаты, как и нефти, содержат три класса УВ: парафиновые, нафтеновые, ароматические. 60—80 % массы конденсата выкипает до температуры 200 °С. Имеются конденсаты с нафтеновым основанием, которые имеют начало кипения более 200 °С. Для нефтехимии конденсаты в 2—3 раза более ценное сырье, чем нефть [41].

Преобразование углеводородных соединений происходит с отдачей энергии, в результате чего снижается их собственный энергетический потенциал. В течение дальнейшей геологической истории эти ресурсы могут вновь оказаться в зоне повышенных температур, поглотить энергию и «облагородиться». Эти же вещества могут образоваться при выветривании углеводородных залежей, что приводит к снижению концентрации водорода в веществе и повышению концентрации продукта в породе в пределах залежи.

Последнее обусловлено как повышением плотности продуктов, так и тем, что часть из них образует скопления с очень низким содержанием минеральных частей (асфальтовые озера, жилы). Тяжелые углеводородсодержащие соединения содержат менее 12,3 % водорода, более 1/3 их массы составляют смолы, асфальтены и карбоиды. В углеводородной части этих продуктов 10—15 % приходится на парафиновые УВ, n-алканов менее 7 % от насыщенных УВ [41].

Наименее преобразованные углеводородсодержащие продукты — это высоковязкие нефти и мальты. Разделение их достаточно условно, и мы их рассматриваем как один класс. Содержание углерода в них 80—87 %, водорода 10,5—12 %, смол и асфальтенов — 35—50 %. Вязкость в пластовых условиях 0,2—3 Па·с. В мире большая часть подобных скоплений разрабатывается с помощью скважин. В большинстве случаев эти соединения содержатся, как и нефть, в структурных, литологических и стратиграфических ловушках. Запасы их крупнейших скоплений значительно превосходят запасы крупных месторождений нормальной нефти. Соединения этой подгруппы имеют, кроме приведенных выше, самые ранние наименования: природные битумы, битуминозные пески, битуминозные сланцы (и в связи с этим их ресурсы нередко приводят как часть ресурсов горючих сланцев), смоляные пески, синтетическая нефть. Мальты залегают неглубоко, по данным Н. Н. Лисовского, Э. М. Халимова, до 1600 м.

Второй класс тяжелых углеводородсодержащих ресурсов — асфальты и асфальтиты. Асфальтиты содержат углерода 76—86 %, водорода 8—12 %, в них до 70 % асфальтенов и до 30 % масел. В асфальтах углерода 67—88 %, водорода — 7—10 %. Это твердые или слабoplastичные битумы плотностью 1 т/м³ и выше. Как и нефти, они могут насыщать поры песчаников, трещины, каверны. Но в связи с высокой плотностью они могут образовывать озера, заполнять пониженные формы эрозионного рельефа, формировать жилы и линзы. Для асфальтов и асфальтитов характерна повышенная концентрация металлов. Асфальты обладают одной удивительной особенностью — способностью к фотохимическим реакциям, т. е. они изменяются под воздействием света. Первые фотографические изображения были получены с использованием асфальтов.

Озокериты и отчасти кериты обогащены карбонидами и на диаграмме названы карбонидными битумами. Энергетического значения их ресурсы практически не имеют.

Воздействие человека на природу по результатам становится соизмеримым с геологическими процессами. Появился новый класс ресурсов — ресурсов нефтей в выработанных частях залежей. Извлекая 30—40 % нефти, современная технология разработки переводит оставшуюся нефть в разубоженное состояние за счет снижения ее концентрации в породе (не меняя существенно свойств нефти в отличие от других классов этой подгруппы). Этот класс будем называть «остаточные нефти». Заметим, что при

учете запасов не всегда отделяют в пространстве выработанную часть залежи от невыработанной. В этом случае геологические запасы уменьшаются только на величину накопленной добычи, но тогда текущий коэффициент нефтеотдачи непрерывно снижается. Такой подход неверен, он не позволяет, с одной стороны, грамотно планировать техническую политику в области повышения коэффициента нефтеотдачи, а с другой — оценивать возможности вовлечения в разработку остаточной нефти.

Наибольший интерес среди УВ, не выделившихся в свободную фазу (первая подгруппа II группы), представляют газогидраты — твердые растворы, в которых растворителем является вода: ее молекулы за счет водородной связи образуют объемный каркас, в полость которого внедряются легкоподвижные молекулы газов [40]. Эмпирическая формула для газогидрата метана $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, для этана $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$. Предельная температура гидратообразования, °С: для метана 21,5, этана 14,5, пропана 5,5.

При наличии многолетнемерзлых пород глубина распространения газогидратов до 700—1000 м. Для перехода газа газогидратов в свободную фазу требуется дополнительная энергия. Поглотив энергию, газогидраты распадаются на воду и углеводородные газы. Последние при благоприятных условиях могут формировать обычные залежи газа, а при неблагоприятных, поднимаясь в верхние, более охлажденные пласты, вновь переходить в газогидратное состояние.

Горючие ископаемые — это аккумуляторы солнечной энергии и энергии земных недр. По своим свойствам и энергетическому потенциалу они могут быть однозначно разделены на группы, подгруппы и классы по пяти основным характеристикам: типу исходного ОВ (содержанию водорода в захороненном ОВ); количеству поглощенной в недрах энергии (тепловой, радиоактивной, энергии свободных радикалов) или количеству потерянной (при окислении) энергии; концентрации водорода; концентрации горючего ископаемого или ОВ в породе; фазовому состоянию.

Для горючих ископаемых I группы следует оценивать массу ОВ, для остальных — массу полезного ископаемого. Целесообразный перечень основных классов и групп при учете энергетических ресурсов мира задается табл. 1 и 2. Это — классификация по физическим свойствам ископаемых энергоносителей, необходимая при учете их общих масс. Потенциальные ресурсы — это лишь часть общей массы вещества данного класса, и при их учете необходимо иметь в виду и экономические критерии.

1.2. МАССЫ ОВ И ГЕНЕРИРОВАННЫХ ИМ ПРОДУКТОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Оценки потенциальных ресурсов угля, нефти, газа в земной коре далеко не исчерпывают их общие массы. Все эти оценки всегда промышленно-ориентированные и не преследуют цель оценить всю

Таблица 1

Классификация ОВ I группы

Подгруппы (по степени диагенетической преобразованности ОВ)	Классы (по концентрации ОВ в породе)		Подклассы (по исходному продукту — тип, по степени катагенетической преобразованности—н, с, в)			
			III тип	II тип	I тип	
Диагенетически слабо преобразованное	Концентрированное	Торф	—	—	Сапропелевый ил	
	Низкоконцентрированное	—	—	—	—	
Диагенетически преобразованное	Концентрированное (каустобиолиты)	Угли	н	Бурые гумусовые	—	Сапропелевые
			с	Каменные	—	Битуминозные
			в	Антрациты		
		Сланцы	н	Углистые	—	Горючие
			с	»	—	»
			в	Углистые		
	Низкоконцентрированное	Битуминовая порода	н	Кероген типа III	Кероген типа II	Кероген типа III
			с	То же	То же	То же
			в	—	—	—
		РОВ	н	Гумусовое	Гумусово-сапропелевое	Сапропелевое
			с	»	»	»
			в	—	—	—

Примечание. Стадии углефикации: н — низкая, с — средняя, в — высокая.

Таблица 2

Классификация выделившихся из ОВ II группы углеводородных продуктов

Подгруппы (по степени обособления от окружающей среды)	Классы		Примеры подклассов в зависимости от типа исходного ОВ и его преобразованности
	по степени воздействия среды	по составу флюида	
Не выделившиеся в свободную фазу	Адсорбированные		
	Растворенные в воде	Нефтяные УВ	
		Газы	
		Газогидраты	
Выделившиеся в свободную фазу	Нормальные скопления УВ	Нефть (C ₅ —C ₃₀)	Метановые, нафтеновые, метано-нафтеновые, ароматические
		Газоконденсат (C ₁ —C ₁₀)	
		Газ (C ₁ —C ₄)	
	Тяжелые углеводородсодержащие соединения	Высоковязкие нефти и мальты	
		Асфальты и асфальтиты	
		Карбоидные	Кериты, озокериты
		«Остаточная» нефть	

массу вещества в данной концентрации и данного состава. Так, ресурсы угля подсчитывают только в пластах определенной мощности (обычно мощностью выше 0,3—1 м для разных сортов) и до определенных глубин (обычно не глубже 2 км).

Потенциальные ресурсы нефти оцениваются в залежах крупнее определенного размера, изменяющегося от цены на нефть. Корректировка оценок потенциальных ресурсов полезных ископаемых с целью расчета их общей массы в земной коре не может, конечно, претендовать на какую-либо особую точность, но этого в большинстве случаев и не требуется, необходимо знать порядки величин, представлять их соотношения.

Корректировка масс угля по глубине достаточно проста: необходимо перенести на объемы неоцененных осадочных пород известные концентрации в изученных объемах. С учетом тонких прослоев угля возникают сложности классификационного плана. Связано это с недостаточной определенностью понятия «концентрация в породе». В угленосных бассейнах средняя мощность рабочего пласта угля 1—2 м, а доля толщины углесодержащей толщи, приходящаяся на пласты угля, всего 1—7 %.

Концентрация полезного ископаемого в земной коре дискретна и без особых допущений не может быть описана непрерывной функцией. Допущения связаны с введением таких понятий, как статистическое окно, единичный объем, и им подобных. В некотором постоянном геометрическом объеме (например, кубе) замерим концентрацию полезного ископаемого и это значение соотнесем с точкой в центре этого геометрического объема. Переместив куб, получим еще одну точку с замеренным значением концентрации. Можно подобрать параметры этого геометрического объема для сглаживания концентраций такими, что каждая из множества точек в заданном геологическом теле будет охарактеризована концентрациями, отличными от нуля, т. е. получить непрерывную функцию концентраций. Конфигурация графического изображения в двухмерном пространстве изменяющейся концентрации существенно зависит от объема измерителя. Уменьшая объем-измеритель или статистическое окно, мы обнаружим, как в единой поверхности начинают появляться дыры (зоны нулевой или некондиционной концентрации), а затем она разрывается на несвязные области.

Применяя эти положения к рассмотрению возможностей уточнения способов учета абсолютных масс угля маломощных слоев в земной коре, мы сталкиваемся со следующим парадоксом. Пусть объем анализатора равен 1 м^3 и по конфигурации это куб с ребром 1 м. Но тогда пласты угля мощностью 0,3 м, разделенные такими же по мощности неугленосными породами, дадут концентрацию ОВ в породе менее 30 %, а такая порода по принятой классификации не уголь, а сланец. Возьмем объем анализатора значительно меньше и обнаружим, что большую часть сланцев нужно учитывать как угли. В общем, то, что сланец — это уголь, «разбавленный» минеральной частью породы, — представление общепринятое. Вопрос в том, как он разбавлен: либо в каждом

микрообъеме концентрация ОВ ниже 40 %, либо это тонкослоистая порода с высокой и низкой концентрацией ОВ в смежных слоях. С промышленных позиций и то и другое — сланец, с генетических — это различные образования.

Усложняется вопрос коррелируемости толщин небольших прослоев с их площадным распространением. Маловероятно, чтобы сантиметровой прослой угля занимал большую площадь, т. е. в каком-то реальном для изучения объеме представлял геологическое тело сколь-нибудь заметной массы. Учитывая это, в качестве достаточно условного предела для нижней границы учета углей принимаем прослой в 10 см. Любой прослой меньшей толщины, даже если в нем концентрация ОВ высокая, будем относить к сланцам. Такой подход позволил более реально оценить массы угля не столько в угленосных, сколько в нефтегазоносных провинциях. Например, в апт-сеноманских отложениях Западно-Сибирской провинции абсолютные массы угля оказались весьма значительными и сравнимыми с запасами некоторых угленосных бассейнов.

Проблема определения абсолютных масс нефти при наличии оценок ее потенциальных ресурсов в мире также упирается прежде всего в наличие некоторых кондиционных условий, определяющих, какое по размеру скопление УВ относить к залежи. Явно или неявно (через статистическую обработку разведанных участков) заданность нижнего предела размеров учитываемых залежей присутствует во всех подсчетах потенциальных ресурсов. Этот нижний предел запасов всегда зависит от технических и экономических возможностей. Нам же при оценке абсолютных масс желательнее ввести генетически обоснованный нижний предел запасов скопления. Таким нижним пределом является минимальная масса УВ, способная существовать в условиях реальной геологической среды в обособленном состоянии некоторый минимальный отрезок геологического времени (примем 1 млн. лет). Агрессивность различных сред различна, приходится принять усредненные температуру, соленость и динамику вод, характерные для большинства районов.

Исследования показали, что для небольших залежей нефти их состав и запасы коррелированы, для крупных залежей такой связи нет. Эта коррелируемость — реальное свидетельство направленности природного процесса на уничтожение мелких скоплений. Природное скопление нефти в 1 т не может существовать сколь-нибудь заметное время в недрах, оно будет либо поглощено другими залежами (что характерно для богатых нефтегазоносных районов), либо растворено в воде, адсорбировано породой (обычно в районах с низким генерационным потенциалом). Нижний предел массы единичного скопления УВ, способного существовать различимый геологический отрезок времени в реальной гидродинамической обстановке, равен 10^3 — 10^4 т. Корректировка абсолютной массы нефти за счет мелких залежей вплоть до нижнего предела их существования производится на основании уста-

Таблица 3

Распределение ОВ в осадочных породах

Класс скоплений	Масса ОВ, трлн. т	Битумоиды		Углеводороды	
		Концентрация в ОВ, % по массе	Масса, трлн. т	Концентрация в битумоидах, % (по массе)	Масса, трлн. т
Угли	30	1	0,3	18	0,05
Сланцы	200	3	6	20	1,2
Битуминозная порода	700	4	28	20	5,6
РОВ	9000	5	450	30	135
Всего	9930		484		142

новленного закона распределения залежей, согласно которому численность скоплений УВ возрастает обратно пропорционально квадрату их массы.

Объем осадочных пород Земли, по расчетам Ф. Дж. Петтиджона, составляет 900 млн. км³, в том числе глин 700 млн. км³, песчаников 100 млн. км³, известняков 60 млн. км³. В пределах перспективных на нефть и газ территорий объем осадочных пород оценивается в 400 млн. км³, и они занимают площадь 100 млн. км², по данным М. С. Моделевского и др. [35], или 77,6 млн. км², по данным М. Т. Хэлбути [47]. Сразу же оговоримся, что оценки не только ОВ в различных концентрациях, но и объемов осадочных пород сильно варьируют у различных авторов. Сопоставления даны в работах А. Б. Ронова и Ф. Дж. Петтиджона. Наиболее вероятные (по работам В. И. Вернадского, А. Б. Ронова, Б. Тиссо и Д. Вельте), не противоречащие всей системе приводимых здесь цифр оценки ОВ в осадочных породах Земли составляют 10¹⁶ т (10 тыс. трлн. т). Более реальная запись оценки ОВ дана А. А. Карцевым — $n \cdot 10^{15} \div n \cdot 10^{16}$ т [12], но нижний предел может быть оценен до $n \cdot 10^{14}$. Большая часть массы ОВ, как это следует из основного геохимического закона Вернадского, находится в рассеянном состоянии — 9 тыс. трлн. т; лишь 5 % этого вещества представлено битумоидами, т. е. извлекается из него органическими растворителями, но масса этих битумоидов (450 трлн. т) на два порядка превышает массу нефти в земной коре; 30 % массы битумоидов РОВ представлено УВ — 135 трлн. т. Масса ОВ в битуминозных породах — 700 трлн. т, в этом ОВ битумоидов 28 трлн. т, в том числе УВ 5,6 трлн. т.

Масса ОВ сланцев — 200 трлн. т. Представляют энергетический интерес сегодня только их сапропелевые разности, не претерпевшие катагенетической превращенности выше стадии Ж. Масса таких сланцев 7 трлн. т, в них 2,2 трлн. т ОВ. Общая масса ОВ в углях — 30 трлн. т, из них 10 трлн. т ОВ учтено сегодня как потенциальные ресурсы угля. Основная масса угля — это гумусовые разности (табл. 3).

Только тысячные доли массы РОВ отщепляются в процессе катагенеза, и несколько десятитысячных долей массы РОВ сконцентрировано в залежах УВ.

В водах растворено 10 трлн. т газообразных и менее 1 трлн. т жидких УВ.

Для жидких и газообразных ресурсов прослеживается одна общая закономерность: масса их в земной коре тем меньше, чем меньше они содержат водорода и чем выше их концентрация в породе (в пределах скопления). Примерно шестая часть всего газа (C_1-C_4) растворена в нефти и не менее 5 % жидких УВ (C_5+ высш.) растворено в газе.

Между различными классами УВ существует динамическое равновесие, взаимообмен веществом: выделяются из воды и вновь растворяются в ней жидкие и газообразные УВ; а преобразование РОВ является главной причиной возникновения всех ресурсов II группы.

1.3. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ

Общие массы УВ в земной коре никогда не отождествляются с ресурсами и запасами. Последние всегда составляют лишь часть общей массы вещества в зависимости от принятых технико-экономических условий освоения. Существует достаточно распространенная, но неверная точка зрения [19], что потенциальные ресурсы — это все УВ земной коры. Иногда даже противопоставляются оценки потенциальных ресурсов в СССР (где якобы оценивается полная масса УВ) аналогичным расчетам зарубежных исследователей. Любая оценка потенциальных ресурсов органических энергоносителей осуществляется на основе экспериментального материала, каковым является либо совокупность геолого-геохимических данных по хорошо изученным участкам (эталонам), используемая для вывода генетических или статистических зависимостей, либо временные ряды, отражающие освоение ресурсов региона. Поэтому уже в основе любого метода оценки потенциальных ресурсов заложены техногенные факторы, отягощающие материал обучения.

Различие подходов часто сводится лишь к тому, что в одних расчетах нижний предел скоплений УВ, учитываемых при прогнозе, постулируется в явном виде (например, оцениваются ресурсы угля в пластах более 0,5 м, ресурсы нефти в залежах крупнее 1 млн. т и т. п.); а в других (это получается помимо воли исследователя) — в неявном виде, что продиктовано спецификой исходного фактического материала. Конечно, целесообразнее вводить нижние пределы в явном виде и производить прогноз с «открытыми глазами». Итак, вся масса вещества энергоносителей в земной коре делится на две группы: учитываемая при расчетах потенциальных ресурсов и не учитываемая при их оценке. Первую группу составляют массы УВ, которые по условиям залегания являются рентабельными или могут оказаться рентабельными в

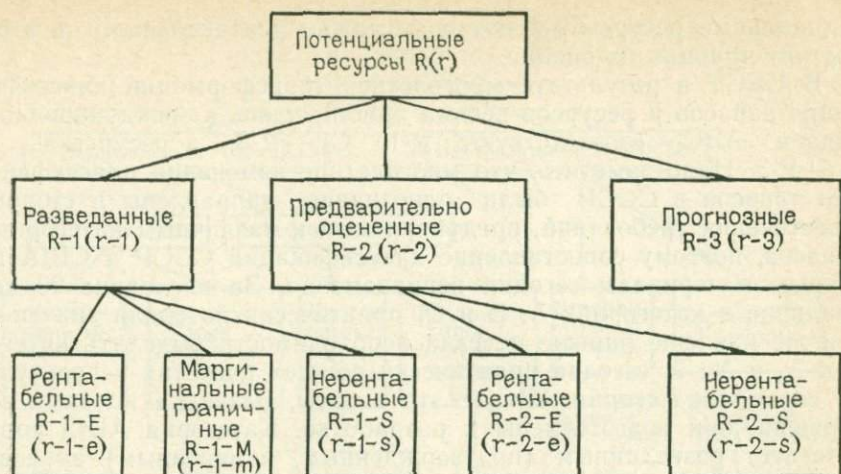


Рис. 4. Международная классификация ресурсов

ближайшие десятилетия. Такие массы скоплений нефти, газа, угля, сланцев, битумов и других энергоносителей именуется потенциальными ресурсами.

Разделение потенциальных ресурсов на классы и категории производится сегодня в мире достаточно однотипно и предопределяется степенью их изученности и рентабельностью. Наиболее обобщенная классификация ресурсов (рис. 4) выработана шестой сессией Комитета по природным ресурсам Экономического и социального совета ООН в 1979 г. в Анкаре [36].

В этой классификации прописными буквами (R) обозначаются геологические ресурсы, строчными (r) — извлекаемые. Потенциальные ресурсы (total resources) разделяются на три категории по степени изученности: R-1 — разведанные (established, demonstrated, reasonable, assured), R-2 — предварительно оцененные (inferred, estimated, additional, possible) и R-3 — прогнозные (potential, undiscovered, hypothetical, speculative). Ресурсы R-1 — основа для развития и планирования добычи, погрешность их оценки не выше $\pm 50\%$; R-2 — основа краткосрочного планирования разведочных работ; R-3 — основа планирования поисковых работ и долгосрочного планирования разведочных работ и добычи. По экономической целесообразности освоения R-1 и R-2 делятся на ресурсы экономические E (рентабельные, балансовые) и субэкономические S (нерентабельные, забалансовые). Кроме того, в R-1 выделяется промежуточная категория — маргинальные запасы. Следует отметить, что разделение на экономические, маргинальные и субэкономические запасы производится для сравнительно небольших отрезков времени, т. е. ресурсы R-1-M могут стать рентабельными в ближайшие годы, а ресурсы S — в ближайшие десятилетия. В разрезе нескольких десятилетий все по-

тенциальные ресурсы являются возможно рентабельными, в этом состоит принцип их оценки.

В СССР в результате многолетней трансформации классификация запасов и ресурсов весьма приблизилась к международной, запасы ABC_1 соответствуют R-1, C_2 — R-2, а ресурсы C_3 и D — P-3. Надо заметить, что многолетние изменения классификации запасов в СССР были однозначно направлены в сторону ужесточения требований, предъявляемых к различным категориям запасов, поэтому сопоставление классификаций СССР и США по старым материалам сегодня неправомерно. За последние 20 лет различия в категориях A, B и C_1 практически потеряли значение, так же как еще раньше исчезла необходимость выделять категории A_1 и A_2 . И сегодня практически во всех расчетах используется сводная категория ABC_1 — это запасы, разведка которых завершена, они подготовлены к разработке. Категория ABC_1 соответствует разведанным (подтвержденным, измеренным) запасам классификации США.

Как в СССР, так и в США классы R-1 и R-2 объединяют часто в группу выявленных ресурсов. При этом в нашей классификации R-2 — это категория C_2 , в классификации США — это «подразумеваемые» запасы.

Как отмечают зарубежные специалисты, СССР лидирует как в методах расчета прогностических ресурсов, так и в использовании их при планировании работ. Этим обусловлена и более дробная классификация невыявленных ресурсов в нашей стране. Они подразделяются на локализованные (C_3D_0) и нелокализованные (D_1, D_2).

Локализованные — это ресурсы конкретных закартированных ловушек, из которых еще не получены промышленные притоки (C_3 — в ловушках, подготовленных надежными методами, D_0 — при ненадежном структурном плане или при значительной вероятности исчезновения покрышки либо коллектора). Нелокализованные ресурсы характеризуют участок в целом, в пределах которого может быть обнаружено много различных ловушек (D_1 — более достоверные, D_2 — менее достоверные оценки).

Любой подсчет запасов и ресурсов — это определение не только их масс, но и пространственных координат нахождения этих масс. При конкретной изученности невозможно сколь угодно точно рассчитать и координаты, и массу. Однако, проигрывая в точности расчета одного показателя, можно добиться выигрыша в точности предсказания другого. Это особенно наглядно видно для локализованных и нелокализованных ресурсов.

Местонахождение первых указывается достаточно точно, но различия предсказанных и открытых масс UV в единичной ловушке могут сильно различаться. Для ресурсов D_1 и D_2 координаты скоплений весьма неточны (поле в десятки тысяч квадратных километров), но общую их массу удается предсказать, по крайней мере, не хуже, чем массу ресурсов C_3 в единичной ловушке. Принятая в СССР классификация ресурсов по степени разведан-

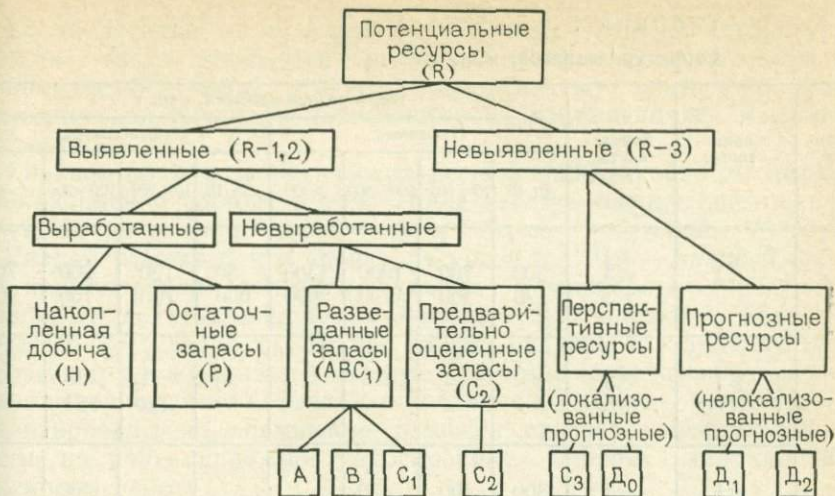


Рис. 5. Классификация потенциальных ресурсов в СССР по степени разведанности и выработанности (предлагаемая авторами)

ности с небольшими добавлениями приведена на схеме (рис. 5). Суть добавления состоит в следующем. Поскольку из недр извлекается 30—40 % запасов, необходимо ввести дополнительную категорию — запасы, оставшиеся на выработанных участках залежей и на площадях, законченных разработкой. Эта величина остаточных запасов превышает накопленную добычу. Мы называем эти запасы остаточными, разубоженными и обозначаем буквой P .

Применим, как и в международной классификации, обозначение прописными буквами геологических запасов, строчными — извлекаемых, для обозначения текущих запасов будем сверху индекса ставить знак «Λ». Тогда получим $abc_1 = \hat{a}\hat{b}\hat{c}_1 + H$; $ABC_1 = A\hat{B}C_1 + H + P$; $R-1 = ABC_1$, $R-2 = C_2$, $R-1,2 = ABC_1 C_2$; $R-3 = C_3 + D_0 + D_1 + D_2$; $\hat{R} = R - H - P$; $\hat{r} = r - H$.

К сожалению, текущие геологические запасы в балансе страны рассчитываются с отступлением от этой схемы, а именно $\hat{a}\hat{b}\hat{c}_1 = abc_1 - H$, но $A\hat{B}C_1 = ABC_1 - H$ вместо $ABC_1 - H - P$. Это приводит к искусственному снижению коэффициента нефтеотдачи в текущих разведанных запасах и не позволяет объективно оценить массу остаточных запасов.

Разделение запасов по экономической значимости и качеству их у нас в официальной отчетности используется эпизодически, выделение забалансовых (нерентабельных) запасов нефти и газа — весьма редкое исключение. Практически не дается развернутых экономических оценок и тем более качественных оценок ресурсов и по другим регионам мира. И это несмотря на то, что

Таблица 4

Структура запасов, млн. т

Глубина, км	Сернистость, %	Дебитность, т/сут	Тип и размер залежей, млн. т							
			Нефтяные				Нефтегазовые			
			До 10	10-100	100-300	>300	До 10	10-100	100-300	>300
<2	<1	<3 >3	500 120	700 500	1000 1700	1300 2000	50 600	120 700	200 750	700 900
	>1	<3 >3	— —	— —	— —	— —	30 50	70 120	— 150	— —
2-4	<1	<3 >3	300 600	400 600	400 1800	— 2150	— 800	— 1200	400 1700	— 2100
	>1	<3 >3	10 100	60 400	— —	— —	60 20	90 40	480 160	700 200
>4	<1	<3 >3	— —	20 60	— 200	— 500	— —	70 110	250 340	320 —
	>1	<3 >3	30 50	40 20	— 200	— —	— —	— —	— —	— —

в многочисленных разработках советских и зарубежных исследователей неоднократно предлагалось разделение ресурсов по экономической значимости и их качеству. Причина такого положения заключается в методологических недоработках. Прежде чем разделять запасы по экономической значимости и их качеству, которые зависят от многих факторов, необходимо сами ресурсы разделить на различные классы в зависимости от условий их залегания в недрах, технологий извлечения и использования. Поэтому была предложена новая характеристика ресурсов [29] — структура запасов, под которой мы понимаем распределение запасов по залежам различных размеров, дебитности, залегающих на разной глубине. Структура запасов — объективная характеристика условий залегания УВ в недрах, она не зависит от конъюнктуры рынка или развития технологии добычи, но позволяет оперативно учесть эти факторы при оценке экономической значимости ресурсов. Пример структуры разведанных запасов нефти (суммарные запасы залежей, находящихся в данных условиях) одного из регионов показан в табл. 4.

Когда десятки тысяч залежей обобщены в такую «структуру запасов», тогда появляется реальная возможность перехода к экономической оценке ресурсов, оперативному изменению этой экономической оценки в зависимости от изменяющихся внешних факторов.

Главная задача теоретических исследований в области нефтегазонакопления состоит в том, чтобы сделать оценку еще не выявленных ресурсов и их структуры более надежной. Менард Х. Уильям отмечает, что оценка ресурсов в США — важный фактор национальной политики, знания о минеральных ресурсах позволяют делать каждую их последующую оценку с большей степенью достоверности. То же, можно сказать и о задачах геологической службы нашей страны. Поэтому теоретические исследования процессов нефтегазонакопления должны быть строго ориентированы на повышение точности прогнозов нефтегазонакопления, на более надежное обоснование главных направлений поисковых работ.

Глава 2

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ПРИРОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ КАК ОСНОВА ТЕОРИИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Для любой теории важнейшую роль играет тот экспериментальный материал, на котором она проверяется, доказывается. В нефтяной геологии это прежде всего изученные залежи и районы. Теория нефтегазонакопления должна прежде всего описывать изменение концентрации ресурсов в недрах в зависимости от измеряемых геолого-геохимических параметров среды. Здесь возникает ряд сложных взаимоотношений, без разрешения которых невозможно создание эффективной теории. Это соотношение между способом выделения объектов в разрезе и плане и характером изучаемых процессов, между системами наблюдений и искажением геологической информации, между «генетическими» и «статистическими» подходами к описанию процессов нефтегазонакопления.

Геологические объекты (тела) и процессы, протекающие в них, — два блока, лежащих в основе теории нефтегазонакопления. Описание «устройства» объектов, соотношение в них пород с различными физическими свойствами, взаиморасположение различных пачек — по существу это также моделирование. Природа не создала нефтегазонакопительных комплексов или покровов как таковых, она сформировала весьма сложные наборы пород, которые геолог объединяет в пачки, свиты, комплексы. Модели такого рода называются обычно структурными. Общеизвестна та ведущая роль в нефтегазонакоплении, которую играют условия формирования геологических тел. Процесс формирования объекта опи-

сывается функциональными моделями. Описание процесса генерации УВ в геологическом теле — это также функциональная модель, а распределение различных концентраций УВ в регионе, возникшее в результате этого процесса, может быть описано структурной моделью.

2.1. СТРУКТУРНЫЕ МОДЕЛИ ОБЪЕКТОВ

2.1.1. Объекты в разрезе

Разделение осадочного чехла на объекты должно быть согласовано с задачей, которая на этих объектах решается. Для палеогеографических построений необходимо выделять толщи синхронных отложений, для нефтегеологического прогноза ведущую роль играет структура распределения проницаемых и непроницаемых пород и т. п. Под объектом для нефтегеологического изучения понимается такая часть объема осадочного чехла, которая при прогнозе может рассматриваться как одно целое и характеризоваться одним значением прогнозируемого параметра.

Объекты — это своеобразные физические точки наблюдения. Поэтому удобно выделять их таким образом, чтобы сама процедура выявления иллюминировала процессы, которые сегодня трудно охарактеризовать количественно. Один из наименее исследованных с количественной стороны — процесс перемещения УВ. Поэтому в разрезе объект выделяется между непроницаемыми экранами, а в плане естественными ограничениями служат барьеры для латерального перемещения УВ, такие, как локальная ловушка, днища впадин, зоны замещения коллекторов, зоны региональных разломов. Выделив объект таким образом, можно считать, что отток УВ из него и подток извне невелики по сравнению с массой УВ в самом объекте.

В результате детальной корреляции выделяется серия литологических тел. По взаимному расположению в плане и разрезе поверхностей кровли и подошвы мы разделяем литологические тела на подчиненные и несоподчиненные. Непроницаемые породы образуют покрывки простые — ограниченные синхронными подошвенными и кровельными поверхностями, и составные.

Согласно исследованиям Г. П. Мясниковой [24], выделены региональные покрывки, занимающие более 60 % площади бассейна (I уровень региональности), субрегиональные — 30—60 % площади осадочного бассейна (II уровень региональности), зональные — 5—30 % площади (III уровень) и локальные — менее 5 % площади (IV уровень).

Распространение экранирующей поверхности простой или составной покрывки однозначно определяет и площадь распространения экранируемой ею проницаемой толщи. Поэтому уровень региональности покрывки предопределяет уровень региональности соответствующих толщ, которые именуются для I уровня региональности — нефтегазоносными надкомплексами, для II —

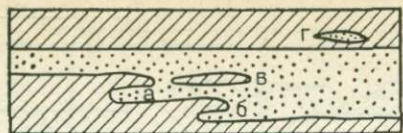


Рис. 6. Упрощенная схема строения объекта:

а, б — зоны совместного существования коллектора и покрышки; *в, г* — линзы

нефтегазоносными комплексами, для III — резервуарами, для IV — пластами. Для однозначного проведения границ названных толщ выработаны специальные правила [24, 50]. Поясним это на простом примере.

На рис. 6 приведена упрощенная схема строения условной толщи. При выделении объектов, контролирующего размещение залежей, а следовательно, и являющихся вследствие этого объектами прогноза, сразу возникает много проблем. На схеме видно, что глинизация нижней части толщи, как и в реальных условиях, происходит не плавно, а дискретно замешаются отдельные прослои. В таком случае возникают вопросы; что представляют собой врезы *а* и *б* — самостоятельные резервуары или незначительные шероховатости; покрышку *в* следует причленить к общей глинистой толще либо считать ее не представляющей самостоятельного интереса линзой, осложняющей резервуар; является ли тело *г* линзой в покрышке, самостоятельным резервуаром или началом опесчанивания покрышки и его следует включить в единый резервуар? Все зависит от их размеров, пространственного описания строения и картирования, что и учитывает созданная нами процедура выделения объектов. Есть две крайние ситуации: если выделить толщу достаточно независимо от ее литологической изменчивости, ограничив, например, возрастными границами, то получим объект столь сложной пространственной архитектуры, что не сможем адекватно описать и закартировать его свойства, влияющие на размещение залежей; если выделить строго одну литологическую разность, приняв за резервуар, например, однородный песчаный пласт и устранив якобы сложности с описанием литологических неоднородностей объекта, то будем иметь возможность проследить его на столь малой площади, что это не представит интереса для прогноза нефтегазоносности. Попытки выделить резервуары как тела, лишенные литологической неоднородности, обладающие постоянной, идеальной проводимостью флюидов, на много лет задержали работы по уточнению строения этих важных объектов нефтегеологического прогноза. Граф расчленения осадочной толщи мезозоя Западной Сибири на объекты изучения и прогноза нефтегазоносности приведен на рис. 7.

2.1.2. Объекты в плане

Естественно, что объекты получения количественных зависимостей и объекты их применения должны быть сопоставимых размеров и одного иерархического уровня. Формулы, описывающие измене-

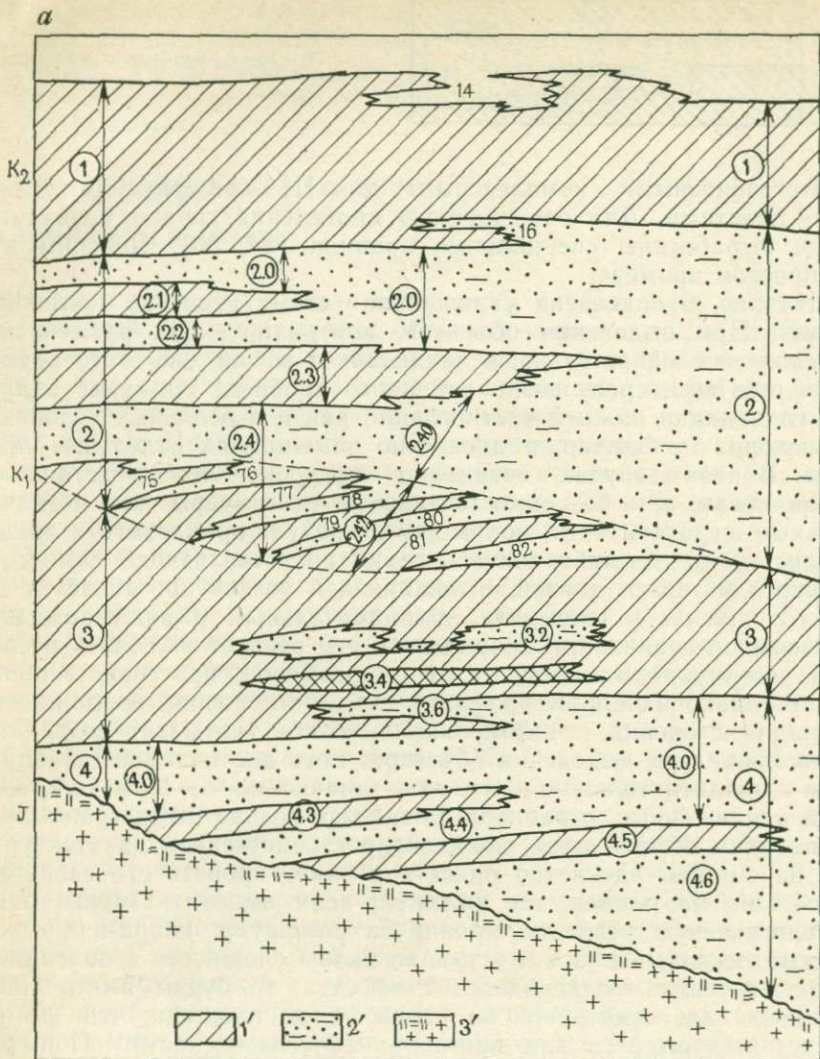
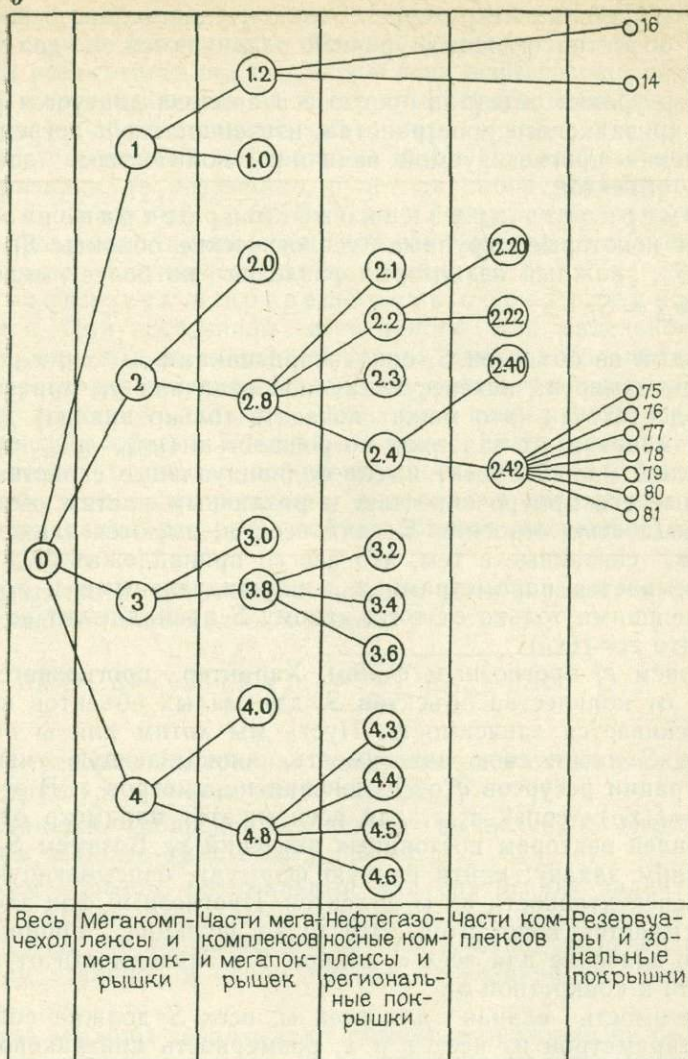


Рис. 7. Классификация нефтегазоносных объектов осадочного чехла Западной Сибири:

a — схематическое изображение строения чехла; *b* — граф соподчиненности объектов; $1'$ — флюидопоры; $2'$ — преимущественно проницаемые породы; $3'$ — фундамент и кора выветривания.

Объекты на разрезе и графе соподчиненности (резервуары обозначены арабскими цифрами без кружков, более крупные объекты — цифрами в кружках, для последних цифра перед точкой соответствует индексу мегакомплекса или мегапокрышки, четными индексами после точки обозначены преимущественно проницаемые тела, нечетными — непроницаемые): 0 — весь мезозойско-кайнозойский чехол; мегапокрышки: 1 — мелового мегакомплекса, 3 — юрского; мегакомплексы: 2 — меловой, 4 — юрский; 1.0 — неосложненная часть мегапокрышки мелового мегакомплекса; 1.2 — проницаемые тела, осложняющие покрышку мелового мегакомплекса; 2.0 — неосложненная часть мелового мегакомплекса; 2.8 — осложненная часть мелового мегакомплекса; 3.0 — неосложненная часть мегапокрышки юрского мегакомплекса; 3.8 — проницаемые тела, осложняющие покрышку юрского мегакомплекса; 4.0 — неосложнен-



ная часть юрского мегакомплекса; 4.8 — осложненная часть юрского мегакомплекса; 2.1 — покрышка аптского нефтегазоносного комплекса; 2.2 — аптский нефтегазоносный комплекс; 2.3 — покрышка верхнеокомского нефтегазоносного комплекса; 2.4 — верхнеокомский нефтегазоносный комплекс; 3.2 — ачимовский нефтегазоносный комплекс, осложняющий покрышку юрского мегакомплекса; 3.6 — васюганский нефтегазоносный комплекс, осложняющий покрышку юрского мегакомплекса; 4.3 — покрышка ааленского нефтегазоносного комплекса; 4.4 — ааленский нефтегазоносный комплекс; 4.5 — покрышка нижнеюрского нефтегазоносного комплекса; 4.6 — нижнеюрский нефтегазоносный комплекс; 2.20 — неосложненная часть аптского нефтегазоносного комплекса; 2.22 — осложненная часть аптского нефтегазоносного комплекса; 2.40 — неосложненная часть верхнеокомского нефтегазоносного комплекса; 2.42 — осложненная часть верхнеокомского нефтегазоносного комплекса; 16 — ипатовский резервуар, осложняющий покрышку мелового мегакомплекса; 75, 77, 79... — зональные покрышки над резервуарами неомского нефтегазоносного комплекса; 76, 78, 80... — резервуары неомского нефтегазоносного комплекса

ние концентрации ресурсов различных бассейнов, не годятся при оценке локальных структур. Это и неудивительно, поскольку объемы объектов смежных уровней различаются на два—четыре порядка.

Выбор уровня объектов прогноза и анализа диктуется размерностью признакового пространства, изученностью и погрешностью определения прогнозируемой величины, количеством доступных анализу объектов.

Размерность признакового пространства. Пусть имеются некоторые крупные геологические объекты $S_1, S_2 \dots, S_i \dots, S_n$, каждый из которых разделен на более мелкие ω_{ik} .

$$\sum_k \omega_{ik} = S_i.$$

Каждый из объектов S_i описан признаками $x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, \dots, x_{ij}$, и на нем замерена интересующая нас величина y_i , при этом набор x_j достаточен (это может показать только анализ) для описания изменения y с заданной погрешностью ($y_{\text{фак}} - y_{\text{расч}} < \sigma$).

Каждый малый объект имеет индивидуальные свойства, обусловленные его приуроченностью к различным частям объекта S , неоднородностью строения S_i ; для всех ω_i имеются также общие свойства, связанные с тем, что все ω_i принадлежат S_i . Объект ω_{ik} описывается параметрами $z_{i,k}$ индивидуальными и $z_{(i)}$ общими, зависящими только от того, какому S принадлежит ω . Естественно, что $z_i = f(x_{ij})$.

Назовем z_i прогнозным фоном. Характер прогнозного фона зависит от количества объектов S , для малых объектов которого ω разыскивается зависимость. Пусть мы хотим для ω объектов каждого S найти свою зависимость, описывающую изменение концентрации ресурсов q от изменения параметров z . В этом случае $z_{(i)} = f(x_{ij}) = \text{const}$, т. е. для всех ω_i этот параметр одинаков, представлен вектором постоянных значений x_j . Возьмем S_1, S_2, S_3 и поставим задачу: найти единую формулу, описывающую изменение перспективности их ω объектов. Прогнозный фон здесь уже не описывается константой. Это будет функция, принимающая какое-то значение для всех ω данной S в зависимости от принадлежности к конкретной S_i .

Зависимость единая для всех ω , всех S должна содержать набор параметров из всех z и x , размерность признакового пространства возрастает. Разбив ω на еще более мелкие объекты и повторив приведенные рассуждения, приходим к следующим выводам.

1. Если область пространства, в которой исследуются объекты различной соподчиненности, остается постоянной, то чем меньше объект, тем больше статистических параметров требуется для описания изменчивости какого-то его свойства, с заданной погрешностью, или требуется введение генетических параметров.

2. Сужение исследуемой области приводит к сокращению минимально необходимого признакового пространства за счет уменьшения числа признаков, описывающих прогнозный фон.

3. Нет оснований предполагать увеличение или уменьшение признакового пространства для объектов разного иерархического уровня, если не фиксирована область исследования.

Если рассмотреть все структуры всех нефтегазоносных провинций, то перспективность всех структур будет описываться более сложным набором статистических параметров, чем перспективность всех провинций (см. об этом п. 1). Но если взять генетические признаки, то неизвестно, будет ли набор параметров, минимально необходимый для описания перспективности структур одной провинции, проще или сложнее набора параметров для описания перспективности самих провинций.

Изученность и погрешность определения параметров. При постоянной изученности для маленького участка — эталона мы знаем запасы точнее, чем для большого. Но это не распространяется механически на концентрацию ресурсов, поскольку последняя зависит еще и от погрешности выделения площади или объема объекта-эталона. Если границы участка проводятся с относительной погрешностью, то чем больше участок, тем меньше погрешность, вносимая в оценку его площади (и концентрации ресурсов), обусловленная погрешностью проведения границ.

Оптимальное соотношение найдено нами и задается формулой, определяющей минимальный размер участка S :

$$S = 100 \Delta^2, \quad \Delta = \exp \left(2 \sqrt{\frac{1}{n} \sum_i (\ln x_i - \ln \bar{x})^2} \right),$$

где x_i — реально замеренная половина расстояния между контурами структур; n — количество замеров.

В Западно-Сибирской провинции вычисленное значение $\Delta = \pm 5$ км, в Волго-Уральской $\pm 3,5$ км.

Таким образом, оптимальный для внутренних задач прогноза эталон должен иметь указанную площадь, а поскольку сделать все эталоны строго одинаковыми невозможно, желательно, чтобы площади эталонов в одном наборе не различались более чем в 2 раза.

Такие эталоны захватывают обычно территории не больше чем часть тектонического элемента I порядка. В этом случае нужно соблюдать правило, чтобы эталонами были охарактеризованы разные части различных тектонических структур, эталоны размещались и в самых богатых, и в самых бедных районах провинции, а параметры отражали геоструктурное положение эталона. Если стоит задача обобщенного прогноза, то такие эталоны пригодны только для оценки частей тектонических структур I порядка.

Контур этого эталона проводят посередине между структурами и месторождениями. В пределах эталона необходимо учесть все запасы (A, B, C_1, C_2) в залежах крупнее q_0 , для чего в ряде

случаев надо оценить возможные результаты доразведки и открытия новых залежей.

Величина добавленных (по сравнению с балансом) на эталон запасов не должна превышать 30 % всех запасов эталона.

В ряде случаев у исследователя может появиться желание решать не внутреннюю, а внешнюю задачу — оценивать в целом свод, в целом нефтегазоносную область или провинцию. Конечно, в этом случае набор эталонов должен состоять соответственно из сводов, нефтегазоносных областей или провинций. Почти всегда это приводит к тому, что используются эталоны, не оптимальные по достоверности изученных в их пределах запасов. Потеря точности в замере запасов компенсируется в таких задачах сокращением признакового пространства, удовлетворительно описывающего распределение ресурсов. Изменение концентрации ресурсов в пределах провинции или области в целом удается достаточно надежно описать чрезвычайно ограниченным набором геологических параметров (два-четыре). Иногда у исследователя нет другого выхода, как брать более крупные эталоны. Это происходит в том случае, когда для оптимальных эталонов не удается набрать достаточного числа информативных признаков, приходится обходиться меньшим числом признаков, а следовательно, переходить на более крупные объекты. Главная задача для таких крупных неоптимальных эталонов — корректировка запасов в их пределах. Для эталонных провинций используют их потенциальные ресурсы, для эталонных сводов, впадин, районов — запасы промышленные и перспективные.

Специфическую задачу прогноза представляет собой оценка перспективности ловушки. Эталонами для нее служат разбуренные ловушки и запасы открытых в них залежей. Корректировка, как правило, не производится. Уменьшение площади объекта и возрастающая в связи с этим погрешность компенсируются увеличением статистического признакового набора, введением прогнозного фона, ограничением области исследования.

Количество объектов анализа — эталонов непосредственно связано с количеством исследуемых параметров. Поскольку первых должно быть не менее чем в 2—3 раза больше последних, то в случае невыполнения этого условия необходимо или изменить область исследования (при этом расширение области должно обусловить более быстрый рост числа эталонов, чем числа признаков), или переходить на более крупные объекты. Найденная взаимосвязь числа объектов, их изученности, признакового пространства, области изучения позволяет широко менять задачи прогноза, обеспечивая взаимоконтроль решений.

Все сказанное об изученных участках остается справедливым и при применении найденных зависимостей для малоизученных участков.

За минимальный объект оценки при нефтегеологическом прогнозе принимается объект такого размера, относительная погрешность оценки запасов которого не превышает $\pm 40\%$.

Таблица 5

Уровни прогноза при сочетании объектов в разрезе и плане

Объект прогноза в разрезе	Объекты прогноза в плане						
	Провинция	Область	Район	Тектонический элемент I порядка	Часть тектонического элемента I порядка	Структура III и II порядков	Месторождение, часть месторождения
Осадочный чехол	Глобальный*	Глобальный*	Региональный, глобальный	—	—	—	—
Мегакомплекс	»	»	Региональный	—	—	—	—
Комплекс Резервуар	—	—	»	Региональный*	Региональный	Зональный*	Промышленный
	—	—	—	Зональный, региональный	Зональный	Локальный*	
Пласт	—	—	—	—	»	»	»

Рекомендуемые для прогноза сочетания объектов в разрезе и минимальных по площади оцениваемых участков объектов в плане задаются таблицей, в которой указывается и соответствующий уровень прогноза. В табл. 5 отмечены сочетания, для которых известны и рекомендуются решения внутренних задач, звездочками — обобщенных (внешних) задач.

Конечно, соблюдая все изложенные приемы и процедуры, мы лишь приближаемся к идеальному объекту, на нефтегазоносность которого не влияли бы другие объекты и она не искажалась бы произвольностью выбора границ. В этой связи А. Э. Конторович справедливо отмечает, что «... такое районирование не гарантирует полной автономности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в выделяемых геологических телах, но оно, как правило, позволяет удовлетворительно решать научные и прикладные задачи».

2.2. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССОВ

Функциональные модели позволяют решить две важнейшие задачи: выделить оптимальный набор параметров, в том числе поставить задачу измерения природных характеристик, и предсказать вид функций, вид взаимосвязи этих параметров, наилучшим образом влияющий на нефтегазоносность.

Для иллюстрации той роли, которую играют при прогнозе модели, вновь рассмотрим два предельных случая.

Поскольку для прогноза нужны надежно измеряемые и картируемые геолого-геохимические параметры, отсюда следует, что

каждый параметр может быть описан как некоторая функция декартовых координат. Какие бы сочетания параметров и вид функции ни проистекали из генетической модели, в конечном случае оказывается, что и прогнозируемая величина, например концентрация ресурсов, после подстановки окажется зависимой только от координат. Казалось бы, весь прогноз можно свести только к виду этой функции и ее констант. Так, кстати, поступают некоторые исследователи, пытаясь в качестве основной задачи прогноза рассматривать прямое картирование плотности запасов с помощью, например, сплайн-аппроксимации.

В ряде случаев такой подход может дать положительные результаты прежде всего для ограниченных областей исследования (один резервуар в пределах одного района). В более же общем случае ситуация складывается следующим образом. Пусть в действительности (в природе) изменение прогнозируемой величины ρ контролируется произведением всего трех измеряемых и картируемых параметров R в неизвестных степенях n , т. е.

$$\rho = aR_1^{n_1}R_2^{n_2}R_3^{n_3} \pm \xi.$$

Если бы были известны эти параметры, вид их связи (произведение степенных функций), то потребовались бы всего (при $\xi=0$) четыре точки наблюдения для расчета n и получения надежной формулы прогноза.

Пусть известно, что в координатах x, y каждый из R описывается полиномом 2-й степени (простейший случай), тогда даже в самом простом случае, когда $n_1=n_2=n_3=1$, требуется рассчитать около 50 неизвестных полиномиальных коэффициентов, чтобы с такой же погрешностью описать изменение ρ . И даже для такого простого случая эталонных объектов может не хватить.

Различия первого и второго подходов состоят не только в объемах материала обучения. Для первого подхода надо сконструировать одну модель, например, модель нефтегазонакопления, выраженную через параметры R_1, R_2 и R_3 , а для второго подхода необходимы еще частные модели, описывающие изменения R_1, R_2, R_3 от координат. Казалось бы, преимущества первого подхода очевидны. Однако это только при беглом рассмотрении. Когда мы говорили о первом подходе, то подразумевали, что имеются карты (или аналогичная информация) для каждого из R . Но при построении таких карт количественно или интуитивно учитывались какие-то модели (осадконакопления, изменения температур и пр.), и модели эти были преимущественно «координатные» (глинизация на восток, уменьшение градиентов на север и т. п.).

Здесь встает вопрос о целесообразности расчленения единой модели на составные части. При конкретном уровне развития науки, техники обработки информации всегда необходимы какие-то уровни, на которых исследователь оценивает результат аппроксимаций и экстраполяций и контролирует их с позиций «здорового смысла», наблюдениями в контрольных точках. Карты температур или отметок пласта можно проконтролировать значениями этих

параметров в новых скважинах. Но, например, карту генерации УВ проконтролировать сложнее, а часто невозможно подтвердить этот процесс фактическим материалом. Более сложную модель следующего уровня — распределения запасов в залежах — вновь можно проверить на фактическом материале. Возможность изменения значений показателя, являющегося предметом моделирования, задает оптимальное членение единой сложной модели на составные части, рассматриваемые как самостоятельные модели. Такое разбиение целесообразно еще и потому, что на этих уровнях сказываются специфические, искажающие информацию о природном объекте свойства системы наблюдений, названные нами геологоразведочным фильтром.

Общая оптимальная последовательность моделирования приобретает следующий вид: замеренные свойства на уровне n → геологоразведочный фильтр измерений n -го уровня → модель, устанавливающая связь параметров n -го и $(n+1)$ -го уровней (на $(n+1)$ -м они именуется обычно прогнозируемыми или расчетными) → фильтрация наблюдений $(n+1)$ -го уровня → проверка модели перехода n → $(n+1)$ на откорректированных фильтром параметрах $(n+1)$ -го уровня → восстановление (по наблюдениям n -го с корректировкой $(n+1)$ -го уровней) поля прогнозируемого показателя $(n+1)$ -го уровня → модель перехода от $(n+1)$ -го к $(n+2)$ -му уровню и т. д.

При этом на каждом уровне изменяется набор параметров — исходных и прогнозируемых, на каждом уровне может изменяться и представление о непрерывности функций, описывающих эти поля. Так, поле температур — непрерывная функция, поле концентрации запасов непрерывно только в пределах залежи или может быть описано непрерывной функцией для района при некоторых дополнительных условиях, таких, как переход от точечных наблюдений к статистическим окнам.

В нефтяной геологии не так просто определить, что такое начальная, исходная информация. Например, толщина глинистых пластов в разрезе вроде бы информация начальная, но это, как правило, преобразованные по определенным алгоритмам, моделям кривые СП и ГК с учетом свойств керна.

Временной разрез в сейсморазведке, карта в изохронах — это уровень n . Структурные карты, материалы, отображающие строение разреза, — сейсмофациальные — это уровень $n+1$. Переход с уровня n на $(n+1)$ происходит точно в соответствии со схемой. Материалы наблюдения в скважинах — это $(n+1)$ -й уровень. В явном виде задается модель перехода (для перехода к структурной карте — это скоростная модель среды). Существует еще геологоразведочный фильтр.

Расположение скважин, в которых проводится сейсмокаротаж, на расстоянии структурной полуволны гармоника, не учитываемой сейсморазведкой, приводит к резкому ухудшению качества перевода временного разреза в глубинный. Уточнив по наблюдениям $(n+1)$ -го уровня (по скважинам) модель, восстанавливаем струк-

турный план в зонах отсутствия скважин. При этом если сеть скважин превышает разрешающие возможности сейсморазведки, т. е. надежно выявляет следующую структурную гармонику, к которой сейсморазведка была нечувствительна, то информация n -го уровня (т. е. сейсморазведки) оказывается излишней.

Интересно, как по мере разбуриваемости территории изменяется роль сейсмической информации о структуре поверхностей: сначала это главный признак — модель скорректирована по единичным точкам наблюдения; затем один из признаков, вспомогательная информация для восстановления поля на слабоизученных участках — все параметры модели перевода практически точно определены; после чего сеть скважин еще уплотняется и материалы сейсморазведки становятся излишним шумом (при погрешности фиксации и восстановления временного поля, остающейся постоянной на всех рассматриваемых стадиях).

Информация о литологии и условиях формирования разреза приходит более сложный, ветвящийся путь, но главное остается: признаки изменяются от очень важных до ненужных, становятся ненужными после того, как на материале обучения $(n+1)$ -го уровня модель перехода с n на $(n+1)$ практически точно определена. Заметим, что речь идет о признаках, а не о методах; например, жерн, став ненужным в пределах данной площади для эталонирования данных промысловой геофизики (если это уже сделано достаточно точно), может еще долго играть роль ведущего параметра при стратиграфических исследованиях.

Пусть на n -м уровне имеются полевые и лабораторные исследования керн. Геологоразведочный фильтр — неполнота выноса керн, определяемая двумя ведущими факторами: техногенным (режимами бурения) и природным (прочностью породы), — обеспечивает дискретность наблюдений и не позволяет создать модель среды требуемой детальности. На этом же уровне находятся методы промысловой геофизики, дающие непрерывное описание по вертикали изменчивости некоторых свойств, которые не могут быть однозначно переведены (в процессе обособленной от керн обработки) в классификационные (с требуемой детальностью) свойства пород. Здесь свой геологоразведочный фильтр, параметры которого: особенности регистрации, режимы бурения, «мешающие» свойства геологической среды, такие, как тонкослоистый разрез, изменяющаяся минерализация вод и др.

Набор моделей увязывает керн и геофизические данные. На этом же уровне находится информация сейсморазведки, главное отличие и преимущество которой в плане решаемой задачи изучения литологического строения разреза — непрерывное прослеживание границ по латерали.

На $(n+1)$ -м уровне находятся литологическое строение толщи и материал корректировки. Материал проверки зависит от размеров объекта исследования. Если речь идет о месторождении, то это — материалы по скважинам, пробуренным уже по более

плотной сетке, с большей достоверностью восстанавливающие строение разреза, а также новая информация по скважинам — результаты испытания, подтверждающие либо опровергающие принятое литологическое строение толщи. Здесь три параллельных канала получения исходной информации — керн, полевая геофизика, промысловая геофизика, — каждый со своим искажающим фильтром, и три частные группы моделей, сконструированных на базе фундаментальных теорий и позволяющих увязать полевую геофизику с лабораторными анализами керна, промысловую геофизику с анализами керна и промысловую геофизику с сейсморазведкой, т. е. дискретные измерения с непрерывными наблюдениями по вертикали и непрерывным прослеживанием по латерали, притом выполненные каждое обычно в своих физических полях. Совокупность этих групп моделей позволяет восстановить трехмерное строение толщи и скорректировать его более поздними по времени результатами наблюдений (последующие скважины) и принципиально новой серией гидродинамических экспериментов — испытанием скважин.

Рассматривая десятки различных разновидностей геологических исследований, нетрудно прийти к выводу об их однотипности. Более того, наилучшие и однозначные результаты получаются в том случае, когда полностью выдерживается описанная схема. Наблюдения предыдущего уровня всегда рассматриваются как исходная информация последующего, как результат обработки. Всегда необходимо учитывать искажающую роль геологоразведочного фильтра, корректировать результаты обработки. Во всех случаях между исходной информацией и результатом обработки стоит теоретическая модель, построенная в лучших случаях на базе фундаментальной теории. Сама эта модель всегда не полностью определена, и качественные результаты перехода с уровня n на уровень $(n+1)$ гарантируются только при наличии на уровне $(n+1)$ независимого материала для корректировки и проверки всей схемы перевода от n до $(n+1)$. Точно по этой схеме подсчитывают промышленные геологические запасы, моделью здесь является способ исчисления объемов, к стати сказать, несовершенный и отягощенный систематической погрешностью.

А вот переход от геологических запасов к извлекаемым далек от приведенной схемы.

Критика Ю. А. Ворониным такого положения совершенно справедлива. Рассмотрим этот вопрос детальнее: на n -м уровне геологические запасы залежи и ее параметры, на $(n+1)$ -м — извлекаемые.

Модель перехода представляет собой набор некоторых условий (утвержденных) приемов, отдаленно напоминающих приемы гидродинамики. Полученный результат (извлекаемые запасы) невозможно ничем проверить в течение многих лет. На основании этих извлекаемых запасов проектируется разработка месторождения. Но теперь к этой непроверяемой и плохо обработанной информации применяются самые совершенные гидродинамические

модели, обосновывающие все технологические параметры разработки.

Представляется, что все должно быть наоборот. Самые современные фундаментальные исследования гидродинамики в сложных средах должны быть привлечены в качестве модели, описывающей переход с n -го на $(n+1)$ -й уровень при различных техногенных (и материальных) воздействиях на среду. Модель перехода должна обязательно обладать свойством локального прогноза, т. е. предсказывать массу извлеченного продукта на ограниченном участке (или количестве скважин) за ограниченный отрезок времени при данном комплексе технологических воздействий. Тогда появляется обширнейший материал проверки и адаптации модели к материалам разрабатываемых месторождений, в результате чего она превращается в проект разработки, а интегральная форма ее прогноза — в извлекаемые запасы. И если можно объяснить, почему так не делалось в прошлом (объем обработки данных соизмерим с объемом обработки сейсморазведочной информации методом ОГТ), то сейчас при наличии мощных вычислительных центров считать нефтеотдачу по-старому просто нерационально.

Все изложенное подтверждает сделанные выводы о том, что основу перехода от «исходной» информации к прогнозируемому показателю должна составлять фундаментальная теория процесса. Ясно также, что вследствие неопределенности модель обязательно должна доводить описание процесса до такого уровня, на котором результаты доступны наблюдателю. Описав, например, с помощью модели изменение концентрации мигрантоспособных жидких и газообразных УВ в недрах, мы не можем считать полученные результаты прогнозируемой величиной, так как нет никаких реальных способов замера этой концентрации в природе, сопоставления ее с фактическими наблюдениями. Этим и предопределяется условная «длина» модели от одного уровня реально измеряемых параметров до другого, на котором прогнозируемые характеристики также могут быть измерены.

Увеличение количества материала обучения на прогнозируемом уровне постепенно снижает значимость прогноза. Так, по мере роста в районе доли разведанных запасов все меньше полезной информации несет их прогнозная часть. И когда неразведанная часть ресурсов будет меньше погрешности оценки УВ потенциала, станет излишним шумом, схему прогноза надо изменить.

В последующих главах детально рассмотрены функциональные модели различных геологических процессов. Здесь приведем в качестве иллюстрации общую функциональную модель нефтегазоаккумуляции.

Пусть C — содержание в породе некоторого продукта, способного генерировать нефть (газ); $f_1(t, H, T \dots)$; $f_2(t, H, T \dots)$ — функции, предопределяющие скорость генерации нефти и скорость распада самого исходного продукта C ; $\Psi(t)$ — функция, характеризующая процесс перехода генерированной нефти в проницае-

мый пласт; $\eta_{\text{л}}$ — проводящие свойства разреза; $K_{\text{п}}$ — функция, описывающая перераспределение нефти в ловушках района; $K_{\text{вп}}$ — функция, описывающая возможные вертикальные перетоки.

Обозначив ρ — количество в единице объема генерированной нефти, q — мигрантоспособной, $Q_{\text{мс}}$ — запасы мигрантоспособной нефти, $Q_{\text{з}}$ — запасы нефти в залежах, S — площадь района, можем записать следующие отношения:

$$\frac{d\rho}{dt} = f_1 C, \quad \frac{dC}{dt} = f_2 C, \quad \frac{dq}{dt} = \psi(t) C.$$

Если C , f_1 , f_2 и Ψ заданы в явном виде, то, решая систему, найдем $q(t)$. Тогда

$$Q_{\text{мс}} = S \int_{H_1, t_1}^{H_2, t_2} q(t_1 H_1 \dots) dt dh; \quad Q_{\text{зал}} = Q_{\text{мс}} \eta_{\text{л}} K_{\text{п}} K_{\text{вп}}.$$

Задача формирования моделей сводится, таким образом, к способу задания с помощью измеряемых и картируемых геолого-геохимических параметров C_0 , f_1 , f_2 , Ψ , $\eta_{\text{л}} K_{\text{п}} K_{\text{вп}}$.

Варианты задания начальной концентрации генерирующего нефть (газ) продукта (C_0): а) C_0 пропорциональна концентрации РОВ; б) C_0 пропорциональна коэффициенту, отражающему тип РОВ и концентрацию (тип РОВ определен по элементному составу по формуле Вассоевича $F = \frac{H - 2(N + Q + S)}{C}$); в) C_0 пропорциональна

индексу фациальной обстановки (D); г) C_0 пропорциональна индексу фациальной обстановки и коэффициенту F_1 ; д) C_0 является функцией отношения пристан/фитан и ряд других вариантов.

Все перечисленные параметры достаточно надежно картируются.

Функции генерации задаются на основании принципиально новых представлений о РОВ и истории его преобразования. РОВ описывается как некоторая сложная система, в которой распределение химических связей по энергиям разрыва описывается вероятностными законами, и разрыв каждого типа связи (в различных группах, между различными молекулами) выражается вероятностной функцией температуры и давления. Это позволило численно описать геохимическую палетку И. И. Нестерова, получить важные прикладные и теоретические выводы, касающиеся преобразования керогена.

Для задания в явном виде f_1 и f_2 необходимо знать динамику системы, изменение температуры и глубины оцениваемых отложений во времени. Проведены специальные исследования, показавшие, что на основе представлений о волновых колебательных свойствах тектонических процессов можно воссоздать историю погружения любой точки региона.

Варианты задания Ψ : а) Ψ изменяется согласно компрессионной кривой (отжатие вод); б) Ψ — линейная функция температуры; в) Ψ пропорциональна тектонической напряженности;

г) Ψ зависит от фазы тектонического процесса; д) варианты а)–г), но для разных литологических разностей различные коэффициенты пропорциональности; е) Ψ обратно пропорциональна содержанию РОВ в породе. Все необходимые для задания Ψ параметры закартированы.

Варианты задания η_n : а) η_n пропорциональна песчаности разреза; б) η_n пропорциональна коррелируемости разреза; в) η_n пропорциональна функции $k_n^{x_1}(1 - k_n)^{x_2}$, где k_n — песчаность; г) η_n пропорциональна пористости m ; д) $\eta_n = x_1 \ln h_n^{x_2}(1 + \ln n)$, где h — средняя толщина песчаного пласта, n — их количество; е) $\eta_n = x_1 m \ln h_n^{x_2}(1 + \ln n)$; ж) $\eta_n \approx xh_n$.

