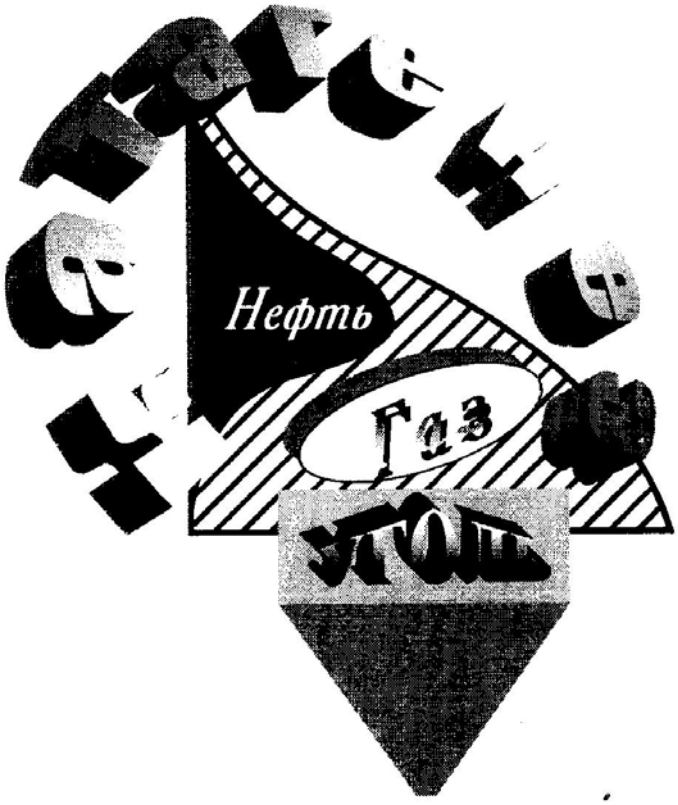
Г.Н. БЫЛИНКИН

ВВЕДЕНИЕ В ГЕОХИМИЮ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ



Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского

Г.П. Былинкин

ВВЕДЕНИЕ В ГЕОХИМИЮ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Учебное пособие для студентов специальности 011500
"Геология и геохимия горючих ископаемых"

Под редакцией профессора К.А. Маврина

ИЗДАТЕЛЬСТВО САРАТОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
2000

УДК 550.4:553.98
ББК 26.325
Б95

Былинкин Г.П.

Б95 Введение в геохимию горючих ископаемых: Учеб. пособие для студентов специальности 011500 "Геология и геохимия горючих ископаемых"/Под ред. проф. К.А. Маврина. – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2000. – 92 с.: ил.

ISBN 5-292-02445-7

В пособии систематизированы материалы, опубликованные в современных отечественных и зарубежных источниках, в соответствии с введением программы СД – 01 "Геология и геохимия горючих ископаемых". Отражены альтернативные точки зрения генезиса нефти, даны основные положения современной теории осадочно – миграционного происхождения нефти и газа, а также указаны актуальные современные направления и проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых.

Для студентов специальности 011500 "Геология и геохимия горючих ископаемых", может быть использовано студентами заочного отделения а, также преподавателями и научными работниками, занимающимися изучением генезиса, миграции и аккумуляции нефти и газа.

Рецензент
Доктор геолого–минералогических наук *Г.И. Тимофеев*

Печатается по решению
учебно – методической комиссии геологического факультета
Саратовского государственного университета

УДК 550.4:553.98
ББК 26.325

ISBN 5-292-02445-7

© Г.П. Былинкин, 2000

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное учебное пособие предназначено для студентов геологического факультета кафедры “Геология и геохимия горючих ископаемых”, начинающих изучение базисной специальной дисциплины (СД - 01) “Геология и геохимия горючих ископаемых” по специальности 011500 с таким же названием. Специальность 011500 (третий уровень высшего профессионального образования) утверждена приказом Комитета по высшей школе (Государственного Комитета Российской Федерации по высшему образованию) № 180 от 05 марта 1994 г. в качестве государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования. С целью расширения уровня знаний и профессионального использования выпускников эта специальность введена в СГУ с 1999 г взамен специальности “Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений”[1]. После сдачи государственного экзамена и защиты дипломной работы студенту присваивается квалификация специалиста “геолог - нефтяник”[2].

Деятельность специалиста направлена на:

- *изучение происхождения и размещения месторождений горючих полезных ископаемых;*
- *поиски, разведку, подсчет запасов и комплексное использование энергетического сырья;*
- *проведение научных исследований нефтегеологического и нефтегеохимического профиля.*

Сферами профессиональной деятельности специалиста являются:

- *организации министерства природных ресурсов РФ и министерства топливной и энергетической промышленности РФ;*
- *академические и ведомственные научно - исследовательские институты, связанные с решением нефтегеологических и нефтегеохимических задач;*

---

[1] В соответствии с этим кафедра “Геология нефти и газа” геологического факультета СГУ была переименована и в настоящее время называется “Геология и геохимия горючих ископаемых”.

[2] По специальности “Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений” студенту присваивалась квалификация специалиста “инженер - геолог - нефтяник”.

- *организации, предприятия и фирмы, связанные с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти, газа и угля;*
- *учреждения системы высшего и среднего специального образования.*

Согласно стандарту высшего профессионального образования обучение по специальности 011500 включает цикл следующих специальных дисциплин (СД) (табл. 1).

Таблица 1

Цикл специальных дисциплин

Код специальности	Название специальной дисциплины	Количество академических часов				Вид отчетности
		Лекции	Практические занятия	Курсовая работа	Всего	
СД –01	Геология и геохимия горючих ископаемых	46	8	63	117	экзамен
СД –02	Нефтеносные и угленосные толщи	48	16	-	124	зачет
СД –03	Нефтегазовая литология	28	28	-	124	зачет
СД –06	Прикладная органическая геохимия	48	16	-	104	зачет

С целью оказания помощи студентам в освоении и подготовке экзаменационных вопросов в этом учебном пособии собраны и систематизированы материалы, опубликованные в современных отечественных и зарубежных источниках, в соответствии с введением программы СД – 01 “Геология и геохимия горючих ископаемых”. При этом основная направленность работы нацелена на геохимический акцент проблемы.

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель дисциплины - изучение происхождения, формирования и размещения месторождений горючих полезных ископаемых для применения этих знаний при поиске, разведке, оценке ресурсов, подсчете запасов и комплексном использовании энергетического сырья.

Задачи включают изучение следующих основных вопросов:

- *физико-химический состав, свойства, генетические и технологические классификации, а также практическое использование каждого вида горючего ископаемого;*
- *эволюция природных углеродистых соединений от живого вещества до горючих полезных ископаемых, т.е. пути и механизм превращения биологических систем в геологические объекты, их преобразование в диагенезе и катагенезе;*
- *современные модели нефтеобразования, очаги генерации нефти и газа;*
- *природные резервуары, миграция, аккумуляция, переформирование и разрушение нефтяных, газовых и газоконденсатных систем;*
- *классификации угольных и нефтегазоносных бассейнов, а также месторождений горючих ископаемых, зональность их распределения по странам, континентам и стратиграфическому разрезу.*

ЗНАЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Данный курс является фундаментальным разделом учения о нефтегазоносности и угленосности недр и, соответственно, базисной дисциплиной для подготовки специалистов геологов – нефтяников, бакалавров и магистров по специальности 011500 – “Геология и геохимия горючих ископаемых”, а также теоретической основой для других специальных дисциплин. Курс основан на знаниях, приобретенных студентами в результате изучения общей, органической и коллоидной химии, физики, исторической, региональной и структурной геологии, геотектоники, минералогии, петрографии, литологии и литолого-фациального анализа, гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений. Изучение этого курса должно явиться базой для понимания и решения научных и практических задач, стоящих перед специалистами в области оценки ресурсов, поисков, разведки и подсчета запасов горючих ископаемых.

ПРЕДМЕТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Предметом изучения курса “Геология и геохимия горючих ископаемых” являются:

- *состав, физико-химические свойства и структура геологических тел, органического вещества и флюидов (т. е. вещество);*
- *геологические объекты, в которых сосредоточены газообразные, жидкие и твердые горючие ископаемые (залежи, месторождения, зоны накопления, нефтегазоносные и угленосные бассейны);*

- *процессы образования горючих ископаемых, включающих совокупность преобразований ОВ, пород и флюидов от рождения до разрушения и, главным образом, онтогенез[1] нефти и газа;*
- *закономерности пространственного размещения месторождений и причинно – следственные связи.*

Перечень предметов изучения (вещество, объект, процесс) и методов исследования представлен в табл. 2. Для исследования вещественного состава пород, ОВ и нефти, газа, конденсата и воды применяются точные современные физико-химические методы, включая изучение вещества на молекулярном уровне (хроматография и масспектрометрия). Для описания процессов литогенеза, превращения органического вещества, нефти и газа, а также динамики флюидов используется экспериментальное и математическое моделирование. Изучение процессов формирования коллекторов, флюидоупоров, ловушек, масштабов, времени образования и миграции нефти и газа и в целом формирования месторождений горючих ископаемых дает возможность познания закономерностей пространственного размещения месторождений. Исследование этих вопросов проводится с помощью геологических, геофизических, геохимических и гидрогеологических методов.

Результаты изучения позволяют сформулировать направления поисков, задачи и методы количественной оценки перспектив твердых, жидких и газообразных горючих ископаемых. Точность этих методов определяется количеством и качеством фактического материала (данные бурения, геофизики, исследования флюида), а также степенью достоверности применяемых теорий, гипотез и аналогий.

Основным предметом изучения этого курса является вещество – горючие ископаемые, на поиск и разведку которых направлено применение геологических, геофизических, геохимических и гидрогеологических методов.

К горючим ископаемым относятся горные породы и минералы, богатые органическим веществом (ОВ). Главным признаком, объединяющим все горючие ископаемые, является способность к горению. В связи с этим еще в 1908 г. Г. Потонье дал им название “каустобиолиты”, что в переводе означает “камни биогенного происхождения”. В настоящее время к каустобиолитам отнесены вещества угольного и нефтяного рядов.

---

[1] Онтогенез (по И.В. Высоцкому) – совокупность преобразований, испытываемых нефтью и газом на пути от превращения РОВ в нефтяные системы до их разрушения.

Таблица 2

Гносеологические[1] средства познания геологии и геохимии горючих ископаемых (на основе схемы И.В. Высоцкого, 1987 г.)

Предмет изучения		Методы исследования
Вещество (состав, свойства, структура)	Процесс и закономерность (движение, превращение)	
Осадочные породы, фундамент Органическое вещество пород Нефть, газ и конденсат Твердые битумы Горючие сланцы Угли Пластовые воды	Литогенез – метаморфизм. Превращение органического вещества, нефти и газа. Динамика флюидов	Точные аналитические методы: физические, химические Экспериментальное и математическое моделирование
Объект: Местоскопление горючих ископаемых (залежи, месторождения, зоны накопления, нефтегазоносные и угленосные бассейны)	Формирование коллекторов, флюидоупоров, ловушек, масштабы и время образования и миграции нефти и газа. Формирование – разрушение месторождений горючих ископаемых. Закономерности пространственного размещения месторождений (геологические координаты, причинно – следственная связь)	Методы, основанные на фактических данных, теориях, гипотезах, аналогиях: геологические, геофизические, геохимические, гидрогеологические

Первый ряд включает торфы, ископаемые угли, горючие сланцы и минералы (например, янтарь). Эти породы залегают на месте их образования, отличаются высокой концентрацией ОВ и относятся к сингенетичным каустобиолитам.

Торф – более или менее уплотненная масса черного или коричневого цвета, содержащая от 55 до 65 - 70 % углерода. Торф представляет первую стадию превращения высшего растительного материала по пути его преобразования в уголь. Накапливается в болотах из остатков отмерших растений, подвергшихся неполному разложению в условиях повышенной влажности и затрудненного доступа воздуха.

Ископаемый уголь – твердое горючее вещество, залегающее в виде

[1] Гносеология – теория познания, включающая источники, формы и методы научного познания.

пластов и линз. В его состав входят ОВ с содержанием углерода от 65 – 70% до 95 - 97%, минеральные вещества и влага. По происхождению угли разделяются на две группы: гумолиты и сапропелиты. Гумолиты образуются из остатков высших растений. Из древесины в болотных условиях формируются гумусовые угли, а из устойчивых компонентов растительной органики (оболочек спор, смоляных тел, восков, пробковой ткани, янтаря) в окислительных условиях проточных болот образуются липтобиолитовые угли. Сапропелиты образуются за счет остатков зоо- и фитопланктона в осадках озерных водоемов. В случае существенного преобладания водорослей, из сапропелевых осадков формируется угли класса богхедов. Если в сапропелевых органо-минеральных осадках наряду с водорослями накапливаются липоидные компоненты высшей растительности (споры, кутикулы) и частично витринит, то такие осадки формируют гумито – сапропелитовые угли класса кеннелей. По мере воздействия давления и температуры торф и сапропели превращаются в бурый, каменный уголь, а затем антрацит и графит. Термины “бурые и каменные угли” обычно принято использовать в отношении гумусовых углей. При углефикации происходит уплотнение органической массы угля. В химическом составе происходит увеличение содержания углерода, с одновременным уменьшением кислорода и выхода летучих веществ. Шкала углефикации строится по наиболее плавно и постепенно изменяющимся свойствам витринитового материала. Определяющий параметр - это отражательная способность витринита. Выделяются угли: бурые (Б с подразделением на $Б_1$, $Б_2$, $Б_3$ и БД), каменные - длиннопламенные (Д), газовые (Г), жирные (Ж), коксовые (К), отощенно-спекающиеся (ОС), тощие (Т) и антрациты, включающие полуантрациты (ПА) и антрациты (А).

Горючий сланец – неглубоко залегающая осадочная (глинистая, известковистая, реже кремнистая) порода, содержащая равномерно распределенное слабопреобразованное сапропелевое ОВ (условно от 10 до 70 % углерода, в большинстве случаев от 15 до 35%. Если содержание ОВ более 70%, порода относится к сапропелевым углям). Органическое вещество горючих сланцев состоит из битумоидов и нерастворимой в органических растворителях части, называемой керогеном. При нагревании горючих сланцев без доступа воздуха до 500°С (или с доступом воздуха до 1000°С) кероген разлагается с выделением нефтеподобной смолы (сланцевого масла), сухих горючих газов и воды. Выход смолы от массы сухой породы составляет для бедных ОВ сланцев от 5 до 10%, а для богатых ОВ - до 30-50%.

Второй ряд включает нефть и ее производные (асфальты, озокериты и др.), а также газы, т. е. вещества, образование и условия залегания которых связаны с миграционными процессами. Этот ряд относится к эпигенетичным каустобиолитам. Миграционные каустобиолиты представляют со-

бой систему сложных природных растворов, состоящих из большого числа подвижных индивидуальных соединений. Эти растворы не смешиваются с природными водами и поэтому находятся в недрах в газообразном, жидком, полужидком и твердом состояниях.

Природная нефть – жидкость темно-коричневого или черного цвета. При температуре 15 – 20°С большинство нефтей – подвижные жидкости. С генетической точки зрения нефть – обособившиеся в самостоятельные скопления подвижные жидкие продукты преобразования РОВ в зоне катагенеза. В химическом отношении нефть – сложная смесь углеводородных и смолисто-асфальтеновых (преимущественно сера-, кислород-, и азотсодержащих) соединений. Основными компонентами нефтей являются парафиновые, нафтеновые и ароматические УВ. В процессе перегонки нефть разделяют на следующие фракции, °С: бензин н. к.—190, керосин 190—260, дизельное топливо 260—360, тяжелый газойль и смазочные масла 360—530, остаток > 530. Температуры кипения фракций могут меняться в зависимости от технологической схемы перегонки. В физическом отношении нефть – коллоидно-дисперсная сложноорганизованная система. В воде нефть практически нерастворима, но может образовывать с водой стойкие эмульсии. В пластовых условиях в коллекторах природные нефтяные системы представляют собой углеводородные жидкости, всегда содержащие растворенные газообразные компоненты. Наличие в нефти значительных количеств растворенного газа резко изменяет ее свойства.

Природные битумы или битумы асфальтовые – группа природных битумов, в составе которых преобладают асфальтово-смолистые компоненты или их производные. Существуют два диаметрально противоположных пути формирования битумов: катагенный и гипергенный. Главным процессом образования твердых битумов является гипергенное превращение нефтей. Окисление нефтей приводит их в полутвердое (мальты) и твердое (асфальты, асфальтиты) состояния. По мере размыва и дальнейшего выветривания пород жильные и излившиеся формы битумов, а также разрушенные нефти в обнажениях превращаются в оксикериты и гуминокериты. Особую ветвь природных битумов представляют парафиниты: озокерит и гатчетит, образование которых связано с процессами подземной физико-химической дифференциации нефтей с высоким содержанием твердых парафинов.

Природный газ нефтяных и газовых месторождений – смесь предельных углеводородов. Основным компонентом природных газов является метан. Наряду с метаном в состав газов входят более тяжелые УВ: этан, пропан, бутаны, пентан. При повышении давления в глубокопогруженных пластах в газе растворяются пары гексана и других более высокомолекулярных жидких УВ. Эти смеси называются газоконденсатными. При снижении давления в пласте или в сепараторе часть этих высокомолекуляр-

ных компонентов выпадает из газовой фазы в виде жидкости – конденсата. Кроме углеводородных компонентов в газах нефтяных и газовых месторождений присутствуют углекислый газ, сероводород, азот, гелий и аргон, иногда встречается водород. В пластовых условиях природный газ заполняет в виде самостоятельной фазы пустоты в породах, а также растворен в нефти или в воде.

Газогидраты – это критические соединения, в которых кристаллическая решетка льда расширена и содержит полости, заполненные молекулами газов. Это твердые вещества, по внешнему виду похожие на мокрый снег. Существуют природные и техногенные газогидраты. Природные возникают непосредственно в охлажденной осадочной толще (на дне океана, в зоне вечной мерзлоты) при давлении более 0.17МПа и температуре ниже 10°С. Техногенные газогидраты возникают в результате эксплуатации скважин в трубопроводах.

Как видно из приведенной краткой характеристики, горючие ископаемые резко отличаются друг от друга по условиям залегания, составу, свойствам и фазовому состоянию.

ПОЛОЖЕНИЕ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ В РЯДУ ДРУГИХ НАУК

Геология и геохимия горючих ископаемых – наука, синтезирующая данные и концепции многих наук. Она складывается из фундаментальных и прикладных разделов.

К фундаментальным разделам относятся:

- *геология месторождений и условия залегания в них горючих ископаемых;*
- *геохимия нефти и газа, углей, горючих сланцев;*
- *осадконакопление и формирование осадочных комплексов (нефтеносные и угленосные толщи, нефтегазовая литология);*
- *тектоника и история геологического развития регионов.*

Прикладные разделы следующие:

- *прикладная органическая геохимия;*
- *прогнозирование и количественная оценка потенциальных ресурсов горючих ископаемых крупных территорий;*
- *методики поисков, разведки и подготовки месторождений к разработке.*

Фундаментальные и прикладные дисциплины развиваются при широком привлечении математики, физики, органической химии, биогеохимии, палеогеографии, петрографии углей и ОВ. Во времени объем и структура геологии как научной дисциплины менялись, изменялись ее ме-

тодологический уровень и аппаратурно-методическое обеспечение. Соответственно увеличивался объем науки, расширялись ее основные положения. В настоящее время наука о горючих ископаемых – одна из наиболее развитых областей геологического знания, обладающая хорошо разработанным дифференцированным теоретическим аппаратом и мощной экспериментальной базой. Огромное значение углеродистых горючих ископаемых стимулировало изучение их в самых различных аспектах, в том числе и в геолого–геохимическом. В итоге комплексных геолого-биохимических исследований, проведенных отечественными учеными, а также исследователями США, Франции, Германии, Канады, Японии, Австралии и ряда других стран, достигнуты определенные успехи в познании условий образования торфов, сапропелей, горючих сланцев, углей, нефти и углеводородных газов.

ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Эволюция взглядов на происхождение нефти и газа; роль геохимии в развитии геологии нефти и газа

Нефть и ее производные используются человечеством с доисторических времен. Слово "нефть" (*naphta*) в русский язык пришло из турецкого, обозначающего "вспыхивать", "воспламеняться". Таким образом, уже само слово "нефть» несло смысловую нагрузку, связанную с его свойствами. О применении нефти и ее естественных производных, в том числе смолы и асфальта, известно с древности в государствах, существовавших тысячи лет назад: Древнем Египте, Вавилоне, Ассирии, Китае, Древней Греции. Нефть и асфальт применяли в качестве лекарств, для пропитки дерева, для освещения, для смазок, а также как зажигательное средство в военных целях. Горючий газ использовали в соляных выработках для выпаривания рассола. Нефть отбирали из естественных источников, выходящих на поверхность, асфальт – из горных выработок. Древнейшие выходы нефти известны в Китае, Японии, США, Канаде, на острове Тринидат, в Баку (Небит-Даг – Нефтяная гора), в районе р. Эмбы. В местах ее выхода на поверхность обычно рылись колодцы и неглубокие скважины. Еще в 600 г. до нашей эры Конфуций упоминал о скважинах глубиной в несколько сотен метров, а созданное китайцами буровое оборудование позволило им уже в 1132 г. достичь глубины 1000 м.

Вовлечение нефти и ее производных в сферу деятельности человека породило и вопросы об условиях ее происхождения, поскольку стратегию поиска определяет вопрос о том, где рождается нефть и газ, по каким за-

конам они перемещаются, скапливаются в коллекторе, т.е. органическое или неорганическое происхождение нефти. Поэтому эволюция взглядов на генезис нефти определяла развитие нефтяной геологии. В развитии теории происхождения нефти принимало участие большое число исследователей, главным образом геологов и химиков.

Многовековая история развития представлений о происхождении нефти и газа имеет давние традиции и может быть разделена на несколько неравнозначных по времени этапов по господствующим направлениям. При самом общем подходе можно выделить три этапа:

I—с доисторических времен до начала XVIII в.;

II—до начала XX в.;

III—по настоящее время.

I этап. Древние ученые связывали образование нефти чаще всего с вулканической деятельностью, землетрясениями.

II этап. В начале XVIII в. немецкий ученый И. **Генкель** впервые предположил, что нефть может образовываться из остатков растений и животных, т. е. из органического материала. Несколько позже французский ученый Б. **Де Молье** образование горючих ископаемых также связывал с органическими остатками и уточнил, что ОВ должно захороняться в морских осадках.

Наиболее важной работой, объясняющей происхождение нефти в этот период, следует считать трактат М. В. **Ломоносова** "О слоях земных" (1733 г.). По существу М. В. Ломоносов уже в то время определил основные положения теории органического происхождения нефти: исходное вещество (органический материал), образование нефти в условиях повышенных температур, свойственных каменноугольной стадии углефикации, вторичное залегание нефти по отношению к местам образования — аккумуляция в трещинах и пустотах, т. е. впервые показал связь образования нефти с геологическим строением земли, принимая за источник тепла для преобразования рассеянного ОВ глубинный тепловой поток. Гипотезу Ломоносова разделяли многие геологи, и ее идеи дожили до наших дней.

Этот период в истории развития гипотез о происхождении нефти ознаменовался еще двумя важными событиями:

- *зарождением геохимических исследований 0В с целью познания сущности образования нефти;*
- *выделением осадочных пород как нефтематеринского объекта.*

Исследования английского химика Ч. **Гатчетта** показали, что в состав природных битумов входят те же элементы (C, H, O, N), что и в растительные масла, смолы, животные жиры. Он считал, что в природе имеет место единый генетический ряд: нефть – мальта – минеральные смолы – асфальт – гагат – ископаемые угли, и в этом ряду каждый последующий

член по своему составу характеризуется убылью водорода. Как известно сегодня, он был недалек от истины.

В 1859 г. американский ученый Д. **Ньюбери** связал рождение нефти с обогащением органическим веществом битуминозных сланцев, подстилающих залежь нефти. Он обратил внимание, что нефть следует искать там, где пески контактируют с черными битуминозными сланцами. Впервые эта идея была высказана по данным бурения южных районов США и дала объяснение, почему многие скважины, которые были заложены в благоприятных условиях, не встречали нефти даже при наличии хороших природных резервуаров. Позже (1863 г.), американский ученый **Винчел** ввел понятие о нефтематеринских свитах, как месте рождения нефти. Значительным событием, оказавшим большое влияние на формирование основ концепции органического происхождения нефти, были лабораторные эксперименты химиков США и Германии К. **Уоррена**, Ф. **Сторера**, К. **Готлиба** и др. Особенно важные эксперименты провел К**.** **Энглер** (1888 — 1900 гг.), который показал возможность образования предельных и непредельных УВ при нагревании рыбьего жира под давлением. По мнению К**.** Энглера в ОВ осадка в результате разрушения азотистых соединений происходит относительное накопление жировых веществ животных. Под влиянием бактерий жир распадается на глицерин и жирные кислоты, из которых образуется нефть под действием давления и температуры. Несколько позже в качестве исходного материала он признавал и диатомовые водоросли, но полностью исключал из этого процесса остатки наземного растительного материала. Несколько позже Г. **Потонье** (1902 г.) систематизировал эти взгляды и создал "Сапропелитовую теорию". Он доказал, что для накопления жировых веществ в морских осадках нет нужды в катастрофах, в результате которых происходит концентрация животных организмов в осадке, поскольку микроводоросли, растущие в морях, также содержат большое количество жировых веществ.

С середины XIX в. начинают развиваться представления неорганического синтеза нефти, начало которым было положено А. **Гумбольдтом** в начале XIX в. Важным этапом в развитии этих противоположных представлений о происхождении нефти явились экспериментальные лабораторные работы по синтезу органических соединений из неорганических. В 1860 г. М. **Бертло** синтезировал ацетилен (C_2H_2) путем реакций щелочных металлов с углекислотой и водой. Получение соединений углерода и водорода из минеральных компонентов послужило основой для развития первых представлений о неорганическом происхождении нефти. Наиболее полно эту точку зрения неорганического синтеза нефти обосновал Д. И. **Менделеев**, который выдвинул на заседании Русского химического общества в 1877 г. “Минеральную или карбидную гипотезу” происхождения

нефти. Д. И. Менделеев исходил как из личных наблюдений за выходами нефти в районах г. Баку, так и из возможности химических реакций между карбидами металлов, водой. Он считал, что выходы нефти на поверхность свидетельствуют о стремлении ее к восходящим движениям. При горообразовании возникают разломы, через которые вода, проникая вглубь, вступает в реакцию с “углеродистым металлом”, в результате чего образуются окислы и предельные УВ. Реакция, обеспечивающая образование первичных соединений углерода и водорода, может быть представлена следующим образом: $2FeC + 3H_2O = Fe_2O_3 + C_2H_6$.

Возможность таких реакций, т. е. образование УВ разного состава, близких к нефтям, при действии воды на карбиды металлов при наличии соответствующих катализаторов, температуры, давления была доказана в лабораторных условиях. Тот факт, что в нефтях содержатся и гетеросоединения, по данной схеме образования нефти объясняется тем, что в недрах земли имеются не только карбиды металлов, но и сульфиды, нитриды, которые в соответствующих условиях образуют углеродистые гетеросоединения.

Для карбидного варианта необходимо допустить в пределах земной коры существование расплавленных масс углеродистых металлов и возможность проникновения к ним воды. При этом должны быть проводящие пути воды к жидким карбидам и обратно от очага генерации к местам скопления УВ. Однако современные данные о строении Земли убедительно показывают невозможность существования подобных трещин. Кроме того, нефтеподобные вещества, полученные в лабораторных условиях по схеме Д. И. Менделеева, существенно отличались по составу от естественных нефтей. Вместе с тем авторитет Д. И. Менделеева как ученого был столь велик, что его гипотеза в то время получила достаточно широкое признание.

В 1889 г. Василием Дмитриевичем **Соколовым** была предложена гипотеза космического происхождения нефти и битумов. Он полагал, что в фазу звездного состояния планет в их газовой оболочке уже существуют УВ, и первично расплавленная Земля сорбировала эти углеводородистые соединения. Затем при отвердении планеты и образовании земной коры УВ выделились из магмы и путем восходящих потоков по пустотам и трещинам достигли осадочной оболочки, с последующей аккумуляцией в нефтяные месторождения.

Близкие взгляды на неорганическое происхождение нефти защищал Юджел **Кост (**1905 г.), считая, что нефть образуется в магматических очагах и выделяется с газовыми эманациями при вулканических извержениях. Толчком для развития вулканической гипотезы Ю. Коста послужили проявления метана в вулканических газах, битуминозные вещества в пепле вулканов (Везувий), а также нефтепроявления в кристалических породах.

Гипотезу о неорганическом происхождении нефти развивали Э. **Штеберг,** Э. **Ленц,** и др. Э. Штеберг (1914 г.) уточнил, что газообразные и жидкие УВ формируются из H_2, CO_2 и CO, выделяющихся из магматических очагов на значительных глубинах. Образование нефтяных месторождений он связывал с накоплением и закупоркой жидких и газообразных УВ в жерлах грязевых вулканов под большим давлением, с последующими пульсационными разряжениями в соседние складки, с дальнейшим образованием залежей нефти и газа. Э. Штеберг ошибочно считал, что во всех нефтегазоносных районах имеются или имелись грязевые вулканы.

Таким образом, к началу XX в. во взглядах на генезис нефти оформились две конкурирующие концепции: неорганического и органического происхождения нефти с определенными модификациями. Основные различия в гипотезах о биогенном происхождении нефти в то время касались в основном состава исходного ОВ, а именно растительного или животного, и в меньшей степени - механизма и путей формирования нефтяных залежей.

Гипотезы неорганического происхождения нефти объединяла идея неорганического синтеза сложных компонентов нефти из C, H_2, CO, CO_2, CH_4, H_2O и других простейших углеводородистых соединений, содержащихся либо в земной коре или в мантии, либо в космосе.

По мере формирования точек зрения о генезисе нефти происходило развитие промышленности, и, начиная со второй половины XIX века, нефть стала объектом промышленной добычи. В это время на стыке минералогии и горного дела были заложены основы геологии нефти и газа с элементами геохимии. Однако теоретические построения того времени мало влияли на практику, на методику поисков нефти, основой которой были опытные данные. Поэтому до начала двадцатого столетия поиски нефти велись интуитивно, наугад. В американской практике этот способ назывался “методом дикой кошки”. Такая практика поисков вела к непредсказуемым результатам и в большинстве случаев к значительным затратам. Геологи-буровики поняли, что для повышения эффективности поиска необходимо решить основные проблемные вопросы, которые определяют стратегию поиска: где рождается нефть и газ, и по каким законам они перемещаются и скапливаются в коллекторе. Предприниматели начали привлекать геологов и химиков для изучения закономерностей происхождения, миграции и аккумуляции нефти. Однако в связи с недостаточной обоснованностью теоретических предпосылок и, соответственно, критериев поиска, познание природы нефти проходило медленно, с большими затруднениями. Закономерности, установленные в одних районах, часто не подтверждались на новых структурах. Временами природа скоплений и перемещений нефти казалась необъяснимой как с позиций неорганической, так и органической гипотез. Прогнозы геологов и геохимиков под-

вергались большему сомнению. Им стоило большого труда убеждать буровиков, чтобы те использовали геолого-геохимические принципы при выборе мест заложения скважин. Бывали и курьезные случаи, когда в случае неудачи предприниматели подавали на геологов и геохимиков в суд для возмещения затрат. Однако такие иски обычно заканчивались безрезультатно, так как юристы не могли разобраться в сути дела. Так, один судья из Пенсильвании вынес такое судебное постановление: “Нефть - это минерал, способный течь и перемещаться из мест своего рождения. Следовательно, географические границы распространения нефти юридически определить невозможно”[8]. Со временем эпоха предпринимателей, "чующих нефть носом”, миновала. Были открыты новые месторождения легкой и тяжелой нефти в различных геологических ситуациях. Это дало большой фактический материал для познания природы нефти и становления геологии и геохимии нефти и газа как науки, имеющей практическое значение.

