



Ермолкин Виктор Иванович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, заслуженный геолог РФ, заслуженный деятель науки и техники Туркмении, дважды лауреат премии имени академика И. М. Губкина, зам. заведующего кафедрой теоретических основ поиска и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Родился 31 августа 1934 года. В 1957 году окончил геолого-разведочный факультет МПИ имени И. М. Губкина. В 1966 году защитил кандидатскую, в 1982 году – докторскую диссертацию. С 1957 года работает в РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина (научный сотрудник, ст. преподаватель, доцент, зав. кафедрой геологии нефти и газа Алжирского национального института нефти и газа, профессор, научный руководитель геолого-геохимической лаборатории университета).

Автор 6 учебников, 7 монографий, более 150 научных работ.

Награжден орденом Трудового Красного Знамени, двумя медалями «За доблестный труд», медалями «В честь 850-летия Москвы», «За заслуги перед Университетом».

Ему присвоены звания: «Почетный нефтяник», «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный работник высшего профессионального образования РФ».



Керимов Вагиф Юсуфович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой теоретических основ поиска и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, действительный член Академии горных наук.

Родился 5 июля 1949 года в г. Баку. В 1971 г. окончил геолого-разведочный факультет Азербайджанского института нефти и химии (г. Баку), в 1983 г. защитил докторскую диссертацию.

В 1971–1994 гг. работал в Азербайджанском институте нефти и химии (инженер, доцент, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»), в 1986–1994 гг. – доцент геолого-разведочного факультета.

С 2004 г. работает в РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, профессор; с 2009 – заведующий кафедрой «Теоретические основы поиска и разведки нефти и газа».

Автор более 140 научных публикаций, 20 монографий и учебников.

Награжден орденом Трудового Красного Знамени, медалями «За доблестный труд», имеет грамоты Верховного Совета Азербайджанской ССР.

В. И. Ермолкин В. Ю. Керимов

Геология и геохимия нефти и газа

Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов РФ по высшему образованию в области прикладной геологии в качестве учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специализации «Геология нефти и газа» направления подготовки 130101 «Прикладная геология»



МОСКВА
НЕДРА
2012

Рецензенты:

А.Н. Дмитриевский – профессор, доктор геол.-минерал. наук, академик РАН,
директор ИГиГ РАН;
Кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений
Уфимского государственного нефтяного технического университета
(Ю.А. Колесов – профессор, доктор техн. наук)

Ермошкин В.И., Керимов В.Ю.

Е69

Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов. – 2-е изд.,
перераб. и доп. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 460 с.
ISBN 978-5-8365-0381-9

Учебник посвящен изучению фундаментальной проблемы естествознания – нефтегазоносности Земли. Рассмотрены вопросы нефтегазообразования и нефтегазоизвлечения в земной коре, состав и свойства органического вещества и его преобразование в процессе литогенеза. Даны характеристики нефтяных, газовых и газоконденсатных систем, изложены основные методы исследований углеводородных флюидов и органического вещества пород.

Сквозными вопросами образования, миграции и аккумуляции УВ в земной коре (природные резервуары, породы-коллекторы и запорники, типы ловушек и залежей), а также закономерности пространственного размещения их скоплений.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология нефти и газа».

ISBN 978-5-8365-0381-9

© Издательство «Недра», 1993
© Ермошкин В.И., Керимов В.Ю., 2012
© ООО «Издательский дом Недра», 2012
с изменениями и дополнениями

Предисловие

Курс «Геология и геохимия нефти и газа» в комплексе с учебными дисциплинами «Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран» и «Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа» составляют раздел наук о Земле, названный академиком И.М. Губкиным «учением о нефти».

Курс «Геология и геохимия нефти и газа» является профилирующей дисциплиной высшего нефтегазogeологического образования. Настоящий учебник соответствует программе одноименной дисциплины по направлению «Прикладная геология» и специальности «Геология нефти и газа».

Учебник состоит из двух частей. В первой части – «Геохимия нефти и газа» даны представления о геохимии углерода и водорода, природных горючих ископаемых, особенностях накопления и преобразования органического вещества в процессе литогенеза осадочных пород. Даны характеристики нефтяных, газовых и газоконденсатных систем, физико-химические свойства нефти и газов. Изложены основные методы исследований углеводородных (УВ) флюидов и органического вещества пород.