Варианты задания K_n : а) K_n пропорциональна плотности ловушек S ; б) K_n пропорциональна уклону оцениваемого участка и перепаду приведенных напоров вод; в) $K_n = \left[1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3S_2) \right] 3S_1$, где F_1 и F_2 — площади оцениваемого участка и прилегающих склонов, S_1 и S_2 — соответственно плотности ловушек на этих территориях.

Варианты задания $K_{вп}$: а) $K_{вп}$ — для данного объекта постоянная величина; б) $K_{вп}$ — пропорциональна толщине покрывшей; в) $K_{вп}$ — пропорциональна выдержанности покрывки. Варианты задания «работающих» толщин (пределов интегрирования в блоках генерации и миграции): а) вся толщина объекта; б) только глинистые породы объекта; в) глинистые пласты объекта и по 10 м перекрывающих и подстилающих глин; г) аналогично «в» плюс глинистый цемент песчано-алевритовых пород.

Подчеркнем, что перечислена лишь часть вариантов описания с помощью геолого-геохимических параметров основных блоков процесса нефтегазоаккумуляции. Приведенные способы задания функций почерпнуты из теоретических исследований многих специалистов, в ряде случаев выведены на основе решения уравнений материального баланса.

Разработанные генетические модели прогноза нефтегазоносности позволили выявить такие связи между параметрами, которые практически было невозможно найти, занимаясь случайным перебором функций и параметров.

Глава 3

ТЕОРИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ФИЛЬТРА

Теория процессов формирования скоплений нефти и газа не может существовать в отрыве от огромного фактического материала по строению и размещению десятков тысяч залежей, структур, распределению выявленных запасов по глубинам и регионам. Все теоретические построения так или иначе опираются на эти данные. Но, как отмечает Дж. Б. Мэррион, «теория не может быть лучше

Рис. 8. Кривые изменения доли залежей разного размера по мере изученности региона



тех измерений, результаты которых она должна объяснить», поскольку в нашем случае все исходные данные по сравнению с их распределением в природных объектах существенно искажены геологоразведочными работами. Технология этих работ как бы отфильтровывает из природной совокупности залежи с одними свойствами (размерами, дебитами), случайным образом выявляет другие, совершенно пропускает третьи. При установлении распределения запасов по глубине в качестве фильтра выступает неравномерность вскрытия бурением различных горизонтов.

В распределении размеров и площадей структур, толщин продуктивных пластов и многих других параметров влияние техногенного фактора столь существенно, что остается только удивляться высокой сходимости некоторых результатов генетических расчетов с распределением выявленных ресурсов по глубине или площади, со средним размером залежей и т. п. На рис. 8 показано, как меняются кривые распределения залежей по запасам по мере изученности (через пять лет) одной из нефтегазоносных провинций. Из сопоставления этих кривых видно, что никакие выводы о средних размерах залежей, о соотношении залежей разного размера, которые могли быть получены по первой выборке (кривая 1 на рис. 8), нельзя распространить на более позднюю выборку залежей (кривая 2). Несомненно, что эти выборки из одной и той же генеральной совокупности и их расхождение свидетельствует о том, что они производились не случайным образом. Аналогичные выводы получены многими исследователями, занимающимися анализом изменения распределений залежей по запасам во времени. Так, И. В. Харбах показал, что в логарифмическом масштабе распределение выборки из 22 залежей аппроксимируется прямой линией. При этом, разбив все месторождения района на группы в зависимости от времени их выделения, он получил, что для каждой более поздней по времени открытия группы аппроксимирующая линия опускается вниз по оси запасов [31].

Таким образом, однозначно доказано, что выявленные залежи представляют собой неслучайную выборку из генеральной совокупности. Такая выборка не может быть без особых оговорок и корректировок положена в основу генетических теорий и моделей. Формирование неслучайных выборок залежей из их природной (генеральной) совокупности в результате проведения поисково-разведочных работ мы назвали геологоразведочным фильтром.

Аналогичные выводы можно сделать относительно распределения структур. Сгущающаяся сеть сейсмопрофилей приводит к

обнаружению все более мелких объектов. Следовательно, приписав истинному, природному распределению структур параметры выявленной к данному моменту выборки, мы внесли бы существенное искажение. Детальный анализ геологоразведочных сетей в этом аспекте произведен Маттероном, конкретные применения к анализу структур, подготавливаемых сейсморазведкой, рассматривали И. С. Гутман, Н. Я. Кунин, Д. К. Девле, В. И. Шпильман и другие исследователи.

Распределение выявленных запасов в нефтегазоносных комплексах, находящихся на разной глубине, может как угодно отличаться от истинного, природного распределения вследствие различной изученности нефтегазоносных комплексов бурением. Здесь существенную роль играет еще тот факт, что вниз по разрезу возрастает степень неоднородности геологических объектов и материалы первых скважин, воспринятые без учета эффекта фильтрации геологической информации поисково-разведочным процессом, способны породить либо чересчур пессимистичные, либо излишне оптимистичные выводы.

Еще совсем недавно многие эксперты-нефтяники недооценивали промышленный потенциал отложений тюменской свиты, основываясь на средних данных проницаемости и пористости этих отложений. А сегодня в шеркалинской пачке этой свиты на Краснотенинском своде открыта залежь нефти. Дисперсия коллекторских свойств этих отложений оказалась много большей, чем оценивалась на первых, искаженных неполным выносом керна, неполнотой охвата бурением районов разведочных выборках. В этой ситуации отрицательную роль сыграл и такой, казалось бы, малозначительный факт, как упрощенность геологических классификаций, т. е. разделение всей толщи на два класса: коллекторы и покрышки. Когда речь идет о конкретной залежи, то здесь применяется комплекс методов, позволяющих выделить эффективные толщины, при этом мало кого интересует вопрос, к чему отнести отбракованные, неэффективные прослои. Когда же обобщается материал по региону, исследователь находится в довольно двусмысленной ситуации. Он может отобрать для усреднений только образцы с достаточно высокими коллекторскими свойствами и утверждать, что данная толща характеризуется наличием хороших коллекторов, но это не будет соответствовать действительности. Поэтому чаще при расчете усредненных значений используют и определения коллекторских свойств по тем образцам, которые принадлежат к прослоям, заведомо исключаемым при установлении эффективных толщин, если такие прослои окажутся в пределах залежи. А поскольку распределение коллекторских свойств асимметрично смещается в область низких значений, получаются весьма низкие средние значения. И самое главное, при этом трудно ответить на вопрос, что характеризуют эти значения. Такой подход в конце 70-х годов привел некоторых исследователей к заключению, что в Западной Сибири не имеет смысла искать

промышленные залежи на глубинах более 2800 м. Сегодня на больших глубинах открыто более 100 промышленных залежей.

В описанных случаях эффект геологоразведочного фильтра более сложный, он искажает не только средние значения (как с залежами и структурами), но и дисперсию значений параметров.

Еще более сложным является преломление геологоразведочным процессом строения разреза. Здесь проявляется один из принципов геологии — принцип неопределенности, согласно которому в одновозрастных, удаленных друг от друга разрезах не может быть установлено взаимно однозначное соответствие сколь угодно малых интервалов разреза. Здесь степень удаленности разрезов, диктующая возможную, предельную их расчлененность для однозначного сопоставления, определяется изученностью территории бурением, сейсморазведкой, т. е. является функцией геологоразведочного процесса.

Однако многим геологам представляется вполне логичной примерно такая схема рассуждения: если в двух районах выделены две одновозрастные толщи, каждая из которых разбита на пласты, то почему бы, сопоставив толщи, не поставить в однозначное соответствие и пласты, а сделав это, не «скоррелировать» и пропластки. Не вдаваясь в теоретическое обоснование невозможности этой схемы, приведем аналогию. Структурная карта по материалам сейсморазведки построена с сечением изогипс 50 м. Можно между этими изогипсами провести еще 50 изолиний и думать, что построили карту с сечением через 1 м. Бесполезность такого приема очевидна. Сочетание принципа неопределенности с изученностью района приводит к тому, что в каждый конкретный момент времени некоторая «сверхдетальная» для данной изученности схема строения района неизбежно является искаженной.

Итак, геологоразведочный процесс не случайным образом, тенденциозно (в силу своего предназначения) освещает строение геологических объектов, распределение в них полезных ископаемых. Любое наблюдаемое с помощью геологоразведочного процесса распределение (выявленных залежей, коллекторских свойств, мощностей пластов, содержания ОВ и т. п.) является отображением и геологии, и технологии одновременно. И далеко не всегда технология немного искажает геологию. Нередко, изучая геологию, мы изучаем технологические свойства процесса. Так, распределение структур площадью менее 10 км² в районе с сейсмопрофилями через 4 км несет информацию о характеристике сети, а не о структурных особенностях района в этом диапазоне площадей, распределение маломощных угольных пластов, учтенных при подсчете запасов в разных регионах, несет информацию о кондициях, принятых в этих регионах, а не о закономерностях накопления концентрированного ОВ.

Ситуация парадоксальная: все, на что может опереться теория нефтяной геологии, вся ее «природно-экспериментальная» база, весь тот фактический материал, на котором такая теория может

быть построена, — это сплав геологической и технологической информации. Если весь геологоразведочный процесс отождествить с прибором (прибором гигантским, включающим в качестве элементов и мощные обрабатывающие сейсморазведочные комплексы, и бурение скважин, и методы корреляции разрезов, и обоснование кондиций, и многое другое), то приходится заключить, что получаемая с помощью этого прибора геологическая информация существенно зависит от его настроя и искажена в зависимости от настроя прибора не случайным образом и что теория нефтяной геологии изучает далеко не «чистую» природу. Даже материалы лабораторных анализов нередко искажены этим фильтром. Так, вся геохимия образования нефти из ОБ базируется на лабораторных анализах образцов, отобранных за пределами залежей, и исходит из того, что свойства рассеянного ОБ (РОВО) в пределах нефтяной залежи такие же, как и за ее пределами. Насколько эта аналогия может быть ошибочной, хорошо видно, например, по различиям свойств воды — законтурной и остаточной в пределах залежи (по данным В. Х. Ахиярова и др.). В этой ситуации прибор (геологоразведочный фильтр) должен стать равноправным элементом теории нефтегазонакопления. Обозначим функцию, описывающую распределение параметра x или объектов x в природе, как $F(x)$, наблюдаемое в результате проведения геологоразведочных работ распределение этих параметров или объектов через G , тогда

$$G(x) = R(\lambda) F(x), \quad (3.1)$$

где $R(\lambda)$ — геологоразведочный фильтр, функция технологических параметров λ .

Теория, построенная на $G(x)$, является неизбежно теорией, описывающей $R(\lambda)F(x)$. Нельзя найти такую $R(\lambda)$, которая по $G(x)$ восстанавливала бы $F(x)$ в любом диапазоне значений x . Геологоразведочный фильтр (R) всегда построен таким образом, что некоторую часть объектов, достаточно больших, отбирает из генеральной совокупности (F), почти не внося искажений в их распределение, более мелкие объекты все более «тенденциозно»: чем мельче, тем меньше вероятность отбора, и, наконец, существуют объекты такого размера, к которым чувствительность нашего мегаприбора нулевая, они меньше его разрешающих возможностей. Поэтому, зная $G(x)$ и $R(\lambda)$, можно восстановить лишь часть $F(x)$ — подправить искажения, вносимые геологоразведочным фильтром, но нельзя восстановить часть спектра, находящегося за пределами чувствительности прибора.

Рассмотрим распределение запасов по нефтегазоносным комплексам одного района. Верхний вскрыт 1000 скважинами, выявлено 40 % ожидаемых потенциальных ресурсов, средний — 500 скважинами и выявлено 25 % ресурсов, нижний вскрыт 10 скважинами и выявлена одна залежь. Естественно, что распределение выявленных запасов по комплексам без учета изученности их бурением не может служить основой для каких-либо генетических объясне-

ний. Для первого и второго комплексов можно сконструировать $R(\lambda)$, где λ — количество скважин, и восстановить по наблюдаемому вероятное природное соотношение ресурсов, сравнить с оценкой потенциала. Для третьего комплекса эта задача неконструктивна. Другой пример с минимальным размером залежей. Известно, что в районах с высокой изученностью бурением открыты тысячи мелких залежей с запасами 100—200 тыс. т. Для менее изученных районов можно конструировать $R(\lambda)$, где λ — плотность бурения, сеть сейсмопрофилей и пр., и пытаться по $G(q)$, где q — запасы залежей, восстановить $F(q)$, но делать это целесообразно только для $q > 100$ тыс. т, поскольку само существование генеральной совокупности $F(q)$ при малых q как совокупности устойчивых во времени масс УВ (к примеру, при $q = 10$ т) весьма проблематично и не может быть подтверждено самыми высоко-разрешающими $R(\lambda)$.

Мы полагаем, что будущее нефтяной геологии принадлежит такой теории, где генетические и техногенные (геологоразведочного фильтра) параметры входят равноправно в формулы, описывающие изменение концентрации УВ, распространение залежей, сеть сейсмопрофилей и динамику роста структур, распределение по глубинам скважин, т. е. и параметры геологической среды, и параметры прибора, изучающего эту среду.

Однако сегодня для такого революционного перехода не создано многих предпосылок, и прежде всего не разработано обобщенных описаний геологоразведочного процесса. Мы находимся лишь в начале этого пути. Так, показано, что 50 %-ный квантиль запасов выявленных залежей может служить одним из таких обобщенных параметров [50]. Такими же параметрами, вероятно, могут быть длина волны последней (высокочастотной) составляющей в гармоническом анализе структурных поверхностей, доля потенциальных ресурсов, переведенных в разведанные запасы. Это как раз такие параметры, которые можно выразить через технологию процесса и одновременно с их помощью перейти к изучению природных явлений.

Сегодня же, разрабатывая теорию нефтегазонакопления, вытекающие из этой теории основные положения количественного прогноза, мы избираем промежуточный путь: зная параметры геологоразведочного фильтра $R(x)$, корректируем наблюдаемые геологические параметры $G(x)$ и эти скорректированные распределения принимаем за экспериментальную наблюдаемую основу генетической теории нефтегазообразования. Рассмотрим примененные геологоразведочного фильтра на некоторых примерах.

3.1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ВЕЛИЧИНЕ ЗАПАСОВ

Пусть $G(x) = G(q)$ — функция распределения выявленных залежей по величине запасов. Если в районе проведены работы, нацеленные на обнаружение залежей с запасами q_1 и более (соответствующие сеть сейсмопрофилей, выбор интервалов испытания,

плотность бурения на структуре и пр.), то залежи с запасами значительно более q_1 будут выявляться примерно пропорционально тем соотношениям в их запасах, которые существуют в генеральной совокупности $F(q)$. При этом чем больше q превышает q_1 , тем меньше искажения. Будут случайным образом обнаружены и залежи с запасами меньше q_1 . При этом независимо от характера $F(q)$ чем меньше q по сравнению с q_1 , тем меньше вероятность выявления такой залежи, а начиная с некоторого $q_0 \ll q_1$, эта вероятность практически равна нулю (залежь за пределами разрешающих возможностей геологоразведочного фильтра).

Чтобы найти выражение для R в явном виде, изучали распределения выявленных залежей на различные даты. Параметры распределения залежей закономерно меняются по мере возрастания изученности региона. При этом 50 %-ный квантиль (γ), т. е. середина упорядоченного по запасам ряда выявленных залежей, соответствует для данного периода «настрою» геологоразведочного фильтра, т. е. $\gamma = \lambda$. И хотя меньше γ имеет половина залежей, в сумме они содержат 4—5 % общих выявленных запасов.

Было показано [50], что доля выявленных залежей с запасами меньше q удовлетворительно описывается выражением

$$\Phi(q) \approx 1 - \frac{\gamma}{q + \gamma}. \quad (3.2)$$

Рассматривая на фактических выборках предельные случаи, т. е. то, к чему стремится распределение залежей по мере возрастания изученности, мы показали, что оно асимптотически стремится к распределению

$$\Phi(q) = 1 - q_0/q, \quad (3.3)$$

где q_0 — нижняя граница запасов, позволяющая отнести скопления УВ к залежи.

Распределение (3.3) и было принято за распределение залежей в генеральной совокупности. В соответствии с этими распределениями были выведены формулы для расчета количества залежей с запасами от q_1 до q_2 в генеральной совокупности:

$$N(q_1, q_2) = Nq_0 \left(\frac{1}{q_1} - \frac{1}{q_2} \right), \quad (3.4)$$

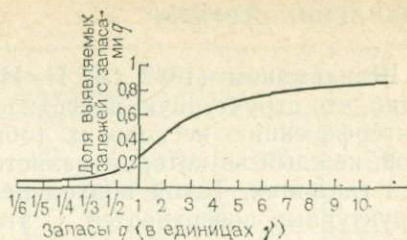
где N — объем генеральной совокупности, и в разведочной выборке

$$N_{\text{рв}}(q_1, q_2) = \alpha Nq_0 \left(\frac{1}{q_1 + \gamma} - \frac{1}{q_2 + \gamma} \right). \quad (3.5)$$

Два последних соотношения позволяют в явном виде задать функцию геологоразведочного фильтра. Доля залежей генеральной совокупности с запасами q , перешедшая в разведочную выборку, если последняя производилась геологоразведочным фильтром с параметром $\lambda = \gamma$, равна

$$R(q, \lambda) = \alpha q^2 / (q + \gamma)^2 \quad (3.6)$$

Рис. 9. Геологоразведочный фильтр выявления залежей



Найденное соотношение — геологоразведочный фильтр выявления залежей. Он удовлетворяет основному соотношению, задаваемому формулой (3.1). Коэффициент α отражает полноту охвата района фильтром с параметром γ . В реальной ситуации не происходит мгновенного изменения густоты сети сеймопрофилей для всего района, равномерного увеличения изученности территории бурением. Лишь приблизительно выполняется согласованность изменения буровых и сейморазведочных работ. Эти отличия идеальной схемы от реальной учитывает параметр α . Обычно он изменяется от 0,8 до 1,3 в идеальном случае (а это соответствует наиболее рациональной организации поисково-разведочных работ) $\alpha=1$. График функции R показан на рис. 9. При этом ось запасов залежей оцифрована для общности построения в единицах $\lambda=\gamma$. Параметр геологоразведочного фильтра может принимать различные значения: 5, 10 млн. т ..., соответственно будет изменяться и оцифровка горизонтальной оси. Лучший способ определения параметра геологоразведочного фильтра — нахождение 50 %-ного квантиля для выявленных залежей.

Зная проведенную или предполагаемую густоту сети сеймопрофилей, разрешающую способность методов картирования, можно определить, на выявление структур какого размера настроена эта сеть (λ структур), и по средним значениям подсчетных параметров найти λ запасов. Порядок расчета геологоразведочного фильтра для выявления залежей следующий:

- а) описание распределений залежей в разведочных выборках;
- б) изучение тенденции изменения этих распределений по мере возрастания изученности и формулирование на этой основе закона распределения залежей в генеральной совокупности;
- в) вывод формулы геологоразведочного фильтра на основании сопоставления генеральной совокупности и разведочной выборки;
- г) обоснование геологических параметров фильтра (50 %-ный квантиль залежей);
- д) переход от геологических к техногенным (сеть сеймопрофилей и др.) параметрам геологоразведочного фильтра.

Такой алгоритм представляется нам оптимальным и для конструирования других фильтров.

3.2. ВЫЯВЛЕНИЕ СТРУКТУР

В. И. Шпильманом (1982 г.), Н. И. Змановским (1983 г.) было показано, что структурную поверхность района можно представить как интерференцию нескольких (обычно трех-четырех) волновых фронтов, каждый из которых является волновым пакетом из трех-четырех гармоник. Такой подход непосредственно отражает генезис структурных поверхностей. С этих позиций определенная сейсморазведочная система наблюдений оказывается нечувствительной к высокочастотной части структурного спектра в связи с погрешностями метода. Существует и предел чувствительности съемки на ограниченной площади к наиболее низкочастотным (региональным) составляющим структурного спектра (с этим связана проблема «сбивки» структурных построений, выполненных различными сейсмопартиями на соседних площадях). Но с позиций выявления и невыявления локальных структур нас интересует только высокочастотная часть структурного спектра. Задача решалась бы более просто, если бы главным фактором, влияющим на фиксируемые сейсморазведкой волновые картины, являлось изменение глубин изучаемых структурных поверхностей. Изменчивость свойств разреза по латерали и обусловленное этим существенное изменение скоростей зачастую влияют не меньше, чем изменение глубин отражающих поверхностей. Здесь главный вопрос состоит в коррелируемости спектра, описывающего структурную поверхность и изменчивость свойств пород. При картировании поверхностей нас обычно интересуют структурные гармоники длиной от единиц до десятков километров. Если физические свойства некоторой толщи подчиняются высокочастотной или низкочастотной гармонике, то существенного возрастания погрешности картирования отметок горизонта не происходит. Например, толща глинистых алевролитов переходит в алевролиты сильно известковистые, и эти переходы на коротких расстояниях (через каждые 50 м по простиранию возрастает или падает известковистость пачки), то она контролируется высокочастотным спектром изменения физических свойств, или, наоборот, изменяется монотонно на больших расстояниях — описывается низкочастотным литологическим спектром. Когда же эти изменения описываются примерно одинаковыми длинами волн, погрешность картирования структурной поверхности становится оптимальной. Во многих районах земной коры спектры литологической и структурной изменчивости сближаются в интервалах глубин 3—5 км. Интенсивные катагенетические изменения пород, часто сменяющиеся процессы карбонатизации и выщелачивания приводят к разделению их на блоки, полосовидные зоны, существенно различающиеся по плотности, карбонатности и, как следствие, скоростям распространения волн. Причем размеры этих зон (2—5 км) соизмеримы с длинами осей или полуосей подготавливаемых структур. На материалах юрских отложений Томской области это достаточно детально изучено Г. И. Лебедевым и другими литологами.

Таблица 6

Угол наклона крыльев структуры, градус	Минимальный выявляемый с $P=0,5$ размер структур, км ² , при погрешности метода, м				
	± 10	± 20	± 30	± 40	± 50
1	3	12,3	28	49	77
2	0,8	3,1	7	12	19
3	0,34	1,4	3,1	5,4	8,5

К сожалению, более широких обобщений по этому вопросу нет. Первые шаги делаются в этом направлении с помощью «сейсмофациального» анализа. Но поскольку результаты этого анализа пока не приводят к уточнению структурных построений (а это было бы, если бы выделяемые таким анализом «тела» были адекватны природным объектам с различающимися сейсмоакустическими свойствами), приходится все отклонения, порождаемые среднечастотной литологической изменчивостью, относить к погрешностям метода картирования поверхностей.

Рассмотрим на профиле геологическую границу L , совпадающую с отражающим горизонтом. Если средняя квадратичная погрешность метода картирования равна $\pm\sigma$, то с вероятностью $2P$ возможные варианты картирования сейсморазведкой горизонта L окажутся в полосе $L \pm x\sigma$, ширина полосы $2x\sigma$. Здесь P — значение функции нормального распределения с параметром x . Если на концах полуоси структуры перепад отметок меньше заданного коридора, то велика вероятность не отобразить этот перегиб на сейсмопрофиле. Перепад отметок (амплитуда) определяется углом наклона α и длиной полуоси r и для малых α равен $17\alpha r$. Для структуры эллипсоидальной формы площадь $S = \pi r^2$, где n — отношение осей. Отсюда запишем выражение для минимальной площади S структуры, которая может быть зафиксирована на профиле с вероятностью P при средней квадратичной погрешности метода σ и угле наклона крыльев структуры α : $S = (0,35 P\sigma/\alpha)^2$. Выражение справедливо для $\alpha < 5^\circ$ и $0,5 \leq P \leq 0,9$. В табл. 6 приведены минимальные размеры структур, зафиксированных с $P = 0,5$ на единичном профиле, проходящем через центр структуры.

Необходимый (максимальный) размер сети профилей l (табл. 7) для установления структур указанных размеров определим из теории случайных процессов, согласно которой для выявления волновой составляющей с вероятностью 0,5 требуются три наблюдения на длину волны (0,75 на полуось структуры r), с вероятностью 0,75 — пять наблюдений на длину волны (1,25 на полуось). Откуда расстояние между профилями

$$l = \frac{1}{0,75} \sqrt{\frac{S}{\pi}} \text{ для } P = 0,5 \text{ и } l = \frac{1}{1,25} \sqrt{\frac{S}{\pi}} \text{ для } P = 0,9. \quad (3.7)$$

Таблица 7

P	Размер сети профилей l , км, при площади структур, км ²								
	0,3	1	3	5	7	12	20	50	80
0,5	0,4	0,75	1,3	1,7	2,0	2,6	3,4	5,3	6,7
0,75	0,25	0,45	0,8	1,0	1,2	1,6	2,0	3,2	4,0

Приняв площадь структуры, выявляемую с вероятностью 50 %, за критический (нижний) настрой сейсморазведочного фильтра (λ), из приведенных выше соотношений получим двухсторонний критерий для нахождения величины этой критической площади $S_k = \lambda$

$$0,175 \frac{\sigma}{\alpha} \leq \sqrt{S_k} \leq 1,3l. \quad (3.8)$$

Это соотношение увязывает геологические (α , S), технические (l) и предопределенные геологией и технологией (σ) свойства объекта.

В идеальном случае оба неравенства должны быть заменены равенством. Действительно, нет смысла проводить высокоточные (дорогие) работы для построения структурных карт на редкой сети профилей, пропуская тем самым структуры, создавая необходимость проведения повторных съемок, также бесполезно большие погрешности работ σ пытаться компенсировать сгущением сейсмопрофилей.

Из введенного понятия S_k и из табл. 3 следует, что фильтр $R(\lambda)$, описывающий долю структур площадью S , переводимых на генеральной совокупности в число обнаруженных, имеет вид

$$R(\lambda) = \beta \frac{S}{S + \lambda} = \beta \frac{S}{S + S_k}. \quad (3.9)$$

Здесь β отражает степень соответствия реальной системы наблюдения идеальной, когда

$$0,175\sigma/\alpha = \sqrt{S_k} = 1,3l. \quad (3.10)$$

Предложенные формулы можно использовать как для анализа сейсморазведочных работ, так и для их оптимального планирования. Основные соотношения между изученностью территории сейсморазведкой и минимальными размерами структур и залежей, на выявление которых настроен фильтр, даны в табл. 8 и на рис. 10.

3.3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ ФИЛЬТР ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ БУРОВЫМИ РАБОТАМИ

Вначале обсудим, почему фильтр, описывающий выявление структур, задается отношением линейных величин, а залежей — квадратичной формой. Если выявлен некоторый спектр структур

Таблица 8

Соотношение изученности территории сейсморазведкой и размеров структур и залежей

Изученность сейсморазведкой, км/км ²	Расстояние между сейсмопрофилями, км	Размеры структур и залежей ¹	
		S_k , км ²	q_k , млн. т
0,4	5—6	70	18
0,5	4—5	40	10
0,7	3—4	25	4
1,0	2—3	12	2
1,5	1,5—2	6	0,8
2,0	1—1,5	4	0,5
3,0	0,5—1	2	0,25

¹ Сеть настроена на выявление залежей и структур указанных размеров и более крупных.

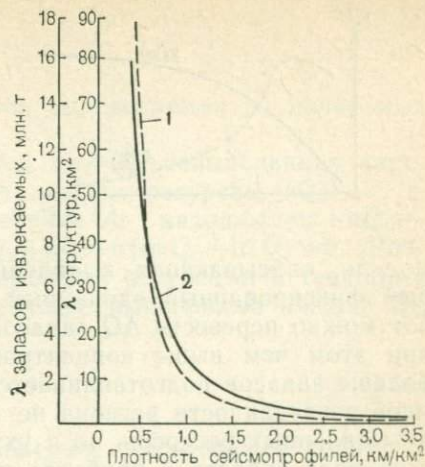


Рис. 10. Параметры геологоразведочных фильтров для выявления структур и залежей в зависимости от плотности сейсмических профилей

$G(S) = R(S, \lambda) F(S)$ и на совокупности структур $G(S)$ содержатся залежи, распределение которых по запасам задается функцией $G'(q)$, то из этого распределения дальнейшая подготовка реальных запасов и залежей производится буровыми работами, которые также не случайным образом переводят $G'(q)$ в совокупность выявленных залежей

$$G(q) : G(q) = R(q, \lambda') G'(q). \quad (3.11)$$

Залежи в отличие от структур проходят двойную фильтрацию сейсморазведкой и бурением и в результате

$$G(q) = R(q, \lambda') R(S, \lambda) F(q). \quad (3.12)$$

В предыдущей задаче мы рассмотрели фильтр, переводящий залежи генеральной совокупности в выявленные. Его параметр λ (50 %-ный квантиль выявленных залежей) определили через сейсморазведочные сети, регулируя степень оптимальности всего процесса, степень согласованности буровых и сейсморазведочных работ параметром α .

Скоструктурируем фильтр, переводящий потенциальные ресурсы в выявленные запасы в зависимости от буровых работ, полагая, что последние обеспечены необходимыми объемами сейсморазведки.

Общий вид кривых зависимости доли подготовленных запасов от объемов работ приведен на рис. 11 и соответствует результатам многих исследователей [19, 29, 35].

Эта зависимость еще раз подтверждает неслучайный характер формирования разведочной выборки. Предлагается следующая

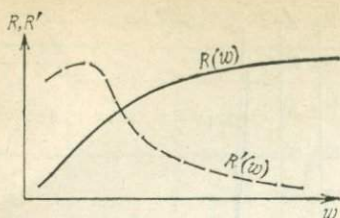


Рис. 11. Зависимость доли выявленных запасов R от объема работ w и производная этой функции, характеризующая эффективность работ R'

модель, описывающая выявление ресурсов. Пусть Δw — некоторый фиксированный единичный объем работ. Этим объемом работ можно перевести ΔQ запасов из невыявленных в выявленные, при этом чем выше концентрация невыявленных ресурсов, тем больше запасов подготавливается единицей объема работ Δw . По мере разведанности региона не только уменьшается концентрация невыявленных ресурсов, но и ухудшается их структура (уменьшается доля запасов в наиболее просто построенных и легко выявляемых залежах). Для простоты рассмотрим гидравлическую модель-аналог. Сосуд заполнен жидкостью на высоту H , и из него через нижний патрубок жидкость может вытекать. Единица объема работ здесь аналогична открыванию патрубка на фиксированный промежуток времени Δt . Пусть жидкость в сосуде стратифицирована по вязкости, т. е. состоит из последовательности несмешивающихся слоев с возрастающей вверх по сосуду вязкостью μ , откуда $\mu = f(H)$, примем $\mu = b - aH$. Тогда дебит жидкости в данный момент времени dq/dt будет прямо пропорционален напору, т. е. высоте H , и обратно пропорционален вязкости вытекающего слоя $b - aH$:

$$\frac{dq}{dt} = c \frac{H}{b - aH}, \quad (3.13)$$

где a , b , c — постоянные коэффициенты пропорциональности. За малый отрезок времени Δt высота столба понизится на ΔH . Если площадь сосуда S , то $\Delta q/S = \Delta H$. Приняв, что площадь сосуда равна 1, запишем

$$-\frac{dH}{dt} = c \frac{H}{b - aH}, \quad (3.14)$$

Полученное уравнение перепишем в обозначениях для ресурсов: H — уровень оставшейся в сосуде жидкости, соответствует невыявленной части ресурсов Q , изменяющаяся вязкость эквивалентна ухудшающейся структуре запасов, поэтому коэффициенты a и b будем именовать коэффициентами структуры ресурсов, а $\Delta t = \Delta w$, где Δw единичный объем работ. Тогда

$$-\frac{dQ}{dw} = c \frac{Q}{b - aQ},$$

разделим переменные

$$\frac{(aQ - b)}{Q} dQ = cdw$$

и, интегрируя, получим

$$aQ - b \ln Q = c\omega + A,$$

где A — постоянная интегрирования, определяемая из начальных условий.

Когда работа еще не проводится ($\omega=0$), невыявленная часть ресурсов равна начальным потенциальным ресурсам (Q_n), т. е. $aQ_n - b \ln Q_n = A$. Подставляя значение A , находим $c\omega + aQ_n - b \ln Q_n - aQ + b \ln Q = 0$, $c\omega + a(Q_n - Q) - b(\ln Q_n - \ln Q) = 0$. Разность между начальными потенциальными ресурсами и текущими невыявленными ресурсами есть текущие выявленные запасы Q_1 , т. е. $Q_n - Q = Q_1$:

$$Q_1 = \frac{b}{a} \ln \frac{Q_n}{Q} - \frac{c}{a} \omega. \quad (3.15)$$

Таким образом, мы нашли уравнение, описывающее динамику подготовки запасов Q_1 в зависимости от объемов работ ω . Величину Q_n/Q выразим через долю выявленных ресурсов D . Так как $Q = DQ_n$, $Q = (1-D)Q_n$, $Q_n/Q = 1/(1-D)$, $a \ln Q_n/Q = -\ln(1-D)$, получаем

$$c\omega + aQ_1 + b \ln(1-D) = 0. \quad (3.16)$$

Это основное уравнение, связывающее объем работ ω , величину выявленных (при изменении констант подготовленных) запасов Q , степень разведанности ресурсов D и структуры ресурсов — константы a , b .

В практику геологоразведочных работ вошло понятие о потенциальных ресурсах района. Вероятно, столь же правомочно и представление о потенциальном объеме работ, необходимых для выявления или разведки всех потенциальных ресурсов. Но все сказанное выше о геологоразведочном фильтре убеждает нас в том, что в любом районе потенциальные ресурсы — это не все его ресурсы, а лишь часть природной совокупности углеводородных скоплений, больше некоторой критической величины q_0 . При этом нижняя граница этой природной совокупности может быть задана двояко. Можно нижний предел задать «генетически» — все ресурсы в залежах крупнее q_0 . Можно задать его через геологоразведочный процесс — все ресурсы, которые будут выявлены, если будет организован поиск залежей размером q_0 и крупнее. В случае первого ограничения будем говорить о потенциальных ресурсах I рода, во втором — о потенциальных ресурсах II рода. Несущественно (при одном и том же q_0) отличаясь по величине (на 4—5%), ресурсы I и II рода различаются примерно вдвое по количеству залежей, поскольку настрой геологоразведочного фильтра на q_0 приведет к выявлению значительного количества залежей меньших q_0 . Здесь для нас важно, что существует ограничение потенциальных ресурсов снизу некоторым q_0 . Но величина q_0 достаточно однозначно позволяет рассчитать необходимое количество поисковых и разведочных скважин для такой залежи

Таблица 9

Нижний предел оценки потенциальных ресурсов q_0 (извлекаемых), млн. т	Замыкающая эффективность		Нижний предел оценки потенциальных ресурсов q_0 (извлекаемых), млн. т	Замыкающая эффективность	
	тыс. т/скв.	т/м		тыс. т/скв.	т/м
5	500	160	0,5	100	50
1	200	80	0,2	40	20

и, следовательно, установить замыкающую эффективность (при переводе последних получить потенциальные ресурсы). Поэтому мы можем говорить и о том, что потенциальные ресурсы ограничены снизу некоторой предельной эффективностью геологоразведочных работ, контролируемой q_0 . Соотношение между q_0 и замыкающей эффективностью приведено в табл. 9.

В связи с отмеченными различиями ресурсов I и II рода условимся говорить о переводе 95 % ресурсов и потенциальном объеме поисково-разведочных работ, необходимом для такого перевода. Как показали наши расчеты, по ряду хорошо изученных районов (с учетом фильтрации) эффективность всего объема бурения, необходимого для перевода 95 % ресурсов в разведанные запасы, контролируется их концентрацией и выражается формулой

$$\mathcal{E} = (0,015q_0 + 0,0075) \rho, \quad (3.17)$$

где \mathcal{E} — эффективность перевода 95 % потенциальных ресурсов, млн. т/скв.; $\mathcal{E} = 0,95 Q_{\text{пот}}/\omega$, здесь ω — количество скважин; ρ — удельные извлекаемые запасы, тыс. т/км²; $q_0 \geq 0,2$ млн. т.

Пусть площадь района S (км²), его потенциальные ресурсы $Q_{\text{п}}$ (млн. т), тогда $\rho = Q_{\text{п}} \cdot 10^3/S$, $\mathcal{E} = (0,015q_0 + 0,0075) Q_{\text{п}} \cdot 10^3/S$, $\omega = 0,95 Q_{\text{п}}/\mathcal{E} = 0,95 Q_{\text{п}} S / (0,015q_0 + 0,0075) Q_{\text{п}} \cdot 10^3 = 0,95 S / (15q_0 + 7,5)$. Площадь, приходящаяся на одну поисково-разведочную скважину, $\Omega = S/\omega$; для перевода 95 % ресурсов

$$\Omega = 15,9q_0 + 7,9. \quad (3.18)$$

Таким образом, для перевода потенциальных ресурсов в разведанные запасы необходимый удельный на единицу площади объем бурения определяется только размером минимально рентабельной залежи q_0 и не зависит от концентрации ресурсов в районе. В богатом и бедном районах с одинаковыми площадями и q_0 нужно для перевода 95 % ресурсов пробурить одинаковое количество скважин. При $q_0 = 0,5$ млн. т (как принято в настоящем подсчете потенциальных ресурсов) для перевода ресурсов в кате-

гории А, В, С₁ необходимо, чтобы изученность бурением составила 15—16 км²/скв. или 180—220 м/км², для выявления 95 % ресурсов (перевод в категории А, В, С₁, С₂) — соответственно 25—30 км²/скв. или 80—120 м/км². Умножая эти величины на площадь района, найдем величину потенциального количества скважин $w_{п}$. Выведенные соотношения позволяют определить координаты одной точки на кривой $R(w)$ (см. рис. 11): $D=0,95$, $w=w_{п}$ и значение производной в этой точке — замыкающей эффективности (см. табл. 9). Дальнейший ход этой кривой в конкретном районе существенно зависит от структуры ресурсов, параметров a и b в формуле (3.13). Для усредненной структуры запасов (когда первые 10 % объема бурения выявляют 1/3 потенциальных ресурсов) из уравнения (3.13) получаем

$$\ln(1 - D) + 0,5D = -2,5w/w_{п}. \quad (3.19)$$

Уравнение (3.19) есть геологоразведочный фильтр, переводящий потенциальные ресурсы в выявляемые запасы. Чтобы сравнивать, использовать в качестве основы прогноза распределение выявленных ресурсов в неравномерно изученных нефтегазоносных комплексах или районах, наблюдаемые данные необходимо откорректировать с помощью геологоразведочного фильтра.

В рассмотренных задачах еще обратим внимание на особенность геологоразведочного фильтра. Если решается прямая задача — переход от генеральной совокупности к разведочной выборке, то она решается корректно, обратный же переход от $G(x)$ и $F(x)$ с помощью $R(\lambda)$ не может гарантировать полное восстановление генеральной совокупности. Мы восстанавливаем уверенно лишь часть $F(x)$ для $x > \lambda$, более или менее уверенно — часть $F(x)$ в интервале от x_0 до λ и ничего не можем сказать о поведении $F(x)$ при $x < x_0$, это область гипотез и предположений.

Общий принцип построения геологоразведочного фильтра основывается на изучении взаимодействия техногенной и природной систем (табл. 10).

Важным элементом является двойственный характер параметра λ в $R(\lambda)$; на стадии описания процесса он выражается как параметр природной среды (запасы залежи, размер структуры), а затем определяется через свойства геологоразведочного процесса (сеть профилей, плотность скважин).

Все основные свойства природной геологической среды фильтруются (искажаются не случайным образом) геологоразведочным процессом. Динамика отображения природных параметров на совокупности исследованных объемов описывается геологоразведочным фильтром. Практическими следствиями теории геологоразведочных фильтров являются разделение потенциальных ресурсов на ресурсы I и II рода, ограничение потенциальных ресурсов снизу, выработка общей схемы прогноза нефтегазоносности, когда на стадии разработки генетических схем устраняются искажения,

Таблица 10

Основные геологоразведочные фильтры

Назначение	Фильтр, доля генеральной совокупности, переводимая в разведочную выборку	Геологический параметр	Техногенные параметры
Выявление структур площадью S	$R(S, \lambda) = \beta \frac{\lambda}{S + \lambda}$	S_k (с вероятностью 0,5), фильтр настроен на выявление структур с $S \geq S_k$	Изученность сейсморазведкой (сеть сейсмопрофилей см. рис. 10, табл. 6, 7)
Выявление залежей с запасами q	$R(q, \lambda) = \alpha \frac{q^2}{(q + \gamma)^2}$	$\lambda = q_k$ — 50 %-ный квантиль выявленных залежей	Расстояние между скважинами (сеть сейсмопрофилей см. рис. 8, табл. 6—8)
Выявление и подготовка запасов	$R = D$ $\ln(1 - D) + xD =$ $= y \frac{w}{w_n}$	x, y — отражающие структуру запасов (в усредненном случае $x = 0,5, y = 2,5$)	w/w_n — доля пробуренных скважин от потенциального их количества (см. рис. 11)
Нижний предел потенциальных ресурсов	$F(q)$ для $q \geq q_0$	q_0 — минимальный размер залежи	Потенциальная плотность бурения, замыкающая эффективность работ, предельная изученность сейсморазведкой (см. табл. 6 и 8)

внесенные современным геологоразведочным процессом в распределение природных объектов и их параметров, а на стадии выдачи практических результатов найденные природные распределения трансформируются с помощью геологоразведочного фильтра с параметрами прогнозируемого будущего периода.

Глава 4

ВОЛНОВАЯ ТЕОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Динамика накопления отложений, погружения и воздымания региона играет определяющую роль в нефтегазонакоплении. Характер тектонических процессов предопределяет в общем все основные параметры, контролирующие накопление и преобразование ОВ, перераспределение образовавшихся масс УВ. Тектонические процессы определяют как морфологию объектов — плотность структур, их интенсивность, углы наклона пластов, что непосредственно контролирует размещение залежей нефти и газа, — так и динамику этих объектов. Роль динамики в процессах нефтегазо-

накопления чрезвычайно велика. А. А. Бакировым детальным анализом истории развития нефтегазоносных провинций мира доказано, что зоны интенсивного прогибания смещаются во времени и это предопределяет формирование основных продуктивных комплексов региона. И. И. Нестеров, В. В. Потеряева, А. Э. Конторович, М. С. Моделевский и другие исследователи показали коррелируемость объемной скорости накопления отложений (т. е. средней взвешенной по площади скорости прогибания) с ресурсами УВ осадочного бассейна. В. С. Лазарев выявил зависимость общих удельных запасов мегапровинций древних платформ и их краевых систем от масштабов мезозойско-кайнозойских движений. Историко-генетические методы прогнозирования, основанные на изучении динамики тектонических процессов, предложили А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Н. Д. Наливкин, В. И. Шпильман и многие другие исследователи.

Несмотря на ту ведущую роль, которую все исследователи отводят тектоническому фактору, изучение самого тектонического процесса в пределах платформ в значительной степени сводится к перечислению наблюдаемых соотношений структур, поверхностей, морфологии объектов, формаций, классификациям их по достаточно произвольным наборам признаков. Новая глобальная тектоника, внесшая революционный переворот в изучение краевых частей литосферных плит, по существу не затронула истории формирования осадочно-породных бассейнов внутри плиты, если не считать некоторых дополнительных классификаций, в которых широкое применение терминологии тектоники плит не приблизило к пониманию происходящих процессов при формировании осадочных бассейнов. Чтобы строить теорию нефтегазонакопления, необходимо опираться на теорию динамики осадочно-породных бассейнов. Очевидно, такая теория, как любая другая, должна быть достаточно идеализированной, т. е. способной описать развитие осадочно-породного бассейна вообще, и в то же время должна позволять выводить особые черты в строении регионов, делающие их непохожими друг на друга. В основу таких построений, мы считаем, необходимо положить теорию волновых процессов.

Большинство исследователей отмечают волновой колебательный характер тектонических процессов. Достаточно полно и однозначно волновой характер тектонического процесса сформулировал Н. И. Николаев: «Движения земной коры проявляются непрерывно, в течение всего новейшего времени: они то усиливались, то ослабевали в соответствии с особенностями наложения движений различных периодов и их интерференцией». Задача заключается в восстановлении для каждого региона частотных и амплитудных спектров процесса. Трудности здесь как объективные, так и субъективные. Динамика тектонического процесса записана прежде всего в изменении параметров осадочной толщи, а значительная часть этих «записей» уничтожена размывами. Более того, осадки не пассивно фиксируют изменение скоростей прогибания района, как это иногда полагали, а активно влияют на этот про-

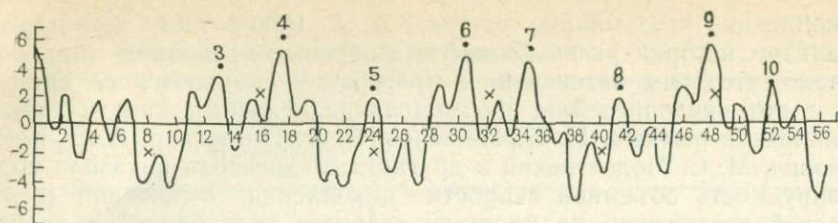


Рис. 12. График интерференции трех гармоник (цифрами обозначены некоторые характерные пики, крестиками — экстремальные точки наибольшей гармоники)

цесс, обуславливая «лавиновую седиментацию» (по А. П. Лисицыну). Между характером тектонических напряжений и величиной перемещения различных участков, перемещением и динамикой седиментации существуют не только прямые, но и обратные связи. Приведем для наглядности небольшое сравнение. По бороздкам на пластике легко восстанавливается голос певца. Ситуация оказалась бы намного сложнее, если бы во время записи исполнитель изменял свой голос в зависимости от того, какой формы получается бороздка. И если бы эти взаимодействия (исполнителя на звукозаписывающую аппаратуру и аппаратуры на исполнителя) были равноценны, то на пластике оказался бы воспроизведен сложный процесс влияния аппаратуры на голос и голоса на аппаратуру. Мы находимся в близкой ситуации, поскольку осадочные породы отражают единый седиментационно-тектонический процесс, а не отдельные его компоненты в чистом виде.

Субъективные же факторы заключаются в представлении многими геологами волновых процессов как процессов, строго повторяющихся, в отождествлении процессов волновых и периодических. Интуитивно (неверно) предполагая, что сумма «движений различных периодов» должна привести к формированию последовательности пород, в которой некоторые свойства повторяются через эти периоды, и, не обнаружив этого в природе (где мощности похожих литологических пачек лишь примерно одинаковые, похожесть их относительная, явно наблюдается однонаправленная изменчивость), геолог приходит к заключению о неприменимости волновых процессов для описания наблюдаемых явлений.

Фактически же интерференция даже небольшого числа гармоник и дает, как правило, такую «незакономерную» последовательность. На рис. 12 приведен график суммы трех гармоник с периодами 16; 5,9; 2,2 ед. и одинаковыми амплитудами. Крестиками намечены максимумы первой наибольшей гармоники, точками с номерами — некоторые характерные пики для простоты описания. Расстояния между характерными пиками не соответствуют длине ни одной из гармоник. Расстояние между пиками 4 и 6 меньше, а 4 и 7 больше длины основной волны, аналогично между пиками 5 и 8. Расстояние между пиками 6 и 7 и пиками 3 и 4 близки

между собой, но существенно отличаются от истинной длины второй гармоники — 5,9 ед. Если бы приведенная кривая описывала изменение какого-либо геологического признака, например глинистости по разрезу, мы бы отметили, что пакки существенно различаются по строению, отсутствует периодичность, расстояния между слоями существенно непостоянны. Все это было бы справедливо. Однако, отвергнув на этом основании и положение о том, что мы наблюдаем интерференцию периодических процессов, мы бы потеряли возможность вскрыть простой механизм формирования этой толщи.

Используя прямое моделирование тектонического процесса суммированием двух-трех синусоид, Г. А. Иванов (1967 г.) показал, что такие модели хорошо описывают динамику движений в областях угленакопления. Близкое исследование провел В. И. Шпильман [50], показав, что интерференция трех волновых фронтов, развернутых друг относительно друга на 120° и содержащих по две гармоники, дает достаточно близкую модель структурной поверхности исследуемого нефтегазоносного района.

И. А. Одесским, Н. Ф. Балуховским, Ю. А. Мещеряковым, Л. Д. Кнорингом, А. Б. Вистелиусом, В. Н. Витязем и многими другими исследователями предложены конкретные значения периодов гармонических составляющих тектонического процесса, длин структурных волн, набор воли, описывающих свойства разреза, динамику погружения. Однако при решении этих обратных задач встречались существенные трудности, и в ряде случаев удалось получить лишь некоторые удовлетворительные частные решения и описания, не столько раскрывающие механизм процесса и выявляющие истинные его периодические составляющие, сколько демонстрирующие возможность аппроксимации зависимости суммой тригонометрических функций, в чем со времен Фурье сомнений не было.

Одна из проблем — выбор адекватного математического аппарата. Из анализа кривой на рис. 12 нетрудно убедиться, что любое визуальное расчленение изображенного процесса на циклы, подциклы и прочее не может дать достаточно надежных результатов. Кажется, что это утверждение неверно для высокочастотной составляющей, поскольку расстояние между каждым соседним пиком представляется достаточно стабильным. Но если эти колебания определены в долях малой волны, то оказывается, что ее мы измеряем так же плохо, как и большую.

Классический Фурье-анализ изображенной функции на отрезке длиной 55 ед. с периодами 16; 5,9; 2,2 ед. дает большой набор гармоник с ненулевыми амплитудами, и лишь одна из них, двадцать пятая по счету, соответствует используемой в модели, т. е. в результате мы можем выбрать некоторый набор гармоник, описывающий изменение наблюдаемых значений, без уверенности в том, что нашли истинные и что на другой реализации они не будут иными.

ПЛЕОЦЕН	МИОЦЕН	ОЛИГОЦЕН	ЭОЦЕН	ПАЛЕОЦЕН	МААСТРИХТ	КАМПАНА	САТОН	КОНЬЯК	ТУРОН	СЕНОМАН	АЛЬБ	АПТ	БАРЕМ	ГОТЕРИВ	ВАЛАНЖИН	БЕРРИАС	ВОЛЖСКИЙ													
НЕОГЕН				ПАЛЕОГЕН				МЕЛ										Ю												
0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	
ПЛЕОЦЕН	МИОЦЕН	ОЛИГОЦЕН	ЭОЦЕН	ПАЛЕОЦЕН	МААСТРИХТ	КАМПАНА	САТОН	КОНЬЯК	ТУРОН	СЕНОМАН	АЛЬБ	АПТ	БАРЕМ	ГОТЕРИВ	ВАЛАНЖИН	БЕРРИАС	ВОЛЖСКИЙ													
					65	75	85	95	105	115	125	135	145																	
					МААСТРИХТ	КАМПАНА	САТОН	КОНЬЯК	ТУРОН	СЕНОМАН	АЛЬБ	АПТ	БАРЕМ	ГОТЕРИВ	ВАЛАНЖИН	БЕРРИАС	ВОЛЖСКИЙ	НИМЕЦКИЙ												
					65	75	85	95	105	115	125	135	145																	
					МААСТРИХТ	КАМПАНА	САТОН	КОНЬЯК	ТУРОН	СЕНОМАН	АЛЬБ	АПТ	БАРЕМ	ГОТЕРИВ	ВАЛАНЖИН	БЕРРИАС	ТИТОН	НИМЕЦКИЙ												
ПЛЕОЦЕН	МИОЦЕН	ОЛИГОЦЕН	ЭОЦЕН	ПАЛЕОЦЕН	МААСТРИХТ	КАМПАНА	САТОН	КОНЬЯК	ТУРОН	СЕНОМАН	АЛЬБ	АПТ	БАРЕМ	ГОТЕРИВ	ВАЛАНЖИН	БЕРРИАС	ВОЛЖСКИЙ	НИМЕЦКИЙ												

Рис. 13. Геохронологические шкалы (ось времен равномерная и одинаковая для

Еще одна сложность заключена в привычке геологов работать с обобщенными данными, сводными разрезами. Так С. Бубнов выполнил детальные исследования тектоники, построил графики динамики погружения для различных районов, однако волновой процесс на них проявился слабо. Если процесс погружения действительно является волновым, то разные точки района находятся в разных фазах в каждый момент времени. Результаты усреднения плохо предсказуемы. Если размер района равен длине волны, то она будет подавлена, не проявится на графиках.

Строя графики динамики погружения в отдельных точках района (по скважинам), мы надежно выявляем волновой характер динамики погружения.

Вообще выбор объекта исследования для выявления волновых свойств процесса имеет решающее значение. Л. Д. Кноринг считал целесообразным рассматривать случайные отклонения значений геологических параметров от некоторых установленных тенденций как влияние неучтенных высокочастотных гармоник. Если это так, то для объекта исследования подбором соответствующего фильтра можно эти случайные колебания подавить. При этом система наблюдений должна обеспечивать не менее пяти замеров на длину следующей учитываемой волны, а размер объекта (или временного интервала) должен быть значительно меньше отбрасываемой низкочастотной составляющей. Специально такие обработки геологических данных проводятся редко, априорной информации о длинах волн нет, поэтому фиксируется значительный уровень помех, ставящий под сомнение закономерный характер наблюдаемого процесса. Этим, кстати, можно объяснить более успешное описание и моделирование с помощью волновых функций тонкой слонистости, флиша. В этом случае еще более тонкие изменения оказываются подавленными, отфильтрованными пре-



Рис. 14. Динамика чередования трансгрессий и регрессий (по Н. М. Страхову)

дивших эти тела (см. рис. 12), а обеднение аппарата исследования в результате исключения таких фундаментальных понятий, как длины волн, периоды, фазы, существенно затрудняет переход к количественным методам исследования.

Несмотря на все сложности восстановления волновой картины седиментационно-тектонического процесса, многие исследователи базируются именно на этой концепции и получают важные результаты. На рис. 14 приведена эпейрограмма Страхова, отображающая изменение площади осадконакопления. Н. М. Страхов отмечает, что периодичность расширения и сокращения площадей осадконакопления обусловлена колебательными движениями земной коры, а период основной волны равен 20—35 млн. лет (заметьте, что эпейрограмма Страхова напоминает не одну волну, а сумму трех-четырех гармоник). Об этом же, но с тектонических позиций пишет В. В. Белоусов: «Волновые колебательные движения проявляются в длительном развитии поднятий и прогибов... поднятия и прогибы могут медленно смещаться, «перекрываться» по поверхности материка, значительно расширяться и сокращаться, исчезать и возникать вновь». Если бы мы могли количественно описать историю формирования осадочных пород во время транс-

т. е. получим функцию, удовлетворительно аппроксимирующую наблюдения, но параметры которой не раскрывают механизма процесса.

Изучение длин структурных волн во многом зависит, как нетрудно убедиться, от угла пересечения профилем волнового фронта. Чем больше отклоняется профиль от нормали к волновому фронту, тем большую длину будет иметь на нем одна и та же волна.

В общем помех на пути восстановления истинной динамики седиментационно-тектонического процесса достаточно много. Вероятно, это побуждает некоторых исследователей (Ю. Н. Карагодина и др.) сконцентрировать основное внимание не на исследовании волнового механизма, а на изучении и построении иерархической классификации тел, сформировавшихся в результате этих процессов — циклитов, литмов и др. С одной стороны, эти важные обобщения способны существенно помочь в восстановлении волновой картины. Но с другой стороны, установленная иерархия тел может быть весьма далекой от иерархии периодических процессов, породивших эти тела (см. рис. 12), а обеднение аппарата исследования в результате исключения таких фундаментальных понятий, как длины волн, периоды, фазы, существенно затрудняет переход к количественным методам исследования.

грессий и регрессий, динамику прогибов и поднятий, то такое описание было бы важнейшим элементом теории нефтегазообразования. На пути построения такой теории решающее наблюдение было сделано В. И. Кузминым и В. Д. Наливкиным, которые показали, что, вероятно, биологические и геологические волновые процессы описываются гармониками, периоды которых кратны e (2,718). Это предположение существенно облегчает поиск истинной картины седиментационно-тектонического процесса. В то же время полученные гармоники основаны на данных современных глубин залегания пород и они не учитывают истинных амплитуд тектонических движений, которые больше на величину глубин морей. Такая поправка нами специально не вводилась, чтобы исключить дополнительную погрешность из-за отсутствия достоверных методов определения этих глубин.

4.1. НЕКОТОРЫЕ ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Пусть под действием мгновенно приложенной нагрузки (например, образования ледяного панциря) стратисферный блок выделен из положения равновесия и начал прогибаться. Подстилающий субстрат упруго реагирует на перемещение стратисферного блока: чем глубже перемещается блок, тем бóльшая сила F , направленная вверх, противодействует перемещению, $F = H(t)K$, где $H(t)$ — глубина перемещения на момент времени t ; K — коэффициент жесткости субстрата. Для блока действующая сила равна, по закону Ньютона, произведению массы M на ускорение $d^2H(t)/dt^2$, т. е.

$$M \frac{d^2H(t)}{dt^2} = KH(t). \quad (4.1)$$

Решение этого дифференциального уравнения, т. е. задание в явном виде изменения глубины во времени, имеет несколько модификаций, в частности

$$H(t) = A \cos\left(\frac{2\pi}{T} t - \alpha\right) = A \cos(2\pi\nu t - \alpha) = A \cos(\omega t - \alpha), \quad (4.2)$$

$$H(t) = B \cos \omega_0 t + C \sin \omega_0 t. \quad (4.3)$$

Изменения глубины от времени или вообще любых возмущений состояний H системы, описываемые уравнениями (4.1), (4.2), (4.3), называя гармоническим колебанием, а процесс — гармоническим осциллятором и именуют параметры в уравнениях (4.2) и (4.3): A , B , C — амплитуды; T — период; α — фазовый угол, фазовое смещение, фазой называют мгновенное состояние осциллятора; ν — частота; ω — круговая частота

$$T = 1/\nu = 2\pi/\omega. \quad (4.4)$$

Описанный процесс является периодическим, как и любой другой, для которого выполняется условие

$$f(t) = f(t + T), \quad (4.5)$$

т. е. повторяемость через T .

Энергия процесса остается постоянной, в нашем примере равной $KA^2/2$, периодически передающейся от блока к субстрату и от субстрата к блоку.

Таких идеальных процессов, как в рассмотренном примере, в геологии практически не существует. В истории формирования и развития геологических объектов вообще практически не встречается периодических (колебательных) процессов, т. е. строго повторяющихся во времени состояний, удовлетворяющих формуле (4.5). Каждое геологическое тело обладает собственной частотой (с такой частотой в нем распространялись бы возмущения, если бы оно не взаимодействовало с другими телами). Объекты эти формируются и развиваются под воздействием большого числа гармонических периодических процессов: вращения Земли, изменения положения Солнечной системы в Галактике и пр. Эти периодические процессы, модулируя друг друга, интерферируя, создают своеобразие неповторимой истории развития геологической среды, обуславливают существование волновых законов ее развития.

В нашем примере неперIODичность, т. е. невыполнение условия (4.5), будет вызвана прежде всего рассеянием энергии и наличием прямой и обратной связей с окружающей средой. Поглощение энергии субстратом приведет к тому, что колебания станут затухающими, а дифференциальное уравнение, описывающее изменение глубины $H(t)$, примет вид

$$\frac{d^2H(t)}{dt^2} + \omega R \frac{dH(t)}{dt} = -\omega^2 H(t), \quad (4.6)$$

где R определяет характер затухания колебательного процесса.

Если в рассматриваемый пример добавить еще процессы осадконакопления и размыва, то можно говорить и о положительной или отрицательной обратной связи: прогибание усиливает осадконакопление, которое, в свою очередь, за счет увеличения массы блока усиливает прогибание — положительная обратная связь (связь между процессами прогибания и осадконакопления); осадконакопление на стадии воздымания дна бассейна седиментации ослабляет за счет увеличения нагрузки подъем, а подъем ослабляет осадконакопление — отрицательная обратная связь. Тогда процесс изменения глубин блока в нашем примере будет описывать дифференциальное уравнение

$$\frac{d^2}{dt^2} H(t) + \omega R \frac{d}{dt} H(t) + a\omega R \frac{d}{dt} H(t) = \omega^2 H(t), \quad (4.7)$$

где знак « a » определяет характер обратной связи, отрицательная она или положительная.

Наличие отрицательной обратной связи обуславливает этапы затухания седиментационно-тектонической деятельности в регионе, на огромных пространствах наступает инертный тектонический режим. Положительная обратная связь вызывает явления, близкие к тем, которые в технике называются резонансом, район «ломается», либо создаются условия для очень высоких скоростей прогибания, либо, наоборот, наступает орогенный этап. Интенсивность этих процессов обуславливается параметрами a и R . Величина $1/R$ в технике носит название добротности. Вследствие непрерывного изменения структуры региона, состояния мантии, источников сноса и уровня океана параметры a и R системы изменяются. Явления умеренной по интенсивности обратной связи и интенсивной отрицательной характерны для этапа формирования осадочно-породного бассейна; в межбассейновый этап проявляются сильные положительные обратные связи, явления, близкие к резонансным, прерывают нормальное формирование осадочно-породных бассейнов.

Разобьем наш стратисферный блок на более мелкие блоки, перемещение каждого из которых относительно общего массива, повторив предыдущие рассуждения, можно описать уравнениями (4.1) — (4.7), но с иными, со своими, амплитудами, частотами, периодами. Общее перемещение поверхности будет складываться как сумма перемещений большого и малого блоков. При этом гармоники будут складываться независимо, не оказывая влияния друг на друга, т. е. в пределах отдельного малого блока

$$H(t) = A_1 \cos\left(\frac{2\pi}{T_1} t - \alpha_1\right) + A_2 \cos\left(\frac{2\pi}{T_2} t - \alpha_2\right). \quad (4.8)$$

Такое наложение волн называется интерференцией. Сложение нескольких гармоник (см. рис. 12) с разными периодами, амплитудами, фазами создает (на ограниченном времени интервале, а в реальных исследованиях он всегда ограничен) процесс, описывает характер распространения возмущений совсем непохожим на четкое проявление какой-либо периодичности. Но вскрыть «истинный» механизм процесса, значит, перейти от эмпирического описания истории развития одного района к пониманию законов развития земной коры.

Продолжим рассмотрение нашего примера. Пусть известно, что уровень моря L установился на 110 м ниже нулевой линии, относительно которой, как относительно положения равновесия, совершает колебания стратисферный блок. Пусть амплитуда колебаний большого блока $A_1 = 120$ м, малого $A_2 = 60$ м, $T_1 = 10$, $T_2 = 2$. В качестве изучаемой характеристики служит характер осадконакопления: морской или континентальный. Когда большой блок находится в верхнем положении, на 230 м выше уровня моря, колебания малых блоков с амплитудой 60 м не оказывают влияния на смену режимов. По мере погружения их роль возрастает, а в нижнем положении большого блока смена режимов почти полностью контролируется перемещениями малых блоков. Зная усло-

вия задачи, мы можем написать уравнение двух интерферирующих волн, введя дополнительно отметку уровня моря. Но если бы мы шли от полевых наблюдений, то в нашем распоряжении были бы отрезки времени, на которых амплитуда высокочастотной гармоники совершенно подавлена. Затем эта амплитуда возрастает и при достижении большим блоком уровня моря достигает 60 м.

Доля площади блока, занятая морем, в нашем случае будет пропорциональна величине

$$C \left[1 - \cos \left(\frac{2\pi}{T_1} t - \alpha_1 \right) \right] \cos \left(\frac{2\pi}{T_2} t - \alpha_2 \right) + D \cos \left(\frac{2\pi}{T_1} t - \alpha_1 \right). \quad (4.9)$$

Здесь гармоника T_1 модулирует амплитуду гармоники T_2 , полностью подавляя ее, когда большой блок находится в верхнем положении, и усиливая, когда в нижнем. Применение такой модуляции при описании реальных процессов показано ниже.

Амплитудно-модулированное колебание не является периодическим.

Изучаемые геологией изменения свойств объектов распространяются не только во времени (t), но и в пространстве (x, y, z). Распространение возмущений в непрерывной среде называется волной (обратим внимание, что вообще на понятие о волне никаких представлений о периодичности не накладывается).

Разобьем описываемый в примере стратиферный блок на совсем малые отдельности. Пусть перемещение каждой отдельности подчиняется описанным выше гармоническим законам. Тогда на профиле, секущем этот блок, будем наблюдать следующую ситуацию: в данный зафиксированный момент времени t , перемещаясь по профилю по мере возрастания расстояния x , будем пересекать последовательно чередующиеся приподнятые и опущенные зоны; если же зафиксируем какую-то одну точку профиля и будем наблюдать ее перемещения во времени, то обнаружим, что она периодически поднимается и опускается.

Уравнение волны описывает изменения глубины границы во времени и пространстве (по x).

$$H(x, t) = A \cos \left(\frac{2\pi}{T} t - \frac{2\pi}{\lambda} x - \alpha \right), \quad (4.10)$$

где A — амплитуда; T — период; λ — длина волны; α — фаза.

Для нескольких гармоник сохраняются те же правила интерференции; независимое сложение H в момент t по всем составляющим.

Бегущая волна смещается по профилю, т. е. максимальные подъемы и максимальные погружения через некоторый отрезок времени будут зафиксированы в других частях профиля. Скорость перемещения по профилю волны называется фазовой скоростью $u = T\lambda$. Если скорость u не зависит от длины волны λ , то говорят, что волна не обнаруживает дисперсию. В этом случае u является и скоростью переноса энергии в среде. Если зависимость u от λ

существует, то говорят о волнах с дисперсией. В этом случае энергия переносится с групповой скоростью $u_r \neq u$.

Дифференциальное уравнение волны без дисперсий описывает распространение возмущений среды $H(x, y, z, t)$ в пространстве (x, y, z) и во времени (t)

$$\frac{\partial^2}{\partial t^2} H(x, y, z, t) = u^2 \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} H(x, y, z, t) + \frac{\partial^2}{\partial y^2} H(x, y, z, t) + \frac{\partial^2}{\partial z^2} H(x, y, z, t) \right], \quad (4.11)$$

где $u = u_r = T\lambda$; выражение в квадратных скобках — сумма ускорений распространения напряжений по каждому из направлений координат трехмерного пространства, называется оператором Лапласа.

При определенных соотношениях частот наложение бегущих волн может породить стоячие волны, когда среда во всех точках колеблется в одной и той же фазе для каждой возможной частоты колебания. В этом случае, наблюдая границы на нашем профиле в различные моменты времени, мы бы обнаруживали их неизменными, т. е. для любого момента времени поднятия и прогибы оставались бы на одних и тех же местах профиля.

Периодические функции можно разложить в тригонометрический ряд — ряд Фурье

$$H(t) = a_0 + \sum_{m=1}^{\infty} a_m \cos\left(m \frac{2\pi}{T} t\right) + \sum_{m=1}^{\infty} b_m \sin\left(m \frac{2\pi}{T} t\right), \quad (4.12)$$

с коэффициентами

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T H(t) dt, \quad a_m = \frac{2}{T} \int_0^T H(t) \cos\left(m \frac{2\pi}{T} t\right) dt,$$

$$b_m = \frac{2}{T} \int_0^T H(t) \sin\left(m \frac{2\pi}{T} t\right) dt.$$

Из приведенной записи нетрудно увидеть, что, прежде чем раскладывать периодическую функцию в ряд, надо знать ее период T . Такое разложение дает дискретный спектр, т. е. дискретный набор гармоник со своими T, A, α .

Аперриодическая функция обладает непрерывным частотным спектром, который определяется с помощью интеграла Фурье, т. е. она описывается как сумма бесконечно большого числа гармоник. При этом амплитуда гармоник спектра дает, как правило, чередующиеся максимумы и минимумы, что на последующем этапе обработки материала позволяет проверять возможные варианты замены непрерывного спектра дискретным.

Существуют аперриодические процессы, обладающие дискретным спектром, например амплитудно-модулированные гармоники, сюда же относятся, вероятно, и многие процессы в геологии.