III этап. Интенсивное развитие промышленности во всем мире в XXв. требовали все новых и новых энергетических ресурсов и сырья для химической промышленности. Поиски нефти и газа приобретали все более плановый характер. За период с 1901 по 1913 г. были открыты многочисленные новые месторождения в Америке, Европе и Азии. Годовая добыча нефти во всем мире увеличилась в три раза, достигнув в 1913 г. 55 млн т, а в 1921 г. она составляла уже более 107 млн т (в СССР – около 20 млн т). Расширение исследований в области литологии, гидрогеологии, гидробиологии, биохимии, выяснение условий залегания нефти, ее состава и свойств неизбежно приводили ученых к заключению о преимущественном образовании нефти из биогенного ОВ осадков. В этот период прочное место в геологии нефти занимают теории нефтематеринских свит и гравитационно-гидравлическая. Большое внимание уделяется механизму миграции нефти, проводятся обширные лабораторные эксперименты по синтезу УВ из 0В, миграции нефти и формированию ее скоплений. На базе сапропелевого варианта Г. **Потонье** родилась современная теория органического происхождения нефти.

Важным моментом в развитии представлений о происхождении нефти были выводы Г. **Абиха** о вторичной природе нефти в залежах, а также о приуроченности промышленных скоплений нефти и газа к антиклиналям и разломным зонам, т. е. формировались основы познания процессов генерации УВ и их миграции в осадочных отложениях от мест их рождения к областям накопления. Для открытия залежей начали использовать методики поисков нефти и газа, которые позволяли открывать залежи в районах независимо от обычных видимых признаков нефтеносности в виде поверхностных выходов нефти и газа.

Замечательную проницательность в вопросах процесса нефтеобра-

зования проявили наши соотечественники Г. П. **Михайловский** и Н.И. **Андрусов**. Их взгляды, высказанные в 1906 – 1908 г.г., получили подтверждение и развитие в современных теориях. В качестве исходного материала они принимали рассеянные формы смешанного (растительного и животного) вещества, захороненного в морских глинистых осадках. Они считали, что в процессе погружения осадков сначала под действием микроорганизмов, а затем повышенных температуры и давления происходит битуминизация ОВ, и образуется диффузно-рассеянная нефть. Последующее складкообразование способствует перемещению УВ из глинистых отложений в песчаные коллекторы.

Большой вклад в вопросы происхождения нефти внесен германским ученым Карлом **Бишофом** и его последователем канадцем Стерри **Хантом**. Они также обосновали, что образование нефти связано с разложением низших форм морских организмов в процессе их захоронения и погружения.

С практической точки зрения использование этих геохимических знаний привело к открытию теории углеродного коэффициента, которая связывает нахождение нефти в недрах с катагенезом (метаморфизмом) углей. Эта концепция была разработана Девидом **Уайтом** в 1915 г. Он показал, что нефтяные залежи располагаются там, где угли характеризуются устойчивым содержанием нелетучего углерода на уровне 60 % . При большем содержании углерода (в пределах 65-70%) присутствуют газовые залежи [8]. Фактически углеродный коэффициент - это показатель углефикации ОВ пород, основанный на данных лабораторного коксования углей или концентратов ОВ пород. В настоящее время углеродный коэффициент для прогноза нефтегазоносности используется редко и вытеснен другими, более точными и более легко определяемыми параметрами, такими, как выход летучих веществ и показатель отражательной способности витринита.

В России после 1917 г. нефтяная промышленность была национализирована. Последствия войн и революции привели к тому, что СССР отставал в отношении технологии разработок месторождений и лабораторного оборудования. Однако в теоретическом плане уже в 20 - 30-х годах в России был накоплен большой объем основополагающих данных по геологии и геохимии нефти и газа. Для целенаправленной работы в этом направлении в Ленинграде и в Москве в 1927 – 1929 г.г. были образованы всесоюзные научно – исследовательские нефтяные институты, в которых вели исследования ученые с мировым именем. Велась также и подготовка квалифицированных геологов – нефтяников. В 1921 г. были изданы курсы лекций К.И. Богдановича “Месторождения нефти и других битумов” и К.П. Калицкого “Геология нефти”. Начали издаваться нефтяные журналы, переводные работы по нефтяному делу.

Основополагающие работы В. И. Вернадского, И.М. Губкина, И.О. Брода, А.Ф. Добрянского, В.А. Соколова, В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Ханта и др.

Совместные работы геологов и химиков положили начало геохимии, науки XX века, как ее назвал В.И. Вернадский. Положения геохимии играли все большую роль в понимании учения о полезных ископаемых. Развитие геохимии, естественно, подчинялось общим тенденциям человеческого знания и протекало по тем же законам, которым следовали другие естественно - исторические науки. Геохимия превратилась в комплекс геохимических наук, и они стали взаимодействовать с науками других циклов. На стыках и учениях о тех или иных полезных ископаемых родились новые дисциплины: гидрогеохимия, геохимия нефти и газа. Геохимические методы исследования и принципы геохимии оказались плодотворными при изучении отдельных процессов и физико – географических обстановок. Поэтому возникли геохимия гипергенеза, геохимия моря и т.д. Большое значение для прогресса наших знаний в области углеродистых горючих ископаемых имело возникновение на границе геохимии и биологии новой науки – “биогеохимии” или “органической геохимии”, основоположником которой является Владимир Иванович **Вернадский.** Он значительно способствовал развитию новой науки и завоеванию ею всеобщего признания. В классическом труде В.И. Вернадского "Очерки геохимии" (1927 г.) большое внимание уделено геохимии углерода и проблеме генезиса нефти, и он убедительно показал огромное значение живого вещества в геологических процессах. В.И. Вернадский доказал, что соединения углерода, принимающие участие в строении каустобиолитов, в том числе нефтей, представляют собой неотъемлемую часть геохимической системы круговорота углерода в земной коре, в котором основная роль принадлежит живому веществу биосферы. В.И. Вернадский также первым определил, что углеводородные газы, в отличие от нефти, возникают из ОВ всех типов. Одним из важных определений Вернадского является то, что нефть, скопившаяся в месторождениях, составляет очень малую часть от общей массы нефти в неколлекторских породах.

Ощутимый вклад в изучение эволюции ОВ, геохимии углерода и его кларковых содержаний был внесен последователями В.И. Вернадского, среди которых следует выделить В.А.**Соколова**, В.А.**Успенского**, А.А.**Карцева**, А.Б. **Ронова**, Н.Б. **Вассоевича** и др.

Большое значение в развитии идей об образовании нефти, ее миграции и аккумуляции имели исследования выдающихся геологов нефтяников А.Д. **Архангельского**, И.М. **Губкина**, И.О. **Брода**, Н.А. **Еременко**, К. **Крейчи-Графа** (1934), Э. Р. **Лиллея** (1938), А.И. **Леворсена**, У. **Рассела** и др. Эти авторитетные ученые систематизировали накопленные зна-

ния, разработали классификации нефти и газа и первые учебные пособия “Учение о нефти” (И.М. Губкин, 1932 г.), “Основные вопросы нефтяной геологии” (К. Крейчи – Граф, 1934 г.), “Геология нефти и природного газа” (Э.Р. Лиллей, 1938 г.), “Основы геологии нефти и газа” (И.О. Брод, Н.А. Еременко, 1950 г.), “Геология нефти и газа” (А.И. Леворсен, 1954 г.), “Основы геологии нефти и газа” (У.Л. Рассел, 1958 г.). Позже эти основополагающие учебники дополнялись и неоднократно переиздавались.

Большую помощь в поисках нефти в новых районах оказали исследования А.Д. **Архангельского**. Он впервые в истории нефтяной геологии организовал специальные комплексные исследования, направленные на выяснение условий образования нефти на примере кайнозойских отложений Северного Кавказа. А.Д. Архангельский рассмотрел проблему нефтегазообразования на историко-геологической основе, широко привлекая литологию, палеонтологию и палеогеографию. Впервые были изучены закономерности распределения в породах органического углерода ($C_{орг}$) и дан количественный критерий выделения нефтематеринских отложений. А.Д. Архангельский также выдвинул идею, согласно которой процессы миграции УВ начинаются только после пересыщения нефтематеринских пород битумами. Если битумов мало, то они сорбируются и не могут мигрировать. А.Д. Архангельский впервые попытался оценить соотношение между количеством нефти и ОВ в осадочных толщах. Труды А.Д. Архангельского оказали большое влияние на советских и зарубежных геологов – нефтяников, и он одним из первых среди геологов был удостоен премии им. В.И. Ленина (1928 г.).

Почти одновременно с советскими исследованиями аналогичные работы по проблеме нефтематеринских отложений организовал в 1926 г. Американский институт нефти (API). Они велись под руководством П. **Траска** и позволили уточнить закономерности распространения органического вещества в отложениях разного типа и возраста. Была установлена зависимость, согласно которой содержание ОВ в осадочных породах возрастает по мере увеличения в них глинистых частиц. Эта закономерность названа именем Траска. Более поздние классические исследования А.Б. Ронова, проведенные для всего стратиграфического диапазона, полностью подтвердили выводы П. Траска и др., а также показали, что содержание $C_{орг}$ с течением времени возрастало в соотношении 1:2:4, если сравнивать в глобальном масштабе протерозойские, палеозойские и мезозойские отложения. Эта зависимость названа закономерностью Ронова.

Следует отметить большое влияние И.М. **Губкина** на развитие нефтяной геологии и нефтяной промышленности СССР. В основополагающей работе И.М. Губкина “Учение о нефти” впервые достаточно полно и целенаправленно освещены все имеющиеся к тому времени факты, отражающие процессы нефтегазообразования и нефтенакопления в тесной связи с

развитием тектогенеза и литогенеза. На основании имеющейся цикличности строения осадочных толщ, обусловленной закономерной повторяемостью эпох интенсивного накопления ОВ в осадках, И.М. Губкин сделал вывод о периодичности возникновения и развития процессов нефтеобразования и нефтенакопления. Из этого следует, что в разрезе осадочных образований каждой геологической провинции может быть обнаружено несколько нефтегазоносных этажей с самостоятельными литолого-стратиграфическими комплексами, характеризующимися региональной нефтегазоносностью. При этом каждый комплекс включает чередование нефтегазоматеринских свит и коллекторов. Периодичность контролируется в первую очередь режимом колебательных палеотектонических движений крупных геотектонических элементов и определяет литолого-фациальные и геохимические условия формирования осадка. В трангрессивные периоды накапливается сапропелевое РОВ и формируются глинисто- карбонатные нефтематеринские свиты. В эпохи регрессий и начальные фазы трансгрессий на этом же месте в прибрежных и лагунных условиях накапливаются газоматеринские толщи с гумусовым типом РОВ. Чередование в разрезах нефтегазоносных областей угленосных и нефтеносных отложений подтверждает представление И. М. Губкина о том, что с изменением палеогеографических условий “родина нефти” может стать “родиной угля” и наоборот. Это положение имеет большое практическое значение для прогнозирования нефтегазоносности недр и позволило И. М. Губкину предсказать возможность открытия залежей нефти в мезозойских отложениях Западной Сибири на основании наличия одновозрастных угленосных фаций на восточных склонах Урала.

И. М. Губкин показал, что фактор тектоногенеза определяет также накопление и распределение коллекторов, изменение термобарических условий, особенности движения пластовых вод и условия сохранности скоплений залежей нефти. При этом он подчеркивал, что для научно - обоснованного прогнозирования нефтеносности недр необходимо изучать все перечисленные факторы образования и накопления нефти в геолого-историческом плане с учетом изменяемости их во времени и в пространстве. Наряду с этим И. М. Губкин ввел и обосновал понятие **стадийности процесса постепенного и непрерывного преобразования** РОВ в нефть, выделив в этом процессе следующие стадии:

- *накопление исходного нефтематеринского сапропелевого ОВ в тонкозернистых шельфовых осадках и образование нефтяных УВ в ходе его преобразования (вслед за кратковременной биохимической переработкой наступает длительный период регионального катагенеза, основными факторами в катагенезе являются давление вышележащих масс, время и температура; при этом возрастание температуры сокращает длительность процесса);*

- *перемещение нефтяных УВ из нефтематеринских толщ в контактирующие с ними коллекторы (от пунктов наибольшего к пунктам наименьшего уплотнения) и последующая миграция их по пласту – коллектору (боковая миграция от впадин к бортам) или по разрывным нарушениям и трещинам (вертикальная миграция);*
- *аккумуляция нефти и газа при наличии благоприятных структурных и литологических условий на пути их миграции в недрах и образование залежей;*
- *перераспределение или разрушение залежей при наступлении определенных геологических условий, обусловливающих высачивание нефти и дегазацию.*

Для объяснения механизма миграции И. М. Губкин использовал гравитационную теорию, согласно которой движение диффузно-рассеянных УВ происходит под действием сил поверхностного натяжения и закона тяжести.

И. М. Губкин попытался также (вслед за Стадниковым) объяснить многообразие нефтей следующими причинами:

- *различием исходного ОВ, так как многие химические структуры соединений нефти унаследованы от исходного живого вещества;*
- *различием термодинамических условий недр, определяющим изменение нефтей при их образовании при изменении давления и температуры, а также в сформированных залежах. Если нефтяные залежи попадают в условия высоких давлений и температур, то начинается разрушение УВ с выделением углерода и водорода;*
- *фракционированием в ходе миграции и распределением нефти по плотности в пределах одного и того же месторождения.*

И. М. Губкин критически рассмотрел различные теории и гипотезы происхождения нефти (неорганические—карбидную, вулканическую, космическую, органические — растительного и животного происхождения исходного материала), известные к началу 30-х годов. Он убедительно показал, что теоретической основой поисков нефти может служить лишь теория органического генезиса. И.М. Губкин боролся с ошибочными идеями. Так, например, он отверг точку зрения К.П. **Калицкого** (1921 г.), который развивал идею об образовании нефти в песках *in situ*, т.е. на месте рождения за счет скоплений донной растительности. Такой подход к решению проблемы генезиса нефти резко ограничивал нефтепоисковые работы и не объяснял широкое распространение нефти в различных литофациальных образованиях. Разумеется, И. М. Губкин в то время имел ограниченные фактические данные и, соответственно, не мог вывести строгие геохимические, тектонические и другие критерии количественного и каче-

ственного прогноза нефтегазоносности, однако поражает его прозорливость в логичности и последовательности изложения им основ теории образования нефти.

Продолжение школы Губкина связано с классическими исследованиями И.О. **Брода,** В.А. **Соколова**, А.А**. Карцева**, А.А. **Бакирова**, В.А. **Успенского**, А.Ф. **Добрянского**, Н.Б. **Вассоевича**, С.Г. **Неручева**, М.К. **Калинко**, Н.А. **Еременко**, А.Я. **Кремса**, В.А. **Чахмахчева**, Дж. **Ханта**, Б. **Тиссо**, Д. **Вельте** и др., идеи которых продолжают развивать современные ученые.

В 1940 г. Н.П. **Кудрявцевой** и В.С. **Старик – Блудовым** (М.С. Напольским) было дано первое описание подсчета прогнозных ресурсов нефти на базе геохимического подхода. По сути дела в этом методе впервые органическая теория происхождения нефти переводилась на цифровой язык. Предложенный метод был назван объемно – генетическим. В дальнейшем, по мере развития геохимических знаний, этот метод был существенно усовершенствован С.Г. **Неручевым**, А.Э. **Конторовичем**, К.Ф. **Родионовой**, Н.В. **Лопатиным**, Н.Б. **Вассоевичем**, Б. **Тиссо**, Д. **Вельте** и др. и нашел широкое практическое применение.

Большой вклад в познание природы исходного ОВ для образования нефти внесли экспериментальные исследования Н.Д. **Зелинского** (1941 г.), который впервые получил в лабораторных условиях синтетические нефтеподобные вещества из органического сапропелевого материала растительного происхождения. В маслах из сапропелита оз. Балхаш им были найдены все типичные представители структур, составляющих нефть: парафиновые, нафтеновые, ароматические УВ и смолисто – асфальтеновые компоненты.

Очень широкое распространение получили разработанные И.О. **Бродом** классификации залежей нефти и газа и нефтегазоносных территорий.

С середины XX в. происходит наиболее интенсивное развитие геологии и геохимии нефти и газа, что связано, главным образом, с существенным возрастанием поисковых работ по всему миру. В нашей стране в период с 1925 г. по 1950 г. объем геологоразведочных работ возрос в 50 раз. Восстановление и реконструкция старых промыслов и открытие месторождений на Апшеронском полуострове (в районе г. Грозного, г. Краснодара), в Западной Туркмении и других районах позволили в 1940 г. добыть 32 млн т нефти. В 40 годы во время Великой Отечественной войны были открыты многочисленные месторождения нефти и газа в Волго-Уральской провинции, в том числе в Татарии, Башкирии, Саратове, Волгограде. После 1945 г. стали создаваться новые научные центры, сначала в виде филиалов центральных исследовательских институтов. Эти филиалы

быстро вырастали в самостоятельные организации. Ощутимо возросло число научных работников, и усилились исследования в области теоретических вопросов. В то же время окрепла связь науки с практикой.

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности повлекло за собой обострение дискуссии о генезисе нефти, что, в свою очередь, способствовало постановке комплексных геолого-геохимических исследований, нацеленных на выяснение условий образования нефти и газа. К этому времени стало ясно, что раскрытие механизма образования природных углеводородных систем может служить базой для обоснования методов поисков месторождений нефти и газа. Большое значение вопросы происхождения нефти и газа приобрели при разработке методов сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий, а также при подсчете потенциальных ресурсов нефти и газа на генетической основе. Стало очевидным, что раскрытие законов формирования этих полезных ископаемых имеет не только теоретический интерес, но и большое практическое значение.

Обобщение всех накопленных к середине XX в. материалов по геохимии ОВ пород и нефтей было проведено Василием Аркадьевичем **Соколовым** в классической работе “Очерки генезиса нефти” (1948 г.). В.А. Соколов разработал исчерпывающую химико-генетическую классификацию практически всех природных газов, встречающихся от космоса до магматических пород, заложил основы практического применения прямых геохимических методов поиска нефти и газа, дал теоретическое обоснование по учету процессов рассеивания УВ, в том числе диффузионных потерь. Он достаточно убедительно и обоснованно показал пути образования УВ нефти в осадочных породах. В.А. Соколов впервые привел схему вертикальной зональности образования и нахождения УВ в осадочном комплексе Земли (рис. 1, *фрагмент: по В.А. Соколову*), согласно которой в породах верхней части разреза (биохимическая зона газогенерации) нефть еще не образуется, а ее генерация осуществляется в породах при их погружении в область более высоких температуры и давления в результате термолиза и термокатализа ОВ в породах. Этот интервал осадочного разреза назван В. А. Соколовым средней термокаталитической зоной. Ниже по разрезу он выделил газометановую зону, в которой при дальнейшем погружении пород происходит образование больших объемов высокотемпературного газа.

В результате эволюционного развития этой науки в середине XX в. были сформированы следующие положения, доказанные на практике:

- *нефть и газ почти всегда приурочены к осадочным породам и занимают в них пустотное (поровое, каверновое или трещинное) пространство;*

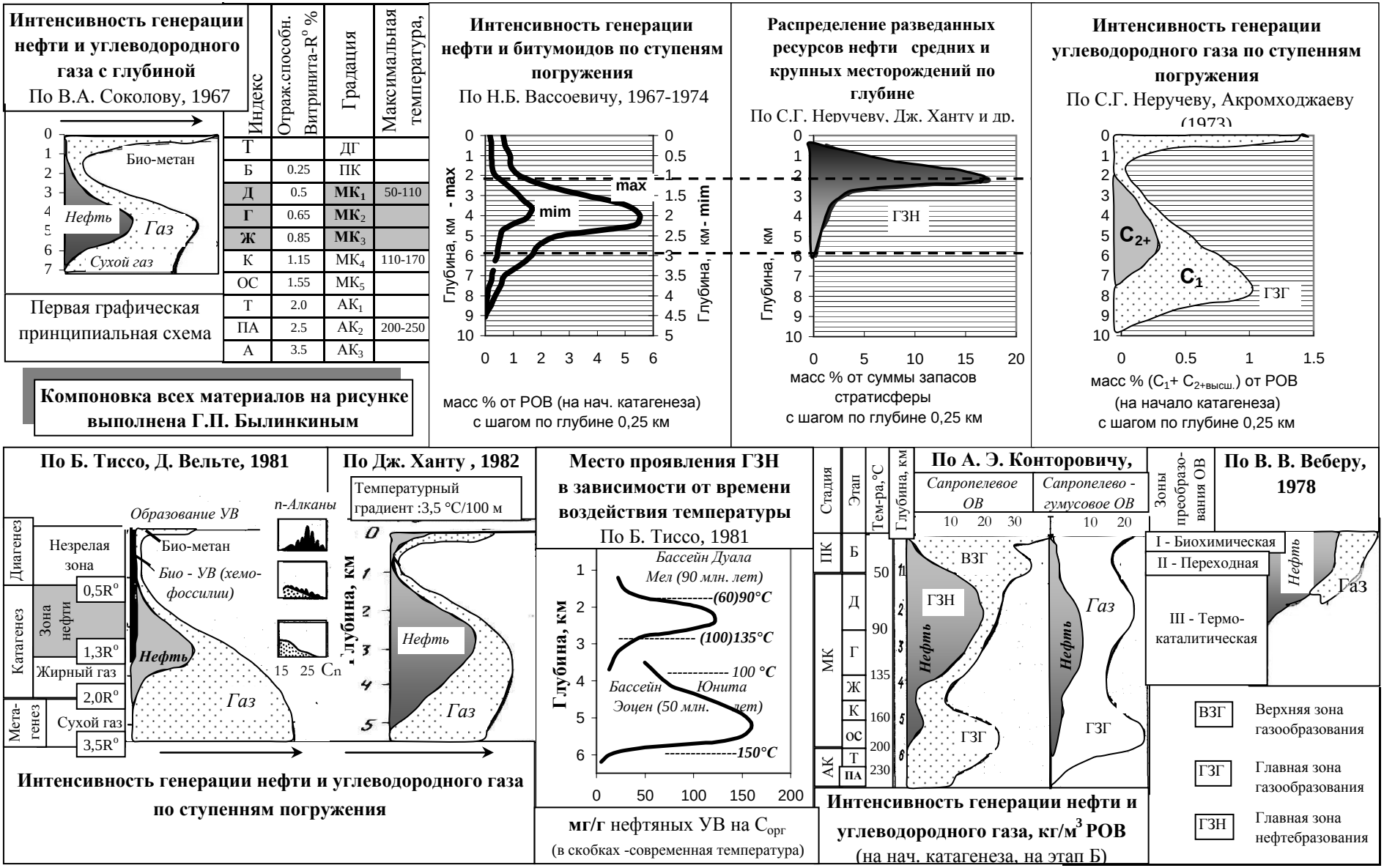


Рис. 1. Принципиальные схемы вертикальной зональности образования углеводородов

- *нефть и газ практически повсеместно находятся в областях длительного прогибания и накопления крупных масс осадочных пород*[1]*;*
- *существует непрерывная генетическая цепь образования УВ нефти в ряду: живое вещество — осадок - порода – нефть;*
- *процесс образования УВ в стратисфере является универсальным, для его осуществления не требуется особых условий (как во времени, так и в породном пространстве);*
- *основным механизмом, регулирующим размещение нефти и газа в земной коре, является гравитационная дифференциация в гидродинамической системе недр;*
- *господствующей структурной формой, заключающей залежи в месторождения, является антиклиналь или другое поднятие пластов (купол, свод и т. д.), а также нефть может залегать в неструктурных ловушках;*
- *в разрезе осадочного чехла сушествует вертикальная зональность в образовании и размещений скоплений УВ разного состава и фазового состояния (газ –нефть – газ).*

Позднее исследованиями А.М. **Акромходжаева**, А.П. **Горской**, Н.А. **Еременко**, С.П. **Максимова**, К.Ф. **Родионовой**, Н.А. **Успенского**, С.Г. **Неручева**, А.И. **Леворсена**, П. **Смита** и др. эти положения были подтверждены на многочисленных осадочно-породных природных объектах и обоснованы экспериментальными работами.

Исследования химиков и геохимиков (Н.Д. **Зелинского**, А.В. **Фроста**, А.Ф. **Добрянского**, А.К. **Богомолова** и др.) показали, что при образовании УВ из ОВ большое значение имеют каталитические свойства алюмосиликатов и других минералов, слагающих глинистые толщи большей части нефтегазоносных районов. На основе лабораторных опытов было доказано, что при каталитическом воздействии на органические соединения алюмосиликатов образуются УВ, входящие в состав природных нефтей. Существенное значение в изучение химии нефти и ее природного преобразования внесено классическими исследованиями А.Ф. **Добрянского**. Им была разработана классификация нефти, основанная на данных группового углеводородного состава нефти. Однако принятие принципа,

[1] Признание ведущей роли в процессах нефтеобразования и накопления УВ длительности и непрерывности погружения осадочных пород позволило И.О. Броду развить идеи И.М. Губкина и в 1947 г. сформулировать основной закон нефтегазонакопления. Согласно этому закону образование и сохранение скоплений нефти и газа обусловливается главным образом преобладанием на этапах колебательных движений земной коры длительного и устойчивого погружения, обеспечивающего необходимые условия для образования нефти, начиная с накопления материнских пород и кончая миграцией газа и нефти в ловушки.

согласно которому в названиях смешанных классов преобладающая группа УВ указывается первой, существенно затрудняло использование этой классификации. В дальнейшем, учитывая традиции русского языка и применяемую терминологию в различных областях геологической науки, Н.Б. Вассоевич предложил более удобную классификацию, в которой на последнее место становится наименование той группы УВ, присутствие которой особенно значительно.

Начиная с 50-х годов во ВНИГРИ под руководством В.В. **Вебера** было начато изучение современных осадков водоемов Таманского полуострова, Черного, Каспийского морей. Сходные работы были поставлены **Смитом** (1956 г.), **Брау**, **Эвансом** (1961 г.) в США. Было доказано положение, согласно которому УВ нефтяного типа представляют собой обычный закономерный микрокомпонент ОВ современных и полуископаемых осадков.

По мере познания геохимических закономерностей Н. Б. **Вассоевич**, С.Г. **Неручев**, И. В. **Высоцкий, А.Э. Конторович** и др. [2, 5, 12] продолжали исследовать явления, обусловленные вертикальной зональностью образования УВ в недрах. Последующее развитие идей о связи литогенеза пород и нефтегазоносности привело Н.Б. Вассоевича в 1967 г. к созданию фундаментальных представлений о главной фазе нефтеобразования (ГФН), во время проявления которой в погружающейся материнской породе происходит интенсивное новообразование битумоидов (см. рис. 1, *фрагмент: по Н.Б. Вассоевичу, на котором демонстрируется интенсивность генерации нефти и битумоидов по ступеням погружения в минимальном и максимальном выражениях, соответственно, для РОВ с низким и высоким нефтематеринским потенциалом*). При этом рядом исследователей было установлено, что если в составе гумусового РОВ присуствуют липоидные вещества (смоляные тельца, парафины, оболочки спор, пыльца), то наряду с газом следует ожидать также генерацию небольшого количества жидких УВ РОВ (см. рис. 1, *фрагмент: по А.Э. Конторовичу для гумусового ОВ*). Более того, Д. Конан и С.Г. Неручев выявили, что за счет более высокой каталитической активности, температурный порог образования нефти для глинистых пород наступает раньше, чем для карбонатных. Б. Тиссо показал также, что температура образования нефти может компенсироваться временем [7]. В связи с этим, а также учитывая, что в глубокопогруженных нефтегазоносных бассейнах существуют относительно пониженные геотермические градиенты, была установлена закономерность, согласно которой глубинный интервал главной зоны нефтеобразования должен проявляться в обычных платформенных областях на глубинах 2-3 км, а во впадинах и особенно в относительно молодых отложениях может опускаться на глубины до 3-6 км (см. рис. 1, *фрагмент: по Б. Тиссо*). В связи с изменчивостью глубинного и температурного интервалов созревания ОВ в нефтегазовой геологии был

применен надежный постоянный критерий катагенетической преобразованности углей и РОВ - отражательная способность витринита, наиболее часто встречающегося мацерала в терригенных породах. Это связано с тем, что результаты химических реакций фиксируются в витрините и запоминают максимальную температуру, на которой находился этот мацерал, поэтому его можно использовать как максимальный природный термометр. Основоположниками этого направления являются М. Тейхмюллер и И.И. Аммосов и др. По значению максимального палеотермометра главная фаза нефтеобразования находится в диапазоне 0,5-1,3 R^o, (см. рис. 1, *фрагменты: по Б. Тиссо и Дж. Ханту*). При этом было выявлено, что по мере затухания генерации нефти и повышения интенсивности генерации газа, в том числе хорошего растворителя – жирного газа, происходит образование первичных газоконденсатных систем. В 1973 г. почти одновременно и независимо друг от друга С.Г. Неручев и А.М. Акромходжаев ввели понятие о главной фазе газообразования (ГФГ), которая наступает на значительно больших глубинах, после завершения ГФН (см. рис. 1, *фрагмент: по С.Г. Неручеву, А.М. Акромходжаеву, на котором демонстрируется интенсивность генерации суммарного углеводородного газа с дифференциацией на метан (C_1) и его гомологи – жирный газ (C_{2+}) по ступеням погружения*).

После того, как во всем мире было твердо установлено, что ГФН и ГФГ развиваются на определенных этапах катагенеза (см. рис. 1), значительно повысился интерес к схемам углефикации ОВ [1, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13]. В России получила распространение региональная “углемарочная шкала углефикации”, принятая в Донбассе. Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, М.К. Калинко и др. привязали эту шкалу к градациям катагенеза, к интенсивности генерации УВ по зонам и подзонам литогенеза и, соответственно, к естественным скачкам в изменении свойств витринита, широко распространенного как в углях, так и в РОВ (см. рис. 1, *табл. между фрагментами по В.А. Соколову и по Н.Б. Вассоевичу*). Наряду с этим рядом ученых были высказаны иные точки зрения о месте проявления максимумов нефте- и газообразования. Так, В.П. Строганов пытался развить идею, согласно которой ГФГ предшествует ГФН [1, 2], а А.Э. Конторович [10] выделил дополнительный импульс нефте- и газообразования, располагающийся между диагенезом и главной зоной нефтеобразования, и ввел свое понятие “верхняя зона газообразования” (см. рис. 1, *фрагмент: по А.Э. Конторовичу для сапропелевого ОВ*). С другой стороны, В.В. Вебер [1] на основании изучения современных осадков пришел к выводу, что максимум генерации нефти и газа приурочен к диагенетической стадии преобразования ОВ и на глубине 3-4 км процессы нефтеобразования практически прекращаются, а газообразование значительно ослабляется (см. рис. 1, *фрагмент: по В.В. Веберу*).