Во второй части «Геология нефти и газа» рассмотрены возможные пути образования углеводородов, входящих в состав нефтяных систем, современное состояние проблемы происхождения нефти. Изложены вопросы миграции углеводородов, формирования и разрушения залежей, зональности процессов нефтегазообразования и нефтегазоизвлечения в земной коре, основные закономерности размещения скоплений нефти и газа.

Как показал опыт преподавания, подобная последовательность в изложении материала способствует логическому восприятию студентами сложных проблем нефтегазовой геологии и геохимии и позволяет вырабатывать у них навыки и умения, необходимые для самостоятельного анализа и творческого обобщения фактических данных, для успешного осуществления как курсового, дипломного проектирования, написания магистерских

диссертаций, так и научно-исследовательской или производственной деятельности.

При написании учебника использованы обширные опубликованные отечественные и зарубежные материалы, а также оригинальный материал, результаты собственных научных исследований авторов и коллектива кафедры «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа».

Авторы будут признательны за критические замечания и пожелания. Просьба направить их по адресу: 119991, Россия, Москва, Ленинский пр-т, д. 65. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

«...Научить никого ничему нельзя. Можно только указывать путь.
Проблему его каждый должен сам...»
Мевляна Джаламатдин Мухаммед Руми
Персидский поэт и философ (30.09.1207–17.12.1273)

Введение

НЕФТЬ И ГАЗ. ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА...

Нефть была знакома человеку с незапамятных времен. В русский язык это название пришло из персидского (nafta) и обозначало «воспламеняться», «вспыхивать». В Древнем Риме нефть называли oleum petrae (каменное масло). В таком виде название практически без изменений существует до сих пор в современном английском языке (oil, petroleum).

В России в начале XX века слова петролеум и нефть были синонимами и употреблялись одинаково часто. В наши дни этот термин приобрел несколько другое значение и смысл, например, «петролейный эфир» – легкая фракция нефти, выкипающая при температуре 40–70 °С.

О том, что в глубокой древности добывали и использовали нефть и газ, говорят многочисленные археологические раскопки и письменные свидетельства. Уже восемь тысяч лет назад, примерно за шесть тысяч лет до нашей эры, в междуречье Тигра и Евфрата, древние шумеры использовали нефтяной битум в смеси с глиной, песком и гравием для изготовления кирпичей. Из них возводились гравидозные постройки, развешивали лодки, бассейны, посуду. Более жидкую нефть использовали для освещения.

С помощью нефтяного битума были возведены стены и башни Вавилона. Нефть успешно использовали в качестве лекарства, а письменные упоминания о целебных свойствах нафтанской¹ нефти (Азербайджан) датируются XIII веком.

В нашей стране рождением нефтяной промышленности считается 1864 г., когда на Кубани впервые было начато механическое бурение скважины, стенки которой крепились металлическими обсадными трубами (до этого скважины бурились вручную). В 1866 г. из скважины, пробуренной

¹ В городе-курорте Нафтан организовали единственный в мире «Музей костылей». Здесь собраны сотни костылей самых разнообразных размеров и конструкций, которые подносили и откладывали здесь больные, которые до прихода на курорт не могли передвигаться без их помощи.

таким способом, был получен первый управляемый фонтан нефти дебитом около 200 т в сут. Совершенствование механизированного способа бурения (ударно-штампового и ударно-каветного) позволило значительно увеличить глубины бурения. Если в 1873 г. средняя глубина скважин в Бакинском районе составляла всего 22 м, то к 1900 г. скважинам в этом районе уже достигали 400–500 м. Значительно возрастала и добыча нефти. Так, например, с 1821 по 1872 гг. было добыто около 360 тыс. т нефти, а только в 1892 г. уже около 5 млн т. Такие объемы добычи нефти требовали надежных и прогрессивных методов ее хранения и транспортировки к местам переработки. В 1878 г. впервые был введен в эксплуатацию нефтепровод длиной 10 км для перекачки нефти из Балаханского месторождения (Ашшеронский полуостров) на нефтеперерабатывающие заводы Баку. Проект был разработан русским инженером В.Г. Шуховым³. В 1886 г. он разработал компрессорный способ добычи нефти, который был применен при разработке нефтяных месторождений. В 1891 г. запатентовал применение термического крекинга в промышленном производстве бензина из высокомолекулярных фракций нефти (от англ. «crack» – расщеплять). Им были сконструированы металлические резервуары и цистерны с применением металлических заклепок для хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов и многое, многое другое.