Если возникает задача, подобная нашей, когда имеется реализация некоторого волнового процесса (у нас она записана в смене свойств пород) и по этой реализации необходимо восстановить составляющие процесс гармоник, то непосредственное применение Фурье-анализа не может дать удовлетворительного результата. Пусть на глубине от 0 до h давление p возрастает линейно, $p=h$. Разложив на интервале наблюдений $0-h$ функцию $p=h$ в тригонометрический ряд, получим

$$p = 2 \left(\sin h - \frac{\sin 2h}{2} + \frac{\sin 3h}{3} - \dots \right),$$

т. е. $p=h$ состоит из гармоник длиной h ; $0,5h$; $0,33h$; ...

Пусть процесс изменения y от t является периодическим и описывается одной гармоникой $y = \cos(2\pi t/T)$, где $T=2\pi=6,28$. Проанализировав интервал по t от 0 до π , т. е. полуволну, и попытаюсь восстановить по полуволне исходную зависимость разложением в ряд, получим

$$y = \frac{4}{\pi} \left(\frac{2}{3} \sin \frac{2\pi}{\pi} t + \frac{4}{15} \sin \frac{2\pi}{0,5\pi} t + \frac{6}{35} \sin \frac{2\pi}{0,33\pi} t + \dots \right),$$

т. е. спектр образуют гармоники с периодами π ; $0,5\pi$; $0,33\pi$; ...

Используя интеграл Фурье и переходя к непрерывному спектру, мы тем более не можем решить непосредственно поставленную задачу, т. е. выявить гармоники, составляющие наблюдаемое изменение свойств (при условии, напомним, что наблюдаемый процесс задан как сумма ограниченного числа гармоник). Мы можем при гармоническом анализе наблюдений хорошо аппроксимировать наблюдаемую функцию, но не можем восстановить истинные частоты гармоник, если даже процесс из таковых и состоит (точнее, мы сможем их выявить в одной из реализаций при благоприятном выборе пространственного или временного интервалов, но не сможем отличить эту ситуацию от разложения, где в основе процесса не лежали гармонические составляющие).

При изучении геологических процессов ситуация всегда осложнена наличием помех. В простейшем (но не реальном) случае вносимые случайные отклонения в поведении системы можно рассматривать как «белый» шум. Пусть, например, мы восстанавливаем историю перемещения стратисферного блока во времени, изучая характер накопившихся отложений и их абсолютный возраст. Последний определен с некоторой погрешностью. Истинной реализации процесса осадконакопления (последовательности слоев, мощность которых замеряется, допустим, абсолютно точно) можно поставить в соответствие (в силу погрешностей замера t) несколько (множество) геохронологических шкал. Пусть процесс осадконакопления по истинной шкале времен описывался как гармонический осциллятор. В результате перехода на одну из реальных шкал часть гармоник «сожмется», часть «растянется» и для каждого t расчетные по волновой функции значения параметров будут лишь приблизительно соответствовать истинным.

Для каждой из принятых (неточных) шкал будет наблюдаться то или иное искажение реального процесса, для множества шкал получится множество графиков, отображающих отчасти закономерную составляющую процесса, отчасти погрешности шкал. Можно принять одну из неточных шкал за истинную (что, конечно, не исключит существование множества построенных до этого графиков, отображающих проекцию реального процесса на ту или иную искаженную шкалу времен), а каждый из построенных графиков рассматривать как одну из возможных реализаций седиментационного процесса на данном участке, поскольку в нем, кроме закономерной составляющей описанной синусоиды принимали участие и некоторые неучтенные возмущения среды.

Два противоположных подхода — много шкал с погрешностями для одной реализации процесса; много вариантов возможных реализаций процесса, обусловленных «незакономерными» возмущениями, при одной точной шкале — приводят к одинаковой ситуации: наблюдается лишь одна из возможных реализаций процесса $\xi(t)_1$, а при анализе необходимо рассмотреть весь их набор $\xi(t)$. Процесс, задаваемый $\xi(t)$, называется случайным стационарным процессом (при тех условиях, которые введены выше в модель).

Для процессов с дискретными спектрами

$$\xi(t) = \sum_{k=-n}^n e^{i\nu_k t} \Phi_k, \quad (4.13)$$

где Φ_k — некоррелированные случайные величины; $e^{i\nu_k t}$ — комплексное представление элементов тригонометрического ряда

$$e^{i\nu_k t} = \cos(\nu_k t) + i \sin \nu_k t,$$

где $i = \sqrt{-1}$.

Описанный процесс образуют гармоники с частотами ν_k , амплитуды которых отягощены случайными изменениями.

Среднюю сумму квадратов реализаций случайного процесса $M[\xi(t)]^2$ принято называть средней энергией стационарного процесса.

Взаимные обращения (как показано выше) — точная шкала — случайный процесс, детерминированный процесс — случайная шкала — приводят к неразличимым наблюдаемым данным, однако использование результатов анализа случайного процесса для расшифровки наблюдений в этих случаях неоднозначно.

Дискретные спектры соответствуют случаю точной шкалы. Неточная шкала приводит к включению случайной составляющей не в амплитуду, а в частоту; на графике частота — фаза спектр будет изображать не набор линий, соответствующих ν , а кривая с «всплесками» на тех частотах, амплитуда которых превышает случайные возмущения.

Расчет автокорреляционной функции для наблюдаемой реализации $\xi(t)$ позволяет оценить спектр стационарного процесса.

Рассмотрим каротажную диаграмму одной скважины. Пусть значения $\alpha_{\text{СП}}$ оцифрованы через 1 м и изучаемый интервал глубин от H_1 до H_2 представлен последовательностью $(H_2 - H_1)$ чисел. Имеется дубликат записи этой последовательности, также состоящий из $(H_2 - H_1)$ чисел. Найдем коэффициент корреляции между первой последовательностью чисел и последовательностью их в дубликате, т. е. сопоставим каротажную диаграмму саму с собой, — коэффициент корреляции будет равен 1. Теперь сдвинем дубликат относительно исходной последовательности на Δ и вновь рассчитаем коэффициент корреляции

$$r = \frac{\sum_{i=H_1-\Delta}^{H_2+\Delta} (x_i - \bar{x})(x_{i+\Delta} - \bar{x})}{\sigma^2}.$$

При возрастании Δr будет убывать. Геологам хорошо известен случай ошибок в корреляции разрезов скважин вследствие смещения каротажных диаграмм на цикл; когда величина Δ достигнет этого самого цикла, коэффициент корреляции вновь возрастет (но уже не до 1) и мы сопоставим каротажную диаграмму саму с собой неправильно, но «похоже». При промежуточных сдвигах будут также фиксироваться флуктуации коэффициента корреляции, если относительно закономерно чередуются более мелкие пласты и пропластки.

Функция, описывающая изменение коэффициента корреляции от изменения Δ , называется автокорреляционной R . Автокорреляционная функция гармонического осциллятора повторяет его изображение. Но при интерференции нескольких гармоник (см. рис. 12) локальные максимумы $R(\Delta)$ соответствуют некоторым среднестатистическим расстояниям между локальными пиками и в первом приближении их можно интерпретировать как длину составляющей процесс гармоник (собственно близкий результат был бы получен, если бы померили расстояния между всеми малыми пиками и нашли среднее). Следующий локальный максимум (минимум), если он меньше предыдущего, полученного при смещении на λ , и возникает при смещении на 2λ , ничего не говорит о новой гармонической составляющей, это может быть результат влияния гармоник λ . Длина интервала $H_2 - H_1$ накладывает ограничение на выявление низкочастотных гармоник.

Заканчивая эту часть раздела, отметим, что приведенные здесь весьма конспективно описания и определения заимствованы из справочников и учебников. Эти материалы показывают, что содержательный набор понятий в теории волновых процессов весьма обширен и геологу при изучении этих процессов на своих объектах нет основания заниматься введением новых терминов, важнее попытаться применить найденные эффективные методы исследования и описания для своих целей.

Используемые нами положения и методические приемы для анализа волновых процессов в геологии сводятся к следующему.

1. Исследования геологических объектов в пространстве или

их истории во времени всегда охватывают лишь часть волнового спектра, в котором каждая гармоника отягощена случайными (не сводимыми к волновому процессу) возмущениями, действующими на амплитуду или частоту. Поэтому изучаемые с помощью уравнений волновых процессов свойства геологической среды H описываются следующим образом:

$$M(x, y, z, t) = v(x, y, z, t) + (K \pm \xi_k \pm \xi_b \pm \xi), \quad (4.14)$$

где $v(x, y, z, t)$ — уравнение, описывающее изучаемый волновой процесс, вид которого, как правило, определяется путем решения дифференциальных уравнений процесса, а волновые спектры находятся из анализа фактического материала; ξ_k и ξ_b — условные случайные возмущения, связанные с тем, что при реальном анализе исключаются высокочастотные и низкочастотные составляющие из v , которые в принципе можно свести к нулю расширением спектра v ; K — усредненная числовая характеристика или функция, описывающая приближенно отброшенную низкочастотную часть спектра; ξ — неустраиваемые случайные возмущения, не сводимые к изучаемому процессу.

2. В геологии все иерархические уровни пронизаны волновыми процессами, от песчинки до планеты в целом, длительностью от суток до миллиардов лет. Мы всегда изучаем конкретный интервал времени, разреза, плана. Допустим, что изучаем историю накопления отложений, сформировавшихся 50—60 млн. лет назад. Обычно волновой спектр v в этом случае может содержать самые низкочастотные гармоники с периодами 10—50 млн. лет. Гармоника в 500 млн. лет на интервале в 10 млн. лет при конкретных средствах измерения нечувствительна как осциллятор, для всех точек на интервале 50—60 млн. лет она создала одинаковый фон. Например, изучаемый процесс — скорость осадконакопления. Гармоника в 500 млн. лет предопределяет изменение этого параметра от $v_{\max} = 300$ м/млн. лет до размыва (осадконакопление со скоростью 300 м/млн. лет). Наш интервал 50—60 млн. лет попадает в фазу этой гармоники, соответствующей скорости 200 м/млн. лет, а его собственные осцилляторы влияют на измерение скорости 50—100 м/млн. лет.

Для всех точек интервала скорость 200 м/млн.лет будет оцениваться как фоновая, на этом фоне собственные гармоники будут определять особенности формирования разреза. Реализацию гармоники с $T = 30 \div 40$ млн. лет можно оценить на анализируемом интервале как некоторый линейный тренд. И в том, и в другом случаях постоянное число или тренд — функция K из формулы (4.14), неадекватна отброшенным гармоникам, это лишь аппроксимация с погрешностью ξ_k . При фиксированном интервале изучения времени или пространства всегда существует ситуация, когда отбрасывание низкочастотной части спектра приводит к ошибкам аппроксимации, а включение этих волн в v — к ошибке определения их частот и амплитуд, поскольку интервал наблюдения для них слишком мал. Такая взаимосвязь исчезнет только тогда, ко-

гда всю поверхность планеты и всю ее историю удастся изучать как единое целое и более низкочастотных гармоник не останется. Интервал анализа (длина профиля, период времени и т. д.) лучше выбирать таким, чтобы он был не более 0,3—0,4 длины первой, исключаемой (переводимой из v в K) гармоники.

3. Разрешающие способности аппаратуры не позволяют установить параметры высокочастотной части спектра. Кроме того, на стадии анализа нет смысла сильно расширять величину спектра $v(x, y, z, t)$. Последняя высокочастотная гармоника, включенная в v , предопределяет проведение фильтрации наблюдаемых данных с целью подавления еще более высокочастотных составляющих. Мы применяем простейший прием фильтрации — «скользящее окно», размер которого равен длине первой (ближайшей к включенной), не включенной в v высокочастотной гармоники. Этот прием оказался полезным даже для визуальной корреляции разрезов, после фильтрации уверенно сопоставляются разрезы, коррелировавшиеся ранее весьма плохо.

4. Для установления истинных периодов, длин и амплитуд гармоник $v(x, y, z, t)$ использовалась многостадийная обработка материалов, главная задача которой — не аппроксимация наблюдений тригонометрическими функциями, а выявление истинных гармоник процесса. На первой стадии решается задача установления не частот гармоник, а оценки отношения частот соседних волн в спектре, для чего применяются расчет автокорреляционных функций и Фурье-анализ. Для каждой реализации Фурье-анализ повторяется при постепенном уменьшении на Δx длины профиля. При этом, конечно, смещаются и длины волн. Выбирается реализация с наиболее контрастным распределением амплитуд. Естественно, не все максимумы спектра можно отождествить с волнами реального процесса. В автокорреляционной функции исключаются из рассмотрения все последующие пики на расстояниях, кратных уже учтенным длинам волн, если амплитуды их меньше предыдущих. На основании этих анализов формируется несколько наборов волн, каждый из которых подставляется в $v(x, y, z, t)$, и на материалах наблюдений рассчитываются амплитуды итерационным процессом, с заданным шагом изменяя фазы. Выбирается вариант с наибольшим коэффициентом корреляции. Полученные при решении регрессионного уравнения значения K оценивают с позиций возможности расширения спектра, уточнения понятийной модели.

Такая последовательность процедур разработана и выполнялась авторами совместно с Н. И. Змановским. При выполнении этих операций с целью решения различных геологических задач (изменение глинистости по разрезу скважин; трансгрессий и регрессий во времени; скоростей осадконакопления; динамики погружения) и получения большого фактического материала нам удалось установить: если запись процесса непрерывна, то он описывается волновым уравнением, в котором периоды гармоник изменяются в e (2,718) раз. Мы полагаем, что это одно из глав-

нейших свойств волновых процессов, происходящих в земной коре (в ряду Фурье периоды волн изменяются пропорционально натуральным числам 1, 2, 3 ...).

5. При заданной кратности волн e задача существенно упрощается и может быть эффективно решена на материалах наблюдения решением регрессионных уравнений с использованием итерационного процесса. В большинстве случаев такие решения дали весьма удивительный результат и относительно фазы. Для последовательности трех-четырёх волн, оказалось, существует точка, в которой фазы всех волн одинаковы (точка начала отсчета данного процесса); для четырех волн, кратных e , событие это — весьма редкое. Тем более оказалось удивительным, что оно падает на те времена или глубины, которые и с общегеологических представлений считались этапами перестройки.

6. Использование волн, кратных e , с фиксированной нулевой фазой практически исключает решение задач геологии как задач аппроксимации и переводит вопрос в новую плоскость.

Параметры волнового геологического процесса T, v, α, λ — существенно геологические характеристики; волновой процесс отражает общий механизм развития земной коры, поэтому именно с позиций волнового механизма представилось необходимым описать основные процессы развития осадочно-породного бассейна.

4.2. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Рассмотрим идеальный бассейн осадконакопления (за его пределы не выносятся осадки) и сопряженный с ним идеальный источник осадочного материала (все, что в нем разрушается, попадает в сопряженный бассейн). Будем рассматривать площадь, занятую морем, при условии, что уровень Мирового океана неизменен.

Площадь области осадконакопления — S_1 , области сноса — S_2 ; $S_1 + S_2$ — постоянная во времени величина. В момент времени t разрез области осадконакопления состоит из накопившихся от начала осадконакопления ($t_0=0$) до t массы осадочных пород Ω и подстилающего субстрата W_0 . Общая масса пород $W = W_0 + \Omega$. В области источника сноса осадочных пород нет, она представлена субстратом массой $\omega = \omega_0 - \Omega$, где ω_0 — его масса на начало размыва, Ω — масса размывных пород. Подошвы субстратов в обоих регионах подстилаются некоторым упруговязким (астеносферным) слоем, в котором напряжения распространяются из областей повышенного значения со скоростью, зависящей от градиента перепада напряжений.

В области осадконакопления: V — массовая скорость осадконакопления, т/млн. лет; V_T — объемная скорость (γ — плотность), м³/млн. лет; v — скорость погружения, м/млн. лет (при $S=1$).

В подошве субстрата, на границе астеносферного слоя, на момент времени t существует следующее распределение сил: напряжения в астеносферном слое препятствуют погружению субстра-

та, вертикальная составляющая напряжений $-F_1$ (знак минус — поскольку сила направлена вверх); вес литосферного блока Wg .

Разность этих сил вызывает ускорения в перемещении блока и по закону Ньютона

$$Wg - F_1 = W \frac{dv}{dt}.$$

За малый отрезок времени Δt напряжения в астеносфере:

а) возрастают в ответ на возрастающее погружение (упругая составляющая реакции) пропорционально возрастанию глубины H_1 , т. е. на величину $a dH_1/dt$;

б) убывают (пластическая часть реакции) за счет переноса части напряжений в менее напряженные зоны, в нашем примере в область источника сноса, где напряжения равны F_2 , который удален от области осадконакопления на расстояние l ; градиент напряжений $(F_1 - F_2)/l$, т. е. изменение F_1 в единицу времени, равен

$$\frac{r}{l} \frac{d}{dt} (F_1 - F_2).$$

$$\frac{dF_1}{dt} = a \frac{dH_1}{dt} - \frac{r}{l} \frac{d}{dt} (F_1 - F_2).$$

Поскольку $\Omega/S_1 = H_1$

$$\frac{dH_1}{dt} = \frac{1}{S_1} \frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{S_1} V.$$

В области источника сноса глубина уменьшается, в результате этого F_2 ослабевает, а за счет переноса части напряжений из области сноса по астеносфере — возрастает

$$-\frac{dF_2}{dt} = -a \frac{dH_2}{dt} + \frac{r}{l} \frac{d(F_1 - F_2)}{dt}.$$

Поскольку система замкнута, скорость разрушения (массовая) в области сноса и скорость накопления в области осадконакопления равны, т. е.

$$\frac{dH_2}{dt} = -\frac{1}{S_2} \frac{d\Omega}{dt} = -\frac{1}{S_2} V.$$

Запишем получившуюся систему уравнений

$$-F_1 = -Wg + W \frac{dv}{dt};$$

$$-F_2 = -\omega g - \omega \frac{dv}{dt};$$

$$\frac{dF_1}{dt} = a \frac{1}{S_1} V - \frac{r}{l} \frac{d(F_1 - F_2)}{dt}; \quad (4.15)$$

$$\frac{dF_2}{dt} = -a \frac{1}{S_2} V + \frac{r}{l} \frac{d(F_1 - F_2)}{dt};$$

Из первого и второго уравнений получаем:

$$F_1 - F_2 = g(W - \omega) - \frac{dv}{dt}(W + \omega),$$

$$W - \omega = W_0 + \Omega - \omega_0 + \Omega = 2\Omega + (W_0 - \omega_0),$$

$$W + \omega = (W_0 + \omega_0) - \text{постоянная величина},$$

$$\frac{d(F_1 - F_2)}{dt} = 2g \frac{d\Omega}{dt} - \frac{d^2v}{dt}(W_0 + \omega_0).$$

Из третьего и четвертого уравнений

$$\frac{d(F_1 - F_2)}{dt} = aV \left(\frac{S_1 + S_2}{S_1 S_2} \right) - 2 \frac{r}{l} \frac{d(F_1 - F_2)}{dt},$$

$$\frac{d(F_1 - F_2)}{dt} \left(1 + 2 \frac{r}{l} \right) = aV \left(\frac{S_1 + S_2}{S_1 S_2} \right).$$

Совмещая решения, получаем

$$\left[2gV - \frac{d^2v}{dt}(W_0 + \omega_0) \right] \left(1 + \frac{2r}{l} \right) = aV \left(\frac{S_1 + S_2}{S_1 S_2} \right), \quad (4.16)$$

$$\frac{d^2v}{dt} + V \left(\frac{a(S_1 + S_2)}{S_1 S_2 (1 + 2r/l)(W_0 + \omega_0)} - \frac{2g}{W_0 + \omega_0} \right) = 0.$$

Решением полученного уравнения, как показано в предыдущем разделе, является гармоническое колебание, частота которого равна корню квадратному из коэффициента при V . Однако если приведенные в разд. 4.1 уравнения описывают перемещения, то найденное уравнение описывает изменение скорости. Вероятно, членом $2g/(W_0 + \omega_0)$ можно пренебречь, так как он не вносит существенного вклада; для удобства обозначим $S_1 + S_2 = S$ — общую площадь региона, $W_0 + \omega_0 = W$ — общий объем плиты до астеносферы и запишем уравнение в окончательном виде:

$$\frac{d^2v}{dt} + a \frac{S}{WS_1 S_2 (1 + 2r/l)} V = 0, \quad T = \frac{2\pi [WS_1 S_2 (1 + 2r/l)]^{1/2}}{\sqrt{aS}}, \quad (4.17)$$

$$V = A \cos \left(\frac{2\pi}{T} t - \alpha \right).$$

Центры районов по исходным условиям находятся в противофазе волны T , расстояние между ними l . Приняв центр области осадконакопления за начало отсчета, обозначив расстояние от него x и определив фазу по начальному условию $t_0=0, V=0$, получим описание волны, задающей изменение V во времени и пространстве,

$$V(x, t) = A \cos \left(\frac{2\pi}{T} t - \frac{2\pi}{2l} x - \frac{\pi}{2} \right) + A \left(1 - \frac{2}{l} x \right). \quad (4.18)$$

Найденное уравнение задает частоту собственных колебаний пары областей. Результаты отражены на рис. 15. Нарастание

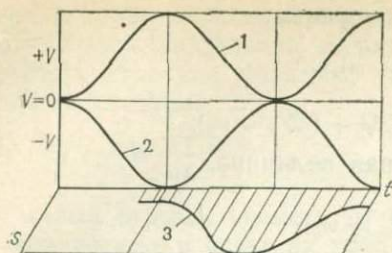


Рис. 15. Схема седиментационно-тектонического процесса:

1 — скорость (V) накопления отложений в области седиментации; 2 — скорость разрушения в области сноса; 3 — площадь района, занятая морем

скорости прогибания в области осадконакопления сопровождается увеличением скорости подъема в области сноса, в зависимости от добротности системы она может перейти в резонансный, критический режим развития с резко нарастающей скоростью прогибания (геосинклинальный); в платформенных бассейнах этого не достигается, после критической точки скорость начинает убывать (но глубина возрастает). Эти процессы приводят к изменению гипсометрической кривой региона, ее сглаживанию, площадь морского бассейна возрастает, но, как видно из формулы, система не остается в равновесии, скорости вновь возрастают, а площадь седиментации сокращается.

Реальные бассейны осадконакопления взаимодействуют сразу с несколькими источниками сноса и поэтому имеют несколько собственных частот. Дополнительные элементы спектра волнового процесса возникают по следующим причинам. Мы задали линейную модель распространения напряжений в литосфере, фактически это самостоятельный волновой процесс. Изменение площади седиментации изменяет скорость размыва пород, т. е. морской бассейн — третий самостоятельный элемент системы, также тесно взаимосвязанный с динамикой движений и седиментации, обуславливающий на различных этапах развития прямые и обратные связи в системе, величины S_1 , S_2 не остаются постоянными, как в модели, что существенно изменяет привнос материала, а это, в свою очередь, влияет на соотношение площадей S_1 и S_2 .

Формирование осадочно-породного бассейна — единый процесс, в котором важнейшие элементы — динамика прогибания и воздымания, динамика накопления осадков и разрушения пород, динамика изменения площадей морских бассейнов — существенно взаимосвязаны, сильно влияют друг на друга и в результате порождают единый волновой процесс, названный нами седиментационно-тектоническим, описываемый волновой функцией ST . Внешние, глобальные по отношению к бассейну условия играют также большую роль в формировании волнового спектра. Это прежде всего конвективные потоки в мантии, регулярно повторяющиеся изменения напряжений в литосфере, обусловленные вращением Земли, лунными приливами, изменением положения Солнечной системы, и т. п.; распространение напряжений из активных тектонических областей, прежде всего с окраинных зон литосферных плит.

Периодически протекающие в литосфере планетарные процессы порождают большое количество гармоник различной частоты и амплитуды. Вследствие интерференции происходит их фильтрация. Дело в том, что для значительной части регулярных процессов характерна существенная связь периодов с амплитудой. Обычно высокочастотные процессы менее амплитудны, чем низкочастотные; при различных законах изменения частот в дискретном спектре и изменении коррелируемых с частотами амплитуд гармоник, интерферируя, могут погашаться.

Так, дискретный спектр, у которого периоды гармоник убывают, образуя ряд $T/2$, $T/(2 \times 3)$, $T/(2 \times 5)$, $T/(2 \times 7)$, ..., и амплитуды убывают пропорционально периодам, даст в результате интерференции на любом интервале времен от 0 до $T/2$ постоянную величину возмущения. Спектр волн, у которых частота возрастает пропорционально ряду чисел 1, 2, 3, 4, ..., а амплитуды соответственно убывают, порождает процесс, линейно зависимый от времени. Тех смен условий и скоростей геологических явлений, которые наблюдаются в природе, такие волны породить не могут.

Большой набор спектров с различными соотношениями периодов и амплитуд порождает в результате интерференции гармоник один осциллятор с большим периодом и большой амплитудой, как бы аккумулируя в себе многочисленные высокочастотные процессы.

Вероятно, последовательность частот, кратных e (2,718), порождает наименее изменяющийся, устойчивый спектр, который и удобнее всего фиксировать при изучении геологических процессов. Взаимодействие осадочно-породного бассейна с процессами глобальной тектоники однозначно фиксируется при изучении пространственного положения крупных структур земной коры — линеаментов. Линейное положение региональной структуры позволяет утверждать, что она принадлежит геодезической прямой. Н. И. Змановский восстановил такие геодезические прямые для многих линеаментов различных плит и обнаружил, что они пересекаются (образуют полюса) в наиболее мобильных точках планеты: на Памире, в определенных точках Срединноатлантического хребта, в Альпах и др. Распространяющиеся из зон активного взаимодействия напряжения создают силовой каркас планеты, обуславливают закономерное волновое развитие региона в течение сотен миллионов лет. Однако нам представляется, что существует и обратная связь. Формирование осадочно-породного бассейна сопряжено с перемещением (за счет энергии Солнца, прежде всего) заметных даже в планетарном масштабе масс вещества в пределах плиты, находящейся на быстро вращающемся теле. Если до этого перемещения масс плита находилась в относительном покое, взаимодействуя с соседними блоками литосферы, то при формировании осадочного бассейна центр масс плиты сместится, что породит дополнительный момент, не уравновешенный соседними плитами. Это должно привести либо к перемещению плиты в определенном направлении, либо к мощным

взаимодействиям на краях. Формирование осадочно-породного бассейна может быть важным фактором, обуславливающим механизм тектоники плит. Очевидно, такое перемещение породит изменение полей напряжения в астеносфере, температурный режим, контролирующий фазовые переходы пород в глубоких слоях Земли, т. е. существенно повлияет на формирование и дальнейшую судьбу осадочно-породного бассейна.

Взаимосвязь, авторегуляция геологических процессов на планете побуждают изучать различные геологические явления не изолированно, а во взаимосвязи. Рассмотрение приведенной выше модели показывает, что, вероятно, нет оснований выделять первопричину различных явлений. Мы не можем в рассмотренном примере сказать: осадконакопление контролировало тектонический режим или же тектонический режим — осадконакопление. Так же трудно сказать и о приоритете скорости седиментации и площади морского бассейна: либо осадки засыпают морской бассейн и он изменяет площадь, либо изменившаяся площадь бассейна изменила режим седиментации.

Процесс этот в нормальном осадочном бассейне единый. Мы уже отмечали, что если рассматриваемая система входит в критический режим (режим катастроф), то взаимовлияние параметров системы прерывается или только некоторые ограниченные становятся доминантными, часто такой режим катастроф сопровождается формированием магматических пород, крупных грабенов, орогенезом. Это межбассейновый период, период разрушения сформировавшегося бассейна частично или полностью. Проходит время, связи восстанавливаются, и в новых условиях на соседней или на этой же территории начинает формироваться новый бассейн и при этом с тем же внутренним механизмом регуляции процессов и факторов. Седиментационно-тектонический процесс — это обобщенная волновая функция развития осадочного бассейна, частные решения которой позволяют выделить и отдельные факторы. К описанию таких функций мы и перейдем в следующем разделе.

4.3. АНАЛИЗ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Наиболее комплексно седиментационно-тектонический процесс запечатлен в истории бассейна трансгрессиями и регрессиями моря (см. рис. 14).

Мы получили удовлетворительные результаты, описывая эти изменения волновой функцией ST с дискретными спектрами, образуемыми e -кратными волнами.

Функция ST имеет вид

$$ST = \sum_{j=1}^m \sum_{i=0}^{n-1} N_i A_{ij} \cos \left(\frac{2\pi e^i}{T} (t - \tau) - K_{ij} r_{ij} - \alpha \right) + u_j + K_j, \quad (4.19)$$

здесь $K = 2\pi/\lambda$ (где λ — длина волны); \mathbf{K} — волновой вектор, равный $\{K_x, K_y, K_z\}$; $\mathbf{r} = \{x, y, z\}$; $2\pi/\lambda_{ix}$; $2\pi/\lambda_{iy}$; $2\pi/\lambda_{iz}$ — проекции длин (λ) волн на оси координат; τ — время формирования границ.

Функция описывает процесс развития бассейна вообще (одной обобщенной характеристики такого понятия, которое бы обобщало все, от литологии до динамики погружения, в геологии еще не создано), но обеспечивает широкий круг частных решений, по которым ST -процесс можно сопоставить с материалами конкретных наблюдений.

Пусть в формуле (4.19) x и y — константы, тогда ST описывает динамику бассейна в одной точке. Пусть $N_i A_i$ — некоторые A_a, A_b, A_c (при постоянных x, y), тогда ST описывает изменение во времени литологии бассейна, а при других значениях $N_i A_i$ — смену фаций. Пусть t, τ, z постоянны, тогда в координатах x, y ST описывает карту некоторого свойства, связанного с данной фазой процесса; при некоторых конкретных значениях K_i, u_j, N_i ST описывает скорость накопления отложений, тогда $H(\tau, t_k) = \int_{t=\tau}^{t_k} ST dt$ — глубина границы с возрастом τ на некоторый момент времени t_k , $H(t, \tau)$ — динамика погружения границы.

$$G = \frac{1}{t} \sum_{t=\tau}^{t_k} H^2(t, \tau) —$$

— обобщенная характеристика энергетики ST -процесса в точке с координатами x, y для нефтегазосного комплекса возраста t .

Пусть t — постоянна, $\tau = (\tau_1, \tau_2, \tau_3, \dots)$, $y = f(x)$, тогда ST задает глубины границ с возрастом τ_1, τ_2, τ_3 на профиле [или другой линии, отвечающей $y = f(x)$] к моменту времени t , т. е. задает профили или палео профили. При этом $Z = \int_0^t ST(u, K, A, t) dt$.

Интегрирование ST по x, y дает выражение площади распространения пород с некоторыми свойствами для заданных интервалов времени, а та же операция, когда $Z = \int_0^t ST dt$, для за-

данных интервалов глубины (например, изменение площади морских отложений для разных этапов формирования бассейна) — площади распространения глинистых отложений в заданном интервале разреза. Отметим, что ST — это именно функция седиментационно-тектонического процесса, выведенная из анализа взаимосвязи действующих в этом процессе факторов, поэтому ряд важных элементов в истории формирования и развития бассейнов она не может описать. Прежде всего это относится к фазовым переходам, которые охватывают все слои Земли и определяют важнейшие для нефтяной геологии процессы. Для них ST лишь задает динамику термобарических условий. Эти процессы фазовых переходов существенно изменяют свойства толщи пород,

для ST такие изменения рассматриваются как случайные отклонения.

Таким образом, восстановление основных черт истории осадочного бассейна сводится к нахождению основных параметров ST : хотя бы одного периода T (остальные задаются автоматически); значений амплитуд для частных процессов; волновых фронтов для разных длин волн; постоянных констант. Находят эти константы и переменные решением для волновой функции частного вида.

1. Пусть x, y — координаты скважины, значит, ST должна описывать динамику процесса во времени. Строим для этой скважины график динамики погружения в координатах: возраст границ — их глубина. Поскольку такой график соответствует интегралу ST , находим производную, т. е. скорость погружения, и, применяя методы, описанные в методической части этой главы, находим оценки для T .

2. Для постоянной t изучаем реализацию ST по профилю в момент времени t_1 , для чего необходимо знать ориентировку профиля относительно основных волновых фронтов. Восстановление систем линейных элементов (о чем говорилось выше) позволяет определить систему силовых полюсов планеты и, протрассировав их, выделить среди множества гармоник профиля волны, имеющие один период, но неодинаковую длину волны только потому, что профиль пересекает их не по нормали, что позволяет определить истинные λ_i . Здесь интересная ситуация: в разрезе гораздо меньше волн, чем в плане; поскольку во времени гармоники разных фронтов с одинаковым периодом складываются, порождая волну с тем же периодом, в плане профиль может по нормали пересечь лишь один волновой фронт, волны той же длины других фронтов отображаются на нем как более длинные. Поначалу это рождало представление о беспорядке: на каждом профиле свой волновой спектр с непонятными соотношениями в изменении длин волн. В зависимости от угла между фронтом волны и профилем длина ее изменяется от истинной до бесконечной. Восстановив истинные длины волн и их фазы для t_1 , повторяем операцию для t_2, t_3 , уточняем λ_{ij} , а по изменению фаз получаем оценку T .

3. Интегрируя ST по x, y , получаем среднестатистическое или суммарное описание процесса: изменение во времени площади региона, занятой морем; изменение средней глинистости района во времени. Обычно такой фактический материал удобно отображать в виде графиков, на которых волновой характер процесса опознается многими исследователями. Но воспринимать в качестве гармоник расстояние между пиками нельзя. Для быстрого анализа мы поступаем следующим образом. Три волны обычно задают основной образ процесса, наблюдаемого исследователем на фактическом материале. Волны эти неискаженные и должны быть кратны e . Кроме того, поскольку ST -процесс имеет реальное начало, в интервале времен этого начала должна существовать точка (или небольшой интервал), где все волны в

одинаковых фазах или противофазах. Для двух волн, кратных e , через семь периодов низкочастотной волны интерференционная картина почти повторяется. Следовательно, задавшись произвольной точкой t_0 , можно построить график, отображающий картину интерференции волн. Причем на конечном интервале будут исчерпаны практически все возможные сочетания образов динамики объектов. Для трех волн фрагментом такого построения является график рис. 12, на котором изображена характерная смена в строении объектов. Положительная большая аномалия состоит или из одного основного и двух подчиненных пиков, или из трех возрастающих по интенсивности аномалий, либо из трех равноценных аномалий и т. д. При этом, если на данном интервале t аномалия устроена таким образом, то следующая примерно через T имеет строго определенное строение. Разделяющие их отрицательные аномалии тоже изменяют строение закономерно¹, осложненные либо одним положительным пиком в середине или двумя более слабыми по краям и т. д., причем все это происходит с изменением расстояния между осложняющими аномалиями в определенном сочетании со строением положительных аномалий. И. О. Ивановым, А. В. Киршиным и др. предложено несколько систем кодировки, описывающих последовательность изменения свойств пород в слоистых толщах. Например, песчаник — a , уголь — b , глина — c и т. д., тогда разрез представляется последовательностью $acbdbabdbaa\dots$. Описанные закономерные последовательности задаются e -кратным рядом волн, начиная с трех гармоник (классы делятся по амплитуде). Поэтому отдельные участки синтетической кривой, типа изображенной на рис. 12, хорошо совпадают с фактическими наблюдениями. Метод предварительного «опознания» составляющих процесса заключается в следующем: сопоставлением с синтетической кривой выбирается наиболее похожий участок, аномалии (пики) на фактической кривой помечаются теми же номерами, что и на синтетической, например 1, 2, 3... Замеряется фактическая разность глубин или времен на природной зависимости между помеченными точками. Еще раз подчеркнем, что использовать эти расстояния между аномалиями как периоды волн нельзя. Для синтетической кривой взаимные расстояния между выбранными точками известны точно. Так, для кривой, изображенной на рис. 12, матрица взаимных расстояний между характерными точками синтетической кривой в единицах периода большой волны задана табл. 11.

Обозначим эти взаимные расстояния между точками ij символом x_{i-j} для изучаемой системы (в масштабе изучаемой системы) и y_{i-j} — для синтетической (в масштабе длины большой волны). Сопоставим их отношения: x_{4-7}/x_{1-9} с y_{4-7}/y_{1-9} ; x_{5-8}/x_{6-7} с y_{5-8}/y_{6-7} и т. д. в любых наборах. Если значения отношений для

¹ Конечно, наивно говорить о закономерности трех синусоид. Мы употребляем здесь этот термин так, как будто рассматривается некоторая реализация процесса с неизвестными нам свойствами.

Таблица 11

	От точки с номером				
	4	5	6	7	
До точки с номером	4	0	0,39	0,79	1,06
	5		0	0,40	0,67
	6			0	0,27
	7				0

x и y в каждой паре совпадают, значит, наблюдаемый процесс состоит из того же числа гармоник, с тем же соотношением периодов, с тем же начальным t_0 , что и синтетический. Восстановить параметры реального процесса по таблице взаимных расстояний тогда не представляет труда. Иногда такой подход позволяет сразу установить параметры ST , в большинстве же случаев существенно сокращает объем работ (число шагов итерации) при более строгих методах обработки. Таким способом удобно изучать как интегрированные характеристики, так и неполные записи процесса, разрезы с перерывами. В этом случае разрез разбивается (при сопоставлении с синтетической кривой) на последовательный набор интервалов, каждый из которых сопоставляется с некоторыми интервалами синтетической кривой. Если на синтетической кривой эти интервалы также располагаются последовательно, то остается предположить, что зоны между ними, отсутствующие в реальном разрезе, размыты.

Таким образом разыскиваются оценки ST -процесса по его различным реализациям — по изменению структурных форм; литологии фаций разрезов; динамики погружения; площадей трансгрессий и регрессий. Получив из каждого вида исследований непротиворечивые оценки T , λ , t_0 , можно установить: вскрыт ли реальный механизм геологического процесса или получена одна из множества более или менее удачных аппроксимаций его составляющих.

Полное количественное изучение волновых спектров геологических процессов в различных регионах требует привлечения к этой работе многих исследователей, сейчас же делаются лишь первые шаги. Однако результаты представляются нам столь обнадеживающими, что мы сочли необходимым уделить волновому седиментационно-тектоническому процессу главное внимание при разработке изложенной в работе теории нефтегазонакопления.

4.4. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Динамика трансгрессий и регрессий в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции детально описана Н. М. Страховым, С. П. Максимовым и многими другими исследователями. По данным этих исследователей построена фактическая кривая на рис. 16. Расчет параметров ST -процесса дал следующий набор гармоник, млн. лет: 73; 26,8; 9,9; 3,6 с амплитудами соответственно 5,2, 2, 1, с константами, определяющими единицы измерения (доля площади региона, %), $N=10$, $K=50$ и «началом» изучаемого процесса $t_0=430$ млн. лет. Кривая ST нанесена на том же графике. Оказалось, что отражены все основные черты развития региона, главные и подчиненные трансгрессии и регрессии, перемены, в значительной мере отображен и характер изменения строения разреза, возрастание в нем доли грубообломочных пород.

На рис. 17 показана (по материалам Ф. К. Салманова, И. И. Нестерова, М. Я. Рудкевича, Г. П. Мясниковой, Г. С. Ясевича и др.) динамика трансгрессий и регрессий в Западной Сибири. Гармоники (млн. лет) 73; 26,8; 9,9; 3,6 с амплитудами 5, 2, 2, 1 и нормировочными коэффициентами $N=10$, $K=50$ при $t_0=435$ млн. лет (или близкая картина при $t_0=220$ млн. лет) дают кривую зависимости $ST(t)$, изображенную на том же графике и хорошо совпадающую с фактической кривой.

То же уравнение ($T=73$ млн. лет) при $t_0=445$ млн. лет описывает изменение площади территорий, покрытых в течение юры морем (рис. 18). Кривая изменения литологии мезозойских отложений французских Альп в области Дофине приведена на рис. 19. Изображенное (не очень детальное) изменение строения разреза описывается поэтому всего двумя гармониками ST с периодами 74 и 27 млн. лет, с одинаковыми амплитудами (значения амплитуд изменились, поскольку описывается другой параметр — не площадь бассейна, а литология) и $t_0=438$ млн. лет.

Интересно, что во всех этих случаях не только процессы описываются близкими наборами гармоник, но и «начало зарождения» t_0 для различных частей евразийской литосферной плиты колеблется не сильно, оставаясь в пределах литура. Зародившись 400—450 млн. лет назад, этот процесс был в отдельных рассмотренных регионах прерван герцинским орогенезом и вновь возродился в перми — триасе почти с теми же параметрами, получив новую порцию энергии. В разных частях бассейна, плиты время начала прогибания и время зарождения седиментационно-тектонического процесса различны, поэтому t_0 зависит еще от размеров области интегрирования. Поэтому кривая трансгрессий и регрессий в юрское время, рассчитанная А. Хэллем для всего земного шара, смещена на 10 млн. лет по сравнению с аналогичной кривой для Западной Сибири. Среднее (или интегральное) значение обуславливают индивидуальные районы осадконакопления, одни из которых начали прогибаться раньше, другие позже, и развивающиеся

Рис. 16. График динамики седиментационно-тектонического процесса в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

1 — по материалам Н. М. Стрехова, С. П. Максимова и др.;
2 — волновая функция ($t_0 = 430$ млн. лет; $T = 73$ млн. лет; $A = 5; 2; 2; 1$)

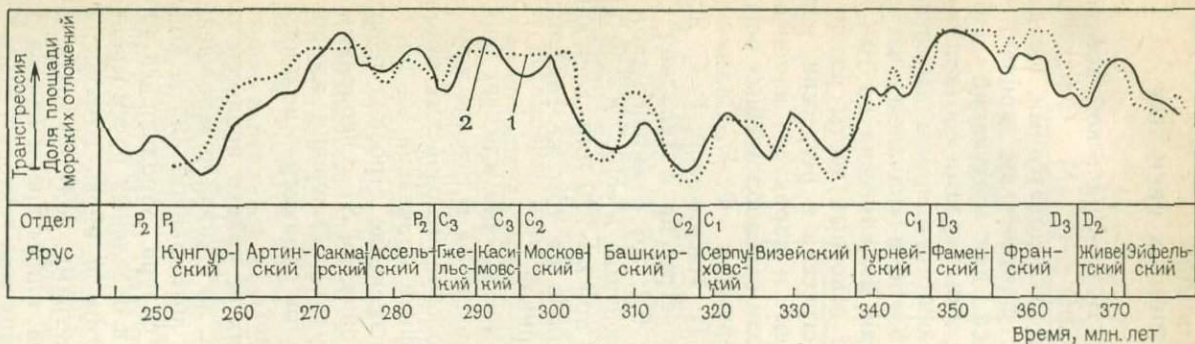
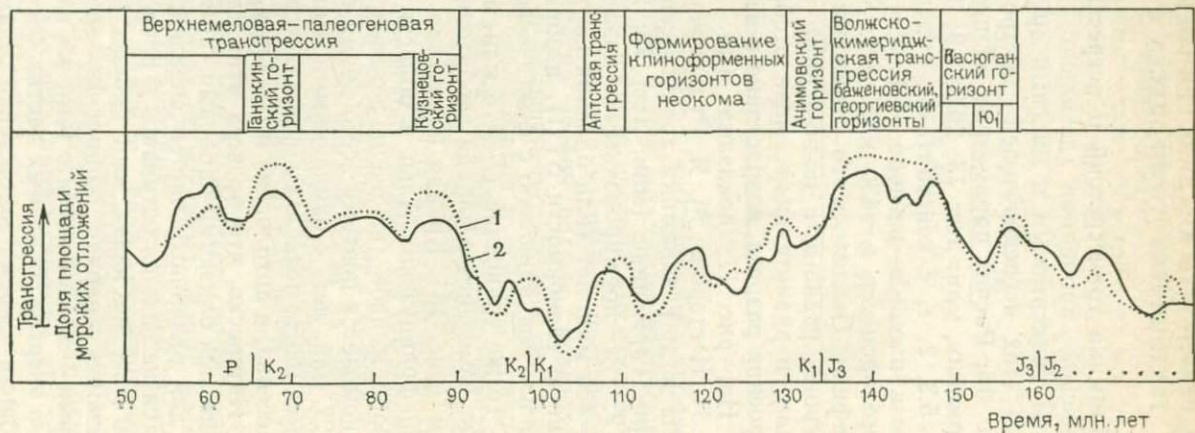


Рис. 17. График динамики седиментационно-тектонического процесса в Западной Сибири:

1 — изменение доли площади региона с морскими условиями осадконакопления;
2 — волновая функция ($t_0 = 435$ млн. лет; $T = 73$ млн. лет; $A = 5; 2; 2; 1$)



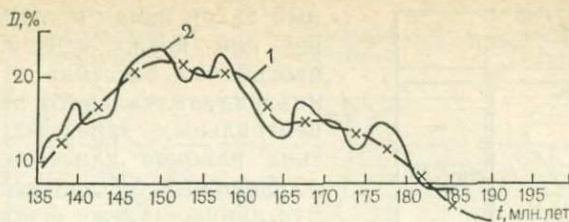


Рис. 18. Кривые изменения площади континентов, покрытых морем в течение юры:

1 — по данным А. Хэллема (1978 г.); 2 — по волновому уравнению, аналогичному изображенному на рис. 17 (с $T=73$ млн. лет, $t_0=445$ млн. лет)

с ними в противофазе области сноса также с неодинаковой динамикой во времени. Это еще одно следствие волнового процесса. В любом районе (безразлично какого иерархического уровня) всегда есть такая большая гармоника в ST , которая предопределяет его общее развитие как единого целого — преимущественное воздымание, преобладающее прогибание (размер района значительно меньше длины волны этой гармонике); есть более высокочастотная гармоника, по длине соизмеримая с выделенным районом, предопределяющая неравномерность развития его частей, вовлечение одних участков в более раннее прогибание по сравнению с другими, обуславливающая прохождение одних и тех же процессов в разных частях района со смещением во времени; наконец, существуют еще более высокочастотные гармоники, разделяющие район на участки, развивающиеся в фазах и противофазах, т. е. на участки в чем-то близкого строения на фоне общих региональных различий. Заметим, что осадочная линза Н. А. Головкинского, отражающая связь изменений свойств геологических тел по простиранию и по вертикали, является идеальной иллюстрацией волнового процесса; реальные процессы, естественно, сложнее и многообразнее. Соотношение частных и общих изменений рассмотрим более детально на материалах Западной Сибири (рис. 20).

История смены фаций для Западной Сибири в целом (среднестатистические фации и площади бассейнов) описывается, как уже отмечалось, формулой

$$D = ST_1 = 50 + \sum_{i=0}^3 A_i \cos \frac{2\pi e^i}{74} (t_0 - t), \quad (4.20)$$

где D — доля времени осадконакопления в морских условиях или доля площади района, занятая морем (см. рис. 20); при $A_0=25$; $A_1=10$; $A_2=10$; $A_3=5$; $t_0=220$ или 430 млн. лет.

Без свободного члена (50) это уравнение описывает отклонение от нулевой линии в сторону положительных и отрицательных значений. Чем больше величина положительного числа, тем разрез более морской, чем больше (по абсолютной величине) отрицательное число, тем разрез более континентальный. Каждый конкрет-

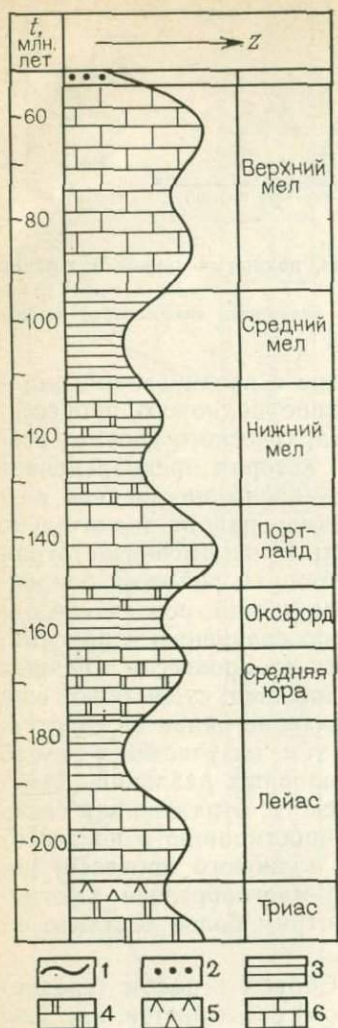


Рис. 19. Схема мезозойского седиментационно-тектонического процесса в зоне Дофине Французских Альп (литологическая колонка по Дебелмасу и Лемейне):

1 — кривая волновой функции $ST = \cos \frac{2\pi}{74}(t_0 - t) + \cos \frac{2\pi}{27.2}(t_0 - t) + 2$, $t_0 = 438$ млн. лет; 2 — конгломераты; 3 — глины; 4 — доломиты; 5 — гипсы; 6 — известняки

ный район начал прогибаться раньше или позже среднего времени прогибания бассейна в целом. Линия индивидуального развития для центральных, западных и арктических районов нанесена на линию обобщенного ST -процесса на рис. 20. Эта линия — та же основная гармоника с $T \approx 70 \div 80$ млн. лет, смещенная в t_0 в зависимости от времени индивидуального прогибания. Она заменила горизонтальную среднюю линию в обобщенной характеристике, сохранив то же свойство разделять два основных процесса осадконакопления, морской и континентальный.

Описание строения основных горизонтов приведем по А. Э. Конторовичу, И. И. Нестерову, Ф. К. Салманову и др. Разрез мезозоя начинается с шеркалинского горизонта (с которого в большинстве районов начинается и осадконакопление). Породы этого горизонта (геттангский, синемюрский и плинсбахский века) накапливались в условиях всхолмленной денудационной, всхолмленной денудационно-аккумулятивной, низменной денудационно-аккумулятивной, низменной аккумулятивной, прибрежной равнин и мелководного опресненного моря.

Всхолмленная денудационная равнина охватывала южную и юго-западную части низменности. Эта территория служила в основном областью сноса. Здесь лишь в отдельных изолированных впадинах шло накопление грубообломочного материала, торфяников, лигнитов. В геттангском и частично синемюрском веках всхолмленная денудационная равнина занимала более обширную территорию и распространялась на Приуралье и юго-восточную часть Западно-Сибирской плиты.

Всхолмленная денудационно-аккумуляционная равнина в шеркалинское время занимала наиболее обширную террито-

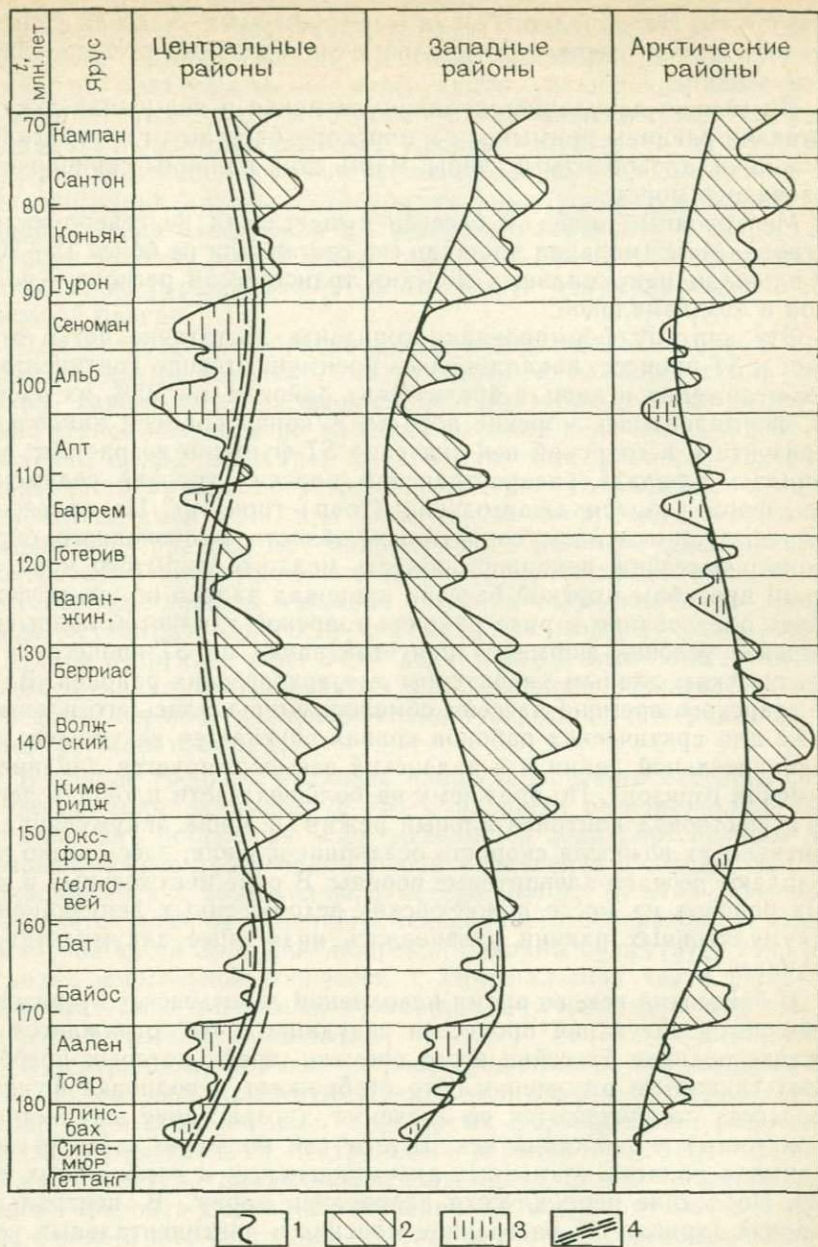


Рис. 20. Схема седиментационно-тектонического процесса в различных частях Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна:

1 — график динамики ST-процесса в целом для бассейна ($T=74$ млн. лет; $A=5$; 2; 2; 1);
 2 — морской режим седиментации; 3 — континентальное осадконакопление; 4 — гармоника с $T=74$ млн. лет, сдвинутая согласно началу прогибания данной части бассейна; ее пересечение с кривой ST задает режим седиментации района; в центральном районе штриховыми линиями обозначена область фациальных переходов от морских к континентальным отложениям

рию плиты. На этой территории в погружаемых участках рельефа накапливались озерно-аллювиальные и болотные песчано-глинистые осадки.

Низменная денудационно-аккумулятивная и низменная аккумулятивная равнины примыкали к морскому бассейну, где отлагались песчаники, алевролиты и глины. Часть этой равнины периодически заливалась морем.

Мелководный морской бассейн существовал на северо-востоке региона. Максимальная площадь его составляла не более 15—20 % от площади максимальных морских трансгрессий региона — волжской и позднемеловой.

Эту картину формирования горизонта достаточно четко отражает и *ST*-процесс: накапливались преимущественно континентальные отложения и лишь в арктических районах, на 50 % их площади, формировались морские породы. К концу времени накопления горизонта и в тоарский век значение *ST*-функции возрастает: увеличилась площадь распространения морских условий седиментации, формировался джангодский (тоар) горизонт. По сравнению с предыдущим этапом сократились области мелководного опресненного бассейна, появилась область мелкого открытого моря. По узким прогибам морской бассейн проникал далеко на юг, обуславливая образование в ряде районов тоарской глинистой покрывки. Морские условия формирования этой пачки по *ST*-процессу и по фактическим данным характерны для арктических районов. В конце тоарского времени бассейн обмелел, уменьшилась его площадь; даже для арктических районов кривая опускается на уровень разграничительной линии и в ааленский век формируется лайдинсковымский горизонт. По-прежнему на большей части площади региона существовал континентальный режим, в зонах аккумуляции на континентах возросла скорость осадконакопления, здесь резко преобладают песчано-алевритовые породы. В ряде центральных и южных районов на месте нижнеюрских всхолмленных денудационно-аккумулятивных равнин развивались низменные аккумулятивные равнины.

В байосский век, во время накопления леонтьевского горизонта, отмечается затухание процессов денудации, что отражается на составе осадков бассейна этого времени, среди которых преобладают глинистые отложения. Это отображает и волновая функция процесса: увеличиваются ее значения (возрастание глинистости, пористости) в байосский век. В этот век большую часть региона занимала область низменных аккумулятивных и прибрежных равнин. Последние периодически заливались морем. В центральных районах (кривая *ST* на границе морских и континентальных условий седиментации) были широко развиты крупные озера с застойным режимом, в которых накапливались преимущественно глинистые, часто битуминозные осадки. На севере Западно-Сибирской равнины существовал мелководный морской бассейн с соленостью, близкой к нормальной (значение *ST*-функции выше разграничительной линии). Этот бассейн занимал территорию Усть-Енисей-

ской мегавпадины, части полуостровов Гыданский и Ямал. В малышевское время (батский, частично келловейский века) вновь усилились процессы эрозии и денудации, увеличилась роль песчано-алевритовых пород в составе накапливающихся отложений: седиментационно-тектонический процесс достаточно чутко реагирует на эти изменения относительным уменьшением значения функции, фиксируя наиболее континентальные условия в начале и в конце времени накопления малышевского горизонта и возрастанием роли морских пород в середине этого времени. В этот период существенно расширилась роль низменной аккумулятивной и прибрежной равнин.

Для келловей-оксфордского времени кривая *ST*-процесса представлена двумя контрастными элементами: «келловейская» часть кривой характеризуется возрастанием значения функции и отображает резкое возрастание площади морской седиментации, что характерно и для всех трех рассматриваемых районов; «оксфордская» часть кривой показывает некоторое сокращение площади морской седиментации, при этом максимум функции оказывается больше всех предыдущих максимумов, а минимум фиксируется на фоне общего увеличения площади морской седиментации, т. е. в этот период площадь морского бассейна сократилась, но продолжала оставаться большей, чем площадь морской седиментации в ранней и средней юре. Этим двум контрастным элементам волновой функции соответствуют два горизонта: нижневасюганский (средний, верхний келловей, нижний оксфорд) и верхневасюганский (верхний оксфорд).

В начале среднего келловей площадь морского бассейна резко возросла, море занимало 70—80 % площади региона. Вдоль северо-западного побережья моря выделяется зона опресненного мелководья, южнее протягивается зона мелководья с соленостью, приближающейся к нормальной, к северо-востоку от этой зоны вновь выделяется зона опресненного мелководного побережья. В северо-восточной части Западно-Сибирской равнины существует зона мелководья нормальной солености, в Приуральской части региона — островная зона с резкими колебаниями глубин моря (кривая *ST* на уровне границы раздела).

В центральных районах региона существовал мелководный бассейн нормальной солености. Начавшееся в раннем оксфорде обмеление моря продолжалось и во время формирования ранневасюганского горизонта. В центральных районах это привело к изменению характера накапливающихся пород, глины нижневасюганского горизонта сменились песчаниками и алевритами, а в более восточных и юго-восточных районах в составе горизонта возросла роль углистых прослоев.

В кимериджский и волжский века произошла новая мощная трансгрессия моря, морской режим установился на большей части региона. Произошло затухание контрастности тектонических движений, на огромных пространствах установился инертный тектонический режим. Два максимальных по значению функции *ST* пика

на кривой соответствуют двум горизонтам, сформировавшимся в это время: георгиевскому (кимеридж) и баженовскому (волжский век). Георгиевский горизонт формировался в громадной области некомпенсированного осадконакопления.

В северной части Березовского района существовала зона мелкого моря нормальной солености, в южной его части и в Шаимском районе — относительно глубокая часть шельфа. Отрицательный минимум, который дает кривая ST в конце кимериджа, показывает на обмеление моря и сокращение его площади, в среднем для западных районов этот процесс не заходил далеко. Однако в отдельных частях Березовского района в этот период отложения были выведены на поверхность и размыты, в этот же период некоторые участки Шаимского мегавала поднялись над поверхностью моря, что обусловило размыв некоторых пластов вогулкинской толщи.

В центральных и арктических районах Западной Сибири в это время существовал сравнительно глубоководный морской режим.

Закончился юрский период одной из наиболее обширных трансгрессий, накапливались на огромных территориях тонкоотмученные глинистые, кремнисто-карбонатно-глинистые породы с повышенным (до 15 %) содержанием $ОВ$. Скорость седиментации при формировании георгиевского и баженовского горизонтов была минимальной.

В юрский период сформировались различного иерархического уровня покрывки (зональные, локальные, региональные) и пронизываемые толщи. Их формирование и уровень (площадь распространения) четко фиксируются волновой функцией: покрывкам различной значимости соответствуют положительные пики различной интенсивности, пронизываемым пластам — отрицательные аномалии. Во время формирования шеркалинского горизонта образовался продуктивный пласт $Ю_{10}$. Отрицательный пик кривой ST на границе келловоя и бата соответствует формированию пласта $Ю_2$, оксфордский минимум отвечает пласту $Ю_1$, верхнекимериджский — П.

В меловом периоде выделяется 14 основных этапов смены палеогеографических обстановок, тектонических режимов, эволюции животного и растительного мира. Каждому из этих этапов отвечает формирование определенных горизонтов.

Начало мелового периода характеризуется активизацией тектонического режима, увеличением площади бассейна в раннем валанжине и затем пульсирующим сокращением ее вплоть до конца раннего мела. При формировании пород ачимовской фации (валанжин — готерив) резко возросла дифференцированность территории, активизировались течения, тектонические процессы. За счет этого даже в зонах относительно глубокого моря в центральных районах на отдельных площадях отмечались размыты накопившихся ранее пород. Накопление песчано-алевритовых отложений происходило дифференцированно в субмеридиональных, нешироких зонах.

В Березовском районе существовал сравнительно глубоководный бассейн с многочисленными островами, на которых накапливались известковистые песчаники, а на погружениях — тонкоотмученные глинистые битуминозные отложения, такие же отложения формировались в пределах погружающейся восточной части Шаимского района.

В начале валанжинского века расширение и углубление морского бассейна привели к формированию глинистой толщи, отделяющей сложно построенные пласты от вышележащих, более выдержанных пластов. Затем наступил один из важнейших этапов формирования продуктивных пластов региона, когда волновые, пульсирующие трансгрессии и регрессии на фоне общего сокращения площади морского бассейна обусловили формирование крупных клиноформ. В западных районах, во Фроловской области, в это время существовал устойчивый морской режим, накапливались глинистые отложения. В центральных районах наблюдалась довольно частая смена морских и прибрежно-морских условий, условий аккумулятивных равнин, с убыванием доли морских отложений вверх по разрезу и некоторым преобладанием в разрезе в целом морских отложений. В арктических районах преимущественно отлагались континентальные осадки. Это отображают относительные превышения *ST*-функции над «среднерайонными» кривыми основной гармоникой.

Черкашинский горизонт (верхи готеривского, барремский ярус) формировался в условиях дальнейшей регрессии моря, которое сохранилось на западе. Обширные центральные пространства региона были заняты прибрежными равнинами, периодически заливавшимися морем.

В аптское время фиксируется достаточно мощный пик трансгрессии (см. рис. 20), хорошо коррелируемый с мощными аптскими трансгрессиями в других регионах мира, но в Западной Сибири он наложился на региональную регрессию морского бассейна, что несколько уменьшило его интенсивность. В это время формировались нижнеалымский (низы аптского яруса) и кошайский (верхи нижнего апта) горизонты. Увеличивающаяся территория морской седиментации захватила (распространяясь из западных районов) значительную часть центральных районов, где сформировалась региональная аптская покрывка, перекрывающая неокомский нефтегазовый комплекс.

В период накопления пород викуловского горизонта (верхний апт, нижний альб) произошло резкое обмеление морского бассейна, сократилась его площадь, усилилась тектоническая деятельность в областях сноса, что привело к накоплению на большей части равнины грубообломочного песчаного материала. Морской водоем викуловского времени занимал территорию западных районов, протягивался на юг до Тюмени и Петропавловска. Это отображают и диаграммы на рис. 20: континентальные режимы седиментации в центральных и арктических районах, мелководно-морские — в западных.

В средне-раннеальбское время морской бассейн располагался в западных районах региона, вдоль Урала, и в арктических районах, обуславливая формирование здесь хантымансийской преимущественно глинистой (альбской) покрывки (см. превышение в этих районах кривой *ST*-процесса кривых индивидуального погружения). В центральных районах накапливались преимущественно континентальные толщи. В это время формировались нижнехантымансийский и верхнехантымансийский горизонты.

В уватское время (сеноман) на большей части региона существовали континентальные условия с максимальной, как и в раннеальбское время, скоростью седиментации в пределах низменной равнины. Морской бассейн сохранился на ограниченной территории западных районов. В раннеальбский и сеноманский этапы осадконакопления сформировались важнейшие для региона газогенерирующие и газосодержащие толщи, обогащенные углестым *ОВ*.

Кузнецовский горизонт (большая часть турона) сформировался в эпоху одной из крупнейших трансгрессий моря (наиболее крутая, воздымающаяся часть кривой *ST*). Морской режим установился практически на всей рассматриваемой территории. Началось формирование крупнейшей в регионе верхней мел-палеогеновой покрывки.

В конце туронского и в коньяк-сантонское время сформировался ипатовский горизонт. Морской бассейн занимал большую часть региона, иногда превосходящую площадь туронского бассейна, иногда несколько уступающую ей. Наиболее глубокая часть бассейна располагалась на западе региона, мелководная — на востоке, северо-востоке и севере.

Завершился меловой период образованием двух горизонтов — славгородского (кампан) и ганькинского (верхи кампана — дат) — в обширном морском бассейне. К концу мела на востоке и северо-востоке начала существенно возрастать площадь суши.

Все основные черты мелового этапа формирования осадочного чехла как для провинции в целом, так и для отдельных районов четко описываются найденным уравнением седиментационно-тектонического процесса, которое отображает изменения площади морских бассейнов, литологии сформировавшихся пород, скоростей осадконакопления, распределение основных покрывок и пронизываемых толщ.

Сопоставление графика, описывающего изменение площади разновозрастных покрывок [24], с кривой *ST* показало их хорошую сходимость.

4.5. УРАВНЕНИЯ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ЛИТОЛОГИЮ РАЗРЕЗА В МАСШТАБЕ ГЛУБИН

При описании литологии одна из сложностей заключена в ограниченности набора используемых обычно названий пород. Глина может быть все более и более тонкодисперсной, и в соответствии с этим кривая *ST* должна возрастать, однако, вводя, начиная с не-

которой дисперсности, понятие «глина», мы распространяем его и на все более тонкодисперсные разности.

Этой ситуации отвечает такая модификация функции ST , когда низкочастотная составляющая модулирует амплитуды высокочастотных гармоник:

$$ST_2 = \left[1 - \cos \frac{2\pi}{T} (t_0 - t) \right] \sum_{i=1}^{n-1} \cos \frac{2\pi e^i}{T} (t_0 - t) + n \cos \frac{2\pi}{T} (t_0 - t). \quad (4.21)$$

Кривые $ST_2(t)$ приведены на рис. 21 для $t_0 = 197$ млн. лет, $T = 60$ млн. лет и для $t_0 = 220$ млн. лет, $T = 73,4$ млн. лет.

Такая форма оказалась весьма удобной для представления ряда геологических параметров, поскольку еще более упрощает (уже-сточает) задачу, не требуя подбора значений амплитуд. Удобна она и для описания глинистости разреза, изменяющейся по шкале времен. Для перехода на шкалу глубин необходимо произвести определенные операции над ST_1 , ST_2 и ST_3 ; последняя отражает скорость осадконакопления. Учтем, что с возрастанием ST_2 функция ST_3 убывает (растет глинистость, падает скорость седиментации).

Изменение глинистости (%) отложений Западной Сибири описывается такой же формулой, что и (4.20), но с другими значениями амплитуд: $A_0 = 20$; $A_1 = 8$; $A_2 = 8$; $A_3 = 4$. Переход к описанию скорости осадконакопления требует соглашения о минимальных временных интервалах, для которых определяется эта скорость. Хорошо известен парадокс уменьшения скорости осадконакопления при увеличении временных интервалов. Рассматривая процесс на микроуровне (поступление зерен на площадь, соизмеримую с зерном), убеждаемся в его дискретности. Некоторые, пусть малые, отрезки времени частички не поступают ($v = 0$), затем поступают 1, 2, 4 и т. п. частички за малый интервал времени ($v > 0$), затем за Δt одна частичка сносится ($v < 0$) и т. д. Можно считать процесс непрерывным, если выбрать такой интервал времени, за который с вероятностью, близкой к единице, количество материала возрастает. Для крупного седиментационного бассейна в целом это выполняется для достаточно малых времен. Поскольку перерыв в одном месте сопровождается осадконакоплением в другом, масса пород в бассейне в целом достаточно стабильно возрастает. Чем меньше район, тем большее число раз (при одинаковой динамике седиментации) за данный временной интервал скорость v примет нулевые или отрицательные значения. Детально этот вопрос рассмотрел С. И. Романовский [37]. Мы же лишь подчеркнем, что скорость седиментации в отличие, например, от скорости перемещения тел в механике есть величина вероятностная, пропорциональная математическому ожиданию m случайного процесса, которое определено для интервала времени от t_1 до t_2 и реализацию которого за малый отрезок времени Δt можно свести к трем исходным: $+1$; 0 ; -1 .