Теоретическая вероятность низкотемпературного синтеза нефти за счет преобразования РОВ подтверждается в смежных науках (химфизике) на основе воздействия механических полей. Применительно к рассматриваемой проблеме это нашло отражение в работах А.А. Трофимука, Н.В. Черского, Э.М. Галимова, В.И. Молчанова, В.П. Царева, Т.И. Сороки, Ю.А. Пецюхи. Благодаря их исследованиям, геодинамическое уплотнение и сейсмичность могут рассматриваться как источники энергии, оказывающие существенное влияние на процессы нефтеобразования, в результате непосредственной трансформации низкопотенциальной энергии в высокопотенциальную химическую. Исследования Ю.А. Пицюхи на природных объектах и лабораторное моделирование показали, что при тектонических пластических деформациях осадочных пород происходит их механическая активация. В результате осуществляются различные физико-химические процессы. При этом тектоногенно-механическая энергия преобразуется в матрице пород в электрическую, тепловую и химическую виды энергии. Выделяющаяся энергия при активном участии молекул физически и химически адсорбированной воды способствует возникновению самопроизвольных процессов, завершающихся генерацией УВ и различных органо-минеральных соединений. В добавление к этому лабораторные исследования, при проведении которых моделировалось воздействие сейсмических процессов на горные породы (сибирские ученые Н.В. Черский, В.П. Царев, Т.И. Сорока), показали, что при слабых упругих деформациях с частотами 30 - 40 Гц и температурами 20—70°С в нерастворимой части ОВ повышается содержание углерода и уменьшается содержание водорода, возрастает роль ароматических структур и наблюдаются некоторые другие изменения. В то же время в составе растворимых компонентов ОВ существенно повышается содержание УВ. По представлениям В.И. Молчанова и А.А. Гонцова (1992 г.), синтез УВ возможен даже при комнатной температуре и атмосферном давлении в минеральной среде, способной генерировать водород. Водород, по их мнению, появляется при взаимодействии воды с окисляющими минералами, содержащими сульфидную серу и (или) закисное железо. Причем воздействие на углерод происходит атомарным водородом (т.е. до образования молекул H_2). Источником энергии является диспергированная минеральная масса. Авторы рассматривают нефтеобразование как цепную сопряженно-радикальную реакцию, инициированную водородом в момент его "выделения". В отечественной литературе впервые механизм радикальных реакций для образования нефти был предложен С.П. Максимовым, Н.А. Еременко и др. (1959). В последующем это предложение получило дополнительное обоснование при открытии в нефтях свободных радикалов (в 1959 г. факт неизвестный). Дальнейшее развитие эта идея получила в трудах Э.М. Галимова (1973). В результате своих исследований автор приходит к выводу о возможности протекания при этом реакций, термодинамически запрещенных при данных температурах. "Следовательно, тепло оказывается ненужным, оно теряет свое значение в качестве непременного условия нефтегазообразования" (Галимов, 1973). Идея участия радикальных реакций в образовании УВ отмечается и зарубежными учеными (Prise, 1985, 1986; Rohrback, 1984). Радикальные реакции используют в своих работах И.И. Нестеров и В.И. Шпильман (Нестеров, Шпильман, 1987).

Таким образом, благодаря механо-химическим и радикальным реакциям доказывается возможность трансформации исходного ОВ и генерации УВ в низкотемпературных условиях под действием упругих и пластических деформаций. Однако отмеченные факты пока еще не могут рассматриваться как убедительное свидетельство, необходимо дальнейшее изучение этого вопроса применительно к реальным геологическим условиям. Современные исследования экспериментального моделирования созревания РОВ позволяют считать эти точки зрения недостаточно доказанными.

Наряду с решением этих коренных вопросов нефтегазовой геохимии и геологии, Н.Б. Вассоевич значительное внимание уделял терминологическим понятиям. Им обосновано введение новых терминов и определений, касающихся органического вещества, его типов, стадий катагенеза, нефтегазоносных бассейнов, классификации нефтей. Н.Б. Вассоевич по праву был признанным лидером наших геологов-нефтяников, геохимиков и литологов, главой прогрессивного зволюционно-генетического направления в нефтегазовой геологии. Его наследие способствовало повышению эффективности открытия новых нефтегазоносных областей и месторождений.

Большой вклад в понимание вопросов геохимического аспекта проблемы генезиса нефти внесли многосторонние классические исследования В.А. **Успенского**, проводимые в течение 50 – 70-х годов [14]. В.А. Успенский детально изучил особенности состава живого вещества в важнейших областях биосферы, основные звенья круговорота углерода в природе, а также свойства и пути эволюции ОВ. Работы В.А. Успенского внесли существенный вклад в исследование битуминологии осадочных пород. Он установил, что по мере перехода от окислительных условий к восстановительным биологическая продуктивность возрастает. Поэтому при увеличении ОВ степень его битуминизации падает. Это явление названо закономерностью Успенского - Вассоевича, поскольку первый открыл ее, а второй показал всеобщность ее проявления. В.А. Успенский впервые разработал единую взаимосвязанную геохимическую классификацию всех каустобиолитов на генетической основе, дал исчерпывающее описание свойств и происхождения практически всех природных битумов, вложил большой вклад в изучение вопросов, связанных со вторичными гипергенным и катагенным изменениями нефтей. В.А. Успенский придавал решающее значение гипергенным процессам, в противоположность этому ряд исследователей, главным образом А.Ф. Добрянский и его школа, определяющим фактором вторичного изменения нефтей считали катагенное каталитическое воздействие, ведущее в конечном итоге к преобразованию (разрушению) нефти до метана и графита. При этом предполагалось, что должен существовать единый первичный тип нефти, по А.Ф. Добрянскому - нафтено-ароматический, по В.А. Успенскому - метановый. Этот вопрос долгое время оставался дискуссионным. Современные исследования показали, что первичный тип нефти определяется характером исходного РОВ. При этом процессы гипергенеза и катагенеза взаимно дополняют друг друга и ведут к региональному однонаправленному изменению нефтей. В результате в осадочном разрезе фиксируется закономерное облегчение и метанизация нефтей сверху вниз.

Для практических целей В.А. Успенский выпустил методическое пособие по генетической битуминологии, охватывающее также вопросы

диагностики миграционных битумоидов, а также исследования химической структуры керогена и его нефтематеринских параметров. Принципы, заложенные В.А. Успенским в систему балансовых расчетов оценки реализации генерационного потенциала РОВ в катагенезе, используются по сей день.

Во второй половине XX века как отечественными, так и зарубежными учеными были выполнены также разносторонние исследования, направленные на выяснение условий образования нефтегазоматеринских свит и их диагностических признаков. В целом изучение этого вопроса шло по пути снятия количественных и качественных ограничений при выделении нефтематеринских отложений. До 40-х годов большинство исследователей (А.Д. Архангельский, П. Траск и др.) придерживалось взглядов, согласно которым обязательными условиями формирования нефтематеринских отложений являлись пелитовый состав пород (т.е. глинистые, предпочтительно битуминозные отложения), морские и прибрежные условия и восстановительная обстановка осадконакопления (предпочтительно с сероводородным заражением), а также повышенное (более 2%) содержание в породах сапропелевого рассеянного ОВ. Классические исследования А.А. Бакирова, В.В. Вебера, В.А. Успенского, С.Г. Неручева, А.И. Конторовича, Г.М. Парпаровой, Дж. Ханта, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Филиппи, М. Луи и др. позволили существенно расширить спектр нефтематеринских отложений и уточнить их диагностические признаки. Снижены также и количественные критерии выделения нефтематеринских толщ по содержанию органического вещества (до 0.5 % в терригенных и до 0.3 % в карбонатных отложениях). Работами этих ученых доказано, что наиболее оптимальные условия для образования нефти создаются в осадках, обогащенных сапропелевым РОВ, а породы, содержащие гумусовое РОВ и континентальные угленосные формации, следует относить к газоматеринским. Вместе с тем, при наличии в гумусовом РОВ породы липоидных компонентов (споры, кутикулы, смолы), она также может продуцировать нефть.

С современных позиций основным требованием, предъявляемым к фактической или потенциальной материнской породе, является наличие в ней нерастворимого органического вещества (керогена) с определенными концентрациями.

Вторым важным шагом в идентификации материнской породы является определение типа (т.е. состава) керогена углепетрографическими или химическими (элементный состав) методами.

Третьим шагом является установление степени зрелости материнской породы с помощью оптических (предпочтительно по витриниту) или физико-химических методов исследования керогена, а также количественного и качественного состава эпи- и сингенетичных битумоидов.

В связи с этим, современные поисковые методы глубинной нефтяной геохимии направлены на изучение количества, состава и степени преобразования керогена с целью выявления очагов генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа в промышленных количествах. Использование этих знаний в комплексе с геофизическими, литолого-стратиграфическими и геоструктурными методами позволяет проводить эффективный поиск нефтяных и газовых месторождений и родственных с ними битумов.

Для практической реализации этих положений разработаны различные варианты эволюционно-объемно-генетического метода, который позволяет проследить весь жизненный путь нефти и газа, дать дифференцированную оценку ресурсов, сопоставить время аккумуляции УВ со временем образования ловушек и провести разбраковку продуктивных и пустых структур.

Практика показала, что количественная оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий должна быть многовариантной, т. е. должна основываться на одновременном использовании нескольких методов. Для этого геологи и геохимики разработали и применяют различные модификации методов, имеющих своей целью определение общей величины и распределения ресурсов нефти, газа и конденсата в пределах изучаемого региона. Основной способ количественной оценки — метод аналогий прогнозируемого региона и изученной части перспективно нефтегазоносного бассейна, области или района (зоны). При его использовании устанавливают зависимости между концентрациями ресурсов, геолого-геохимическими и другими параметрами на основе единого методологического принципа аналогий. При этом кроме общей оценки ресурсов прогнозируют их фазовое состояние, распределение месторождений по крупности и глубине залегания, содержание сопутствующих компонентов (серы, углекислоты, инертных газов) и другие показатели.

Успешной реализации разработки этих методов способствовали успехи, достигнутые в изучении первичной и вторичной миграции, аккумуляции нефти и газа, закономерностей распространения нефти и газа в земной коре, разрушения и переформирования залежей, а также в классифицировании месторождений и нефтегазоносных провинций.

В качестве учебных пособий для обучения студентов по этим вопросам с учетом современных требований наибольшей известностью пользуются компактные монографии А.А. Бакирова “Геология и геохимия нефти и газа ” (1982), В.В. Семеновича и др. ”Основы геологии горючих ископаемых ” (1987), Н.А. Еременко, Г.Б. Челингара “Геология и нефти и газа на рубеже веков ” (1996), Б.А. Соколова и др. “Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа ” (1998), переводные учебники французского и германского ученых Б. Тиссо, Д. Вельте ”Образование и распространение нефти ” (1981), а также монография американ-

ского геохимика – нефтяника Дж. Ханта “Геохимия и геология нефти и газа” (1982). Обобщающие классические монографии Б. Тиссо, Д. Вельте и Дж. Ханта [7, 8] являются “качественным сплавом химии и геологии мирового уровня”, взаимно дополняют друг друга, написаны весьма простым логичным доступным языком и пользуются большой популярностью среди зарубежных и отечественных специалистов и студентов. Эти авторы, особенно Дж. Хант, хорошо знают работы наших исследователей и широко использовали их при написании своих трудов. Несмотря на некоторые дискуссионные положения, эти книги по праву могут считаться полным и вполне современным описанием всех основных природных процессов, ведущих к образованию нефти из органического вещества. В качестве одной из главных целей, поставленных Б. Тиссо, Д. Вельте и Дж. Хантом, является пропаганда среди геологов - поисковиков знаний геохимии нафтидов, геохимических методов исследования органического вещества пород и внедрение этих исследований при проведении поисковых работ на нефть и газ.

Обновленные варианты неорганической и смешанной гипотез происхождения нефти

На фоне эволюционного развития теории органического происхождения нефти и газа рядом ученых предпринимались попытки возрождения в переработанном и обновленном виде различных вариантов неорганической гипотезы происхождения нефти. Этому способствовали трудности с объяснением механизма первичной миграции у “органиков”, расширение географии находок различных УВ газов, жидкостей и битумов в магматических породах, а также приуроченность в ряде случаев залежей нефти к зонам глубинных разломов. Перерождение взглядов ряда геологов-органиков и всплеск этой концепции начался примерно с начала 50-х г. в основном в нашей стране. Наиболее известными представителями школы неоргаников являлись Н. А. Кудрявцев, В. Б. Порфирьев, П. Н. Кропоткин, А. И. Кравцов, К. И. А. Петерсилье, Л. Н. Капченко, а несколько позднее Г. Н. Доленко, И. В. Гринберг, Э.Б. Чекалюк и др. С течением времени отдельные положения гипотезы неорганического синтеза нефти менялись, однако несмотря на это, по существу, происходило развитие двух вариантов: магматического (Н. А. Кудрявцев) и космического (В. Б. Порфирьев), в конечном итоге связанных с глубинными разломами.

Н.А. Кудрявцев с учетом современных знаний химии и термодинамики попытался уточнить и обосновать механизм образования УВ нефти глубинного генезиса. Согласно модели Н.А. Кудрявцева нефть и газ образуются из реакционных смесей H_2, CO, CO_2, CH_4 и др. простейших углеродистых соединений в результате осуществления реакций типа $CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O$. Кроме того возможны реакции полимеризации радикалов:

CH, CH_2, CH_3. Первоначально механизм образования УВ нефти Н.А. Кудрявцев рассматривал как результат взаимодействия углеводородных радикалов, которые выделяются в определенной последовательности из магмы. По его расчетам вначале происходит образование метина (CH) при температуре 6000 – 12000°С, затем метилена (CH_2) при 3000 – 4000°С, далее с понижением температуры - метила (CH_3) и метана. Затем эти радикалы по глубинным разломам проникают в осадочную оболочку Земли и образуют УВ разного состава. Несколько позже Н.А. Кудрявцев пересмотрел магматический вариант и предложил другую модификацию, согласно которой УВ и их радикалы образуются на значительном расстоянии от магматического очага в подкоровом веществе на глубине 80 – 400 км в результате взаимодействия глубинного водорода с углеродом пород, широко распространенным на этих глубинах. При этом было предположено, что водород должен поступать из неограниченного источника - железного ядра Земли и образовывать в мантии водородсодержащий слой, при давлении 140 тыс. МПа.

Представления Н.А. Кудрявцева о генезисе нефти получили развитие в работах И. В. Гринберга[1], который также считал основными элементами в процессах образования УВ метиновые (CH), метиленовые (CH_2), метильные (CH_3) группы и углерод. Эти структурные группы и углерод образовались в условиях высокой температуры (более 700°С) в глубинных зонах земной коры и верхней части мантии в вакуумных реакционных ловушках при разрушении карбонатного углерода и воды.

Вакуумные реакционные ловушки, согласно представлениям И.В. Гринберга и В.Ф. Линецкого, создаются при образовании глубинных разломов и представляют систему связанных между собой трещин и пустот огромного объема (сотни тысяч кубических километров). При появлении вакуумной ловушки происходит лавинообразное всасывание с поверхности окружающих пород исходных летучих продуктов (углекислого газа, воды и пр.), которые под влиянием вакуума, температуры, контактно-каталитического воздействия пород и электрических разрядов мгновенно разрушаются с образованием радикалов углеродводородсодержащих систем (CH, CH_2, CH_3, H и C). Последующее уменьшение вакуума и роста давления ведет к образованию всего того обилия углеводородных соединений, которые составляют основу нефти.

В зависимости от соотношения метиленовых и метильных групп образуются различные по групповому составу нефти: при преобладании метильных групп — преимущественно алканы, при наличии одних метиленовых радикалов — цикланы, при сочетании избытка метальных и углерода — арены.

Первичная нефть (протонефть) представляет собой водоуглеводородную массу (УВ диспергированы в воде), существующую при температуре 700 – 1300°С и давлении 6500 МПа. Протонефть при подъеме вверх активно экстрагирует различные рассе-

---

[1] Точки зрения И.В. Гринберга, В.Ф. Линецкого, Э.Б. Чекалюка даны по материалам, представленным в учебнике под редакцией И.В. Высоцкого [5].

янные элементы, вследствие чего усложняется ее состав: появляются различные гетероэлементы, нефть обогащается порфиринами, каротиноидами, спорами и другими компонентами, распространенными в осадочных отложениях. Так нефть приобретает современные состав и свойства.

Гипотеза, развиваемая Э.Б. Чекалюком, существенно отличается от представлений И.В. Гринберга. По Э.Б. Чекалюку, нефть образуется на глубинах около 150 км в пределах слоя (волновода) Гутенберга в верхней мантии, при температуре выше 1200 °С. В этих условиях углеводородные соединения представляют термодинамически уравновешенные системы. Углеводороды образуются в результате восстановления воды и углекислоты в присутствии окислов железа. Количество воды в мантии оценивается в среднем в 180 кг/м^3, углекислоты – 15 кг/м^3; массовая доля окислов железа в вулканических породах составляет 8—12 %, а для ультраосновных пород до 20 %. Это количество обеспечивает образование огромных масс УВ в слое Гутенберга. Поступление глубинной нефти в осадочную оболочку земной коры предполагается в виде скачкообразных интенсивных струйных пропусков, при этом непредельные УВ превращаются в предельные и цикланы. Представления Э. Б. Чекалюка строились на расчетах термодинамических условий существования равновесного состава УВ в магме. Характерно, что взгляды Э.Б. Чекалюка на условия образования нефти диаметрально противоположны представлениям И.В. Гринберга, хотя оба стоят на позициях глубинного генезиса нефти. Если у Э.Б. Чекалюка образование нефти возможно в условиях очень высокого давления, то у И. В. Гринберга наоборот – в условиях глубокого вакуума (вакуумные ловушки).

Г.Н. Доленко, Э.Б. Чекалюк, И.В. Гринберг, В.В. Колодий, Г.Е. Бойко, Ю.В. Стефаник представляют процесс образования нефти следующим образом. Укомплектованные углеводородные системы, соответствующие по составу углеводородной части нефти, могут образоваться в резковосстановительной ультраосновной минеральной среде, содержащей донаторы С и Н любого качества (С, H_2O, CO_2, CH_4) при высокой температуре (от 900 до1700 °С) и давлении от 4000 до 12000 МПа. Такие термобарические условия существуют в пределах астеносферы мантии Земли и находятся в среднем на глубинах 100 – 200 км. С глубиной укрупняются молекулы соединений, т. е. увеличивается молекулярная масса системы. Термодинамические расчеты показывают, что максимум содержания метана в астеносфере расположен на глубинах 100 – 120 км от поверхности. Максимальное содержание алканов соответствует глубинам 120—170 км, нафтенов – 150 – 230 км и аренов – до 260 км. Образование метана предполагается по реакциям: $CO + 3H_2 = CH_4 + H_20$, $C0_2 + 4H_2 = CH_4 + 2H_20$, $C + 2H_2 = CH_4$; образование нефти по реакции $2CO_2 + 3H_20 + 14FeO = C_2H_б + 7Fe_20_3$. Дальнейшее химическое преобразование полученных продуктов обусловливает формирование многокомпонентного состава природной нефти. Формирование очагов мантийной генерации нефти и газа связано с инверсионным (посторогенным) геотектоническим этапом развития геосинклинальных областей. Этот этап геотектонического развития геосинклиналей соответствует времени, когда океаническая кора, поддвигавшаяся под континент, достигала астеносферы мантии и активизировала в ней различные процессы, в том числе и геохимические, геодинамические, геотектонические и др. Миграция нефти и газа из астеносферных очагов их генерации к поверхности Земной коры осуществляется по глубинным разломам.

П.Н. Кропоткин выдвинул эманационную гипотезу. В отличие от Н.А. Кудрявцева он считал, что нефть образуется на меньших глубинах и не из радикалов, а из легких УВ (метана), которые образуются в верхней части твердого подкорового субстракта Земли, а затем поднимаются в виде газовых струй по глубинным разломам, по мере снижения температуры от 300 – 350°С до 90 – 150°С. Наиболее уязвимым звеном этой гипотезы является этап гипотетической эволюции, связанный с превращением метана в более сложные изопарафиновые и нафтеновые УВ, поскольку эта предпосылка находится в противоречии с положениями химической термодинамики.

В. Б. Порфирьев, с одной стороны, поддерживал идею водородного слоя Н.А. Кудрявцева, с другой стороны, он возродил гипотезу В.Д. Соколова и высказал мысль о том, что нефть современного состава образовалась, очевидно, тогда - же, когда образовались и другие минеральные вещества, вошедшие в состав планеты. По его представлениям нефть – это такой же первозданный космический продукт, как многие элементы и минералы. При формировании Земли нефть выжималась, поступала на поверхность и окислялась, следовательно, те залежи, которые существуют в наше время, являются жалкими остатками от первоначального потенциала нефти. Основанием для этой точки зрения послужили обнаружение значительных количеств ОВ в метеоритах типа углистых хондритов, а также новые данные о космохимии углерода. С одной стороны, исследования показали, что в органическом веществе углистых хондритов содержание ОВ может достигать до 5 %. В этой органике установлены ароматические, парафиновые и олефиновые УВ, а также широкий спектр карбоксильных групп и азотистых соединений, входящих в состав живого вещества. Так, в метеорите, упавшем в 1969 г. на Австралию, обнаружено 11 аминокислот, которые являются составляющими живых клеток. С другой стороны, создание высокоточной спектральной измерительной техники значительно расширило наши знания о повсеместном планетарном распространении углерода. По спектрам излучения углерод и УВ обнаружены в атмосфере планет, в хвостах некоторых комет, звездах и туманностях. Так, в атмосферах Венеры и Марса углерод существует в виде CO_2. На Юпитере, Сатурне, Уране, Нептуне, а также на некоторых кометах зафиксированы углеводородные соединения, такие как метилен, циан и др. Подобные формы углерода, а также облака молекул, которые состоят из сероводорода, формальдегида, синильной кислоты и других органических соединений, обнаружены в межзвездном пространстве, в звездах (в том числе и на Солнце), а также в спиралях нашей Галактики. Вместе с тем, на Земле эти соединения неустойчивы и не могут существовать в виде радикалов, следовательно, космохимия и геохимия углерода на данной геологической стадии развития Земли существенно различаются.

При рассмотрении любого варианта неорганического синтеза нефти возникает вопрос о путях, по которым УВ могли проникнуть из мантии в верхнюю осадочную оболочку литосферы, поскольку реализации этого процесса препятствует экранирующий пластичный базальтовый пояс.

Начиная с 60-х годов XX в., рядом ученых предпринимаются попытки создания универсального варианта схемы нефтегазообразования – некоего синтеза органической и неорганической концепций [5]. Так, по Ш. Ф. Мехтиеву, процессы нефтеобразования осуществляются в очагах глубокого заложения. Исходным веществом одновременно служат и мантийное вещество (газопаровая смесь), и рассеянное 0В пород.

А. В. Кудельский, К. И. Лукашев также, признавая основным источником первичной нефти органоминеральный комплекс пород, допускали возможность участия в образовании нефти глубинных эксгаляций, содержащих углерод, водород и другие элементы и соединения, присущие нефтям.

Х. Хедберг, а затем О. Г. Сорохтин связали образование нефти с тектоникой литосферных плит, когда в результате возгонки и термолиза биогенных веществ, затянутых в зону поддвига, происходит образование УВ в условиях повышенных температуры и давления.

Основные доводы, положенные в основу неорганических гипотез и объяснения с позиций органического генезиса нефти

В целом основные доводы, положенные в основу неорганических гипотез происхождения нефти, сводятся к следующему:

- *наличие значительных количеств ОВ, в том числе битуминозных веществ, в метеоритах типа углистых хондритов, а также повсеместное планетарное распространение углерода;*
- *проявления метана в вулканических газах, а также нефтепроявления, битуминозные вещества и месторождения в кристаллических породах;*
- *приуроченность многих скоплений нефти и газа к разрывным нарушениям и грабенам, распространение нефти и газа по разрезу НГБ до фундамента включительно (закономерность Н.А. Кудрявцева), неравномерность распространения мировых ресурсов нефти, газа.*

Большинство исследователей, занимающихся изучением геологии и геохимии нефти и газа, считают, что гипотезы вулканического и космического происхождения нефти основаны на допущениях, догадках и не располагают теоретической базой и рекомендациями к методике нефтепоисковых работ.

В связи с этим аргументы, приводимые в пользу неорганического синтеза нефти, недостаточно обоснованы и вполне объясняются с позиций органического генезиса нефти следующим образом:

- *ОВ в углистых хондритах с наличием ароматических, парафиновых УВ, а также углеродистые соединения в атмосфере планет, в звездах и туманностях могут свидетельствовать о возможности неорганического синтеза нефтяных УВ непромышленного значения в магматических и метаморфических породах. Однако эта точка зрения основана на крайне ограниченных фактических данных и требует дальнейшего углубленного исследования. В этом отношении классическим является высказывание И.М. Губкина, который отмечал, что "небольшие, не имеющие практического значения скопления нефти могли иметь и неорганическое происхождение, возникая в результате небольших выделений УВ из магмы. Но ведь мы ведем все наши рассуждения не об этих эпизодических, ничтожных по своим размерам проявлениях нефти, а о тех массовых скоплениях, которые слагают настоящие нефтяные месторождения";*
- *многочисленные вулканологические исследования показывают, что газы из жерл вулканов, как правило, не содержат УВ. Метан и пропан наблюдаются лишь в случае, когда в осадочных породах присутствуют битуминозные толщи. Однако, допускается, что часть метана может быть продуктом неорганического синтеза. Промышленные залежи нефти в интрузивных толщах содержат УВ, унаследованные от биосистем, и встречаются также в случаях контактирования с нефтематеринскими осадочными породами;*
- *приуроченность многих скоплений нефти и газа к разрывным нарушениям, неравномерное распространение нефти и газа по разрезу нефтегазоносного бассейна (НГБ) до фундамента в равной мере объяснимы с позиций органического происхождения нефти. Чем глубже, тем в большей мере реализуется нефтегазоматеринский потенциал РОВ осадочных пород в очагах генерации с последующим вертикально - миграционным механизмом перемещения УВ при тектонических подвижках. При этом скопления нефти и газа во всех нефтегазоносных провинциях по разрезу распределяются не хаотично, а закономерно приурочены к региональным нефтегазоносным комплексам, которые включают нефтематеринские породы. Отсутствие нефтяных скоплений в центральных частях горных сооружений, т. е. в местах, где вулканические области являются областями максимальных дислокационных процессов также доказывает необоснованность неорганической концепции образования нефти и, следовательно, невозможность использования ее предпосылок в поисковом направлении.*

Кроме того, с позиций неорганического синтеза нефти трудно объяснимы многочисленные случаи заполнения нефтью изолированных пес-

чаных линз, при отсутствии подводящих каналов или пересекающих трещин. Образование УВ нефтей неорганического генезиса обосновано лишь лабораторными экспериментами, подтверждающими теоретическую возможность синтеза УВ в условиях высоких температуры и давления. Неорганический синтез нефти не объясняет многократно доказанные на различных природных объектах генетические связи между УВ нефтей и ОВ нефтематеринских пород. При синтезе УВ в условиях аномально высоких температур и давлений число образующихся изомеров бесконтрольно, в то время как в нефтях установлен закономерный ряд структур нормального строения и изомеров, типичный для конкретного геологического объекта и поддающийся идентификации современными методами анализа.

С позиций неорганической концепции образования нефти в целом нельзя объяснить ряд важных связей и закономерностей в размещении месторождений нефти и газа, а также тот факт, что все промышленные месторождения нефти приурочены к осадочным отложениям, обязательным компонентом которых является РОВ. При этом в планетарном плане эпохи наиболее интенсивного накопления ОВ являются главными эпохами нефте- и газонакопления, особенно четко это проявляется в уникальном максимуме одновременного накопления угля, РОВ, нефти и горючего газа в меловом периоде. Не находит объяснения и вертикальная зональность генерации и распределения скоплений УВ (газ – нефть – газ) в осадочных комплексах. Нет объяснения и известной связи между временем образования ловушек и их заполнением.

По мере все более глубокого изучения структуры живого вещества, продуктов его посмертного преобразования и нефтей, а также закономерностей их распространения в осадочных бассейнах, обоснованность теории органического происхождения нефти существенно возросла. Создание в 70 – 80-х гг. XX в. высокоточного аппаратурного физического и химического обеспечения исследований (хроматографии и масспектрометрии) позволило установить на молекулярном уровне сходство состава и структуры УВ, азотистых, кислородных, сернистых, металлоорганических соединений нефти с аналогичными молекулярными структурами живого вещества. Такими фундаментальными общими свойствами для живого вещества и нефти является близкий диапазон соотношения значений изотопов углерода ($^{13}C/^{12}C$) и реликтовые углеводороды биогенной природы, унаследованные нефтями - хемофоссилии или биологические метки (“отпечатки пальцев”). Особенно следует выделить типичные хемофоссилии: порфирины и изопреноидные УВ, а среди последних - фитан (i-C_{20}), пристан (i-C_{19}), путь которых отчетливо прослеживается от живого организма, через осадки и до каждой нефти. Среди n-парафинов хемофоссилией является n-гептадекан $C_{17}H_{36}$. Этот углерод полностью переходит в нефть из водорослей. Воски, находящиеся в нефти, также полностью унаследованы

от наземных растений. Морские растения синтезируют нечетные УВ цепочки меньшей длины по сравнению с наземными с преобладанием C_{15}, C_{17}, C_{19}, C_{21}, а среди липидов наземных растений преобладают C_{27}, C_{29}, C_{31}. Этот феномен является также важным биологическим маркером при корреляции нефть - нефть и нефть - материнская порода. Среди нафтеновых циклических УВ в нефти встречены насыщенные тетра - и пентациклические УВ ряда стерана и гопана, имеющие черты полного сходства с отдельными биологическими соединениями животных и растительных организмов. Эти реликтовые структуры придают нефти высокую оптическую активность. При неорганическом синтезе в лабораторных условиях, моделирующих высокотемпературные природные зоны, синтетические УВ соединения оптически не активны, так как содержат равное количество левых и правых молекул, что выгодно с позиций термодинамики. В живой природе, напротив, царствует зеркальная асимметрия. С этих позиций оптически активная нефть может быть только продуктом биосферы.

Таким образом, исследование свойств углерода на молекулярном уровне однозначно доказывает связь нефтей с РОВ и, следовательно, является одним из неопровержимых доказательств органического происхождения нефти. Более того, детальное изучение закономерностей изотопного состава и распределения нормальных и изопреноидных алканов, порфиринов и других хемофоссилий в ОВ осадочных пород и в нефтях многих осадочных бассейнов привело к возможности не только утверждать органическое происхождение нефти вообще, но и определять вполне конкретно для отдельных залежей, из каких именно материнских отложений поступали в них нефтяные УВ. Исходя из этой теории, в отличие от гипотезы неорганического синтеза, можно давать количественную оценку прогнозных ресурсов нефти, предсказывать закономерности размещения зон нефтегазонакопления и типы нефтей.

Современная осадочно - миграционная теория нефтегазообразования

Изучение закономерностей превращения РОВ в нефтематеринских отложениях на последовательных этапах литогенеза позволило детально проследить весь процесс превращений биогенного РОВ пород, генерации нефти и газа и сформулировать на этой основе **осадочно - миграционную теорию нефтегазообразования**, с выделением главных зон нефте- и газообразования. Основные идеи этой теории демонстрируются на рис. 1, 2 и заключаются в следующем:

1. Исходным для нефти и газа является сапропелевое, преимущественно водорослевое, РОВ морских, прибрежно-морских и озерных илов глинистого и глинисто-карбонатного состава. Нефтематеринскими отложениями считаются терригенные породы с содержанием $C_{орг}$ более 0,5 % и

рис. 2.