Благодаря успехам в области геологии расширялась и география поисков нефти. Новые скопления нефти были открыты в окрестностях Керчи и Тамани, в Казанской, Симбирской и Самарской губерниях, в Печерском и Грозненском районах, на Сахалине, в Крыму, Дагестане, Туркестане, Ферганской долине и других районах.

К началу XX века около 30 % всей мировой добычи нефти приходилось на долю России, где добывалось уже около 11 млн т нефти.

Первая мировая война и последующая после Октябрьской революции Гражданская война стали причиной того, что добыча нефти резко снизилась почти до 4 млн т. Однако уже в 1928 г. добыча нефти в России достигла 11,6 млн т.

Началом развития газовой промышленности можно считать 1922 г. В Сураханах (Азербайджан) при бурении скважины был получен промышленный фонтан газа. Этот газ по трубопроводу был подведен на нефтеперерабатывающие заводы в Баку. В этот период планомерные поиски нефтяных и газовых месторождений в различных регионах страны проводил Геологический комитетом под руководством И.М. Губкина. В конце 30-х годов было открыто уже 50 газовых месторождений в Средней Азии,

³ Владимир Григорьевич Шухов (1853–1939) – ученый, инженер и изобретатель. Разработал способ добычи нефти с помощью сжатого воздуха (компрессорный способ – газификатор). По его проекту построено более 500 стальных мостов. Большие заслуги принадлежат В.Г. Шухову в области судостроения, механики, теплотехники, гидротехники. До сих пор не потеряли актуальности его расчеты по сооружению металлических сетчатых оболочек. И, наконец, по его чертежам было построено в Москве на ул. Шолохова первая телевизионная антенна.

Азербайджане, Украине, Саратовской, Оренбургской и Куйбышевской областях, Коми АССР и др., а также крупные нефтяные месторождения в Татарии, Башкирии, Куйбышевской и Пермской областях. В Уфе и Ишимбее были построены нефтеперерабатывающие заводы, к которым топливо и нефть подавались через магистральные газопроводы и нефтепроводы.

В 1939 г. по решению Наркомата топливной промышленности в Сибирь было направлено более 50 геологических и геофизических партий. Начались буровые работы на наиболее перспективных площадях.

К началу 1941 г. добыча нефти в стране составила более 30 млн т. К этому времени была создана мощная нефтяная промышленность, а также крупная нефтяная база между Волгой и Уралом – «Второе Баку».

Начало Великой Отечественной войны поставило перед нефтяниками сложнейшую задачу бесперебойного обеспечения фронта и тыла нефтепродуктами. Кроме этого, нельзя было допустить, чтобы враг мог использовать нефтяные промыслы и заводы на оккупированной им территории.

Следует особо отметить, что даже во время войны не прекращались поисково-разведочные работы на нефть и газ, особенно в районах Урало-Поволжья. Уже в 1943 г. в Куйбышевской (ныне Самарской) области был получен фонтан нефти из отложений девона, а в Башкирии открыто Кинзепулатовское, а в 1944 г. – Туймазинское нефтяные месторождения и т.д.

В послевоенные годы, помимо восстановления нефтяной промышленности в разрушенных районах, ускоренными темпами осуществлялись поисково-разведочные работы на нефть и газ. Благодаря этому уже в 1949 г. скопления углеводородов были открыты в Волгоградской, Саратовской, Пермской, Оренбургской и Куйбышевской областях и в Татарии (крупное нефтяное месторождение Ромашкино). Страна вышла на довоенный уровень добычи нефти, а это более 30 млн т, из которых 8 млн т было добыто из месторождений «Второго Баку».