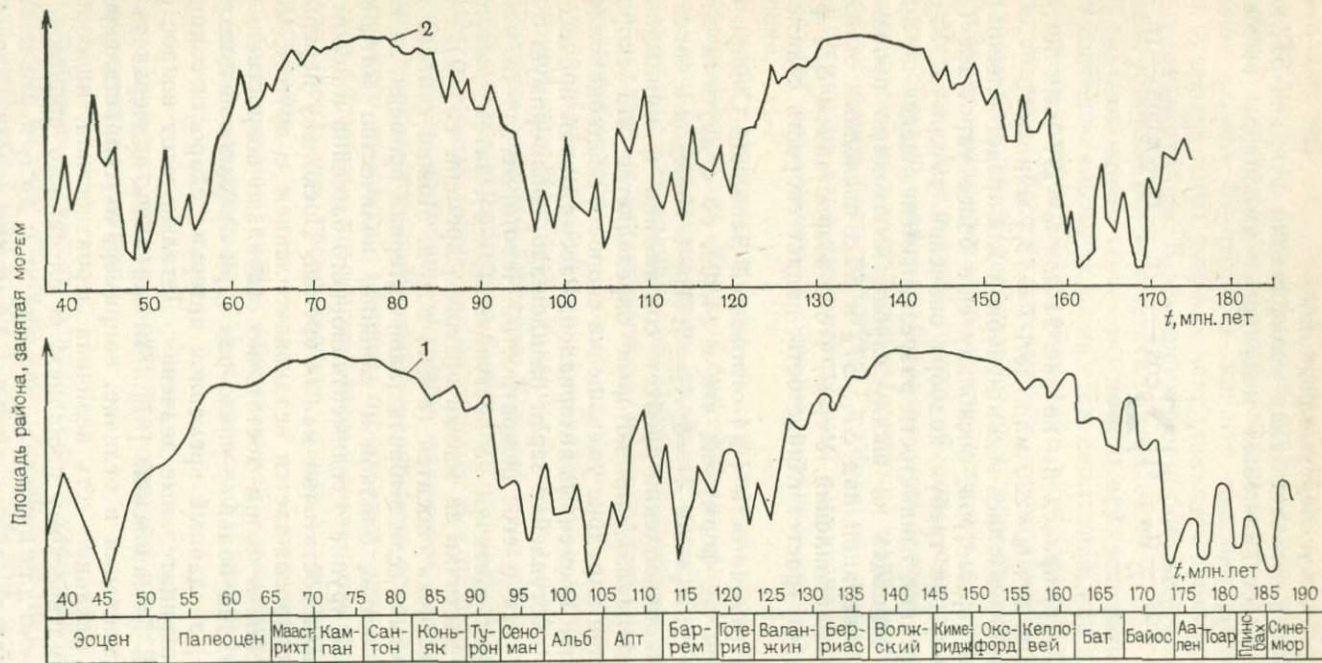


Рис. 21. График волновых уравнений, амплитудно-модулированных, описывающих седиментационно-тектонические процессы в мезозое:

1 и 2 — прогибание началось соответственно в раннем триасе ($t_0=220$ млн. лет, $T=73,4$ млн. лет) и в конце триаса ($t_0=197$ млн. лет, $T=60$ млн. лет)

Условимся выбрать для описания бассейна в целом временные интервалы (2 млн. лет в Западной Сибири), на которых за период от начала седиментации до конца мела m не обращается в нуль и не принимает отрицательных значений, тогда

$$V(t) = ST_3(t) = 20 - \sum_{i=0}^3 A_i \cos \frac{2\pi e^i}{T} (t_0 - t), \quad A_0 = 10; \quad A_1 = 4; \\ A_2 = 4; \quad A_3 = 2. \quad (4.22)$$

При этом временами наиболее вероятных размывов являются: точки пересечения линии ST со средней линией; точки максимумов ST_3 (смыв перекомпенсации); точки минимума ST_3 (отсутствие осадков). Глинистость отложений на глубине H_1 можно определить, найдя сначала t_1 , которое соответствует H_1 из уравнения

$$H_1 = \int_0^{t_1} ST_3(t) dt, \quad (4.23)$$

и затем подставив t_1 в формулу для глинистости ST_2 . Путь достаточно трудоемкий. Более эффективной оказалась непосредственная обработка данных изменения глинистости в интервалах разреза, на которых не ожидается размыва. Используя в качестве основы каротажные диаграммы, необходимо произвести их фильтрацию с тем, чтобы обрабатываемые кривые не содержали более высокочастотных гармоник, чем применяемый спектр $ST(H)$.

Из уравнения (4.23) следует, что длины волн не могут оставаться постоянными по H , если они неизменны по t , даже и без наличия размывов, поэтому обработке может подвергаться сравнительно небольшая часть разреза, меньшая $T_0 \bar{v}$. Из сопоставления для Северо-Тамбейской площади расчетной кривой $ST(h)$ с длинами волн, кратными и равными 924, 340, 125 и 46 м, и амплитудами соответственно 2; 7; 5; 4 [нулевая глубина начала отсчета соответствует границе юры и мела (3500 м)] и реальной, отфильтрованной 10-метровым скользящим окном кривой глинистости по скважине видим, что кривая $ST(h)$ отражает все реальные изменения глинистости в разрезе. Этот подход оказался удобным для корреляции разрезов в преимущественно континентальных толщах. Построив обобщенную кривую $ST(h)$ для площади и пронумеровав основные пачки, будем реальные кривые глинистости α СП сравнивать не друг с другом, а с кривой $ST(h)$, перенося на них цифровые индексы пачек. Такой подход позволяет выявить размывые интервалы разреза, т. е. те части теоретической кривой, которые отсутствуют на фактической диаграмме, при хорошей сопоставимости нижележащей и вышележащей частей кривой ST с фактической кривой.

Следует обратить внимание на интересный факт. Если на кривых $ST(t)$ амплитуды изменялись «закономерно», то для $ST(h)$ Северо-Тамбейской площади они равны 2, 7, 5, 4, т. е. предпочтительными оказались гармоники в середине ряда. В другом районе

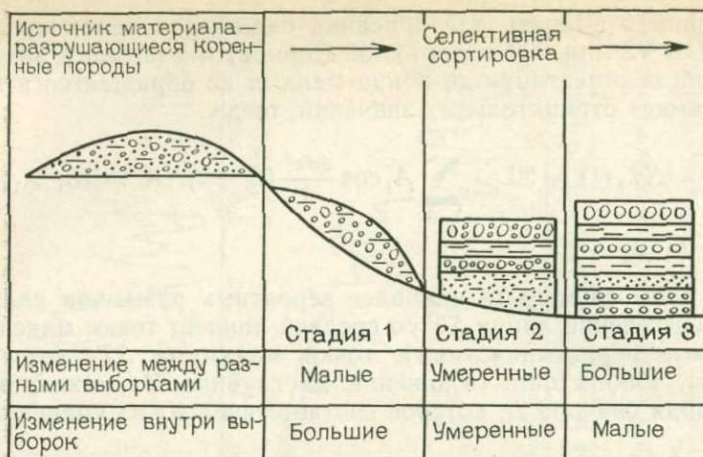


Рис. 22. Схема процесса седиментации и принципы опробования осадочных пород (по Дж. Гриффитсу)

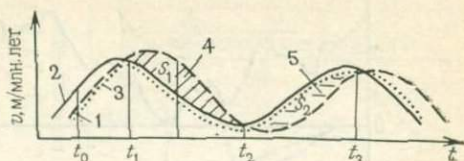
оказывается другое распределение амплитуд. Причины этого демонстрирует схема Дж. Гриффитса на рис. 22. Вблизи источника сноса породы слабо дифференцированы, изменчивость внутри слоя выше, чем между слоями. По мере удаления от источника слоистость выражена лучше, изменчивость свойств между слоями становится больше, чем внутри слоя, все более значимыми для описания наблюдаемых параметров становятся высокочастотные гармоники. По соотношению амплитуд гармоник можно судить о степени выраженности слоистости разреза.

4.6. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ПОГРУЖЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ

Скорость прогибания бассейна, скорость седиментации и скорость привноса осадочного материала находятся в весьма сложных соотношениях. На рис. 23 изображен случай, когда оба эти процесса равны по амплитуде, но смещены по фазе (по t_0). Если в момент t_0 поверхность осадков находится на уровне базиса эрозии, то скорость осадконакопления будет равна скорости прогибания, а поскольку скорость поступления материала выше, он будет проноситься в другой район. Этот период $t_0 - t_1$ отвечает компенсированному осадками прогибанию. В период $t_1 - t_2$ скорость прогибания превышает скорость поступления осадков, происходит некомпенсированное прогибание. Площадь S_1 численно равна глубине некомпенсированного прогибания, глубине поверхности осадков от уровня моря, если последний за это время не изменился. За время $t_2 - t_3$ скорости прогибания и привноса осадков возрастают, но осадконакопление происходит все еще значительно ниже базиса эрозии. Осадки как бы компенсируют образовавшуюся ранее избыточную глубину бассейна (компенсационная седиментация), и только к

Рис. 23. Схема соотношения скоростей прогибания и интенсивности поступления осадочного материала.

Кривые скорости, м/млн. лет: 1 — прогибания, 2 — привноса в осадочный бассейн (на анализируемый участок единичной площади) осадков, 3 — накопления осадков; 4 — некомпенсированное прогибание от t_1 до t_2 , S_1 численно равно возрастанию глубины бассейна седиментации; 5 — компенсационная седиментация к моменту t_3 , когда $S_1 = S_2$, бассейн заравнивается осадками и завершается некомпенсированное прогибание



моменту t_3 (когда S_1 станет равной S_2) осадки компенсируют набранный за $t_1 - t_2$ избыток глубины бассейна.

Из рассмотренного примера следует, что если в качестве объекта анализа взят крупный район или осадочно-породный бассейн в целом, а в качестве глубины границы — расстояние ее от современной поверхности отложений (но не от уровня моря), то в таком крупном объекте мощность накопившихся отложений контролируется функцией ST_3 и последующим уплотнением пород. Функция уплотнения глин изучена И. И. Нестеровым [26].

С. И. Романовский [37] получил уравнение для уплотнения любых разностей пород с начальной пористостью m_0 и динамическим коэффициентом уплотнения α . Это уравнение хорошо согласуется с уравнением И. И. Нестерова при выполнении расчетов для глинистых пород. Если h — мощность уплотнившегося на глубине H слоя, h^* — его первоначальная мощность, то

$$h = \frac{h^* [1 + m_0 \exp(-\alpha H)]}{1 + m_0} \quad (4.24)$$

Тогда

$$\frac{dh^*}{dt} = ST_3, \quad (4.25)$$

$$\frac{dH}{dt} = ST_3 \left[\frac{1 + m_0 \exp(-\alpha H)}{1 + m_0} \right]. \quad (4.26)$$

Последовательно интегрируя уравнение от t_1 до t_2 , от t_1 до t_3 , от t_1 до t_4 , получаем глубину H границы, сформировавшейся в момент времени t_1 на моменты времени t_2 , t_3 , t_4 и т. д. [уравнение (4.26) решается численными методами].

Построив соответствующий график изменения H от t , получаем изображение динамики погружения границы, сформировавшейся в момент времени t_1 (рис. 24).

Если уплотнением пренебречь, то построив такой же график, откладывая по одной оси время, а по другой — современную (уплотненную) мощность отложений, накопившихся над границей возраста t_1 к данному времени t , получим график кажущейся динамики погружения. Такие графики строили многие исследователи (А. Зайлахер, Д. Майншнер и др.). Они представляют собой серию

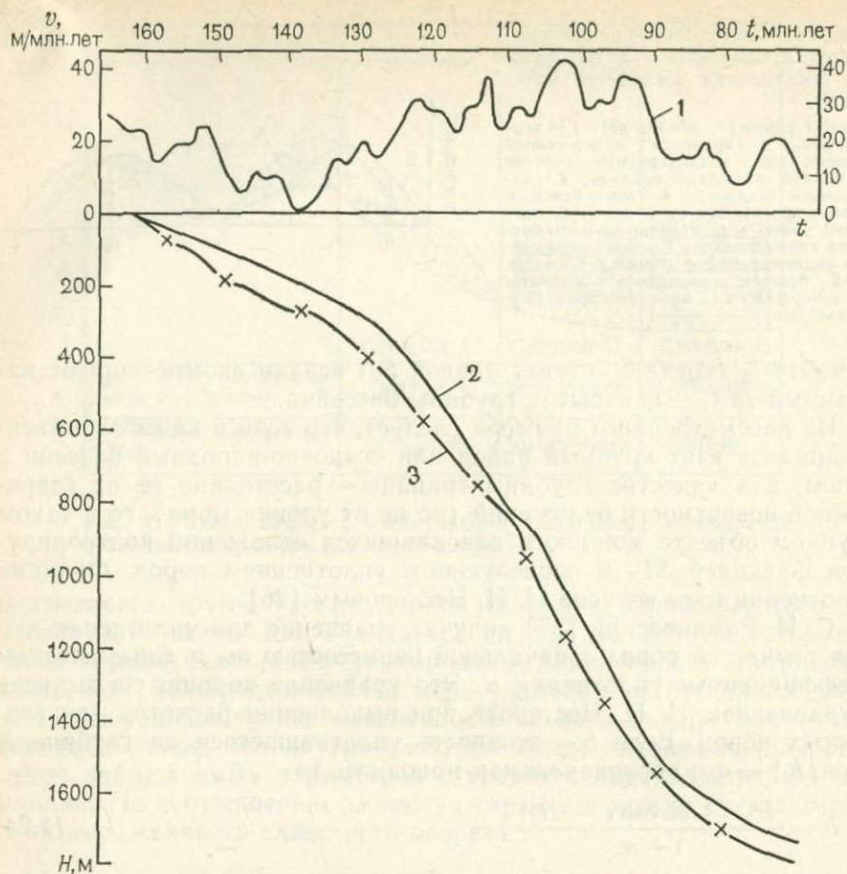


Рис. 24. График динамики накопления отложений, описываемой ST -процессом: 1 — волновая функция (ST), аналогичная приведенным на рис. 17, 20; 2 — динамика накопления осадков равная $\int ST dt$; 3 — фактическая кривая изменения мощности отложений по скв. 2 Мегийонской площади

ломаных линий (каждая для определенной границы). Их часто называют осциллограммами. Мы показали [50], что имея подобный график для одной нижней границы с возрастом формирования t_1 , получим остальные простым перенесением начала координат в точку t_i ; $H(t_i)$ для осциллограммы границы с возрастом формирования t_i .

Сопоставление теоретического графика (интеграла ST_3 с учетом уплотнения) и графика кажущейся динамики погружения приведено на рис. 24, где показана и интегрируемая часть ST_3 .

Для t_0 , равного началу осадконакопления, и t_k , равного современному состоянию разреза, обе кривые сходятся.

Из сопоставления следует, что многие важные параметры, связанные не с абсолютной глубиной, а с характером ее изменения, например динамика возрастания и убывания скорости процесса,

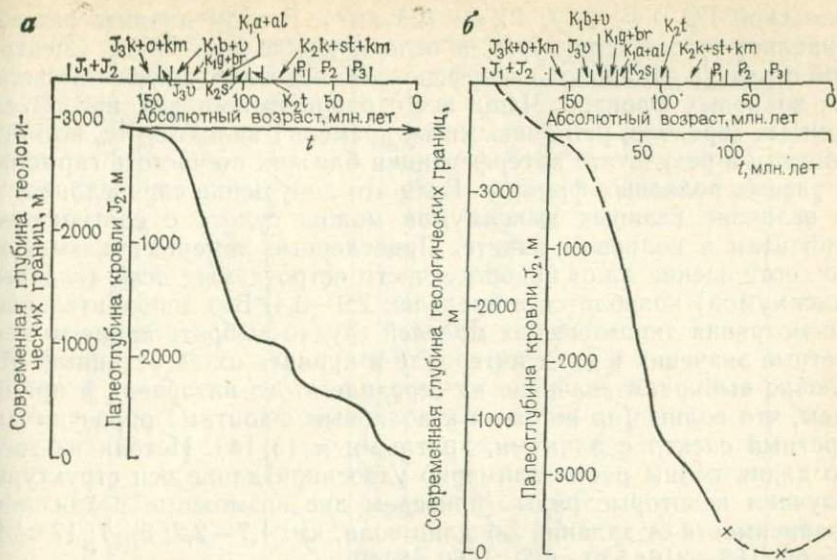


Рис. 25. Графики динамики погружения отложений:
 а — Вать-Еганская площадь, скв. 4; б — Утренняя площадь, скв. 251

могут быть сняты с кривых кажущейся динамики погружения. Такие графики приведены на рис. 25. Их анализ позволил выявить для Западной Сибири скоростную гармонику с периодом 75—80 млн. лет, что хорошо согласуется с динамикой описанных выше процессов. Н. И. Змановский, анализируя аналогичным образом кажущуюся динамику погружения в ряде точек Тимано-Печорской провинции, показал, что две гармоники с периодами, кратными е, несут основную информацию о динамике процесса погружения.

4.7. УРАВНЕНИЯ ВОЛНОВОГО ПРОЦЕССА В ПЛАНЕ

Изучение распределения осей структур позволяет ответить прежде всего на вопрос о дискретности или непрерывности волнового поля Земли. Спектр размеров осей оказался существенно дискретным, с интенсивными провалами частот встречаемости на 30—40 и 85—95 км и главными максимумами на 57, 16—19 км [50]. Детальное рассмотрение изменения спектра осей структур по нефтегазоносным областям провел Н. И. Змановский совместно с авторами. Оказалось, что от области к области интервалы размеров, на которые падает большая часть наблюдений, закономерно смещаются, но пропорции средних значений этих интервалов выдерживаются: в Ямальской и Надым-Пурской НГО середины 3-километровых интервалов с наибольшей частотой встречаемости структур — 7 и 22 км; в Среднеобской НГО — 6 и 19 км, а с применением теории геологоразведочного фильтра выделяется еще один максимум в интервале 1,5—2,5 км; во Фроловской НГО — 2, 6 и 18 км; в При-

уральской ГО — 1—2, 7, 13 км (23 км?). В этом анализе рассматривались только структуры, не осложняющие друг друга. Спектры осей структур отражают интерференцию волновых пакетов нескольких волновых фронтов. Чаще всего различимыми для нас объектами (и, вероятно, устойчивыми во времени) являются те, которые возникли в результате интерференции близких по частоте гармоник из разных волновых фронтов. Если это допущение справедливо, то по величине главных максимумов можно судить о соотношении длин волн в волновом пакете. Приведенные замеры показывают, что соотношение длин наиболее часто встречаемых осей (главных максимумов) колеблется в пределах 2,9—3,4. Без дополнительного рассмотрения динамических моделей трудно выбрать какие-то конкретные значения в этом интервале и принять их за истинные. Мы условно выбираем значение на середине этого интервала и принимаем, что волны (по нормали к волновым фронтам) образуют дискретный спектр с длинами, кратными λ (3, 14). Исходя из того, что длина волны равна примерно удвоенной длине оси структуры, получаем некоторые ряды (приведем две возможные реализации в зависимости от задания λ_0) длин волн, км: 1,7—2,2; 5—7; 17—21; 54—69; 168—216; 530—680; 1660—2140.

Сопоставляя этот ряд с фактически наблюдаемыми длинами волн при гармоническом анализе профилей видим, что гармоника 54 км является основной компонентой структурного плана Волго-Уральской провинции, в Западно-Сибирской выделены гармоники 50—80, 130—270, 600 км, спрямленные участки русел крупных рек аппроксимируются гексагональной сетью с расстоянием между образующими 530 км и средним квадратичным отклонением ± 50 км [50]. Ю. А. Мещеряков отмечает в рельефе платформ волнообразные деформации шириной 500—600 км. В общем отмечается определенное совпадение принятого λ -кратного спектра с материалами наблюдений, хотя при гармоническом анализе профилей выделены и гармоники с другими длинами волн — 1000 и 108 км. Возможно, это результат недостаточного правильного расчета нормалей волновых фронтов. Пока этот вопрос не разрешен, мы можем лишь утверждать, что среди структурных волн встречаются довольно широкие наборы, однако с длинами, кратными λ , волны преобладают. Тогда для идеального бассейна запишем уравнение седиментационно-тектонического процесса в следующем виде:

$$ST(t,r) = K + \sum_{l=0}^{n-1} N_l A_l \cos \left(\frac{2\pi e^l}{T_0} t + \frac{2\pi e^{l+1}}{\lambda_0} r + \varphi \right). \quad (4.27)$$

4.8. ВЛИЯНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Мы бы поступили неверно с методических позиций, сведя все процессы нефтегазонакопления к седиментационно-тектоническому процессу. В гл. 2 рассматривается неправомочность подходов, сводя-

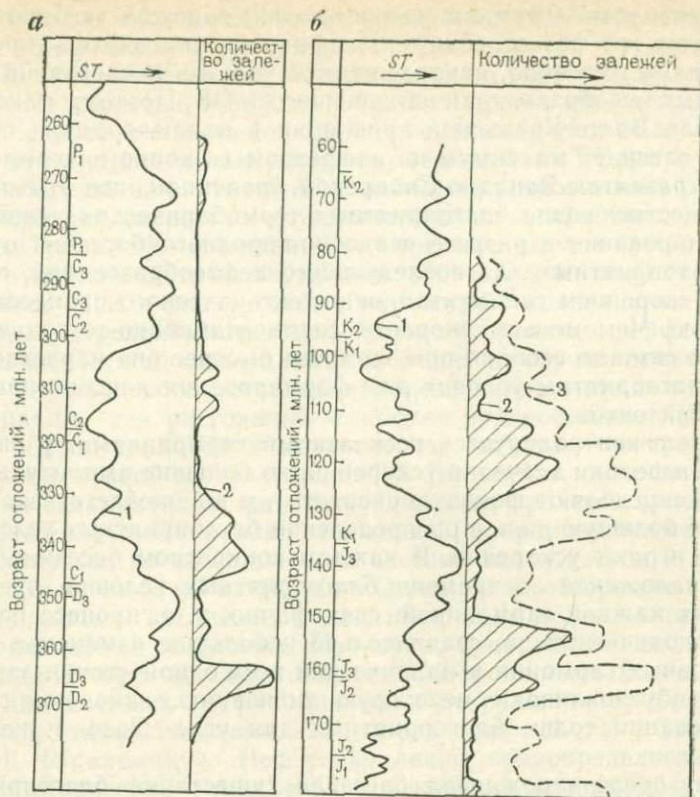


Рис. 26. Графики динамики седиментационно-тектонического процесса и распределения залежей в Волго-Уральской (а) и Западно-Сибирской (б) НГП. Кривые: 1 — интенсивности ST -процесса (доля регионов, занятая морем), 2 и 3 — количества залежей соответственно фактически открытых и предполагаемых

щих процессы только к функциям от пространственно-временных координат. Ряд параметров целесообразно определять на основании прямых замеров, а не через волновую функцию. Например, толщину слоев можно определить точнее по замерам в скважинах, чем интегрируя произведение функции ST_3 на функцию уплотнения. Рассматривая с теоретических позиций характер седиментационно-тектонического процесса и нефтегазоносности, мы убеждаемся в том, что распределение ресурсов в недрах существенно предопределяется этим процессом.

На рис. 26 сопоставлены кривые седиментационно-тектонического процесса и распределения количества залежей по стратиграфическим интервалам в двух нефтегазоносных провинциях. И несмотря на то, что время формирования их осадочно-породных бассейнов различается на 200 млн. лет и литология пород, выполняющих бассейны, неодинакова, изменение частоты встречаемости залежей четко контролируется функцией ST . При этом в обеих провинциях

максимумы и минимумы в распределении залежей тяготеют к одним и тем же фазам седиментационно-тектонического процесса. При этом, естественно, накладываются условия последующих генерационных преобразований накопившегося ОВ. Поэтому максимуму залежей в Волго-Уральской провинции в нижнепермских отложениях не отвечает максимум на синфазном (в конце палеогена) интервале развития Западно-Сибирской провинции, где эти отложения не достигли еще благоприятных термобарических условий.

Формирование в разрезе осадочно-породного бассейна отложений, благоприятных для последующего нефтеобразования, определяется ускорением седиментационно-тектонического процесса и его скоростью. Чем меньше скорость седиментационно-тектонического процесса сама по себе, но при этом чем быстрее она нарастает, тем более благоприятны условия для формирования перспективных на нефть горизонтов.

Процесс контролируется несколькими гармониками: у низкочастотных невелики значения ускорений, но большие амплитуды (т. е. они предопределяют фоновую скорость), у высокочастотных — значительно большую роль в распределении благоприятных условий во времени играют ускорения. В каждом конкретном бассейне совмещение, наложение во времени благоприятных условий, предопределяемых каждой гармоникой, специфично, т. е. процесс не является периодическим, но сравнительно небольшие изменения периодов основных гармоник и наличие для всех одной «точки зарождения» t_0 обуславливают некоторую типизацию, закономерность в формировании толщ, благоприятных для угле-, газо- и нефтенакпления.

Сразу после зарождения бассейна существуют благоприятные условия для нефтегенерирующих пород (максимальные ускорения, скорости продолжают оставаться низкими). Но в это время в обычных «пликативных» бассейнах близкие к нулю скорости прогибания не приводят к накоплению значительных масс вещества. Процесс еще не развился, не сформировались в полной мере прямые и обратные связи между его различными составляющими. Через 70—80 млн. лет после t_0 наступает период тектонической инертности бассейна. В этот период ускорения близки к нулю, скорости осадконакопления низкие. Этот период наиболее благоприятен для формирования обогащенных ОВ «сланцев» (при нулевом ускорении), а при ускорении, отличном от нуля, формируются баженины и доманикиты. За 20 млн. лет до наступления фазы инертности в бассейнах складывается интересная ситуация, когда динамика погружения, задаваемая гармоникой 70—80 млн. лет, благоприятна для формирования нефтепродуцирующих толщ, производная ее (ускорение) отрицательна и, следовательно, динамика неблагоприятна. Но значения двух более высокочастотных гармоник благоприятны и по величине, и по производным, и в результате складываются благоприятные условия для нефтенакпления. После фазы инертности наступает ускорение процесса погружения, но падает значение самой функции, в результате наиболее благоприятные

условия для нефтенакопления складываются на временном интервале 15—30 млн. лет после фазы инертности.

На этом фоне более частные явления, обусловленные интерференцией гармоник, нетрудно увидеть из приводимых графиков ST . При средней и максимальной скоростях осадконакопления и нулевом или отрицательном ускорении (замедлении) формируются толщи, обогащенные углистой (слабодиспергированной) органикой: при средней скорости — угленосные пласты, при высокой — рассеянный углистый материал. Заметим, что анализировались достаточно низкочастотные гармоники (80—10 млн. лет), предопределяющие общий фон процесса, на котором проявляются высокочастотные, определяющие дальнейшую внутреннюю дифференциацию условий. Последующая динамика бассейна обусловливает реализацию нефтегазового потенциала пород: нарастание температуры — генерацию газа рассеянным слабодиспергированным ОВ; суммарный подвод тепловой и механической энергии — генерацию нефти тонкодисперсной составляющей ОВ. Введенная нами функция энергетика седиментационного тектонического процесса (тектоническая напряженность G), равная взвешенной по времени сумме квадратов палеоглубин, показывает: если система погружается с постоянной скоростью, то G не возрастает. Отсюда для генерации газа достаточно общего погружения, для генерации нефти — погружения с изменяющейся скоростью. Проверка, проведенная на материалах Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций, показала, что зоны, для которых график динамики погружения является прямой линией, неперспективны на нефть (по Н. И. Змановскому, В. И. Шпильману). Нефтенакопление предопределяется прежде всего характером замедления и ускорения (первыми производными) процесса седиментации и тектоники, газонакопление — абсолютными масштабами процессов седиментогенеза и тектогенеза.

Фактические определения t_0 и T выполнены в результате обработки материалов по пяти осадочно-породным бассейнам (Западно-Сибирский, Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Северного моря, Вилюйской синеклизы); мы получили для всех одинаковые соотношения периодов при изменении одного из них (условно назовем — основного) в пределах 60—80 млн. лет. Для всех бассейнов t_0 оказалось фиксированным в перми — триасе или силуре. Это означало, что в данные периоды фазы всех составляющих гармоник одинаковы, они порождают некоторый глобальный максимум. Хорошо известно, что указанные интервалы времени, в которых определено t_0 , разделяют глобальные фазы складчатости. Бассейны как бы исподволь зарождаются в эти переходные периоды и уже через 30—40 млн. лет на значительной части их территории фиксируется осадконакопление.

Исследования П. П. Зотова [9] открывают новые возможности для интерпретации t_0 . В триасе и силуре фиксируются пики аномально высоких скоростей накопления глин. Таким образом, этапы зарождения бассейнов, вероятно, увязываются с этой важнейшей характеристикой развития планеты.

Оказалось, что t_0 и T взаимосвязаны: для силурийского этапа зарождения $T=0,6 t_0-185$; для триасового этапа зарождения $T=0,6 t_0-58$. Чем раньше бассейн или его часть начали прогибаться, тем с большим периодом T и большей амплитудой A будет проходить седиментационно-тектонический процесс.

Таким образом, теория седиментационно-тектонического процесса, разработанная авторами, сводится к следующему.

Развитие осадочно-породного бассейна определяется большим количеством взаимосвязанных, взаимодействующих факторов, порождающих волновой процесс, который в идеальном бассейне определяется дискретным спектром волн с периодами, кратными e , и длинами, кратными λ .

Частные решения этого уравнения при некоторых фиксированных амплитудах и нормирующих коэффициентах достаточно полно описывают основные свойства реальных осадочно-породных бассейнов, характеризуют энергетику процесса. Удалось найти количественную взаимосвязь (а на уровне идеального бассейна — закон), увязывающую структурную характеристику бассейна, его литологию, динамику тектонического развития, седиментацию, энергетическую характеристику и нефтегазоносность. Теоретический анализ найденного волнового уравнения показывает, что нефтегазонакопление должно контролироваться не только скоростями, но и ускорениями различных компонент этого процесса.

Действительно, оказалось, что наиболее богатые потенциально нефтеносные отложения сформировались в периоды максимальных ускорений седиментации и прогибания при низких и средних скоростях этих процессов, реализация нефтяного потенциала осуществляется только при знакопеременных ускорениях, т. е. при изменяющихся скоростях, обуславливающих при этом и достаточно быстрое прогибание; наиболее богатые потенциально газоносные толщи формировались при максимальных скоростях седиментации и нулевом или отрицательном ускорении.

Глава 5

ГЕНЕРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

По словам И. М. Губкина, генерация углеводородов «...представляет одну из струй единого великого диалектического процесса развития Земли». Основными факторами, определяющими интенсивность генерации газа и нефти, являются: концентрация, тип ОВ, его дисперсность, условия захоронения и преобразования на стадии диагенеза, термодинамические условия, в которых находилось ОВ в процессе катагенеза. За последние годы проведены многочисленные работы, направленные на исследование процесса катагенетических преобразований ОВ, выявление его структуры, определение

качественного и количественного составов продуктов его трансформации. В результате использования этих многочисленных экспериментальных данных оказалось возможным создать различные количественные и качественные модели генерации на различных уровнях изучения геологической системы. Н. Б. Вассоевичем, А. Э. Конторовичем, С. Г. Неручевым и др. выделены главные фазы (зоны) нефте- и газообразования, В. А. Успенским, С. Г. Неручевым, Е. А. Рогозиной и др. рассчитан баланс преобразования РОВ и углей в катагенезе, В. А. Соколовым, И. И. Нестеровым и др. разработаны модели, учитывающие поступление в систему водорода. Проведены экспериментальные исследования, моделирующие процесс нефтегазообразования, изучены молекулярные структуры исходных веществ. Большинство этих моделей (Б. Тиссо, Д. Вельте, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, В. И. Шпильман, В. И. Москвин и др.) использует простые уравнения химической кинетики, учитывает, как правило, только температуру и весьма загрубленные классификации типов РОВ и, несмотря на это, позволяет отразить существенные черты процесса.

Все существующие подходы к количественному описанию процессов генерации УВ можно с некоторой долей условности свести к двум: 1) в некотором пространстве задаются все наблюдаемые в природе состояния системы, а генерация УВ рассчитывается по изменению этих состояний (вдоль некоторых линий развития); 2) задаются некоторые начальные свойства генерирующих веществ, определяющие их изменение при изменении термобарических условий, на основании чего и рассчитывается ожидаемая динамика генерации УВ. Первый подход реализован в известной системе уравнений В. А. Успенского, балансовых расчетах С. Г. Неручева и др., в построенных Ван-Кревеленом, И. И. Нестеровым, В. А. Лопатыным и другими исследователями палетках состояния керогена.

Второй подход реализован в термодинамических моделях Б. Тиссо, Д. Вельте, В. А. Соколова, А. Э. Конторовича, В. И. Шпильмана и др.

5.1. УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЙ КЕРОГЕНА

Региональное преобразование ОВ разделяется на два этапа — диагенетический и катагенетический. Для понимания процессов изменения ОВ в диагенезе необходимо объяснить следующие основные факты:

в нормальных алканах ОВ торфов и илов преобладают молекулы с нечетным числом атомов углерода;

по элементному составу основная безводная масса современных животных и растительных организмов содержит 4—8 % водорода и до 65 % углерода, в керогене РОВ илов диапазон содержания водорода расширяется от 2—3 до 12,5 %, теоретически до 16 %, углерода до 84 %;

резко облегчен изотопный состав углерода углеводородных газов, образующихся при преобразовании ОВ в диагенезе, по сравне-

нию с таковым газом более глубинного генезиса и молекул животного и растительного мира, керогена ОВ илов и торфов;

концентрация парамагнитных центров в асфальтенах и керогене ОВ илов увеличивается от гумолитов к сапропелитам.

Эти основные особенности изменения ОВ в диагенезе могут быть объяснены процессами микробиологической деятельности. Микроорганизмы при формировании своей клеточной структуры из исходного органического материала прежде всего фильтруют молекулы с четным числом атомов углерода и его более тяжелым изотопом. Состав новообразованных продуктов этого микробиологического фильтра зависит от родового, видового и штаммового состава его, который прежде всего определяется степенью восстановления среды. В аэробных кислых условиях образуются метан, обогащенный легким изотопом углерода, H_2O и CO_2 , что приводит в фосцилизированном ОВ (прошедшем биологический фильтр) к относительному увеличению доли углерода, уменьшению водорода и преобладанию в нормальных алканах молекул с нечетным числом атомов углерода. В анаэробных восстановительных условиях образуются метан, легкие гомологи его, а избыточный донорный водород (H) расщепляет тяжелые молекулы ОВ на более легкие. В результате в фосцилизированном ОВ увеличивается относительное содержание углерода и водорода, а в алканах его содержится больше молекул с четным числом атомов углерода. За счет гидрирования донорным водородом ОВ образуются новые соединения со стабильными радикалами, что отражается в увеличении в ОВ концентрации парамагнитных центров.

В диагенетический этап формируется первичная структура ОВ с ядрами псевдокристаллических ароматических соединений с небольшой молекулярной массой (1500—2000) и длинными периферийными цепями. Структура и состав фосцилизированного ОВ в разных условиях определяют тип его. В зависимости от исходного типа ОВ при катагенезе быстрее или медленнее наступают условия, благоприятные для формирования газовых, газоконденсатных или нефтяных залежей. Каждый тип ОВ при прочих равных условиях имеет свою скорость преобразования элементного состава. РОВ, сформировавшееся к началу катагенеза, наследует ряд важнейших черт, приобретенных на стадиях его развития в диагенезе и седиментогенезе. Важнейшими из них для восстановления возмозных состояний системы являются: концентрация водорода, дисперсность системы, соотношение минеральной и органической ее компонент. На стадии диагенеза спектр возможных значений концентрации водорода в биополимерах расширяется, но изначально более богатые водородом комплексы остаются и к началу катагенеза более богатыми.

Размер сформировавшихся к началу катагенеза агрегатов также отражает условия, существовавшие на самых ранних стадиях их формирования. Размер агрегатов и их соотношение с минеральной частью породы предопределяют при одном и том же их эле-

ментном составе роль термического, термokatалитического, радикального, гидrogenизационного способов преобразования состава керогена.

Упорядочим на начало катагенеза все возможные типы углей и РОВ по содержанию в них водорода, имея при этом в виду, что в каждой точке шкалы могут находиться разные по макроструктуре агрегаты. Номограмма, отображающая изменение концентраций в углях и РОВ водорода и углерода в катагенезе, была построена И. И. Нестеровым по данным нескольких тысяч анализов. Дальнейшие разработки были направлены на аналитическое описание возможных состояний керогена, определение причин, обуславливающих отклонение единичных, конкретных замеров состава керогена от фоновых, описанных палеткой, определение «линий развития» системы, т. е. перехода из одного возможного состояния в другое при подведении дополнительной энергии (возрастании катагенетической преобразованности). Параметром, отображающим энергетические изменения на палетке Нестерова, является показатель отражения витринита в воздухе R_a . Изменение R_a витринита контролируется не только температурой, но и составом окружающих пород [20], а само изменение оптических свойств происходит нелинейно за счет скачкообразной перестройки молекулярных структур на ряде этапов развития (по И. И. Нестерову и др.). Несмотря на это, предложенный И. И. Аммосовым инструмент восстановления палеотемператур по R_a является сегодня единственным возможным, когда речь идет о совместном анализе больших массивов определений по разным регионам, выполненных разными исследователями. К сожалению, замеры показателей отражения витринита в масле R_o и в воздухе R_a и коэффициентов преломления N_{vt} , выполненные в различных лабораториях, позволяют при переходах от одних оптических параметров к другим пользоваться лишь статистическими зависимостями взамен точных физических формул. Эти соотношения приведены на рис. 27—30.

Обобщение материалов приводит к эмпирическому соотношению

$$N_{vt} = 0,07R_a + 1,22, \quad (5.1)$$

которым мы будем пользоваться в дальнейших обобщениях.

Граничные условия. Если в изучаемом образце гетероэлементов или водорода меньше 1% или углерода больше 99%, то это уже какой-то другой материал, а не кероген и уголь, и гетероэлементы и водород в нем играют совсем иную роль, чем при обычных концентрациях,— роль малых примесей. Изучение данных с помощью палетки Нестерова показывает, что достаточно закономерное изменение концентраций С и Н при изменении R_a резко нарушается при достижении определенных пределов. Это дает возможность сформулировать свойства изучаемой системы. При этом мы на стадии изучения законов изменения элементного состава объединяем РОВ и угли, различия между ними обнаруживаются позднее при восстановлении линий развития. Правомочность такого подхода доказана исследованиями В. А. Успенского, Н. Б. Вассое-

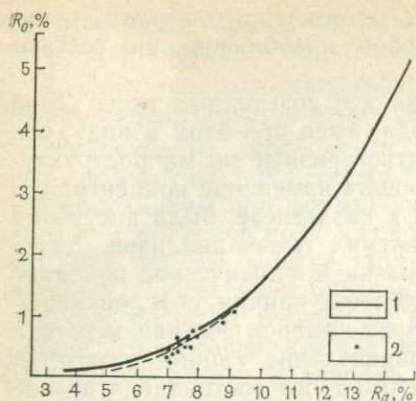


Рис. 27. Связь показателей отражения витринита в масле (R_o) и в воздухе (R_a):

1 — по материалам И. И. Аммосова (1972 г.); 2 — по материалам Г. М. Парпаровой, С. Г. Неручева и др. (1981 г.)

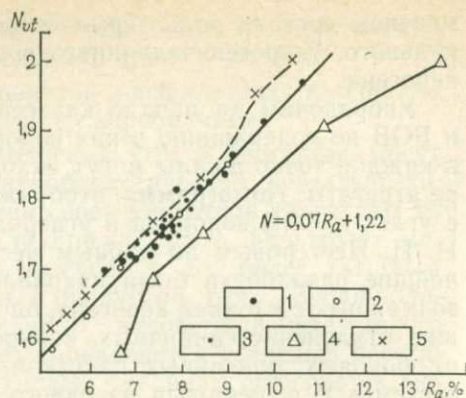


Рис. 29. Обобщенные кривые связи N_{vt} и R_a :

1 — по И. И. Нестерову (1976 г.); 2 — по С. Г. Неручеву (1981 г.); 3 — единичные замеры по Г. М. Парпаровой, С. Г. Неручеву; 4 — R_a max и N_{vt} по материалам М. Ю. Федущака и др. (1981 г.); 5 — по И. И. Нестерову (1969 г.)

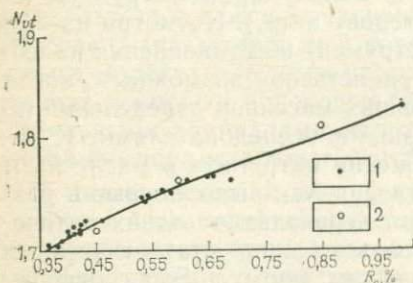


Рис. 28. Кривая зависимости N_{vt} и R_o по материалам Г. М. Парпаровой, С. Г. Неручева и др. (1981 г.):

1 — точки замеров; 2 — значения, принятые для «шкалы катагенеза»

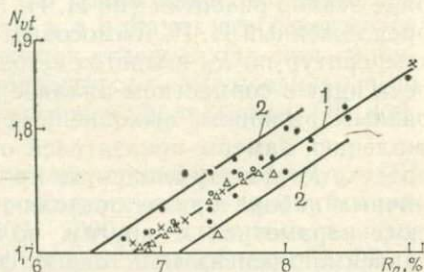


Рис. 30. Кривые зависимости N_{vt} и R_a по материалам Г. М. Парпаровой, С. Г. Неручева и др. (1981 г.) (различными знаками обозначены данные по разным регионам):

1 — усредняющая линия; 2 — границы доверительного интервала

вича, Ван-Кревелена и многих других. Таким образом, изучается система углеводородных и неуглеводородных соединений, органическая по первичному происхождению основных компонентов и характеризующаяся на начало катагенеза концентрацией водорода от 3 до 12 %, гетеросоединений — более 1 %, углерода от 50 до 96,5 % и существующая (существовавшая) при температурах, обуславливающих изменение R_a от 5,3 до 15 %. По R_a это приводит к включению в систему продуктов от торфа (исключая молодой торф) до антрацита, по Н — органических соединений вплоть до нефти (не включая последнюю). Этот достаточно интересный качественный

вывод (в дальнейшем подтвердившийся расчетами) позволяет утверждать: нефть и углеводородные газы не принадлежат к рассматриваемой системе (РОВ+угли), рожденные ею, они развиваются по своим законам. Поэтому генерация УВ — это всегда обособленные их от системы.

Задача изучения элементного состава заключается в том, чтобы в трехмерном пространстве (С, Н, R_a или Т) найти уравнение поверхности, на которую ложатся (с допустимыми отклонениями) аналитические определения. Поверхностей, аппроксимирующих конечное число наблюдаемых значений, может быть бесконечное множество. Оптимальное уравнение может быть найдено только тогда, когда в основу его положено физико-химическое описание процессов преобразования углей и РОВ.

При обосновании региональных процессов изменения состава и структуры ОВ при катагенезе прежде всего следует объяснить основные закономерности, наблюдаемые в природных седиментационных бассейнах:

наличие региональной зональности распределения метана и его гомологов, растворенных в подземных водах, от окраин к центру и по разрезу седиментационных бассейнов;

неравномерное субсинусоидальное изменение с ростом катагенеза концентрации парамагнитных центров и параметров структуры углей и керогена РОВ;

увеличение с ростом катагенеза в нормальных алканах ОВ относительного содержания молекул с четным числом атомов углерода и смещения максимума их в сторону более легких УВ;

увеличение с ростом катагенеза в керогене всех типов ОВ относительного содержания углерода и уменьшение по абсолютной величине водорода, кислорода, азота и серы.

В большинстве седиментационных бассейнов земной коры в монофациальных типах пород по мере их погружения от окраин к центру в водно-растворенных углеводородных газах сначала появляется метан, затем этан, пропан, бутан и пентан. В мезозойских отложениях Западной Сибири C_2H_6 в водно-растворенных газах появляется при средней палеотемпературе $31^\circ C$; C_3H_8 — при $35^\circ C$; C_4H_{10} — при $41^\circ C$ и C_5H_{12} — при $50^\circ C$.

Одновременно происходит и рост концентрации их до определенного предела. С увеличением палеотемпературы до $90^\circ C$ ($R_a = 62\%$) растут предельные значения газонасыщенности, л/л: CH_4 до 3,5; C_2H_6 до 0,5; C_3H_8 до 0,1; C_4H_{10} до 0,06; C_5H_{12} до 0,015. При дальнейшем повышении давления и палеотемпературы наблюдается уменьшение их предельных концентраций. Вероятнее всего, это связано с тем, что замедляется темп образования газов и происходит общее снижение газонасыщенности вследствие поступления в пластовую систему дегазированных седиментационных вод, отжатых из глинистых пород. Примерно такая же зональность отмечается для газов, сорбированных глинами. Но относительные концентрации гомологов метана, особенно тяжелых, в этой системе почти на порядок выше, чем в водно-растворенных газах. Кроме того, в

в нормальных алканах ОВ и смещения максимума их в сторону более легких УВ. Уход из керогена новообразованных газообразных УВ, воды, а также сероводорода и битумоидов приводит с ростом стадии катагенеза к уменьшению в керогене водорода, кислорода и серы и относительному повышению содержания углерода. В породах с повышенным содержанием железа сероводород реагирует с ним с образованием пирита и водорода. В карбонатных породах, где минералов с содержанием железа нет или очень мало, в продуктах катагенного преобразования ОВ почти всегда присутствует сероводород.

В приведенных радикальных реакциях образования метана и его гомологов повышение температуры с увеличением стадии катагенеза является основным источником энергии для преобразования ОВ. По данным экспериментов, проведенных на углях, установлено, что до стадии ПК₁ ($R_a \approx 83 \div 87\%$; $t = 165 \div 185$ °C) действие статического давления совпадает с влиянием температуры и повышает катагенное преобразование углей, при этом максимальное его влияние отмечается при $R_a \approx 70\%$ ($t = 120$ °C). В интервале $R_a \approx 83 \div 118\%$ статическое давление оказывает обратное влияние на углефикацию, а при $R_a > 118\%$ — снова такое же воздействие, как и температуры [25].

Установление такого влияния статического давления на катагенетическое преобразование углей и ОВ имеет существенное значение для выяснения процессов формирования залежей нефти и газа. Но не менее важно количественно оценить это влияние, хотя бы в сравнении с влиянием температуры. До стадии с $R_a = 70\%$ это можно сделать сравнением составов газа в водно-растворенном и сорбированном породами состояниях. Газы, сорбированные глинистыми породами, генерировались в условиях большего давления, чем газы в коллекторах с гидростатическим давлением. Наличие в первых более высокого содержания гомологов метана и свободного водорода указывает, что в условиях более высоких давлений при одной и той же температуре процессы преобразования ОВ смещены в сторону образования тяжелых гомологов метана, CO₂, СО. Образующийся при этом донорный водород не полностью расходуется на гидрирование ОВ, и идет процесс образования молекулярного водорода.

Поскольку при развитии реального геологического объекта изменения температуры и давления взаимосвязаны (статистически) и предопределяются седиментационно-тектоническим процессом, можно рассматривать изменение элементного состава углей и РОВ в зависимости от температуры или давления, если иметь в виду, что характер взаимосвязи предопределяет нелинейный характер преобразования углей и РОВ.

Из этого предположения сконструировано несколько моделей преобразования компонентного состава керогена в катагенезе. Пусть, согласно разработке Ю. М. Королева [15], система состоит из двух фаз природных полимеров: А — графитовой и Б — богедовой. Графитовую фазу будем считать полностью состоящей из угле-

рода ($C=100\%$). Фаза Б при возрастании температуры отчасти переходит в А, отчасти остается неизменной, отчасти уходит из системы. При этом скорость перехода Б в А зависит от температуры и концентрации фазы Б, уход части Б из системы однозначно определяет потерю массы всей системы и зависит $[\psi(H)]$ от концентрации водорода в фазе Б, элементный состав части фазы Б, не затронутой преобразованием, не изменяется. Тогда, учитывая логистическую форму графиков, приведенных Ю. М. Королевым для описания изменения фаз, и то, что концентрация углерода С рассчитывается по убывающей суммарной (А+Б) массе, получаем

$$\ln C = \psi_k(H) e^{-\frac{f_1(H)}{f_2(T)}} - \psi(H) = \psi(H) \left(e^{-\frac{f_1(H)}{f_2(T)}} - 1 \right). \quad (5.2)$$

Другая модель разработана Л. О. Сулеймановой [42]. Существо ее заключается в следующем. Сконструируем некие энергетические ниши, различающиеся на постоянную величину энергии. Все структурные элементы керогена распределим по этим нишам в зависимости от энергии активации и предположим, что в зависимости от класса керогена (содержания в нем водорода) распределение это является распределением Пуассона. При достижении системой некоторой температуры часть энергетических ниш оказывается выше энергии активации. В каждой из этих ниш распределение частиц по энергиям подчиняется закону Больцмана. Тогда доля структурных элементов системы, способных при данной температуре к преобразованию, равна

$$\eta = \exp [\theta (e^{\alpha/T} - 1) - \beta/T], \quad (5.3)$$

где θ — характеризует распределение в керогене структур с различными энергиями активации; α — параметр, зависящий от типа РОВ; β — характеризует способ разбиения данного энергетического состояния на равномерные интервалы, отражает нелинейность изменения энергетических градаций в структуре керогена при росте Т.

Если активизированный продукт уходит (при благоприятных обстоятельствах) из системы, то рост относительной концентрации углерода в оставшейся части системы должен происходить пропорционально η . Поскольку конечное состояние системы — 100% углерода, то:

$$\ln C \simeq x_1 \theta (e^{\alpha/T} - 1) - x_2 \beta/T. \quad (5.4)$$

Обе модели [без учета в (5.4) последнего блока энергетической структуры] достаточно близки, поэтому именно в такой форме будем искать аналитическое описание состояний керогена в природе. Уравнения задают в наиболее общем виде графики изменения элементного состава керогена и углей (рис. 31).

Понятнейшее описание процесса с помощью радикально-сопряженных реакций, введенных впервые в сферу научных интересов геологов-нефтяников Э. А. Галимовым и получающих сегодня все большее признание, моделирование процессов преобразования керогена позволило найти общий вид теоретической зависимости, опи-

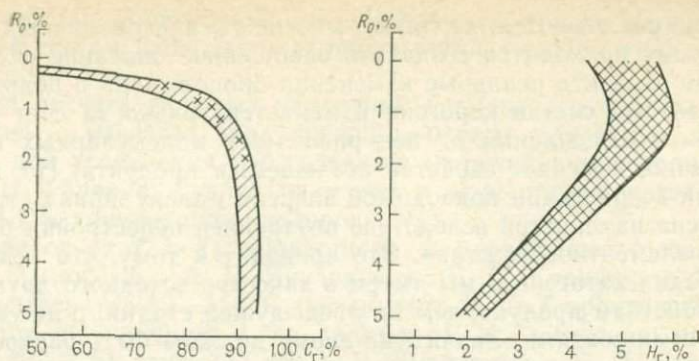


Рис. 31. График связи концентрации углерода и водорода в углях с показателем отражения витринита R_0 (по Тейхмюлеру с дополнением по Демайсону — крестики)

связывающей изменение концентрации углерода, которая задается формулой (5.4). Как показали дальнейшие расчеты, первым слагаемым формулы (5.4) описывается большая часть изменений элементного состава керогена, происходящих при возрастании температуры; назовем эти изменения фоновыми.

Таким образом, фоновые значения логарифма концентрации углерода в керогене изменяются пропорционально параметру θ , характеризующему распределение в керогене связей с различной энергией разрыва. Этот параметр без труда отождествляется с разделением керогена на типы и может быть выражен с помощью тех же измеряемых, наблюдаемых свойств керогена, по которым последний разделяется на различные типы.

Зависимость логарифма фоновых концентраций углерода от температуры довольно сложная и описывается обратной экспоненциальной зависимостью. При возрастании подводимой к керогену энергии как за счет теплового потока недр, так и в результате возникновения свободных, короткоживущих радикалов будут разрываться все более устойчивые межмолекулярные связи углерода с водородом и гетеросоединениями. Если же выделить в керогене какие-то однотипные молекулярные группы или связи, то для каждой из них по мере нарастания температуры будет фиксироваться все большее количество разрывов и обособлений различных молекулярных групп от биополимера. По мере повышения температуры реализуются как бы два процесса, подключаются новые резервы, новые массы керогена, способные при достижении этой температуры к преобразованию; и среди той части керогена, которая уже перешла энергетический предел, нарастает доля молекулярных групп, реализовавших свой потенциал и отъединившихся от биополимера. Конечно, если бы можно было восстановить все конкретные химические реакции, протекающие в биополимере при различных температурах, соответствующие уравнения химической кинетики позволили бы описать и изменения концентрации углерода. Но

в керогене реализуются, вероятно, многие тысячи различных реакций, поэтому приходится создавать обобщенное описание системы, способной отразить реальные изменения биополимера в недрах.

Элементный состав керогена изменяется только за счет ухода из системы, отщепления от нее различных молекулярных групп, что, конечно, изменяет свойства оставшегося продукта. Но, кроме этого, при возрастании подводимой энергии молекулярная структура керогена изменяется вследствие внутренней перестройки без изменения элементного состава. Это приводит к тому, что к началу новой стадии катагенеза мы имеем в качестве исходного другой по своим свойствам продукт, чем на предыдущей стадии, с иными молекулярными связями. Значит, по-иному должны быть распределены эти связи по величине энергии активации, что задается вторым слагаемым в уравнении (5.4). Перестройка внутренней молекулярной структуры керогена должна происходить скачкообразно. Именно эта скачкообразная перестройка молекулярной структуры, как отмечал Н. Б. Васюевич, позволила на практике по внешним наблюдаемым свойствам выделять, например, различные марки углей. Эта внутренняя молекулярная перестройка, не приводящая к изменению элементного состава керогена на данной стадии преобразования, предопределяет динамику его изменения при более высоких энергиях.

Итак, общая кинетика преобразования элементного состава керогена задается динамикой отщепления от исходного продукта различных молекулярных групп и преобразованием молекулярной структуры оставшегося продукта. Первая составляющая контролирует однонаправленные фоновые изменения элементного состава, вторая — скачкообразные. Уже отмечалось, что такая скачкообразность хорошо коррелируется с визуально наблюдаемыми свойствами. Важно подчеркнуть, что она сопоставляется и со скачкообразными изменениями параметра, непосредственно отражающего молекулярную структуру — концентрацией ПМЦ. Чтобы проверить найденное выражение (5.4) на фактическом материале, найти значения неизвестных констант x_1 и x_2 , работы проводились в два этапа. Вначале изучались фоновые, трендовые изменения элементного состава керогена и углей, а на втором этапе по отклонению от фона каждого единичного определения — квазипериодическая составляющая, обусловленная изменением молекулярной структуры керогена. На каждом этапе работ было необходимо выразить теоретические параметры θ , α и β через параметры, реально измеряемые в лабораторных условиях. Эти переходы от теоретических параметров к реально измеряемым, конечно, приводят к потере точности. Но другого выхода пока нет, поскольку, например, определений распределения в керогене связей с различной энергией активации столь мало, что об обработке массового лабораторного материала пока не может быть речи. Подчеркнем одну особенность выполненных расчетов: при изучении фоновых изменений фактической базой служат усредненные значения нескольких тысяч анализов элементного состава керогена и углей, а на втором этапе — единичные

лабораторные определения, что обеспечивает увязку иерархических уровней систем лабораторных наблюдений и систем аналитических описаний

Для расчета фоновых изменений элементного состава использовались в качестве вида функции первое слагаемое формулы (5.4); для усреднения наблюдаемых значений концентрации углерода (C) бралась ячейка размером в одну стадию катагенеза по R_a и в 1 % концентрации водорода (H).

Переход от T к R_a осуществлен по графикам, составленным И. И. Аммосовым, А. Р. Курчиковым, Б. П. Ставицким. В интервале температур 60—150 °C зависимость R_a от T практически не отличается от линейной и, по данным И. И. Аммосова, имеет вид $T=46(R_a-5)$ (рис. 32), по А. Р. Курчикову и Б. П. Ставицкому $T=60(R_a-5,8)$, по усредненным данным $T=51(R_a-5,3)$. Это выражение подставлено вместо T в формулы (5.2) и (5.4). Коэффициент 51 поднимается в числитель (0,02), в знаменателе остается $R_a-5,3$, но 5,3 — граничное значение изучаемой системы по R_a . В этом случае при $R_a=5,3$ в знаменателе 0. В связи с этим, чтобы формула «работала» в окрестностях границы, добавляем в знаменателе 1, окончательное выражение ($R_a-4,3$).

Распределение θ , характеризующее энергетические свойства керогена, выражается через концентрацию водорода. Величина $a/2(H-2)$ четко коррелирована с θ , при этом $a \approx 10$. Обратим внимание, что величина $2(H-2)$ — номер класса РОВ, по Нестерову (если H , % — концентрация водорода в РОВ на начало катагенеза), что делает такую замену θ удобной для дальнейших исследований. θ характеризует долю неустойчивых при данной T связей в керогене. Для описания с помощью (5.3), (5.4) концентрации углерода в керогене и углях необходима дополнительная характеристика, описывающая долю устойчивых связей, т. е. величина $b=a/2(H-2)$, где b и a — константы. При граничных значениях изучаемой системы по водороду 3—12 % точки для начала отсчета слева и справа приняты равными 2 и 13 %. После этих подстановок остается рассчитать два неизвестных коэффициента. Основой расчета послужили многочисленные обобщения по элементному составу РОВ и углей, выполненные В. А. Успенским, С. Г. Неручевым, А. Э. Конторовичем, Н. Б. Вассоевичем, Е. А. Рогозиной, Т. Н. Парпаровой и многими другими исследователями. Получена следующая формула:

$$\ln C = 3,3[1 - 1/2(100H - 2)] \left[e^{\frac{0,037(100H-13)}{R_a-4,3}} - 1 \right], \quad (5.5)$$

где C и H измеряются в долях.

Приведенная зависимость хорошо описывает фоновые, усредненные состояния углей и РОВ, их усредненный элементный состав при различном энергетическом воздействии, которое оценивается по R_a (см. рис. 31).

Второй этап исследования был связан с изучением отклонений данных единичных анализов от фона, задаваемого формулой (5.5).

Таблица 12

Физико-химическая характеристика нерастворимого остаточного ОВ (дебитуминированного керогена) мезозойских отложений Западной Сибири по данным ЗапСибНИГНИ, систематизированным Г. Ф. Григорьевой

Площадь, месторождение	Номер скважины	Глубина, м	ОВ р.ХБ	Порода	№	Элементный состав керогена, % (по массе)					
						С	Н	N	S	O	
Салымская	4	1730—1744	2,1	Глина	1,715	77,0	5,60	0,95	0,26	14,75	
		2075—2084	2,2	»	1,726	80,0	5,10	0,98	0,57	13,36	
		2075—2098	1,9	»	1,730	85,0	4,90	2,00	2,10	6,0	
		2138—2153	2,5	Глина, алевролит	1,744	77,5	3,65	0,60	2,75	15,50	
	2154—2161	2,0	Алевролит	1,713	81,0	3,70	1,64	2,48	11,18		
	2161—2182	2,4	Глина	1,730	80,5	4,50	0,66	1,54	12,81		
	1727—1730	2,1	Алевролит	1,712	77,6	4,20	0,92	0,72	17,46		
	2168—2172	2,4	Глина	1,722	82,0	3,80	5,65	0,90	7,65		
	Пойкинская	52	1965—1968	1,4	»	1,692	74,0	4,0	0,42	2,72	18,86
			1937—1940	2,2	Алевролит	1,705	77,0	4,20	1,14	1,40	16,26
Вынгинская	3	1940—1944	1,3	»	1,742	61,0	5,04	0,98	0,20	32,78	
		2074—2098	3,4	Глина	1,758	68,0	0,88	1,79	3,80	21,61	
		1952—1956	2,8	Глина, алевролит	1,729	74,0	4,30	1,00	0,61	20,0	
Нововасюганская	1	1947—1966	2,8	Глина	1,741	71,0	4,45	0,380	0,21	23,96	
		2342—2358	2,8	»	1,718	77,0	3,6	1,17	2,3	15,93	
Ямбургская	6	1116—1137	2,8	»	1,722	72,0	4,60	1,49	4,10	20,71	
		1122,6—1134	3,4	»	1,715	72,0	5,20	1,96	1,32	19,62	
	7	1150—1181	1,3	»	1,741	74,0	4,66	3,71	1,14	16,49	
	14	1193—1211	1,8	»	1,741	73,0	5,45	1,17	1,52	18,86	
	6	1154—1186	1,5	Алевролит глинистый	1,741	71,0	4,20	1,21	1,92	21,67	
Уренгойское	3	1202—1214	1,1	Глина	1,712	72,5	3,4	0,63	1,4	22,07	
		1255—1261	2,3	»	1,680	68,0	4,20	1,02	0,88	25,90	
	7	2546—2560	2,4	»	1,760	76,0	4,50	0,38	2,28	16,84	
		2560—2565	2,2	»	1,750	72,5	4,80	0,42	1,30	20,48	
	2760—2768,3	2582—2602	2,9	»	1,741	76,5	4,75	3,90	2,28	12,57	
		2602—2610	1,6	»	—	85,7	4,58	0,48	—	—	
		2760—2768,3	3,0	»	1,728	71,6	5,94	0,71	1,75	20,00	
	9	1249—1256	1,3	»	1,710	68,0	4,40	0,24	4,10	23,26	
		1919,9—2298,5	2,7	Алевролит	—	77,0	5,80	9,7	1,55	5,95	
Мамонтовская	6	2298,5	2,7	Алевролит	—	77,0	5,80	9,7	1,55	5,95	
Самотлорская	8	1684—1698	4,7	Глина	1,705	75,0	6,35	1,50	1,50	15,65	
		1727—1735	4,0	»	1,710	78,5	6,50	1,47	0,98	12,55	
	13	1648—1679	2,0	»	1,711	77,0	5,10	0,43	0,56	16,92	
		1695—1711	2,5	»	1,741	74,0	4,85	1,1	2,9	17,15	
	26	1678—1681	3,5	»	1,723	76,5	6,4	0,58	1,15	15,50	
		1719—1722	5,6	»	1,710	75,5	3,4	0,33	0,71	20,06	
	31	1805—1810	5,2	»	1,729	77,0	5,40	2,92	1,10	13,58	
		1684—1688	3,2	»	1,700	73,0	3,0	1,00	1,7	21,3	
	33	1795—1798	4,8	»	1,711	79,0	3,3	1,77	1,29	14,64	
		1709—1729	3,7	»	1,716	74,0	5,0	1,39	0,12	19,49	
Саргатская	3	2455—2488	3,3	»	1,719	76,8	6,9	3,08	0,56	12,66	

Продолжение табл. 12

Площадь, месторождение	Номер скважины	Глубина, м	Объем, м ³	Порода	N _b	Элементарный состав керогена, % (по массе)				
						C	H	N	S	O
Новомолодежная	2	2930—2933	3,0	»	1,715	85,0	5,85	0,84	1,22	7,09
Салымская	4	2289—2296	1,9	»	1,732	80,5	3,0	0,77	2,76	12,97
		2301—2306	5,0	Глина, алевролит	1,705	76,6	4,4	0,71	1,79	17,10
Пойкинская	—	2386—2397	1,7	Алевролит	1,790	77,0	3,90	0,57	1,65	16,88
		2482—2485	2,8	»	1,740	77,5	4,86	3,85	0,32	13,47
	—	2707—2715	1,7	Алевролит, аргиллит	1,802	81,0	3,98	0,19	0,40	14,34
		2715—2721	1,8	Глина	1,758	77,5	4,35	0,38	0,56	17,31
	52	2135—2139	2,8	Алевролит	1,722	78,0	4,10	1,01	0,13	16,76
		2325—2329	2,4	Глина	1,758	79,0	4,90	1,30	0,13	14,07
	64	2203—2207	1,9	»	1,729	78,0	3,00	0,47	1,66	16,83
		2375—2394	2,4	»	1,742	72,0	5,20	0,30	3,70	18,80
	69	2343—2353	4,8	Алевролит	1,717	87,0	5,30	1,35	0,97	5,38
		2357—2362	3,1	»	1,726	70,5	4,40	1,35	1,56	22,19
53	2186—2197	2,3	Глина	1,734	76,0	5,10	3,14	1,03	15,63	
	2403—2416,2	3,4	Алевролит	1,730	72,0	6,30	0,96	1,28	19,46	
7	2377—2384	4,7	Глина	1,718	78,0	5,90	0,25	4,25	11,6	
	2316—2320	4,6	Алевролит	1,780	63,5	4,85	0,22	4,10	26,83	
8	2320—2330	3,1	Глина	1,780	75,0	4,80	0,27	3,90	16,83	
	2427—2435	3,8	Алевролит	1,742	75,0	4,60	1,32	4,60	14,48	
Мамонтовская	—	2456—2459	1,1	Глина	1,741	72,5	5,35	0,27	5,85	16,03
		2779—2787,1	3,5	»	—	76,0	5,60	1,47	0,78	16,15
	21	2409—2415	3,8	»	1,740	80,0	5,10	1,23	1,29	12,38
	241	2424—2455	2,8	»	1,726	77,0	4,80	1,68	2,80	13,72
		2610—2622	3,8	Глина	1,774	77,0	4,80	1,68	2,80	13,72
	—	2635—2639	3,9	»	1,745	74,0	4,10	2,42	1,74	17,74
		2663—2685	3,2	»	1,788	74,0	4,70	2,76	1,20	17,34
	3	2497—2508	3,1	»	1,758	71,0	4,20	0,29	2,08	22,43
		2586—2683	5,7	»	1,730	77,0	5,60	0,37	0,44	16,63
	4	2105,5—2125,5	4,1	»	1,735	77,0	5,60	2,10	1,45	13,85
2130—2140,5		3,5	»	1,741	77,0	5,80	0,55	1,80	14,85	
8	2117—2122	2,3	»	—	70,0	4,10	0,56	0,31	25,03	
	2089—2091	6,0	»	1,726	72,0	4,80	0,67	1,00	20,73	
13	2082—2091	5,7	»	1,767	71,0	5,75	0,76	4,8	17,69	
	2203—2213	4,6	»	1,729	81,0	4,76	0,48	2,2	11,57	
14	2097—2101	3,8	»	1,767	76,0	3,10	0,65	1,52	18,73	
	2101—2106	3,3	»	1,718	79,0	4,70	0,79	2,9	12,61	
16	2198—2206	3,7	»	1,720	78,0	5,0	0,87	1,24	14,89	
	2116—2120	5,5	»	1,735	78,0	4,65	2,20	1,34	13,80	
46	2251—2272	3,1	»	1,750	74,0	0,70	2,3	2,3	19,0	
	2578—2606	2,6	»	1,730	82,0	6,0	0,32	2,36	9,32	
Нововасюганская	1	2517—2518	9,0	»	—	81,0	7,4	2,4	6,0	3,2
Новомолодежная	2	2630—2640	5,7	»	1,680	69,5	3,80	0,02	2,54	23,54
10	2235—2239	4,4	»	1,750	74,0	5,65	1,9	3,9	14,55	
	2799,5—2806,5	1,9	Глина	1,732	83,4	8,18	0,64	2,30	6,59	
Аганская	8	2806—2810,8	3,8	»	1,728	86,0	6,51	1,01	0,95	5,53
		2826—2832	4,0	»	—	82,4	4,75	0,82	—	12,03
Уренгойское	7	2856—2863	3,6	»	—	75,3	4,22	1,53	—	18,45
		2958—2964	1,9	»	—	75,1	4,70	1,88	—	18,32

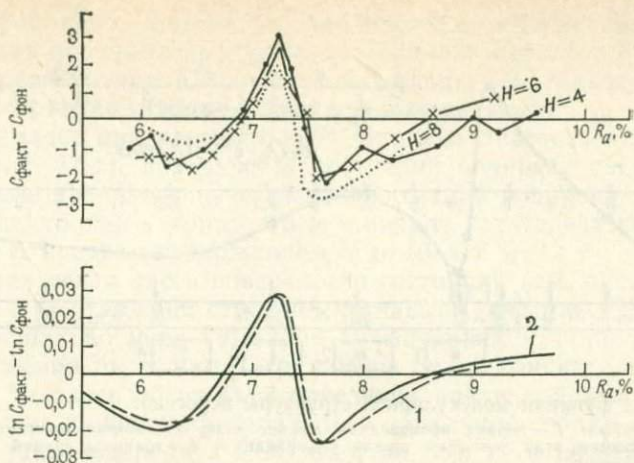


Рис. 34. Отклонения фактических концентраций углерода в РОВ от фоновых в зависимости от изменения показателя отражения витринита (R_a) и содержания водорода (H):

1 — усредненные фактические отклонения при различных H ; 2 — расчетная кривая по формуле (5.6)

не случайный, а закономерный, периодический характер (рис. 34). Так, при $R_a = 7 \div 7,3$ концентрация углерода нарастает значительно интенсивнее фона, а при $R_a = 7,5 \div 7,6$, наоборот, не нарастает, а убывает по мере роста R_a . Эта аномалия в развитии керогена впервые отмечена С. Г. Неручевым.