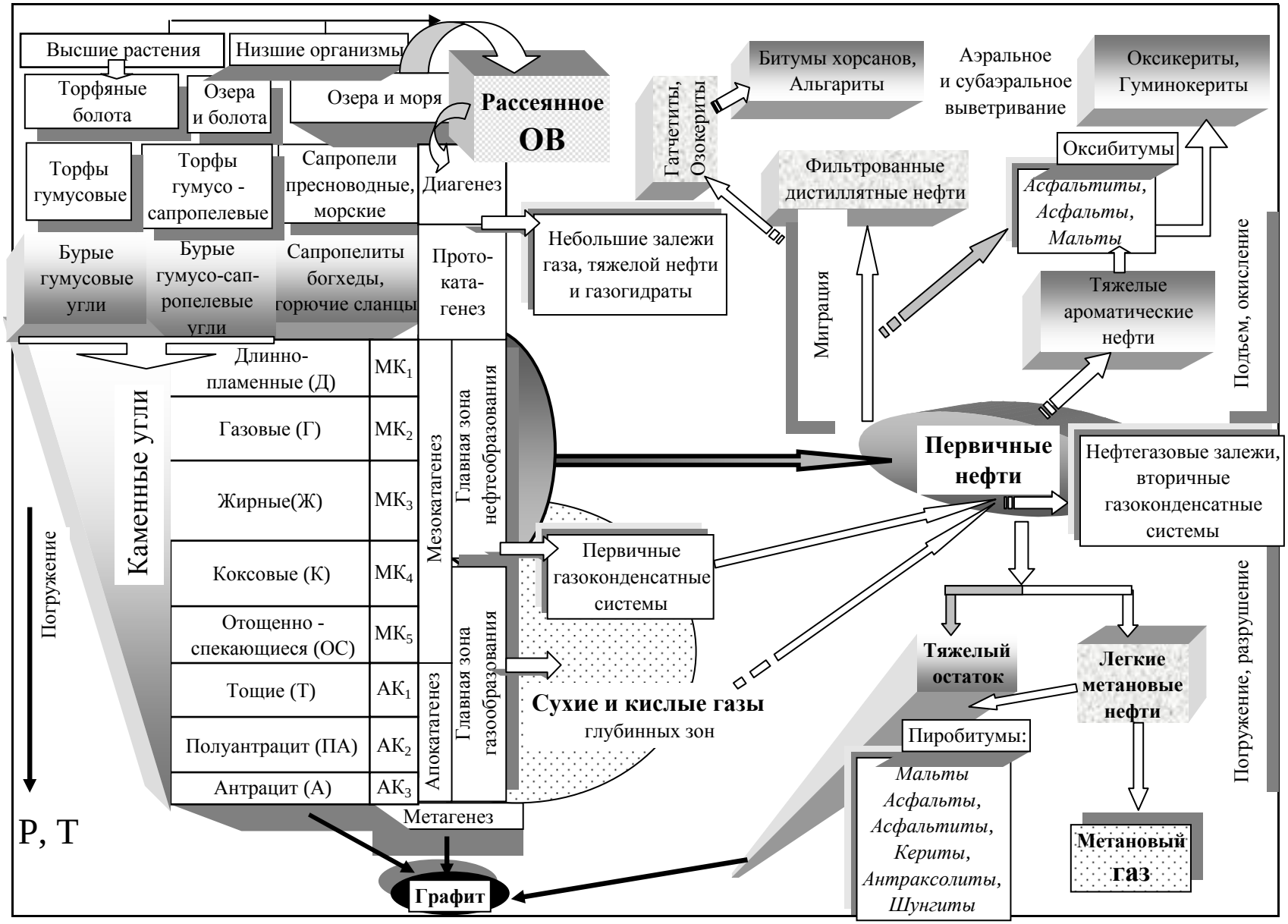


Рис. 2. Генетическая классификация каустобиолитов

Вариант Г.П. Былинкина по данным В.А. Успенского (1975), Дж. Ханта (1982) и др.

за. Если концентрация $C_{орг}$ выше 20 %, то такие породы переходят в разряд горючих сланцев и углей, в которых генерированная нефть удерживается сорбционными силами и не образует промышленных залежей. Гумусовое РОВ прибрежно-морских и континентальных терригенных отложений, источником которого является высшая растительность, способно генерировать преимущественно газообразные УВ. Если в составе гумусового РОВ присутствуют липоидные вещества (смоляные тельца, парафины, оболочки спор, пыльца), то наряду с газом следует ожидать генерацию небольшого количества жидких УВ.

2. Первая стадия преобразования материнского ОВ связывается с бактериальными - аэробными и анаэробными процессами. Для хороших нефтематеринских осадков предпочтительны восстановительные или слабовосстановительные фации, благоприятные для развития процессов преобразования осадка в направлении битумообразования. С помощью ферментов микробы разлагают часть высокомолекулярных компонентов на простые соединения, в том числе нефтяного ряда. В результате в осадках еще на стадии диагенеза появляются унаследованные от живых организмов УВ, присутствующие в каждой нефти. На этом начальном этапе преобразования РОВ в ряде случаев могут сформироваться небольшие скопления асфальтоподобных веществ и газовые залежи. Однако в связи с отсутствием надежных покрышек основная масса газа рассеивается. При наличии зон вечной мерзлоты, газы, образующиеся в диагенезе и протокатагенезе, поднимаются, замерзают и превращаются в газогидраты. Диагенетические преобразования на дне океанов при температуре ниже 10°С могут приводить к непосредственному образованию скоплений газогидрата. При погружении газогидратных залежей они нагреваются и переходят в газовое состояние. В конце диагенеза - начале катагенеза в уплотняющихся осадках остается наиболее устойчивая, нерастворимая в кислотах часть РОВ - кероген, который является источником основной массы УВ в катагенезе. Сапропелевый нефтегазогенерирующий кероген отличается от гумусового газогенерирующего - более высоким потенциалом водорода и содержит меньше кислородсодержащих элементов. Нефтеобразующий исходный кероген обычно содержит не менее 6% водорода, газообразующий - 3-5%. В связи с этим кривые потерь водорода и гетероэлементов в катагенезе определяются исходным потенциалом конкретного керогена. Сапропелевый кероген теряет, соответственно, больше водорода, чем гумусовый. Наиболее четко нефтегазоматеринский потенциал и его потери в катагенезе определяются по выходу летучих веществ экспериментальным путем.

3. Катагенетические стадии преобразования РОВ являются физико-химическими, а главнейшими действующими факторами - давление, температура и время. Температура образования нефти может компенсиро-

ваться временем. В катагенезе образуются основные массы нефти и газа при температурах от 50 до 200°С. Повышение температуры вызывает термическое преобразование керогена и генерацию микронефти и газообразных компонентов. Образование нефти и газа происходит неравномерно. С повышением температуры генерация нефти по времени проявления опережает генерацию основной массы газа. В среднем катагенезе проявляется главная фаза нефтеобразования (ГФН), а в позднем - главная фаза газообразования (ГФГ).

Глубинный интервал главной зоны нефтеобразования распространяется в среднем в пределах 2-4 км и определяется геотермическим градиентом конкретного участка бассейна. В обычных платформенных областях этот интервал находится на глубинах 2-3 км, а во впадинах с низкими геотермическими градиентами, типа Прикаспийской, интервал главной зоны нефтеобразования может опускаться на глубины до 3-6 км. В типичном осадочном бассейне интенсивное образование нефти начинается при переходе от прото- к мезокатагенезу ($ПК_3$-$МК_1$) при температуре 50-70°С, достигает максимума при 90-110°С на стадии $МК_2$ и затухает при 150-170°С в начале стадии $МК_4$. Температурный порог образования нефти зависит также от литологического облика пород. Для карбонатных пород он выше, чем для глин. Это объясняется тем, что высокая каталитическая активность глин повышает энергию активации.

В главной зоне нефтеобразования во время развития ГФН на стадиях катагенеза $МК_1$-$МК_3$ происходит рождение микронефти и газообразных продуктов, в том числе жирных газов. На практике для каждой конкретной потенциальной нефтематеринской толщи порог начала образования нефти устанавливается по выходу битумоидов или УВ, а также по данным определения катагенетической степени измененности ОВ. Созревание ОВ сопровождается облагораживанием состава сингенетичного породе битумоида и его концентрации. В его составе возрастает содержание масляных фракций и, соответственно, УВ. В элементном составе битумоида растет содержание углерода, водорода, и уменьшается концентрация гетероэлементов. Для метаново-нафтеновых УВ характерно увеличение содержания насыщенных структур, а для ароматических - сокращение числа колец в молекулах. При возрастании температуры и давления, наряду с усиленным новообразованием УВ, широко развиваются процессы их десорбции. Наиболее подвижная часть сингенетичного битумоида отрывается от РОВ и от минеральных компонентов породы, и, соответственно, осуществляется начальная первичная миграция из нефтематеринской породы в коллектор. Эта нефтеподобная миграционная часть битумоидов названа Н.Б. Вассоевичем микронефтью. Одновременно в материнских породах по мере приближения к коллектору увеличивается доля остаточных сингенетических битумоидов, утративших наиболее подвижные компо-

ненты. От нормальных сингенетичных битумоидов их отличает повышенное содержание асфальто-смолистых веществ над маслами. В элементном составе остаточных сингенетичных битумоидов фиксируется повышенное содержание кислорода, азота, серы и, соответственно, в них понижается концентрация углерода и водорода. Микронефть, переместившаяся за пределы материнского слоя, превращается в эпибитумоид, который также фракционируется. Наиболее легкая часть эпибитумоида приближается по элементарному и групповому составу к нефти. На путях миграции выпадают остаточные эпигенетичные битумоиды. Одновременное присутствие эпи - и синбитумоидов однозначно определяет, что данная толща является нефтепроизводившей. При этом массовые диффузные микробитумопроявления и остаточные параавтохтонные битумоиды, которые остаются на путях первичной миграции и аккумуляции нефти, служат прямым свидетельством наличия региональных процессов формирования нефтяных залежей и являются одними из основных параметров при решении вопросов прогнозных оценок.

При увеличении глубины в нефтематеринских отложениях наряду с проявлением процеса эмиграции происходит затухание генерации УВ, что фиксируется по уменьшению содержания концентрации УВ в породе.

Соответственные изменения отражаются и в керогене. В его составе в результате отрыва УВ и газов происходит снижение выхода летучих веществ, возрастание углерода и снижение водорода и гетероэлементов. Наиболее четко в элементном составе керогена генерация нефти фиксируется по соотношению H/C. Это отношение уменьшается от 1.2 до 0.6 (в два раза) за счет расхода водорода на образование нефти. В гумусовом керогене это отношение изменяется гораздо меньше (от 0.8 до 0.6). Визуально за счет этих изменений цвет липидных компонентов керогена изменяется от желто-оранжевого до темно-коричневого. Наиболее распространенным критерием катагенетической преобразованности углей и РОВ является отражательная способность витринита, наиболее часто встречающегося мацерала в терригенных породах. Отражение света полированной поверхностью витринита увеличивается в ходе его созревания. При углефикации происходит перестройка его молекулярной конденсированной ароматической структуры. Увеличение размера конденсированных слоев и упорядочивание их ориентировки приводят к увеличению отражательной способности витринита. Результаты химических реакций фиксируются в витрините и запоминают максимальную температуру, на которой находился этот мацерал. Поэтому витринит можно использовать как максимальный природный термометр.

При вторичной миграции в коллекторах микронефть также фракционируется и выделяется в отдельную фазу, с образованием промышленных и непромышленных залежей нефти в ловушках. В этом случае на пу-

тях миграции фиксируются остаточные мальтоподобные эпибитумоиды, которые позволяют определить направление и масштабы миграции. При этом установлено, что в залежи аккумулируется небольшая часть от общей массы генерированных и рассеянных УВ в породах, поскольку установлено, что количество рассеянной в породах микронефти в десятки и сотни раз превосходит количество нефти, находящейся в залежах. В результате этих процессов в ловушках в пределах ГЗН формируются основные первичные нефти. В случае генерации нефти из сапропелевого РОВ образуются метаново-нафтеновые нефти, а при преобразовании лейптинитовой составляющей высшей растительности - высокопарафинистые нефти. Процесс нефтеобразования сопровождается газообразованием углеводородных и неуглеводородных газов. Этан, пропан и бутан образуются, так же как и нефть, на стадиях $МК_1$-$МК_3$ преимущественно из сапропелевого ОВ. Важным подтверждением учения о ГФН явилось установление статистического соответствия между глубинами, к которым приурочены основные запасы нефти. В среднем эти глубины располагаются на 0.5 – 0.8 км выше очагов генерации нефти (см. рис. 1, *фрагмент: по С.Г. Неручеву, Дж. Ханту и др.*). Это превышение обусловлено подъемом при латеральной или ступенчатой миграции нефти из ГЗН к ловушкам. В результате фракционирования исходной нефти формируются вторичные фильтрованные парафинистые нефти, а также остаточные тяжелые нафтено-ароматические. В случае подтока газа из нижележащих горизонтов формируются двухфазные залежи со вторичными газоконденсатами и остаточными тяжелыми нефтяными оторочками. В более мягких температурных условиях соприкосновение газа с нефтью вызывает деасфальтизацию нефтей и, соответственно, их облегчение. Полициклические асфальто-смолистые соединения выпадают из нефти и сорбируются породой.

При миграции нефтей с большим содержанием парафинов, в том числе и фильтрованных нефтей, происходит физическое высаживание твердых парафинов с образованием озокерита и гатгетита. Быстрое перемещение парафинистой нефти вверх приводит к ее дегазации и понижению температуры, при этом твердые парафины кристализуются и отделяются от смолисто-асфальтеновых компонентов нефти. Вдоль трещин и в прилегающей части порового пространства коллекторов могут создаваться очаги озокеритообразования. При наличии густой сети трещин они сливаются и образуют скопления пластового типа. Дальнейшее гипергенное изменение и выветривание озокерита и гатгетитов ведет к формированию альгарита и битумов хорсанов.

Миграционные процессы несомненно влияют на изменение химического и физического состава первичных залежей нефти. Однако наиболее серьезное влияние оказывают гипергенез и катагенез. Гипергенные процессы действуют в пределах воздымающихся территорий. В этой зоне

происходит химическое бактериальное окисление нефтей как за счет свободного кислорода, т.е. аэробное окисление, так и за счет связанного кислорода сульфатов. Процессы окисления дополняются осернением, а также физическим улетучиванием легких фракций. На первой стадии гипергенного превращения нефти непосредственно в залежи начинается абиогенное восстановление сульфатов, связанное с окислением нефти в первую очередь в зоне ВНК, в водах появляется сероводород. Наиболее активно микроорганизмы потребляют метановые УВ. В результате анаэробного окисления происходит остаточное накопление ароматических и нафтеновых УВ, возрастание количества смол. Метановая нефть преобразуется в тяжелую, высокосмолистую вязкую нефть. Этап гипергенеза без доступа свободного кислорода назван криптогипергенной фазой. Следующий идеогипергенный аэробный этап осуществляется в условиях максимальной гидрогеологической раскрытости, а завершается на открытой земной поверхности. В этих условиях процессам окисления сопутствует физико-химическая дифференциация, состоящая в уходе (улетучивании) легких фракций нефти, и образуются вязкие полутвердые и твердые продукты: мальты, асфальтиты и продукты их выветривания окси- и гуминокериты. Эти продукты могут формироваться непосредственно как в разрушающихся залежах, так и при излиянии нефтей по трещинам и жилам. Интенсивное излияние мальт на поверхность может приводить к появлению кировых покровов. При значительных масштабах этих процессов возникают целые асфальтовые озера (например, в Венесуэле, на Сахалине, на о. Тринидат), с постепенными переходами от мальт к асфальтам и асфальтитам. При срезании кирового покрова в породах остаются его жильные корни, связанные с маточной нормальной парафинистой нефтью. При этом поверхность жильных корней также закируется. В случае закирования мы имеем дело с субэральным окислением в условиях воздействия всех факторов земной поверхности. В жильных залежах битумов происходит замедленное преобразование нефти под действием мигрирующих по трещинам газов и вод. Поэтому при диагностике погребенных асфальтоподобных битумов закирования и кировые покровы можно отличить от жильных битумов по более высокому содержанию кислорода и наличию остатков фауны и флоры. **Проявление природных битумов следует рассматривать как прямые признаки нефтеносности.**

По мере погружения залежей в катагенетической зоне также происходит изменение нефтей. Нефти метанизируются, облегчаются. В позднем апокатагенезе при температуре >200°С начинает происходить деструкция легких нефтей и одновременная карбонизация выпавших и сорбированных в породах асфальто-смолистых компонентов. Крупные молекулы в легких нефтях разрушаются и дают начало углеводородным и неуглеводородным газам. Дальнейший рост давления и температуры ведет в конце

концов к наиболее устойчивым формам - метану и твердым минералам углеводорода (графиту).

Аналогичные процессы происходят с тяжелыми нефтями и оторочками, потерявшими легкие фракции. Все эти высокомолекулярные пиробитумы проходят единый путь от мальт до антраксолитов и графита.

Нафтоиды и нафтидонафтоиды, образующиеся при контактном метаморфизме, также не отличаются от продуктов катагенного превращения нефтей. Критерием идентификации нафтоидов является ассоциация с интрузиями и подвижными зонами. Нафтоиды встречаются редко и представляют, так же как и альгариты, гуминокериты и оксикериты, только минералогический интерес. При этом нафтоиды и все другие пиробитумы, так же как и диагенетические УВ, следует рассматривать как ложные признаки нефтеносности. Таким образом, главными причинами вторичного изменения нефтей являются гипергенез и катагенез. Эти два диаметрально противоположных процесса ведут к региональному однонаправленному изменению нефтей. В результате гипергенеза первичные нефти утяжеляются вплоть до твердых битумов, а в катагенезе идет созревание нефтей в сторону облегчения. В результате в осадочном разрезе фиксируется закономерное облегчение и метанизация нефтей сверху вниз. Такое распределение нефтей установлено практически во всех регионах и названо **Крейчи-Графом** закономерностью “асфальтовой шляпы” или законом глубины. Современные исследования показали, что первичный тип нефти определяется типом исходного РОВ, а процессы гипергенеза и катагенеза взаимно дополняют друг друга. При этом тяжелые гипергенные нефти могут погружаться в зону катагенеза и метанизироваться, либо легкие метановые нефти из зоны глубокого катагенеза могут претерпеть воздымание и соответствующее окисление и утяжеление.

На поздних этапах катагенеза при температурах 150-200°С ($МК_4$-$АК_2$) реализуется главная фаза газообразования как для гумусового, так и сапропелевого типов РОВ. В зависимости от строения бассейна и его геотермического режима ГФГ фиксируется на последнем этапе погружения осадков на глубинах 3-5 км на платформах и до 6-9 км в глубоких впадинах. ГФГ характеризуется преобладанием сухих газовых залежей, особенно в нижней части. Метановые газы генерируются на протяжении всех стадий созревания ОВ, однако максимум их образования, по сравнению с максимумами для нефти и жирных газов, смещается в зону более высоких температур. Проявление ГЗГ обязательно для любого типа ОВ, попадающего в жесткие термобарические условия. Это связано с тем, что сапропелевое РОВ в результате потери жидких УВ и жирных газов приобретает компактную конденсированную газогенерирующую структуру, которая изначально сформирована в гумусовом РОВ. В условиях высоких темпе-

ратур от этой структуры отщепляются единичные метильные группы в виде метана. В породах остается еще более конденсированный графитоподобный остаток. О проявлении ГФГ можно судить по целому ряду геохимических показателей. Так, в газовой фазе РОВ первый этап проявления ГФГ фиксируется резкой сменой компонентного состава газа с преобладанием CH_4. Количество метана в закрытых порах пород возрастает в несколько раз. В пластовых водах отмечается максимальная концентрация растворенного метана. Наряду с генерацией метана в ГЗГ начинается деструкция генерированных ранее и погруженных в эту зону нефтяных УВ. При высокотемпературном крекинге первичных нефтяных УВ и битумов происходит формирование легких нефтей и тяжелых нефтяных остатков. Дальнейшая эволюция этих нафтоидов в позднем апокатегенезе ($АК_3$-$АК_4$) при температурах 200-300°С приводит к разложению легкой нефти. В результате этих реакций высвобождаются большие массы метана. В связи с этим масштабы образования метана в главной зоне газообразования из сапропелевого вещества возрастают по данным Ханта в 1.5-2 раза, по сравнению с гумусовым РОВ, так как в сапропелевом типе источником генерации метана является как рассеянное ОВ, так и ранее образовавшаяся нефть, а в гумусовом типе метан образуется только из ОВ. Между главными зонами нефтеобразования и газообразования формируются первичные газоконденсатные системы с небольшим содержанием низкомолекулярных ароматических конденсатов. В этой зоне генерируется небольшое количество жидких УВ, поскольку генерация нефтяных УВ затухает. Эти углеводороды при значительных давлениях и температурах растворяются в больших массах метанового газа, которые мигрируют из более глубоких горизонтов. В низкоконцентрированных карбонатных породах первичные газоконденсатные системы могут формироваться непосредственно на месте генерации, с образованием гиганских месторождений в наиболее приподнятых частях карбонатных массивов.

При температурах 200-300°С в позднем апокатагенезе ($АК_3$-$АК_4$) образование метана прекращается, остаточное ОВ и нефтяные остатки, погрузившиеся в эту зону, превращаются в антрацит и графит. Следовательно, бурение на глубинах, где температуры превышают 200°С (на глубинах более 9 км в глубоких осадочных депрессиях), является бесперспективным.

Зональность процессов генерации нефти и газа подтверждается во многих НГБ.

Кроме углеводородных газов в процессе созревания и углефикации РОВ происходит формирование значительных количеств неуглеводородных газов: CO_2, H_2S, N_2, He, Ar, H_2, входящих в состав газовой фазы нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Некоторые природ-

ные газы состоят преимущественно из углекислого газа, сероводорода или азота.

Углекислый газ сопровождает генерацию нефти и выделяется РОВ на градациях $МК_1$-$МК_3$ с максимумом на $МК_2$. Главным источником CO_2 является гумусовое РОВ. Азотистые соединения начинают разлагаться при температурах более 100°С, начиная со стадии катагенеза $МК_3$. Масштабы генерации азота на этих стадиях углефикации гораздо ниже по сравнению с углекислым газом и метаном. Отношение генерирующихся объемов CH_4, CO_2 и N_2 составляет 10:4:1. На этапе катагенеза от $МК_2$ до $МК_4$ происходит отрыв боковых азотистых соединений от парафиновых и циклопарафиновых структур. Однако азот содержится также в конденсированных прочных гетероциклических структурах. Разрыв этих связей может осуществляться только при высоких температурах (более 200°С) в зоне метаморфизма.

Сероводород при созревании РОВ образуется последним из числа других компонентов природного газа. Образование H_2S начинается со стадии $МК_3$ при температурах более 100°С и постепенно увеличивается в позднем апокатагенезе при температуре около 200°С. Высокие концентрации CO_2 могут быть связаны с неорганическим источником. Этим источником могут являться карбонатные породы, которые разлагаются при высоких давлениях и температурах. Часть H_2S может образоваться при деструкции нефти, а также при взаимодействии элементарной серы с метаном.

В наиболее подвижных зонах в составе газов могут фиксироваться гелий и азот, которые диффундируют из магматических и метаморфических пород через весь осадочный чехол.

Таким образом, образование УВ в результате термического изменения ОВ осадочных пород обусловливает температурную вертикальную зональность распределения нефти и газа в земной коре. Эта зональность отражается в глубинном разрезе большинства осадочных бассейнов и включает четыре основные зоны:

- *метановый и азотный газ и небольшое количество нефти на стадии диагенеза и протокатагенеза;*
- *нефть в начальном и среднем катагенезе ($МК_1$-$МК_2$), газы, содержащие большое количество гомологов CH_4. Часто встречаются двухфазные системы со вторичными ГК шапками с большим содержанием конденсата;*
- *газоконденсаты в среднем и позднем катагенезе ($МК_3$-$МК_4$). Эти первичные системы характеризуются небольшим содержанием конденсата;*
- *сухой и неуглеводородный кислый газ в позднем катагенезе и апокатагенезе ($МК_5$-$АК_2$).*

Современные исследования значительно углубили представления о

процессах образования нефти и газа в земной коре, об их взаимоотношениях, фазовом состоянии и превращениях. Значительное развитие получила органическая теория происхождения нефти и горючих природных газов. Исследования осадочных пород позволили познать условия залегания в них нефти и газа и взаимодействие их с окружающей минеральной массой. Изучение нефти на молекулярном уровне, с одной стороны, подтвердило генетическую связь ее с рассеянным ОВ пород, а с другой - доказало, что в процессе своего существования нефть претерпевает значительные изменения.

Современное состояние геологии нефти и газа обусловлено прежде всего результатами геологоразведочных работ, проведенных во второй половине XX в., так как эти работы дали огромный материал по новым месторождениям и регионам, по региональной геологии (тектонике, стратиграфии, гидрогеологии и другим направлениям), а также в области фундаментальных проблем. В нашей стране в 1946—1960 гг. была создана основная база добычи нефти в восточной части Восточно-Европейской платформы в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне (НГБ), определившая рост добычи нефти в СССР с 40 млн т в 1950 г. до 148 млн т в 1960 г., т. е. за 10 лет почти в 4 раза. Также были открыты месторождения газа на Украине (Шебелинское), в Предкавказье (Северо-Ставропольское) и др. Их открытие позволило поставить задачу широкой газификации страны. За десять лет (1950—1960 гг.) добыча газа выросла с 5,8 до 45,3 млрд $м^3$, т. е. почти в 8 раз.

В 1956—1960 гг. были развернуты работы и открыты месторождения нефти и газа в новых районах в Западной и Восточной Сибири, ранее почти не изученных. В середине 60-х гг. стало очевидным, что в Западной Сибири создается крупнейший нефтегазовый комплекс страны, определяющий темпы роста и уровень добычи на многие годы. Позже были также открыты нефтяные и газоконденсатные месторождения в северных районах Коми АССР и в Прикаспийской впадине, на шельфе Каспийского, Черного, Балтийского и др. морей.

Эти открытия определили основные направления работ и концентрацию их объемов на последующие годы. Наша страна стала одной из ведущих стран мира по добыче нефти и газа. В 1985 г. добыча нефти с конденсатом составляла 595 млн т, а газа - 643 млрд $м^3$.

Использование геохимии в поисковых работах на нефть и газ

Наряду с теоретическими разработками исследователи стремились использовать геохимические знания в практическом направлении. Первую возможность прямой наземной разведки открыл патент, зарегистрированный в Германии и в США в 1929 г., под названием "Метод и прибор для обнаружения в недрах продуктивных отложений". Его изобретатель

Г. **Лаубмейер** рассматривал УВ, находящиеся в почве, в качестве показателя наличия нефтяных скоплений под землей. Примерно в это же время советский физик В.А. Соколов в 1930 г. изобрел прибор для определения радона и тория, выделяющихся при радиоактивном распаде элементов ряда урана. Идея В.А.Соколова заключалась в следующем: если из вмещающих нефть резервуаров происходит утечка микроскопических количеств газа, это может привести к адсорбции радиактивных газов на поверхности. На примере месторождений Грозного и Баку Соколов подтвердил, что находящиеся в недрах нефтеносные отложения могут быть обнаружены на поверхности. Затем В.А. Соколов совместил радиоактивное обследование с прямыми чувствительными методами анализа метана и более тяжелых УВ. Это привело к развитию широкой программы наземной геохимической разведки в СССР и США. В ряде случаев эти исследования не увенчались успехом, но они имели определенную ценность для региональной оценки перспектив.

Во многих странах в последнее время (в том числе и в России до перестройки) увеличился объем геохимических исследований, и расширилось использование нефтяной геохимии в поисковых работах. Быстрое развитие методик аналитических исследований способствовало детальному изучению распределения всех типов углеводородов в осадочном бассейне. Идентификация материнских пород, корреляция нефтей и материнского ОВ, оценка перспективности бассейна по геохимическим данным вошли в практику повседневных исследований многих отечественных и зарубежных компаний. Они применяют в поисково-разведочных скважинах газовый каротаж для оценки перспектив нефтематеринских горизонтов и выявления нефти в коллекторах. Важным обстоятельством явилось осознание геологами-нефтяниками, что наличие благоприятной структуры или стратиграфической ловушки с хорошими коллекторами не представляет ценности, если отсутствовали условия для образования и аккумуляции УВ. Знание особенностей формирования и аккумуляции нефти в бассейне имеет значение и для оценки потенциальных ресурсов нефти.

Таким образом, на современном этапе геохимические исследования органически влились в комплекс поисково-разведочных работ. Существуют два основных направления геохимических методов поиска месторождений нефти и газа:

- ***глубинная поисковая геохимия,*** *связанная с выявлением основных очагов генерации УВ на основе изучения нефтематеринского потенциала пород и степени его преобразованности. На основе этих данных дается дифференцированная оценка перспективности бассейна. В поисковых скважинах для выявления продуктивных пластов наряду с геофизическими методами используется газовый каротаж бурового рас-*

твора, керна и шлама;

- ***прямая поисковая геохимия,*** *основанная на обнаружении в поверхностных отложениях повышенных концентраций УВ, мигрировавших или переместившихся к поверхности в результате диффузии из нефтяных и газовых скоплений.*

Использование этих методов в комплексе с геофизическими, литолого-стратиграфическими и геоструктурными методами и методами геологических аналогий позволяет проводить дифференцированную оценку ресурсов и эффективный поиск нефтяных и газовых месторождений.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Изучение твердых горючих ископаемых—торфа, угля и горючих сланцев – аналогично нефти и газу, имеет давнюю историю и проводилось в разных направлениях и объемах[1].

Торфы и угли

Наиболее ранние литературные сведения о твердых горючих ископаемых относятся к углю, который был известен и использовался еще в каменном веке. Первым описал уголь как топливо один из учеников Аристотеля в IV в. до н. э. Во II в. до н. э. китайский писатель Лю ан изложил методы использования ископаемого угля для выплавки меди, производства фарфоровых изделий, выпарки соли и для отопления.

В Европе уголь начали применять в XI в. главным образом в Англии, где собирали куски «морского угля», выпавшие при размыве береговых обнажений.

Геология углей как наука возникла в XVIII в., что обусловлено прежде всего их огромной практической значимостью как ценнейшего полезного ископаемого. Исследование углей, их исходного материала, петрографического состава и метаморфизма сыграли важную роль в разработке теории углеобразования, в выяснении ряда вопросов смежных областей науки: палеоботаники, палинологии, геохимии органического вещества.

Наряду с углем, залегание торфа на поверхности или на небольшой глубине уже давно дало возможность использования его как источника тепла, а реально наблюдавшаяся прямая связь его с погребенной растительностью не создавала каких-либо трудностей при установлении его происхождения. В России интерес к торфяным месторождениям возник при Петре I, разрешившем в 1723 г. осушение торфяников и использова-

[1] По материалам, представленным в учебнике под редакцией И.В. Высоцкого [5] и др.

ние торфа в качестве топлива.

Первые научные представления о ценности торфа и его природе были изложены М. В. **Ломоносовым** в труде “О слоях земных” (1759 г.), в котором он пишет, что «горные уголья... из турфа родились». Подчеркивая одновременно, что торф образуется из растений, также как нефть, М. В. Ломоносов тем самым заложил основу генетических представлений в науке о горючих ископаемых.

К этому же времени относится и первая классификация торфа как топлива, созданная И. Г. **Леманом**, который установил различие торфов по плотности и по содержанию в них растительных сообществ. Однако вплоть до конца XIX в. интерес к торфяникам был вызван лишь необходимостью их осушения для получения пригодных для пахоты земель. Несмотря на это, с геологической точки зрения эти исследования дали ценные фактические материалы по распространению наиболее крупных заторфованных площадей. Несколько позже появляется первое научное обобщение о торфе в работе В. В. **Докучаева** “К вопросу об осушении болот...”, в котором эта проблема рассматривается с естественно-исторической точки зрения. Основные аспекты о генезисе скоплений торфов и других типов ОВ в природе – его тлении, перегнивании и гниении были рассмотрены в 1908 г Г. Потонье в трактате “Сапропель”. Он предложил формулу баланса интенсивности синтеза и распада органического вещества. К началу XX в. были завершены исследования В. Н. Сукачева и В. С. Доктуровского, в которых были детализированы понятия по генезису торфяников – растительному покрову болот, процессу заболачивания, видам торфа, методам ботанического анализа. Существенное значение в понимании вопроса образования горючих ископаемых и накапливании растениями энергии солнца имели работы К. А. Тимирязева по изучению роли хлорофилла в этом процессе. Современные представления об образовании торфа широко освещены в учебнике С. Н. Тюремнова “Торфяные месторождения”, в котором дано региональное районирование торфяной базы СССР, а также в трудах В. Е. Раковского (главным образом по генезису торфов), Г. Л. Стадникова (по химии торфов), Н. Г. Титова (об условиях образования торфов) и ряда других исследователей. Подробная характеристика торфяных месторождений с указанием типа каждого из них, качества и запасов торфа приводится в монографиях Торфяного фонда по каждой области СНГ.