В последующие годы новые открытия на Северном Кавказе, Украине, Азербайджане и Средней Азии позволили увеличить добычу нефти в 1955 г. до 71 млн т, а в 1960 году – уже до 148 млн т.

Важнейший этап развития нефтяной и газовой промышленности приходится на 60–90-е годы прошлого века. Этот период характеризуется открытием многочисленных нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири в Нижневартовском районе: Шанинское, Усть-Балыкское, Мегонское, Самотлорское (одно из крупнейших в мире по запасам нефти) и др., Уренгойское, Медвежье, Заполярное и др. – на севере области. Всего на начало 1994 г. в Западной Сибири было открыто 503 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений и 48 газовых и газоконденсатных.

Одновременно с освоением Западной Сибири новые месторождения нефти и газа были открыты в Пермской, Оренбургской и Куйбышевской

областях, Удмуртии, в Белоруссии, Туркменин, на севере Коми АССР, на полуострове Мангышак. Из года в год увеличивалась и добыча газа в стране, объем которой в 1960 г. составил 45,3 млрд м³, а в 1970 – уже 198 млрд м³.

Крупные открытия и ввод в эксплуатацию газовых месторождений потребовал ускоренное строительство магистральных газопроводов. Если к 1960 г. в стране было построено 21 тыс. км газопроводов, то к 1970 г. уже более 67 тыс. км. В 60-е годы прошлого века по объему добытой нефти СССР вышел на второе место в мире, что вызвало резкое падение цен на нефть на мировом рынке. Это послужило поводом для создания ОПЕК – Организации стран экспортеров нефти.

Термин «баррель» используется во всем мире до сих пор потому, что с практической точки зрения измерить нефть в цистернах, трубопроводах и в танкерах гораздо удобнее в единицах объема, а не веса.

К концу 70-х годов прошлого столетия были открыты новые крупнейшие месторождения углеводородов, в частности Тенгизское (Казахстан), запасы нефти в котором составляли более 3 млрд т, а газа – около 2 трлн м³. К этому времени общая добыча нефти достигла 624 млн т, из них на долю Западной Сибири приходится 408,6 млн т.

Огромных объемов достигла и добыча газа, причем большая ее часть приходилась на долю крупных месторождений в Западной Сибири. В 1972 г. было введено в эксплуатацию крупнейшее газовое месторождение Медвежье, в 1978 г. – Уренгойское газоконденсатное, Ямбургское и многие другие. Добыча газа в этом регионе составила 542 млрд м³, при общей добыче в стране 645 млрд м³. Одной из ведущих стран в области добычи газа стал СССР.

В 90-е годы прошлого века экономическая необходимость наращивания экспорта стала проводиться на основном за счет интенсификации бурения и добычи. Резко упали вложения на поиски и разведку новых перспективных территорий. Значительно сократилось финансирование научных исследований. Отрасли стали переживать глубокий кризис.

Распад СССР усугубил этот процесс. Упал внутренний спрос, экспортные возможности страны резко сократились. В условиях новых экономических взаимоотношений руководство нефтяной и газовой промышлен-

ностью пошло разными путями. Газовая отрасль сохранила централизованную структуру и организовала гигантскую акционерную компанию ОАО «Газпром», благодаря чему не произошло резкого падения добычи газа. Нефтяная отрасль распалась на несколько акционерных компаний, крупнейшими из которых в настоящее время являются «Роснефть», «Лукойл» и «ТНК-БР», каждая из которых занимается полным циклом работ от разведки нефти до переработки и продажи нефтепродуктов.

К началу нынешнего века положение нефтегазовой отрасли несколько стабилизировалось. Были открыты новые крупнейшие газовые и нефтяные месторождения, такие как уникальное Штокмановское газовое на шельфе Баренцева моря (запасы газа – 3,7 трлн м³ и конденсата – 31 млн т), Ковыктинское в Иркутской области (запасы газа около 2,0 трлн м³), Среднеобутовинское нефтяное (запасы 200 млн т) на севере республики Саха (Якутия).