Отклонение концентраций углерода в керогене от фоновых значений (ξ) описывается формулой, в которой рассчитанные эмпирические коэффициенты оказались с точностью до одного-двух знаков после запятой равны или пропорциональны π . Заменяя их на π , получим:

$$\xi = x \left[\frac{R}{\frac{1}{2\pi} + 2\pi R^2} + \frac{R+2}{\frac{1}{\pi} + \pi(R+2)^2} + \frac{R-2}{\pi + \frac{\pi}{2}(R-2)^2} \right]. \quad (5.6)$$

Здесь для удобства записи перешли от R_a к его центрированному значению R , равному ($R_a - 7,4$). В формуле (5.6) коэффициент x зависит от того, в чем — в долях или процентах — рассчитывается концентрация C , для $\ln C$ (C в долях) $x \approx -0,07$.

Вид функции ξ приведен на рис. 35. Анализ показал важные свойства ξ . Значения R_a в точках перегиба функции, в которых первые либо вторые производные равны нулю, совпадают с границами стадий углефикации. Но границы стадий углефикации, как отмечал Н. Б. Вассоевич, — это границы перестройки молекулярной структуры углей и РОВ. Поэтому найденную зависимость мы назвали функцией молекулярной структуры керогена. Она, вероятно, соответствует второму слагаемому в формуле (5.4), т. е. $(-\beta/T) \approx \xi$.

Если найденные отклонения ξ не случайны, то они должны, вероятно, отражаться в изменении других свойств углей и РОВ. Ана-

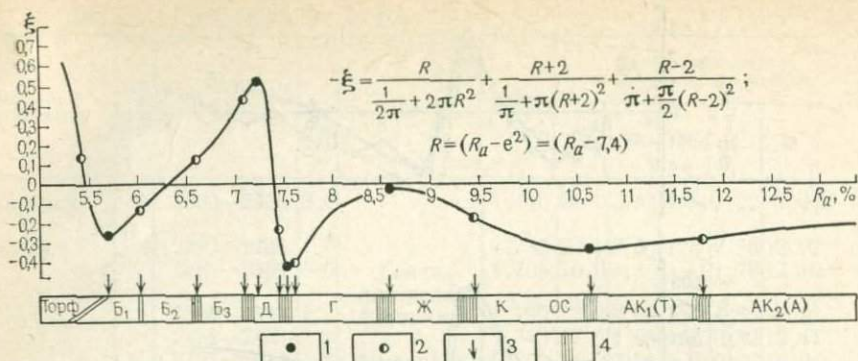


Рис. 35. Вид функции молекулярной структуры керогена.

Точки, в которых: 1 — первая производная меняет знак, 2 — вторая производная меняет знак; 3 — проекции этих точек на шкалу углефикации; 4 — границы стадий углефикации по разным авторам

лиз изменения концентрации парамагнитных центров (ПМЦ) (табл. 13 и 14) подтвердил это положение. Отмечаются локальные максимумы концентрации ПМЦ при $R_a = 7\%$ в асфальтенах углей до $20 \cdot 10^{17}$ спин/г, в углях (узкий спектр) до $35 \cdot 10^{17}$ спин/г, на порядок больше в РОВ. Затем при $R_a = 8\%$ фиксируется локальный минимум, а при $R_a = 9 \div 9,5\%$ — новый локальный максимум.

Итак, анализ отклонения элементного состава РОВ и углей от фоновых изменений, задаваемых общими моделями развития системы, позволил выявить важное фундаментальное свойство, которое зависит только от энергетического состояния системы и однозначно описывается как функция отражательной способности витринита. Это свойство — квазипериодическое изменение молекулярной структуры хорошо подтверждается характером изменения ПМЦ не только в РОВ и углях, но и в нефтях и особенно в смолах и асфальтенах.

С учетом функции изменения молекулярной структуры керогена ξ общее уравнение состояния углей и РОВ при различных R_a запишется так:

$$\ln C = 3,3 \left[1 - \frac{0,015}{(H - 0,02)} \right] \left[e^{\frac{3,7(H - 0,13)}{R + 3,1}} - 1 \right] - 0,07\xi. \quad (5.7)$$

Соответствующая палетка (проекция трехмерной поверхности на плоскость R, H) изображена на рис. 36. Трехмерное изображение уравнения (5.7) дано на рис. 37.

По мере роста R_a концентрация углерода вначале нарастает медленно, затем скорость процесса возрастает. Факт хорошо известный (см. рис. 31). Но на фоне этого изменения в «поверхности состояний» как бы заложено несколько складок, обусловленных изменением молекулярной структуры керогена. С этими зонами связаны важнейшие элементы процесса нефтегазообразования. Основной процесс преобразования керогена связан с генерацией воды,

углекислого газа, метана, с увеличением «графитовой» фазы. И лишь как побочные продукты, как элемент небольшой несбалансированности развития появляются жидкие УВ. Максимум такой несбалансированности проявляется в зоне складок.

Поднимаясь над плоскостью P (граница диагенеза и катагенеза, см. рис. 37,а), поверхность состояний начинает свертываться. В диагенезе диапазон значений концентраций водорода значительно меньше, только к концу его и в начале катагенеза появляются агрегаты со средним содержанием H до 10—12 %.

Верхняя левая часть поверхности состояний (см. рис. 37,б) при H менее 3 % отражает строение изучаемой системы только при возрастающих по мере убывания H значениях R_a (напомним, что все построения были нами ограничены снизу концентрацией водорода в 3 %, здесь обсуждаем поведение найденной зависимости в окрестностях нижнего предела). Для начальной стадии катагенеза концентрации водорода в РОВ от 0 до 3 % не отвечают никаким реально захороняющимся агрегатам и смесям, относимым к РОВ и имеющим концентрацию углерода более 40 %. Устойчивый низкоуглеродистый гуанин ($C=40$ %) содержит 3,3 % водорода, в карбоновых кислотах 3,6—6,7 % водорода (кроме щавелевой с 2 % водорода, но и с аномально низким содержанием углерода, исключаяющим ее из рассматриваемой системы), лигнин и целлюлоза имеют значительно более высокое водородсодержание. При высокой преобразованности углей и РОВ концентрация водорода может снижаться в них до 2—2,5 %, это реально наблюдаемые объекты. Поэтому для $R_a > 9$ % поверхность состояний описывает поведение системы не только для $H > 3$ %, но и вблизи принятого нижнего предела (за ним) — при содержании водорода 2,5—3 %.

5.2. ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЙ — ГЕНЕРАЦИЯ

Любое развитие в катагенезе керогена или угля должно отображаться на поверхности состояний перемещением из одной точки поверхности в другую. Известные сегодня методы решения задачи описания динамики генерации сводятся к решению системы линейных уравнений (В. А. Успенского, А. Э. Конторовича, Е. А. Рогозиной и др.), описывающих концентрацию элементов в начальном и конечном состояниях системы (для стадии, этапа) и концентрацию их в отщепившихся продуктах.

Развитый нами метод — векторный анализ сложных геохимических систем — позволяет значительно расширить возможности такого подхода, определить набор линий развития керогена из одной точки системы за счет различных дополнительных условий, задать любой набор генерированных продуктов, выделить на поле развития керогена области преобладающей генерации различных продуктов. Метод основан на расчете направления перемещения системы из заданной точки поверхности, если это перемещение произойдет за счет отщепления моля одного конкретного продукта: CO_2 , H_2O , CH_4 и т. д. Рассчитывают частные вектор (для данной

Таблица 13

Изменение основных параметров структуры и состава керогена ОВ и углей при катагенезе и метаморфизме

Стадия катагенеза и метаморфизма, индекс стадии	Показатель отражения витринита в воздухе	Палеотемпература, °С	Содержание углерода и водорода по элементному анализу, %				
			Гумолиты		Сапропелиты		
			С	H	С	H	
Диагенез ДБ	До 20	До 10	50—63	2,5—7,5	50—82	7,5—16,0	
Начальный катагенез	НК ₁	20—52	10—50	50—72	2,0—7,5	50—84	7,5—16,0
	НК ₂	52—56	50—70	61—76	1,9—6,7	61—84	6,7—15,5
	НК ₃	56—62	70—90	66—80	1,9—6,4	66—84	6,4—15,0
Средний катагенез	СК ₁	62—70	90—120	72—83	1,8—6,2	72—85	6,2—14,7
	СК ₂	70—83	120—165	80—87	1,6—5,7	80—86	5,7—13,6
Поздний катагенез	ПК ₁	83—88	165—185	82—88	1,5—5,5	82—86	5,5—11,7
	ПК ₂	88—94	185—200	83—89	1,5—5,3	83—87	5,3—11,0
	ПК ₃	94—101	200—215	86—90	1,4—5,1	86—87	5,1—9,9
	ПК ₄	101—111	215—235	88—92	1,2—4,7	88—90	4,7—8,6
	ПК ₅	111—118	235—250	90—93	1,1—4,4	90—91	4,4—7,0
Начальный метаморфизм	НМ ₁	118—155	250—320	93—96,0	0,7—2,2	—	—
	НМ ₂	155—170	320—330	96—97,5	0,5—1,2	—	—
	НМ ₃	170—192	330—350	97,5—99	0,3—0,6	—	—
	НМ ₄	192—210	350—365	99—100	0—0,5	—	—

Концентрация ПМЦ, ·10 ¹⁷ спин/г				Размер структурных параметров витринита, Å			Другие особенности
Витринит			Кероген сапропелитов	Область упорядоченной упаковки	Диаметр углеродного слоя	Межплоскостное расстояние	
широкий спектр		узкий спектр в вакууме					
на воздухе	в вакууме						
—	—	—	0—25				Образование биогазов, начало формирования структуры ОВ
—	—	—	0—220				Образование СН ₄ и его гомологов до С ₄ Н ₁₀ Образование С ₃ Н ₁₂ , появление нефтяных конденсатов Появление предельных концентраций в водах СН ₄ , С ₂ Н ₆ и ТУ, появление метановых нефтей и конденсатов
20—30	35—45	3—5	220—320				
30—40	45—50	5—10	320—450				
40—50	50—70	10—35	0—600				Снижение темпов накопления газов в водах, предельные концентрации ПМЦ в нефтях Минимальные концентрации ПМЦ в нефтях
50—80	70—140	35—20	600—20	11—18	3,6—3,8	3,72—3,62	
80—120	140—180	20—30	—	18—17	3,8—4,0	3,62—3,58	
120—180	180—70	30—50	—	17—16,8	4,0—4,2	3,58—3,55	
180—220	70—190	50—25	—	16,8—16,3	4,2—4,5	3,55—3,53	
225—270	190—320	25—55	—	16,3—20,5	4,5—5,0	3,53—3,50	
270—315	320—370	55—60	—	20,5—25,0	5,0—6,0	3,50—3,48	
315—240	370—70	60—5	—	25,0—15,0	6,0—15,0	3,48—3,41	
240—50	70—170	5—30	—	15,0—11,5	15,0—28,0	3,41—3,39	
50—90	170—90	30—50	—	11,5—9,0	28,0—45,0	3,33—3,37	
90—0	90—0	50—0	—	9,0—4,0	—	3,37—3,35	

точки) CO_2 , вектор CH_4 и т. д. Суммарный вектор перемещения системы в целом (керогена с заданными при определенном R_a компонентами C , H , N , O , S) есть сумма выделенных частных векторов.

Расчет направления каждого единичного вектора основан на соотношении водорода, углерода и гетеросоединений в генерированном продукте. Возьмем на палетке в верхней правой части точку m_1 . Вещество, находящееся в точке m_1 , содержит C_1 — углерода, H_1 — водорода, $G_1 = 100 - C_1 - H_1$ — гетероэлементов (по массе). Отщепляющийся продукт, для определенности, положим, CO_2 , содержит C_2 — углерода (27,3 %) и G_2 — кислорода (72,7 %). После отщепления некоторого количества CO_2 (для восстановления направления вектора количество генерированного продукта нас не интересует, обозначим его x) останется углерода ($C_1 - xC_2$), водорода — H_1 , гетероэлементов ($G_1 - xG_2$).

Общая масса оставшихся элементов равна $H_1 + (C_1 - xC_2) + (G_1 - xG_2)$.

Новая концентрация (после удаления CO_2) элементов в керогене составит:

$$C_3 = \frac{C_1 - xC_2}{H_1 + (C_1 - xC_2) + (G_1 - xG_2)} \quad (5.8)$$

$$H_3 = \frac{H_1}{H_1 + (C_1 - xC_2) + (G_1 - xG_2)} \quad (5.9)$$

Выберем x произвольно, ориентируясь лишь на то, чтобы C_3 и H_3 не слишком далеко отстояли от C_1 и H_1 , определим значения C_3 и H_3 и нанесем эту точку (m_2) в координатах палетки. Соединив стрелкой точки m_1 и m_2 , получим вектор, описывающий направление изменения элементного состава системы при генерации данного продукта. Существует строгий метод расчета таких единичных векторов в трехмерном (R_a , C , H) пространстве для любого генерированного соединения. Рассчитав векторы для каждого продукта (H_2O , H_2S , CH_4 и т. д.), получим векторную диаграмму, изображенную на рис. 36. Векторы, направленные в верхнее полупространство против оси R_a , являются «запрещенными», поскольку система развивается при возрастании R_a (энергии). Они могут лишь компенсировать несбалансированность направленных вниз векторов и заранее заданного вектора общего перемещения системы. В каждой точке палетки в зависимости от конфигурации поля (H , C) вектор одного и того же продукта изменяет направление. Поэтому в правой части палетки (сапропелевое РОВ) вектор генерации жидких УВ является «разрешенным», в левой — «запрещенным».

Рассчитаем единичный вектор из точки m для одного продукта генерации, затем из его конца, повторив расчет, определим следующий единичный вектор того же продукта и т. д. В результате получим изображение линии, которая показывает, как развивалась бы система с начальными условиями H_0 , C_0 , G_0 , R_{a0} , если бы происходила генерация только данного продукта. Направления векторов в каждой точке этой линии есть касательные к ней в этих точках.

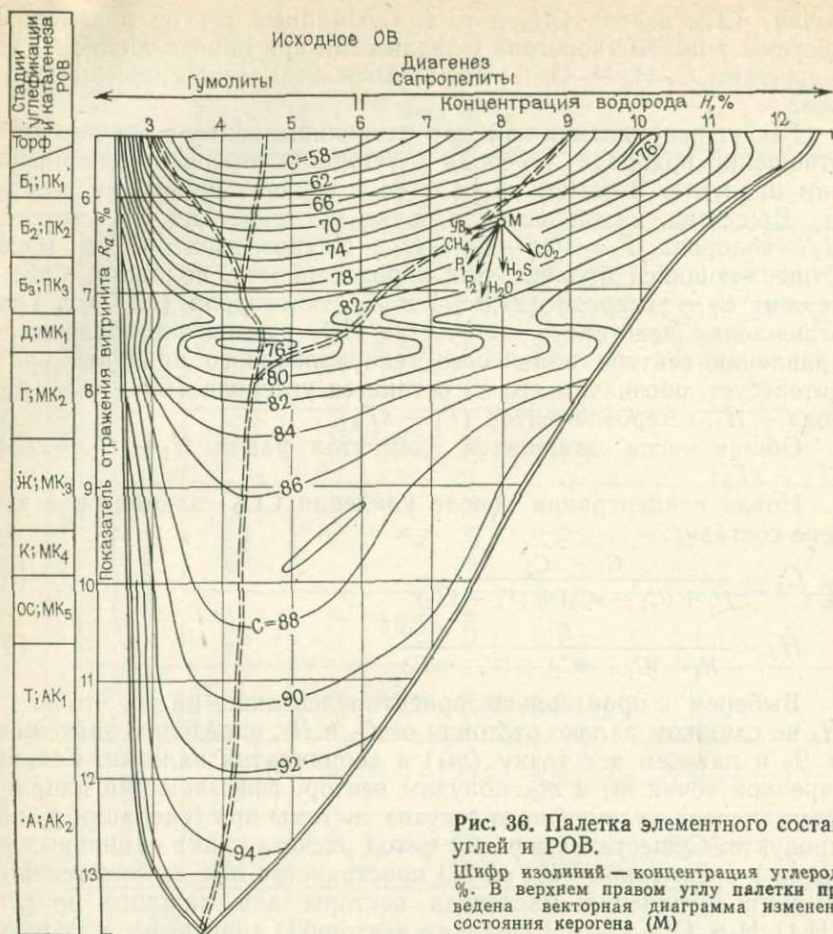


Рис. 36. Палетка элементного состава углей и РОВ.

Шифр изолиний — концентрация углерода, %. В верхнем правом углу палетки приведена векторная диаграмма изменения состояния керогена (М)

Задавая различные начальные условия, получим изображение векторного поля. Такие поля были рассчитаны и нанесены на палетку для следующих элементов: H_2O , CO_2 , H_2 , NH_3 , CH_4 , C_3H_8 , $C_{10}H_{22}$, $C_{10}H_{20}$, $C_{10}H_{14}$. Углеводороды представлены метаном, пропаном, парафинами ($C_{10}H_{22}$), нафтенами ($C_{10}H_{20}$) и ароматическими ($C_{10}H_{14}$) (на рис. 38 изображены векторные поля для H_2O , CO_2 и CH_4).

Анализ полей показывает следующее. Линии генерации неуглеводородных компонентов идут с резким возрастанием C по мере увеличения R_a . Линии генерации UB , наоборот, следуют почти параллельно изолиниям C , но обнаруживают большую скорость потери H . В зоне инверсий палетки ($R_a=7\div 8$; $R_a=9\div 10$) все поля имеют особые зоны, в которых резко изменяется направление линий развития системы. Подчеркнем, что рассматривается изменение состояния системы вследствие ухода из нее одного какого-ни-

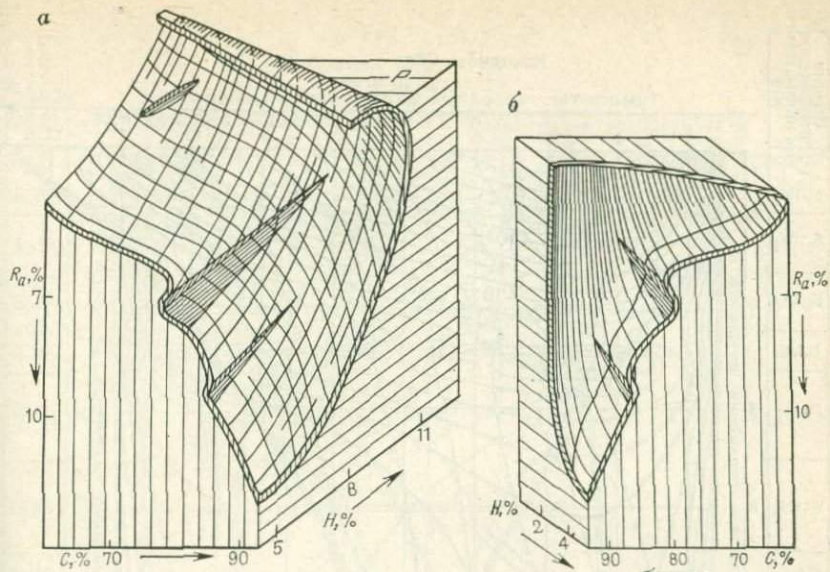
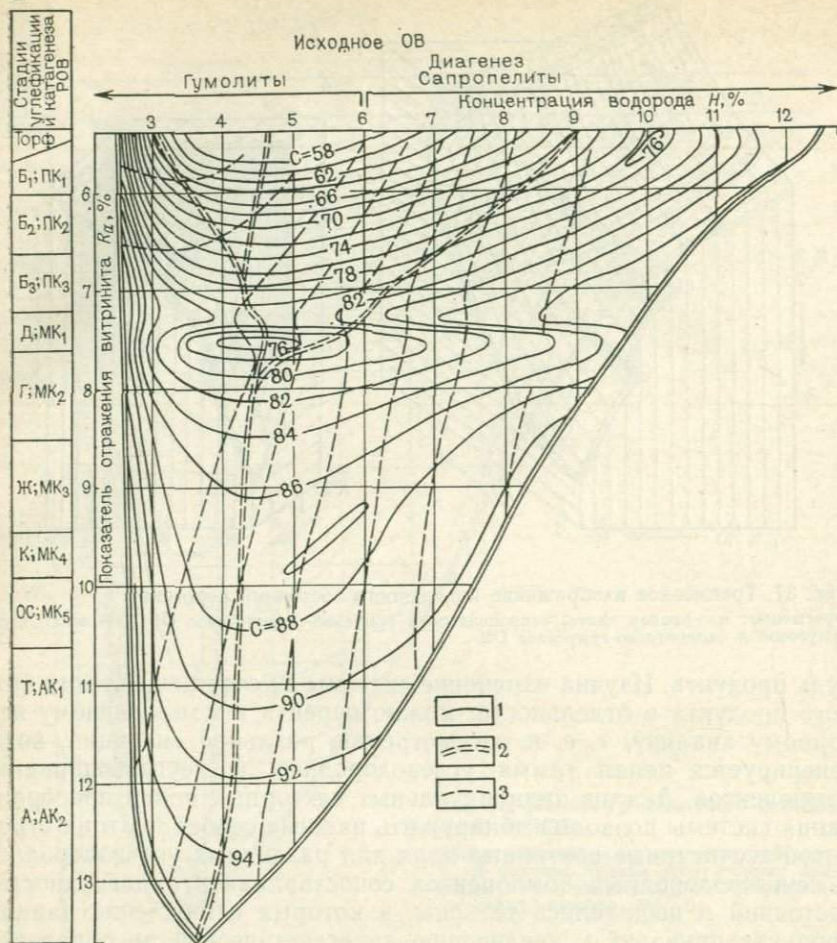


Рис. 37. Трехмерное изображение поверхности состояний керогена.

Фрагменты: а — правая часть, сапропелевое и гумусово-сапропелевое ОВ; б — левая часть, гумусовое и сапропелево-гумусовое ОВ

будь продукта. Изучив изменение системы за счет отщепления каждого продукта в отдельности, можно перейти к комплексному векторному анализу, т. е. к рассмотрению реальной ситуации, когда генерируется целая гамма углеводородных и неуглеводородных компонентов. Анализ индивидуальных векторных полей преобразования системы позволил обнаружить важные особенности их строения. Рассчитанные векторные поля для различных углеводородных и неуглеводородных компонентов сопоставлялись с поверхностью состояний и выделялись те зоны, в которых отщепление данного продукта приводит к увеличению катагенетической преобразованности системы, т. е. совпадает с общим направлением развития. В этом случае некоторые из линий индивидуального развития служат границами зон, в которых генерация данного компонента может быть подавлена (его отщепление в этих зонах связано с дисбалансом, вносимым отщеплением других компонентов), и зон, в которых генерация данного продукта согласуется с общим изменением состава системы при возрастании R_a . Накладывая на палетку состояний векторное поле генерации данного компонента и перемещаясь по одной из линий генерации (см. рис. 38), можно выделить те зоны, в которых перемещение сопровождается уменьшением или возрастанием концентраций водорода и углерода. Для H_2O , H_2S , NH_3 зонами основной генерации являются те, в которых убывает концентрация водорода, для CO_2 — возрастает концентрация углерода, для УВ — возрастает концентрация C и падает концентрация H .



В соответствии с этим анализом генерация H_2S и NH_3 имеет самостоятельное значение в сравнительно ограниченных частях векторного поля этих компонентов, на большей части палетки состояний интенсивность их генерации подавлена. Зоны подавленной генерации H_2O и CO_2 совпадают с развитием инверсионных зон на палетке состояний. Для УВ границы зон подавленной и основной генераций (на векторных полях) совпадают с определенными изолиниями концентрации углерода на палетке Нестерова. При этом изолинии концентрации углерода на поверхности состояний соответствуют содержанию углерода в отщепляющемся углеводородном продукте. Так, для метана линия, разделяющая зоны, где отщепление CH_4 приводит к возрастанию C и убыли H в оставшемся веществе, совпадает с изолинией $C=75 \%$ (содержание углерода в метане равно 75% по массе, для пропана $C=81,8 \%$, такое же

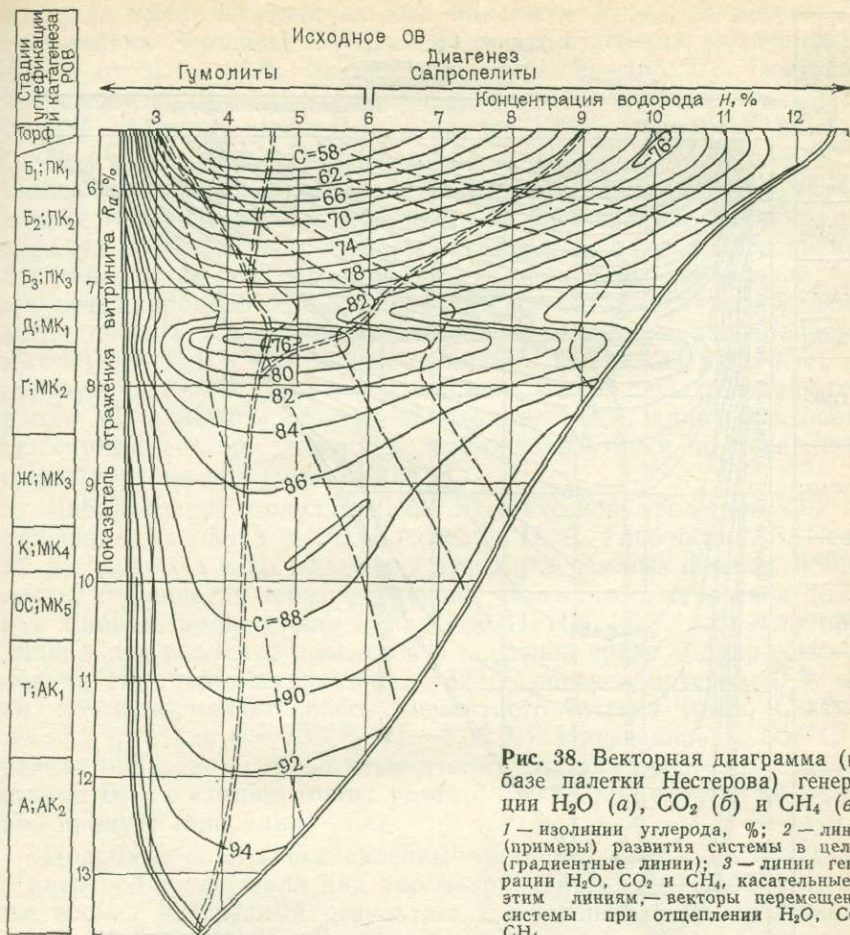


Рис. 38. Векторная диаграмма (на базе палетки Нестерова) генерации H_2O (а), CO_2 (б) и CH_4 (в): 1 — изолинии углерода, %; 2 — линии (примеры) развития системы в целом (градиентные линии); 3 — линии генерации H_2O , CO_2 и CH_4 , касательные к этим линиям; — векторы перемещения системы при отщеплении H_2O , CO_2 , CH_4 .

содержание углерода в пропане), для генерации $C_{10}H_{22}$ граничная линия совпадает с изолинией палетки для $C = 84,5\%$, для $C_{10}H_{14}$ — с изолинией $C = 89,5\%$ и т. д.

Обнаружилось, таким образом, важное свойство палетки: каждая изолиния углерода является границей области доминантной генерации для УВ с данной концентрацией C . За пределами этой области отщепление продукта может происходить за счет того, что генерация других продуктов создала дисбаланс в элементном составе системы и для его погашения отщепляется этот УВ. В доминантной же зоне отщепление этого углеводородного соединения является ведущим — одним из главных факторов преобразования ее элементного состава.

Следует различать реакции преобразования керогена и реакции образования УВ и их соединений. При этом необходимо учитывать

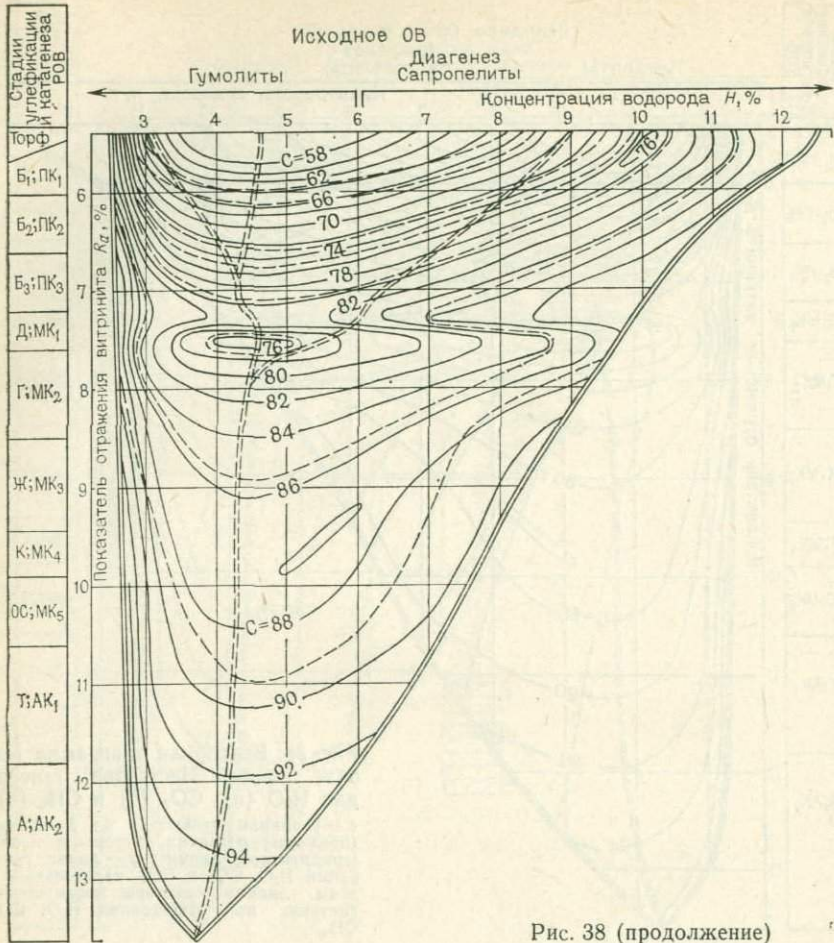


Рис. 38 (продолжение)

влияние давления. В открытых системах (пластовые системы с гидростатическим давлением) реакции преобразования идут полнее с образованием большего количества легких изомеров. В закрытых системах (отсутствие оттока новообразованных соединений) абсолютная масса новообразований почти на порядок меньше, но идет образование с преобладанием тяжелых изомеров. При этом часто отмечается избыток водорода, который расходуется не на расщепление молекул керогена, а на образование H_2 .

При региональных процессах преобразования в каждом ингредиенте керогена идет расщепление алифатических цепей по мере возрастания катагенеза до критического значения $R_{a \text{ крит}}$ с образованием новых соединений, содержащих стабильные радикалы. После $R_{a \text{ крит}}$ в ингредиентах ОВ преобладают реакции циклизации

и отмечается снижение концентраций ПМЦ. Каждый ингредиент керогена имеет индивидуальный максимум $R_{a \text{ крит}}$. В мезозойских отложениях Западной Сибири ОВ пород содержит ингредиенты с $R_{a \text{ крит}}$ от 52 до 83% (палеотемпература 50—165 °С). Гумусовые ингредиенты ОВ имеют существенно большие значения $R_{a \text{ крит}}$. Например, витринит имеет $R_{a \text{ крит}}$, равное 118% (при 250 °С).

При формировании залежей нефти в локальных участках, где создаются условия с аномальными состояниями Δt и Δp (градиентами температуры и давления), идет расщепление твердофазных молекул ОВ до жидких и газообразных только в тех ингредиентах керогена, которые не прошли свою стадию $R_{a \text{ крит}}$. В каждой залежи нефти процесс ее формирования продолжается до состояния, когда достигается равновесие между количеством новообразованных C_3H_8 — C_5H_{12} (источники донорного водорода) и количеством образующихся УВ, смол и асфальтенов. Чтобы решить задачу генерации УВ в полном объеме, необходимо знать длины векторов и суммарный вектор, задающий перемещение точки по поверхности существования при возрастании R_a .

Лабораторное моделирование термической эволюции ОВ при различных условиях (Н. Б. Вассоевич, Н. Д. Глебовская, Б. Песно, М. А. Бестужев и др.) дает для этого ряд важных фактов. В частности, ступенчатая термодеструкция мезозойских керогенов Западной Сибири, проведенная в ЗапСибНИГНИ [43], показала принципиальное различие процессов в инертной среде и природных условиях. При термодеструкции до 320 °С кероген, потеряв 30 % массы, почти не меняет своего элементного состава (было $C=72\%$, $H=5,2\%$, стало $C=73,3\%$, $H=4,95\%$). Нагревание до 660 °С перевело образец (судя по элементному составу керогена) сразу из стадии B_{2-3} в стадию тощих углей с $C=89,5\%$, $H=4,3\%$. Основной продукт генерации — CO_2 .

Подобные опыты, поставленные по термодеструкции битумоида в инертной среде, дали для рассматриваемой здесь проблемы также весьма интересный результат: элементный состав остатка на каждой ступени термодеструкции развивался (если нанести на палетку Нестерова) практически точно по линии постоянной концентрации гетеросоединений (сумма $C+H$ почти постоянна).

В то же время по материалам В. А. Успенского развитие углей описывается почти вертикальными (применительно к палетке) линиями с небольшим возрастанием, затем в среднем катагенезе небольшим убыванием концентрации водорода и существенным убыванием концентрации его в позднем катагенезе. С. Г. Неручев, систематизировав данные по ОВ баженовской свиты Западной Сибири из разных температурных зон, показал, что изменение РОВ сопровождается в отличие от углей быстрой потерей водорода.

Итак, из одной точки палетки может выходить несколько трасс возможного развития. Тонкодисперсная органика, лишенная катализатора, но обеспеченная механизмом отвода продуктов реакции, развивается до центрального желоба палетки по линиям, близким

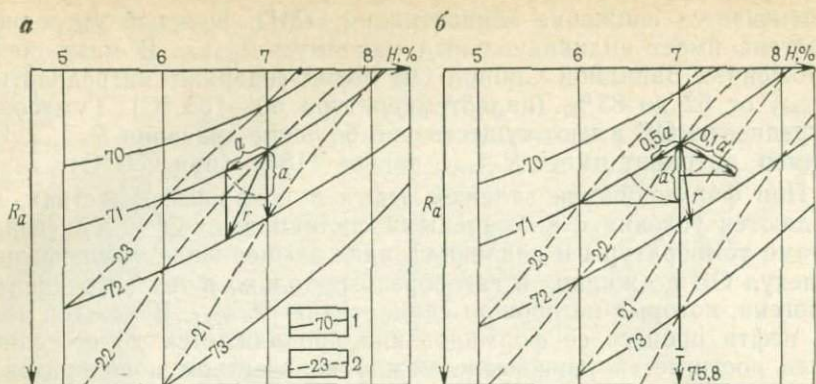


Рис. 39. Схемы расчета суммарного вектора преобразования РОВ (а) и углей (б):

1, 2 — концентрации соответственно углерода и гетероэлементов, %

к постоянному содержанию гетероэлементов, достигнув центрального желоба, — вниз по его днущу.

Тонкодисперсная органика при термокаталитическом воздействии, протекании радикальных реакций и наличии механизма отвода продуктов реакции развивается по градиентным линиям (линиям скорейшего ответа на воздействие R_a) поверхности существования, при этом единицей измерения отщепляющихся компонент является единица их массы. Высококонцентрированное скопление ОВ, площадь поверхности частичек которого превышает площадь поверхности минеральной фазы, развивается по градиентным линиям поверхности существования при исчислении отщепляющихся компонентов в структурных единицах системы — в молях и при учете вектора концентрации гетеросоединений.

Представить ситуацию можно на трехмерном изображении палетки Нестерова (см. рис. 37). Предположим, по этой поверхности скатывается шарик, он будет катиться по линии скорейшего спуска. Цилиндр, обладающий меньшим числом степеней свободы, является аналогом системы, в которой часть превращений заблокирована. Он будет скатываться вниз в зависимости и от главной компоненты уклона, и от ориентировки оси и среагирует на вторую компоненту, параллельную его оси, значительно меньшим перемещением.

Поскольку расчеты приходится выполнять на проекции поверхности и работать с проекциями векторов, поясним эти положения на схемах (рис. 39), представляющих собой небольшие фрагменты палетки. Здесь кроме изолиний концентрации C показаны и изолинии концентраций гетероэлементов Γ ($\Gamma = 100 - C - H$).

Схема построена для РОВ, находящегося в максимально благоприятных условиях. Если РОВ переместится при возрастании R_a из точки с координатами $H=7\%$, $C=71\%$ в точку с координатами $H=6\%$, $C=71\%$ (т. е. на единицу (по массе) снизится содер-

жание водорода при неизменном содержании углерода), то R_a возрастет на a . Отложив отрезок a по направлению рассмотренного перемещения, получим один вектор. Если система переместится при сохранении концентрации водорода в состоянии, обуславливающее изменение на единицу по массе содержания углерода, и окажется в точке с координатами $H=7\%$, $C=72\%$, то R_a возрастет на величину этого перемещения, что определяется вторым вектором (вертикальная стрелка). Суммарное перемещение — есть сумма двух векторов, вектор r . Последовательно проводя такие расчеты для всех исходных классов РОВ, получим линии их развития для оптимальных условий.

Для углей (б) расчет основан на том же принципе, но с учетом мольных долей. В нашем примере в исходной точке они составляют для $C=0,4$, для $H=0,5$, для $G=0,1$.

Пусть при постоянной концентрации C отщепился один моль водорода, что переместит систему в точку $H=6\%$, $C=71\%$. Тогда по этому направлению длина вектора будет $0,5a$, где a — возрастание для рассмотренного перемещения R_a , $0,5$ — мольная доля водорода. Тогда в тех же единицах отщепление моля углерода должно привести к возрастанию C на 12% , длина вертикального вектора, отражающего увеличение R_a , составит $12 \times 0,4$, конец вектора будет находиться в точке $H=7\%$, $C=75,8\%$.

Наконец, если G представлен кислородом, то перемещение по нормали к G на 16 единиц соответствует возрастанию R_a на d , а в соответствии с мольными долями по нормали к изолиниям G отложен отрезок, равный $0,1d$, определяющий длину третьего вектора. Сумма трех векторов дает вектор r , описывающий перемещение в системе концентрированного ОВ. Как и следует из анализа наблюдений, в этой части системы ее развитие происходит с небольшим увеличением концентрации водорода.

Описываемая двумя типами развития история ОВ — это история двух его крайних разновидностей. Термическое разложение массы ОВ внутри некоторого объема, не содержащего катализатор, — угольный путь развития. Изменения в результате радикальных, термокаталитических реакций, гидрогенизации в поверхностном слое толщиной в биополимерную молекулу — путь развития тонкодисперсного РОВ, содержащегося в породе в сравнительно небольших концентрациях. Чем большая часть массы сосредоточена в поверхностном мономолекулярном слое и чем большая часть этой поверхности имеет возможность подвергаться воздействию минеральной фазы (т. е. не контактирует с другими скоплениями РОВ, а это достигается при малом размере частичек вещества и при концентрации этих частичек в породе, не превосходящей некоторый предел), тем ближе развитие системы соответствует «тонкодисперсным» линиям развития.

Вектор суммарных изменений системы (линии развития) определяет и соотношение длин векторов генерации индивидуальных веществ. Поэтому генерационные свойства углей и РОВ предопределены:

на молекулярном уровне — компонентным составом, т. е. конкретной точкой на поверхности состояний, и прежде всего содержанием водорода на начальной стадии катагенеза;

на молекулярном уровне — открытым нами свойством углей и РОВ квазипериодически изменять молекулярную структуру, обеспечивая тем самым инверсионные этапы развития системы с выделением из РОВ углеводородов, со сменой типов преобладающих химических превращений;

на макроуровне — размером агрегатов ОВ, их концентрацией в породе, что обуславливает развитие вещества по «угольной», «тонкодисперсной» или промежуточной линиям развития;

на мегауровне — характером седиментационно-тектонического процесса, реализация которого на стадии формирования отложений определяет тип и дисперсность РОВ, а на последующих стадиях — динамику прохождения инверсионных фаз. Чем большее число фаз в результате волновых седиментационно-тектонических процессов ОВ вводится в инверсионную зону, тем полнее реализуется его нефтегенерационный потенциал.

Векторный анализ геохимических систем позволяет восстановить не только набор генерированных и ушедших из системы компонентов, но и их массовые или мольные пропорции. Для каждой точки палетки направление перемещения системы за счет генерации любого (одного) компонента (H_2O , CO_2 , CH_4 и т. д.) рассчитывается строго однозначно, как это описано выше. Вопрос заключается в расчете длин векторов. Л. О. Сулеймановой был предложен интересный способ оценивать их, исходя из свойств самой поверхности существования системы, по изменению одной из пар компонентов (R и C), (R и H), (H и C), вдоль линий генерации изучаемых соединений, часть которых изображена на рис. 38. Оказалось, что замеряя вдоль линий генерации метана величину dC/dH , получаем изменение интенсивности генерации метана в разных зонах катагенеза; dH/dR описывает генерацию H_2O , если эта величина замеряется вдоль генерационных линий воды, или H_2S , если замеры производятся вдоль соответствующих линий; dC/dR задает интенсивность генерации CO_2 ; для C_3H_8 — C_5H_{12} по более сложной схеме вычисляется донорный водород для расщепления C — C связей.

Сопоставление величин этих скоростей изменения с данными по интенсивности генерации соответствующих продуктов, полученными другими исследователями, приведено на рис. 40, 41 и демонстрирует хорошую сходимость.

Развитая теория преобразования керогена и углей в катагенезе совмещает характер изменения мега- и макроособенностей системы с изменением ее молекулярных свойств и позволяет описать широкий спектр процессов нефтегазонакопления. Вероятно, важнейшим параметром, отражающим изменение молекулярной структуры, является концентрация парамагнитных центров, изменение которой хорошо коррелировано с найденной нами функцией молекулярной

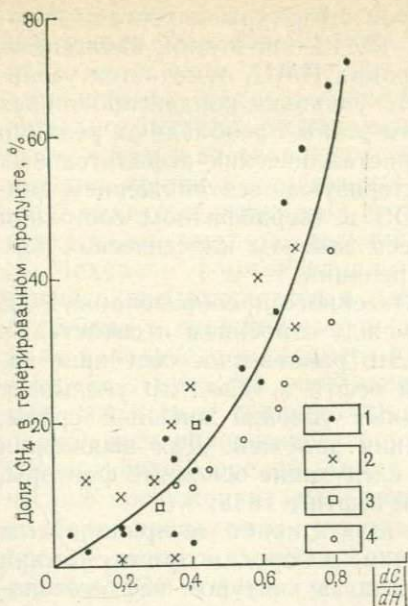


Рис. 40. Кривая сопоставления величин интенсивности генерации метана $[dC/dH]$, снятых с палетки Нестерова, и доли метана в общей генерированной массе продуктов для гумусового ОВ, по данным различных авторов:

1 — по Е. А. Рогозиной и С. Г. Неручеву; 2 — Б. П. Жижченко; 3 — Ю. И. Корчагиной, О. П. Четвериковой; 4 — В. А. Успенскому

структуры керогена и предопределяют характер химических преобразований ОВ на разных стадиях катагенеза.

Если считать, что при региональном катагенетическом преобразовании ОВ новообразование продуктов обусловлено радикальными реакциями, то одним из главных параметров, определяющих интенсивность этих процессов, является величина концентрации ПМЦ в керогене ОВ, углях и асфальтенах. В табл. 12 и 13 приведены сведения по изменению ПМЦ в керогене ОВ, углях и асфальтенах на разных стадиях катагенеза с использованием данных Э. А. Бинева, Т. Ф. Пересунько и др. (1983 г.). Эти кривые изменения ПМЦ совпадают с кривыми изменения ряда структурных параметров углей Э. А. Бинева и др., что позволяет взять их за основу для классификации ОВ и определения границ стадий катагенеза и метаморфизма. При этом принимается, что широкий спектр электропарамагнитного резонанса (ЭПР) углей и керогена ОВ отражает наличие стабильных радикалов в периферических цепях ароматических ядер типа $R-CH_2$ и кислородсодержащих групп, а узкий спектр — с электронами тока — кристаллического ядра

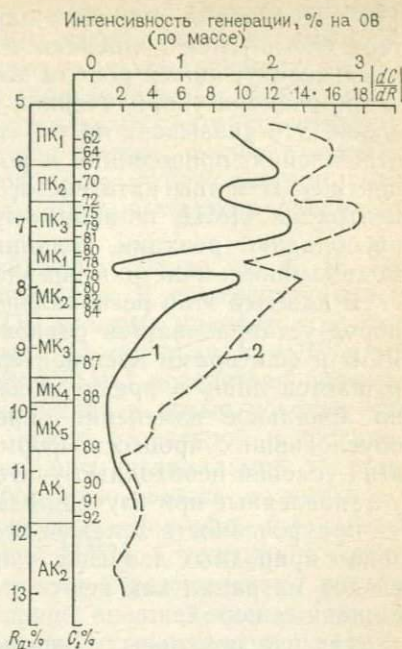


Рис. 41. Кривые интенсивности генерации углекислого газа ОВ гумусовых углей:

1 — расчетная; 2 — по Е. А. Рогозиной и С. Г. Неручеву

[10]. Изменения основных параметров структуры и состава керогена ОВ и углей приведены в табл. 12, 13. На этапах катагенеза, характеризующихся ростом концентрации ПМЦ, отмечается увеличение размера упорядоченной области упаковки конденсированных слоев. Это указывает на то, что в эти этапы преобладают реакции отщепления, приводящие к росту кристаллических асфальтеновых центров. В этапы катагенеза, характеризующиеся снижением концентрации ПМЦ, по-видимому, в ОВ в твердофазном состоянии преобладают реакции, подчиняющиеся законам классической термодинамики и кинетики химических реакций.

В каждый этап регионального катагенного преобразования РОВ пород устанавливается равновесие между строением и свойствами РОВ и факторами внешней среды. Это равновесное состояние нарушается лишь в пределах залежей нефти и газа, что указывает на локальное изменение определенных условий внешней среды, обусловивших процессы формирования залежей. Для выявления этих условий необходимо учитывать следующие основные факторы, установленные при изучении залежей нефти и газа:

приуроченность залежей нефти и газа к наиболее приподнятым зонам природных ловушек, к проницаемым породам при отсутствии следов миграции как нефти, так и газа за контуром нефтегазоносных пород;

наличие локальных современных или палеотепловых аномалий вокруг залежей нефти и газа;

повышенное содержание газообразных гомологов метана в газовых шапках и газах, растворенных в нефтях, по сравнению с содержанием их в чисто газовых залежах;

преобладание, особенно в краевых зонах нефтегазоносных провинций, в конденсатах газовых шапок нефтяных и ароматических УВ по сравнению с их содержанием в нефтях этой же залежи;

рост предельных концентраций ПМЦ в асфальтенах и смолах нефтей до стадии катагенеза с $R_a = 70\%$ ($t = 120^\circ\text{C}$) и затем резкое снижение их на стадии с $R_a = 83\%$ ($t = 165^\circ\text{C}$).

Химический состав нефтей и газов, растворенных в них, принципиально не отличается от состава продуктов регионального преобразования РОВ. Это позволяет считать, что процессы регионального и локального формирования углеводородсодержащих соединений одинаковы. Разница заключается лишь в интенсивности процессов, что приводит к большей концентрации этих соединений в пределах отдельных локальных участков. В залежах они на порядок выше. Сходство процессов прежде всего заключается в том, что УВ в залежах нефти и газа также образуются в результате реакций с участием свободных радикалов. Выше отмечалось, что при региональных процессах устанавливается равновесное состояние между структурой и свойством РОВ и факторами внешней среды. При аномальном изменении этих факторов на отдельных локальных участках нарушается равновесное состояние, образуются свободные радикалы, взаимодействие которых с ОВ и между собой приводит к формированию залежей нефти и газа.

Наиболее общая причина изменения внешних условий — волновой режим развития региона, частным проявлением которого является изменение давления и температуры в проницаемых пластовых системах. Это изменение может происходить как за счет относительно быстрых региональных и локальных тектонических опусканий, так и за счет изменения уровня океана, таяния или образования крупных ледниковых покровов, размывов, разгерметизации замкнутых пластовых систем с аномально высоким давлением и других аналогичных явлений.

Механизм формирования залежей нефти и газа, по И. И. Нестерову, представляется в следующем виде. В седиментационных бассейнах в проницаемых породах, ОВ которых находится на стадиях начального и среднего катагенеза до значений $R_a = 70\%$ и в которых отмечается рост концентраций ПМЦ вследствие повышения давления и температуры, ОВ попадает в новые условия, где нарушается равновесное состояние между структурой и составом ОВ и внешней средой. Такие условия при региональных тектонических погружениях или других процессах раньше возникают в наиболее приподнятых участках структурного рельефа. Нарушается прежде всего равновесие концентрации ПМЦ. Структура и состав керогена ОВ в новых условиях стремится к равновесному состоянию относительно изменившихся условий внешней среды. Это достигается в первую очередь отщеплением углеводородных радикалов с образованием метана и его гомологов. При образовании в результате радикальных реакций $C_3H_8 - C_5H_{12}$ выделяется донорный водород, который гидрирует ОВ коллектора и контактных зон глин с образованием новых углеводородсодержащих соединений. Реакции гидрирования происходят с выделением тепла, что обуславливает уже лавинный процесс новообразований углеводородсодержащих соединений. В зонах с небольшим катагенным преобразованием ОВ, с региональным фоном развития водно-растворенных CH_4 и C_2H_6 развиваются преимущественно радикальные реакции с образованием залежей сухого газа. В зонах с более высоким катагенным преобразованием ОВ, с наличием регионального фона развития водно-растворенных $CH_4 - C_4H_{10}$ наряду с реакциями свободных радикалов возникают условия для реакций гидрогенизации и формирования залежей жирного газа с конденсатом. При небольших количествах донорного водорода состав конденсатов нефтеный, при больших концентрациях — метановый.

В зонах с катагенезом ОВ при $R_a = 52-70\%$ ($t = 50 \div 120^\circ C$) в продуктах радикальных реакций появляется C_5H_{12} и существенно увеличивается количество новообразованного донорного водорода, что приводит к условиям более интенсивного гидрирования ОВ, локальному повышению температуры и лавинному образованию жидких углеводородсодержащих соединений. На стадиях катагенеза с R_a , близким к 52% , образующиеся газы обеднены тяжелыми гомологами метана, а жидкая фаза продуктов гидрогенизации обогащена нефтенowymi УВ. На стадиях катагенеза $НК_3 - СК_1$ газо-

вая составляющая содержит повышенные концентрации тяжелых гомологов метана, а в жидкой фазе преобладают алканы.

На стадии среднего катагенеза ($СК_2$, когда концентрация ПМЦ уменьшается с ростом температуры и давления) механизм формирования залежей УВ иной. Здесь более вероятно формирование их в условиях относительно более быстрых темпов погружения и роста температуры. В этом случае вероятность формирования залежей в погруженных зонах пластовых систем выше, чем в приподнятых. Такие условия в природе встречаются существенно реже, чем в первом случае. Следует обратить внимание на то, что увеличение в керогене концентраций ПМЦ на стадиях НК — $СК_1$ на единицу R_a происходит более чем в 2 раза медленнее, чем падение концентрации ПМЦ на стадии $СК_2$. Вероятнее всего, что на этой стадии катагенеза ($СК_2$) преобладают твердофазные реакции циклизации молекул керогена и образование донорного водорода здесь затруднено. Однако в особых условиях такие процессы могут происходить. К этим условиям относится наличие замкнутой пластовой системы, когда темпы образования из керогена углеводородных газов меньше, но относительная концентрация тяжелых гомологов метана существенно выше. К таким же благоприятным условиям относится и повышенное содержание ОВ в породах.

Вероятнее всего, что в таких условиях формировались залежи нефти баженовского типа, приуроченные к глинистым битуминозным породам. В залежах этого типа в закрытых линзовидных порках, заполненных ОВ, происходило накопление газов и шел процесс битумообразования по схеме замкнутой системы. В участках разреза с достаточной плотностью микролинз ОВ (более 40 %) под давлением новообразованных газов и в результате расширения объема жидкой фазы происходил разрыв пород в наиболее ослабленных зонах между микролинзами. За счет этого снижалось давление и происходило отщепление свободных радикалов из керогена ОВ с образованием донорного водорода, обусловившего реакции гидрогенизации. При этом за счет локального повышения температуры начинался процесс лавинного образования свободных радикалов, газов и жидких углеводородсодержащих соединений. За счет большего объема газожидкостной фазы по сравнению с исходным твердым веществом увеличивалось давление, что приводило к образованию новых трещин, соединяющих микролинзы ОВ, и увеличению площади залежи. Этот процесс происходил до тех пор, пока не наступало равновесное состояние между количеством новообразующихся из ОВ продуктов, давлением и прочностью скелета породы.

Описанный механизм формирования залежей УВ предусматривает резкое снижение неспаренных электронов в молекулах продуктов преобразования ОВ по сравнению с исходным веществом. Сравнение концентраций ПМЦ в керогене ОВ, углях и нефтях приведено в табл. 13 и 14. Подтверждением процесса формирования залежей УВ за счет радикальных реакций с последующим гидрированием ОВ, образующимся донорным водородом, является схема

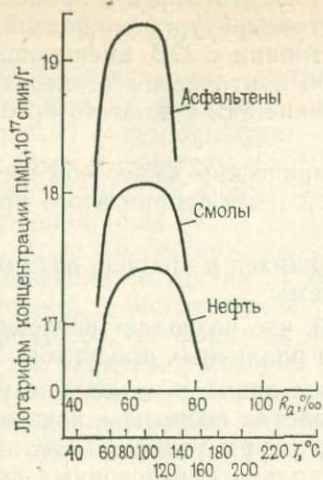
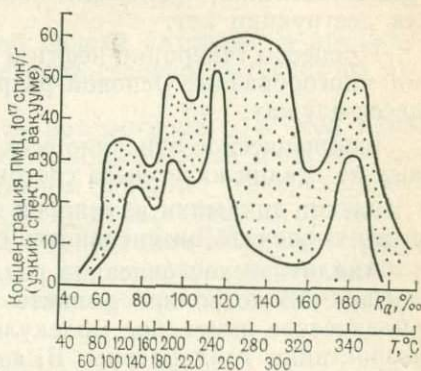


Рис. 42. Схема изменения концентраций ПМЦ в асфальтенах, смолах и нефтях

Рис. 43. График изменения концентрации ПМЦ в керогене РОВ



изменения предельных концентраций ПМЦ в асфальтенах и смолах нефтей (рис. 42).

В приведенной схеме следует обратить внимание на две особенности. Во-первых, экстремальные точки кривой на рис. 42 совпадают с этапами катагенеза при R_a , равном 52; 70 и 83 ‰. Эти же границы имеются и в графике изменения концентраций ПМЦ в керогене РОВ (рис. 43). Во-вторых, в одной залежи при сравнительно небольшом изменении палеотемператур концентрация ПМЦ в смолах нефтей меняется более существенно. Это четко видно на примерах залежи пласта БВ₈ Самотлорского месторождения и залежи нефти в баженовской свите месторождения Большой Салым в Западной Сибири.

Необходимым условием описанного механизма формирования залежей УВ, особенно нефти, является повышение температуры при реакциях гидрогенизации. По расчетам А. Р. Курчикова, Б. П. Ставицкого, крупные температурные аномалии, не связанные с изменением теплового потока, исчезают за период до 2 млн. лет [20]. Поэтому наличие локального разогрева в большинстве залежей УВ можно зафиксировать только по изменению свойств пород или ОВ. Так, по изменению показателя отражения витринита в нефтенасыщенных породах пластов АВ₁₋₄ Самотлорского месторождения отмечается палеотемпературная аномалия в залежи нефти по сравнению с вмещающими залежь породами. Если залежи нефти сформировались сравнительно недавно, то следует ожидать наличия и современных температурных аномалий. Это, очевидно, имеет место на залежах нефти в неогеновых отложениях о-ва Сахалин. Еще один факт. При термодеструкции дистиллатной части нефтей до 300—310 °С практически никаких изменений в их составе не наблюдается. При температурах выше этого предела количество новообразованных соединений в дистиллатных фракциях нефтей уве-

личивается в 50—60 раз. Это говорит о том, что нефти в процессе формирования залежей достигали этого температурного предела и их состав находился в равновесном состоянии с ОВ вмещающих пород. При нагревании нефтей выше этой критической температуры, естественно, происходит новообразование УВ, а до этого предела деструкции нет.

Процессы генерации нефти и газа органическим веществом весьма многообразны. Основой разработанной нами теории этого процесса служат:

аналитическое описание всех встречающихся в природе возможных на стадии катагенеза состояний системы;

расчет динамики изменения состояний, что позволяет непосредственно оценить интенсивность генерации различных продуктов.

Аналитическое описание различных состояний в катагенезе углей и РОВ позволило выявить новое свойство системы — квазипериодическое изменение молекулярной структуры углей и РОВ при возрастании температуры. Выявлено несколько инверсионных фаз развития системы, представляющих большой интерес для изучения процессов нефтегазообразования. Такое изменение РОВ и углей подтверждено анализом изменения концентрации ПМЦ лабораторным моделированием. Новые факты позволили предложить новую шкалу катагенеза.

Для изучения динамики процессов генерации разработан новый метод — векторный анализ геохимических систем, рассмотрена роль различных типов реакций в разные фазы развития углей и РОВ, показана возможность возникновения лавинных процессов генерации. Показано, что процесс генерации нефти и газа обусловлен свойствами изучаемой системы на молекулярном уровне (элементный состав, концентрация ПМЦ и др.), макроуровне (размер агрегатов, их свободная поверхность, соотношение с минеральной фазой) и глобальном уровне (динамика седиментационно-тектонического процесса, предопределяющего и накопление определенных типов ОВ, и дальнейшее их преобразование).

Генерация углеводородных компонентов может быть рассчитана как по палетке состояний с помощью векторного анализа, так и по более обобщенным формулам, базирующимся на развитых здесь теоретических представлениях. Обобщенные формулы удобны для обработки больших массивов информации при проведении прогноза нефтегазоносности, более удобны они и для проверки комплексных моделей нефтегазообразования на фактическом материале. Их можно получить, решая системы дифференциальных уравнений, описанных в разд. 2.2, определив при этом вид функциональных зависимостей, упрощенный на основании изложенных здесь материалов. Два наиболее обобщенных выражения для описания количества генерированного продукта (J) при достижении системой температуры T задаются формулами:

$$J = U_1 [1 - \exp(1 - \alpha T^2) u_2 G]; \quad (5.10)$$

$$J = G \exp \left[U_3 \left(e^{-\frac{U_i}{T}} - 1 \right) - \frac{\beta}{T} \right], \quad (5.11)$$

где U_i — функции, характеризующие тип РОВ; α , β — константы для данного продукта генерации; G — тектоническая напряженность; T — температура.

Вывод формулы (5.10) подробно описан авторами в предыдущих работах, а формула (5.11) непосредственно вытекает из выражения (5.3).

Если положения, вытекающие из рассмотренных в этой главе уравнений состояния керогена и векторного анализа динамики состояний, конструктивны при детальном анализе генерационных процессов, то формулы (5.10) и (5.11) целесообразно применять в тех задачах, в которых совместно с генерацией УВ рассматриваются процессы аккумуляции, разрушения залежей, когда взаимовлияние различных параметров на концентрацию УВ в недрах весьма существенно.

Глава 6

ПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Процессы нефтегазонакопления необходимо описать с помощью measurable и картируемых в данной информационной ситуации параметров. Необходимость параметрического описания обсуждена в гл. 2. Заметим также, что все теоретические построения могут быть окончательно проверены на фактическом материале (совокупности выявленных залежей) только после того, как они будут выражены с помощью measurable, наблюдаемых свойств природных объектов. В гл. 3 показано, что все эти свойства в той или иной мере искажены относительно действительных природных характеристик геологоразведочными системами наблюдений, поэтому в наблюдаемые характеристики должны быть внесены коррективы за влияние геологоразведочного фильтра по формулам, приведенным в гл. 3. Необходимо также учесть, что те или иные фазы природного процесса формирования залежей охватывают весь осадочно-породный бассейн. В терминах (см. гл. 4) теории седиментационно-тектонического процесса это означает, что мы сами в зависимости от поставленной задачи должны решить, какие из низкочастотных гармоник следует рассматривать в виде фона, какие высокочастотные гармоники отбросить и считать обусловленные ими отклонения случайными, т. е. собираемся ли мы изучать процесс на уровне формирования зон нефтегазонакопления или же попытаемся описать формирование одной залежи или всех залежей района (в первом случае потребуется достаточно узкая часть волнового

спектра, остальное — фон; во втором — спектр значительно расширяется) либо распределение свойств УВ в пределах одной залежи.

Человеческие возможности обработки и восприятия информации позволяют охватить три-четыре гармоники волнового спектра. Отсюда вытекают характерные для геологии членение объектов исследования на различные иерархические уровни, выделение локальных, региональных, глобальных процессов в зависимости от того, какая часть волнового спектра изучается. При машинных методах обработки информации ограничениями выступают вычислительные мощности и разрешающие возможности систем наблюдений.

Этим же характером изучаемой части спектра определен и выбор объектов в разрезе и плане. Как отмечает М. Е. Заславский, процесс поиска определения объекта исследования есть не произвольная классификация, а процесс раскрытия глубокого единства внутри той или иной совокупности природных явлений. Выделение объектов рассмотрено в гл. 2. Изучаемая часть спектра седиментационно-тектонического процесса диктует и соответствующее выделение объектов. Из свойств этого процесса, рассмотренных в гл. 4, следует, что лишь 3—4 раза за всю историю развития бассейна большая часть его территории развивается в одинаковых фазах, в небольшие отрезки времени на значительных территориях устанавливается единый режим тектонических движений и седиментации. Большую же часть времени фазы развития различных частей бассейна не совпадают. Этим и обуславливается выделение достаточно сложных, ступенчатого строения объектов нефтегеологического анализа (см. гл. 2).

В зависимости от изученности региона, масштабности решаемой задачи различные элементы процесса нефтегазонакопления могут быть описаны известными на этом этапе measurable и картируемыми характеристиками геологических объектов с различной степенью достоверности. Параметрическое описание позволяет трансформировать общие положения теории нефтегазонакопления к конкретным информационным ситуациям, осуществлять проверку этих положений на региональном и локальном уровнях.

6.1. ОБЪЕМНЫЕ И МАССОВЫЕ СООТНОШЕНИЯ В СИСТЕМЕ

ОВ — источник нефти и углеводородных газов. Объем его в породах определяет количество новообразованных продуктов в процессе формирования залежей УВ. При обосновании модели формирования запасов нефти и газа в природных пластовых системах этот параметр должен удовлетворять следующим основным положениям: 1) при отсутствии этого параметра процессы нефтегазообразования не происходят; 2) пластовая система должна обладать минимально необходимой емкостью, обеспечивающей свободное перемещение образующихся флюидов.

Исходя из этих положений следует прежде всего определить возможность формирования залежей УВ за счет ОВ, находящегося

в проницаемых породах залежи. Доля новообразованных флюидов в объемных единицах (ω) относительно объема порового пространства проницаемой пластовой системы определяется по уравнению

$$\omega = \frac{c\Omega(1+r)d_r}{md_c(1-k_b)}, \quad (6.1)$$

где c — масса ОВ, % на породу; Ω — объемная доля ОВ, способная перейти в углеводородсодержащие флюиды в процессе нефтегазообразования; эту величину практически можно определить путем сравнения количества керогена в проницаемых породах внутри залежи и за ее пределами или по расчетам моделирования процесса, по моделированию процессов нефтегазообразования Ω приблизительно равна 0,3; r — коэффициент увеличения объема при переходе твердого ОВ в жидкие и газообразные продукты; его можно определить путем сравнения объема ОВ, перешедшего в флюиды, и объема запасов нефти и газа в залежи; приблизительные цифры можно получить по отношению плотности нефти в пластовых условиях к плотности исходного ОВ, для нефтей плотностью 0,81—0,83 г/см³ и газовым фактором 100—150 м³/м³ в зависимости от типа ОВ величина r приблизительно равна 0,5; d_r , d_c — плотность соответственно пород и ОВ; m — коэффициент эффективной пористости в долях единицы; k_b — водонасыщенность коллектора в долях единицы от пористости.

При $c=0,01$, $\Omega=0,3$, $r=0,5$, $d_r=2,4$, $d_c=1,3$, $k_b=0,2$, при $m=0,3$, $\omega=0,035$; при $m=0,2$ $\omega=0,05$; при $m=0,1$ $\omega=0,1$. Полное насыщение коллектора флюидом для этих же значений эффективной пористости наступит при содержании ОВ в проницаемой породе соответственно 30, 20 и 10 %, а при $c=0,01$ объем нефтегазосборной площади должен быть больше объема залежи соответственно в 8; 4 раз и равен залежи. Это свидетельствует о том, что в хороших коллекторах условия для процессов нефтегазообразования почти на порядок хуже, чем в коллекторах с более низкой пористостью. Это усугубляется и тем, что в них почти всегда очень низкие концентрации ОВ.

Подтверждением возможности формирования залежей нефти только за счет ОВ коллектора без миграционных процессов служат залежи в глинистых битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири. В этих замкнутых залежах отсутствует гидродинамическая связь с другими проницаемыми породами как по простиранию так и с перекрывающими и подстилающими отложениями. Формирование залежей этого типа *in situ* подтверждается отношением изопреноидов пристана и фитана, равного единице как в нефтях, так и в УВ вмещающих ОВ пород.

Другое выражение, описывающее концентрацию УВ в породе, получим, положив, что генерация происходит как за счет РОВ песчаников (концентрация генерирующего продукта c_n), так и за счет РОВ глин (концентрация c_r). Тогда общая масса вещества, способного генерировать УВ в пределах единичной площади, равна $c_n h_n + c_r h_r$ и при функции генерации I на единицу объема коллек-

тора в нефтегазоносном комплексе (НГК) со средней пористостью m будет приходиться генерированных продуктов

$$\omega = \frac{c_n h_n + c_r h_r}{h_r m} I. \quad (6.2)$$

Анализ материалов показывает, что содержание РОВ в песчаниках пропорционально доле глинистого цемента в них. Для глин и глинистого цемента песчаников может быть (в одних и тех же НГК) принято содержание генерирующего УВ вещества одинаковым (c_r), тогда, если K — коэффициент глинистости песчаников, получим

$$\omega = \frac{c_r h_r + c_r h_n K}{h_r m} I. \quad (6.3)$$

Если в рассматриваемом случае НГК образован только терригенными породами и $h = h_r + h_n$, при этом доля песчаных отложений $r = h_n/h$, а глинистость песчаников K , то получим

$$\omega = \frac{c_r}{m} \left(\frac{1}{r} + K - 1 \right) I. \quad (6.4)$$

Из формулы (6.4) следуют те же основные выводы, что и из формулы (6.1): в глинистых коллекторах быстрее достигается высокая концентрация УВ на единицу порового объема. Другое дело, как эта концентрация реализуется при формировании промышленных скоплений. Этот процесс перераспределения УВ описан ниже.