В конце XIX в. геологами Геологического комитета России: А. Н. Карпинским на Урале, В. А. Обручевым в Сибири, П. Н. Степановым в Донбассе, Л. И. Лутугиным, А. А. Гапеевым и В. И. Яворским в Донбассе и Кузбассе – были заложены основы изучения угольных бассейнов. Наряду с этим в 1883—1898 гг. донецкими инженерами Ф. М. Женжуристом и Н. А. Гольдрингом для выяснения микрокомпонентного (мацерального)

состава углей и степени их метаморфизма было открыто новое, петрографическое направление исследования углей под микроскопом. Классические исследования, которые дали современное направление этим работам, принадлежат палеоботанику М. Д. Залесскому, описавшему в 1911—1914 гг. анатомическое строение углей Подмосковного и Донецкого бассейнов в работе “Очерк по вопросу образования угля”, которая до сих пор не утратила своего значения в принципиальной постановке проблем генезиса угля. В этой работе М. Д. Залесский впервые описывает наблюдавшиеся им разновидности углей (фюзен, матовые и блестящие угли).

После открытия месторождений началась их промышленная разработка и, соответственно, развитие угольной промышленности. По произведенному в 1913 г. подсчету мировых геологических запасов на долю России со входившей тогда в ее состав Польшей приходилось 234 млрд т, т. е. 3,2 % мировых запасов; Россия по общим мировым запасам занимала пятое место. Добыча угля в стране тогда составляла 29 млн т и почти полностью осуществлялась в Донецком бассейне. Недостаток угля покрывался импортом его главным образом из Англии. Во время мировой и гражданской войн добыча угля существенно упала и достигла довоенного уровня только в 1926 г. Для наращивания запасов углей в 20-х годах проводили геологоразведочные работы в Подмосковном, Донецком, Кузнецком бассейнах, поиски в Восточной Сибири, приведшие к выявлению Тунгусского, Ленского, Таймырского, Канско-Ачинского бассейнов. С тех пор добыча угля ежегодно возрастала, за исключением периода Великой Отечественной войны.

По мере разведки и освоения месторождений продолжалось развитие научных исследований. В 1919 г. М. Стопе дала более детальную классификацию матовых и блестящих углей по ингредиентам и выделила на макроскопической основе четыре ингредиента углей—фюзен, дюрен, кларен и витрен. Классификация М. Стопе в разное время и в разных странах уточнялась или модернизировалась крупными учеными в этой области—Э. Штахом, Г. Готаном, А. Дюпарком, С. Шпакманом, Р. Тиссеном и др. В СССР это направление геологии угля начало интенсивно развиваться с 1927 г. в лаборатории при Геологическом Комитете. При этом изучение строения угля дополнялось изучением его физических и технологических свойств. В соответствии с быстро растущими требованиями промышленности такие лаборатории вскоре были организованы в Томске (И. И. Аммосовым), Москве (С. Н. Наумовой, П. П. Тимофеевым), Новосибирске (Б. А. Травиным), Ташкенте (О. Д. Русановой), Владивостоке, Харькове и других городах страны. Дальнейшее развитие углепетрографический метод, наряду с литологическим изучением угленосных отложений, получил в работах Ю. А. Жемчужникова, И. В. Еремина, Л. И. Боголюбовой, В. Е. Раковского, Г. А. Иванова, Г. Ф. Крашенинникова, А.И.

Гинсбург, Г.М. Парпаровой и др.

Заметный вклад в изучение метаморфизма углей[1] внесли Б. Ф. Мефферт, рассматривавший этот вопрос еще в Донбассе в 1915 г., П. И. Степанов, Е. О. Погребицкий, В. С. Шехунов, В. В. Мокринский, М. Тайхмюлер, Б. Альперна, Т. Иена, а ныне Н. И. Аммосов, Л. Ф. Думлер, М. В. Голицын, М. Л. Левенштейн и многие другие.

Полученные материалы легли в основу теории формирования угле-

---

[1] Существовавшее долгое время представление А. Дюпарка и А. Доната о том, что различия между бурыми и каменными углями обусловлены только различиями в исходном материале, было впервые поколеблено в начале 1973 г., когда Хильт установил, что при одном и том же составе исходного материала выход летучих веществ в нижележащем пласте меньше, чем в вышележащем (правило Хильта—Скока). Через десять лет И. Гюмбелем было введено понятие о процессе углефикации, объясняющем превращение углей в их полном ряду от бурого угля до антрацита за счет повышения содержания углерода. Значительное время монопольное положение занимала гипотеза динамометаморфизма углей — их преобразование вследствие сжатия при складкообразовании. Более детально рассматривая эту гипотезу, Б. Ф. Мефферт в 1915—1926 гг. на примере Донбасса показал, что метаморфизм углей вначале обеспечивается статическим давлением, т. е. давлением вышележащих пород, и лишь затем — сжатием при складкообразовании. Б. Ф. Мефферт назвал подобный тип метаморфизма дислокационным, и этот термин получил довольно широкое распространение, войдя в общую региональную геологию, в которой интенсивность и сложность тектонических процессов считались главным фактором метаморфизма углей в толще, подвергшейся таким процессам.

Однако установление сложно и интенсивно дислоцированных бассейнов и месторождений с малометаморфизованными углями (Балканский полуостров) и, наоборот, залегание высокометаморфизованных углей в слабодислоцированных толщах (северо - восточные районы КНР) привело к выводу об отсутствии подобной прямой зависимости и ее косвенном проявлении через ряд более сложных закономерностей. Последние были вскрыты при дальнейшем развитии учения о региональном метаморфизме, основы которого были заложены П. И. Степановым, установившим в 1932 г. закономерность изменения метаморфизма в Донбассе по простиранию одного и того же пласта угля. Материалы широко развернутых в СССР в 1930—1940 гг. поисков на уголь позволили Г. А. Иванову установить, что такая закономерность свойственна бассейнам определенного типа, и теоретически обосновать региональный метаморфизм как совокупность геологических процессов, присущих определенному геосинклинальному типу угленосных бассейнов. Это положение, сохраняя свое принципиальное значение до настоящего времени, при более детальных исследованиях дополнилось представлением о переменной роли факторов на разных стадиях этого процесса.

При различных трактовках роли отдельных факторов на разных стадиях (примат температуры над давлением или даже негативное действие давления на некоторых стадиях) влияние этих факторов признается практически всеми исследователями и не создает столько противоположных мнений, как вопрос о значении времени, на положительную роль которого указали впервые М. Тейхмюллер и Р. Тейхмюллер в 1960 г. В последнее время появились мнения (С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова и др.) об отсутствии влияния времени при процессах метаморфизма углей и рассеянного в породах ОВ.

носных толщ и угольных месторождений. На основе выполненных методических разработок получили широкое развитие поисковые и разведочные работы, были сделаны обобщения фактических материалов, направленные на повышение эффективности и научной обоснованности направлений поисков и разведки (литолого-фациальный анализ угленосных формаций, классификация углей, изучение тектоники угленосных бассейнов, морфологии пластов, разработка методики составления карт прогноза угленосности, установление закономерностей распространения угленосности, метаморфизма углей). Работы по петрографии углей дали новые результаты и теоретические обобщения по генезису углей и привели к внедрению в практику количественных методов оценки петрографического состава углей на всех стадиях поисково-разведочных работ. Разработанная методика исследований, геологического картирования, получившая название “лутугинского метода”, служит методической основой изучения угленосных бассейнов и в настоящее время. Этот метод принят также в США, Франции, КНР и других странах. С лутугинской школой связаны имена известных геологов-угольщиков – М. М. Пригоровского, С. В. Обручева, М. А. Усова, М. К. Коровина и др. Проведенное геологическое картирование и разработанные методики изучения угленосных бассейнов позволили в 1941 г. под руководством А. К. Матвеева создать первую карту прогноза угленосности СССР, а в 1972 г. – карту угольных месторождений мира. Результаты исследований угленосных бассейнов и месторождений были изложены в классической 12- томной монографии “Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР”, издание которй проводилось с 1963 по 1978 г.г. В настоящее время составлена карта прогноза угленосности России, ориентирующая поисковые работы на расширение промышленных запасов угля.

Таким образом, на протяжении столетия в нашей стране сложилась крупная самостоятельная школа геологов-угольщиков, способствовавшая созданию мощной минерально-сырьевой базы угольной промышленности, полностью обеспечивающей растущие потребности страны в этом виде топлива. За длительный срок развития углепетрографических исследований решены задачи прикладного характера, связанные с оценкой качества углей и определением рациональных путей их использования. В целом поисковые и разведочные работы на основе разработанных методов в области угольной геологии обусловили открытие новых угленосных бассейнов и месторождений. В 30-х годах были открыты Печорский, Карагандинский, Челябинский и Ангарский угольные бассейны, а после 45-го года были найдены крупные месторождения угля в Канско- Ачинском, Южно – Якутском бассейнах.

Прирост ресурсной базы обеспечил увеличение, по сравнению с прошлым веком, почти в 30 раз геологических запасов, по которым СНГ

занимает первое место в мире, с добычей угля на 1985 г. 726 млн т. Тем не менее еще многие проблемы угольной петрографии нуждаются в дальнейшей разработке. Это объясняется, с одной стороны, разнообразием строения и состава угольных пластов как геологических тел, с другой – возникновением новых задач при освоении угольных месторождений, а также необходимостью выявления угольных пластов с заданными химическими и технологическими свойствами.

Горючие сланцы

Изучение горючих сланцев по сравнению с такого рода исследованиями углей имеет, с одной стороны, меньший масштаб, с другой - большее разнообразие направлений, работ, обусловленное более контрастными (по сравнению с углями) условиями образования горючих сланцев отдельных месторождений.

Поскольку ресурсы нефти быстро истощаются, все интенсивнее становятся усилия по изысканию ее возможных заменителей. Особую роль в этом отношении могут сыграть горючие (битуминозные) сланцы. В Австралии, Франции и Шотландии они с давних пор использовались для получения продуктов, подобных получаемым из нефти. В 1694 г. правительство Англии выдало патент № 330 Мартину Илу на способ извлекать и добывать в больших количествах “из определенного вида камней” деготь, смолу и масло. Это первое документальное упоминание о нефтепродуктах, полученных их горючих сланцев. В выпуске “Сайнтифик Американ” было помещено сообщение о том, что при сооружении железной дороги в районе Грин- Ривер рабочие сложили их кусков извлеченной породы стенку для защиты костра от ветра, и камни вскоре загорелись. Этот эпизод знаменовал обнаружение на стыке штатов Колорадо, Юта и Вайоминг горючих сланцев, слагающих одно из наиболее значительных месторождений богатых органическим веществом пород. К 20-м годам нашего столетия добыча горючих сланцев в Зап. Европе, СССР (Прибалтике, Белоруссии, Украине, Поволжье, Узбекистане, Якутии), Китае, Австралии, Канаде, Бразилии и особенно в США была довольно значительной. В процессе изучения месторождений горючих сланцев геологи пришли к выводу о том, что повышенное содержание ОВ в породах является качественным оценочным критерием. Для выделения промышленных пластов главным критерием служит количественный выход сланцевого масла. Анализ разработки месторождений показал, что с экономической точки зрения наиболее рентабельны для разработки неглубокозалегающие залежи горючих сланцев мощностью более 10 м, со средним выходом масла около 100 – 115 литров на тонну породы. Залежи с выходом сланцевого масла менее 50 л/т вообще не имеют промышленного значения. Повышение рентабельности относительно бедных сланцев

может быть достигнуто за счет усовершенствования методики добычи, переработки и успешной разведки. За долгие годы добыча сланцев для практических нужд прошла через многие спады и подъемы. При падении цен на нефть в результате открытия дешевой нефти работы по добыче сланцев сворачивались.

К настоящему времени разработки в области перегонки горючих сланцев защищены уже тысячами патентов. Фундаментальные знания научных и технических достижений в этой области, способствующие быстрому развитию технологии изложены во многих публикациях отечественных и зарубежных авторов (В.А. Колтукова, В.А. Успенского, А.И. Гинсбурга, Н.С. Бескровного, Г.М. Парпаровой, А.С.Левина, О.М. Розина, Д. Гавина, Д. Дункана, А. Рабела и др.). В классической голландской монографии Т.Ф. Йена и Дж. В. Чилингаряна “Горючие сланцы”, переведенной на русский язык в 1980 г, проведено обобщение разных аспектов научной и технической информации по этому вопросу. В их работе освещен широкий круг проблем, включающих происхождение, размещение, минералогию, химию, а также специфику разведки, переработки и соображения по охране окружающей среды в связи с изменениями, неизбежными при создании и развитии сланцевой промышленности. Хотя некоторые страны добились в области использования горючих сланцев определенных успехов, в настоящее время эта отрасль промышленности все еще не достигла значительного развития, однако она содержит в себе огромный энергетический, химический потенциал и ждет благоприятного сочетания экономических и технологических факторов. В настоящее время главной задачей геологов, изучающих угольные и сланцевые месторождения, является выявление не просто запасов углей и горючих сланцев, а запасов этих горючих ископаемых определенного качества, доступных для добычи открытым способом в промышленно важных районах. Только при открытой разработке уголь как энергетическое сырье может успешно конкурировать с нефтью и газом, разведка которых требует более значительных капитальных затрат. Одна из задач - также выявление нетопливных направлений использования этих полезных ископаемых.

ОСНОВНЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

В настоящее время накоплен обширный материал, обобщение которого позволило значительно углубить принципы и методы количественной оценки ресурсов и перспектив отдельных комплексов и регионов и составить карты нефтегазоносности и угленосности СССР, тектоники

нефтегазоносных и угленосных территорий, являющиеся основой выявления закономерностей размещения месторождений и их поиска.

Однако в нефтегазовой геологии и геохимии существуют все еще нерешенные дискуссионные проблемные вопросы, научно обоснованное решение которых позволит повысить эффективность поисково – разведочных работ.

Генетические проблемы

Осадочно–миграционная теория образования нефти еще не стала инструментом конкретного однозначного прогноза нефтегазоносности, для ее развития необходимо дальнейшее комплексное изучение всех сторон онтогенеза нефти и газа. К проблемным вопросам относятся некоторые аспекты происхождения нефти, формирования, переформирования и разрушения ее залежей. Наиболее актуальными, требующими глубокого и всестороннего изучения являются следующие задачи:

- *выявление четких количественных критериев диагностики нефте - и газоконденсатопроизводящих свит, особенно в карбонатных разрезах с низким содержание РОВ;*
- *оценка геохимического взаимодействия кислых компонентов (H_2S и CO_2) с УВ и минералами вмещающих пород, изучение степени влияния осадочных пород на процессы онтогенеза нефти—от превращения рассеянного ОВ в микронефть до разрушения нефти, т.е. дальнейшее развитие нефтегазовой литологии;*
- *выяснение влияния действия механо - химических и радикальных реакций на трансформацию исходного ОВ и генерацию УВ в реальных геологических низкотемпературных условиях;*
- *установление конкретных механизмов первичной миграции и коэффициентов эмиграции УВ из различных типов нефтематеринских пород в определенных катагенетических диапазонах;*
- *количественная оценка дальности вторичной миграции, коэффициентов аккумуляции жидких и газообразных УВ в конкретных геологических ситуациях, на основе уточнения миграционных потерь микронефти и газа, за счет сорбции породами, растворения в пластовых водах и диффузии;*
- *геохимическая корреляция нефтематеринская порода – нефть, а также нефть – нефть, дальнейшее исследование биомаркеров – хемофоссилий, а также изотопного состава всех элементов нефти;*
- *детальное исследование углеводородного и неуглеводородного состава нефти. К настоящему времени в нефти идентифицировано более 400 индивидуальных УВ, однако изученность нефти составляет только порядка 60%, в тяжелом остатке присутствуют еще тысячи соеди-*

нений;

- *исследование высоконасыщенных газоконденсатных систем и летучих нефтей, залегающих в жестких термобарических условиях и установление количественных критериев их разделения. Моделирование процессов их формирования, фазовых переходов и дифференциации в установках фазовых равновесий в условиях, максимально приближенных к пластовым.*

Успешное развитие указанных направлений связано с внедрением в широкую практику наиболее перспективных методов изучения рассеянного ОВ пород, нефтей и газов, позволяющих углубить исследования до молекулярного и атомарного уровней. Такими методами являются тонкослойная и газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия, спектроскопия ядерно-магнитного резонанса, электронный парамагнитный резонанс, инфракрасная спектроскопия, пиролитическая газовая хроматография, рентгенография и электронная микроскопия. Комплексная систематизация имеющегося огромного материала с применением методов математической статистики, несомненно, даст новые модели процессов формирования скоплений нефти, газоконденсата и газа.

В сфере внимания геологов-угольщиков должны оставаться вопросы дальнейшей разработки на генетической основе учения об угленосных и сланценосных формациях для познания процессов концентрации огромных масс ОВ в виде протяженных и выдержанных пластов, накопления мощных угленосных толщ. Многое предстоит сделать для познания свойств угольного вещества, геохимии среды углеобразования и процессов преобразования угля, определяющих сегодняшнее качество углей. Понятие о метаморфизме углей принадлежит к числу наиболее дискуссионных вопросов в угольной геологии. При общем признании, что главными факторами в этом процессе в целом являются температура и давление, роль и характер каждого из них по-разному оцениваются исследователями, так же как и границы этапов метаморфизма и признаки для отнесения метаморфизма к тому или иному типу. При исследовании твердых горючих ископаемых необходимо также широкое внедрение современных методов изучения, успешно применяемых при исследовании нефтей и газов.

Поисковые направления и проблемы

Нефть и газ в энергетическом балансе России составляют ¾, и снижение их добычи ведет к экономическим, политическим и социальным осложнениям в государстве. В связи с этим задачи поисков и разведки горючих ископаемых чрезвычайно важны и ответственны, особенно в современных условиях. Происходящий развал нефтегазового комплекса обостряет и проблему научных исследований, в особенности фундамен-

тальных. Но именно научные исследования являются важнейшим компонентом восстановления топливно – энергетического комплекса. Возросшая изученность нефтегазоносных и угленосных бассейнов, высокая разведанность начальных потенциальных ресурсов объективно осложняют проблему подготовки запасов. При сложившейся ситуации, когда основные черты геологического строения, нефтегазоносности и угленосности перспективных территорий изучены, при проведении региональных работ нужно ставить и решать не общие, а конкретные задачи, определяющие направления поисков.

Геологоразведочные работы, объем которых неуклонно растет в денежном и физическом выражении, требуют огромных материальных ресурсов. В добавление к этому, при большой освоенности во всех регионах снижается эффективность, усложняется структура запасов. В общем объеме открытий в приросте запасов растет доля мелких месторождений, в том числе залежей с трудноизвлекаемой нефтью. Снижается продуктивность новых скважин. В поиски вовлекаются районы со сложными природными условиями. Осложняется и общая ситуация в добыче. Так, в России в настоящее время все гигантские нефтяные месторождения практически полностью вовлечены в разработку; основные продуктивные горизонты находятся на стадии снижающейся добычи. Почти вся добыча газа сосредоточена на нескольких гигантах Западной Сибири, Оренбургском и Вуктыльском месторождениях. Множество мелких месторождений дают ничтожное количество добываемой нефти, а четверть эксплуатационного фонда нефтяных скважин простаивает. Поэтому необходимо обеспечить максимальную эффективность поисков и разведки на всех стадиях и этапах, с основной направленностью на то, чтобы геолого – разведочные работы обеспечивали наибольшие запасы нефти и газа при минимальном числе скважин. Важнейшим условием этого является своевременное и всестороннее обобщение накопленного и получаемого материала, разработка новых направлений и концепций, максимальное внедрение результатов научных разработок, новых методик, аппаратуры, методов и принципов обработки получаемых данных для выполнения главной задачи - укрепления минерально-сырьевой базы добычи горючих ископаемых.

Главной проблемой поисков и разведки является выявление закономерностей формирования и размещения зон нефтегазонакопления и углеобразования и месторождений горючих ископаемых в различных седиментационных бассейнах и стратиграфических комплексах. Для этого прежде всего необходимо комплексное исследование геохимии нефти, конденсатов, газов, а также изучение бассейнов в едином плане с составлением унифицированного набора итоговых графических документов и характеристик нефтегазоносных и угленосных районов и месторождений.

Правильная теория вооружает практиков ценным знанием закономерностей нефтеобразования. Это, безусловно, великое дело, но теория остается теорией, поскольку закономерности, характеризующие процесс нефтеобразования, выступают лишь как общие тенденции, и результат их действия зависит во многом от конкретной истории каждого данного региона, от совокупности самых разнообразных геологических и геохимических факторов. Познание конкретных особенностей каждого данного региона как элемента ОПБ (или его в целом) и составляет основу практической деятельности геологов-нефтяников.

Для повышения достоверности поиска необходимо глубокое и всестороннее исследование залежей нефти и газа и изучение изменения свойств УВ в плане и разрезе месторождений. Месторождения, поиски и разведка которых являются конечной целью геологоразведочного процесса, представляют собой главный источник непосредственной и наиболее достоверной информации об условиях залегания нефти и газа. Именно поэтому важным направлением является исследование залежей - единичных скоплений нефти и газа, их формирования, морфологии и классификации.

Одним из главных направлений увеличения добычи нефти и газа является продолжение освоения ископаемых богатств больших глубин (более 4,5 км) на основе систематической геологической интерпретации получаемых данных. В этих условиях требования к степени достоверности и обоснованности методов поиска существенно возрастают, поскольку по мере увеличения глубин стоимость скважин возрастает в геометрической прогрессии. Для решения проблемы больших глубин предстоит еще многое сделать с точки зрения выяснения условий нахождения на этих глубинах пород-коллекторов и пород-покрышек, а также причинно – следственных связей и особенностей распространения скоплений УВ различного фазового состояния в зависимости от термобарических и других геолого-геохимических условий.

Другой важной проблемной задачей современной нефтегазовой геологии является разработка эффективных методов поисков скоплений нефти и газа неструктурного типа. Выявление закономерностей размещения зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей в неантиклинальных ловушках требует надежной стратиграфической основы, знания состава разреза, его палеофациальной и палеогеографической характеристики. Для правильной ориентировки глубокого бурения и дальнейших геофизических работ большое значение имеют сводные структурные карты зон нефтегазонакопления и бассейнов в целом, составленные с учетом современных данных сейсморазведки (региональной и крупномасштабной) и бурения. Здесь важно выделить и протрассировать на них элементы, контролирующие размещение ловушек (поверхности стратиграфического несогла-

сия, литологического замещения, рифогенные структуры). Особенную актуальность решение проблемы неструктурных ловушек приобретает в старых обустроенных нефтегазоносных провинциях, в которых фонд перспективных антиклинальных структур практически исчерпан. В этих районах прирост запасов нефти и газа может быть обеспечен также за счет разведки слабоизученных докембрийских отложений. Разведка неметаморфизованных горизонтов позднедокембрийских отложений приводит к открытию в ряде случаев автохтонных УВ. Так, например, на Сибирской платформе в 1962 году была открыто крупное многопластовое Марковское месторождение газа и газоконденсата в образованиях рифея и венда, а также нефти в нижнем кембрии. Однако оценка нефтематеринского потенциала верхнедокембрийских отложений остается проблематичной и связана как с метоморфизмом и тектонической активностью конкретного региона, так и с содержанием углерода. Многие скопления УВ могли разрушиться в результате денудации и утечки УВ из залежей. В связи с этим при поисках и разведке УВ в докембрийских отложениях следует ориентироваться на разрезы неметаморфизованных пород позднего докембрия (моложе 1 млрд лет). Перспективность этих пород повышается за счет возможности проникновения в них УВ из более молодых нефтематеринских отложений. Вселяет надежду то, что эти отложения до сих пор в большей степени остались неразбуренными.

Многообещающим объектом исследований с целью поисков нефти и газа являются подводные окраины, включающие континентальный шельф (глубина дна до 100-300 м), континентальный склон и подножие (до 3000-4000 м), так как в их пределах есть осадочно-породные бассейны. В последние десятилетия стало ясно, что по мере ухода бурения от берега шельфовые окраины в целом столь же перспективны в нефтегазоносном отношении, как и суша. Вместе с тем поиск и освоение морских месторождений нефти и газа по сравнению с равноглубинными залежами на суше являются более дорогостоящими. Для морской нефтегазовой геологии экономика предъявляет более жесткие требования, и для окупаемости вложенных средств необходимо искать крупные высокодебитные залежи. В связи с этим для решения проблемы рентабельного поиска и разведки месторождений на шельфе, аналогично проблеме освоения больших глубин, требуется разработка достоверных и обоснованных методик поисково – разведочных работ. По прогнозам ученых в будущем значение нефтегазоносных бассейнов Мирового океана будет возрастать, причем в поиски будут вовлечены не только шельф, но и континентальный склон.

Большие потенциальные ресурсы газа сосредоточены в газогидратных залежах. По имеющимся данным, зоны гидратообразования как на материках, так и в пределах Мирового океана могут быть распространены

очень широко, а ресурсы газа в них сопоставимы с запасами в обычных залежах. Однако в настоящее время это одна из слабоизученных проблем. Необходима разработка новых методов достоверного выделения газогидратных пластов, так как по электрическому сопротивлению и другим параметрам, регистрируемым при каротаже, эти пласты в зоне многолетней мерзлоты ощутимо не отличаются от водонасыщенных. Более того, для эффективной добычи газа этих залежей необходимо создавать в пласте особые условия, при которых гидраты должны разлагаться на газ и воду. При этом целесообразно идти по пути повышения температуры и добавки в пласт ингибиторов (метанола, этиленгликоля и т. д.). Однако применение существующих технологий ведет к значительным затратам и, следовательно, разработка газогидратных залежей в настоящее время экономически не выгодна.

В целом же взгляд в будущее может быть достаточно оптимистичен. Благодаря несовершенству применяемых нами методов поиска и разведки залежей УВ в осадочных бассейнах, на континентах еще сохранилось по крайней мере 30-35% неразведанных ресурсов УВ. Это прежде всего залежи с литологическими, капиллярными и гидравлическими ограничениями, залежи в синклиналях и на моноклиналях, залежи в плохих коллекторах, залежи "критического состояния". Кроме того, здесь же могут быть в будущем приращены ресурсы за счет переформирования (искусственного) и извлечения УВ из ныне считающихся законтурных зон. Нефтегазоносные осадочные бассейны, шельфы и континентальные склоны являются сегодня объектами ускоренного опоискования и разведки. При слабых надеждах на перспективы открытий крупных залежей УВ в центральных частях океана перспективы континентального склона остаются пока неясными. Не изучены перспективы нефтегазоносности ледяного континента (Антарктиды) и его шельфа.

Большие проблемы существуют и в геологии твердых горючих ископаемых. Увеличение добычи угля, огромные масштабы его сжигания, повышение роли угля в качестве сырья для производства жидких и газообразных продуктов ставят перед исследователями новые задачи по его изучению, требуют нового научного подхода к оценке всех горючих ископаемых.

Несмотря на значительную разведанность и высокие темпы использования запасов углей, еще имеются возможности их прироста за счет разведки глубоких частей освоенных месторождений и выявления новых площадей в известных бассейнах. Преимущественное внимание должно быть обращено на выявление месторождений, пригодных по геологическим и экономическим показателям для открытой разработки. Отсюда важное значение приобретает конкретное научное прогнозирование раз-

мещения твердых горючих ископаемых, основанное на знаниях закономерностей образования и эволюции угленосных и сланценосных толщ.

Большие объемы сжигаемого угля, выбросы в атмосферу сернистых продуктов, твердых остатков заставляют по-новому отнестись к проблеме охраны окружающей среды, т. е. встать на путь разработки эффективных технологических процессов получения облагороженного топлива (термоугля, термобрикетов). Эта проблема, как и проблема получения из угля жидких и газообразных продуктов, требует целенаправленного изучения сырьевой угольной базы на основе единого научного принципа, базирующегося на изучении генезиса, вещественного состава и свойств, молекулярно-структурной характеристики твердых горючих ископаемых. Много неясных вопросов остается и в отношении традиционного использования зольных продуктов сжигания угля и горючих сланцев, где нужны поиски новых подходов и современных решений.

Большое значение имеет создание высокоэффективных методов изучения и прогноза горно-геологических условий, борьбы с внезапными выбросами угля и газа в шахтах, использование газов угольных месторождений в народном хозяйстве и другие аспекты геологии твердых горючих ископаемых.

Классификационные и терминологические понятия и проблемы

Геология и геохимия горючих ископаемых – наука, которая синтезирует концепции многих наук и рассматривает широкий спектр предметов изучения в генетическом, химическом и других аспектах. Для каждого вида горючих ископаемых применяются многочисленные разнонаправленные классификации: физико-химические, технологические, генетические и геохимические[1].Такой подход неизбежно ведет к возникновению проблем с многоплановой классификационной увязкой различных типов горючих ископаемых, а также к многозначности и неопределенности терминов.

Существует исторически сложившаяся классификация природных горючих ископаемых, основанная на различиях их физических свойств: твердые (угли, сланцы, асфальт, озокерит), жидкие (нефти) и газообразные (болотный газ, газы нефтяных и газовых месторождений). Однако в этой на первый взгляд простой классификационной схеме отсутствуют генети-

[1] В генетических и геохимических классификациях нафтидов главными признаками являются непосредственно основные элементы геологической истории нефтей. Генетические классификации ограничиваются этапом образования нефти. Геохимические классификации существенно шире и охватывают всю историю нефтяной и газовой залежей, включая стадию рождения, вторичных изменений в течение жизни и кончаются стадией умирания.

ческие признаки, в результате чего в одну группу попадают различные горючие ископаемые (например: уголь, асфальт, озокерит), отличающиеся как по составу исходного ОВ, так и по условиям превращения в конечный продукт.