В августе 2009 г. на севере Красноярского края в Ямало-Ненецком автономном округе было введено в эксплуатацию крупное нефтяное месторождение Ванкорское (запасы нефти 520 млн т, газа – 95 млрд м³). В.В. Путин, присутствовавший на этом событии, отметил, что в ближайшие годы здесь должна появиться новая нефтегазовая провинция. Роль нефти и газа в мировой экономике и экономике России трудно переоценить. Как образно сказал известный ученый-геолог академик В.Е. Ханин, по аналогии с каменным, бронзовым и железным веками, пройденным человечеством на ранних стадиях мировой цивилизации, XIX век можно назвать «углевым» веком, XX век – «нефтяным», а XXI – «газовым».

Итак, мы кратко ознакомились с тем, как развивалась нефтяная и газовая промышленность вчера, что мы имеем с вами сегодня. Осталось заглянуть в будущее. И чтобы сделать это, нам придется... вернуться на 150 лет назад.

Именно тогда произнес свою знаменитую фразу великий русский ученый Д.И. Менделеев – фразу, которую мы все помним с детства, из школьных учебников: «...Нефть ведь не топливо, можно топить и ассигнациями». Эта мысль и определяет одно из основных направлений пути, которое необходимо пройти человечеству как можно скорее. Действительно, сейчас около 90 % добываемой нефти перерабатывается в топливо и только чуть более 10 % идет на переработку на предприятия нефтехимической промышленности, конечные продукты которой являются сырьем практически для всех отраслей экономики. Ежедневно в повседневной жизни мы используем предметы, которые так или иначе связаны с нефтью. Это моющие средства и растворители, лаки, краски, пластики и одноразовая посуда, текстильные волокна, пищевые добавки, строительные материалы, удобрения и пестициды, и многое, многое другое. В качестве примера очень кратко перечислим, что мы используем в повседневной жизни, зачастую не подозревая, что это один из продуктов переработки нефти.

¹ОПЕК (англ.) – The Organization of the Petroleum Exporting Countries, создана в 1960 г. Шейх-квартира в Женева (в 1965 г. перенесена в Вену). Первоначально в состав ОПЕК входили Венесуэла, Ирак, Иран и Саудовская Аравия. Затем к ним присоединились Алжир, Объединенные Арабские Эмираты, Катар, Иквдония, Ливия, Нигерия, Ангола, Эквадор и Габон. Эквадор вышел из ОПЕК в 1992 г., но вернулся в эту организацию в 2007 г. В настоящее время в ОПЕК состоят 13 нефтянодобывающих стран мира. Сегодня организация обеспечивает приблизительно 40 % мировой добычи и половины мирового экспорта нефти. Основной единицей добычи, экспорта и импорта нефти является баррель (от англ. barrel – бочка) – старинная английская единица измерения объема жидкости, равная 158,9 литрам. Интересно то, что в сокращенном виде barrel пишется – bbl, а первая буква сокращения обозначает – blue (голубой). Некоторые исследователи отмечают, что когда-то бочка с сырой нефтью окрашивалась в голубой цвет, а бочки, где были нефтепродукты, – в красный.

Еще в конце XIX века был разработан способ получения из фенола салициловой кислоты, больше знакомой нам как аспирин – жаропонижающее, болеутоляющее и противовоспалительное средство. С тех пор, путем усложнения ее молекул, началось промышленное производство многочисленных лекарственных препаратов. Из нее получают фенилсалицилат, лекарство, применяемое для лечения желудочно-кишечных заболеваний, парааминосалициловую кислоту, которая входит в состав противотуберкулезных лекарств и др.