Для того чтобы задать c_r , нам необходимо, исходя из описанной теории генерации, задать концентрации ОВ определенных типов на начало катагенеза; задание m , r и K не требует особых пояснений.

6.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТИПА РОВ

Обобщенная характеристика ST -процесса позволяет связать отдельные фазы его развития с накоплением ОВ, благоприятного для нефте- или газообразования (см. гл. 4). Количество благоприятного для нефтеобразования вещества накапливается в единицу времени прямо пропорционально ускорению (a) и обратно пропорционально скорости процесса (v). Выделив в истории формирования НГК интервалы времени Δt_i с ускоренным развитием ($a > 0$), для каждого из них учитывая, что накопившаяся мощность отложений равна $\Delta t v$, можем записать уравнение, описывающее количество благоприятного для нефтеобразования продукта,

$$x \frac{a_i}{v_i} v_i \Delta t_i = x a_i \Delta t_i.$$

Суммируя по всем i интервалам, найдем величину, пропорциональную массе благоприятного для нефтеобразования продукта:

$$x \sum_i a_i \Delta t_i. \quad (6.5)$$

При отсутствии необходимой информации для расчленения разреза по величине a можно ввести некоторые загроубляющие пред-

положения: длительность всех интервалов одинаковая; ускорение на всех интервалах сдинаковое и равно $(v_k - v_n)/\eta t$, где v_k и v_n — скорости на конечном и начальном этапах формирования НГК; t — длительность формирования НГК; η — доля времени формирования с ускоренным развитием, тогда:

$$x \sum_i a_i \Delta t_i \approx 2x (v_{cp} - v_n), \quad (6.6)$$

где x — коэффициент пропорциональности; v — средняя скорость формирования НГК.

Собственно седиментационно-тектонический процесс задает смену фациальных обстановок. Нередко тип фаций удается установить раньше и закартировать надежнее, чем параметры седиментационно-тектонического процесса.

Г. П. Мясникова, Г. И. Плавник и И. И. Нестеров [24] предложили количественно оценивать степень благоприятности свойств РОВ для нефтеобразования через фации. Качественная сторона этого процесса у геологов не вызывает сомнения, важно было найти количественное выражение. Указанным авторам удалось, упорядочив фации от морских до континентальных, показать, что для такого ряда изменение доли сапропелевого ОВ описывается гладкой кривой, и предложить соответствующие графики (доли сапропелевого ОВ, мористости отложений D), которые неоднократно использовались при количественной оценке перспектив нефтегазонасыщенности ряда регионов. С наших позиций, развиваемых в гл. 4 и 5, такой подход комплексно отображает долю ОВ с различным содержанием водорода в начале катагенеза и долю ОВ различной дисперсности. На языке описанной здесь теории генерации величина D характеризует долю линий «нефтяного» развития на палетке Нестерова. Разобьем все накопившееся в НГК ОВ на микрообъемы, каждый из которых на начало катагенеза имеет определенный класс по водороду, т. е. располагается на определенном интервале горизонтальной шкалы палетки (см. рис. 36), и в зависимости от концентрации в породе и размеров может развиваться с более интенсивной отдачей водорода и генерацией в определенные фазы развития жидких УВ или с минимальной генерацией жидких компонентов. Если мысленно восстановим для всех микрообъемов ОВ трассы их развития, то доля «нефтяных трасс», обусловленная экологией среды, характером захоронения, будет пропорциональна фациальному коэффициенту D , который для полифациальной толщи запишется как $\frac{1}{h} \sum_i h_i D_i$. Ясно, что наиболее эффективно должно оказаться соединение скоростных [формулы (6.5) и (6.6)] и фациальных параметров процесса формирования НГК, что и подтвердили дальнейшие расчеты.

Классификация фациальных обстановок осадконакопления, разработанная специально для прогноза типа РОВ и его концентрации, приведена в табл. 15. Всем фациям (фациальным областям)

Таблица 15

Классификация фациальных обстановок накопления мезозойских отложений
Составили В. И. Шпильман, Г. С. Ясович, Г. П. Мясникова, Н. В. Судат

Группы фациальных обстановок	Среда осадконакопления	Фашии (фациальные области)	Номер фациальной области	Фашиальные районы	Макроформы
I. Денудационной равнины	Субаэральная	Гляциальные	1		Морена
		Элювиальные	2		Коры выветривания
		Делювиальные	3		
II. Аккумулятивной равнины	Субаэральная	Гляциальные	4		Морена
		Лесов, лугов, степей	5	а) тундры, лесотундры, северотаежные леса, б) среднетаежные леса, степи сухие,	
				в) луга, степи, лесостепи, леса южнотаежные	Богатые ОВ почвы
				г) субтропические леса	Бедные ОВ почвы
Пустынные и полупустынные	6	а) временных потоков, б) накопления песков, в) накопления лёссов			

		Речные	7	а) пойменные	Высокая пойма, низкая пойма
Субаквальные	Опресненная	Речные	8	а) русловые	Косы Бары
		Озерные	9	а) эвтрофные, б) олиготрофные, в) дистрофные	Бортовая заиленная зона Центральная песчано-алевритовая
		Болотные	10		
	Засолоненная	Озерные	11	а) эвтрофные, б) олиготрофные, в) дистрофные	
III. Прибрежной равнины	Субаэральная	Пустынные и полупустынные	12	а) временных потоков	
				б) накопления песков	Барханы, дюны
в) накопления лёссов					
		Лесов, лугов, степей	13	а) тундры, лесотундры, северотаежные леса	Богатые ОВ почвы
				б) среднетаежные леса, степи сухие, в) луга, степи, лесостепи, леса южнотаежные, г) субтропические леса	Бедные ОВ почвы

Группы фациальных обстановок	Среда осадконакопления	Фации (фациальные) области	Номер фациальной области	Фациальные районы	Макроформы	
		Речные	14	а) пойменные		
		Пляжей	15		Дюны, береговые валы	
	Субаквальные	Опресненная	Озерные	16	а) эвтрофные, б) олиготрофные, в) дистрофные	
			Болотные	17		
			Речные	18	а) дельт и протоков	Косы Устьевые бары
			Лагунные	19		
		Засолоненная	Озерные	20	а) эвтрофные, б) олиготрофные, в) дистрофные	
			Лагунные	21		
IV. Морей и крупнейших озер	Субаквальная	Опресненная	Мелкой части шельфа	22	а) подводной части дельт	Дельтовая платформа: бары, косы Дельтовый склон: мутьевые потоки Подножие

					б) прибрежной зоны вдоль береговых течений	
					в) подводной возвышенности	Подводные острова, бары, гряды
					г) впадин	
					д) активного склона	Оползни, мутьевые потоки
					е) органогенных построек	Биогермные банки, рифы
			Относительно глубоководной части шельфа	23	а) донных течений, б) турбидитов, в) шельфовой платформы	Суспензионные, мутьевые потоки
		Засолоненная	Континентального склона	24	а) центральной части внутренних морей	
			Открытого океана	25		

Минимум Максимум
Упорядоченные ряды фаций по автохтонной биопродукции

1; 4; 2; 3; 15; 24; 6 б) 17, 10; — — — 14; — 7; 8; 18; 6; в) 12; 5; 9; 13; 11; 20; 16; 19; 23; 21; 22; 22 а)

Минимум Максимум
Упорядоченные ряды фаций по коэффициенту fossilization

1 2 3 4 — 6 б) — 12, 15 — 6 в) 5; 13; 24; 7; 14 23; 8; 18; 22; 9; 22 а) 11; 16; 20; 19; 21; 17; 10

присвоены номера (25 классов) и буквенные индексы для фациальных районов. В конце табл. 15 приведены два упорядоченных ряда фаций, от минимальных к максимальным значениям, первый — для объема автохтонной биопродукции, второй — для коэффициента fossilization. По содержанию водорода в первичной биопродукции фации упорядочиваются от континентальных с содержанием $H = 3 \div 7\%$ до морских с содержанием $H = 7 \div 9\%$. Соединение этих рядов изменчивости предопределяет то значение фациального коэффициента D , который ставится в соответствие каждой фациальной обстановке согласно графику Г. П. Мясниковой, Г. И. Плавника.

Концентрацию благоприятного для нефтеобразования вещества можно определить на основании прямых геохимических замеров. При этом отметим, что современная концентрация $C_{орг}$ в породе — неинформативный параметр (для нефтеобразования). Как показали расчеты по различным регионам, показатель $C_{орг}$ характеризует в большинстве случаев способность толщи сорбировать УВ, препятствовать их накоплению в залежах. Это очевидно из развитых выше положений: о генерационном процессе, о важной роли свободной поверхности накопившегося вещества.

Наиболее благоприятные условия нефтеобразования возникают, когда вся масса ОВ сконцентрирована в одном поверхностном мономолекулярном слое частички РОВ и когда на одну частичку РОВ приходится 10—15 частичек породы-катализатора, т. е. максимальный нефтегенерационный потенциал обеспечивается очень мелкими частичками в сравнительно невысоких концентрациях. Отсюда понятно, почему возрастание $C_{орг}$ не ведет к возрастанию нефтегенерирующего потенциала.

Одной из наиболее удачных геохимических характеристик концентрации благоприятных для нефтеобразования веществ оказалось отношение концентраций изопреноидов C_{19} и C_{20} — пристана к фитану (Ал. Ал. Петров, И. В. Гончаров, И. И. Нестеров и др.). Обозначим это отношение концентраций индексом Φ . Оказалось, что в большинстве случаев отношение пристана к фитану в нефтях и РОВ, содержащемся в породах в окрестностях залежи, близко. По данным Н. В. Ильинской, проанализировавшей Φ в ряде нефтегазоносных провинций, в 65% изученных случаев расхождения между этим отношением для нефти и РОВ не превосходят 10% [10]. Г. Ф. Григорьева и др. [43] показали экспериментально, что Φ практически не изменяется при термоллизе углеводородов ОВ и нефтей. Это позволяет предполагать, что величина коэффициента Φ формируется еще на стадии диагенеза, мало изменяется в процессе катагенеза РОВ и при формировании залежей нефти. Отчасти это подтверждается лабораторными опытами по деструкции УВ нефтей (табл. 16). При деструкции смол и асфальтенов или нефти выше максимальной температуры, которую прошли УВ исследуемого вещества, коэффициент Φ может меняться за счет отщепления изопреноидных цепей из более сложных соединений и новообразования пристана и фитана.

Таблица 16

Отношение пристана к фитану в продуктах деструкции высокомолекулярных УВ нефти (Федоровское месторождение, скв. 123, интервал 1842—1846 м)

Температура, °С	Время, ч	Отношение пристана к фитану Ф
Исходная нефть	—	0,84
350	0,5	0,88
350	1,0	0,80
350	3,0	1,09
350	5,0	0,95
400	0,3	0,80

По величине отношения пристана к фитану выделяются три основных типа обстановок преобразования ОВ — резко восстановительная ($\Phi \leq 0,6$), восстановительная ($\Phi = 0,6 \div 5,0$) и слабоокислительная ($\Phi = 5 \div 15$). Отмечается связь частоты встречаемости и запасов залежей нефти с величиной коэффициента Φ в нефтях. В резко восстановительной и слабоокислительной обстановках запасы залежей небольшие и встречаются они редко. В восстановительной обстановке количество залежей резко увеличивается, и в этой зоне сосредоточены все крупные месторождения. Если принять за 1,0 геологические запасы самой крупной в регионе залежи нефти, то кривая, ограничивающая запасы наиболее крупных залежей (q_{\max}) при определенном значении Φ , описывается уравнениями

$$q_{\max} = 0,582(e^{\Phi} - 1) \text{ при } \Phi \leq 1, \quad (6.7)$$

$$q_{\max} = 0,6481 \left(e^{1 - \frac{\Phi}{15}} - 1 \right) \text{ при } \Phi \geq 1. \quad (6.8)$$

Изучая соотношение типа РОВ, коэффициента фосселизации и изопреноидного коэффициента Φ , Н. В. Судат показала, что тип РОВ может быть выражен как

$$\Phi_1 = x_1 |\Phi - 1|, \quad (6.9)$$

а коэффициент фосселизации как

$$\Phi_2 = x_2 \frac{2\Phi - 1}{\Phi_2} \quad (6.10)$$

или как

$$\Phi_3 = x_3 \Phi e^{-|\Phi - 1|}. \quad (6.11)$$

По данным этого автора, обобщенная характеристика концентрации веществ, благоприятных для нефтеобразования, выражается как:

$$\Phi_4 = x_4 \left(\frac{1}{0,4\Phi + 1} - 0,03 \right). \quad (6.12)$$

В формулах (6.9) — (6.12) x_i — постоянный коэффициент пропорциональности. Использование параметра Φ позволило объединить данные, полученные для нефтей и РОВ, т. е. резко увеличить при прогнозе объем фактических определений.

Наконец, тип РОВ можно установить непосредственно по палетке Нестерова переходом по линиям развития от элементного состава РОВ на данной стадии катагенеза к его элементному составу на начало катагенеза. В этом случае градация типов РОВ производится пропорционально содержанию в нем водорода.

6.3. ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Основными показателями энергетики генерационного процесса в различных информационных ситуациях являются: максимальная палеотемпература T ; показатель отражения витринита R_a ; энергия седиментационно-тектонического процесса, определенная как средняя сумма квадратов его реализаций G ; произведение глубины H на температуру T , поскольку $R_a \approx xHT$.

Обозначим индексом I_i долю исходного для генерации вещества, перешедшего в i -й углеводородный компонент при достижении системой определенного энергетического уровня, заданного T , R_a , G . Наилучшей оценкой для I_i является расчет с использованием векторного анализа преобразования геохимической системы, описанный в гл. 5. Из материалов этой же главы получаем, что наиболее общее описание для I имеет вид:

$$I = [1 - \exp(-\alpha T^2)]^u G, \quad (6.13)$$

где α — константа для данной группы соединений; u — функция типа РОВ, различные способы задания которой описаны в разд. 6.2.

Собственно генерация и первичная эмиграция сливаются в единый процесс. Образовавшиеся молекулы УВ должны быть отделены от материнского керогена, переведены в поровое пространство коллектора, и это отщепление является и генерацией, и «первичной миграцией» УВ. Существенным образом это предопределяется энергией седиментационно-тектонического процесса G . Реализация генерационного потенциала зависит от структуры разреза НГК. Как показали исследования А. Э. Конторовича, Б. Тиссо, С. Г. Неручева и других исследователей, можно предположить, что различные части глинистого пласта отдадут в зависимости от расстояния до коллектора различные части генерированных УВ.

Пусть НГК состоит из n глинистых пластов средней мощностью \bar{h}_g . Разобъем каждый глинистый пласт на прослой малой мощности Δh и рассмотрим две ситуации:

1) коэффициент «эмиграции» (область развития радикальных реакций) для каждого i -го микрослоя линейно убывает по мере удаления его от границы с коллектором;

2) коэффициент «эмиграции» убывает обратно пропорционально расстоянию до коллектора.

Принимая для каждого микрослоя интенсивность генерации постоянной и интегрируя заданную функцию «эмиграции» от центра глинистого пласта до его границы с коллектором, находим, что для первого случая коэффициент «эмиграции»

$$K_{эм} = x_1 (1 - x_2 \bar{h}_r), \quad (6.14)$$

для второго

$$K_{эм} = x_3 \frac{\ln \bar{h}_r / 2}{\bar{h}_r}. \quad (6.15)$$

В приведенных выражениях x_i — постоянные коэффициенты, а сами эти выражения описывают не «эмиграцию» в целом (еще раз напомним, фактически процессы генерации и эмиграции неразделимы), а роль литологического фактора — средней толщины глинистых прослоев — на генерационно-эмиграционный процесс.

Объединив блоки, описывающие массу и тип исходного для генерации вещества, с блоками генерации и «эмиграции», получаем несколько формул (в зависимости от способов описания), задающих концентрацию УВ в поровом пространстве коллектора НГК или на единицу площади НГК. Обозначим эту величину g .

6.4. ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ИЗ РАССЕЯННЫХ УВ

Изучая процессы формирования залежей из рассеянных УВ для различных по масштабности объектов (осадочных бассейнов, районов, единичных залежей), мы сталкиваемся с интересным противоречием. Для единичной залежи необходимые объемы нефтесборов невелики, нефтесборные площади или равны, или превышают всего в несколько раз площадь ловушки. Процесс формирования залежи представляется как сугубо локальный. В то же время в каждом осадочно-породном бассейне распределение всех залежей региона по размерам строго закономерно, в строго определенных пропорциях встречаются залежи с разными запасами (по В. И. Шпильману, А. Э. Конторовичу, В. И. Демину и др.), из чего следует, что общая концентрация УВ в регионе предопределяет и размеры самой крупной залежи, и общее количество залежей.

Закономерное волновое развитие осадочно-породных бассейнов обуславливает такую взаимосвязь локальных и региональных процессов, что для каждого бассейна в разных его частях за счет ST-процесса происходит перебор всевозможных (для данного спектра) условий накопления и преобразования ОВ. Поэтому и отмечается такая тесная связь между региональными и локальными характеристиками процесса.

Для осадочно-породного бассейна в целом, исходя из закономерного распределения залежей по размерам, получаем однозначную связь между концентрацией эмигрантно-способных (новообразованных) УВ и концентрацией УВ в залежах. При этом, согласно развитой в работе теории геологоразведочного фильтра, нижний предел размеров залежей обусловлен технико-экономическими, а

не генетическими факторами. Если за нижний размер залежи принять скопление УВ в 1 млн. т, то долю ($K_{ак}$) генерированных и «эмигрировавших» УВ (g), оказавшуюся в залежах, можно определить как

$$K_{ак} = 1 - 7,4/\ln g, \quad (6.16)$$

т. е. величина коэффициента аккумуляции для бассейна в целом зависит прежде всего от концентрации эмигрировавших (новообразованных) УВ [50].

Для каждого конкретного участка доля УВ, сконцентрированная в залежах, предопределена набором конкретных литологических и структурных свойств, при этом чем меньше участок, тем больше литологических и структурных особенностей влияют на то, что именно в данном месте сконцентрированы те или иные ресурсы УВ. Исследования И. И. Нестерова (1969, 1972 гг.); Г. И. Плавника, Л. Г. Судата и др. (1975 г.); В. И. Шпильмана (1982 г.) и др., основанные на решении балансовых уравнений, описывающих перераспределение УВ, позволили получить следующие комплексные описания свойств разреза и плана, влияющих на переход УВ из рассеянного состояния в концентрированное в конкретной зоне.

Если \bar{h}_n — средняя толщина проницаемого пласта в НГК, n — количество проницаемых пластов, r — песчанность разреза, h_n — общая мощность проницаемых пластов в разрезе ($h_n = n\bar{h}_n$), то влияние литологического фактора η_n на переход рассеянных скоплений нефти в залежи определяется одной из приведенных зависимостей:

$$\eta_n = x_1 \ln [\bar{h}_n^2 (1 + \ln n)], \quad (6.17)$$

$$\eta_n = x_2 h_n^{x_3}, \quad (6.18)$$

$$\eta_n = x_4 \sqrt{h_n (1 - r)} + x_5 \ln (1 + r). \quad (6.19)$$

Если F_1 — площадь оцениваемого участка и на нем S_1 — плотность ловушек (доля F_1 , приходящаяся на замкнутые ловушки) и F_2 — площадь питающего (нефтеоборного) склона и на нем плотность структур S_2 , то возрастание или убывание плотности УВ на оцениваемом участке определяется K_n :

$$K_n = \left[1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3S_2) \right] 3S_1 \quad (6.20)$$

(для $S_1, S_2 \leq 0,33$).

6.5. ДИНАМИКА ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Широко распространено мнение, что подъем территории способствует выделению газа из воды, формированию его залежей. Ниже рассмотрим модель выделения газа из воды при подъеме территории (по В. И. Шпильману), полагая, что насыщенность воды газом определена теми генерационными процессами, которые описаны в гл. 5. Генерация газа нарастает по мере погружения отложений, это, а также изменение растворимости его в воде при

различных p и T приводят к дифференцированной газонасыщенности различных интервалов разреза. В результате сброса давления в системе, который чаще всего контролируется подъемом территории, происходит дегазация воды, образование промышленных скоплений газа. Здесь соединяются два разнонаправленных процесса: длительное погружение обуславливает генерацию газа; кратковременный и подчиненный обычно по амплитуде подъем — его переход из рассеянного состояния в концентрированное.

В этом разделе опишем количественно процесс газовыделения, который происходит при подъеме территории, а в разд. 6.6 — совместно процессы разрушения залежей, газовыделения и происходящей в условиях погружения газогенерации.

За счет различной растворимости газа в воде (C) при разных температуре (T) и давлении (p) для некоторых интервалов разреза даже небольшое изменение p и T приводит к выделению определенного количества газа в свободную фазу.

Взаимодействием динамики седиментационно-тектонического процесса, динамики генерации и динамики растворимости метана в воде объясняются многие явления, наблюдаемые в распределении залежей газа в земной коре.

Описать динамику растворимости (C) газов в воде аналитически достаточно сложно. В трехмерном пространстве $C = \psi(p, T)$ описывается достаточно сложной поверхностью, которая в двухмерной проекции обычно изображается серией линий, шифр линий — температура, если одна из осей давления, или, наоборот, давление, если по оси отложена температура. Поскольку в одной точке района изменения температуры и давления взаимосвязаны, нет необходимости для решения задач газовыделения иметь аналитическое описание всей поверхности $C = \psi(p, T)$. Следует описать лишь некоторые траектории на этой поверхности, для которых p и T находятся в строго определенных соотношениях. Построим кривые, описывающие выделение газа при подъеме территории на 200 м (сбросе давления на 2 МПа). Соотношение давления и температуры зададим с помощью геотермического градиента Δ , измеряемого в $^{\circ}\text{C}/100$ м (рис. 44).

Кривые на рис. 44 получены в результате пересчета табличных значений (лабораторных определений) растворимости газа в другую систему координат. Такая операция не вносит дополнительной погрешности. Однако строгая взаимосвязь p и T во времени отягощается случайными отклонениями. Рассмотрев отклонения действительных соотношений p и T от линейных в истории развития разных районов, приходим к выводу, что они не влияют существенно на динамику газовыделения, исключая ситуацию, когда в кровле НГК (или вблизи ее) находится зона многолетнемерзлых пород. Такая аномалия требует введения поправок.

Из выполненных расчетов вытекают основные качественные выводы:

в «холодных» ($\Delta = 2^{\circ}\text{C}/100$ м) зонах главная фаза выделения метана находится на малых глубинах;

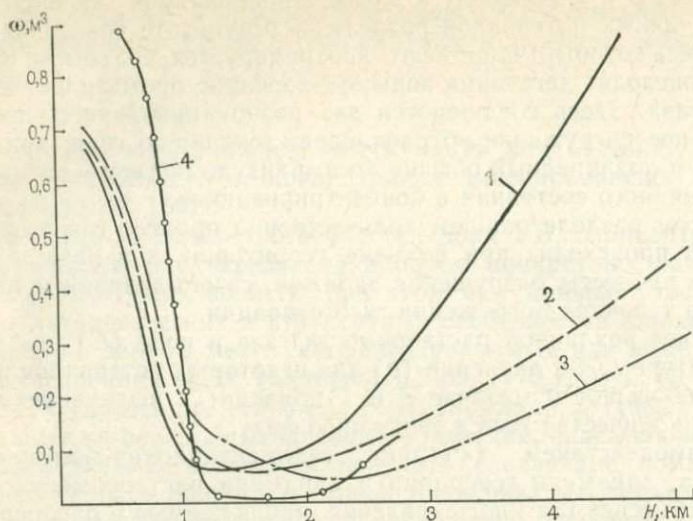


Рис. 44. Кривые изменения количества метана ω , выделяющегося из 1 м³ предельно насыщенной газом воды при подъеме территории на 200 м: 1, 2 и 3 — при геотермических градиентах соответственно 4, 3 и 2 °С/100 м; 4 — при образовании в верхней части НГК мерзлоты

в «горячих» зонах ($\Delta = 4^\circ\text{C}/100\text{ м}$) главная фаза выделения метана — на глубинах 3,5 км и более;

интенсивность выделения метана на разных глубинах (абсолютный минимум для любых зон на глубинах 1,3—2,3 км) совпадает с одной из фаз генерации метана, однако здесь мы видим, что этому соответствуют зоны, определяемые растворимостью метана в воде (параметрами однозначно установленными);

многолетняя мерзлота существенно усиливает процесс газовой выделения.

Аппроксимация экспериментально установленных кривых растворимости метана в воде позволяет описать приведенные на рис. 44 (расчетные) зависимости следующим образом:

$$\omega = 0,003 [(\Delta - 9 + 10 \ln H)^2 + 2(H\Delta)^{1,5}], \quad (6.21)$$

где ω — объем выделившегося из 1 м³ воды газа при подъеме на 200 м; Δ — геотермический градиент, °С/100 м; H — глубина, км.

На рис. 44 показаны кривые газовой выделения при подъеме (Z) территории на 200 м. Расчеты для значений $Z=50$ и 400 м показали, что при этих величинах подъема ω уменьшается или возрастает по сравнению с $Z=200$ м практически строго пропорционально изменению Z . Поэтому запишем соотношение для любых Z (не превосходящих 500—600 м)

$$\omega = 1,5 \cdot 10^{-5} Z [(\Delta - 9 + 10 \ln H)^2 + 2(H\Delta)^{1,5}]. \quad (6.22)$$

Если толщина (км) нефтегазоносного комплекса $h = H_n - H_k$, пористость m (доли) и перед воздыманием на величину Z глубина

подошвы и кровли составляла соответственно H_n и H_k , геотермический градиент Δ за этот период не изменялся (градиент, но не температура, изменение последней как раз учитывает формула), то количество выделившегося газа равно

$$Q = \int_{H_k}^{H_n} \omega m dH,$$

решение дает следующий результат:

$$Q = 1,5 \cdot 10^{-5} m Z \{ 100 [H_n \ln H_n (\ln H_n + 0,2 (\Delta - 19)) - H_k \ln H_k \times (\ln H_k + 0,2 (\Delta - 19))] + h [100 + (\Delta - 19)^2] + 0,8 \Delta^{1,5} \times (H_n^{2,5} - H_k^{2,5}) \}. \quad (6.23)$$

Рассмотрим результаты расчетов по формуле (6.23) для различных термобарических условий.

1. «Холодная» зона НГК мощностью 1 км залегает в интервале 0,5—1,5 км, пористость пород 0,3, геотермический градиент $2^\circ\text{C}/100$ м, подъем территории на 400 м. В этой ситуации в регионе площадью 100 тыс. км² выделится в свободную фазу 14 трлн. м³ газа, а при наличии многолетнемерзлых пород (подошва которых на глубине 200 м) это количество достигнет 27 трлн. м³.

2. В той же «холодной» зоне толщина НГК 2 км, и он залегает в интервале 0,5—2,5 км, остальные параметры те же. В этой ситуации выделится 16 трлн. м³. Возрастание мощности вдвое привело к увеличению количества газа лишь на 14 %. Связано это с тем, что мощность увеличилась за счет «неработающей» зоны.

3. «Холодная» зона, $\Delta = 2^\circ\text{C}/100$ м, НГК залегает в интервале 4—5 км, в соответствии с этими глубинами принята и меньшая пористость — 0,12, подъем 200 м. Выделится 4 трлн. м³ газа.

4. В той же ситуации в «горячей» зоне ($\Delta = 4^\circ\text{C}/100$ м) выделится 7 трлн. м³, а при $Z = 400$ —14 трлн. м³ газа, это второй, главный максимум газонакопления в «горячих» зонах. Главный максимум газонакопления «холодных» зон — на глубинах до 1,5 км.

5. Следующий пример показывает, что небольшое изменение условий за счет своеобразия динамики фазовых равновесий в системе приводит к резкому подавлению газонакопления. Интервал залегания НГК 1—2 км, толщина 1 км, пористость 0,2. Подъем 100 м, зона средняя по температурной динамике, $\Delta = 3^\circ\text{C}/100$ м. В этих условиях на площади 100 тыс. км² выделится 0,8 трлн. м³ газа.

В более общем плане такие же количества новообразованных газов могут быть объяснены и радикальными реакциями (по И. И. Нестерову), но при этом главным параметром будет не подъем, а глубина погружения пластовой системы в момент газообразования, амплитуда ловушки и ее расстояние до поверхности или до зон развития многолетнемерзлых пород.

Сочетание двух важнейших для нефтегазонакопления природных процессов — тектонического и термодинамического (фазовых равновесий) позволяет достаточно близко к реальным условиям

нефтегазоносных провинций мира описать распределение природного газа в недрах. Однако сам процесс газонакопления значительно интереснее и многообразнее. В нем проявляются обратные связи между газовыделением и генерацией, многократными воздыманиями и опусканиями (после возвращения системы в исходное состояние) пластовой системы и другими процессами.

Выделение газа из растворенного состояния в свободную фазу определяется прежде всего градиентами растворимости C по давлению и температуре $(\partial C/\partial p, \partial C/\partial T)\partial C/\partial p = f(p, T, K)$; $\partial C/\partial T = \psi(p, T, K)$, где K определяется растворенной компонентой. В формуле (6.23) для метана K определяется двумя коэффициентами: 19 и 0,2. При других K описывается выделение этана, пропана и других газов. Решая систему, состоящую из уравнений, подобных (6.23), в принципе можно найти не только общий объем свободного газа, но и его компонентный состав. Однако взаимовлияние одновременно присутствующих в растворе компонент [40] весьма существенно, и подобная задача решается моделированием на ЭВМ. Это, конечно, не изменяет теоретических основ описанных геологических процессов, а указывает лишь на рациональные расчетные схемы.

Учитывая эту оговорку относительно поведения многокомпонентных систем, перейдем к рассмотрению следующего этапа тектонического развития, когда подъем района завершился и НГК возвратился на прежние глубины. Выделим три объема пород: первый — в зоне верхнего газовыделения, второй — в средней «мертвой» зоне, третий — в зоне нижнего газовыделения. Для небольших объемов пород градиенты концентрации можно охарактеризовать одним числом (линейное изменение концентрации при изменении p и T).

Для первого верхнего объема $\partial C/\partial p = V_v$; $\partial C/\partial T = U_v$; $V_v \gg U_v$. Для среднего «мертвого» объема с небольшим закруглением истинной картины примем $\partial C/\partial p = \partial C/\partial T = 0$ — объем, на который не действуют тектонические подвижки. Для нижнего объема $\partial C/\partial p = V_n$; $\partial C/\partial T = U_n$. При этом $V_v = -xV_n$; $U_v = -yU_n$ (x и y — коэффициенты пропорциональности), т. е. при выделении газа разубоживание концентраций растворов происходит в разных направлениях, в верхней зоне — вверх по разрезу, в нижней — вниз.

Пусть до подъема система находилась в равновесном состоянии с концентрацией метана в верхней, средней и нижней зонах соответственно: C_{v1} , C_{cp1} , C_{n1} . На стадии подъема газа выделилось согласно приведенным зависимостям. И после возвращения всей системы в прежние термобарические условия концентрация останется неизменной в средней зоне C_{cp1} и пониженной (C_{v2} , C_{n2}) в верхней и нижней. Разность концентраций ($C_{v2} - C_{cp1}$) и ($C_{n2} - C_{cp1}$) по сравнению с равновесным состоянием начнет выравниваться за счет диффузии газа из «мертвой» зоны как в верхнюю, так и в нижнюю зоны. Газ, выделившийся в свободную фазу в верхней и нижней зонах, также начнет рассеиваться. Но этот процесс очень медленный по сравнению со свободным газовыделением. Мы уже не раз обращали внимание на то, что несбалансированность процессов,

небольшие их сдвиги относительно друг друга предопределяют многие важнейшие черты геологии. Конечно, после возвращения системы к исходным термобарическим условиям весь выделившийся газ должен перейти в рассеянное состояние. Так оно и произойдет в соответствии со строгими законами термодинамики. Но газ из объема воды выделяется мгновенно (имеется в виду за то время, за которое происходил подъем), а рассеяние сформировавшейся залежи происходит через ее поверхность за гораздо большее время. Поверхность газового скопления на 8—10 порядков меньше суммарной поверхности первоначально выделившихся при нарушении равновесия микроскопических пузырьков (по 2000 молекул каждый). Эти микроскопические пузырьки (обозначим площадь их свободной поверхности F) способны реагировать на изменяющиеся термобарические условия почти мгновенно, за малое время τ . Поверхность залежи $S \ll F$, и это объясняет значительно более медленный переход залежи, окруженной недонасыщенными водами, в рассеянное состояние.

Время t , за которое масса залежи уменьшается в 2 раза (полураспад), для залежи с первоначальными запасами газа 1 трлн. м³, давлением 10 МПа, имеющей форму шарового сегмента, составляет 1—50 млн. лет в зависимости от внешних условий. Примерно выдерживается следующее соответствие $F/S \approx t/\tau$ для динамики выделения и растворения газа в воде. Эта несбалансированность процессов и обеспечивает существование газовых месторождений.

Диффузия газа из средней в верхнюю и нижнюю зоны газовой деления повышает в них концентрацию газа. Но достигнуть предельной газонасыщенности за счет этого невозможно. В верхней и нижней зонах после возвращения системы в исходное состояние концентрация возрастает, в средней — понижается. Во всех трех зонах — недонасыщенные газом воды, что достаточно часто встречается в газоносных районах; крупнейшие газовые скопления приурочены к пластам, законтурные воды которых недонасыщены (для данных p, T) газом. На этапе очередного подъема (той же амплитуды, что и прежний) из воды верхней и нижней зон выделится то количество газа, которое диффундировало из средней зоны. Его будет меньше, чем на этапе первого подъема. Процесс при чередовании опусканий и подъемов будет повторяться, напоминая работу насоса — диффузия поставляет газ из средней зоны в верхнюю и нижнюю, в которых тектонические движения обеспечивают его переход в свободную фазу. Поскольку в верхней и нижней зонах после воздыманий концентрация поддерживается постоянной, а в средней непрерывно убывает, убывает и количество выделившегося газа за каждый новый подъем, что описывается своеобразным импульсным процессом с затухающей амплитудой импульсов (рис. 45). В реальных природных условиях решающую роль в реализации этого процесса играет распределение выдержанных в разрезе покровов. Наилучшими условия оказываются, если средняя зона целиком подключена к верхней или нижней зоне.

Чем бóльшая часть нефтегазоносного комплекса залегает в «мертвой» зоне, тем быстрее диффузионный процесс восстанавливает концентрацию газа в активной зоне, тем меньше декремент затухания импульсов, тем бóльшую роль играет количество тектонических воздыманий, но, с другой стороны, чем бóльшая часть НГК находится в «мертвой» зоне, тем меньше газа выделяется за один период воздымания (см. рис. 45).

Решающую роль играет и основной фактор — тектонический. Если подъем обусловлен одной гармоникой седиментационно-тектонического процесса, а более высокочастотные создают лишь некоторые осложнения этого процесса, то формула (6.23) исчерпывающе описывает процесс выделения газа. Диффузионный «насос» проявляет себя, когда амплитуды низкочастотных гармоник взаимно погашаются, что поддерживает в течение некоторого времени (обычно этот период длится 5—20 млн. лет) неизменные глубины (нет регионального погружения и регионального воздымания), и на фоне этой «стабильности» проявляется высокочастотная гармоника, обуславливающая обычно два-четыре периода воздымания и столько же равноценных по амплитуде погружений. График динамики процессов газовыделения и погружения (рис. 46) демонстрирует эти положения. Во время подъема региона при $t=50\div 60$ млн. лет НГК I почти целиком находился в «мертвой» зоне, обусловленное подъемом выделение газа невелико, при $t=120\div 140$ млн. лет произошло два воздымания, НГК I находился в это время в нижней зоне газовыделения. Для районов умеренных и высоких тепловых потоков газовыделение во время первого подъема будет значительным, но второй пик воздымания не сработает, поскольку НГК I не сообщается со средней «мертвой» зоной.

НГК II к моменту этих же подъемов при $t=120\div 140$ млн. лет находился в весьма благоприятных условиях: верхняя часть (а в результате подъема около половины его мощности) вводится в активную зону газовыделения; за время между двумя подъемами в верхней части НГК увеличивается концентрация газа, диффундирующего из нижней, «мертвой» зоны, поэтому повторная тектоническая активизация приводит к выделению дополнительных порций газа.

Приведенный пример (см. рис. 46) еще раз демонстрирует ведущую роль в геологии согласованности или рассогласованности различных процессов; будь погружение после формирования НГК II более интенсивным и оказался он к моменту воздымания на километр глубже, объем выделившегося газа был бы значительно меньшим. Эффект диффузионно-тектонического «насоса» учтем следующим образом. Пусть h — общая мощность НГК, h^* — мощность НГК в интервале глубин 1,2—2,3 км перед началом воздымания региона (в «мертвой» зоне), n — количество воздыманий, Q_1 — объем газа, выделившегося за первый подъем [по формуле (6.23)]. Тогда из предложения постоянства концентрации газа в кровле

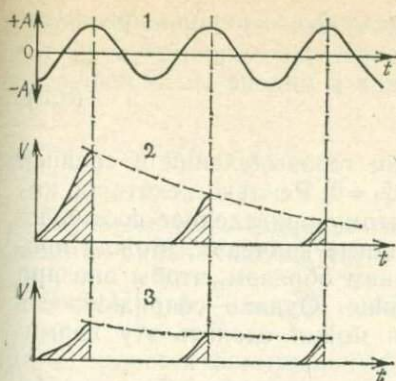
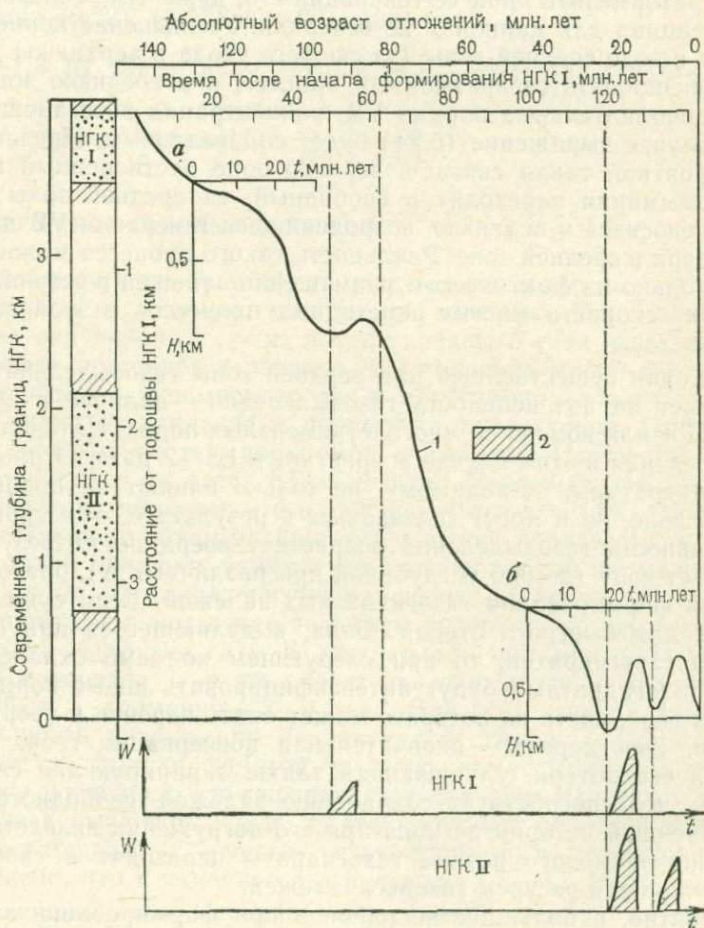


Рис. 45. Принципиальная схема диффузионно-тектонического «насоса»:

1 — амплитуда (H) тектонических движений; 2, 3 — изменение объемов W газа, выделившегося в свободную фазу (2 — большая часть НГК в активной зоне, 3 — в «мертвой» зоне)

Рис. 46. График динамики седиментационно-тектонического процесса и газонакопления:

1 — кривая динамики погружения подошвы НГК I (a — частная система координат, в которой кривая 1 описывает погружение кровли НГК I; б — то же, для кровли НГК II); 2 — объем (W) выделившегося газа в НГК I и НГК II



НГК на момент после выделения очередной его порции при подъеме получим:

$$Q = Q_1 \left(1 + \frac{h^*}{h} \ln n \right). \quad (6.24)$$

В описываемой идеальной ситуации газовыделения в средней зоне не происходит, т. е. при $h^*/h=1$ $Q_1=0$. Реально некоторое количество газа выделяется и здесь, поэтому приведенное соотношение при $h^*/h=1$ и $n>1$ даст завышенные значения. Можно нормировать выражение в скобках таким образом, чтобы оно при $h^*/h=1$ также было бы равно единице. Однако сопряженность процессов генерации и газовыделения может сделать эту нормировку преждевременной.

Генерация любых компонентов УВ замедляется, если они не выводятся из зоны реакции. Предельное насыщение воды газом должно затормозить процесс генерации его, даже если генерационный потенциал для данной T не исчерпан. Уменьшение концентрации газа в воде средней зоны (за счет его ухода в верхнюю) должно активизировать генерационный процесс, и в среднюю зону поступят дополнительные порции УВ, концентрация восстановится и в этом случае выражение (6.24) будет справедливым. Представляется вероятной такая связь: в верхней зоне растворенный газ за счет воздымания переходит в свободный, из средней зоны часть газа переносится в верхнюю, возродившаяся генерация УВ восполняет потери в средней зоне. Реальность такого процесса можно проверить только на фактическом размещении залежей в земной коре, поскольку скорости многих переходных процессов в этой системе не определены.

Еще один существенный для верхней зоны газовыделения фактор влияет на интенсивность газовыделения — наличие в верхней части НГК или вблизи ее многолетнемерзлых пород. Интенсивность газовыделения в этом случае возрастает в 1,5—2 раза. Отрицательные температуры, по-видимому, не только влияют на процессы в верхней зоне, но и могут создаваться в результате этих процессов. Интенсивность газовыделения возрастает вверх по разрезу и захватывает зону (до 500 м глубиной при различных Δ), благоприятную для формирования газогидратных залежей. Если существуют условия для быстрого отвода тепла, выделяющегося при формировании газогидратов, то при следующем подъеме охлажденные слои с газогидратами будут интенсифицировать новые порции выделения газа, часть из которого может опять перейти в твердое состояние. Газогидраты — окончательная консервация газа, исключаяющая его потери, улучшающая также экранирующие свойства разреза, что способствует сохранению залежей свободного газа. В дальнейшей истории региона при его погружении вследствие поглощения теплового потока газогидраты переходят в свободный газ, увеличивая ресурсы газовых залежей.

Вероятно, в большинстве районов при формировании залежей в верхней зоне большая или меньшая часть свободных газов про-

ходит газогидратное состояние. Процесс гидратообразования, не изменяя в принципе, усиливает газонакопление в верхней зоне, и это усиление мы вводим в качестве поправки на гидратообразование η

$$\eta = 1 + 4(H_k + \Delta)^{-2}. \quad (6.25)$$

С учетом этого формула газовыделения при тектоническом воздымании района запишется:

$$Q = Q_1 \left(1 + \frac{h^*}{h} \ln n\right) [1 + 4(H_k + \Delta)^{-2}], \quad (6.26)$$

где Q_1 задается формулой (6.23).

Учитывая, что в пределах большей части толщины комплексов зависимость газовыделения от H близка к линейной, можно, применяя теорему о среднем, упростить формулу (6.23) и тогда из формул (6.22), (6.25) и (6.26) получим:

$$Q = 1,5 \cdot 10^{-5} Zhm \left\{ (\Delta - 9 + 5 \ln H_n H_k)^2 + 25 \left(\ln \frac{H_n}{H_k} \right)^2 + 2\Delta^{1,5} (H_n^{1,5} + H_k^{1,5}) \left(1 + \frac{h^*}{h} \ln n \right) \left(1 + \frac{4}{(H_k + \Delta)^2} \right) \right\}. \quad (6.27)$$

6.6. РАЗРУШЕНИЕ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Разрушение залежи происходит через ее поверхность, точнее, через поверхность ловушки, занимаемой залежью. При постоянных условиях окружающей среды поток уходящего газа через единицу поверхности постоянен и равен α . Соотношение массы газовой залежи и объема, занимаемого ею в пластовых условиях, зависит прежде всего от давления и пористости коллекторов. При погружении давление растет, пористость снижается. Изменение глубины H от времени задается ST -процессом. Принимая давление гидростатическим, положим, что и этот параметр $p = f(ST)$. Возрастающие p уменьшает объем залежи, уменьшение пористости m увеличивает объем ловушки, занимаемой залежью с той же массой. Величина $dp/dm = \beta$ характеризует изменение давления и пористости и предопределяет изменение величины поверхности, через которую происходит диффузия газа. В среднем для полимиктовых коллекторов в интервале 1—4 км пористость снижается от 0,3—0,35 до 0,1—0,06, т. е. примерно в 3—4 раза. Для этих условий $dp/dm \approx 1$, т. е. скорость разрушения не зависит от глубины. Соотношение поверхности ловушки, занятой залежью, и массы залежи зависит от формы последней, что определяется прежде всего углом наклона крыльев структуры. Для платформенных областей $S = \gamma \beta q^r$, где S — площадь, r — масса; статистическими исследованиями установлено, что r изменяется в пределах 1,1—0,7 [50].

Рассмотрим два случая: $r = 1$, $r = 0,8$, тогда: 1) $S = \gamma \beta q$; 2) $S = \alpha \beta q^{0,8}$.

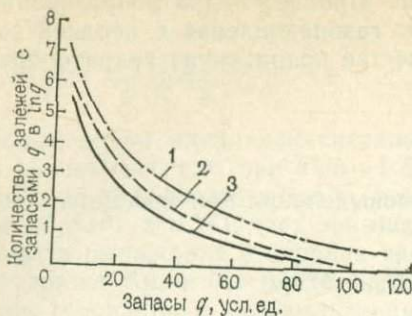


Рис. 47. График динамики разрушения залежей:

1 — генеральная совокупность в момент t_0 ; 2, 3 — состояние ее на момент t ; при разрушении: 2 — по закону $q(t) = q_0 e^{-\alpha t}$, 3' — по закону $q(t) = (q_0 \cdot 0.2 - \beta t)^5$

При описанных выше условиях скорость разрушения залежи с запасами q будет следующей:

$$-dq/dt = \alpha \gamma \beta q^r. \quad (6.28)$$

1) при $r=1$

$$-dq/dt = \alpha \gamma \beta q, \quad -\ln q = \alpha \gamma \beta t + C.$$

Из начальных условий: при $t=0$ $q=q_0$, т. е. равны начальным запасам сформировавшейся залежи, $C = -\ln q_0$, поэтому

$$\ln q = \ln q_0 - \alpha \gamma \beta t, \quad q = q_0 e^{-\alpha \gamma \beta t}. \quad (6.29)$$

2) при $r=0,8$

$$-dq/dt = \alpha \gamma \beta q^{0,8}, \quad q = (q_0^{0,2} - \beta t)^5. \quad (6.30)$$

Исходя из начального распределения залежей в генеральной совокупности $P(q) = \lambda/q^2$, на рис. 47 приведены расчетные распределения их по запасам спустя время t после образования. Подход, в котором скорость разрушения описывается зависимостью (6.29), не изменяет характера распределения. Это удобно при различных построениях, и мы будем его использовать в дальнейшем. Подход, описанный формулой (6.30), несущественно отличаясь по общему результату, дает интересное отклонение в распределении средних по размеру залежей. Восстановив с помощью геологоразведочного фильтра по выявленным залежам распределение их в генеральной совокупности и сопоставляя с идеальным распределением по этому «провалу» на средних залежах, можно судить о том, как глубоко зашел в районе их процесс разрушения. В описании генеральной совокупности параметр λ определяет размер минимального скопления, которое мы еще относим к залежам. Любой подход к описанию разрушения залежей выявляет парадоксальный факт: запасы района убывают быстрее, чем разрушаются залежи, поскольку кроме фактической убыли массы УВ часть залежей, уменьшив при разрушении свои запасы, переходит границу λ и перестает существовать для нас как залежь, оставаясь физически некоторой массой УВ.

Введем понятие о времени полураспада залежи

$$t^* = 0,7/\alpha \beta \gamma, \quad q = 1/2q_0. \quad (6.31)$$

где α определяется разностью концентрации газа в залежи и окружающих ее водах, выдержанностью и толщиной покрышки, $\beta = dp/dm$; γ зависит от пористости пласта и формы ловушки.

При рассмотрении генетических построений не будем учитывать, что реально размер залежи ограничен снизу техногенно-экономическими факторами, и запишем уравнение для динамики всех масс системы, сохранившихся к данному моменту времени (Q_c), если после их формирования прошло время t_Φ :

$$Q_c = Q \exp\left(-0,7 \frac{t_\Phi}{t^*}\right), \quad (6.32)$$

где Q — масса выделившегося газа, определяемая по формуле газовой выделенности; t^* — период полураспада, изменяющийся при обычных условиях бассейна от 1 до 30 млн. лет.

Все предыдущие рассуждения будут справедливы при условии, что генерация УВ обеспечивает насыщение вод газом. Интенсивность генерации описана формулами в гл. 5. Объединим их, выделяя в толщины НГК h ту часть (условную, умозрительную), которая при реализации генерационного потенциала оказалась предельно насыщенной газом, — h_0 . При низкой интенсивности генерации $h_0 = 0$, при предельно высокой $h_0 = h$.

Пусть I — количество генерированных УВ при достижении НГК температуры T и получении от геосистемы энергии G ; hm — объем (в пределах единичной площади) порового пространства НГК; C — предельное газонасыщение, тогда I^* — участвующий в процессе газонакопления потенциал равен:

$$I^* = \begin{cases} I, & \text{если } I/C \leq hm, \\ hmC, & \text{если } I > hmC. \end{cases} \quad (6.33)$$

Из этого соотношения ясно, что для больших по мощности НГК решающую ограничительную роль играет генерационный потенциал, для малых — толщина слоев, при этом чем ниже генерационный потенциал, тем меньше роль толщины в этом ограничении. Газовыделение, как уже отмечалось, будет активизировать и генерацию УВ, если потенциал РОВ еще не исчерпан.

Кроме того, и газонасыщенность C существенно изменяется с глубиной. Часть этих изменений коррелирована в реальном осадочно-породном бассейне. В общем виде выражение для h_0 имеет вид:

$$h_0 = x_1 h^{x_2} I^{x_3}, \quad x_i = \text{const.}$$

Значения x_2 и x_3 зависят от распределения мощностей НГК в данном бассейне по зонам с разной интенсивностью газогенерации. Наша проверка на материалах Западно-Сибирской, Прикаспийской и Тимано-Печорской НГП показала, что x_2 обычно равен $0,5 \div 1$, $x_3 = 1 \div 1,5$. Важную роль в газонакоплении играет структура разреза, способствующая или не способствующая формированию крупных скоплений газа, и структура плана, т. е. распределение ловушек.

Запишем общую формулу газонакопления (на единице площади):

$$\begin{aligned}
 Q_r = & \underbrace{x_1 h^{x_2} (DG (1 - e^{-0.0008 T_p^{x_3 (1-D)}}))}_{\text{генерация}} \underbrace{Z m \left[(\Delta - 9 + 5 \ln H_n H_k)^2 + \right.}_{\text{газовыделение}} \\
 & \left. + 25 \left(\ln \frac{H_r}{H_k} \right)^2 + 2 \Delta^{1,5} (H_n^{1,5} + H_k^{1,5}) \left(1 + \frac{h^*}{h} \ln n \right) \left(1 + \frac{4}{(H_k + \Delta)^2} \right) \right] \times}_{\text{перераспределение}} \\
 & \times \left[1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3S_2) \right] \underbrace{3S_1 \gamma_{nl} \exp \left(-0,7 \frac{t_\phi}{t^*} \right)}_{\text{разрушение}} \underbrace{\frac{L_2}{L_1 + L_2}}_{\text{фаза } ST \text{ в плане}}, \quad (6.34)
 \end{aligned}$$

где $x_1 \approx 5 \cdot 10^{-6}$ и зависит от типа осадочного бассейна.

Наилучшие для формирования крупных зон газонакопления условия возникают, если НГК формируются в определенные фазы седиментационно-тектонического процесса [в формуле это отражено параметром D и фазой в плане $L_2/(L_1+L_2)$], когда скорость осадконакопления максимальна (ST — минимально) и после формирования НГК сразу образуется надежная крышка, когда наиболее благоприятны контрастный тектонический и термобарический режимы — максимальная динамика погружения G и интенсивное воздымание Z , максимальный прогрев T_p и переохлаждение зоны в кровле комплекса.

Весьма благоприятны оказывается такое воздымание, когда оно имеет несколько импульсов и происходит в самый ближайший к современности период (тогда минимальна функция разрушения); в холодных (с низким Δ) зонах наиболее богатыми должны быть верхние, в горячих — нижние горизонты; увеличение толщины НГК при высоком генерационном потенциале увеличивает перспективы, но чрезмерное ее возрастание при ограниченной интенсивности генерации приводит к снижению концентрации газа в водах, уменьшению интенсивности газовыделения; наиболее богатые зоны формируются на поднятиях с обширными прилегающими склонами, с которых могли поступать дополнительные порции газа K_n и где НГК содержит больше проницаемых прослоев; высокая пористость и низкий градиент ее изменения с глубиной обеспечивают не только хорошие емкостные свойства ловушек, но и снижают скорость разрушения залежи.

6.7. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ

С помощью measurable и картируемых геолого-геохимических параметров можно описать все основные моменты процесса нефтегазонакопления. Такое параметрическое описание с неизбежностью содержит неизвестные константы пропорциональности, отдельные части процесса описываются приблизительно, с большей или меньшей погрешностью. Но именно такое описание имеет практический смысл при прогнозе, поскольку для слабоизученных территорий мы располагаем лишь ограниченным набором параметров, часть из ко-

торых лишь опосредованно отражает те или иные истинные изменения в системе. Степень допустимости принятого описания процесса с помощью конкретного набора наблюдаемых характеристик, так же как и правомочность теоретических построений, можно оценить только по степени адекватности их фактическому размещению залежей нефти и газа, фактическому изменению концентрации УВ в разных зонах. Такие параметрические уравнения рассчитывали сотрудники ЗапСибНИГНИ в течение последних 15 лет многократно, накоплен большой массив различных вариантов таких уравнений, количественно описывающих нефтегазоносность осадочно-породных бассейнов. Каждая серия таких моделей не только решала прикладную задачу — получить количественные зависимости для прогноза нефтегазоносности, но и позволяла уточнить основные теоретические предпосылки, усовершенствовать теорию. Некоторые из этих зависимостей приведены ниже.

В формулах использованы следующие обозначения параметров: $q_{УВ}$, $q_{ж}$, $q_{г}$ — удельные запасы на единицу площади (тыс. т/км², млн. м³/км²) для УВ, жидких УВ (C_{5+высш}), газообразных УВ (C₁—C₄); $\omega_{УВ/h}$, $\omega_{ж/h}$, $\omega_{г/h}$ — концентрация в единице объема песчаных пород (кг/м³; м³ (газа)/м³; $\omega_{УВ/h,m}$, $\omega_{ж/h,m}$, $\omega_{г/h,m}$ — то же, на единицу объема порового пространства; t_k — возраст кровли НГК, млн. лет; t_n — возраст подошвы НГК, млн. лет; t^* — время полураспада залежи, млн. лет; $t_{ф}$ — время, прошедшее после формирования залежи; H_n , H_k — глубины подошвы и кровли НГК, м; h — толщина НГК, м; $h_{изв}$ — толщина известняков в НГК, м; h_n — толщина проницаемых песчано-алевритовых пород, м; h_r , \bar{h}_r — толщина глин и средняя толщина глинистого прослоя, м; n — количество глинистых прослоев в НГК; $(n+1)$ — количество резервуаров в НГК; M — толщина покрывки, м; M_n — толщина полупокрывки; D — фациальный коэффициент, $D = (\sum_i D_i h_i) / h$; Φ — отношение концентраций пристана и фитана в нефтях и битумоидах РОВ; $\Phi_1 = |\Phi - 1|$; $\Phi_2 = (2\Phi - 1) / \Phi^2$; $C_{орг}$ — содержание РОВ в породе, %; $d = (H - 2G) / C$ — тип РОВ по элементному составу (тип по Н. Б. Вассоевичу), где H , C и G — концентрации водорода, углерода и гетероэлементов в РОВ; m — пористость пород, учтенных h_n ; L_1 — расстояние от подсчетного участка до центра тяжести осадочного бассейна, тыс. км; L_2 — то же, до обрамления, тыс. км; φ — фаза седиментационно-тектонического процесса (нижний индекс указывает период гармоник, отсутствие индекса свидетельствует о том, что фаза определена по максимальной гармонике — 200 млн. лет), рад; S — плотность структур (доля площади, занятая замкнутыми поднятиями); F_1 , F_2 — площади соответственно подсчетного участка и прилегающих склонов (питающих склонов), км²; K_n — коэффициент перераспределения $K_n = [1 + (F_2/F_1)(1 - 3S_2)] / 3S_1$; G — тектоническая напряженность, $G = [\sum_{i=1}^r (H_i)^2] / r$; t — время, которое отложения НГК находились на глубинах менее

300 м, млн. лет; Z — подъем территории в конце формирования осадочно-породного бассейна, м; T — палеотемпература (максимальная) в подошве НГК, °С; Δ — геотермический градиент, °С/100 м.

Для составления общей формулы описания процесса нефтегазо-накопления у нас на основании материалов предыдущих разделов имеется несколько возможностей описания каждого блока единого процесса. Для этого могут быть использованы различные генетические предпосылки, при одной и той же теоретической основе блок может быть описан с помощью различных измеряемых и картируемых параметров. Например, если мы задаем массу исходного для генерации УВ вещества и принимаем в качестве генетической основы возможность генерации УВ органическим веществом в глинах и песчаниках, то должны воспользоваться формулой (6.4), а если предполагаем возможность генерации только РОВ песчаников — формулой (6.1). Это различие обусловлено разными генетическими моделями. В другом случае, однозначно с генетических позиций оценивая роль фаций, предопределяющих тип РОВ, его дисперсность, можно этот тип задать с помощью фациальных коэффициентов или выразить, используя отношения пристана к фитану, либо задать как фазу седиментационно-тектонического процесса. Эти различия в описаниях диктуются разными информационными ситуациями.

Такой подход позволяет не заниматься бесконечными переборами разных параметров, различных их сочетаний с целью обнаружения случайных зависимостей, что весьма малоэффективно, а целенаправленно выявлять основные количественные закономерности природного процесса нефтегазоаккумуляции, проверять на фактическом материале генетические гипотезы и теории. Последовательность генетических блоков и их стыковка в общей формуле соответствуют самым общим требованиям материального баланса и отражены при описании общей генетической модели в гл. 2. Первый блок задает массу исходного для генерации УВ вещества, второй — долю исходного вещества, перешедшего в изучаемый продукт (нефть, газ, легкие фракции и т. п.) в данных термобарических условиях. Поэтому количество образовавшегося продукта будет задаваться произведением этих двух блоков. Если третий блок описывает долю генерированного продукта, способного скопиться в ловушках при данной литологической структуре разреза, а четвертый — долю этой части продукта, задержанного ловушками на оцениваемом участке, то путем умножения на них концентрации генерированного продукта получим концентрацию оцениваемого продукта в ловушках. Блоки, описывающие не доли, а общие массы вещества, участвующие в тех или иных процессах, например количество изучаемого продукта, растворенного в воде, ушедшего из залежей при их разрушении и т. п., вводятся в общую формулу как суммы или разности. Таким образом, компоновка общей формулы из готовых блоков представляет собой элементарную задачу составления материального баланса. Подчеркнем еще раз, что

речь идет о составлении баланса не из конкретных цифр, задающих долю новообразованных УВ, долю аккумуляровавшихся и т. п., а из достаточно абстрактных на этой стадии работы функций, описывающих указанные процессы и с неизбежностью содержащих неизвестные коэффициенты пропорциональности.

Основная теоретическая работа сводится к конструированию каждого отдельного блока, нахождению способов адекватного описания задаваемого блоком процесса с помощью измеряемых и картируемых параметров. Если каждый блок, как показано в предыдущих разделах этой главы, может быть по генетическим или информационным причинам описан несколькими способами, то в результате их соединения получаем многочисленные равноправные модели, подлежащие оценке их справедливости, проверке на фактическом материале. Например, получим модель, построенную из предположения о генерации УВ песчаниками и глинами (блок 1), в которой в генерационном блоке 2 тип РОВ задан с помощью коэффициента пристан—фитан, и другую модель, отличающуюся от первой использованием в блоке 2 фациального коэффициента; новую серию моделей получим при тех же неизменных блоках 1 и 2, описывая по-разному экранирующие свойства покрышки, и т. д. Фактический материал, на котором проверяются модели,— это эталонные участки для региональных моделей, эталонные залежи и их нефтегазосборные объемы для локальных моделей, наборы эталонных осадочных бассейнов — для глобальных зависимостей.

Детально вопросы выделения эталонов, введения в формулы прогностного фона, корректировки информации за счет геологоразведочного фильтра рассмотрены в гл. 2 и 3. Качество эталонного фактографического материала предопределяет надежность всех последующих расчетов, судьбу генетических предположений, теоретических разработок. Эталонных объектов должно быть в несколько раз (в 4—6) больше, чем независимых переменных в моделях. Каждый геолого-геохимический параметр, введенный в модель, не является обычно независимой переменной. Действительно, если мы разделим мощность песчаников на общую мощность НГК и введем это соотношение в модель, то тем самым мы вводим не два параметра, а один — песчанность разреза. В моделях независимых переменных на одну меньше, чем подлежащих определению неизвестных коэффициентов пропорциональности. Если все параметры нескольких блоков строго определены на стадии генетического конструирования, не содержат неизвестных коэффициентов, то они объединяются в одну независимую переменную при расчете моделей.

По значениям множественных коэффициентов корреляции производится первичная разбраковка моделей. Из наилучших зависимостей на втором этапе отбираются те, которые обладают устойчивыми коэффициентами регрессии при уменьшении объема материала обучения на 10—15 % и коэффициенты регрессии которых не противоречат по знаку и порядку величины здравому смыслу.

Наилучшие из полученных моделей приведены и кратко описаны ниже. Эталонные участки для расчета региональных и локальных зависимостей выделялись в пределах Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Прикаспийской, Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Зависимости рассчитывались отдельно для каждой провинции, применимость некоторых из них проверялась для отдельных районов зарубежных нефтегазоносных провинций. Результаты не противоречат имеющимся сведениям и концентрации ресурсов. Полученные зависимости являются как бы обобщением теоретических разработок, вернее, тех из них, правомочность которых подтверждена фактическим материалом по размещению выявленных залежей нефти и газа — этим решающим экспериментальным материалом нефтяной геологии.

Отметим также, что с несколько иных, но весьма близких методических позиций многомерные количественные зависимости, контролирующие нефтегазоносность, изучаются в СНИИГГиМСе (А. Э. Конторович и др.), ВНИГРИ (В. Д. Наливкин и др.) и ряде других научных и производственных организаций страны. Разные материалы обучения, разные способы параметрического описания блоков единого процесса нефтегазонакопления не позволяют говорить об идентичности полученных зависимостей. Однако количественное влияние основных геолого-геохимических параметров на распределение ресурсов, таких, как температура, фации, толщина, оказалось весьма близким.

Формулы, описывающие концентрацию УВ на единицу площади:

$$q_{УВ} = 5h \Phi_2 [1 - \exp(-0,00008T_n^2)]^{2(1-D)} \ln\left(\frac{h_n}{h} + 1\right) K_n - U_1, \quad (6.35)$$

$$q_{УВ} = 530 [h^D (1 - D)^{0,3} [1 - \exp(-0,00008T_n^2)]^{(1-D)} \times \\ \times \sqrt{L_2/(L_1 - L_2)} - [U_2 - 10 \sqrt{h_n - (1 - h_n/h)}] \}, \quad (6.36)$$

$$q_{УВ} = U_3 D^2 (h_r + 0,2h_n + 20)^{1,7} (1 - \exp(-0,00008T_n^2))^{1,9} \times \\ \times \ln\left(m \frac{h_n}{h} \sqrt{1 - h_n/h}\right)^{2,5} L_2/(L_1 + L_2), \quad (6.37)$$

$$q_{УВ} = U_4 (h_{изв} + h_n) (G_n - G_k)^{0,2} \exp\left[e \frac{100}{T} \left(\frac{h_{изв}}{h} - 1,5\right) - \right. \\ \left. - \frac{90}{T} - 10,8\right] \frac{Mm^7}{h} K_n^2. \quad (6.38)$$

В этих формулах U_i — коэффициенты, характеризующие совокупное влияние отброшенных низкочастотных гармоник и принятый нижний размер скопления, относимого к залежи; для разных провинций или разных НГК в провинциях они принимают различные значения. Так, в формуле (6.35) при $q_0=1$ для НГК Западной Сибири $U_1=60$; в формуле (6.35) для мезозойских нефтегазонос-

ных комплексов любых платформенных бассейнов при $q_0=1$ $U_2=150$; в формуле (6.37) для ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири $U_3=800$; в формуле (6.38) для Тимано-Печорской провинции при $q_0=0,5$ $U_4=1$. Конечно, при параметрическом описании процесса нефтегазонакопления всегда вносится некоторая условность (в конкретном регионе определенным образом, несколько по-иному, чем в другом, описана смена фациальных обстановок, свои конкретные сложности в проведении сейсморазведки обусловили несколько завышенные или заниженные по сравнению с истинными значения плотности структур и т. п.), эти информационные особенности регионов отображают константы в формулах. Однако они не затушевывают главных теоретических закономерностей процесса нефтегазонакопления. Блок $[1-\exp...]$ в формулах (6.35)–(6.37) описывает интенсивность генерации УВ, а в формуле (6.38) использована вторая модификация блока генерации: $\theta \exp\left(-\frac{\alpha}{T} - 1\right) \frac{\beta}{T}$. Оба эти способа детально описаны

в гл. 5, посвященной генерации УВ, на основании их рассчитана палетка элементного состава РОВ и углей (палетка Нестерова).

Функции структуры разреза $\ln(h_n/h + 1)$; $\ln(mh_r/h\sqrt{1-h_n/h})$ и другие, а также функция, характеризующая структурные особенности района (K_n), «работают» в полном соответствии с теорией параметрического описания процесса нефтегазообразования, так же как и функции, описывающие тип РОВ (D , Φ_2).

Обобщенная характеристика местоположения участка бассейна относительно единого седиментационно-тектонического процесса, его формирующего, задается выражением $L_2/(L_1+L_2)$, определяющим место участка в пределах единой осадочной породной линзы, или с помощью разности тектонических напряжений ($G_n - G_k$), поскольку G коррелирована с $L_2/(L_1+L_2)$.

Приведенные формулы рассчитаны по 30–60 эталонным объектам. Объектом служил изученный бурением участок площадью около 2 тыс. км². Множественный коэффициент корреляции для каждой зависимости выше 0,8. Как и предсказывает теория, распределение суммы УВ описывается с большими погрешностями, чем распределение конкретных компонентов системы (жидких УВ, газообразных УВ), а распределение отдельных групп в нефтях, фракций нефти описывается с помощью геолого-геохимических характеристик еще более надежно. Отметим также, что в левых частях уравнений стоит плотность ресурсов на единицу площади — характеристика, принятая при прогнозе нефтегазоносности, но не оптимальная с точки зрения конструирования моделей. Здесь лучше использовать величины концентраций УВ, нефти, газа на единицу объема коллектора или единицу объема порового пространства коллектора (для всей толщи коллекторов в нефтегазоносном комплексе).

Впервые аналогичные характеристики для прогноза были использованы М. В. Напольским в 1965 г. Он показал, что при уве-

личении объема объекта концентрация УВ в нем падает. Доказательство содержало ошибку: минимальный объект выделялся вокруг месторождения, а затем увеличивался. Если эту операцию увеличения объема произвести, начиная с межкупольной зоны, концентрация возрастает. И в том и в другом случае значение концентрации стремится к некоторой средней, предопределенной свойствами оцениваемой среды. Эффективно использовал эту характеристику в своих исследованиях М. С. Моделевский. Мысль о связи поровых объемов и концентрации в них УВ, но уже с других позиций, чем в работах М. В. Напольского, высказал Б. И. Лебедев, рассматривая разновозрастные и на разной глубине залегающие НГК. Он показал, что соотношение масс УВ и воды с глубиной возрастает в пользу УВ. Это заключение однозначно трансформируется в следующее: поскольку общий объем воды и УВ в породах — это объем порового пространства, а пористость с глубиной уменьшается, то при уменьшении объема порового пространства возрастает концентрация в нем УВ.