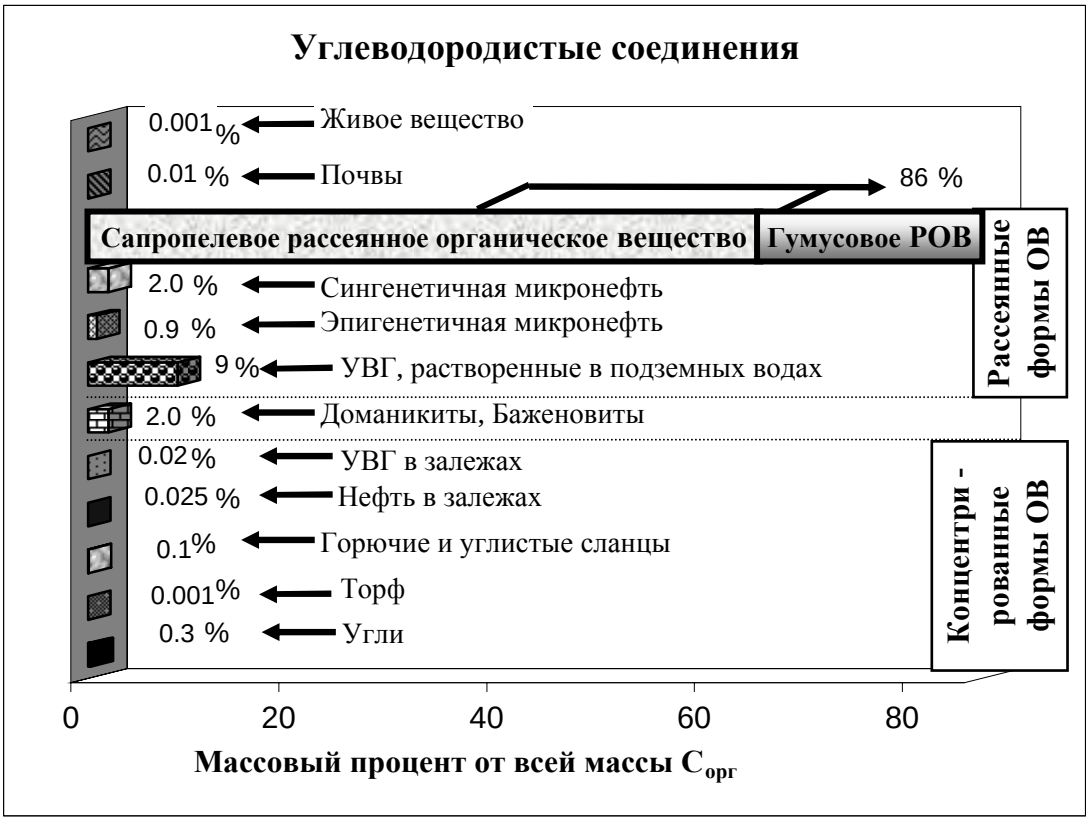
По мере развития знаний о свойствах и происхождении горючих ископаемых разрабатывались генетические классификации и вводились новые термины и понятия. Г. Потонье предложил для углей и горючих сланцев термин каустобиолиты[1], основываясь на греческих словах "каустос" – горючий, "литос" – камень, "биос" – жизнь, т.е. горючий камень органического происхождения. В настоящее время термин "каустобиолиты" распространен на все концентрированные формы горючих ископаемых. Каустобиолиты разделяются на две группы:

- ***образования, сингенетичные породам*** *– торф, сапропелит, бурые и каменные угли, углистые и горючие сланцы, ископаемые смолы;*
- ***продукты миграции****, которые включают нефти, горючие газы, мальты, асфальты, асфальтены, озокериты и прочие природные дериваты нефтей.*

Все углеводородные горючие ископаемые (УГИ) объединяет их первоисточник – порожденное жизнью углеродистое вещество, в той или иной степени измененное при литогенезе. В этом смысле подавляющая часть УГИ – углеводородные газы, нефть, угли и горючие сланцы – представляют собой, соответственно, газовую, жидкую и твердую фазу продуктов фоссилизации захороненного в осадках органического вещества (ОВ). Угли и горючие сланцы – истинно биогенные УГИ, так как элементы их структуры в значительной мере унаследованы от исходного биоса. Они автохтонны по отношению к вмещающим породам. Нефть и углеводородные газы (УВГ) в основном не унаследованы от живого вещества, а образовались в результате коренной перестройки отмершего биоса в литогенезе, они аллохтонны по отношению к вмещающим породам. На рис. 3, по данным Н.Б. Вассоевича, дано процентное соотношение всех углеводородистых образований в стратисфере. Приведенные данные отражают основной закон геохимии, установленный Ф.У. Кларком, В.М. Гольдшмитом, В.И. Вернадским: *“ В земной коре имеет место абсолютное преобладание рассеянных форм элементов и их соединений”*.

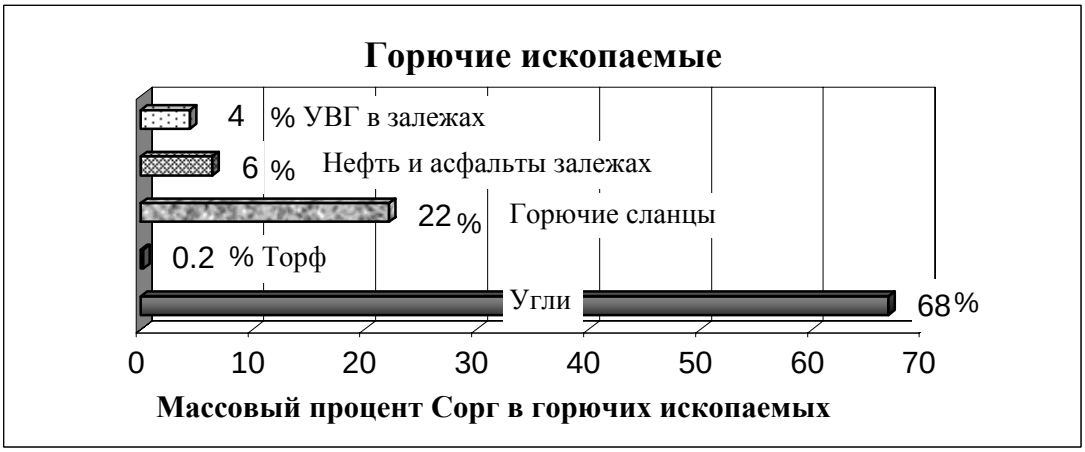
---

[1] В классификации Потонье каустобиолиты подразделяются на гумолиты, сапропелиты и липтобиолиты. Гумолиты - это угли и углистые сланцы, образовавшиеся из остатков высших растений (гумусовые болотные угли). Сапропелиты - сапропелевые угли и горючие сланцы, которые образовались за счет остатков зоо- и фитопланктона в осадках озерных водоемов. Липтобиолиты - устойчивые компоненты растительной органики (оболочки спор, смоляных тел, воска, пробковая ткань, янтарь).



Общая масса углеводородистых органических веществ (общая масса $C_{орг}$)
в континентальном секторе стратисферы составляет 1,2E+16 т

Приведенные данные отражают основной закон геохимии,
установленный Ф.У. Кларком, В.М. Гольдшмитом, В.И. Вернадским:
В земной коре имеет место абсолютное преобладание
рассеянных форм элементов и их соединений



Общая масса УВ газа и нефти в залежах, горючих сланцев, торфа и угля
в континентальном секторе стратисферы составляет 4,5E+13 т

Рис. 3. Соотношение в стратисфере углеводородистых образований
(по Н.Б. Вассоевичу, 1986 г.)

ископаемых на начальных этапах литогенеза, характер их изменений при прогрессивном погружении отложений единонаправленный – в сторону циклизации ОВ вплоть до образования графита.

Этот процесс, неудачно названный углефикацией[1], сопровождается образованием (и уходом) подвижных компонентов - газов и юной микронефти, состав которых различен для разных типов рассеянного органического вещества (РОВ). Образно говоря, микронефть и УВГ можно рассматривать как своего рода “дыхание” УГИ в недрах ОВ любого строения и степени концентрированности, в том числе и углей. Наиболее глубоким это дыхание становится при достижении зоны мезокатагенеза, с которой связана главная фаза нефтеобразования. Углеобразование, с одной стороны, и нефтеобразование, - с другой, несмотря на пространственную и временную разобщенность, являются порождением одного и того же процесса – трансформации ОВ при литогенезе в осадочно-породных бассейнах. Если углеобразование в значительной мере обусловлено климатом (палеогеографическим аспектом проблемы), то нефтеобразование определяется прежде всего глубиной погружения РОВ (палеотектоникой).

Общее представление о генетической взаимосвязи отдельных классов каустобиолитов и их превращениях дает генетическая классификация В.А. Успенского и О.А. Радченко. В схематическом, более доступном для восприятия виде эта классификация представлена на рис. 2 (в модификации Г.П. Былинкина). Схема отражает генетическую взаимосвязь сингенетичных и эпигенетичных горючих ископаемых. Отдельные типы каустобиолитов изображены в виде блоков. На схеме указаны основные категории исходного материала для образования горючих ископаемых, представленные высшими и низшими организмами. Угольная ветвь подразделяется на три блока. Левый блок – гумусовые угли, правый – сапропелевые (сапропелиты, богхеды, горючие сланцы), средний – смешанные гумусово-сапропелевые угли. В этом же ряду находится и рассеянное сапропелевое и сапропелево-гумусовое органическое вещество, являющееся источником миграционных (эпигенетичных) горючих ископаемых. Влияние катагенеза (метаморфизма) отражено на схеме в виде вертикального по-

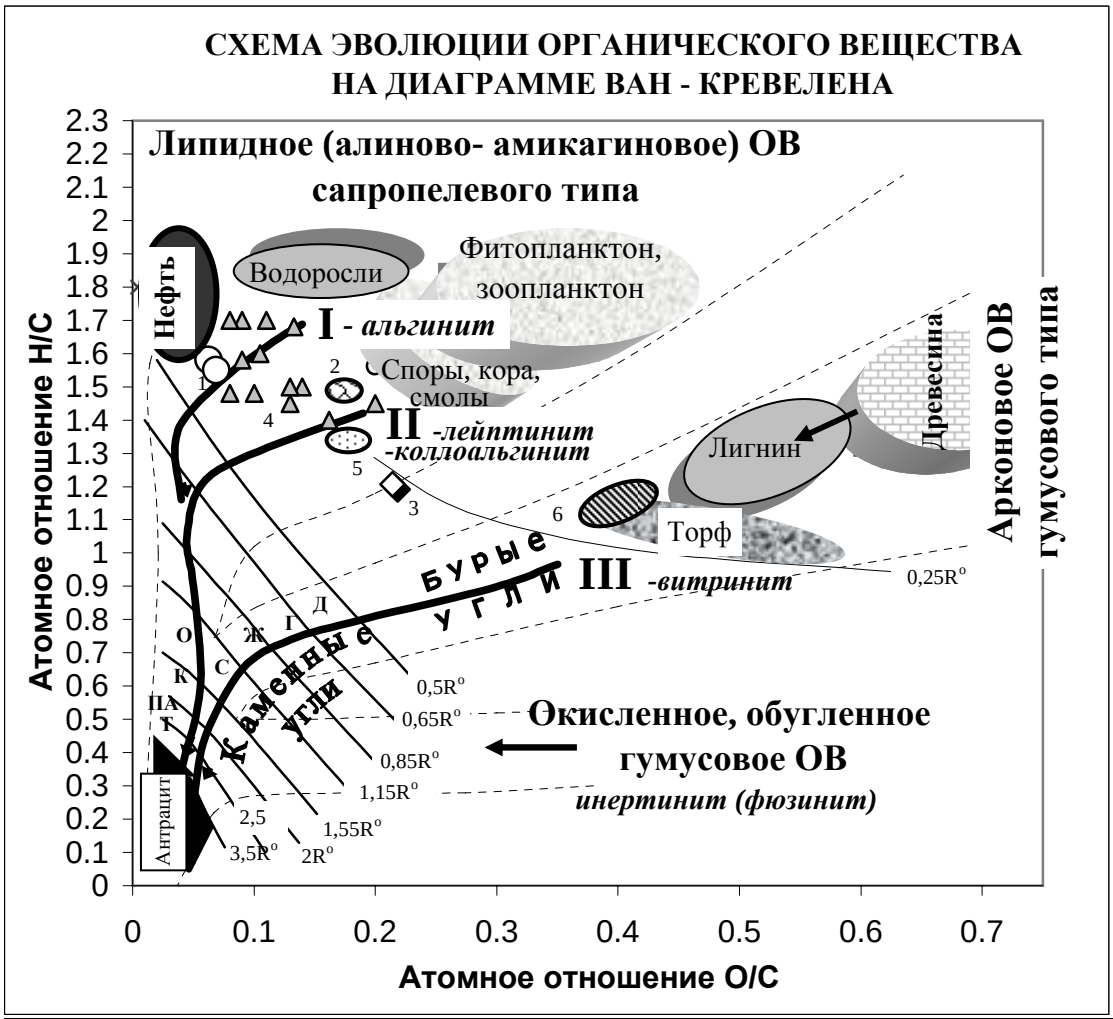
---

[1] Углефикация – процесс преобразования торфа в уголь и дальнейшее изменение до графита под действием температуры и давления в течение геологического времени. При углефикации происходит уплотнение органической массы угля, увеличение его отражательной способности, показателя преломления. Общая тенденция химических изменений в процессе углефикации заключается в увеличении содержания углерода, в уменьшении кислорода и выхода летучих веществ. Понятие “стадия углефикации”, “степень углефикации”, “группа углефикации” и “степень метаморфизма углей” являются синонимами. Термин “углефикация” использовался также для характеристики РОВ, но позже Н.Б. Вассоевич предложил более удачный термин “катагенез РОВ”, который был принят практически всеми отечественными геохимиками-нефтяниками.

гружения. По мере воздействия давления и температуры гумусовые и сапропелевые угли превращаются в каменные угли, а затем в антрациты и графит. Аналогичные физико-химические преобразования происходят и с РОВ при погружении в зоны мезокатагенеза, апокатагенеза и метагенеза. Однако, в отличие от угольной ветви, РОВ в процессе катагенеза генерирует первичные нефтяные и газообразные продукты. При этом первичные нефти в зависимости от направленности тектонических движений при подъеме окисляются, а при погружении разрушаются. Процессам окисления сопутствует физико-химическая дифференциация, состоящая в уходе (улетучивании) легких фракций нефти. В результате образуются вязкие полутвердые и твердые продукты: мальты, асфальтиты и продукты их выветривания окси- и гуминокериты. При миграции нефтей с большим содержанием парафинов, в том числе и фильтрованных нефтей происходит физическое высаживание твердых парафинов с образованием озокерита и гатгетита, которые при дальнейшем окислении превращаются в альгариты и битумы хорсанов. По мере погружения залежей в катагенетической зоне нефти метанизируются, облегчаются. В позднем апокатагенезе начинает происходить деструкция легких нефтей и одновременная карбонизация выпавших и сорбированных в породах асфальто-смолистых компонентов (пиробитумов). Крупные молекулы в легких нефтях разрушаются и дают начало углеводородным и неуглеводородным газам. Дальнейший рост давления и температуры ведет в конце- концов к наиболее устойчивым формам – метану и твердым минералам углеводорода – графиту, аналогично углям и РОВ.

Зарубежными исследователями Ван-Кревеленом, Б. Тиссо и др. была предложена классификация каустобиолитов на основе их элементного состава (рис. 4). По элементарному химическому составу и эволюционному пути на диаграмме в координатах H/C и O/C горючие ископаемые разделяются на три основных типа ОВ, которые включают встречающиеся в природе основные смеси водорослевого, травянисто-древесного, а также окисленного древесного материала. Эта классификация основана на том, что каустобиолиты имеют разный элементарный состав. Выделяемые типы керогена обладают тонкими химическими различиями, проливающими свет на их генезис. Аморфное водорослевое ОВ богато водородом, а древесное - кислородом.

Тип I *представляет собой кероген с наиболее высоким начальным атомным отношением H/C и наиболее низким значением отношения O/C. Такой кероген состоит из липидного водорослевого материала, в значительной степени содержащего алифатические цепочки. По значениям атомных отношений тип I близок к нефти, формируется в озерных и морских условиях и характерен для сапропелитовых углей класса богхеда* ***Рис.4***



⬡	1 - Сапропелиты: угли класса богхеда, сложенные водорослями, фито-и зоопланктоном, основным микрокомпонентом ископаемого сапропелитового ОВ является альгинит.
⬭	2- Липтобиолиты: класс гумусовых углей, сложенных лейптинитовыми микрокомпонентами ископаемого ОВ. Группа лейптинита включает: споринит (остатки спор), кутинит (остатки покровных тканей листьев и стеблей), суберинит (остатки коровых тканей), резинит (остатки смолы). В зарубежной литературе (Дж. Хант,1982) группа лейптинита называется также экзинитом и включает на наряду с липтобиолитами микрокомпоненты сапропелитовых углей группы альгинита.
◇	3 - Гумито - сапропелиты: угли класса кеннелей, в которых наряду с водорослями присуствуют компоненты высшей растительности группы лейптинита, представленной преимущественно микроспорами и витринита.
△	4 - Горючие сланцы, сложенные сапропелевым ОВ.
⬭	5 - Рассеянное органическое вещество (кероген) сапропелевого типа в нефтематеринских отложениях. Основным микрокомпонентом является колоальгинит.
⬭	6 - Рассеянное органическое вещество (кероген) гумусового типа в газоматеринских отложениях. Диагностируемый форменный микрокомпонент - витринит.
0,5R°	Изолинии и значения отражательной способности витринита в масле, %.
I - III	Кривые основных типов ОВ (керогена) с диаграммы Ван - Кревелена.
Д-Т	Индексы стадий углефикации каменных углей.

Рис. 4. Классификация каустобиолитов по элементному составу
Вариант Г.Б. Былинкина по данным Дж. Ханта(1982), Б. Тиссо, Д. Вельте(1981), В.В. Семеновича, И.В. Высоцкого и др. (1987), К.Ф. Родионовой и др. (1981).

вых и микробных липидов. Основным микрокомпонентом ископаемого ОВ является альгинит. Кероген типа I обладает высоком нефте– газогенерационным материалом, однако имеет наименьшее распространение по сравнению с другими типами.

Тип II *характеризуется высоким начальным атомным отношением H/C, низким значением отношения O/C и имеет в своем составе больше нафтеновых и ароматических циклических структур. Кероген типа II характерен для морских осадков, содержащих автохтонное аморфное сапропелевое ОВ, называемое коллоальгинитом. Кероген этого типа содержит значительное количество серы и является производным смеси остатков фитопланктона, зоопланктона и микроорганизмов (бактерий), накапливающихся в восстановительной обстановке. Этот тип также включает липоидные компоненты высшей растительности: пыльцу, споры, смолы, воски, парафины, кутинит, входящие в группу лейптинита. В этом случае в ископаемом состоянии формируются гумусовые липтобиолитовые угли или гумусово – сапропелевые разности углей типа кеннелей. Кероген такого типа является наиболее распространенным и свойственен большинству нефтематеринских пород и горючих сланцев. Нефтематеринский потенциал его ниже, чем у керогена I, однако еще очень значителен.*

Тип III *Кероген этого типа характеризуется сравнительно низкими начальными значениями H/C и высокими исходными значениями атомного отношения O/C. Кероген этого типа в значительной степени сложен конденсированными полиароматическими ядрами и гетероатомными и кислородсодержащими группами, при незначительной роли алифатических звеньев. Кероген представлен смесью аморфно-травянисто-древесного материала высших наземных растений. Основу этого материала составляет наиболее устойчивый компонент - лигнин, который гелифицируется до витринита. Это ОВ характерно для торфов, гумусовых углей и потенциально газоматеринского гумусового РОВ с очень умеренными нефтегенерационными возможностями.*

Окисленные разности высшей растительности, сложенные древесно инертитовым обугливщимся материалом (фюзенитом), вообще не обладают исходным нефте - газогенерационным потенциалом и характеризуются очень низкими значениями H/C и наиболее высокими значениями атомного отношения O/C). Эти разновидности имеют ограниченное распространение и присутствуют в основном в виде переотложенного детрита и выделяются Дж. Хантом в виде особой инертитовой линии эволюции керогена (рис.4).

Эта классификация позволяет не только разделить каустобиолиты, но также оценить возможности и степень реализации нефте- и газогенерационного потенциала разных типов ОВ по их химической структуре.

Для оценки степени зрелости ОВ на эволюционные кривые главных типов керогена наложены изолинии отражательной способности витринита. В отечественной практике сходная методика оценки типов ОВ по химическому составу была разработана К.Ф. Родионовой, С.П. Максимовым и др. Вместе с тем подход идентификации типов керогена по отношениям H/C и O/C хорошо срабатывает для слабопреобразованного органического вещества, поскольку при воздействии факторов катагенеза потеря водорода ведет к карбонитизации и сближению свойств всех типов ОВ в направлении антрацита и графита.

Одним из главных направлений в детализации классификации каустобиолитов является продолжение совершенствования и увязывание классификаций отдельных видов горючих ископаемых на основе представления процесса их образования как единого закона водно – осадочной фоссилизации ОВ.

Некоторые исторически сложившиеся термины, применяемые при характеристике горючих ископаемых, не отражают генетической сущности или особенностей химической структуры. При этом в настоящее время, наряду с новыми, продолжают широко использоваться старые привычные названия, и поэтому для разрешения данной проблемы и взаимопонимания при рассмотрении вопросов по геологии и геохимии горючих ископаемых целесообразно знать и указывать понятийную сущность применяемых терминов. Особенно это касается терминов, определяющих названия горючих ископаемых, исходных типов РОВ и битумов.

При названии горючих ископаемых часто употребляется прилагательное “органический”. Вместе с тем первоначально термин “органический” имел только один – биологический смысл, им обозначали все связанное с организмами. Позднее шведский химик И.Я. Берцелиус ввел понятие об органической химии, с тех пор слово “органический” приобрело еще один основоопределяющий смысл – химический, обозначающий соединения углерода и водорода, которые рассматриваются как в органической, так и неорганической химии. Из этого следует, что название “органическая химия”, применяемое по сей день, отвечает только частично тому понятию, которое в него вкладывается, и более правильно было бы заменить его на термин “ химия углеродистых соединений”. Такая точка зрения была высказана еще Д.И. Менделеевым, К. Гмелиным, К. Шорлеммером и их последователями, так как свойства органических соединений в первую очередь обусловливаются теми свойствами, которые проявляет углерод в соединении с водородом и гетероэлементами. С целью уточнения терминологии, Н.Б. Вассоевич предложил новый вариант и вместо названия “органические соединения” ввел слово “кахигены” или, в

упрощенном виде, “кахины”(эта аббревиатура образована путем сочленения начальных частей трех латинских слов: *carbon, hydrogen, genesis)*. С этих же позиций Н.Б. Вассоевич и В.Н. Муратов каустоболиты назвали карботенами, а для природных ископаемых угольного и нефтяного рядов были предложены термины “карбониты” и “нафтониты”, с разделением их на ряды и классы (рис. 5).

Для органического вещества (кахитов) в осадочных образованиях (или седиментитах) Н.Б. Вассоевичем был рекомендован префикс “седи-”, в результате появился термин “седикахиты” (СК), четко отвечающий вложенному в него понятию. Учитывая перспективность и полезность со всех точек зрения классификации типов ОВ (СК) по типу наиболее характерных и преобладающих молекулярных структур, Н.Б. Вассоевич предложил также новую классификацию седикахитов, которая была включена в программу лекций на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ. Для сохранения преемственности он привязал эту классификацию к принятой – гумусово-сапропелевой. Для типичных сапропелей или сапропелитов характерны алифатические и ациклические структуры. Поэтому этот тип СК был назван алиновым ($СК_{ал}$)[1], а термин удачно перекликается со словом альгинит – важным микрокомпонентом сапропелевых углей и горючих сланцев. От всех других седикахитов $СК_{ал}$ отличается наиболее высоким содержанием $Н_{орг}$ и максимальной величиной $Н/С_{ат}$ – обычно более 1.2 (для седикахитов не испытавших воздействия катагенеза). Типично гумусовые образования, характеризующиеся конденсированной ареновой структурой, было предложено именовать арконовыми и обозначать $СК_{ар}$. Они беднее $Н_{орг}$ и характеризуются величиной $Н/С_{ат}$ меньше 1. D соответствии с этим смешанные типы СК обозначаются в виде $СК_{ал-ар}$ для сложных молекул или как $СК_{ал}^{ар}$ для механических смесей (индексация по А.И. Конюхову).

В нефтяной геологии наличие некоторых дискуссионных вопросов обусловлено сложностью проблемы происхождения нефти и газа, которые, обладая повышенной миграционной способностью, в отличие от каустобиолитов угольного ряда в большинстве случаев образуют промышленные скопления на большом удалении от мест их генерации (рож-

---

[1] Среди $СК_{ал}$ различаются два крайних типа:

алфиновый ($СК_{алф}$) – состоящий из алифатических, преимущественно жировых компонентов липоидиновой и полимерлипоидиновой природы;

алциновый ($СК_{алф}$) – обогащенный амикагинами, которые представляют собой сложные полимеры углеводно – белковой природы. К ним, в частности, относятся сапропелевые (амикагиновые) кислоты. В основе таких кислот лежит гидроароматическая структура, дающая начало образованию в катагенезе алцинам.

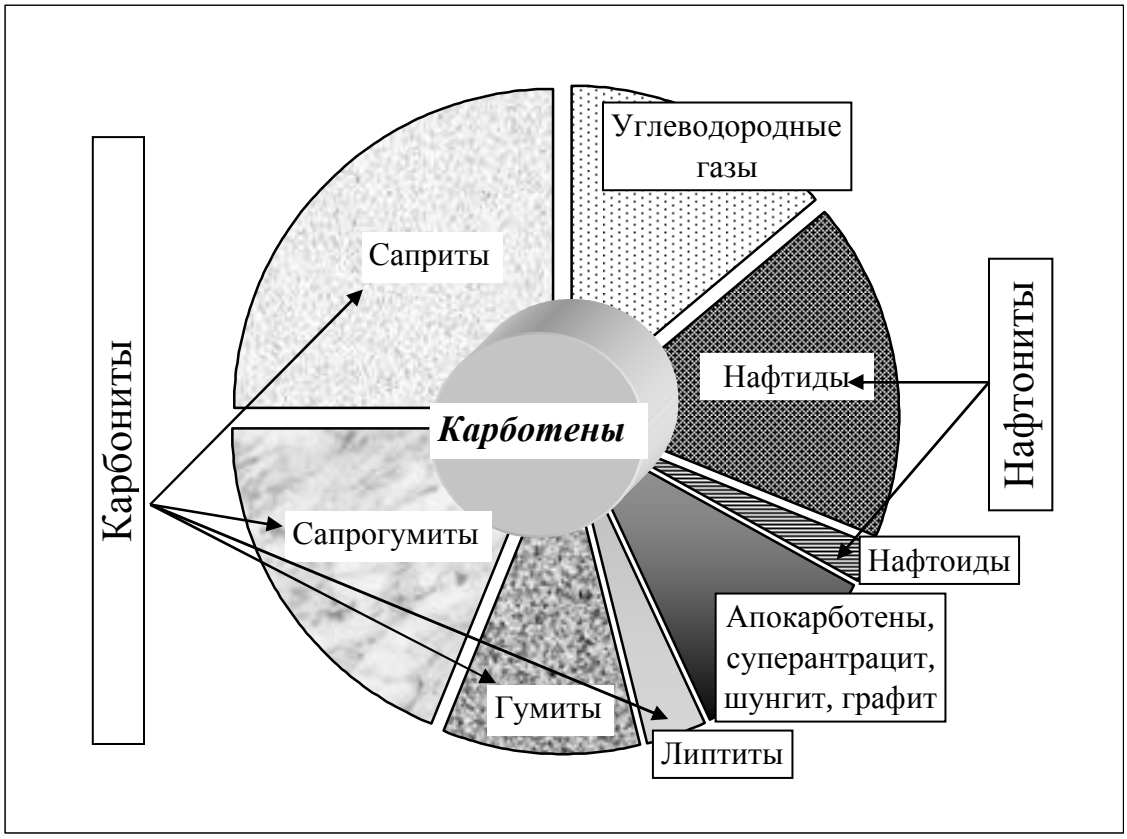


Рис. 5. Классификация карботенов
(по Н.Б. Вассоевичу, Н.В. Муратову)

Н. Б. Вассоевич и В. Н. Муратов исходя из представления о ведущей роли углерода в составе горючих ископаемых предложили новую классификацию каустобиолитов и назвали их карботенами. В этом случае генетический принцип (их происхождение) игнорируется, так как к карботенам относятся органические соединения как органического, так и неорганического происхождения; они могут быть горючими и негорючими и т. д. Для природных ископаемых угольного и нефтяного рядов, соответственно, предложены термины "карбониты" и "нафтониты". Нафтиды объединяют все разновидности нефтей и продукты их преобразования в природных условиях; нафтоиды представляют собой нефтеподобные вещества, не связанные генетически с нефтью и образующиеся в результате термической деструкции ОВ под влиянием высокой температуры магмы. Нафтиды включают магманафтоиды - углеводороды, которые встречаются в магме.

свое начало от сингенетичных полезных ископаемых, не отвечают их действительному генетическому смыслу. В большей мере это касается устоявшегося термина “месторождение нефти и газа”, смысловое значение которого не отражает сути процесса происхождения и формирования скоплений УВ, так как место их скопления не всегда является местом их рождения. В связи с этим А. А. Бакиров (1973 г.) предложил заменить термин “месторождение нефти и газа ” другим, в большей степени отражающим сущность понятия, словом “местоскопление”.

Часто неопределенность и расплывчатость терминов рождаются в результате обозначения одним и тем же словом разных предметов и явлений. В таком состоянии находится термин “битумы”, насчитывающий многовековую историю. Понятие “битум” до сих пор остается многозначным в определениях и особенно в применениях. С одной стороны, битумами называются природные вещества различной окраски и твердости; с другой стороны, битумы – также вещества, извлекаемые органическими растворителями из твердых видов топлива. В американской нефтяной геологии к битумам относятся все жидкие и газообразные углеводородные соединения, содержащиеся в природных резервуарах. В целом все имеющиеся толкования термина "битум" применяются для обозначения трех принципиально разных понятий:

- *генетическое, включающее все нафтиды и нафтоиды*[1]*. При этом одни исследователи к битумам относят нефти и их производные (нефтяные битумы), другие под битумами понимают только асфальтоподобные продукты природных преобразований нефтей и ОВ;*
- *аналитическое, охватывающее сумму природных органических веществ, которые извлекаются из породы растворителями (хлороформом, бензолом, сероуглеродом, петролейным эфиром, ацетоном);*
- *техническое, включающее природные асфальты, продукты переработки нефти, дегтя и др., которые используются в качестве технического сырья в строительстве и дорожном деле.*

Для упорядочения понятия "битум" в качестве общего наименования для всех категорий целесообразно употреблять термин "битумные вещества". Такая рекомендация дана в словаре “Геология нефти и газа”, (1988 г). Для обозначения только вязких и твердых битумов введено понятие "битумы природные" или “эпинафтиды” по А.А. Карцеву, которое в отличие от понятия "Битум" не включает нефти, конденсаты и горючие газы. Для продуктов переработки нефти (технобитумов) введено понятие

[1] Нафтоиды или пиробитумы – это особая генетическая ветвь, включающая продукты местного воздействия на концентрированное ОВ высоких температур при контактном метаморфизме, практически не отличающиеся по химическому составу от гипергенных и миграционных дериватов преобразования нефтей.

“битумы искусственные”. Для битуминозных веществ, извлекаемых органическими растворителями из пород нефтей и их продуктов, Н.Б. Вассоевич предложил термин “битумоид”, который в свою очередь также имеет множество значений и названий и должен сочетаться с химической (хлороформенный, спиртобензольный и т.д.) и генетической (сингенетичный, эпигенетичный) позиций. Различают три аналитических типа битумоида[1]:

битумоид А *– извлекаемый из горной породы хлороформом без предварительной обработки соляной кислотой; является наиболее нейтральной, обогащенной УВ частью РОВ, и по по его количественной и качественной характеристикам проводится диагностика эпигенетичных битумоидов. В связи с этим выделенный битумоид А подвергается групповому анализу с определением элементарного состава (C,H,N,O,S), а также из него выделяются масла (а в их составе Me-Na,Ar соединения), смолы и асфальтены;*

битумоид Б *– извлекаемый обычно из углей в условиях высокого давления после предварительного извлечения битумоида А;*

битумоид С *– присутствующий в горной породе в более прочно связанном с ней состоянии и извлекаемый спиртобензолом после предварительного удаления из породы битумоида А и ее обработки соляной кислотой. Битумоид С относительно битумоида А - более тяжелый и кислый. Обработка HCl применяется для растворения карбонатов и освобождения органо-минеральных связей.*

Количественные содержания битумов А и С, а также их соотноше-

---

[1] В литературе встречаются также термины: "асфальтиды", "асфальтениты", "асфальтоиды". В эти понятия включают следующую группу асфальтовых битумов: асфальтениты (асфальты, асфальтиты, кериты), образующиеся в результате природной деасфальтизации нефтей газом или легкими парафиновыми углеводородами, асфальтиды - группа природных битумов (мальта, асфальты, асфальтиты), образовавшиеся при гипергенном окислении циклических смолистых нефтей; асфальтоиды - природные битумы, плохо растворимые или вовсе нерастворимые в растворителях типа хлороформа и не плавящиеся без разложения. Этот термин предложен на Y Международном нефтяном конгрессе (Нью-Йорк, 1959 г.). По классификации, принятой в России, отвечает керитам и антраксолитам.