С 30-х годов XX века из анилина (его получают из нитробензола $C_6H_5NO_2$) производят антимикробные препараты: стрептоцид, сульфидин, сульфадимезин. Эти препараты спасли жизнь миллионам людей, особенно в годы Великой Отечественной войны. Очень многие производные нефти используются при производстве лекарств, помогающих избавиться от аллергии, головной боли, инфекционных заболеваний. При изготовлении ряда антибиотиков применяются эфиры и спирты, которые в свою очередь производят из нефти. Нельзя не вспомнить и о медицинском оборудовании. Шприцы, эластичные повязки, кислородные маски, катетеры – далеко не полный список того, что изготовлено из нефтяного сырья. Посмотрите на состав любого шампуня или крема. В большинстве случаев вы прочтаете, что они содержат пропиленгликоль (увлажняющий агент) и минеральное масло. Все это сделано из нефти. Для продления срока хранения в них добавляют метил-, бутил- и этилпарабены. Даже обыкновенный вазелин состоит из смеси минерального масла и твердого парафина. Минеральное масло широко используется в качестве основы не только при производстве кремов, но и различных тональных средств и лосьонов. В парфюмерной промышленности почти 99 % современных ароматов синтезируются из продуктов нефтехимии. Пищевые добавки, в том числе ароматизаторы и консерванты, – тоже продукты переработки нефти. Кстати, теперь на этикетке любого пищевого продукта, будь это торт или колбаса, по закону изготовители обязаны писать, какие добавки они положили в продукт. Они пишут – мы читаем, например: Е-205, Е-156 и т.д., ну и что*... ?

Одно из наиболее важных и перспективных достижений нефтепереработчиков – получение искусственного белка. По своим свойствам он практически не отличается от животного и может использоваться в производстве самых разных продуктов питания. С помощью искусственного белка можно решить проблему голода на Земле: сейчас на нашей планете от недоедания ежегодно погибают сотни тысяч людей, но если дополнительно переработать всего лишь 2 % от объема добываемой всеми странами мира нефти, можно получить до 25 миллионов тонн искусственного белка.

*Перечислим: красители Е-100–Е-199, консерванты Е-200–Е-299, антиоксиданты Е-300–Е-399, стабилизаторы Е-400–Е-599, усилители Е-600–Е-699 и антифламинги Е-900–Е-999. Подробности найдете практически на любом химическом сайте.

Этого количества достаточно для питания в течение одного года более 2 млрд человек!

Мы очень кратко перечислили некоторые продукты, получаемые из нефти. После первичной переработки нефти и выделения из нее топливных составляющих: бензина (автомобильный и авиационный), керосина, дизельного топлива, реактивного топлива и т.д., нефть поступает на вторичную переработку. Этот процесс включает в себя изменение структуры углеводородов и получение функциональных производных, в состав которых в зависимости от целесообразности, вводятся кислород, азот, хлор и другие химические элементы. Вторичная переработка нефти позволяет получить около 14 000 наименований различных продуктов, которые широко используются в различных отраслях промышленности.

Таким образом, дальнейшее сокращение использования углеводородного сырья в качестве различного вида топлив и углубление степени его переработки для удовлетворения растущих потребностей многих отраслей хозяйства страны – важнейшая задача на перспективу.