Наши исследования, отображенные в приводимых ниже формулах, подтвердили это положение, а найденные количественные зависимости раскрыли механизм процесса. В пределах нефтяной залежи в терригенном коллекторе обычно содержится в 1 м³ порового пространства 300—600 кг нефти. Газовые залежи на глубинах 1 км содержат в 1 м³ порового пространства 70—90 кг, на глубине 2 км порядка 160 кг, на глубине 3 км около 300 кг УВ.

Нас интересует значение этого параметра для порового пространства всего НГК или резервуара.

Для крупных нефтегазоносных провинций мира эта величина в зависимости от глубины изменяется следующим образом: в газоносных НГК на глубинах 0,7—1,5 км она равна 1—5 кг/м³, на глубинах 1,5—2 км в богатых районах 3—7 кг/м³, на глубинах 2—3 км 8—11 кг/м³, на глубинах 3—4 км 12—30 кг/м³. Аномально высокая концентрация УВ (20—100 кг/м³) отмечается в поровом пространстве сильно глинистого и уплотненного коллектора.

В целом получается, что концентрация УВ в поровом пространстве НГК — параметр, ведущий себя весьма закономерно, хорошо описываемый геолого-геохимическими параметрами.

Формулы, описывающие концентрацию жидких УВ (нефть + конденсат) на участках площадью не менее 2 тыс. км² или в объеме НГК не менее 1—2 км³:

$$\omega_{ж/h} = U_5 \left(\frac{n \ln \frac{h_r}{2}}{h_n} \right)^{0,4} D^{1,5} \Phi_2^2 [1 - e^{-0,000147^2}]^{0,34\Phi_1} K_n, \quad (6.39)$$

$$\omega_{ж/h} = U_6 \frac{\ln \frac{h}{2}}{h_n} \frac{\Phi_2^{6,8} \Phi_1^{0,6}}{C_{орг}} [1 - e^{-0,000087^2}]^{0,356} K_n, \quad (6.40)$$

$$\omega_{ж/h, m} = U_7 \left(\frac{\ln \frac{h}{2}}{h_n} \right)^{1,36} \left(\frac{hD}{t_n t_k} \right)^{0,42} [1 - e^{0,000087^2}]^{4,9(1-D)} K_n, \quad (6.41)$$

$$q_{ж} = U_8 h \Phi_2 h_n^{0,3} [1 - e^{-0,00008 T_n^2}]^{\Phi} K_n \sqrt{\frac{L_2}{L_1 + L_2}} - 24G + U_9, \quad (6.42)$$

$$q_{ж} = 2,7 \cdot 10^3 (h_r + 0,2h_n + 20)^{0,3} D^{2,8} [1 - \exp(-0,00008 T_n^2)] G^{1,2} \times \\ \times \left(\ln \frac{h_n^2}{h^2} (1 + \ln n) \right)^{0,6} K_n m^3 - U_{10}, \quad (6.43)$$

$$q_{ж} = (h_r + 0,2h_n + 20)^4 C_{opr} \frac{D+d}{2} [1 - \exp(-0,00008 T_n^2)]^6 \times \\ \times \left(m \frac{h_n}{h} \right)^2 \left(1 - \frac{h_n}{h} \right) K_n \sqrt{\cos(\varphi - 1,57)} \left(\frac{L_2}{L_1 + L_2} \right)^2 + U_{11}, \quad (6.44)$$

$$q_{ж} = U_{12} (h_r + 0,2h_n + 20)^{0,2} D^{1,5} (1 - e^{-0,0001 T_n^2})^{2,7} \times \\ \times G^{2,1} \left(\frac{h}{h_n} \right)^{0,1} K_n \tau^{0,2}, \quad (6.45)$$

$$q_{ж} = U_{13} h \Phi_2 [1 - \exp(-0,00008 T_n^2)]^{\Phi_1} \times \sqrt{h_n} K_n \left(1 + \sqrt{\frac{L_2}{L_1 + L_2}} - 0,1G \right). \quad (6.46)$$

В этих формулах большая роль при описании типа РОВ принадлежит изопреноидному коэффициенту Φ ; фаза седиментационно-тектонического процесса в явном виде фигурирует в формуле (6.44), скорость накопления отложений — в формуле (6.41).

Значения констант U_i зависят от типа изучаемого бассейна. Наиболее устойчивыми для разных регионов являются зависимости для концентрации нефти — ω ; при этом U_5 принимает значения 10—15, $U_6 = 1 \div 2$, $U_7 = 70 \div 100$.

Параметрические формулы «работают» более устойчиво, когда одно и то же свойство оценивается несколькими независимыми характеристиками, например, тип РОВ в формуле (6.44) оценивается как среднее из данных по фациям D и по анализу элементного состава d .

В формуле (6.47), описывающей изменение удельных ресурсов бензиновых и керосиновых фракций нефти, более эффективно «работает» вторая модификация генерационного блока, и при задании типа фаций через изопреноидный коэффициент зависимость приобретает следующий вид:

$$q_{легк. фр} = U_{14} (h_r + 0,2h_n + 20) \Phi_2 \exp \left[\Phi_1 (e^{-40/T} - 1) - \frac{70}{T} \right] \times \\ \times \ln \left(\frac{h_n}{h} - 1 \right) GK_n. \quad (6.47)$$

Наиболее общая формула, описывающая газонакопление, выведена в разд. 6:5 и имеет вид

$$q_r = U_{15} h D G (1 - \exp(-0,00008 T_r^2))^{(1-D)} Z m \left[(\Delta - 9 + 5 \ln H_n H_k)^2 + \right. \\ \left. + 25 \left(\ln \frac{H_k}{H_n} \right)^2 + 2\Delta^{1,5} (H_n^{1,5} + H_k^{1,5}) \left(1 + \frac{h^*}{h} \ln r \right) \left(1 + \frac{4}{(H_k + \Delta)^2} \right) \right] \times \\ \times e^{-0,7t\Phi/\tau^*} K_n \sqrt{\frac{h_n}{h} \frac{L_2}{L_1 + L_2}}, \quad (6.48)$$

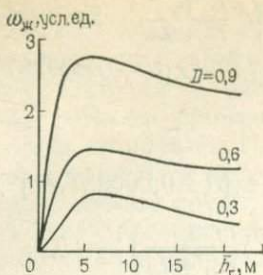


Рис. 48. Кривые зависимости концентрации жидких УВ $\omega_{ж}$ от средней мощности глинистых прослоев в НГК $h_{г}$ и фациального коэффициента D

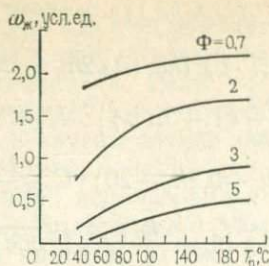


Рис. 49. Кривые зависимости концентрации жидких УВ $\omega_{ж}$ от максимальной палеотемпературы $T_{п}$ и изопреноидного коэффициента Φ

где $U_{15} = n \cdot 10^{-6}$ (n зависит от типа бассейна); r — количество импульсов-подъемов, из которых состоит Z .

Более частные параметрические описания имеют вид

$$\omega_{г/h,m} = U_{16} \left[\frac{D}{h_n^{0,35}} (1 - e^{-0,00008T^2})^{(1-D)} \right]^{1,13} (GZ)^{1,6} \times \\ \times K_n \left(\frac{M^{0,23} m^{2,3}}{t_k^{1,54}} \right) \frac{L_2}{L_1 + L_2}, \quad (6.49)$$

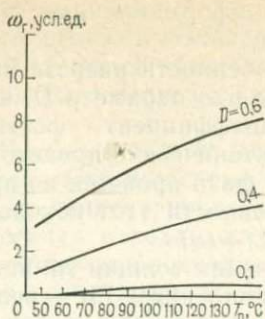
$$\omega_{г/h,m} = U_{17} [D - (1 - e^{-0,00008T^2})^{(1-D)} GZ]^{1,44} \frac{m^{2,5}}{h_n^{0,2}} K_n \frac{L_2}{L_1 + L_2}, \quad (6.50)$$

$$q_{г} = K_n [2,4 \cdot 10^{-7} \frac{h H_k T_k}{m} - 2,3 \cdot 10^{-7} \frac{h D T_n H_n}{m} + 21,7G + 0,03h_n + \\ + 0,04Z - 24,9 \cos(\varphi - 1,57) + U_{18}], \quad (6.51)$$

$$q_{г} = 0,37h [1 - \exp(-0,00008T_n^2)]^{(1-D)} \ln \left(\frac{h_n}{h} + 1 \right) \times \\ \times Z^{0,3} \sqrt{K_n \frac{L_2}{L_1 + L_2} U_{19}} - 3,4 \sqrt{h_n \left(1 - \frac{h_n}{h} \right)}. \quad (6.52)$$

Интересно отметить, что на концентрацию газа очень слабо по сравнению с нефтью влияют фациальные условия, отношение фита к пристану вообще не информативно.

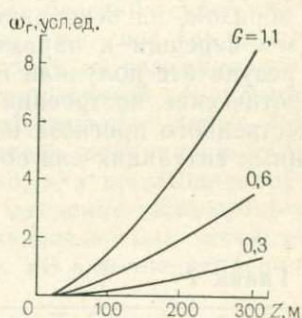
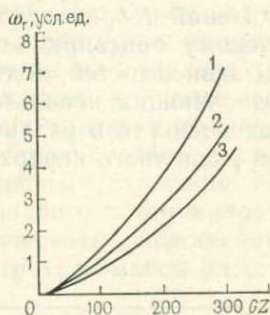
На рис. 48, 49 показано, как «работают» в приведенных формулах отдельные параметры. Концентрация в единице порового пространства жидких УВ возрастает (см. рис. 48, 49) по мере «улучшения» типа РОВ — роста параметра D или убыли параметра Φ . При этом увеличение средней толщины глинистых прослоев сначала способствует росту концентраций, а затем, когда средняя толщина превосходит 7—10 м, концентрация жидких УВ в коллек-



→ Рис. 50. Кривые зависимости концентрации газообразных УВ ω_r от максимальной палеотемпературы T_p и фациального коэффициента D

Рис. 51. Кривые зависимости концентрации газообразных УВ ω_r от тектонической напряженности G , неотектонического воздымания Z для разных частей осадочно-породной линзы, охарактеризованной параметром $L_2/(L_1+L_2)$, равным: 1 — 0,7; 2 — 0,5; 3 — 0,4

Рис. 52. Кривые зависимости концентрации газообразных УВ ω_r от тектонической напряженности G и неотектонического воздымания Z



торах снижается. Температура способствует росту концентрации жидких УВ (см. рис. 49). Но для сапропелевого РОВ наиболее интенсивный рост отмечается при сравнительно небольших температурах, для гумусового — при значительно более высоких. При этом общее количество генерированных гумусовым РОВ жидких УВ при любых температурах существенно уступает количеству жидких УВ, генерированных сапропелевым РОВ.

Концентрация газа менее чувствительна к изменению температуры и типа РОВ (рис. 50). Тектонические факторы, интенсивность прогибания G и воздымания территории Z существенно влияют на газонакопление (рис. 51, 52).

Найденные количественные зависимости подтвердили основные теоретические положения, развитые в предыдущих главах. Здесь мы лишь подчеркнем следующую особенность полученных зависимостей: теория дает единое описание процесса нефтегазонакопления и если бы мы умели замерять и картировать все параметры процесса, то получили бы соответственно одну формулу, количественно описывающую этот процесс, реально же мы имеем возможность тем или иным способом выразить главные особенности процесса с помощью замеряемых и картируемых параметров, поэтому

получаем набор формул для различных информационных ситуаций.

Когда хорошо изучены фациальные особенности разреза, предпочтительнее применять формулы, содержащие параметр D , когда детально закартирован изопреноидный коэффициент — формулы, содержащие Φ . Когда седиментационно-тектонический процесс изучен детально, большую информацию несет фаза процесса во время формирования НГК φ , при меньшей изученности этот показатель заменяется более легко определяемым $L_2/(L_1+L_2)$.

При оценке крупных НГК средние значения толщин глинистых и песчаных прослоев, средние скорости накопления НГК — величины достаточно стабильные и удобные для расчета количественных зависимостей. При оценке маломощных НГК погрешность определения этих показателей обычно возрастает, в этой ситуации удобнее пользоваться другими выражениями для описания литологической структуры разреза и условий накопления отложений.

Таким образом, на основании положений теории нефтегазонакопления мы перешли к параметрическому описанию этого процесса и в результате получили наборы зависимостей, подтверждающих теоретические построения и позволяющих использовать их для количественного прогноза нефтегазоносности в различных информационных ситуациях для объектов различного иерархического уровня.

Глава 7

КОНЦЕНТРАЦИЯ РЕСУРСОВ В ЗАЛЕЖАХ РАЗЛИЧНОГО РАЗМЕРА

7.1. НЕПРЕРЫВНЫЕ ЗАКОНЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Распределение ресурсов региона в залежах различного размера представляет большой практический интерес, предопределяя эффективность и технологию поиска. Но эта задача важна и для теоретических исследований процесса нефтегазонакопления, поскольку в 70—80-е годы было однозначно установлено, что между частотами встречаемости залежей различного размера существуют достаточно строгие пропорции, распределение залежей по величине запасов описывается строгими математическими зависимостями, однотипными для различных бассейнов.

Долгое время эта строгость и однотипность в распределении залежей ускользала от исследователей из-за низкой и неравномерной изученности бассейнов. Такие характеристики, как средний размер залежей, количество их, оказались существенным образом предопределены не геологическими особенностями строения региона, а степенью его изученности. Теория геологоразведочного фильтра (см. гл. 3) позволила подойти к изучению природной совокуп-

ности залежей. Оказалось, что даже в очень богатых бассейнах должно существовать большое количество мелких и мельчайших залежей, и разведка последних лет хорошо подтвердила эти расчеты.

Рассматривая соотношения количества мелких и крупных залежей, полезно вспомнить идею В. И. Вернадского о роли рассеянной и концентрированной материи: «Впечатление о ничтожности рассеяния в реальности исчезает; оно заменяется обратным: впечатлением грандиозности. Это яркий пример условности понятий великого-малого».

Для каждого бассейна существует свой, обусловленный строением и историей развития региона размер самого крупного месторождения. Запасы этих самых крупных месторождений для разных провинций могут различаться на порядки, но пропорции в количестве месторождений более мелких, чем максимальное, сохраняются. Поскольку для каждого бассейна существует свой максимум концентрации ресурсов в залежи, своя «шкала отсчета», использование при анализе какой-то одной градации для выделения крупных или уникальных месторождений (например, крупнее 100 млн. т или крупнее 500 млн. т) приводит к тому, что «рядовое» для данного региона месторождение попадает в уникальные по общемировой статистике. Конечно, для промышленной оценки углеводородного потенциала такие сведения важны, однако они могут затушевывать существенные стороны весьма закономерного процесса перехода массы рассеянных УВ в концентрированное состояние.

Так, Н. Ю. Успенская и З. А. Табасаранский отмечают, что 85 % промышленных запасов УВ сосредоточено в 45 крупнейших месторождениях; М. С. Бурштар и А. Д. Бизнигаев указывают, что в 47 месторождениях Западной Сибири, Предкавказья и Средней Азии содержится 50 % суммарных запасов этих регионов; Барке, Гарднер по материалам капиталистических и развивающихся стран подсчитали, что 87,9 % открытых запасов сосредоточены в 71 месторождении, из которых 6 содержат около 47 % начальных разведанных запасов. Аналогичные соотношения приводят Н. Т. Линдтроп, Г. С. Преображенская, А. А. Бакиров и другие исследователи.

Н. Д. Жданов и Б. В. Гординский, разбив ось запасов на мелкие пятимиллионные интервалы, проанализировали обширный материал и показали, что для той части последовательности, где отсутствуют пустые интервалы, общие запасы равномерных интервалов возрастают при уменьшении размеров месторождений, количество залежей при уменьшении размеров возрастает по экспоненциальной зависимости.

В. А. Волконский и Т. А. Косенко распределение месторождений по величине запасов относят к экспоненциальному типу.

И. И. Нестеров и В. В. Потеряева рассмотрели влияние на концентрацию запасов в залежах, больших 200 млн. т, таких геологических факторов, как скорость накопления осадков, объем по-

род, суммарные ресурсы региона. Глубокое исследование законов распределения месторождений по запасам произвели А. Э. Конторович и В. И. Демин. Они рассмотрели содержательную модель распределения залежей и предложили в качестве подходящего закона распределения использовать распределение Вейбула и усеченное распределение Парето. Для прогноза числа месторождений разного размера по методике этих авторов необходимо кроме величины запасов региона выбрать (экспертно) значение еще одного из параметров — долю запасов в крупных месторождениях. Г. М. Кауфман и др. полагают, что распределение месторождений подчиняется логнормальному закону. М. Гренон произвел прогнозную оценку суммарных запасов для Северного моря. В классах месторождений больше 150, 75—150, 37,5—75 и менее 37,5 млн. т по его прогнозу ожидается открытие соответственно 1828, 1949, 2200, 1182 млн. т нефти — классы оказались почти эквивалентными по запасам.

Ряд зарубежных авторов, исследуя распределение месторождений, анализируют не частотные графики, а связь номера месторождения в упорядоченной последовательности с его запасами. Согласно исследованиям Н. И. Ройландса и Д. Сампея, $q_m/q_i = i/m$, где q_m — запасы самого крупного месторождения с порядковым номером m ; q_i — запасы месторождения с порядковым номером i . Л. Ф. Айвенхо графически проанализировал упорядоченные последовательности месторождений по ряду провинций и предложил интересную палетку, увязывающую запасы региона, размер самого крупного месторождения, размер «экономически рентабельного» месторождения и число месторождений.

Ряд интересных расчетов выполнено по распределению рудных месторождений по запасам. Так, В. И. Красников указывает, что распределение обнаруженных крупных, средних и мелких месторождений относится как 1 : 3,3 : 10. А. П. Соловов пересчитал эти соотношения на «истинные», не искаженные разведочной сетью и получил 1 : 7 : 49. Уже из этого примера видно, сколь сильно искажает распределение месторождений по запасам разведочная сеть.

На рис. 8 показано, как изменяется картина распределения открытых залежей в одной из нефтегазоносных провинций за 6 лет работ. Такой результат категорически запрещает толковать совокупность выявленных месторождений как случайную выборку из генеральной совокупности, проводить на этой выборке какие-либо проверки законов распределения.

Методически подход к изучению распределения залежей должен сводиться к следующему.

1. В разведочной выборке доля залежей η определенного размера и размер этих залежей q существенно взаимосвязаны. Необходимо найти функцию, аппроксимирующую эту зависимость $\eta = G(q)$. Никакими свойствами функции распределения или плотности вероятности $G(q)$ обладать в общем случае не должна.

2. Пусть имеется некоторая функция $R(j)$, характеризующая геологоразведочный процесс и описывающая вероятность пропуска-

ния при разведке залежей с $q > j$ и вероятность выявления залежей с $q < j$ (геологоразведочный фильтр, см. гл. 3).

3. Если разведочная выборка произведена при параметре геологоразведочного фильтра j , то закон распределения месторождений по запасам $F(q)$ может быть найден из соотношения $F(q)R(j) = G(q)$.

Выполненные нами исследования распределения залежей по величине запасов в ряде провинций мира с соблюдением перечисленных методических приемов позволили установить следующие непрерывные законы их распределения.

Разведочная выборка (РВ) залежей (месторождений) — все выявленные к данному моменту залежи (месторождения) с оцененными запасами — является со статистической точки зрения безвозвратной и не случайной.

Цель обработки данных по распределению залежей в РВ — найти аналитическое выражение, увязывающее частоту встречаемости залежей разного размера с размером этих залежей. Более удобным оказывается рассмотрение кумулятивных графиков, т. е. изучение зависимости доли залежей с запасами меньше q (обозначим эту долю Φ от q). Эти зависимости по разным регионам однотипны, существенно нелинейны. Суть обработки заключается в такой трансформации абсциссы и ординаты, которая делала бы зависимость линейной и позволяла методом наименьших квадратов отыскать неизвестные коэффициенты.

Удобным оказалось следующее преобразование:

$$x = \ln(q + \Delta), \quad y = \ln(1 - \Phi). \quad (7.1)$$

При соответствующем выборе величины Δ зависимость y от x линейная, для различных нефтегазоносных провинций фактические точки хорошо укладываются в линейную зависимость, т. е.

$$\ln(1 - \Phi) = a - b \ln(q + \Delta). \quad (7.2)$$

Для нахождения величин a и b зададимся различными значениями Δ и рассчитаем a и b для каждого варианта методом наименьших квадратов. Поскольку доля залежей Φ с запасами $q < 0$ равна нулю, $a - b \ln \Delta = 0$ и отсюда $\ln \Delta = a/b$. Наилучшим значением Δ будем считать то, при котором отклонения от указанного соотношения минимальны при высоком значении коэффициента корреляции. Выполнение этих условий приводит к соотношению

$$\ln(1 - \Phi) = b \ln(\Delta / (q + \Delta)). \quad (7.3)$$

После того как такой расчет b и Δ был выполнен для различных нефтегазоносных провинций и отдельно для нефтегазоносных комплексов в провинциях, оказалось:

1) значение коэффициента b незначимо отлично от единицы и для всех практических расчетов может быть принято $b = 1$;

2) значения Δ во всех проанализированных провинциях оказались близки 50 %-ным квантилям, т. е. тем значениям запасов залежей, которые делят пополам их упорядоченную последовательность и являются параметрами геологоразведочных фильтров

(γ). Значения пар Δ , γ для различных провинций оказались такими: (2,5; 3), (30; 29), (7; 7,5), (13; 11). То, что величина Δ оказалась близкой γ , позволяет произвести важную интерпретацию этого эмпирического параметра, который был введен только для того, чтобы «выпрямить» кумулятивный график, дает возможность выразить долю залежей определенного размера в разведочной выборке через размер этих залежей и характеристику геологоразведочного процесса γ .

В окончательном виде для доли залежей $[\Phi(q)]$ в разведочной выборке с запасами меньше q запишем

$$\Phi(q) \approx 1 - \gamma / (q + \gamma). \quad (7.4)$$

Генеральная совокупность (ГС) объединяет все выявленные и невыявленные залежи региона.

По мере роста разведанности региона сдвигается влево параметр геологоразведочного фильтра γ и все большая часть месторождений с $q > \gamma$ целиком переходит из ГС в РВ. Изучение тех изменений, которые происходят при сдвиге γ влево, позволяет сделать выводы о распределении залежей в генеральной совокупности, перейти от формулы, описывающей частоту встречаемости залежей разного размера в РВ, к закону распределения залежей в ГС.

Для этого исследования строились кумулятивные графики распределения залежей в РВ на момент времени t_1 и на более поздний момент t_2 .

Было доказано (В. И. Шпильман, 1982 г.), что для любого q_0 , когда изученность станет такой, что все залежи крупнее q_0 будут выявлены, зависимость $\ln(1 - \Phi)$ от $\ln q$ для $q > q_0$ будет линейной.

Значит, функция распределения залежей в генеральной совокупности будет иметь вид

$$\Phi(q) = 1 - q_0/q, \quad (7.5)$$

а плотность вероятностей

$$P(q) = q_0/q^2. \quad (7.6)$$

Необходимо сделать одну существенную оговорку, обусловленную способом учета максимального месторождения. Поскольку $\Phi(q_{\max})$ — это доля залежей с запасами меньше q_{\max} (т. е., исключая q_{\max}), то приведенная функция распределения и функция плотности вероятностей описывают распределение всех залежей крупнее q_0 , исключая самую крупную залежь с запасами q_{\max} (уникальную для данного региона залежь).

Все залежи с запасами от q_0 до q_{\max} всегда можно таким образом разбить на n классов, что суммарные запасы залежей этих классов будут одинаковыми. Для этого достаточно, как следует из приведенных формул, чтобы значение верхней границы любого класса было в k раз ($k = \text{const}$) больше значения нижней границы, т. е. $q_i = kq_{i-1}$. Такие классы назовем эквивалентными.

Обозначим: $Q_{\text{эк}}$ — запасы одного эквивалентного класса; $Q^* = nQ_{\text{эк}}$ — запасы всех эквивалентных классов; $Q = Q^* + q_{\text{max}} = nQ_{\text{эк}} + q_{\text{max}}$ — суммарные запасы всех залежей с запасами больше q_0 ; N^* — общее число залежей в эквивалентных классах; $N = N^* + 1$ — общее число залежей размером больше q_0 ; \bar{q} — средние запасы всех залежей в ГС; q_l — средние запасы залежей l -го эквивалентного класса (l — верхняя граница класса); N_l — количество залежей в l -м эквивалентном классе (т. е. размером от q_{l-1} до q_l); \bar{q}^* — средние запасы залежей всех эквивалентных классов.

Из закона распределения залежей в ГС следует

$$\int_{q_0}^{q_{\text{max}}} qNP(q) dq = \int_{q_0}^{q_{\text{max}}} qN \frac{q_0}{q^2} dq = Q^*. \quad (7.7)$$

Отсюда и из приведенных выше соотношений выводятся основные расчетные формулы, описывающие количество залежей разного размера и распределение их запасов в ГС.

Средние запасы залежей

$$\bar{q}^* = q_0 \ln (q_{\text{max}}/q_0), \quad (7.8)$$

$$\bar{q} = [(N-1)\bar{q}^* + q_{\text{max}}]/N. \quad (7.9)$$

Если N велико, то

$$\bar{q} \approx \bar{q}^* + q_{\text{max}}/N \approx q_0 [Q/(Q - q_{\text{max}}) \ln (q_{\text{max}}/q_0)]. \quad (7.10)$$

По этой формуле практически точный результат получается для $N > 50$.

$$\bar{q}_l = q_l \frac{\ln k}{(k-1)}, \quad (7.11)$$

Удобно принять $k=2$, в этом случае количество залежей в каждом эквивалентном классе удваивается, и тогда

$$\bar{q}_l = 0,69 q_l. \quad (7.12)$$

Доля запасов от Q^* в залежах меньших q :

$$D^*(q) = \frac{\ln q - \ln q_0}{\ln q_{\text{max}} - \ln q_0}; \quad (7.13)$$

доля запасов от Q^* в залежах размером от q_1 до q_2 ($q_2 > q_1$):

$$D^*(q_1, q_2) = \frac{\ln q_2 - \ln q_1}{\ln q_{\text{max}} - \ln q_0}. \quad (7.14)$$

Запасы в залежах размером от q_1 до q_2 ($q_1 > q_0$; $q_2 < q_{\text{max}}$):

$$Q(q_1, q_2) = N^* q_0 (\ln q_2 - \ln q_1). \quad (7.15)$$

Доля запасов от всех ресурсов региона (Q) в залежах, меньших q :

$$D(q) = \frac{Q - q_{\text{max}}}{Q} D^*(q). \quad (7.16)$$

Доля запасов в залежах размером от q_1 до q_2 от всех ресурсов региона Q :

$$D(q_1, q_2) = \frac{Q - q_{\max}}{Q} D^*(q_1, q_2). \quad (7.17)$$

При расчете числа залежей мы пренебрежем различием между N и N^* , поскольку в любых расчетах, связанных с определением числа залежей, оно практически неощутимо.

Число залежей в ГС:

$$N = \frac{Q - q_{\max}}{q_0 \ln \frac{q_{\max}}{q_0}} + 1. \quad (7.18)$$

Доля залежей с запасами меньше q задается формулой (7.5).

Число залежей размером от q_1 до q_2 :

$$N(q_1, q_2) = Nq_0 \left(\frac{1}{q_1} - \frac{1}{q_2} \right). \quad (7.19)$$

Воспользовавшись данными соотношениями, найдем связь между потенциальными ресурсами региона Q и запасами максимальной по размерам залежи. Для этого удобно воспользоваться представлением об эквивалентных классах. При этом верхняя граница последнего эквивалентного класса q_{\max} , а сама уникальная залежь имеет запасы $(q_{\max} + \xi)$, где ξ — малая величина, т. е. не входит в последний эквивалентный класс. Поскольку распределение залежей по размерам описывается убывающей зависимостью, в каждом предыдущем эквивалентном классе должно быть хотя бы на одну залежь больше, чем в последующем, учитывая целочисленное исчисление количества залежей. Общее количество эквивалентных классов

$$n = \frac{\ln q_{\max} - \ln q_0}{\ln k}, \quad \text{при } k = 2, \quad n = 1,44 \ln \frac{q_{\max}}{q_0};$$

$$\bar{q}_{\max} = 0,69q_{\max}; \quad Q_{\text{ЭК}} = 2 \cdot 0,69 q_{\max} = 1,38 q_{\max};$$

$$Q^* = nQ_{\text{ЭК}} = 2q_{\max} \ln \frac{q_{\max}}{q_0};$$

$$Q = 2q_{\max} \ln \frac{q_{\max}}{q_0} + q_{\max} = 2q_{\max} \ln \frac{1,6q_{\max}}{q_0}. \quad (7.20)$$

Хотя связь между размером максимальной залежи и потенциальными ресурсами (и логарифмами этих величин) нелинейная, на всем диапазоне изменения q_{\max} и Q , представляющем практический интерес, допустима линейная аппроксимация зависимости. Получим следующие упрощенные формулы (при $q_0 = 1$) для прогноза взаимосвязи между размером максимальной залежи и потенциальными ресурсами

$$\ln q_{\max} = 0,82 \ln \frac{Q}{3,5}, \quad (7.21)$$

$$\ln Q = 1,22 \ln (2,72q_{\max}). \quad (7.22)$$

Таким образом, анализ распределения залежей по размерам в разведочной выборке совместно с учетом свойств геологоразведочного фильтра позволил вывести закон распределения залежей в генеральной совокупности и получить основные соотношения для прогноза размеров залежей, запасов, сконцентрированных в залежах разного размера, и других важных соотношений.

Обобщенно найденный закон можно сформулировать так: в генеральной совокупности частота встречаемости залежей с определенными запасами обратно пропорциональна квадрату этих запасов.

По разработанным схемам расчетов можно оценивать количество залежей разного размера в генеральной совокупности и определять последовательность выявления этих залежей в процессе геологоразведочных работ.

Рассмотрим возможности прогноза распределения скоплений УВ для участков площадью в первые десятки тысяч квадратных километров. Ясно, что до предела площадь уменьшать нельзя. Для малых участков встает совершенно иная задача — оценка конкретных ловушек. Но и для участков сравнительно небольшого размера (10—20 тыс. км²) прогноз также представляет существенную сложность. Дело в том, что скопления УВ из генеральной совокупности не разбросаны по территории бассейна случайным образом. Мы получаем однотипные распределения по различным провинциям только потому, что в них встречаются различные (все возможные) сочетания участков с разными плотностями запасов, с разными геологическими условиями. Чем меньше по размеру участок, тем меньше вероятность того, что на нем реализуется весь набор различных геологических характеристик и что распределение на нем скоплений УВ по запасам будет идентично распределению их по всей провинции.

Для того чтобы перейти к более локальному прогнозу, необходимо учесть дополнительную информацию. При уменьшении площади оцениваемого региона наиболее уязвимой становится оценка размеров максимальной залежи через суммарные запасы. В качестве дополнительной информации в этом случае целесообразно учитывать плотность запасов.

Влияние плотности запасов на размер самого крупного месторождения показано в табл. 17, где обобщены данные по различным нефтегазоносным провинциям.

Уравнение, описывающее связь запасов максимальной залежи (q_{\max}) с плотностью запасов (ρ), имеет вид: $\ln q_{\max} = 4,3 \ln [\ln \rho]$. Чтобы оценить q_{\max} для района, надо найти участок с максимальным значением ρ и по нему найти q_{\max} .

7.2. ДИСКРЕТНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Найденные непрерывные законы распределения залежей по размерам отражают единый процесс перехода углеводородов из рассеянного состояния в концентрированное, характеризуют динамическое

Таблица 17

Связь величины самой крупной залежи с плотностью запасов в пределах участков площадью 15—20 тыс. км²

Плотность запасов, тыс. т/км ²	Средний размер самой крупной залежи на участках с данной плотностью, млн. т	Колебания размеров максимальной залежи, млн. т	Количество проанализированных участков
3	7,2	3—12	4
3—10	14,5	7—30	6
10—20	49,6	30—110	12
20—40	108	300—200	7
40—80	143	60—250	3
80—160	437	200—650	4

равновесие между формированием и разрушением залежей. Они неплохо зарекомендовали себя при планировании работ. Однако, как и для любого другого распределения, здесь отмечается некоторое отклонение фактических частот от теоретических. В большинстве случаев такие отклонения носят случайный характер. Появляются новые залежи на интервалах с недостаточным их количеством, и по мере увеличения размера выборки фактическое распределение стремится к идеальному.

Однако детальный анализ отклонения фактических наблюдений от расчетных на выборках при различной изученности района показал, что некоторая аномальность отклонения от гладких кривых распределения существует, вероятно, закономерно и не исчезает, несмотря на открытие большого числа залежей. На рис. 53 показано изменение распределения количества открытых залежей N в одной из нефтегазоносных провинций по дробным интервалам (шкала запасов логарифмическая) за десять лет поисково-разведочных работ. В основных чертах динамика согласуется с непрерывными законами распределения и с теорией геологоразведочного фильтра. Левая ветвь графика характеризует недоразведанную часть генеральной совокупности, за десять лет максимум существенно сместился в область мелких залежей. При выборе более крупных интервалов на шкале q получаем достаточно гладкую кривую. Настораживает другое: положение частных минимумов и максимумов — отклонений от сглаженной кривой распределения — в большинстве случаев сохранилось. При этом необходимо учитывать, что запасы оцениваются с определенной погрешностью (± 10 —30%), и это должно сглаживать дискретность в распределении залежей, если же, несмотря на это, полимодальность остается, то вполне вероятно, что размеры залежей имеют дискретный характер. Проанализировав ряд таких графиков, мы получили, что чаще (относительно расчетного теоретического распределения) встречаются залежи с запасами, млн. т, 0,4—0,6; 1,5—2; 4—6; 20—

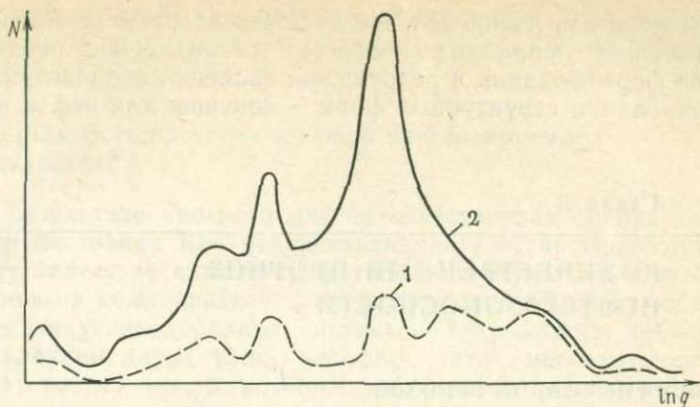


Рис. 53. Кривые распределения залежей по запасам:

1 — ранний период поисково-разведочных работ; 2 — десять лет спустя

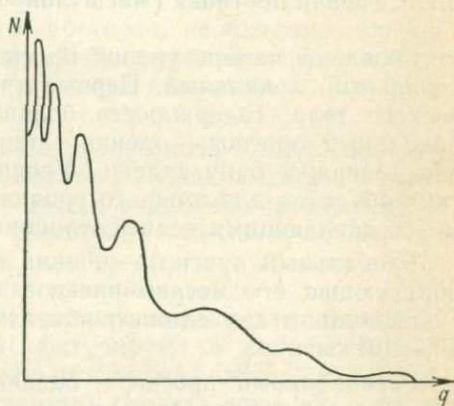


Рис. 54. Кривая идеального распределения залежей в генеральной совокупности

30; 70—90, а относительно реже — залежи на интервалах со средними запасами, млн. т, 0,3; 0,7; 3; 12; 50; 270.

Вообще, если $q(n)$ — средние запасы интервала, на котором расположен n -й локальный максимум ($n=0, 1, 2, 3, \dots$), то

$$q(n) = 0,5e^{1,55n},$$

где 0,5 — средние запасы минимального ($n=0$) интервала.

Тогда идеальное распределение залежей в генеральной совокупности изобразится графиком на рис. 54, где масштаб по оси q не логарифмический, а линейный.

Дискретность в распределении залежей весьма напоминает дискретность распределения структур (см. гл. 4), т. е. волновые процессы формирования геологических объектов, а именно дискретный спектр структурных волн предопределяет дискретность распределения залежей по запасам. Природа задает естественные границы размеров залежей (границы по локальным минимумам), которые на изученном интервале размеров следующие, млн. т: до 0,3; 0,3—0,7; 0,7—3; 3—10; 10—50; 50—300; более 300.

Таким образом, распределение залежей по размерам отражает два важнейших природных процесса: динамическое равновесие процессов формирования и разрушения залежей; волновые процессы формирования структурных форм — ловушек для нефти и газа.

Глава 8

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

8.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОГНОЗОВ

8.1.1. Уровни прогноза (масштабность прогноза)

Установлены четыре уровня прогноза: глобальный, региональный, зональный, локальный. Первые три — это всегда оценка геологического тела, содержащего большое число возможных залежей, локальный прогноз — оценка единичного объекта, ловушки, которая содержит одну залежь. Уровни прогноза, объемы геологических объектов для каждого уровня предопределены гармонически составляющими седиментационно-тектонического процесса.

Глобальный прогноз — оценка осадочного чехла в целом или образующих его мегакомплексов в нефтегазоносной провинции, субпровинции как единого объекта. Объем оцениваемого объекта 10^5 — 10^7 км³.

Региональный прогноз — оценка нефтегазоносных комплексов, частей мегакомплексов в пределах крупных нефтегазоносных районов, крупных тектонических элементов — надпорядковых и I порядка. Объем оцениваемого объекта 10^3 — 10^5 км³.

Зональный прогноз — оценка нефтегазоносных резервуаров, комплексов и их частей в пределах отдельных зон нефтегазоаккумуляции, участков крупных тектонических структур, частей районов. Объем оцениваемых пород на одном объекте 10^2 — 10^3 км³.

Локальный прогноз — оценка единичной ловушки.

Геологические закономерности каждого уровня своеобразны, нельзя свести один уровень к другому.

Объекты предыдущего уровня прогноза включают объекты последующего уровня, могут содержать и такие объекты, которые по характеру изученности нельзя оценить прогнозом следующего уровня. Так, региональный прогноз для свода в целом оценивает суммарные запасы всех ловушек в пределах свода, открытых и не открытых, а локальный — только запасы подготовленных ловушек.

Суммируя ресурсы по объектам данного уровня прогноза, получаем для всех уровней прогноза оценку ресурсов (Q) некоторого элемента, например, провинции в целом.

При этом $Q^1 \geq Q^2 \geq Q^3 \geq Q^4$, где индексами 1, 2, 3, 4 обозначены глобальный, региональный, зональный и локальный уровни прогноза.

8.1.2. Детальность прогноза и выбор прогнозируемого показателя

Если в результате прогноза дается качественная оценка территории (перспективная или неперспективная), то прогноз соответствует 1-му классу детальности; прогноз количества УВ в целом без разделения на компоненты — 2-му классу; прогноз массы основных компонентов углеводородной системы — 3-му классу детальности (с добавлением двух-, трех-, четырех-, пяти-, многокомпонентный прогноз); расчет массы компонентов углеводородной системы и условий их залегания в залежах различного размера, различной дебитности и т. п. — 4-му классу.

Выбрав класс решаемой задачи прогноза, необходимо определить, какие из выходных показателей будут оцениваться на базе установленных закономерностей, а какие получатся с помощью последующих преобразований.

Для задач локального и глобального прогноза в качестве прогнозируемых (по зависимостям) показателей чаще всего выступают непосредственно массы УВ или массы отдельных компонентов. Для зонального и регионального прогнозов — удельные запасы на площадь или на объем всего НГК, или на объем проницаемой части. Здесь выбор определяется тем, какая мощность — всего НГК или его проницаемой части — будет использоваться для вывода зависимостей. Если эти параметры фигурируют в количественных зависимостях, то следует брать удельные запасы на площадь, влияние мощности отразит количественный расчет; если же нет, то целесообразно пользоваться удельными запасами на объем.

Иногда для задач 2-го класса детальности берут два итоговых показателя: удельные запасы УВ и долю жидких (или газообразных) УВ в системе. В общем случае такой подход нерационален — доли прогнозируются с большими погрешностями, чем абсолютные массы. Если информации достаточно, то лучше переходить на задачи 3-го класса детальности.

Следует особо оговорить, что компонентный состав системы и агрегатное ее состояние не идентичны. Системы близкого компонентного состава при одних значениях давления и температуры находятся в недрах в газообразном состоянии (газ), при других — в жидком (нефть). Поэтому, решая задачи 3-го класса детальности, целесообразно рассматривать некоторые компоненты без учета их агрегатного состояния (весь метан, свободный и растворенный, все бензиновые фракции и т. д.), а потом при решении задач по условиям залегания (4-й класс детальности) устанавливать агрегатное состояние системы, разделяя ее на нефть, свободный газ, конденсат, растворенный газ. Рекомендуется следующий набор компонентов: для трехкомпонентного прогноза задач 3-го клас-

са — метан—бутан, C_5+ бензиновые и керосиновые фракции, смолы и асфальтены; для пятикомпонентного прогноза — метан, этан—бутан, C_5+ бензиновые фракции, керосиновые фракции, смолы и асфальтены.

Можно создать такие системы прогноза, которые сразу на основании выведенных формул, правил классификации будут определять прогнозируемую конечную величину с заданной детальностью как в смысле качества ресурсов, так и в смысле привязки этих ресурсов к объектам разреза и плана. В других случаях детальность может быть недостаточной, и потребуется для ее увеличения предпринять какие-то дополнительные расчеты, позволяющие (менее строго, чем прогнозировалась эта характеристика) разнести ресурсы по залежам различного типа, по частям разреза более мелким, чем объект прогноза, и т. п. В первом случае будем говорить о прогнозе ресурсов, во втором — о расчете их структуры. Расчет структуры, увеличивая детальность, делая материал оценки более приемлемым для планирования, не увеличивает надежности, достоверности сделанной оценки, однако в некоторых случаях позволяет согласовать результаты независимых прогнозов. Так, расчет структуры распределения запасов в залежах разного размера дает возможность согласовать это распределение с прогнозом количества и размеров структур.

8.1.3. Глубина прогноза

Глубина прогноза отражает качество установленных количественных зависимостей, лежащих в основе прогноза, полноту описания изменчивости прогнозируемой величины. Зависимости отражают лишь некоторые общие тенденции процессов нефтегазонакопления и могут приближаться к глубоким природным закономерностям. Если количественные закономерности сформулированы как правила классификации, то о глубине познания процесса можно судить по величине ошибок классификации на экзаменационных выборках.

Если закономерности представлены в виде регрессионных уравнений, то глубину прогноза отражает различие между расчетным значением коэффициента корреляции R и тем его предельным значением R^* , которое является значимым при используемых для вывода зависимостей объеме выборки, числе переменных и доверительной вероятности 90 %. Эта характеристика имеет вид $\sqrt{R(R-R^*)}$. Классы глубины прогноза задаются табл. 18.

8.1.4. Прогнозный фон

Пусть для каждой провинции или для каждого НГК образованы массивы эталонных объектов, и на каждом из массивов получены зависимости, описывающие изменения концентрации ресурсов. Нам необходимо получить общую зависимость для всех НГК или для всех провинций, но параметры эталонов слишком локальны, не

Таблица 18

Класс глубины прогноза	Доля правильных заключений на экзамене	$\sqrt{R(R-R^*)}$	Глубина прогноза
1	0,6—0,7	0,3—0,5	Общие тенденции в изменении прогнозируемой величины
2	0,7—0,9	0,5—0,7	Надежные статистические решения
3	0,9—0,99	0,7—0,99	Зависимости приближаются к функциональным

отражают глобального различия провинций, например их размеров. Тогда обобщенный параметр всей провинции или всего НГК целесообразно использовать в качестве прогнозного фона (например, объемную скорость формирования осадочного бассейна), введя его в качестве параметра во все эталоны. При расчете ресурсов внутри провинции роль прогнозного фона хорошо выполняют обобщенные координаты — расстояния подсчетного участка до центра тяжести осадочного бассейна и его окраин. Введение прогнозного фона устраняет ряд трудностей, связанных с использованием «внешних аналогий».

8.1.5. Дифференцированный и обобщенный прогнозы

Пусть имеется n объектов объемом каждый V_i (i от 1 до n), например, нефтегазоносные области, которые надо оценить. Ресурсы каждого из этих объектов изучены недостаточно, чтобы какую-то часть их сделать эталонными. Пусть каждый из объектов объемом V_i разбит на k более мелких объектов объемом ω_{ik} . Из части мелких объектов образован массив эталонов, по ним установлены зависимости. Однако по этим зависимостям объекты ω_{ik} оцениваются с большой погрешностью (по условиям задачи нам не требуется их оценивать). Если просуммировать ресурсы нескольких (m) малых объектов, то среднее квадратичное отклонение уменьшится в \sqrt{m} раз и результат станет пригодным для оценки. Это будет дифференцированный прогноз — по нескольким малым частям оцениваются запасы всего объекта. Если же ресурсы объекта можно оценить сразу с погрешностью, не превышающей заданную, — это будет обобщенный прогноз. Такой прогноз возможен либо когда среди объектов V_i есть несколько хорошо изученных, которые можно использовать как эталоны, либо когда ω_{ik} оценивается с заданной погрешностью.

Итак, прогнозы нефтегазоносности разделяются по масштабности на четыре класса: глобальный, региональный, зональный, локальный; в зависимости от детальности описания ресурсов выделяются три класса прогноза и, когда невозможно с заданной детальностью описать ресурсы непосредственно при прогнозе, мы

говорим о расчете структуры ресурсов; в зависимости от достоверности, надежности использованных при прогнозе зависимостей и классификационных правил мы выделяем три класса глубины прогноза, рекомендуем вводить в расчеты прогнозный фон и разделять прогноз на обобщенный и дифференцированный в зависимости от соотношения объектов, по которым рассчитываются зависимости и которые окончательно оцениваются.

8.2. ГЛОБАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Формирование осадочно-породного бассейна в целом описывается наиболее низкочастотными гармониками седиментационно-тектонического процесса, с периодами 200 и $70 \div 80$ млн. лет. В разных частях земной коры в зависимости от ее свойств, свойств мантии длины этих гармоник, их амплитуды различаются, что обуславливает самое различное сочетание размеров бассейнов в плане и по разрезу. Выделяются бассейны большие по площади, но с низкими темпами седиментации и малым объемом накопившихся пород, небольшие по площади, но с большими мощностями осадочного чехла и т. п. Объединить эти характеристики, т. е. выразить особенности седиментационно-тектонического процесса во времени и пространстве, удалось И. И. Нестерову и В. В. Потеряевой, введя понятие об объемной скорости формирования бассейна (отношение объема накопившихся пород ко времени их накопления) и показав, что эта величина контролирует потенциальные ресурсы бассейна [28]. Дальнейшее развитие эти исследования получили в работах М. С. Моделевского и др., А. Э. Конторовича и др., которые показали, что дифференцированный учет объемной скорости, например, для каждого километровой по мощности слоя делает глобальный прогноз более надежным.

Глобальный прогноз, сама возможность его осуществления подтверждают существование единых волновых седиментационно-тектонических процессов в земной коре. Эти процессы предопределяют единство, сходство в формировании бассейнов, позволяют рассматривать бассейны как некоторый набор однотипных объектов (точек) для количественного анализа. Эти же процессы за счет сдвига гармоник по фазам, различий в их амплитудах в каждом конкретном бассейне предопределяют своеобразие истории формирования каждого бассейна, ограничивают возможную точность глобального прогноза.

Всего в мире выделяется 450 седиментационных бассейнов, из них более 400 общей площадью около 120 млн. км² — нефтегазонасные.

Седиментационные бассейны, входящие в состав нефтегазонасных провинций мира, обладают существенными чертами сходства в своем строении и развитии. Все они формируются в течение длительного геологического времени (от десятков до нескольких сотен миллионов лет). Нижние части осадочно-породных бассейнов сложены обычно более грубозернистым материалом, накопившим-

ся преимущественно за счет внутренних источников сноса; все бассейны переживают один-два основных этапа накопления пород, существенно обогащенных органикой; в большинстве из них через 30—50 млн. лет после начала непрерывного осадконакопления наступает этап максимального тектонического покоя и на огромных пространствах накапливаются существенно битуминозные породы. Завершается формирование бассейна интенсивным регрессионным режимом.

Общая черта седиментационных бассейнов — двучленное строение их, представленное фундаментом и осадочным чехлом. Фундаментом могут быть как пенепленизированные магматические сооружения предшествующих эпох, так и ранее созданные и в большей или меньшей степени разрушенные (или переработанные) палеобассейны. Выше фундамента залегают собственно осадочные породы — слоистые породы, заполняющие седиментационные впадины.

Для развития седиментационных бассейнов характерна такая черта, как стабильность процесса, выражающаяся устойчивостью режима прогибания. На фоне общего прогибания наблюдаются эпохи (одна или несколько) воздымания, что выражается в перерывах осадконакопления или в сокращении интенсивности этого прогибания. В каждом бассейне фиксируются зоны максимального прогибания и их миграция: те районы, которые первыми начали прогибаться, на этапах регрессивного режима обычно первыми и воздымаются, а в это время районы, вовлеченные в прогибание позднее, еще продолжают опускаться, т. е. развитие бассейна подчиняется волновым законам формирования.

Черты унаследованного развития от структур фундамента нередко прослеживаются во всей истории бассейна — смены режимов осадконакопления, происходящие синхронно в различных районах; формирование на огромных площадях однотипных пород; смещение границ фациальных замещений в определенных направлениях и т. п.

Общее свойство седиментационных бассейнов — их нефтегазонасыщенность: слоистые породы, заполняющие впадины, содержат скопления УВ, для которых осадочные бассейны служат районами генерации, аккумуляции и сохранности. В этом смысле нефтегазообразование можно рассматривать как динамичный процесс, определенным образом ограниченный во времени и пространстве. Наряду со многими чертами сходства необходимо отметить большое разнообразие бассейнов: они отличаются геологическим временем и динамизмом развития, объемом и типом выполняющих их осадков, геотермическим режимом недр и другими особенностями геологической природы.

Стабильность и изменчивость — две стороны процесса развития бассейна, предопределяющие его строение.

При изучении закономерностей нефтегазонакопления в конкретном регионе нас интересуют прежде всего частные, индивидуальные стороны развития данного объекта, а при глобальных сопо-

ставлениях — общие черты истории развития многих объектов. В число исследованных вошло более 50 разнотипных бассейнов. Среди них выделяются бассейны с огромными запасами (бассейны Персидского залива, Галф-Кост и др.) и бассейны-«карлики» (Сакраменто) со средними размерами ресурсов УВ и др.

Исследованные бассейны различаются по степени концентрации ресурсов нефти и газа, которая может быть выражена общим количеством крупных и гигантских месторождений, долей их суммарных запасов от общей величины ресурсов УВ, а также плотностью запасов, содержащихся в 1 км³ осадочных пород или приходящихся на 1 км² перспективной площади.

В. В. Потеряевой проанализированы основные геологические характеристики осадочно-породного бассейна, контролирующие концентрацию ресурсов в единице его объема и общую массу ресурсов. Отмечаются следующие основные особенности:

формирование нефтегазоносных провинций происходит, когда скорость осадконакопления при формировании бассейна превосходит 1 тыс. км³/млн. лет, крупные провинции формируются при скоростях более 5 тыс. км³/млн. лет; очень высокие скорости прогибания малых по площади бассейнов и очень низкие — больших приводят к накоплению незначительных ресурсов УВ;

морской генезис пород предопределяет более интенсивную генерацию УВ, большую долю жидких УВ в продуктах генерации, мористость разреза определяется по графикам Г. П. Мясниковой, Г. И. Плавника, увязывающим коэффициент мористости D и фаций; зависимости для бассейна в целом, как видим, подтверждают теоретические построения;

возраст фундамента по-разному сказывается на величине ресурсов и их концентрации в объеме: общая масса ресурсов убывает от бассейнов с докембрийским фундаментом к бассейнам с мезозойским основанием, а концентрация ресурсов в единице объема максимальна в бассейнах с палеозойским и мезозойским основаниями;

возраст осадочного выполнения предопределяет максимальную долю запасов в мезозойских, минимальную в палеозойских бассейнах;

приуроченность бассейнов к платформам или подвижным поясам дифференцирует их и по массе ресурсов, и по концентрации их в единице объема; максимальные ресурсы в платформенных бассейнах, минимальные — в межгорных впадинах, но максимальная концентрация ресурсов — в подвижных поясах и межгорных впадинах;

тепловой поток — важнейший фактор нефтегазонакопления; его высокие значения обуславливают высокую концентрацию УВ в породах, но при этом общая масса УВ зависит от объема осадочно-породного бассейна.

Нетрудно видеть, что все ведущие факторы коррелированы с седиментационно-тектоническим процессом, а его обобщенная ха-

рактеристика — объемная скорость формирования бассейна — должна существенно влиять на величину ресурсов.

Количественное изучение этой зависимости И. И. Нестеровым, В. В. Потеряевой дало возможность установить связь величины углеводородного потенциала (Q) осадочных толщ бассейна со средней объемной скоростью осадконакопления (W):

$$\lg Q = 1,613 \lg W + 2,823. \quad (8.1)$$

И. И. Нестеров, В. В. Потеряева выделили четыре группы бассейнов, различающиеся величинами средних объемных скоростей осадконакопления, объемами геологических запасов УВ и концентрацией ресурсов (величиной и количеством крупных месторождений, удельными плотностями запасов и др.).

К I группе отнесены седиментационные бассейны, связанные главным образом с крупными платформенными областями с докембрийским и палеозойским возрастом фундамента. Бассейны выполнены мощными (от 8 до 15 км) осадками преимущественно морского и прибрежно-морского генезиса. В разрезе, представленном породами палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста, преобладающая роль принадлежит молодым осадкам. В целом для бассейнов этой группы характерны слабая дислоцированность и небольшая нарушенность осадочного чехла.

Отличительная черта развития седиментационных бассейнов этого типа — режим длительного устойчивого прогибания со сравнительно небольшим количеством региональных перерывов (обычно два-четыре), в сумме составляющих от 3 до 18 % от общего геологического времени накопления осадков (а в среднем 10 %). Высокая средняя объемная скорость осадконакопления в бассейнах I группы, более 13—14 тыс. км³/млн. лет, способствовала образованию огромных объемов осадков в пределах таких регионов, как Аравийская платформа, Месопотамский прогиб, Галф-Кост и др. Тепловой режим недр характеризуется «нормальными» или несколько выше нормальных геотермическими градиентами, но на территории бассейнов отмечаются так называемые «горячие пятна» с повышенными градиентами.

Бассейнам этого типа свойственны и наиболее крупные общие объемы ресурсов УВ и их высокая концентрация. Количество крупных и крупнейших месторождений в них колеблется от 20 до 60, а возможно, и более, а их запасы могут составлять 70—90 % от общих запасов всего бассейна. Размер самого крупного месторождения Гавар (бассейн Аравийской платформы) достигает 37 млрд. т. Высоки и удельные запасы УВ, содержащихся в 1 км³ осадочных пород: в среднем для объектов I группы эта величина составляет 14 тыс. т/км³.

Ко II группе отнесены сравнительно крупные бассейны, в которых темпы осадконакопления характеризуются объемной скоростью от 4 до 13—14 тыс. км³/млн. лет.

По геоструктурной приуроченности бассейны неоднородны и связаны с древними и молодыми платформами (Волго-Уральский,

Тимано-Печорский, Туранский, Свердруп и др.), передовыми прогибами (Предаппалачский, Восточно-Венесуэльский) и межгорными впадинами (Южно-Каспийский, Маракайбский). Осадочный разрез характеризуется большой мощностью, а также разнообразием фациально-генетических типов слагающих пород. Кроме того, отмечается большее количество региональных перерывов, общая продолжительность которых колеблется от 4 до 30 %, составляя в среднем 20 % от всего геологического времени развития бассейна, т. е. вдвое больше, чем в бассейнах I группы. Во многих бассейнах, таких, как Тимано-Печорский, Свердруп, Маракайбский, породы чехла отличаются значительной нарушенностью и дислоцированностью.

Средние геотермические градиенты колеблются в зависимости от типа бассейна: минимальны на древних платформах (2,3—2,9 °C/100 м), максимальны (3,5—4,0 °C/100 м) в межгорных впадинах.

В III группу входят бассейны со средней объемной скоростью осадконакопления 1,5—4,0 тыс. км³/млн. лет.

Бассейны представляют собой сравнительно небольшие платформенные впадины (Мичиганская, Виллистонская) и передовые прогибы (Предушитский и др.). Для осадочного чехла характерна в целом меньшая мощность, чем в бассейнах I и II групп, она колеблется в пределах 4—8 км, достигая иногда 9 км (бассейн Бофорта).

Разнообразный состав пород, слагающих чехол бассейнов этой группы, отражает «пестроту» условий их накопления: мелководно-морских, прибрежной равнины, солоноватоводной обстановки и др. Фациальная обстановка и темпы седиментации в бассейнах характеризуются значительной долей перерывов, которые составляют еще большую величину, чем в бассейнах I и II групп: от 15 до 37, а в среднем равна 27 %.

Средний геотермический градиент довольно низкий и составляет несколько более 2 °C/100 м.

Низкие темпы накопления осадков, довольно частая смена условий седиментации, длительные перерывы, а также невысокий тепловой режим осадочных толщ и другие факторы обусловили формирование сравнительно невысокого по величине нефтегазового потенциала и относительно небольшую степень концентрации ресурсов УВ. Удельная плотность запасов колеблется в широких пределах: от 1 до 8 тыс. т/км³. При этом максимальные величины коррелируются с более высокими геотермическими градиентами. Количество крупнейших месторождений невелико: от 1 до 10—11, геологические запасы самого крупного из них (Панхэндл—Хьюгтон, Западный Внутренний бассейн в США) составляют 2,8 млрд. т в пересчете на нефть.

К IV группе относятся небольшие по площади бассейны со средней скоростью осадконакопления менее 1,5 тыс. км³/млн. лет, связанные с межгорными и меньше — с платформенными впадинами и передовыми прогибами.

Осадочный чехол, мощность которого варьирует в пределах 4—10 км, характеризуется довольно сложным строением, содержит большое число региональных перерывов, общая продолжительность которых в среднем для IV группы составляет 30 %.

Общие геологические запасы УВ в недрах бассейнов невелики, крупные скопления обычно отсутствуют, и лишь в отдельных регионах встречаются единичные месторождения с запасами около 200 млн. т каждое.

Средняя удельная плотность запасов УВ, приходящихся на 1 км³ пород, в целом меньше 3 тыс. т, хотя в отдельных бассейнах она иногда может возрасти до 6—7 тыс. т (бассейны Венский, Сан-Хуан) либо падать до величины 0,1 тыс. т (Алжиро-Прованский бассейн). Представителями IV группы являются такие разнородные в геотектоническом отношении бассейны, как Иллинойский, Мичиганский, Денвер, Сакраменто, Венский и др.

8.3. РЕГИОНАЛЬНЫЙ И ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Вторая, третья и четвертая гармоники седиментационно-тектонического процесса со средними периодами 74, 27, 10 млн. лет создают, интерферируя, основные черты регионального строения осадочно-породного бассейна, определяют свойства объектов регионального прогноза нефтегазоносности, обуславливают как общие закономерности нефтегазоаккумуляции в различных бассейнах, так и неповторимость, своеобразие в строении каждого бассейна, однотипность выделения объектов прогноза (см. гл. 2) и особенности строения каждого объекта.

Через 70—80 млн. лет от момента зарождения бассейна (начала прогибания) t_0 или через 40—50 млн. лет от начала «непрерывного» осадконакопления в бассейне наступает этап максимальной тектонической инертности, минимальной дисперсии скоростей тектонического движения. На этом этапе формируются аномально обогащенные РОВ породы—бажениты и доманикиты. В Западно-Сибирском бассейне, среднее время зарождения которого (в триасе) $t_0=220$ млн. лет, непрерывное осадконакопление началось 180 млн. лет назад, сформировались бажениты, возраст которых 137—140 млн. лет; в Волго-Уральском бассейне со средним возрастом зарождения 435 млн. лет (в силуре) битуминозные доманиковые отложения сформировались в верхнем девоне (350—360 млн. лет); в Атлантическом океане с временем зарождения $t_0=180$ млн. лет и началом осадконакопления в верхней юре, в апт-альбское время, т. е. через 70—75 млн. лет, формируются «черные сланцы» (П. П. Тимофеев и др., 1985 г.).

После этапа тектонического покоя скорость осадконакопления начинает возрастать, формируются клиноформные тела, развивается регрессия моря, завершающаяся кратковременной, но достаточно обширной трансгрессией.

Эта часть истории седиментационного бассейна существенно определяется первой гармоникой с $t_0=74$ млн. лет. Благоприятные для последующего нефтегазонакопления условия создаются непосредственно перед этапом максимальной тектонической инертности, а после возрождения активности бассейна начинает постепенно, по мере дальнейшего развития возрастать и степень благоприятности фаций и структуры разреза для последующего формирования залежей.

Следующий этап тектонического покоя за счет интерференции перечисленных гармоник возникает через 70—80 млн. лет после первой фазы тектонической инертности между ними: 100—110 млн. лет спустя после t_0 скорости прогибания бассейна и осадконакопления в нем достигают максимума, увеличивается накопление углистой органики, максимума достигает регрессия моря. На второй фазе тектонического покоя возрастает интенсивность накопления ОБ, по мере дальнейшей активизации развития бассейна создаются благоприятные условия для формирования рифов; затем наступает период разобщенных засоляющихся бассейнов, формируются галогенные и сульфатно-терригенные толщи, после чего происходит подъем, активизирующий процесс нефтегазонакопления во всех толщах, сформировавшихся в благоприятных условиях, и большее или меньшее разрушение сформировавшегося бассейна. Этап формирования бассейна закончился, начинается период межбассейнового развития.

Гармоника 74 млн. лет предопределяет разделение осадочного чехла на крупные надкомплексы сформировавшимися в периоды максимальных трансгрессий покрывками, а более высокочастотные гармоники — на нефтегазонаосные комплексы и резервуары. Обусловленная седиментационно-тектоническим процессом закономерная структура осадочно-породного бассейна в сочетании с чередованием зон с условиями, в различной степени благоприятными для нефтегазообразования, которое также контролируется седиментационно-тектоническим процессом, приводит к весьма закономерному размещению залежей, максимальное количество которых приурочено к строго определенным фазам седиментационно-тектонического процесса: непосредственно перед первой фазой тектонической инертности; на клиноформенном этапе; перед второй фазой тектонической инертности; в конце второй фазы тектонического покоя. Естественно, реализация благоприятных для нефтегазонакопления предпосылок происходит только при достижении необходимых термобарических условий, поэтому последний максимум распределения залежей, отмеченный для Волго-Уральской провинции, в Западно-Сибирской провинции отсутствует (он проявился бы при достижении палеогеновыми отложениями больших глубин).

В результате седиментационно-тектонического процесса формируется линза осадочных пород — осадочно-породный бассейн, в каждой точке которого в силу волновой природы функции ST происходит смещение фаз гармоник, что обуславливает своеобразие,

неповторимость каждого района. Характер фаз гармоник в данной точке определяется расстоянием ее от центра осадочной линзы — L_1 и расстоянием от края — L_2 (край осадочной линзы — обрамление бассейна). Функция $HL_2/(L_1+L_2)$ описывает в наиболее обобщенном виде распределение ресурсов УВ внутри бассейна, последние нарастают по мере удаления от края бассейна и приближения к центру масс. Центр масс — зону в бассейне, где интеграл ST достигает максимума, — можно определить как расчетным путем, так и элементарным моделированием¹. Центр масс Западно-Сибирского бассейна находится в районе Тазовской губы. Бассейн юго-востока Русской платформы (Волго-Уральская, Прикаспийская, Предуральская провинции) имеет центр масс несколько южнее Оренбурга. Определения центра масс ряда бассейнов, выполненные М. В. Рыбак, показали, что зоны размещения крупнейших для данного бассейна газовых залежей находятся в окрестностях центра масс осадочно-породного бассейна.

Чем меньший по размерам объект необходимо оценить при региональном прогнозе, тем больше приходится использовать параметров, чтобы достичь требуемой точности расчетов. Для участков площадью 2—5 тыс. км² оптимальные формулы прогноза приведены в разд. 6.7; они позволяют для различных информационных ситуаций максимально использовать главные положения теории нефтегазонакопления.

Для конкретного бассейна на материалах двух-трех изученных участков необходимо определить значение константы U_i в выбранной формуле, если же таких участков-эталонов больше, то целесообразно уточнить и значения других числовых констант, входящих в уравнения. Желательно также дополнить формулы параметрами, специфическими для оцениваемого НГК, т. е. выразить с помощью измеряемых в данном районе специфических параметров тот или иной блок в приведенных генетических уравнениях. Так, по данным К. А. Айтбаева, Т. С. Сагингалиева и др. [31], для надсолевых отложений Прикаспия наиболее адекватно блок разрушения залежей описывается долей площади покрышки, «проткнутой» соляными диапирами. Применение (Л. П. Прокудиной, Л. О. Сулеймановой, Н. И. Змановским и др.) найденных зависимостей для оценки терригенно-карбонатных разрезов Тимано-Печорской провинции показало, что литологическую структуру разреза и фациальный коэффициент можно более эффективно определить при учете соотношения в разрезе НГК известняков, доломитов и песчаников. Е. Е. Даненберг установил, что важным параметром, отображающим фациальные условия накопления РОВ в юго-восточных районах Западной Сибири, является угленосность разреза. А. Э. Конторович и другие исследователи, оценивая НГК Восточ-

¹ Приняв толщину ватманского листа за 1 км, определим в зависимости от его толщины масштаб, вычертим в этом масштабе изопакиты общей мощности чехла в км, вырежем вычерченные фигуры из ватмана и, склеив их, получим трехмерную модель бассейна в масштабе 1:1, для которой без труда найдем центр масс.

ной Сибири, уменьшали их полезный объем на величину, соответствующую зонам интенсивного влияния траппового магматизма. Перечень таких примеров велик. Дело в том, что общая теория процесса нефтегазонакопления одина для любого бассейна, параметрическое же описание процесса зависит от наиболее контрастных, наиболее уверенно наблюдаемых в том или ином районе параметров.

При всей специфике строения регионов основные блоки уравнений не претерпевают при детальном расчете существенных изменений: тип и концентрация благоприятного для генерации нефти и газа вещества задается через динамику ST -процесса непосредственно либо с помощью фациального или геохимического анализов, остаются неизменными блоки генерации, включая параметр тектонической напряженности, блок перераспределения УВ между ловушками, блок газовыделения, блок, обобщенно отображающий фазу ST -процесса — $L_2/(L_1+L_2)$.

Для малоизученных районов большую роль играет прогнозный фон — определенная на стадии глобального прогноза средняя концентрация УВ в единице объема пород осадочно-породного бассейна. По мере роста изученности все больший разброс значений концентрации ресурсов описывается параметрами, непосредственно вытекающими из теории нефтегазонакопления и характеризующими конкретный оцениваемый участок.

Обычно для регионального и зонального прогнозов в конкретном осадочно-породном бассейне удается получить некоторый набор параметрических зависимостей. Тогда целесообразно производить не точечную, а интервальную оценку прогнозных ресурсов.

В пределах подсчетного участка удельные запасы можно определить по каждой из найденных формул и с учетом возможных колебаний значений параметров сделать еще несколько оценок по каждой формуле (максимальных, средних, минимальных параметров). Если имеется возможность оценить среднее квадратичное отклонение значения параметра (σ) в пределах подсчетного участка, то будем использовать три его значения $x_1 = \bar{x}$, $x_2 = \bar{x} + \sigma$ и $x_3 = \bar{x} - \sigma$, где \bar{x} — среднее значение параметра.