Термины "асфальтениты" и "асфальтиды" введены И.С. Гольдбергом (1981 г.), который попытался улучшить и детализировать нафтидную ветвь схемы В.А. Успенского. Однако термины "асфальтиды", "асфальтениты" и "асфальтоиды" не получили широкого распространения, и использование их наряду с общепринятыми терминами "асфальты" и "асфальтиты" ведет к запутанности взаимопонимания специалистов, аналогично понятию "битум".

Следует акцентировать внимание на термине "асфальтены", его не следует путать и отождествлять с понятиями "асфальты" и "асфальтиты". Асфальтены - понятие аналитическое, и они представляют собой наиболее высокомолекулярная часть всех нафтидов, нерастворимых в петролейном эфире. В свободном виде (после химического осаждения) это хрупкие вещества черного или бурого цвета.

ние используется для выявления реализации нефтематеринского потенциала пород и следов миграции микронефти. Обычно используется не абсолютное содержание битумоида, а его доля в составе $C_{орг}$ или РОВ, называемая коэффициентом битуминизации (β = битумоид /$C_{орг}$,%).

По качественному и количественному составу хлороформенного битумоида А выделяются несколько генетических типов, классификация и описание которых изложены в табл. 3.

В литературе встречаются также и другие названия битумоидов, которые определяются следующим образом:

Аллохтонные битумоиды - *микронефть во всех ее проявлениях, включая параавтохтонный битумоид.*

Миктобитумоиды - *смешанные битумоиды, которые образуются путем смешения син- и эпибитумоидов и обладают промежуточными характеристиками.*

При рассмотрении процессов генерации и эмиграции УВ в пространстве и времени как у нас, так и зарубежом появилась проблема, связанная с неоднозначным пониманием и применением терминов “главная фаза нефтеобразования” и “главная зона нефтеобразования”, а затем “нефтяное окно” и “главный цикл нефтеобразования”. В ряде случаев исследователи либо отождествляют понятия о главной зоне, фазе и цикле нефтеобразования, либо подменяют одно другим, что ведет к определенным дискуссиям и не пониманию. Для правильного употребления этих терминов необходимо достижение единства в понимании их сущности и взаимосвязанности. Принятые в настоящее время большинством ученых определения терминов “главная фаза нефтеобразования” и “главная зона нефтеобразования” дано в словаре по геологии нефти и газа, (1988) на основе понятий, разработанных Н.Б. Вассоевичем. Главная фаза нефтеобразования – это этап интенсивной генерации нефтяных УВ рассеянным органическим веществом осадочных пород, проявляющийся вследствие его термической деструкции в конце протокатагенеза – начале мезокатагенеза. Выражаясь другими словами ГФН – это временной процесс созревания РОВ в определенном температурном диапазоне.

Проявление этого процесса мы можем зафиксировать по изменению физико-химической характеристики керогена, по количеству и качественному составу битумоида, а также путем восстановления палеотемпературного режима.

Глубинный диапазон проявления ГФН в разрезе нефтегазоносного бассейна является главной зоной нефтеобразования. Следовательно, ГЗН является пространственной характеристикой процесса нефтеобразования. Аналогичные требования должны предъявляться к применению терминов “главная фаза газообразования” и “главная зона газообразования”.

Таблица 3

Генетические типы хлороформенного битумоида А

Первичная миграция[1]	
Нефтематеринская порода	1. Сингенетичные или автохтонные битумоиды – фракция сингенетичного породе РОВ, состав и содержание которой обусловлены генетическим типом ОВ и уровнем катагенеза. В протокатагенезе содержание синбитумоида подчиняется закономерности Успенского-Вассоевича. По мере созревания в мезокатагенезе РОВ содержание сингенетичного битумоида увеличивается за счет новообразования УВ. В его составе возрастает содержание маслянных фракций и, соответственно, УВ. В элементном составе битумоида растет содержание углерода, водорода и уменьшается концентрация гетероэлементов. Для метаново-нафтеновых УВ характерно увеличение содержания насыщенных структур, а для ароматических - сокращение числа колец в молекулах. Ощутимое возрастание синбитумоида в разрезе однородного литолого-фациального комплекса свидетельствует о начале развития ГФН. 2. **Паравтохтонные битумоиды** (начальная микронефть) – подвижная часть синбитумоида, оторвавшаяся от первичного органического комплекса и претерпевшая незначительное перемещение в пределах материнской породы. По сравнению с сингенетичным паравтохтонный битумоид характеризуется нейтральным, более облегченным составом и занимает промежуточное положение между син– и эпибитумоидами, что в ряде случаев затрудняет их идентификацию и определяет неоднозначность мнений. 3. **Остаточные сингенетичные битумоиды** – синбитумоиды, которые потеряли наиболее подвижные компоненты (т. е. микронефть). От нормальных сингенетичных битумоидов они отличаются более низким выходом, повышенным содержанием кислорода, азота, серы и преобладанием асфальто-смолистых веществ относительно масляной фракции, обогащенной неуглеводородными компонентами. Присуствие в органическом веществе паравтохтонных и остаточных сингенетичных битумоидов является доказательством тому, что данная толща является нефтематеринской (нефтепроизводяшей).
Вторичная и третичная миграция[2]	
Коллектор	1. Эпигенетичные битумоиды (микронефть) – легкая масляная часть, отделившаяся от синбитумоида и переместившаяся за пределы материнского пласта. Эпигенетичные битумоиды близки по элементному и групповому составу к нефти и поэтому называются микронефтью. 2. Остаточные эпигенетичные битумоиды (остаточная микронефть) – высокомолекулярная часть эпигенетичного битумоида, которая сорбировалась породой в процессе миграции по пласту. Наличие остаточных эпибитумоидов позволяет определить направление и масштабы вторичной и третичной миграции.

Развивая это направление, Н.Б. Вассоевич предложил дифференци-

[1] Синонимами термина “первичная миграция” являются “начальная миграция”, “внутриматеринская миграция”, “эмиграция” и “эвакуация”. Наиболее часто употребляется слово “эмиграция”, введенное в общепризнанное употребление Н.Б. Вассоевичем на основе терминологии К. Крейчи-Графа. Термин “эвакуация” предложен Б.А. Соколовым.

[2] Синонимами термина “вторичная миграция” являются “внутрирезервуарная миграция”, “собирательная миграция”, “миграция в коллекторе”. Для обозначения процесса миграции, связанного с переформированием залежи УВ (латеральный или вертикальный переток нефти и газа из ловушки, где они первоначально аккумулировались в сопряженную ловушку) введен термин “третичная миграция” или иначе “ремиграция”.

ровать понятие ГФН и ввел дополнительные аббревиатуры – ГФгН (главная фаза генерации нефти) и ГФэН (главная фаза эмиграции нефти в коллекторы). Во время развития ГФН эти два процесса взаимосвязаны, но в ряде случаев могут протекать автономно. В случае значительной мощности глинистой нефтематеринской свиты эмиграция из нее образовавшихся УВ задерживается, и они остаются в породах в дисперсном состоянии и в виде примазок по трещинам. Иногда ГФэН осуществляется к концу ГФгН. Не исключена возможность более длительной герметизации нефтематеринской породы, вплоть до вхождения ее в главную зону газообразования, где микронефть претерпевает деструкцию. Оптимальные условия нефтеобразования возникают в случае совпадения во времени и в пространстве ГФгН и ГфэН. В связи с этим А.А. Геодекян и В.Я. Троцюк назвали эту зону оптимальной зоной нефтеобразования.

Термин “цикл нефтеобразования” имеет более высокий порядок и включает как главные фазы нефте- и газообразования, так и все остальные процессы онтогенеза нефти и газа, которые периодично проявляются в повторении сходных геологических процессов разного масштаба и порядка. Вместе с тем, как отмечает Н.Б. Вассоевич, предложение С.П. Максимова и Т.А. Ботневой именовать “циклы нефтеобразования” по возрасту материнской толщи вносит определенную путаницу в понятия об осадочном цикле, о цикле литогенеза и цикле нефтеобразования.

Иногда существует разное понимание некоторых широко распространенных терминов в нашей и американской литературе. Это относится, например, к стадиям литогенеза. Многие годы в США и у нас к диагенезу относили не только превращение осадка в породу, но и дальнейшие изменения породы по мере увеличения глубины ее залегания при погружении вплоть до наступления собственно метаморфизма. После работ А. Е. Ферсмана, Н. М. Страхова, Н. Б. Вассоевича большинство исследователей диагенезом стали называть только стадию превращения осадка в породу. В соответствии с этим следующую стадию изменения пород под воздействием повышенных температуры и давления назвали катагенезом, выделяя в нем ряд подстадий (прото-, мета- и апокатагенез). Под влиянием этих работ и зарубежные исследователи стали более дробно расчленять литогенез, но границы стадий разными исследователями определяются неоднозначно. Так, в популярной монографии Дж. Ханта (1982) в диагенез включается подстадия протокатагенеза (буроугольная подстадия), а нижняя граница катагенеза обрезается на уровне 200°С. В результате подстадия апокатагенеза, выделенная Н.Б. Вассоевичем и принятая в отечественной практике, включается Дж. Хантом в метагенез (региональный метаморфизм). Такая же неоднозначность существует в понимании терминологических определений стадий метаморфизма углей и проведении границ

на шкалах углефикации России, Германии, США и Англии. Этот факт следует учитывать при чтении зарубежных книг.

По-разному толкуется и термин “кероген”. Первоначально это термин употребил шотландский химик А. Крум - Броун для обозначения всего органического вещества горючих сланцев. Позже название “кероген” в этом же смысле было применено в отношении РОВ[1]. В дальнейшем, за рубежом, а затем и большинство исследователей в нашей стране, керогеном стали называть только ту часть органического вещества пород и сланцев, которая нерастворима в органических растворителях. В результате понятие термина “кероген” стало химико-аналитическим. Однако при таком толковании появилась неопределенность, обусловленная тем, что в разных лабораториях нередко применяют различные по составу растворители. Учитывая этот факт, а также то, что некоторые исследователи до сих пор под словом “кероген” понимают органическое вещество в целом, понятие “кероген” остается неоднозначным и проблематичным.

До сих пор остается многозначными в применениях и определениях толкования терминов “фация”, “геохимическая фация”, “формация”.

Понятие “фация” (от лат. *facies* - лицо, облик) впервые появилось в геологии около 300 лет назад в работах датского ученого Н. Стено. По определению одних исследователей под фацией понимается однородный комплекс отложений, по мнению других - физико-географические условия. В отдельных случаях термин “фация” используется для обозначения минерального состава, некоторых частных особенностей строения горных пород, или среды осадконакопления. Фактически понятие “фация” является очень сложным, объединяющим в единое целое обстановку осадконакопления, биоту и осадок.

Наиболее полное определение и разьяснение понятия “фация” с современных позиций дано в “Словаре по геологии нефти и газа” (Недра, 1988), согласно которому “фация” – природная пространственно-временная система, в пределах которой происходит формирование однородного осадка. Фация состоит из топографически однородного участка земной поверхности и соответствующих ему частей атмосферы и гидросферы. Каждой фации свойственны определенный и однообразный

---

[1] Органическое вещество осадочных пород и сланцев состоит из следующих групп:

- битумоидов – компонентов, растворимых в органических растворителях типа хлороформа и спиртобензола;
- гумусовых кислот, растворимых в водных щелочах и осаждаемых из раствора кислотами;
- остаточного нерастворимого в органических растворителях органического вещества.

характер гидродинамических и физико-химических процессов, а также определенная фауна и флора (биота). При изучении отдельных черт фации как сложных природных систем могут быть выделены топографические фации (топофации), биологические фации (биофации), осадочные фации (седифации), геохимические фации. и т. п. Например, топофация дельта, биофация *Macoma baltica*, седифация доломитовый ил и т. п. Наименование фации в целом обычно совпадает с наименованием топофации. Однородные по составу тела осадочных горных пород не могут определяться как фация, поскольку они являются лишь литотопом, т. е. вещественной основой реконструкций как осадочных фаций прошлого, так и соответствующих топо- и биофаций. Такие словосочетания, как фация песчаников, фация известняков, глинистые фации, так называемые литофации, являются излишними синонимами наименований соответствующих горных пород. По масштабу объектов могут быть выделены микро-, мезо- и макрофации. Масштаб и ранжирование фаций как природных однородных систем зависят от целей и детальности исследований. Например, фация “барьерный остров” может выступать в качестве микрофации в составе мезофации “зона преобладающего действия волн”, которая входит в состав макрофации “обстановки, переходные от морских к континентальным”. В ряде зарубежных стран термин фация обозначает стратиграфическое подразделение разреза (например, формация Фронтьер, формация Оннагава и т.д.). В более широком смысле понятие фация может раскрываться также как единство формирующих ее определенных физико - химических процессов. Таким образом, возможно выделение, например, метаморфической фации, которая есть природная пространственно-временная система, характеризующаяся в течение какого-либо периода времени одинаковыми и стабильными термобарическими и физико - химическими условиями эпигенеза (метаморфизма) исходной горной породы определенного типа. Аналогичным образом выделяется фация диагенеза, характеризующаяся одинаковыми и стабильными условиями перехода осадка в осадочную горную породу.

Одной из задач фациального анализа в нефтегазовой геологии является выделение осадочных геохимических фаций или точнее минералого - геохимических. Каждая из ископаемых геохимических фаций отвечает пласту или свите пластов, обладающих одинаковой начальной геохимической характеристикой, возникшей при диагенезе осадка. Геохимические фации делятся на морские (субаквальные) и континентальные (субаэральные). В зависимости от уровня окислительно-восстановительного потенциала в осадке создаются определенные соотношения окислительных и восстановительных форм сингенетических минеральных образований, в основном соединений железа и серы. Источником этих новых ми-

неральных форм в осадке является окисляющееся органическое вещество. Таким образом, окислительно-восстановительная обстановка, господствовавшая когда-то в осадке, фиксируется в нем в виде характерного минерального комплекса[1]. На основании этого по соотношению форм железа или путем замера Eh[2] выделяются различные геохимические фации или обстановки: окислительная, субокислительная, слабовосстановительная, восстановительная, резковосстановительная (К.Ф. Родионова, С.П. Максимов, 1981 г.). Совокупность условий преобразования органического вещества, определяемая термином “геохимическая фация”, является одним из параметров при выделении субаквальных глинистых и карбонатных нефтематеринских пород. В настоящее время считается, что нефтематеринские отложения могут формироваться в широком спектре геохимических фаций: от слабо- до резковосстановительных. Однако наиболее предпочтительна восстановительная обстановка, в большей мере способст-

---

[1] Нормальное исходное состояние этих элементов в момент поступления их в осадок должно отвечать максимальной степени окисленности - гидратные или солевые соединения окиси железа, сульфаты. В восстановительных условиях анаэробной среды они претерпевают изменения: производные окиси железа преобразуются в закисные соединения - силикаты (лептохлориты), карбонаты (сидерит), сульфиды (пирит); сульфаты - в сероводород (сульфиды). Поскольку каждая из образовавшихся при этом восстановленных форм может быть учтена количественно, становится возможным материально-энергетический баланс процесса на всем протяжении стадии диагенеза, от момента седиментации до момента перехода осадка в катагенную зону. Сумма всех образовавшихся восстановленных соединений, приведенных в единую эквивалентную форму, составляет в этом балансе приходную статью. Расходную статью должна составить масса веществ, за счет которых осуществлялись реакции восстановления. При рассмотрении вещественного состава осадка нетрудно убедиться, что единственным восстановителем, единственным источником этих новых минеральных форм в осадке может быть только органическое вещество, причем баланс позволяет примерно определить общее количество органического вещества, израсходованное на процессы восстановления окиси железа и сульфатов. Простые стехиометрические подсчеты позволяют выразить соотношения между восстановленными формами железа (и серы) и органическим веществом следующими величинами: расход углерода на преобразование окисных соединений железа в закисные (сидерит и др.) - 0,054 г С на 1 г Fe; а на преобразование эквивалентных количеств окиси железа и сульфатов в пирит - 0,805 г С на 1 г Fe. Начало этому направлению исследования было положено Н. М. Страховым и Э. С. Залманзон, а затем развито в работах В.А. Успенского и др.

[2] В настоящее время величину окислительно – восстановительного потенциала (Eh) замеряют инструментально в мВ. Eh представляет собой меру окислительной или восстановительной способности химической системы. Эта способность определяется возможностью принимать или отдавать электроны относительно стандартного водородного электрода. В осадках, содержащих кислород, Eh меняется о 0 до +400 мВ. В восстановительных условиях, когда в осадках присутствует H_2S, значения Eh отрицательны (от 0 до -400 мВ).

вующая сохранению РОВ в осадках.

Понятие “формация” впервые введено в геологию А.Г. Вернером (1761 г.). Первоначально под формацией понимались комплексы пород, сходные по составу и положению в разрезе. Впоследствии учение о формациях разрабатывалось Ю.В. Саймоновым, швейцарцем Э. Реневье, французом Э. Огом. В нашей стране учение о формациях развивалось А.А. Борисяком, В.А. Обручевым, в более поздние годы – В.В. Белоусовым, И.Б. Вассоевичем, Д.В. Наливкиным, В.И. Поповым, Л.Б. Рухиным, Н.М. Страховым, П.П. Тимофеевым, В.Е. Хаиным, Н.П. Херасковым, Н.С. Шатским и др.

В современной трактовке термин “формация” многозначен, однако в целом это название подразумевает геологическое тело (комплекс фаций), сложенное парагенетической ассоциацией горных пород, образованных в условиях определенного тектонического режима. По типу тектонического режима обычно выделяют платформенные, переходные, геосинклинальные (ранне-, средне-, позднегеосинклинальные, орогенные и др.) формации. Формации выделяются также по климатическим условиям седиментогенеза (аридные, гумидные и др.), по петрогенетическому типу пород (осадочные, магматические и др.), по литолого-петрографическим признакам (карбонатные, терригенные, галогенные и др.). Иногда, в зависимости от целей исследования, формации выделяются по присутствию в них каких - либо полезных ископаемых (нефтеносная, угленосная[1] и т. д.). Важно отметить то, что при выделении любой формации в основу должен быть положен главный признак – тектонические условия образования формации. В противном случае это понятие превращается в синоним таких понятий, как свита, пласт, слой, комплекс и пр.

В нефтегазовой геологии с позиций Н. Б. Вассоевича и А.А. Бакирова и др. под формацией в платформенных, переходных и геосинклинальных областях следует понимать динамическую систему, элементами которой являются комплексы пород (песчано-глинистый, карбонатный и др.) с теми или иными нефтегазогеологическими свойствами – нефтегазоматеринскими, коллекторскими, флюидоупорными. Такой формационный подход дает возможность провести анализ данных для литологически единых комплексов, геологических тел, характеризующихся общими особенностями строения и изменения всех геологических параметров, что в

[1] В угольной геологии вместо термина “формация” чаще употребляются синонимы “угленосная толща” и “угленосные отложения”. Типы угленосных формаций выделяют также по многим признакам: геоморфологическому, стратиграфическому, географическому, вещественному составу, условиям образования, и в соответствии с этим формациям придаются названия, например морская, континентальная, озерно - болотная, паралическая, глинистая, песчанистая, Тургайская, Канско-Ачинская и т. д.

свою очередь позволяет изучать закономерности размещения залежей УВ в пределах региональных нефтегазоносных комплексов для определения перспектив нефтегазоносности. В американской и западноевропейской, а также довольно часто и в отечественной нефтяной геологии синонимом термина “формация” является многозначный термин “свита”. С одной стороны, применяется понятие “свита нефтеносная” – комплекс сходных по составу и строению отложений с пластами или линзами, содержащими нефть. Если нефть образовалась в данной свите, то такая свита называется первично нефтеносной; если нефть иммигрировала в данную свиту, ее называют вторично нефтеносной. С другой стороны, в зависимости от наличия нефтематеринских отложений свита может определяться как нефтематеринская или ненефтематеринская, а по степени реализации нефтематеринского потенциала – нефтематеринская свита может классифицироваться как ненефтепроизводящая, нефтепроизводящая или нефтепроизводившая.

Нефтематеринская свита – более или менее однородный литолого-стратиграфический комплекс терригенных, карбонатных или карбонатно – терригенных осадочных пород, характеризующийся общностью состава и строения, отличный от выше- и нижележащих отложений, включающий нефтематеринские отложения, и переслаивающиеся с ними коллекторские пласты. Нефтематеринские слои должны содержать сапропелевое или сапропелево-гумусовое рассеянное органическое вещество, захороненное в восстановительных и слабовосстановительных условиях в концентрациях, достаточных для образования промышленных скоплений нефтяных УВ. Нефтематеринскими отложениями считаются субаквальные терригенные породы с содержанием $C_{орг}$ более 0,5 % и карбонатные осадки с концентрацией $C_{орг}$ более 0,3 % на начало катагенеза. Если концентрация $C_{орг}$ выше 20 %, то такие породы переходят в разряд горючих сланцев и углей, в которых генерированная нефть удерживается сорбционными силами и не образует промышленных залежей. По эмпирическим данным промышленная нефтеносность связана с нефтематеринскими свитами, в которых количество РОВ составляет более 1 млн т/км^2. Для терригенных нефтематеринских свит наиболее благоприятным для развития первичной миграции считается отношение песчаных пород к глинистым от 2 : 1 до 1 : 3.

Нефтепроизводящая свита - нефтематеринская свита, погрузившаяся в процессе геологической истории в главную зону нефтеобразования и частично реализовавшая свой нефтематеринский потенциал. Диагностическими признаками нефтепроизводящей свиты являются: достаточно большая (обычно не менее 1,5—2 км) глубина (палеоглубина) погружения; достижение РОВ пород градаций катагенеза $МК_1$ – $МК_2$, которое фиксируется по отражательной способности витринита и изменению эле-

ментного состава керогена; заметное повышенное (по сравнению с этапом протокатагенеза) содержание автохтонного битумоида и нефтяных УВ в составе РОВ пород, а также широкое распространение паравтохтонных и остаточных сингенетичных битумоидов в породах. Важными для диагностики нефтепроизводящей свиты являются признаки совершившейся активной генерации и первичной миграции микронефти и особенно показатели частично произошедшей эмиграции микронефти из материнских пород в пласты-коллекторы. Диагностировать эмиграцию микронефти наиболее надежно по направленным изменениям битумоида от центральной части слоя глинистых материнских пород к коллектору, в который происходит разгрузка нефтяных УВ. Вызванные эмиграцией изменения проявляются в уменьшении содержания битумоида и УВ в РОВ, а в составе битумоида – в снижении содержания УВ и в относительном накоплении асфальтово-смолистых веществ в соответствии с хроматографической моделью эмиграции. Проявление и нарастание эмиграционных потерь микронефти для определенного литологического типа материнских пород по тем же признакам можно фиксировать по осредненным кривым изменения количества и состава битумоидов с ростом глубины погружения материнских отложений. Нефтематеринскую свиту, которая при погружении прошла всю главную зону нефтеобразования и полностью реализовала свой нефтематеринский потенциал, следует называть нефтепроизводившей. Процессы образования и эмиграции микронефти в ней практически завершены. Нефтепроизводящие (нефтепроизводившие) отложения, исчерпавшие полностью свой нефтематеринский потенциал, обладают еще значительным потенциалом газообразования, который реализуется при погружении их в главную зону газообразования. Диагностическими признаками таких газопроизводящих (газопроизводивших) отложений являются: большая глубина (палеоглубина погружения, обычно не менее 4 км); достижение РОВ пород градаций катагенеза $МК_4$ – $АК_1$; значительно более низкое (по сравнению с зоной нефтеобразования) содержание битумоида в РОВ пород, повышенное содержание в нем УВ вследствие перехода части асфальтово-смолистых компонентов в нерастворимое состояние; повышенное содержание метана в газовой фазе РОВ; значительное снижение содержания водорода в нерастворимой части РОВ. Нефтепроизводящие отложения, прошедшие при своем погружении главные зоны нефте- и газообразования, достигшие конца апокатагсneза и полностью исчерпавшие свои нефте- и газоматеринский потенциал, следует называть бывшими нефтегазоматеринскими свитами.

В отношении нефтенепроизводящих (потенциально нефтематеринских) и ненефтематеринских свит одним из главных диагностических признаков является отсутствие в них паравтохтонных и остаточных битумоидов.

Для объективного прогноза нефтегазоносности и отбраковки непро-

дуктивных структур исследователи пытаются датировать временную картину процесса нефтегазообразования. Однако, термин “возраст нефти” не имеет общепризнанного толкования, поскольку он используется для обозначения разных временных характеристик процесса нефтеобразования: возраста материнских отложений и времени их вступления в ГЗН, времени первичной и вторичной миграции микронефти, возраста коллекторов, флюидоупоров и ловушки, времени переформирования залежи, а также как название для обозначения абсолютного возраста залежей нефти и газа. Особенно ярко выражена односторонность подхода к проблеме преобразования нефтей в “коэффициентах превращения нефти”, принимаемых А.Ф. Добрянским за меру “геохимического возраста” нефти. Исходя из этого, при употреблении термина “возраст нефти”, следует указывать понятие, заложенное в это название в каждом конкретном случае.

Для определения типа нефти часто используется групповой углеводородный состав. Однако исследователи в ряде случаев не находят взаимопонимания в связи с тем, что для одних и тех же названий смешанных классов УВ существуют два диаметрально противоположных понятия. Сторонники старой классификации, предложенной А.Ф. Добрянским, на первое место ставят наименование той группы, присутствие которой особенно значительно (например: если нефть названа метаново – нафтеновой, то метановые УВ преобладают). Другие исследователи, придерживающиеся новой классификации, разработанной Н.Б. Вассоевичем и М.Г. Бергером, располагают названия классов УВ в обратной последовательности. При этом уточняется то, что класс, по которому дается наименование нефти, должен присутствовать в количестве более 50%. На первое место ставится класс с концентрацией от 10-25%. Например: **арено (10) - циклано (24) - алкановая (66) нефть**. Если содержание классов УВ менее 10%, то они не указываются. Например: **циклано (40) – алкановая (55) нефть** или **алкановая (95) нефть.** Классификация Н.Б. Вассоевича более предпочтительна, поскольку такое построение отвечает традициям русского языка и применяется в терминологии различных областей геологической науки. Учитывая сложившееся двойственное толкование названия нефтей по УВ составу, при определении типа нефти целесообразно указывать применяемую классификацию. В связи с тем, что для решения задач по миграции обычно сопоставляются УВ по бензинам, а для решения генетических задач – по керосино – маслянным фракциям, очень важно также отметить, по каким фракциям производилось определение УВ состава нефти, поскольку соотношение классов УВ в легкокипящей и высокомолекулярной частях нефти существенно отличаются.

Таким образом, проведенный обзор показывает, что в геологии и геохимии горючих ископаемых многие классификационные и понятийно – терминологические вопросы до конца не решены и во многом остаются

проблематичными. Вместе с тем лидеры науки Н.Б. Вассоевич, А.А. Бакиров Н.А. Еременко и др. вскрыли сущность этих проблем и показали пути их решения по пути создания новых взаимоувязанных классификаций и терминов природных горючих ископаемых. Однако нововведенные термины и понятия, в силу консервативности и обычной инертности восприятия исследователями нового, пока не получили широкого повсеместного распространения. В соответствии с этим для решения коренных вопросов нефтегазовой и угольной геохимии необходимо дальнейшее изучение и развитие этого направления, а также знание и понимание новых и старых классификаций и понятий.

ЗНАЧЕНИЕ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ В ЭКОНОМИКЕ, ИХ МЕСТО В ТОПЛИВНО – ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ

Горючие полезные ископаемые – нефть, газ, каменный уголь, горючие сланцы, торф – основные источники энергии. В настоящее время они являются также важным химическим сырьем. Горючие ископаемые – основа экономики, а их добыча составляет важнейший элемент промышленного комплекса всех стран мира. Состояние топливно-энергетического баланса, т. е. потребление всех видов топлива и энергии в целом на душу населения является важнейшим показателем уровня развития любой страны, прочности ее экономики и политической самостоятельности. Ведущая роль горючих ископаемых в мировой экономике определяет их влияние на международные отношения. Борьба за источники энергии, за прямое и косвенное обладание нефтяными месторождениями на протяжении последнего столетия является лейтмотивом внешней политики практически всех государств. Не будет преувеличением сказать, что горючие ископаемые являются источником веществ, составляющих основу существования и научно-технического прогресса человеческого общества.

Соотношение отдельных источников энергии приведено на рис. 6. Определяющим свойством горючих ископаемых является способность давать тепловую энергию, поэтому основной их параметр – теплота сгорания. Наибольшая теплота сгорания у нефти и газа, наименьшая – у горючих сланцев и торфа (рис.6).

Нефть, газ уголь, сланцы, служат не только топливом, но и ценным химическим сырьем, из которого получают широкий ассортимент веществ, крайне важных для народного хозяйства.

Нефть в основном используют для получения широкой гаммы жидких топлив и смазочных масел. Со второй половины XX века нефтепродукты стали доминировать не только как источник энергии, но и в хими-





Рис. 6. Топливно - энергетический баланс и теплотворная способность горючих ископаемых

По данным В.В. Семеновича, И.В. Высоцкого, Ю.И. Корчагиной и др.(1987)

участвующих в производстве множества изделий. Из нефтяных УВ производят основную часть синтетических волокон, пластмасс, синтетического каучука, лекарств, красок, химикатов и другие материалы. Из мазута, остающегося после переработки и извлечения из нефти моторных топлив и смазок, получают дорожные битумы, изоляционные материалы и другую продукцию.

Природные газы используются в разных отраслях: из них получают пластмассы, взрывчатые вещества, удобрения, оберточные материалы, каучуки, сажу, краски, клей, моющие средства, серу и сернистые соединения, углекислоту и т. д.

Каменные угли перерабатываются на кокс для металлургии, при коксовании получают жидкие и газообразные продукты - ценное химическое сырье. Расширяется использование бурых и каменных углей для получения синтетического газообразного и жидкого топлива, пластических масс, разнообразного химического сырья, буроугольного воска, высокоуглеродистых конструкционных и углеграфитовых материалов, высокоазотистых гуминовых удобрений и для других целей. Растет применение золы, отходов добычи и обогащения углей и т. д.

Горючие сланцы - комплексное энергохимическое сырье и являются нефтяным эквивалентом. Большая часть горючих сланцев потребляется тепловыми электростанциями, идет на выработку высококалорийного бытового газа, синтетического жидкого бензинового и дизельного моторного топлива, смазочных масел и разнообразных химических веществ (фенол, ихтиол и т.д.). Сланцевая зола может быть использована для производства цемента, легких заполнителей, известкования почв и других целей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В этом учебном пособии для подготовки студентов к экзаменационным вопросам собраны и систематизированы основополагающие материалы, опубликованные в современных отечественных и зарубежных источниках, в соответствии с введением программы СД – 01 “Геология и геохимия горючих ископаемых”.

Автор надеется, что данное пособие поможет студентам понять цель, задачи, теоретическое и практическое значение дисциплины, разобраться с вопросами возникновения и развития геохимии горючих ископаемых, зволюции взглядов на генезис нефти и газа, освоить основные положения современной теории осадочно – миграционного происхождения нефти и газа, уяснить терминологические понятия, а также узнать актуальные современные направления и проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых.

Общие выводы

Современное состояние геологии нефти и газа обусловлено прежде всего результатами геологоразведочных работ, проведенных во второй половине XX в., так как эти работы дали огромный материал по новым месторождениям и регионам, по региональной геологии (тектонике, стратиграфии, гидрогеологии и другим направлениям), а также в области фундаментальных проблем.

Проведенные современные исследования значительно углубили представления о процессах образования нефти и газа в земной коре, об их взаимоотношениях, фазовом состоянии и превращениях. Значительное развитие получила органическая теория происхождения нефти и горючих природных газов. Исследования осадочных пород позволили познать условия залегания в них нефти и газа и взаимодействие их с окружающей минеральной массой.