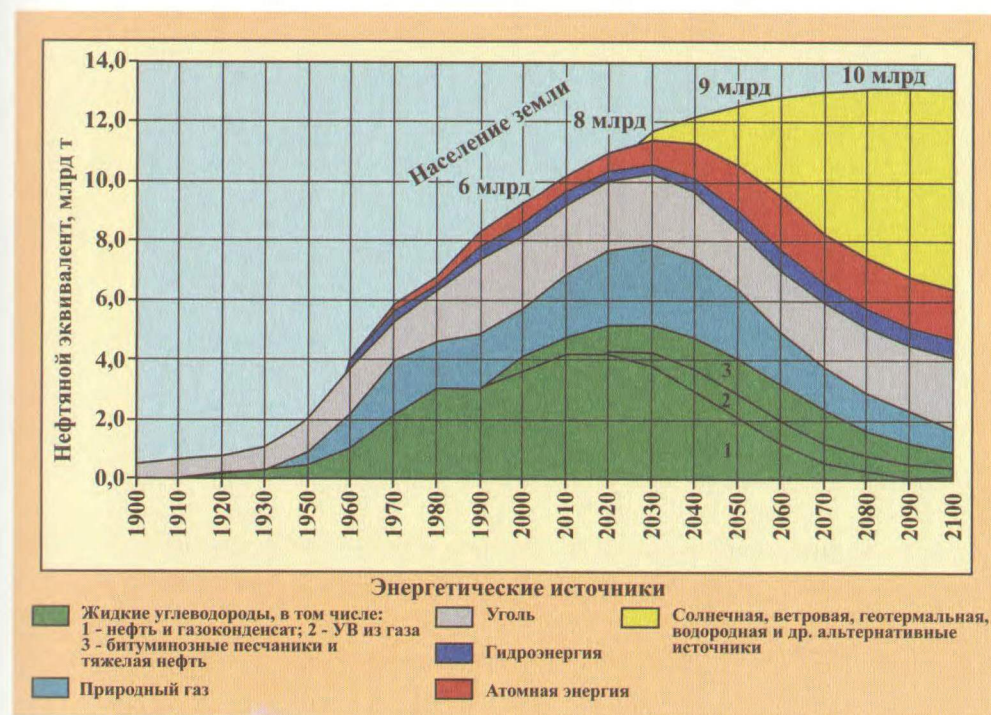


Рис. 1.1. Прогноз потребления энергетических источников в XXI веке (по J.D. Edwards, University of Colorado, USA).

1 т нефтяного эквивалента: 900 тыс. м³ газа; 1,5 т каменного угля; 3 т бурого угля; 4500 кВт·ч электроэнергии

Мировые начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти и газа оцениваются в 550 млрд т и 630 трлн м³ соответственно. Доказанные извлекаемые запасы нефти и газа составляют 207,9 млрд т и 192,0 трлн м³. Годовая добыча нефти превышает 4 млрд т и газа – свыше 3,8 трлн м³. Накопленная добыча нефти порядка 165 млрд т, газа – около 190 трлн м³ (материалы на 01.01.2011 г.).

Россия занимает ведущее положение в мире во всем основном показателям нефтегазовой промышленности. По запасам нефти – в первой десятке среди нефтегазодобывающих стран, по запасам газа – на первом месте (48,1 трлн м³); по добыче нефти (305,4 млн т) в 2010 г. вышла на первое место, по добыче газа (665 млрд м³) немного уступает лишь США.

По прогнозам исследователей различных стран потребление и добыча углеводородного сырья в XXI веке будут нарастать до 20–30-х годов, а затем постепенно снижаться за счет увеличения использования других источников энергии (гидроэнергия, атомная энергия, водородная, солнечная, ветровая, геотермальная и др.) На рис. 1.1 приводится один из прогнозов потребления энергетических источников в XXI веке.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Глава 1

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОХИМИИ УГЛЕРОДА И ВОДОРОДА

Из каких наук складывается геохимия? Безусловно, само название («гео...» (геология) + химия) говорит само за себя. Казалось бы все очень просто, но это не совсем так.

Один из основателей современной геохимии, выдающийся русский и советский ученый В.И. Вернадский* в 1927 году дал такое определение геохимии: «Геохимия научно изучает химические элементы, т.е. атомы земной коры и, насколько возможно, всей планеты. Она изучает их историю, их распределение и движение в пространстве – времени, их генетические на нашей планете соотношения».

Из этого определения следует, что геохимия стоит не только на стыке геологии и химии, но и использует физикохимию, термодинамику и органическую химию.

Основными компонентами нефти и горючих природных газов являются углеводороды – соединения углерода и водорода. Что же собой представляет углерод и водород?

Об углеводе мы будем говорить очень подробно, потому что именно его свойства определяют возможность образования миллионов органических соединений. Поэтому очень кратко сначала остановимся на геохимии водорода.

Водород, «H», порядковый номер 1 в Периодической системе элементов Д.И. Менделеева.

В 1766 г. английский физик и химик Г. Кавендиш исследовал этот газ и обнаружил, что при сгорании он дает воду. Потому первое название водород получил от греческого словосочетания «горячий воздух». Современное название этому элементу – hydrogen [по-гречески – «рождающий воду»] дал французский химик Антуан Лоран Лавуазье**.

*Владимир Иванович Вернадский (1863–1945) – российский и советский химик, геолог, минеролог и кристаллограф. Академик Петербургской АН, а затем АН СССР. Член ряда зарубежных академий наук и обществ. Профессор Московского университета. С 1914 г. директор Геологического и минералогического музеев Академии наук. С 1922 по 1939 гг. директор основанного им Рабочего института. Одновременно (1928–1945 гг.) директор Лаборатории геохимических проблем АН СССР, преобразованной в 1947 г. в Институт геохимии и аналитической химии АН СССР, которому присвоено его имя. Исследования охватывают широкий круг проблем естествознания: общая геохимия, геохимия редких и рассеянных элементов, роль живых организмов в геологических процессах, определение абсолютного возраста пород и т.д. Основатель школы биогеохимии.