Пусть по одной из формул разд. 6.7 найдена концентрация жидких УВ. Перейдем к удельной плотности запасов на 1 км^2 по соотношению $q = hm\omega$. Если заданы минимальные, средние и максимальные значения h и m , то получим 9 оценок для q : $h_1m_1\omega$, $h_1m_2\omega, \dots, h_3m_3\omega$. Однако сама оценка ω вследствие дисперсии входящих в нее параметров задается не одним, а множеством значений, и, таким образом, оценка q только одного участка по данной формуле сводится к получению большого количества более или менее вероятных числовых значений плотности запасов. Произведя такой расчет по каждой из формул, увеличим этот массив в несколько раз. Поскольку система оценок замкнута ($q_{УВ} = q_{ж} + q_{г}$), а каждая из плотностей найдена независимо по одной из формул, то, задавая плотность запасов как разность или сум-

му найденных по разным формулам при разных допустимых сочетаниях параметров оценок, еще увеличим массив расчетных значений плотности запасов.

Таким образом, имеется три источника получения не единичной, а множественной оценки q : расчет q по нескольким формулам; расчет q по каждой из формул с учетом погрешности входящих в нее параметров; определение одной из плотностей (жидких и газообразных и их суммы) как разности или суммы независимых расчетов по формулам для двух других. В результате даже при разбиении параметра на три допустимых значения получаем несколько тысяч точечных оценок q . Статистически обработав этот массив, найдем \bar{q} и σ , на основании чего зададим с желаемой доверительной вероятностью интервальную оценку плотности, где $\bar{q} + n\sigma$ — верхняя граница интервала, $\bar{q} - n\sigma$ — нижняя граница, а n выбирается в зависимости от принятой доверительной вероятности (обычно n изменяется от 1 до 3). Можно для наглядности построить вероятностную кривую, нанося на график долю расчетных значений q , меньших q_1 , q_2 , q_3 и т. д. (целесообразно строить ее не для подсчетного участка, а для района или области).

Следует заметить, что уже на стадии расчета регрессионных уравнений мы получаем оценку погрешности для найденной формулы, т. е. для эталонных участков устанавливается величина ξ (с заданной вероятностью) в соотношении $q_{\text{факт}} = q_{\text{расч}} \pm \xi$. Здесь ξ комплексно отражает и несовершенство описания заданным набором параметров процесса нефтегазонакопления, и погрешности определения каждого из параметров. На подсчетном участке погрешности параметров могут быть иными, чем на эталонном, что и проверяется описанными выше переборами. Если оказалось в результате перебора значений параметров, что интервал меньше, чем $\pm \xi$ (при одной и той же доверительной вероятности), то за основу построения интервальной оценки должна быть принята величина погрешности ξ . Реализация полного перебора возможна только на ЭВМ, и даже в этом случае операция весьма длительная и дорогостоящая. Для ускорения расчетов можно ограничиться рассмотрением изменения некоторых наиболее чувствительных для данной зоны параметров и учетом наиболее существенных различий в оценках q , полученных по разным формулам.

Интервальную оценку каждого подсчетного участка на стадии прогноза целесообразно производить с доверительной вероятностью 0,7 (т. е. мы отбрасывали 15 % самых маленьких и 15 % самых больших оценок q для данного подсчетного участка). Интервальная оценка q характеризует участок площадью 4—8 тыс. км², для меньших она резко возрастает, поскольку растет погрешность прогноза.

Заданием интервала исчерпывается строгий подход к оценке плотности запасов. Если, например, получилось, что на данном подсчетном участке расчетная оценка плотности запасов жидких УВ 50—80 тыс. т/км², то используемая для прогноза информация не позволяет оценить этот параметр точнее, т. е. утверждать, что

плотность равна 73 тыс. т/км², или оспаривать оценку 52 тыс. т/км².

Формальный способ точечных оценок на заданном интервале следующей. Если $q^{(1)}$; $q^{(2)}$ — значения интервальной оценки, то точечная q^* находится из соотношения

$$\ln q^* = \frac{\ln q^{(1)} + \ln q^{(2)}}{2}, \quad (8.2)$$

или

$$q^* = \sqrt{q^{(1)}q^{(2)}}. \quad (8.3)$$

Для окончательного принятия решения о точечной оценке прогнозируемой величины можно дополнительно использовать и опыт геолога-эксперта. Делается это только после расчета прогнозируемых удельных запасов по найденным количественным зависимостям по следующей схеме. Эксперт указывает, что по геологическим особенностям строения (в том числе и по тем, которые не учитываются количественными зависимостями) оцениваемый участок наиболее похож на один из эталонных с номером i и фактически разведанными запасами q_i . Найдем по формулам расчетные значения для эталонного участка — q_i^* и для оцениваемого — q^* . Как правило, $q_i^* \neq q_i$ в силу вероятностного характера установленных взаимосвязей. Тогда в качестве окончательной точечной величины запасов \hat{q}^* оцениваемого участка можно принять величину $\hat{q}^* = q_i \frac{q^*}{q_i^*}$, если она не выходит за пределы интервальной оценки.

Региональный прогноз нефтегазоносности непосредственно связан с планированием и выбором главных направлений поисково-разведочных работ, поэтому расчеты на этом уровне прогноза должны быть доведены до наиболее удобного для принятия управляющих решений вида. Такой характеристикой является функция, описывающая прирост запасов в зависимости от объема выполнения в районе работ [29]. Для этого необходимо рассчитать структуру ресурсов, определить потенциально необходимый «предельный» объем работ в регионе, по формулам геологоразведочного фильтра (см. гл. 3) рассчитать искомую зависимость, построить кривую, которая в промышленности иногда именуется «кривая затраты—выпуск».

Если на этапе нахождения количественных природных зависимостей мы с помощью геологоразведочного фильтра пытались снять искажающие влияния поисково-разведочных работ на характеристику природных объектов, то на этом заключительном этапе, получив оценку прогнозных ресурсов, мы вновь должны рассмотреть геологоразведочный фильтр с тем, чтобы предсказать, как в результате проведения поисково-разведочных работ будут выявляться природные объекты — залежи различного типа и их ресурсы.

Расчет структуры запасов сводится к расчету количества предполагаемых залежей разного размера и типа, дебитов скважин

для разного типа залежей, т. е. к получению матрицы структуры запасов, подобной той, которая демонстрируется в гл. 1. Основой этого является расчет распределения залежей и месторождений генеральной природной совокупности по запасам и размерам.

Для этого используются полученные нами формулы [29, 50], часть которых рассмотрена также в гл. 6. Последовательность расчета распределения залежей в генеральной совокупности следующая:

поскольку величина ресурсов (Q) крупного региона предопределяет размер самой крупной залежи (q_{\max}) при условии, что задан нижний предел запасов скопления, относимого к залежи (q_0), по формуле (8.4) находим размер самой крупной залежи

$$Q = 2q_{\max} \ln \frac{1,9q_{\max}}{q_0}; \quad (8.4)$$

средние запасы всех залежей с запасами от q_0 до q_{\max} составляют

$$\bar{q} = q_0 \left(\frac{Q}{Q - q_{\max}} \right) \ln - \frac{q_{\max}}{q_0}, \quad (8.5)$$

откуда общее количество залежей $N = Q/q$; число залежей с запасами от q_1 до q_2 равно

$$N(q_1, q_2) = Nq_0 \left(\frac{1}{q_1} - \frac{1}{q_2} \right); \quad (8.6)$$

доля запасов Q в залежах от q_1 до q_2 (при $q_1 > q_0$; $q_2 < q_{\max}$) равна:

$$D(q_1, q_2) = \frac{Q - q_{\max}}{Q} \frac{\ln q_2 - \ln q_1}{\ln q_{\max} - \ln q_0}. \quad (8.7)$$

Зная исходную в генеральной совокупности структуру ресурсов, можно тремя способами рассчитать переход залежей и запасов из генеральной совокупности в разведочную выборку:

с помощью имитационного моделирования поисково-разведочного процесса (эта процедура детально описана нами в упомянутых выше работах);

по формуле геологоразведочного фильтра, описывающей перевод залежей из генеральной совокупности в разведочную выборку (см. гл. 3);

по формуле геологоразведочного фильтра, обобщенно учитывающей структуры ресурсов и описывающей перевод их в разведочные категории запасов в зависимости от доли реализации потенциально необходимого метража объема бурения (см. гл. 3).

Преимущество первого подхода — возможность учета некоторых важных деталей поисково-разведочного процесса: площади залежей, количества залежей с совпадающими в плане проекциями, доли объема бурения, идущего на открытие нефтяных залежей, доли объема, идущего на открытие газовых залежей, и др.

Преимущество второго подхода — увязка всех расчетов со спецификой сейсморазведочных работ в районе, поскольку λ (50 % -ный квантиль ожидаемого в будущем распределения зале-

жей) определяется через разрешающую возможность сейсморазведки и густоту сети профилей, которые будут достигнуты в прогнозируемый период.

Преимущество третьего подхода — возможность непосредственной корректировки кривой «затраты—выпуск» по результатам работ предыдущих лет, т. е. на основании ретроспективного анализа.

Очевидно, что лучше всего использовать все три подхода, добиваясь корректировкой параметров однозначности при нахождении функций «затраты—выпуск» и ее производной — эффективности геологоразведочных работ.

Когда для каждого НГК в каждом районе определена функция выявления ресурсов (динамическая характеристика ресурсов), методами динамического программирования находится оптимальный вариант распределения затрат, объемов работ по районам, т. е. оптимальный вариант плана поисково-разведочных работ, выявляются районы основных концентраций ресурсов — главные направления геологоразведочных работ. Восстановление динамической характеристики ресурсов имеет кроме прикладного и важное методологическое значение: оценка прогнозных ресурсов района может быть подтверждена или опровергнута буровыми работами через десятилетия, динамическая же характеристика позволяет оценить надежность сделанных прогнозов уже через несколько лет после начала проведения в районе поисково-разведочных работ и внести в прогноз нефтегазоносности необходимые коррективы.

Реально решать весь комплекс задач прогноза — от нахождения теоретических зависимостей до расчета динамической характеристики ресурсов, от оценки единичного объекта до расчета многопараметровой структуры ресурсов — можно только при разработке достаточно мощных вычислительных систем и баз данных. Комплекс автоматизированного прогноза нефтегазоносности (КАПРОНГ), созданный в ЗапСибНИГНИ Н. В. Судат, Л. О. Сулеймановой и авторами настоящей работы, позволил с достаточной глубиной и детальностью решить задачи прогноза нефтегазоносности, собрать большой материал по характеру природных закономерностей, количественных зависимостей, уточнить многие положения теории нефтегазоаккумуляции, изложенные в данной работе.

8.4. ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Практический результат локального прогноза — ежегодное уточнение, переоценка запасов категории C_3 , оценка и переоценка всех подготовленных к разведке и опойсковываемых ловушек региона. Как мы уже отмечали (см. гл. 2), локальный прогноз качественно отличается от регионального тем, что оценивается каждый раз единичная ловушка, единичная предполагаемая залежь, тогда как при региональных прогнозах — НГК в пределах участка, на котором могут содержаться десятки и сотни залежей.

Объекты локального прогноза создаются обычно высокочастотными гармониками ST -процесса с периодами 3,5; 1,3; 0,5; 0,2 млн. лет. Периоды и длины этих гармоник нередко соизмеримы с разрешающей возможностью систем геолого-геофизических наблюдений в районе, поэтому само наличие оцениваемого объекта бывает проблематично, что создает еще одну специфическую особенность локального прогноза.

Излагаемые ниже методические положения локального прогноза разработаны авторами совместно с Г. И. Плавником, Л. Г. Судатом и сводятся к следующему.

Ресурсы категории C_3 оцениваются в объектах разреза (пластах, группах пластов-резервуаров), для которых установлены основные закономерности размещения залежей нефти и газа. Поэтому главная задача, решение которой с необходимостью предшествует подсчету ресурсов C_3 , — это установление количественных закономерностей, контролирующих размещение залежей нефти и газа в данном резервуаре. Для этого прежде всего должен быть картирован сам оцениваемый резервуар (мощность общая и эффективная, гипсометрия, литологические и фациальные особенности и пр.), замерены основные геолого-геохимические параметры в пределах открытых залежей и их площадей нефтесбора, найдена количественная взаимосвязь между комплексом картируемых параметров и запасами разведанных залежей. Эта количественная взаимосвязь (установленная закономерность) и является основой для оценки массы УВ, которая имеется во вновь оцениваемых ловушках.

Как следует из теории нефтегазонакопления и практики расчета таких взаимосвязей, масса УВ, которая имеется в ловушке, определяется объемом нефтегазосборных пород, типом РОВ, сконцентрированного в этих породах, характером литологических и структурных неоднородностей нефтегазосборного объема, термобарическими параметрами. Во всех случаях удается найти статистически достоверную связь между набором этих характеристик и запасами разведанных залежей. Эти зависимости оценивают количество УВ, которое имеется в ловушке. Емкость ловушки предопределяет, какую часть этих УВ она смогла аккумулировать, т. е. при одних и тех же массах УВ, способных образоваться в ловушке, одни ловушки, крупные, будут недозаполнены, другие, мелкие, заполнены до замка и содержать УВ меньше, чем потенциальные возможности нефтесбора. Задача оценки ресурсов C_3 в данной ловушке решается достаточно надежно сравнением емкости ловушки (на практике используется несколько вариантов оценки емкости одной и той же ловушки в различных очертаниях) и количества УВ, которое могло поступить в нее с нефтесбора. Комплекс выполняемых при этом работ назван нами прогнозом массы углеводородного скопления. Нетрудно оценить по найденным количественным зависимостям и погрешность такого прогноза, но все это будет справедливо, если существует сама оцениваемая ловушка.

Все наши суждения о наличии оцениваемой ловушки носят вероятностный характер. Именно вероятностный характер наличия самого объекта оценки придает локальному прогнозу своеобразие, отличает его от регионального. Может быть, например, ловушка с большой возможной массой УВ, но с малой вероятностью того, что подтвердится сама эта ловушка, может быть ловушка с небольшими оцененными запасами, но высокой надежностью подтверждения. Это создает основную специфику проведения поисковых работ.

В одних случаях мы действуем с большим риском, но имеем возможность в случае удачи найти крупное скопление, в других — риск невелик, но и ожидаемые ресурсы небольшие. Поскольку ресурсы C_3 призваны обеспечить выбор главных направлений поисковых работ, их стратегию, расчет вероятности подтверждения ловушки, вероятности того, что действительно в пределах указанной площади (в заданных координатах) будет существовать оцененное скопление, является не менее важным показателем локального прогноза, чем оценка самих ресурсов C_3 . Вероятность подтверждения ловушки, или достоверность прогноза координат локального скопления — вторая важная задача локального прогноза. Оценка этой вероятности P_L может быть выражена, как показывает наш анализ результатов поисковых работ, в виде произведения трех вероятностей: P_C — вероятности наличия замкнутой структурной формы, P_P — вероятности наличия в пределах всего нефтесбора надежной покрывки, P_K — вероятности наличия на оцениваемой площади коллектора (в оцениваемом резервуаре), т. е.

$$P_L = P_C P_P P_K. \quad (8.8)$$

Нетрудно видеть, что даже при весьма высоких вероятностях для каждого фактора в отдельности вероятность наличия ловушки может быть невелика.

Третья задача локального прогноза — оценка перспективности структуры (площади) в целом, т. е. перспективности всего интервала разреза, вскрываемого бурением. Задача эта возникает для зон распространения многозалежных месторождений. Ясно, что если в разрезе оценено несколько залежей с неодинаковыми запасами, разными доверительными интервалами для этих запасов и с разной вероятностью подтверждения ловушки по каждому горизонту, то задача получения суммарной оценки ресурсов всей площади не сводится к простому суммированию запасов отдельных резервуаров.

Завершающим этапом локального прогноза должна быть, по нашему мнению, оценка динамики перевода ресурсов категории C_3 в запасы категорий C_2 и C_1 в зависимости от объема проводимых поисковых работ в районе или на группе структур. Это четвертая завершающая задача локального прогноза. Она позволяет учесть все особенности локального прогноза в данном районе и обеспечить геологоразведочные работы четкими

нормативными показателями, характеризующими динамику выполнения ресурсной базы за счет проведения поисковых работ, показателями, вытекающими из особенностей геологического строения района, его изученности, существующих методов подготовки ловушек к поиску и их опосредования.

Отметим, что не менее важную роль, чем методическая и расчетная части локального прогноза, играет способ оформления материалов, картографическая часть локального прогноза. Сложилась ситуация, когда заложение каждой разведочной скважины обосновывается детальными подсчетными планами на каждую открытую залежь, детальным определением задач, решение которых возлагается на эту разведочную скважину, а такой же, нередко большой, объем поискового бурения обосновывается лишь структурной сейсморазведочной картой. Наш опыт показывает, что поисковый этап, как и разведочный, должен быть обеспечен своеобразными подсчетными планами ресурсов C_3 , но не одной ловушки, а целой зоны. В качестве таких карт, обосновывающих ресурсы C_3 и направления поисковых работ, целесообразно использовать карты резервуаров. Если в районе несколько перспективных резервуаров, то карты должны быть для каждого из них. Карты строения резервуаров (подсчетный план ресурсов C_3) необходимо составлять для района в целом или крупной зоны концентрации поисковых работ. Они должны содержать:

структурную основу (по кровле резервуара или ближайшему отражающему горизонту);

контуры открытых залежей с их названиями;

контуры установленных ловушек всех типов (структурных, литологических, тектонически экранированных и пр.), их названия, состояние (подготовленные или выявление) и величину перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата;

границы резервуара, т. е. границы выклинивания коллектора и раскрытия покрывки;

эффективные мощности резервуара, а также информацию по условиям накопления пластов и литологическим особенностям их строения;

расположение пробуренных и планируемых скважин;

таблицу результатов испытания и заключения по ГИС.

Такой подход позволяет наиболее рационально организовывать поиск залежей в наиболее перспективных зонах, оперативно уточнять его задачи и главные направления, производить комплексирование бурения и геофизики.

При этом объектом поисковых работ с учетом всего сказанного о вероятностном характере локального прогноза должна выступать не отдельная структура (как при разведочных работах), а целая зона, содержащая несколько структур и объединенная общими закономерностями размещения залежей в резервуаре.

Количество УВ, которые могли поступить в ловушку из нефтегазового объема, определяется исходя из положений теории нефтегазоаккумуляции. Концентрация генерирующей нефти и газ про-

дуктов, их тип (D) могут быть заданы через динамику накопления отложений, с помощью анализа фациальных обстановок, определений класса РОВ по содержанию водорода, оценены по изопреноидному коэффициенту, равному отношению пристана к фитану. Интенсивность генерации УВ зависит от подводимой энергии и типа РОВ и определяется характером радикальных, радикально-сопряженных, термokatалитических реакций, обуславливающих нефтеобразование и термическое и термokatалитическое преобразования, предопределяющие в основном газообразование. В общем виде выражение для концентрации УВ, способных сформировать залежь, записывается как

$$f_i(D, h, v) (1 - e^{-\alpha_i T^2})^{f_2(D)} G, \quad (8.9)$$

где $f_1(D, h, v)$ — концентрация исходного для генерации i -го продукта ОВ, зависящая от его типа, мощности отложений, скорости накопления; T — максимальная палеотемпература; α_i — константа для интенсивности генерации i -го продукта; $f_2(D)$ — функция типа РОВ, выраженная через фациальный или изопреноидный коэффициенты; G — тектоническая напряженность, равная средней сумме квадратов палеоглубин и отображающая общую энергетику тектонического процесса в данной зоне.

Введя параметры литологической и структурной неоднородности нефтегазосборного объема, можно сконструировать серию моделей, описывающих, какая часть эмигрировавших (образовавшихся) УВ имеется в оцениваемой ловушке. Проверив эти модели на совокупности разведанных залежей и их нефтесборов, найдем лучшую из моделей, определим на указанном материале обучения значения неизвестных констант и получим формулу для расчета массы УВ, которые имеются в оцениваемой ловушке. Собственно, во многом прогноз массы УВ в ловушке напоминает региональный прогноз. Отличие состоит прежде всего в том, что параметры, контролирующие нефтегазонакопление, измеряются, как правило, несколько шире оцениваемого объекта.

Другая особенность определяется параметрическим описанием единого процесса нефтегазонакопления. Чем в более узком интервале изменения термобарических, литологических и других свойств объектов находится совокупность анализируемых и оцениваемых ловушек, тем большая часть переменных может быть заменена константами и прогнозная формула упрощена. При неглубоком анализе закономерностей размещения залежей, отсутствии достаточного количества измеряемых геолого-геохимических параметров значительная нагрузка в формулах ложится на параметр, характеризующий региональный фон. В региональном прогнозе таким параметром является средняя концентрация УВ в бассейне, оцененная по объемной скорости осадконакопления, в локальном — концентрация ресурсов в пределах данного подсчетного участка, рассчитанная по формулам регионального прогноза. Чем глубже изучены параметры и закономерности, контролирующие размеще-

ние локальных скоплений УВ, тем меньшую роль играет параметр, описывающий региональный фон.

Наши расчеты по Западной Сибири показывают, что среднее квадратичное отклонение для логарифма запасов при построении формул для единичных резервуаров обычно $\sigma=0,3$, а сами формулы имеют такой же вид (с другими константами), что и параметрические уравнения, приведенные в последнем разделе предыдущей главы.

Расчет регрессионного уравнения позволяет строго ограничить ситуацию, позволяющую выполнить оценку ресурсов по категории C_3 . Если эталонных объектов (залежей) в 3—4 раза больше количества используемых для прогноза независимых параметров и при этом множественный коэффициент корреляции R больше 0,7, то подсчет ресурсов по категории C_3 возможен. При более низких значениях R закономерность размещения залежей надежно не установлена и подсчет по категории C_3 неправомочен.

В связи с наличием погрешности расчета целесообразно давать интервальную оценку ресурсов и надежность этой оценки. Под надежностью здесь понимается вероятность $P(Q_1, Q_2)$ того, — что если в ловушке существует залежь, то ее истинные ресурсы будут находиться в интервале от Q_1 до Q_2 .

Опыт показывает, что оценки запасов одной залежи (в разные годы или при разных значениях подсчетных параметров в один год) имеют распределение, близкое к логнормальному. На этом основании можно по таблицам нормального распределения найти $P(Q_1, Q_2)$.

Другой способ задания интервальной оценки запасов ловушки заключается в прямом моделировании изменения параметров, входящих в формулу, и полном переборе всех их сочетаний.

Обычно для каждого параметра задается пять возможных значений, одно наиболее вероятное x , два значения $x \pm \frac{1}{3} \sigma_x$ и еще два $x \mp \sigma_x$. Из всего множества расчетных значений запасов отбросим, например, 10 % самых больших и 10 % самых малых значений, тогда самое большое и самое малое из оставшихся задают интервал, в котором с вероятностью 0,8 заключена истинная оценка запасов.

Таким образом, оценивается масса УВ, которые имеются в ловушке, выводятся общие закономерности размещения залежей нефти и газа в изучаемом резервуаре. Конкретная ловушка обладает некоторой предельной вместимостью и, прежде чем выносить окончательное заключение об ожидаемых запасах в ловушке (ресурсах категории C_3 или D_0), необходимо сравнить расчетные массы поступающих с нефтесбора УВ с объемом ловушки.

Предельный объем ловушки рассчитывают по объемной формуле подсчета запасов для площади нефтегазоносности, равной площади ловушки (структуры). Пористость, коэффициент нефтегазонасыщения и свойства УВ принимают по аналогии с близрасположенными месторождениями. Эффективную толщину находят ис-

ходя из геометрии ловушки и доли коллекторов в разрезе. Для ловушек массивного и пластового сводового типов эффективная толщина

$$h = 0,5AK \text{ и } h = HK \left(1 - \frac{H}{2A}\right).$$

Тип ловушки определяет соотношение мощности резервуара H и амплитуды ловушки A ; K — доля проницаемых прослоев в резервуаре.

Естественно, ресурсы C_3 (или D_0) равны либо количеству поступивших в ловушку с нефтесбора $УВ$, если их объем вмещается в ловушку, либо объему ловушки, когда расчетная масса $УВ$, поступивших с нефтесбора, превышает объем ловушки.

В качестве окончательной оценки ресурсов $C_3(D_0)$ в ловушке целесообразно указывать не только наиболее вероятную, но и интервальную оценку, например: «на структуре x в пласте y при условии подтверждения ловушки запасы составят 15 млн. т, при этом с вероятностью 0,7 интервальная оценка равна 10—20 млн. т».

Вероятность наличия ловушки P_L равна произведению вероятностей замкнутой структурной формы P_C , наличия коллектора P_K , наличия покрышки P_P . Основной метод, позволяющий оценить распространение коллекторов и покрышек данного резервуара и соответственно P_K и P_P , — это картирование резервуаров. Под резервуаром понимается пласт-коллектор или группа гидродинамически связанных между собой проницаемых пластов, имеющих в кровле и подошве регионально выдержанные непроницаемые покрышки. Зона существования резервуара в плане ограничена с одной стороны линией экранирования коллекторов, с другой — границей надежной покрышки. В зоне существования резервуара встречаются, как правило, только структурные или структурно-литологические ловушки (последние контролируются линией экранирования). За границей экранирования распространение пластов-коллекторов прерывисто либо они линзовидны, т. е. гидродинамическая связь в них затруднена или нарушена. В этом случае прогноз ловушки на конкретной структуре становится затрудненным. В аналогичной ситуации мы находимся за границей раскрытия покрышки, где ловушку можно обнаружить под покрышкой, имеющей локальное распространение.

Картирование резервуаров, трассировка их границ имеют первостепенное значение при оценке подготовленных структур с точки зрения выделения в разрезе перспективных для поисков залежей ловушек, определения на поисковой площади коллекторов и покрышек. В ЗапСибНИГНИ построены карты распространения и нефтегазоносности резервуаров, приуроченных к юрским и неомкомским отложениям.

Для оценки надежности выделения на изучаемой площади коллектора и покрышки используются понятия вероятностей раскрытия покрышки P'_P и глинизации коллектора P'_K на этой площади. Здесь P'_P и P'_K — вероятность того, что толщина покрышки или

коллектора будет меньше некоторого критического предела ($H_{кр}$).

Расчет $P'_к$ и $P'_п$ основан на анализе распределения толщин рассматриваемого горизонта (покрышки или коллектора) в скважинах или по косвенным данным в точках наблюдения.

В том случае, когда построена карта резервуара, на которой прогнозируется местоположение границ раскрытия покрышки и глинизации коллектора, величины $P'_к$ и $P'_п$ для оцениваемой структуры можно рассчитать по формуле

$$P'_{к,п} = 0,5 \pm \frac{0,5y}{\ln z}, \quad (8.10)$$

где z — расстояние от ближайших точек наблюдения, по которым построена граница до оцениваемой структуры; y — расстояние от границы до оцениваемой структуры. Знак величины y зависит от того, по какую сторону границы находится структура. Вероятность подтверждения замкнутой структурной формы определяем на основании теории геологоразведочного фильтра (см. гл. 3), согласно которой, площадь структуры S_k , выявляемой с вероятностью 0,5, при погрешности работ $\pm\sigma$, угле наклона крыльев картируемых структур α и среднем расстоянии между сейсмопрофилями l определяется соотношением

$$0,175 \frac{\sigma}{\alpha} \leq \sqrt{S_k} \leq 1,3l,$$

$$S_k = \max \begin{cases} 1,69l^2 \\ 0,03 \frac{\sigma^2}{\alpha^2} \end{cases}, \quad (8.11)$$

а вероятность выявления структуры площадью S при данных σ , α , l

$$P(S) = \frac{S}{S_k + S}. \quad (8.12)$$

В соответствии с этим оценка P_c сводится: а) к нахождению S_k по приведенному соотношению, обобщенно отражающему и разрешающую способность метода, и геологические условия района, и густоту сети наблюдений; б) к определению P_c для данной конкретной оцениваемой ловушки площадью S по формуле (8.12).

Перемножив найденные для оцениваемой ловушки частные вероятности, находим вероятность того, что ловушка подтвердится. Тогда заключение о ресурсах C_3 , которое мы для примера приводили в предыдущем разделе, должно быть расширено и с учетом вероятности наличия ловушки иметь следующий вид: «на структуре x в пласте y вероятность наличия ловушки 0,6; при условии наличия ловушки запасы равны 15 млн. т или с условной вероятностью 0,7 интервальная оценка равна 10—20 млн. т. Безусловная вероятность того, что истинные запасы оцениваемого объекта лежат в интервале 10—20 млн. т, равна 0,42».

Введение расчетной величины вероятности наличия ловушки ($P_л$) позволяет строго ограничить возможность оценки ресурсов

по категории C_3 : если $P_л > 0,5$, подсчет C_3 возможен; если $P_л < 0,5$ — ловушка ненадежна, следует ее либо оценивать по категории D_0 , либо вообще отказаться от локализованного прогноза.

Размеры прогнозируемого на структуре месторождения складываются из оценок составляющих его ловушек.

Рассмотрим все возможные варианты продуктивности ловушек и на этой основе рассчитаем вероятности обнаружения на структуре месторождения того или иного класса по запасам (мелкого, среднего, крупного и т. д.) по следующей схеме:

1) для каждого из вариантов объединения залежей в месторождение определяется вероятность, что произойдет только это событие;

2) для каждого из этих событий рассчитываются вероятности попадания в тот или иной класс по запасам;

3) вероятность отнесения месторождения в целом к тому или иному классу находится как сумма вероятностей отнесения к данному классу каждого из вариантов объединения.

Вероятность того, что месторождение будет обнаружено в каком-то определенном i -м сочетании залежей (подтвердится 1-я и 3-я ловушки, 2-я и 3-я и т. д.), обозначим через $P(C_i)$. Здесь $i = 1, 2, 3, \dots, n$, где n — общее число вариантов. Отсюда вероятность наличия на этой структуре месторождения

$$P(M) = \sum_{i=1}^n P(C_i). \quad (8.13)$$

Аналогично по такой же формуле можно определить вероятность наличия на структуре месторождения какого-либо размера, например, мелкого, среднего и т. д. Предварительно по формуле необходимо вероятности этих событий рассчитать для каждого из вариантов соединения залежей.

В общем виде вероятность того, что на структуре будет открыто месторождение определенного класса, равна сумме вероятностей, что в любом соединении будет открыто месторождение этого класса, умноженной на величину P_c , т. е.

$$P_j = P_c \sum_{i=1}^n P_{ij}, \quad (8.14)$$

где j — класс месторождения по запасам.

Имея прогноз по каждой структуре, можно перейти к оценке возможностей всей совокупности установленных локальных объектов поиска. Прежде всего можно определить наиболее вероятное число всех месторождений, которые будут открыты после опоскования всей совокупности структур. Можно определить наиболее вероятное число крупных, средних или любого другого класса месторождений по размерам.

Эта величина рассчитывается по формуле

$$m_j = K \bar{P}(M_j), \quad (8.15)$$

где m_j — число месторождений j -го класса; K — общее число структур в исследуемой совокупности; $\bar{P}(M_j)$ — средняя по всей сово-

купности структур вероятность обнаружения месторождения j -го класса.

Можно решить задачу, сформулированную таким образом: с надежностью прогноза, равной 0,9, определить число крупных месторождений, которые могут быть открыты в результате поиска в некотором районе.

Завершающий этап локального прогноза такой же, как и регионального: необходимо указать, как будут выявляться оцененные ресурсы.

Перспективные ресурсы являются основой планирования поисковых работ. Поэтому кроме величины этих ресурсов в районе необходимо иметь представление о характере их выявляемости, т. е. знать, как будет осуществляться перевод перспективных ресурсов в запасы в зависимости от количества пробуренных поисковых скважин. Для этого необходимо построить так называемую кривую «затраты—выпуск». Наличие таких кривых для нескольких районов позволяет с помощью методов математического программирования оптимизировать поисковый процесс на больших территориях.

Расчет динамической характеристики перспективных ресурсов, кроме оценки самой ее величины по каждому объекту, требует прогноза типа ловушек и залежей, их числа на структуре, числа поисковых скважин и т. п. Поэтому определение динамической характеристики является органическим продолжением геологической задачи оценки перспективных ресурсов. Оно осуществляется в такой последовательности:

1) для каждого поискового объекта (структуры) определяются вероятность обнаружения месторождений различных размеров;

2) для рассматриваемого района в целом рассчитывается количество прогнозируемых к открытию месторождений различных размеров;

3) устанавливаются наиболее вероятная очередность выявления этих месторождений и необходимые для этого поисковые затраты;

4) строится кривая, характеризующая выявляемость перспективных ресурсов в зависимости от произведенных поисковых затрат.

Если на оси ординат графика отложить долю переведенных в запасы ресурсов Q_3/Q_p , а на оси абсцисс — долю пробуренных поисковых скважин N от общего числа необходимых на полное опоскование (N_0K), то искомая зависимость хорошо аппроксимируется функцией вида

$$Q_3 = Q_p \left(\frac{N}{N_0K} \right)^m, \quad (8.16)$$

где $N_0 = [6 - 5P(M)]b$; $m = K\bar{P}(M)$.

Таким образом, для кривой «затраты—выпуск» найдено аналитическое выражение.

Описанный комплекс приемов локального прогноза позволяет:

1) для каждой структуры определить вероятность обнаружения месторождения и наиболее вероятные его размеры;

2) для любой совокупности перспективных структур рассчитать число прогнозируемых к открытию месторождений различных размеров (мелких, средних, крупных и т. д.);

3) для района, в котором производится поиск, построить кривую «затраты—выпуск», т. е. установить зависимость количества освоенных перспективных ресурсов от числа поисковых скважин;

4) комплексный учет характера распределения перспективных ресурсов на некоторой совокупности структур и надежности этих ресурсов позволяет реализовать вероятностный прогноз числа и размеров месторождений, которые могут быть открыты в результате полного или частичного опоскования этих структур заданным числом скважин и планировать текущий прирост запасов.

Развитые методы локального прогноза базируются на основных положениях теории нефтегазонакопления, учитывают комплекс техногенных факторов, предопределяющих подготовку площадей к опоскованию и проведение поисковых работ, позволяют получить обобщенные характеристики предстоящего поискового процесса в виде кривых «затраты—выпуск» и оптимизировать этот процесс. Для их реализации требуется выполнение главной геологической задачи — ведение карт строения резервуаров. Из существа локального прогноза очевидно, что поисковые работы должны планироваться не как опоскование отдельной ловушки (единичный результат плохо предсказуем), а как решение комплекса геологических задач на группе структур. В число этих комплексных задач входит уточнение границ резервуаров для всей группы структур, структурных поверхностей, закономерностей размещения залежей и ряд других. Решение этих задач для группы площадей в целом позволяет быстрее и с меньшими затратами выявить перспективные залежи нефти и газа, наилучшим образом комплексировать бурение и сейсморазведку.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Те или иные фазы процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления охватывают каждый микрообъем единого осадочно-породного бассейна. Изучая реализацию этого процесса в тонком пропластке, в крупном нефтегазоносном комплексе или бассейне в целом, обнаруживаем специфические для каждого уровня, но взаимосвязанные, взаимообусловленные законы, контролирующие нефтегазоносность каждого из этих объектов. Изучая различные по своему строению нефтегазоносные комплексы в этих бассейнах, приходим к выводу, что изменение в них концентрации УВ также подчиняется единым, общим законам. Эта общность простирается весьма далеко и касается не только таких глобальных положений, как приуроченность зон повышенной концентрации ресурсов нефти,

газа, углей, сланцев к определенным фазам в истории развития региона, единство процессов преобразования органического вещества и т. п., но и таких чисто практических, как единый закон распределения залежей по величине запасов в различных регионах, взаимосвязь заласов самой крупной залежи с величиной концентрации ресурсов в бассейне, обусловленность величины концентрации ресурсов в недрах близкими наборами геохимических параметров для различных регионов.

В качестве основной причины этой общности явлений нефтегазонакопления в разных частях планеты, наряду с такими глобальными факторами, как развитие биосферы, перемещение плит, выступает единый волновой седиментационно-тектонический процесс формирования бассейнов, который предопределяет накопление и преобразование исходных продуктов, генерацию ими УВ, формирование концентрированных скоплений их в пределах залежей, условия их сохранения и разрушения. Преобразование захороненного ОВ в этих условиях предопределяется его типом, величиной подводимой к системе энергии, соотношением массы ОВ и его суммарной свободной поверхности, находящейся в контакте с минеральной фазой, концентрацией ОВ и его дисперсностью. Близкое по первоначальному составу захороненное ОВ в зависимости от этих факторов может преобразоваться, «свариться» по-угольному, по-сланцевому, генерировать более или менее значительное количество воды, углекислоты, жидких и газообразных УВ и других соединений. При этом по величине преобразуемых масс нефть и газ не являются главными элементами развития природных геологических систем. Лишь небольшая несбалансированность основных природных процессов приводит в конечном счете к возникновению залежей нефти и газа. Малейшая, «незаметная» на малом временном интервале несбалансированность созидания и разрушения, перехода одних веществ в другие, но повторяющаяся закономерно миллионы лет для бесчисленных элементарных органоминеральных комплексов, содержащихся в осадочном бассейне, превращает «малое в великое».

Остановимся подробнее на выводах по четырем основным проблемам, рассматриваемым в работе.

1. Седиментационно-тектонический процесс (ST) — единый волновой процесс формирования осадочно-породного бассейна с дискретными спектрами.

Осадочно-породный бассейн формируется в результате взаимодействия нескольких волновых фронтов с периодами гармоник, кратными e , и длинами, кратными λ . Время, когда все гармоники процесса были в одной фазе, названо временем зарождения бассейна — t_0 . Для палеозойских осадочных бассейнов оно приходится на силур, для мезозойских — на триас, пермо-триас и совпадает с периодами максимальных скоростей накопления глин на земном шаре. Для частей бассейна, начавших прогибаться раньше, периоды гармоник и t_0 возрастают, позже — убывают, при этом t_0 остается в заданных временных интервалах.

Последовательность периодов основных гармоник образует следующий ряд (периоды в млн. лет): ...201; 74; 27,2; 103,68; 1,35; 0,5... при начале прогибания 438 или 227 млн. лет назад. Если район начал прогибаться раньше или позже указанных «пусковых» моментов, то перечисленные значения периодов увеличиваются или уменьшаются не более чем в 1,1—1,16 раза.

Частные значения ST -функционала при различных значениях амплитуд и нормировочных коэффициентов дают решения, описывающие скорость осадконакопления, динамику погружения, условия седиментации, строение структурной поверхности.

Осадочно-породные бассейны формируются в течение галактического года за 150—200 млн. лет. Сформировавшийся ранее бассейн в межбассейновый период может быть в большей или меньшей степени разрушен, осложнен магматизмом. Затем может начаться образование нового осадочно-породного бассейна. Формирование бассейна контролируется гармоникой 200 млн. лет. В конце межбассейнового периода во время $t \approx t_0$ зарождаются тектонические предпосылки его формирования, через 20—30 млн. лет на большей части территории бассейна скорость накопления осадков начинает преобладать над скоростями размыва, начинается устойчивое формирование осадочного чехла.

Волновой характер седиментационно-тектонического процесса предопределяет то, что для разных бассейнов t_0 — разное; поскольку области формирования осадочно-породных бассейнов мигрируют по земному шару, а в пределах осадочно-породного бассейна каждый участок имеет t'_0 , отличающееся от t_0 , общего для бассейна на величину до ± 30 млн. лет.

Формирование в разрезе осадочно-породного бассейна отложений, благоприятных для последующего нефтеобразования, определяется величинами скорости и ускорения седиментационно-тектонического процесса. Чем меньше скорость ST -процесса сама по себе, но при этом чем быстрее она нарастает, тем благоприятнее условия для формирования перспективных на нефть горизонтов.

Процесс контролируется несколькими гармониками: у низкочастотных невелики значения ускорений, но большие амплитуды (т. е. они предопределяют фоновую скорость), у высокочастотных — значительно большую роль в распределении благоприятных условий во времени играют ускорения. В каждом конкретном бассейне совмещение, наложение во времени благоприятных условий, предопределяемых каждой гармоникой, специфично, т. е. процесс не является периодическим, но сравнительно небольшие изменения периодов основных гармоник и наличие для всех одной «точки зарождения» t_0 обуславливает некоторую типизацию, закономерность в формировании толщ, благоприятных для угле-, газо- и нефтенакопления.

Сразу после зарождения бассейна существуют благоприятные условия для формирования нефтегенерирующих пород (максимальные ускорения и скорости продолжают оставаться низкими). Но в это время в обычных «пликативных» бассейнах близкие к ну-

лю скорости прогибания не приводят к накоплению значительных масс вещества. Процесс еще не развился, не сформировались в полной мере прямые и обратные связи между его различными составляющими. Через 70—80 млн. лет после t_0 наступает период тектонической инертности бассейна. В этот период ускорения близки к нулю, скорости осадконакопления низкие — этот период при нулевом ускорении наиболее благоприятен для формирования обогащенных ОВ сланцев, а при ускорении, отличном от нуля, — баженигов и доманикитов. За 20 млн. лет до наступления фазы инертности в бассейнах складывается интересная ситуация, когда значение гармоники 70—80 млн. лет благоприятно для формирования нефтепродуцирующих толщ, производная ее (ускорение) отрицательна и неблагоприятна, но значения двух более высокочастотных гармоник благоприятны и по величине, и по производным, и в результате складываются благоприятные условия для нефтенакопления. После фазы инертности наступает ускорение процесса, но падает значение самой функции, в результате наиболее благоприятные условия для нефтенакопления складываются на временном интервале 15—30 млн. лет.

При средней и максимальной скоростях осадконакопления и нулевом или отрицательном ускорении (замедлении) формируются толщи, обогащенные углистой (слабодиспергированной) органикой, при средних скоростях — угленосные пласты, при высоких — рассеянный углистый материал. Заметим, что анализировались достаточно низкочастотные гармоники (80—100 млн. лет), предопределяющие общий фон процесса, на котором проявляются высокочастотные компоненты, обуславливающие дальнейшую внутреннюю дифференциацию условий. Последующая динамика бассейна приводит к реализации нефтегазового потенциала пород: нарастание температуры — к генерации газа рассеянной слабодиспергированной органикой; суммарный подвод тепловой и механической энергии — к генерации нефти тонкодисперсной составляющей ОВ. Для генерации газа достаточно общего погружения, для генерации нефти — погружения с изменяющейся скоростью. Проверка показала, что зоны, для которых график динамики погружения изображается прямой линией, не осложненной изменением скоростей погружения, неперспективны на нефть.

Нефтенакопление определяется и скоростью, и характером, и величиной замедления и ускорения (первыми производными) процесса седиментации и тектоники, газонакопление — абсолютными значениями процесса, т. е. самой величиной прогибания и воздымания.

2. Физико-химическим процессом, обуславливающим генерацию УВ, являются радикально-сопряженные реакции, а главным наблюдаемым результатом процесса — изменение концентрации водорода в отщепившихся от ОВ продуктах и в оставшейся части ОВ. Разделение (в пространстве) водорода и углерода — главная направленность всех процессов преобразования ОВ. Описать эту систему можно, только рассматривая взаимосвязь, сбалансирован-

ность разнонаправленных явлений: увеличение концентрации ОВ приводит к возрастанию исходной реакционно-способной массы, но это же обуславливает и изменение площади контактов ОВ и зерен породы. При постоянной концентрации ОВ поверхность частичек может возрастать, если уменьшается их размер. На поверхности частичек РОВ происходят радикально-сопряженные каталитические реакции, а в более глубоких слоях частичек идет термическое преобразование вещества, поэтому возрастание свободной поверхности частичек приводит к возрастанию доли жидких УВ в образовавшихся продуктах при условии, что достаточной остается и поверхность минеральной фазы. Только взаимосвязь таких характеристик, как изменение концентрации ОВ, свободной поверхности его частичек, величины поверхности минеральной фазы, начальное (на начало катагенеза) содержание в ОВ водорода, условия для эвакуации продуктов реакций, позволяет описать преобразования ОВ с точностью, необходимой для реконструкции процессов нефтегазоаккумуляции. Эти взаимосвязи, разнонаправленно изменяясь при разных значениях параметров, определяют и те естественные границы между углями, сланцами, РОВ и внутри этих групп, которые уже давно сложились на основании практического опыта.

Захоронившееся в седиментогенезе ОВ на стадии диагенеза под воздействием различных факторов, прежде всего бактериальных процессов, переходит в коллоиды и гели, существенно изменяет свою молекулярную структуру и к началу катагенеза за счет разрушения коллоидов и гелей превращается вновь в структурированные частички, состоящие из биополимеров, — РОВ. РОВ катагенеза, несмотря на все несходство с исходным ОВ, унаследует от него как память о фациальных, седиментационно-тектонических условиях своего зарождения два важнейших фактора: порядок размера частиц и содержание водорода. Чем ниже активность *ST*-процесса, тем мельче частички РОВ (как и осадочных пород), тем больше в биополимерах содержится водорода. Поскольку концентрация РОВ в породе и размер частичек предопределяют суммарную поверхность контактов РОВ — порода, а последняя — интенсивность радикальных реакций, то благоприятными для нефтегазообразования оказываются такие изменения концентрации ($C_{орг}$) и размеров частичек (α), когда поверхность контактов возрастает. Следовательно:

для терригенных песчано-глинистых, глинисто-алевроитовых разрезов возрастание концентрации $C_{орг}$ ведет к снижению генерационного потенциала (точнее, оптимальным является $C_{орг} = 1 - 0,5\%$, повышение концентрации выше 1% снижает потенциал);

для глинисто-кремнисто-карбонатных разрезов обычное повышение концентрации $C_{орг}$ увеличивает потенциал, если оно не превосходит $7 - 10\%$;

для карбонатных пород повышение $C_{орг}$ увеличивает потенциал, если $C_{орг}$ не превосходит $12 - 15\%$.

Общепринятое разделение РОВ по типам (l) хорошо коррелируется с содержанием в нем водорода (H) в конце катагенеза, если последнюю величину восстановить, используя палетку Нестерова. Содержание в РОВ водорода предопределяется фациальными обстановками накопления ОБ (D), фазой седиментационно-тектонического процесса (φ), составляющими скоростей прогибания и осадконакопления (v_1, v_2) и при изменениях в образцах пород или парагенетически связанных с ними нефтей может устанавливаться по соотношению различных УВ, в частности по отношению пристана к фитану (Φ):

$$H \approx x_1 l \approx x_2 D \approx x_3 \varphi \approx x_4 (v_1, v_2) \approx x_5 |1 - \Phi|,$$

где x_i — коэффициенты пропорциональности, размерности. Для описания типа РОВ можно выбрать любой из параметров в зависимости от информационной ситуации.

И. И. Нестеров предложил изображать любое состояние керогена в природе точкой в фазовом пространстве с координатами: C — концентрация углерода, H — концентрация водорода, U — количество накопленной к данному моменту энергии.

Используя большое число определений по углям и РОВ и приняв в качестве оценки U величину показателя отражения витринита R_a , можно восстановить поверхность возможных состояний керогена в природе. Она состоит из двух компонент — трендовой составляющей и функции молекулярной структуры керогена. Найденная функция молекулярной структуры хорошо согласуется как с отклонением от трендовых значений элементного состава РОВ, так и с изменением концентрации парамагнитных центров. Полученная функция состояния керогена дает несколько аномальных зон (для разных типов РОВ при разных значениях R_a), благоприятных для нефте- или газообразования. При этом для РОВ, обогащенных водородом, первая зона нефтеобразования соответствует температуре 40—50 °С, последняя зона — палеотемпературе порядка 160 °С, максимальная по интенсивности зона — температуре 60—130 °С (ГФН по Н. Б. Вассоевичу). Векторный анализ системы показал, что в этих зонах аномального развития подавленными оказываются процессы генерации неуглеводородных компонент.

Энергетическим обеспечением преобразования РОВ являются: тепловой поток недр, обеспечивающий термokatалитические реакции (по Н. Б. Вассоевичу, А. Э. Конторовичу и др.); напряжения в горных породах, обуславливающие генерацию радикалов и радикально-сопряженных (по Э. М. Галимову) реакций расщепления биополимеров; тектонические высокочастотные подвижки, благоприятствующие удалению продуктов генерации и «механорадикальным» реакциям (по В. П. Цареву, Т. И. Сороко); внутренняя энергия РОВ, высвобождающаяся при его расщеплении (по С. Г. Неручеву).

Энергия, передаваемая веществу тектоническим процессом (G), пропорциональна средней сумме квадратов его реализаций:

$$G = \frac{1}{t} \sum_i^t H_i^2,$$

где H_i — палеоглубина границы НГК в i -й момент времени, определяется через 1 млн. лет, если t — время, млн. лет.

Покомпонентный генерационный потенциал рассчитывается графическим путем (векторный анализ). Для крупных групп соединений (жидкие УВ, газообразные УВ) на фактическом материале проверена эффективность следующих решений. Для жидких УВ генерационный потенциал

$$G_1 = GD^{1,5} \Phi_2^2 [1 - \exp(-0,00014T^2)]^{0,34 \Phi_1};$$

$$G_2 = (Dv)^{0,4} [1 - \exp(-0,00008T^2)]^{4,9(1-D)};$$

$$G_3 = G \frac{\Phi_2^{0,8} \Phi_1^{0,6}}{C_{орг}} [1 - \exp(-0,00008T^2)]^{0,36},$$

где Φ_i — функция отношений концентрации пристана к концентрации фитана

$$\Phi_1 = |1 - \Phi|; \quad \Phi_2 = \frac{2\Phi - 1}{\Phi^2};$$

v — скорость осадконакопления при формировании комплекса;
 T — современная температура подошвы НГК, °С.

Для газообразных УВ генерационный потенциал

$$G = GD [1 - \exp(-0,00008T^2)]^{(1-D)}.$$

Расчеты по установленным зависимостям подтверждают неравномерное изменение интенсивности генерации УВ по мере погружения НГК и важную роль типа РОВ в генерации УВ. Однако новые подходы позволили показать, что для наиболее обогащенных водородом РОВ генерация жидких УВ начинается при весьма мягких термобарических условиях, имеется несколько локальных максимумов генерации, обусловленных перестройкой молекулярной структуры керогена; существенно различны интенсивности генерации УВ в зонах с различной энергетикой тектонического процесса; существенную роль в генерации УВ играют соотношения масс УВ и величина суммарной поверхности ее контактов с минеральной фазой. Несколько загроуляя фактическую динамику, можно сказать, что газообразные УВ генерируются преимущественно массой УВ; генерация жидких УВ контролируется величиной свободной поверхности частичек РОВ.

3. Особенности единого процесса нефтегазонакопления на разных иерархических уровнях системы сделали необходимым его параметрическое описание с помощью наблюдаемых и картируемых параметров.

На глобальном уровне ведущую роль при комплексном описании процесса играет объемная скорость формирования осадочно-

породного бассейна, на региональном — этот параметр необходимо дополнить индивидуальными характеристиками региона — его расстоянием до центра масс бассейна, до его окраины, мощностью чехла и другими обобщенными характеристиками седиментационно-тектонического процесса. Для меньших частей ОСБ процесс нефтегазонакопления приходится описывать все более детально и ближе к его общей теории. Количественное описание динамики газовыделения для таких объектов произведено совмещением известных данных по растворимости газов в воде с динамикой седиментационно-тектонического процесса. Имеются два максимума газовыделения (газообразования) метана: до 1,2 км и больше 2,5 км. При этом для холодных зон ведущую роль в газонакоплении играет первый максимум, для «горячих» ($\Delta=4^\circ/100$ м) — нижний, глубинный. «Мертвая» зона газовыделения, залегающая на глубине 1,2—2,5 км, при многократных подъемах подпитывает за счет диффузии верхнюю или нижнюю зоны (ту, от которой она не отделена надежной крышкой). «Мертвая» зона перекрывает в значительной мере ГФН, т. е. является важным фактором, «не препятствующим» накоплению нефти.

В верхней зоне большую роль играет наличие вблизи нее охлажденных пород (многолетнемерзлых), что существенно увеличивает газовыделение при подъеме. Здесь процесс при наиболее благоприятном строении разреза приобретает лавинный характер; усиливаясь вверх по разрезу, интенсивное газовыделение захватывает термобарическую зону гидратообразования. Если условия отвода образовавшегося тепла, выделенного при образовании гидратов, благоприятны, то при следующем импульсе подъема в кровле зоны окажутся переохлажденные породы, интенсифицирующие процесс газовыделения, и т. д. При региональном погружении, поглощая тепловой поток, газогидратная зона служит мощным источником свободного газа.

Газовыделение (из объема) происходит мгновенно, а растворение (через поверхность залежи) занимает миллионы лет, поэтому залежи газа длительно существуют в неравновесных системах среды недонасыщенной газом воды.

Реализация процессов генерации и нефтегазонакопления осуществляется в областях с конкретным распределением коллекторов и покрышек, в зонах с различной плотностью структур. Сочетание этих факторов благоприятно или неблагоприятно влияет на процесс нефтегазонакопления. Перераспределение УВ между участками впадин и сводов определяется функцией структурного контроля:

$$K_n = \left[1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3S_2) \right] 3S_1,$$

где F_2 — площадь питающего склона; F_1 — площадь оцениваемого участка, S_1 , S_2 — плотности структур (доля площади, приходящейся на структуры, на оцениваемом и питающем участках).

Благоприятность литологического строения определяется различным сочетанием глинистых (h_g) и песчаных (h_n) пластов в разрезе.

Объединив все перечисленные процессы и проверив полученные зависимости на фактическом материале, мы получили количественные зависимости, описывающие изменение концентрации УВ в недрах. Расчеты показали, что для всего осадочного чехла с увеличением глубины характерен рост концентрации УВ на единицу объема порового пространства (для коллекторов всего НГК в целом). Но в этом же направлении уменьшается объем порового пространства. Таким образом, возрастание или убывание абсолютных масс УВ с глубиной определяется соотношением двух скоростей: возрастания концентрации УВ на единицу порового объема коллектора и убывания с глубиной объема порового пространства коллектора. Найденные зависимости подтвердили на фактическом материале ряда провинций справедливость развитых теоретических построений и позволили разработать методы глобального, регионального, зонального и локального прогнозов нефтегазоносности.

4. Переход от полученных в результате геологоразведочных работ параметров к их природным значениям, так же как и переход от прогноза ресурсов к прогнозу динамики их освоения геологоразведочными работами, сделал необходимым разработку теории геологоразведочного фильтра — важного элемента теории нефтегазонакопления.

Только после снятия влияния систем наблюдений, можно судить о природных закономерностях, взаимосвязях; только наложив на эти природные закономерности геологоразведочный фильтр с параметрами прогнозируемого будущего, можно определить, как эти закономерности отобразятся в выявляемых залежах, структурах, ресурсах.

Если F — генеральная совокупность, G — произведенная выборка, то $G = RF$, где R — геологоразведочный фильтр — функция, зависящая и от параметров изучаемой среды, и от техногенных параметров системы наблюдений. В явном виде функция R установлена для ряда важных элементов геологоразведочных работ.

Доля структур площадью S , выявленная из генеральной совокупности, если сейсморазведочные работы проведены с разрешающей способностью $\pm\sigma$, с расстоянием l между профилями,

$$R(S, \sigma, l, \dots) = \beta \frac{S}{S + S_k},$$

где S_k — площадь структуры, выявляемой с вероятностью 0,5.

$$0,175 \frac{\sigma}{\alpha} \leq \sqrt{S_k} \leq 1,3l,$$

где α — угол наклона крыла структуры; β — коэффициент «совершенства» сети, $\beta \approx 1$.

Доля залежей с запасами q , выявляемых из генеральной совокупности при определенной разведанности района,

$$R(q, \sigma, l, M, \dots) = a \frac{q^2}{(q + \gamma)^2},$$

где a — равномерность изученности района (подбором границ района можно выделить районы равномерной изученности, т. е. $a \approx 1$); γ — 50 %-ный квантиль распределения выявленных залежей.

В каждый данный момент времени геологоразведочные фильтры ориентируются на установление залежей с запасами, равными или большими γ , выявляя при этом случайным образом половину залежей, меньших γ . В половине всех залежей, больших γ , содержится около 95 % выявленных ресурсов. В районах, где главным инструментом подготовки объектов к бурению является сейсморазведка, между S_k и γ существует линейная связь.

Доля ресурсов района, переведенная в запасы $\{D = R(Q, W)\}$, т. е. геологоразведочный фильтр подготовки запасов района, задается для отдельного НГК соотношением

$$\ln(1 - D) + aD = b \frac{W}{W_n},$$

где W — реализованный объем буровых работ; W_n — потенциальный объем буровых работ, потребный на выявление 95 % потенциальных ресурсов района; a и b — параметры структуры ресурсов, характеризующие распределение в районе крупных и мелких залежей, доля сложно построенных и нерентабельных объектов, для среднего района $a = 0,5$, $b = 2,5$.

Применение геологоразведочного фильтра позволяет по наблюдаемым параметрам восстановить (с определенными ограничениями, конечно) параметры природной среды и описываемые ниже закономерности, а при решении практических задач перейти от общих закономерностей к реальным прогнозам развития геологоразведочных работ.

1. *Акрамходжаев А. М.* Нефть и газ — продукты преобразования органического вещества.— М.: Недра, 1982.—261 с.
2. *Бакиров А. А.* Гигантские и мегагигантские зоны нефтегазоаккумуляции зарубежных стран и геологические условия их формирования и размещения в свете учения И. М. Губкина//Губкинские чтения.— М., 1972.— С. 124—171.
3. *Бакиров Э. А.* Принципы выделения и классификации нефтегазоносных комплексов и покрышек//Губкинские чтения.— М., 1972.— С. 274—281.
4. *Бюрелле П. Ф.* Мировые ресурсы нефти//Энергетические ресурсы мира. Докл. 27 МГК.— М.: Наука, 1984.— С. 3—10.
5. *Вассоевич Н. Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор, современное состояние)// Изв. АН СССР. Сер. геология.— 1967.— № 11.— С. 137—142.
6. *Вассоевич Н. Б.* Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных ископаемых осадков//Природа органического вещества современных и ископаемых осадков.— М., 1973.— С. 11—59.
7. *Вернадский В. И.* Очерки геохимии (7-е (4-е русское) издание).— М.: Наука, 1983.— С. 169—259.
8. *Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород*/Под ред. С. Г. Неручева.— Л.: Недра, 1983.— 164 с. (Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т).
9. *Зотов П. П.* Скорости седиментации и породообразования//Происхождение и история земли.— Алма-Ата, 1972.— С. 163—179.
10. *Жданов В. С., Попов В. К., Русьянова Н. Д.* О природе электронного поглощения углей//Химия твердого топлива.— 1983.— № 3.— С. 59—65.
11. *Ильинская В. В.* Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей.— М.: Недра, 1985.— 160 с.
12. *Карцев А. А.* Основы геохимии нефти и газа.— М.: Недра, 1969.— 272 с.
13. *Катагенез и нефтегазоносность*/Г. М. Парпарова, С. Г. Неручев, А. В. Жукова и др.— Л.: Недра, 1981.— 240 с.
14. *Конторович А. Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности.— М.: Недра, 1976.— 248 с.
15. *Королев Ю. Н.* Новые данные о преобразовании ископаемого органического вещества и степени его катагенеза, полученные рентгенографическим методом//Органическое вещество современных и ископаемых осадков.— М., 1985.— С. 168—173.
16. *Корчагина Ю. И., Четверикова О. П.* Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества.— М.: Недра, 1980.— 227 с.
17. *К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества*/В. А. Успенский, Ф. Б. Инденбом, А. С. Чернышева, В. Н. Сонникова//Вопросы образования нефти: Сборник статей под ред. Н. Б. Вассоевича.— Л., 1958.— С. 221—314.
18. *Крауфорд Ф.* Волны: Берклеевский курс физики. Т. III.— М.: Наука, 1976.— 527 с.
19. *Крылов Н. А.* Геологические основы моделирования поисково-разведочного процесса и долгосрочного прогноза результатов работ на нефть и газ//Месторождения нефти и газа. Докл. 27 МГК.— М.: Наука, 1984.— С. 155—165.
20. *Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П.* Некоторые особенности палеотемпературных построений градиентными методами//Сборник научных трудов ЗапСибНИГНИ.— Тюмень, 1979.— Вып. 147.— С. 43—51.
21. *Лопатин Н. В.* Образование горючих ископаемых.— М.: Недра, 1983.— 191 с.

22. *Мак-Келви В., Мастерс Ч.* Невыявленные ресурсы нефти и газа: методика и проблемы оценки//Месторождения нефти и газа. Докл. 27 МГК. М.: Наука, 1984.— С. 146—154.
23. *Молоствовский Э. А., Храмов А. Н.* Палеомагнитная шкала фанерозоя и проблемы магнитостратиграфии//Стратиграфия. Докл. 27 МГК.— М.: Наука, 1984.— С. 16—23.
24. *Мясникова Г. П., Плавник Г. И., Шпильман В. И.* Способ оценки количественной характеристики фаций//Сборник научных трудов ЗапСибНИГНИ.— Тюмень, 1977.— Вып. 120.— С. 4—7.
25. *Нагорный В. Н., Нагорный Ю. Н.* О роли давления в процессах регионального метаморфизма углей//Угольные бассейны и условия их формирования.— М., 1984.— С. 59—64.
26. *Нестеров И. И.* Уплотнение глинистых пород//Советская геология.— 1965.— № 12.— С. 69—80.
27. *Нестеров И. И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности//Сборник научных трудов ЗапСибНИГНИ.— М., 1969. Вып. 15.— 335 с.
28. *Нестеров И. И., Потеряева В. В.* К методике оценки ресурсов нефти и газа новых нефтегазоносных территорий//Геология нефти и газа.— 1971.— № 6.— С. 5—10.
29. *Новые характеристики потенциальных ресурсов/И. И. Нестеров, В. И. Шпильман, Г. П. Мясникова и др.*//Геология нефти и газа.— 1977.— № 12.— С. 26—32.
30. *Одесский И. А.* Волновые движения земной коры.— Л.: Недра, 1972.— 208 с.
31. *Основные направления разработки количественных методов прогнозирования нефтяных и рудных месторождений*//Международный симпозиум. Тезисы.— Алма-Ата, 1985.— 125 с. (Междун. ассоциация матем., геол., Нац. комитет геологов СССР, Мингео СССР, Ин-т геол. рудн. местор., петрогр., минерал. и геох. АН СССР, Каз. научн.-исслед. ин-т мин. сырья Мин-ва геол. КазССР).
32. *Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей/И. И. Аммосов, В. И. Горшков, Н. П. Гречишников, Г. С. Калмыков.*— М.: Недра, 1977.— 156 с.
33. *Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов/М. Д. Белонин, И. С. Гольдберг, А. Е. Буревич и др.; Под ред. В. Д. Наливкина.*— Л.: Недра, 1983.— 272 с.
34. *Ресурсы горючих сланцев мира, их добыча и использование/М. В. Голицын, Л. М. Прокофьева, В. Я. Колесник, Г. И. Тюренкова*//Энергетические ресурсы мира. Докл. 27 МГК.— М.: Наука, 1984.— С. 41—49.
35. *Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения/М. С. Моделевский, Г. С. Гуревич, Е. М. Хартуков и др.*— М.: Недра, 1984.— 224 с.
36. *Ресурсы углей мира/А. К. Матвеев, В. С. Борисов, Н. Г. Железнова и др.*//Энергетические ресурсы мира. Докл. 27 МГК. М.: Наука, 1984.— С. 10—21.
37. *Романовский С. И.* Седиментологические основы литологии.— Л.: Недра, 1977.— 407 с.
38. *Ростовцев Н. Н.* К методике определения продуктивности структур в нефтегазоносных районах//Геология нефти и газа.— 1964.— № 7.— С. 1—8.
39. *Салманов Ф. К.* Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа/Под ред. С. П. Максимова.— М.: Недра, 1974.— 280 с.
40. *Справочник по геологии нефти и газа/Под ред. Н. А. Еременко.*— М.: Недра, 1984.— 480 с.
41. *Степанова Г. С.* Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа.— М.: Недра, 1982.— 192 с.
42. *Сулейманова Л. О.* Модель определения массы исходного продукта для генерации углеводородов//Интенсификация геологоразведочных работ и добычи нефти в Западной Сибири: Сборник научных трудов.— Тюмень, 1984.— С. 53—56 (Мин-во геол. РСФСР, Зап.-Сиб. научн.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-т).
43. *Термодеструкция органического вещества осадочных пород/Г. Ф. Григорьева, И. И. Нестеров, А. В. Рыльков и др.*//Органическое вещество современных и ископаемых осадков.— М., 1985.— С. 157—168.

44. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ.— М.: Мир, 1981.— 501 с.
45. Трофимук А. А., Черский Н. В., Царев В. П. Ресурсы биогенного метана Мирового океана//Докл. АН СССР. Сер. геол. Т. 225.— 1975.— С. 936—939.
46. Хаин В. Е. Региональная геотектоника. Северная и Южная Америка, Антарктида и Африка.— М.: Недра, 1971.— 548 с.
47. Хэлбути М. Т. Новые и перспективные нефтегазоносные регионы и месторождения мира//Месторождения нефти и газа. Докл. 27 МГК.— М.: Наука, 1984.— С. 3—14.
48. Хэллем А. Связь между биостратиграфией, магнитостратиграфией и «событийной» стратиграфией в юрском и меловом периодах//Стратиграфия. Докл. 27 МГК.— М.: Наука, 1984.— С. 87—97.
49. Царев В. П., Сороко Т. И. Влияние механических полей на преобразование ископаемого органического вещества//Органическое вещество современных и ископаемых осадков.— М., 1985.— С. 152—156.
50. Шпильман В. И. Количественный прогноз нефтегазоносности.— М.: Недра, 1982.— 215 с.

Введение	3
Глава 1. Энергетические ресурсы мира	6
1.1. Основные виды сырья	6
1.2. Массы ОБ и генерированных им продуктов в земной коре	20
1.3. Классификация ресурсов и запасов	26
Глава 2. Генетические модели и природные объекты как основа теории нефтегазонакопления	31
2.1. Структурные модели объектов	32
2.2. Функциональные модели процессов	39
Глава 3. Теория геологоразведочного фильтра	46
3.1. Распределение залежей по величине запасов	51
3.2. Выявление структур	54
3.3. Геологоразведочный фильтр подготовки запасов буровыми работами	56
Глава 4. Волновая теория формирования геологических объектов	62
4.1. Некоторые основные определения и методы анализа волновых процессов в земной коре	69
4.2. Основные черты седиментационно-тектонического процесса	79
4.3. Анализ седиментационно-тектонического процесса	84
4.4. Результаты анализа седиментационно-тектонического процесса в различных регионах	89
4.5. Уравнения, описывающие литологию разреза в масштабе глубин	98
4.6. Анализ динамики погружения отложений	102
4.7. Уравнения волнового процесса в плане	105
4.8. Влияние седиментационно-тектонического процесса на нефтегазонакопимость	106
Глава 5. Генерация углеводородов	110
5.1. Уравнения состояний керогена	111
5.2. Динамика изменения состояний — генерация	127
Глава 6. Параметрическое описание процессов нефтегазонакопления	147
6.1. Объемные и массовые соотношения в системе	148
6.2. Характеристики типа РОВ	150
6.3. Генерационный потенциал	158
6.4. Формирование залежей из рассеянных УВ	159
6.5. Динамика газонакопления	160
6.6. Разрушение газовых залежей	169
6.7. Основные параметрические зависимости	172
Глава 7. Концентрация ресурсов в залежах различного размера	182
7.1. Непрерывные законы распределения залежей	182
7.2. Дискретность распределения залежей	189

Глава 8. Количественный прогноз нефтегазоносности	192
8.1. Классификация прогнозов	192
8.2. Глобальный прогноз нефтегазоносности	196
8.3. Региональный и зональный прогнозы нефтегазоносности	201
8.4. Локальный прогноз нефтегазоносности	208
Заключение	218
Список литературы	228

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Иван Иванович Нестеров
Владимир Ильич Шпильман

ТЕОРИЯ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Редактор издательства *Н. А. Тарусова*
 Переплет художника *В. П. Христинина*
 Художественный редактор *В. В. Шутько*
 Технический редактор *О. А. Колотвина*
 Корректор *И. П. Розанова*

ИБ № 7046

Сдано в набор 02.03.87.	Подписано в печать 06.08.87.	T-01950.	Формат 60×90 ^{1/16} .
Бумага кн.-журн.	Гарнитура Литературная.	Печать высокая.	Усл. печ. л. 14,5.
Усл. кр.-отт. 14,5.	Уч.-изд. л. 16,53.	Тираж 2050 экз.	Заказ 127/1138-3.
Цена 2 р. 80 к.			

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
 125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ

4962