Изучение нефти на молекулярном уровне подтвердило генетическую связь ее с рассеянным ОВ пород. Более того, детальное изучение закономерностей изотопного состава и распределения нормальных и изопреноидных алканов, порфиринов и других хемофоссилий в ОВ осадочных пород и в нефтях многих осадочных бассейнов привело к возможности не только утверждать органическое происхождение нефти вообще, но и определять вполне конкретно для отдельных залежей, из каких именно материнских отложений поступали в них нефтяные УВ.

Современная теория осадочно – миграционного происхождения нефти и газа, в отличие от гипотезы неорганического синтеза, позволяет давать количественную оценку прогнозных ресурсов нефти, предсказывать закономерности размещения зон нефтегазонакопления и типы нефтей.

Быстрое развитие методик аналитических исследований способству-

ет детальному изучению распределения всех типов углеводородов в осадочном бассейне. Идентификация материнских пород, корреляция нефтей и материнских пород, корреляция нефтей и материнского ОВ, оценка перспективности бассейна по геохимическим данным вошли в практику повседневных исследований многих отечественных и зарубежных компаний. Использование этих методов в комплексе с геофизическими, литолого-стратиграфическими и геоструктурными методами и методами геологических аналогий позволяет проводить эффективный поиск нефтяных и газовых месторождений. Важнейшим условием этого является своевременное и всестороннее обобщение накопленного и получаемого материала, разработка новых направлений и концепций, максимальное внедрение результатов научных разработок, новых методик, аппаратуры, методов и принципов обработки получаемых данных для выполнения главной задачи – укрепления минерально-сырьевой базы добычи горючих ископаемых.

Геология и геохимия горючих ископаемых – наука, синтезирующая данные и концепции многих наук и рассматривающая широкий спектр предметов изучения в генетическом, химическом и других аспектах. Проведенный обзор показывает, что в геологии и геохимии горючих ископаемых многие классификационные и понятийно – терминологические вопросы до конца не решены и во многом остаются проблематичными. В соответствии с этим для решения коренных вопросов нефтегазовой и угольной геохимии необходимо дальнейшее изучение и развитие этого направления, а также знание и понимание новых и старых понятий и классификаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. **Бакиров А.А.** Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 1982. 288 с.
2. **Вассоевич Н.Б.** Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 1986. 368 с.
3. **Еременко Н.А., Челингар Г.Б.** Геология и нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.
4. **Карцев А.А.** Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1978. 279 с.
5. **Семенович В.В., И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина**. Основы геологии горючих ископаемых. М.: Недра, 1987. 397 с.
6. **Соколов Б.А., Баженова О.К., Трофимук А.А.** Структурные и историко – генетические построения при поисках нефти и газа. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1998. 176 с.
7. **Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981, 501 с.
8. **Хант Дж.** Геохимия нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с.

Дополнительная литература

9. **Былинкин Г.П.** Закономерности процессов генерации углеводородов //Обзор. инф. М.: ВНИИЭгазпром. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. 1985. Вып. 9. 46 с.
10. **Конторович А.Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 249 с.
11. **Лопатин Н.В.** Образование горючих ископаемых /Под ред. А.А. Трофимука. М.: Недра, 1983. 192 с.
12. **Парпарова Г.М. Неручев С.Г. Жукова А.В.** Катагенез и нефтегазоносность. Л.: Недра, 1981. 240 с.
13. Словарь по геологии нефти и газа. Л.: Недра, 1988. 679 с.
14. **Успенский В.А.** Методы битуминологических исследований. Л.:Недра, 1975. 319 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие....3
Цель и задачи дисциплины....4
Значение дисциплины....5
Предмет и методы исследования....5
Положение геологии и геохимии горючих ископаемых в ряду других наук....10
Возникновение и развитие геологии и геохимии горючих ископаемых....11
Эволюция взглядов на происхождение нефти и газа; роль геохимии в развитии геологии нефти и газа....11
Основополагающие работы В. И. Вернадского, И.М. Губкина, И.О. Брода, А.Ф. Добрянского, В.А. Соколова, В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Ханта и др.....18
Обновленные варианты неорганической и смешанной гипотез происхождения нефти....32
Основные доводы, положенные в основу неорганических гипотез и объяснения с позиций органического генезиса нефти....36
Современная осадочно - миграционная теория нефтегазообразования....39
Использование геохимии в поисковых работах на нефть и газ....49
История развития геологии и геохимии твердых горючих ископаемых....51
Торфы и угли....51
Горючие сланцы....56
Основные современные направления и проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых....57
Генетические проблемы....58
Поисковые направления и проблемы....59
Классификационные и терминологические понятия и проблемы....64
Значение нефти, газа и угля в экономике, их место в топливно – энергетическом балансе....86
Заключение....89
Список литературы....91

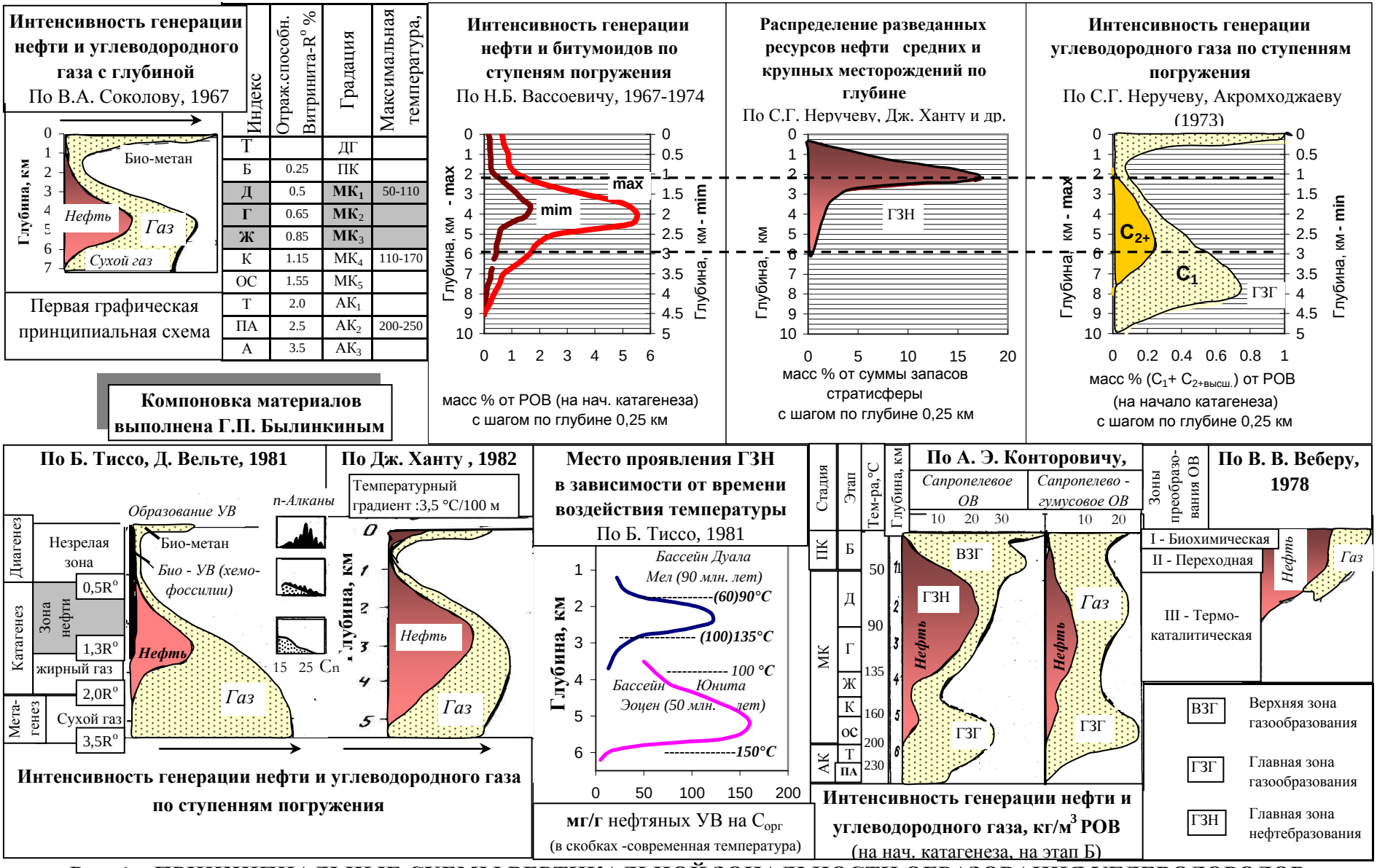


Рис. 1. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Рис. 1. ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ КАУСТОБИОЛИТОВ

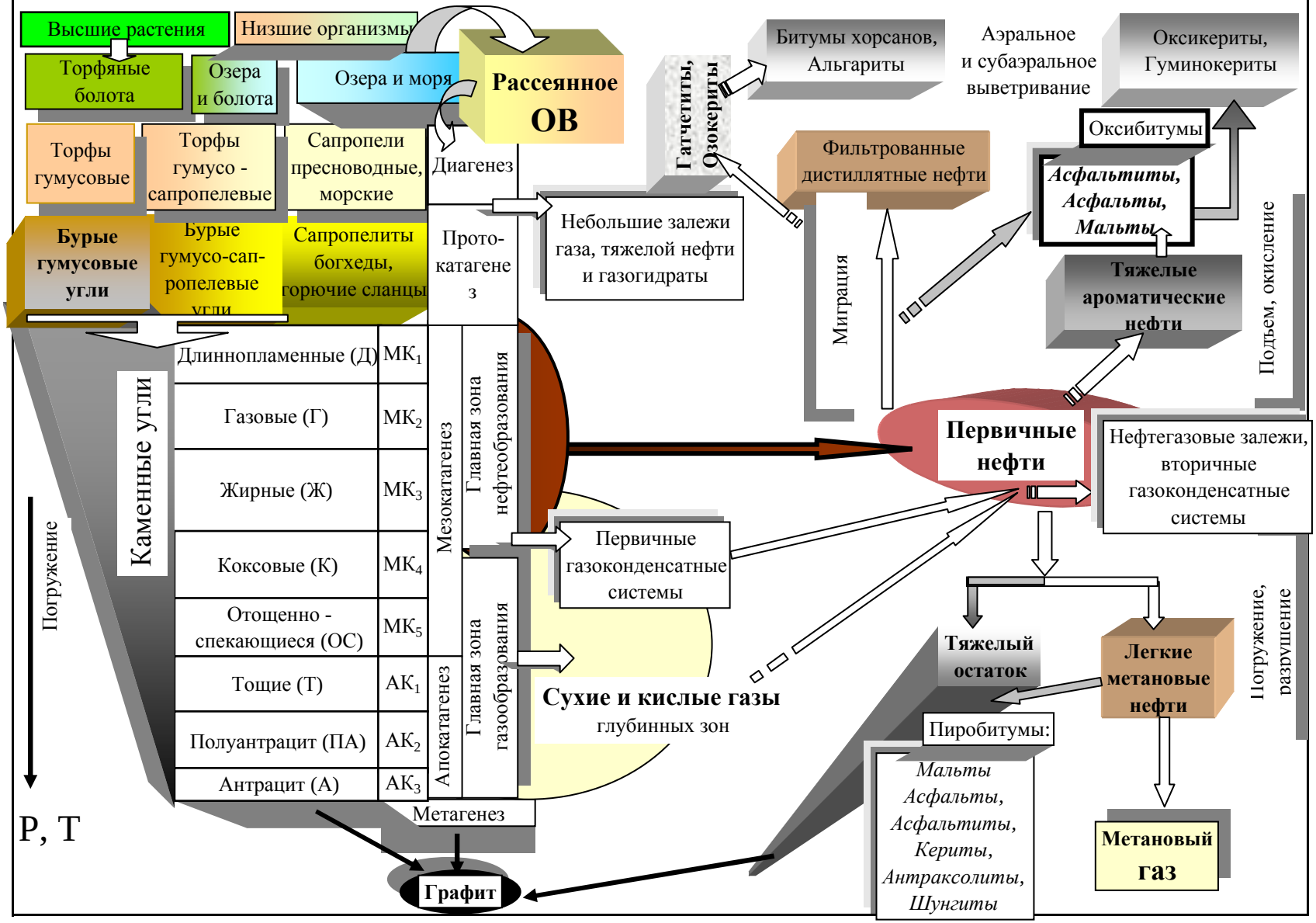
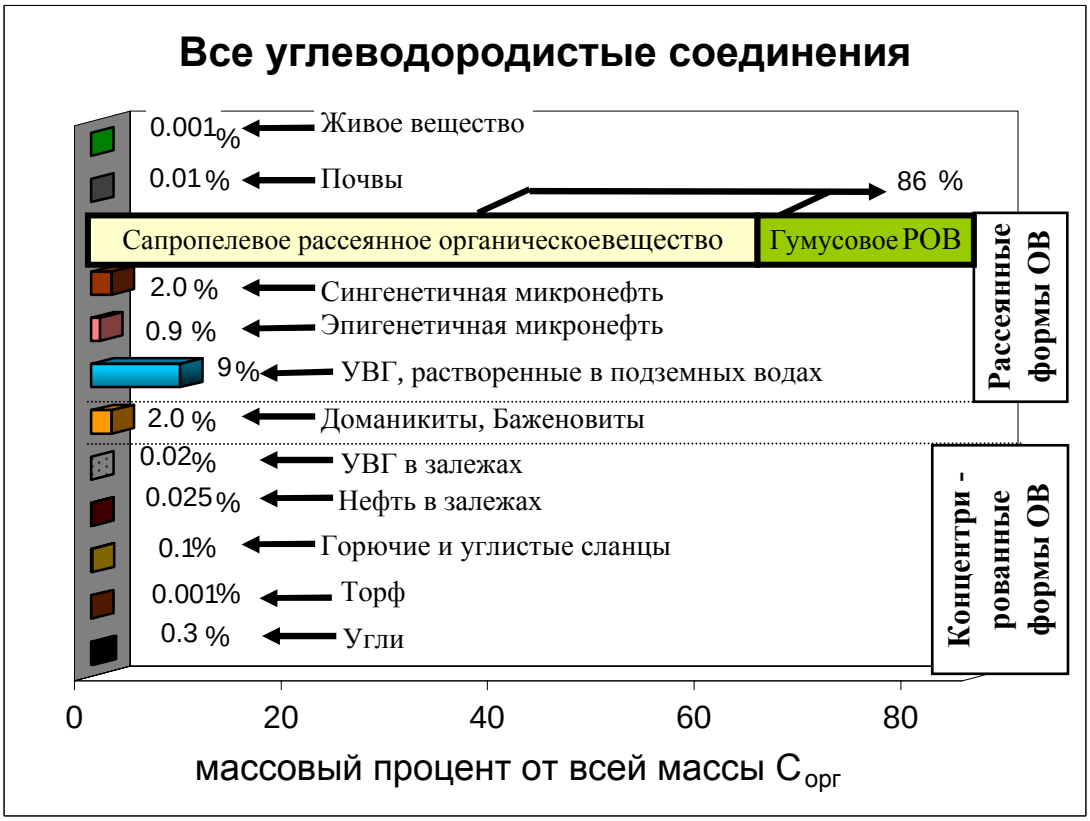
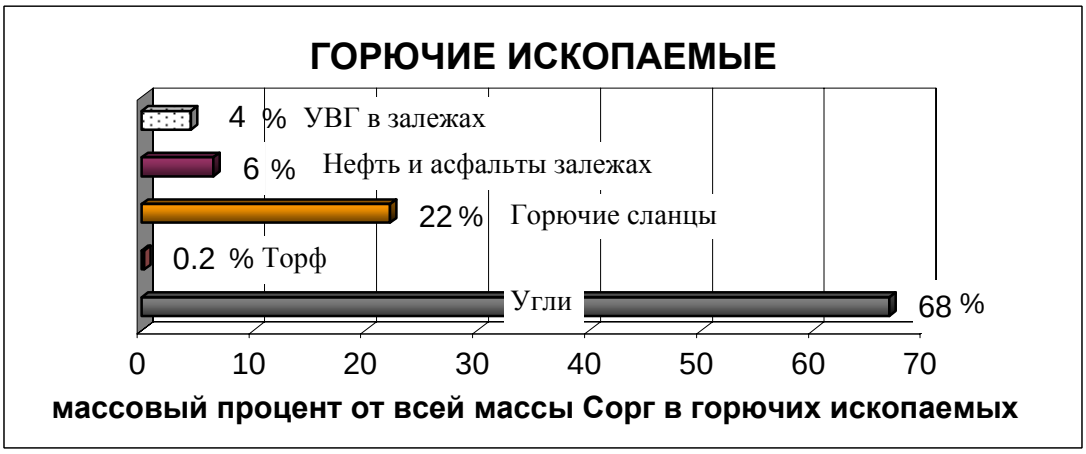


Рис. 4. СООТНОШЕНИЕ В СТРАТИСФЕРЕ УГЛЕВОДОРОДИСТЫХ ОБРАЗОВАНИЙ
(По Н.Б. Вассоевичу, 1986 г.)



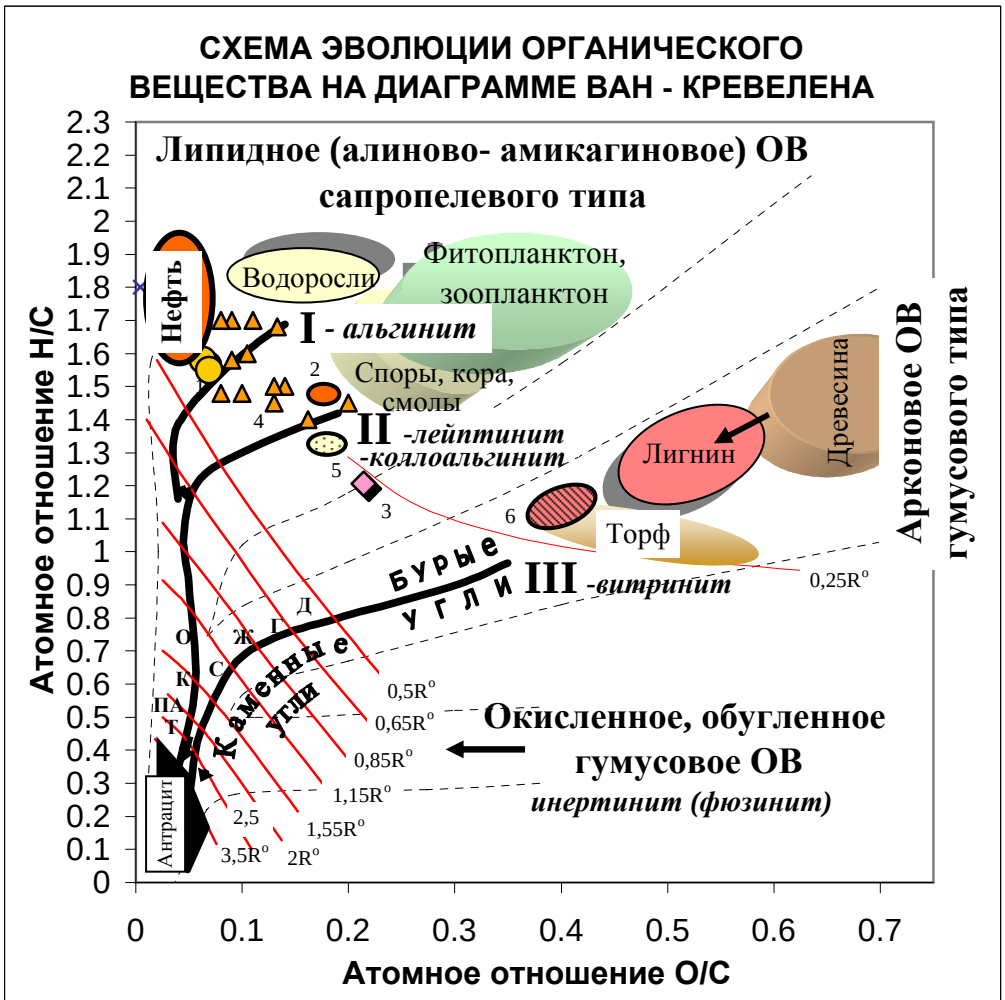
Общая масса углеводородистых органических веществ (общая масса $C_{орг}$) в континентальном секторе стратисферы составляет 1,2E+16 т.

Приведенные данные отражают основной закон геохимии, установленный Ф.У. Кларком, В.М. Гольдшмитом, В.И. Вернадским:
В земной коре имеет место абсолютное преобладание рассеянных форм элементов и их соединений



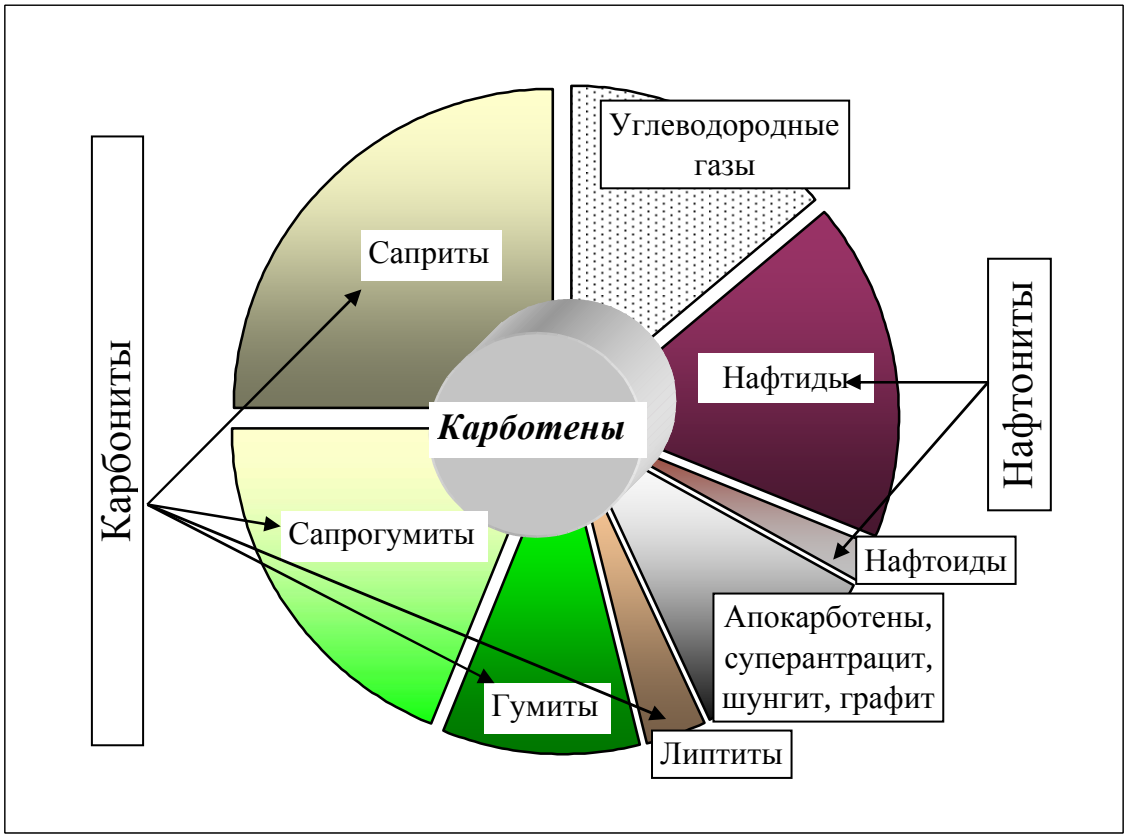
Общая масса УВ газа и нефти в залежах, горючих сланцев, торфа и угля в континентальном секторе стратисферы составляет 4,5E+13 т.

Рис. 2. КЛАССИФИКАЦИЯ КАУСТОБИОЛИТОВ ПО ЭЛЕМЕНТНОМУ СОСТАВУ
Вариант Г.Б. Былинкина по данным Дж. Ханта(1982), Б. Тиссо, Д. Вельте(1981), В.В. Семеновича, И.В. Высоцкого и др. (1987), К.Ф. Родионовой и др. (1981).

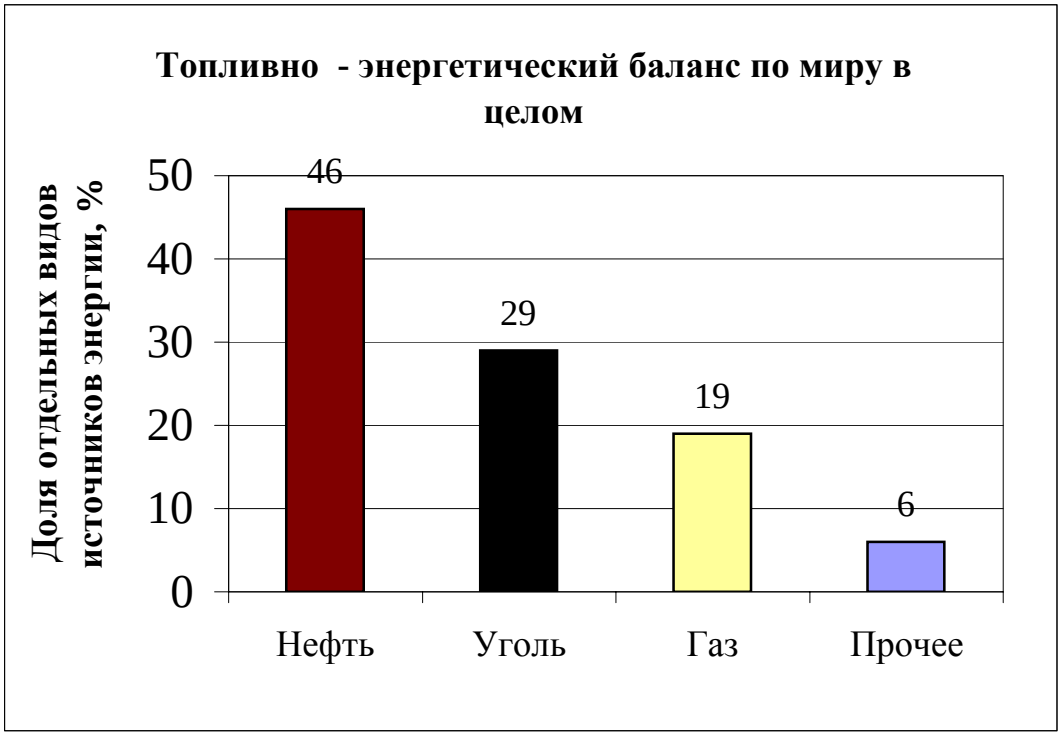


	1 - Сапропелиты: угли класса богхеда, сложенные водорослями, фито -и зоопланктоном, основным микрокомпонентом ископаемого сапропелитового ОВ является альгинит.
	2- Липтобиолиты: класс гумусовых углей, сложенных лейптинитовыми микрокомпонентами ископаемого ОВ. Группа лейптинита включает: споринит (остатки спор), кутинит (остатки покровных тканей листьев и стеблей), суберинит (остатки коровых тканей), резинит (остатки смолы). В зарубежной литературе (Дж. Хант 1982) группа лейптинита называется также экзинитом и включает на наряду с липтобиолитами микрокомпоненты сапропелитовых углей группы альгинита
	3 - Гумито - сапропелиты: угли класса кеннелей, в которых наряду с водорослями присуствуют компоненты высшей растительности группы лейптинита, представленной преимущественно микроспорами и витринита
	4 - Горючие сланцы, сложенные сапропелевым ОВ
	5 - Рассеянное органическое вещество (кероген) сапропелевого типа в нефтематеринских отложениях. Основным микрокомпонентом является колоальгинит
	6 - Рассеянное органическое вещество (кероген) гумусового типа в газоматеринских отложениях. Диагностируемый форменный микрокомпонент - витринит
0,5R°	Изолинии и значения отражательной способности витринита в масле, %.
I - III	Кривые основных типов ОВ (керогена) с диаграммы Ван - Кревелена
Д-Т	Индексы стадий углефикации каменных углей

Рис. 3. КЛАССИФИКАЦИЯ КАРБОТЕНОВ
(по Н.Б. Вассоевичу, Н.В. Муратову)



Н. Б. Вассоевич и В. Н. Муратов исходя из представления о ведущей роли углерода в составе горючих ископаемых предложили новую классификацию каустобиолитов и назвали их карботенами. В этом случае генетический принцип (их происхождение) игнорируется, так как к карботенам относятся органические соединения как органического, так и неорганического происхождения; они могут быть горючими и негорючими и т. д. Для природных ископаемых угольного и нефтяного рядов соответственно предложены термины карбониты и нафтониты. Нафтиды объединяют все разновидности нефтей и продукты их преобразования в природных условиях; нафтоиды представляют собой нефтеподобные вещества, не связанные генетически с нефтью и образующиеся в результате термической деструкции 0В под влиянием высокой температуры магмы. Нафтиды включают магманафтоиды - углеводороды, которые встречаются в магме.



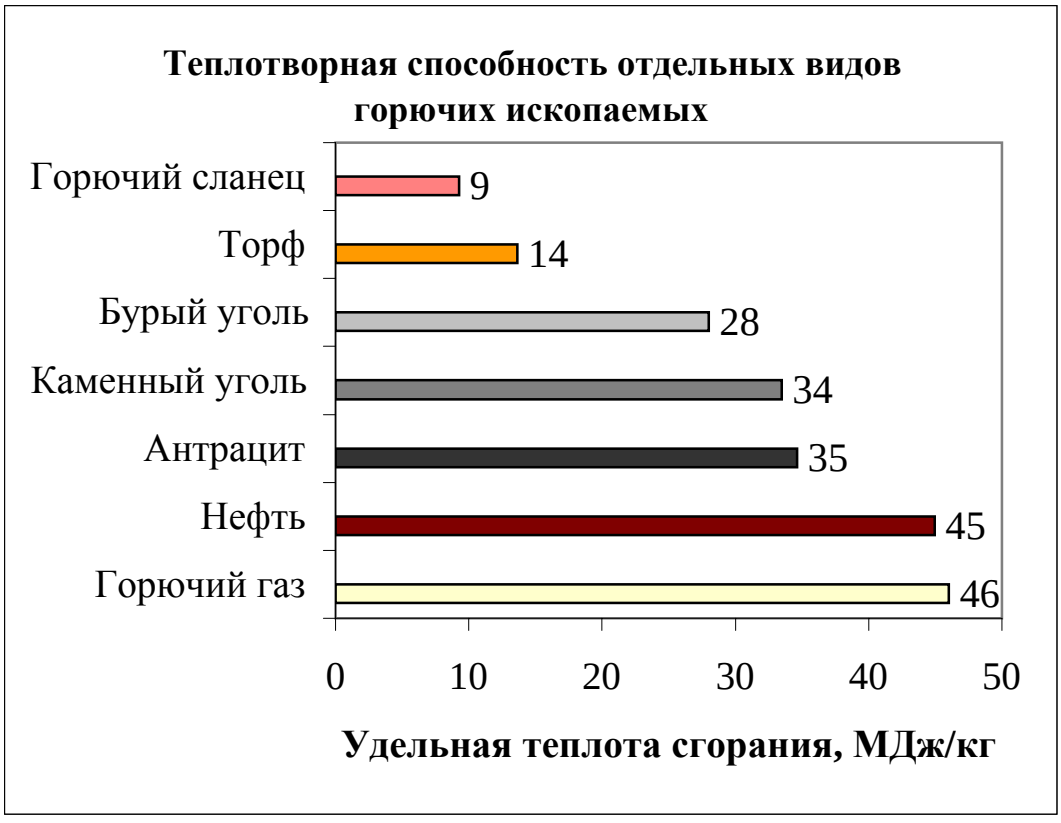


Рис.6. Топливно - энергетический баланс и теплотворная способность горючих ископаемых

По данным В.В. Семеновича, И.В. Высоцкого, Ю.И. Корчагиной и др.(1987)