**А. Лавуазье (1743–1794). За выдающиеся успехи в химии, в том числе изыскание лучшего способа освещения парижских улиц, удостоен Золотой медали Парижской Академии наук. Приобрел большие состояния, которое частично израсходовал на обустройство научной лаборатории. Способствовал преобразованию химии в точную науку. Синтезировал воду из кислорода и водорода. Участвовал в создании химической номенклатуры, основные принципы которой актуальны и в наши дни. Доказал, что при дыхании поглощается кислород и выделяется углекислый газ. В 1794 г. был казнен во время Великой французской революции.

Современный русский термин «водород» предложил в 1824 г. известный исследователь – химик Ф. Соловьев. Водород – самый распространенный элемент Вселенной. В виде плазмы он составляет более 70 % массы Солнца и звезд. В природе встречаются два стабильных изотопа – ^1H (протий – 99,98 % по массе) и ^2H (дейтерий – 0,02 % по массе). Имеется также один радиоактивный изотоп – ^3H (тритий – его содержание менее 0,02 % по массе). Изотопы водорода – дейтерий и тритий используются для изучения механизмов химических и биохимических процессов, так как они, сохраняя все химические свойства протия, способны его подменять в органических соединениях. Проследить судьбу каждого фрагмента «меченой» молекулы можно по массе протия, которая отличается от массы дейтерия и по радиоактивности трития. Свободный водород состоит из двухатомных молекул (H_2). Самый легкий газ. Один литр его весит при 0 °C и 760 мм рт.ст. 0,09 г.

Концентрация водорода в атмосфере ничтожна и составляет всего 0,00005 % по объему. Содержание в земной коре составляет около 1 % по весу. Однако его действительная роль в природе определяется числом атомов, участвующих в различных соединениях, доля которых среди остальных элементов составляет около 17 %.

На земле водород входит в состав воды и органических соединений. Водородные связи лежат в основе практически всех явлений жизнедеятельности. Именно благодаря этим связям ферменты распознают вещества, реакции которых они ускоряют. Всего на долю водорода по числу атомов приходится около 50 % живого вещества.

А теперь остановимся на геохимии углерода. «С» – углерод, порядковый номер 6 в Периодической системе элементов Д.И. Менделеева. Латинское название углерода «carboneum» он получил от carbō – уголь. Занимает 13 место по распространенности. Атомный «мляр» для Земли по А. Бравлю (1984) – 0,1 %. Содержание его в земной коре по А.А. Роннову и А.А. Ярошевскому (1971) – 0,14 %, в осадочном чехле по В.А. Успенскому (1970) приблизительно 1,4 %. Содержание в осадочных породах в составе карбонатных минералов около 80 %, в органическом веществе – 20 %.

Среднее содержание углерода в земной коре составляет $6,5 \cdot 10^{18}$ т, из них около 10^{15} т входит в состав горючих ископаемых, а остальной – в состав карбонатных пород. Достаточно много углерода в виде углекислого газа в атмосфере – $6 \cdot 10^{11}$ т и в составе гидросферы – 10^{14} т.

Горит углерод при температуре 300–500 °C. При сгорании образуется диоксид углерода (углекислый газ CO_2) и оксид углерода (угарный газ CO). Угарный газ образуется в результате неполного сгорания углерода или его соединений. Диоксид углерода хорошо растворится в воде с образованием угольной кислоты. Углекислый газ входит в состав атмосферы Земли. В среднем его содержание в атмосфере составляет приблизительно 0,03 % по объему.

Углерод встречается в природе в свободном состоянии и в различных соединениях.

¹Числовая оценка среднего содержания химических элементов в земной коре, гидросфере, атмосфере, различных горючих породах и т.д. Численные значения в единице массы измеряются в % и/г и др., либо в атомах и т.д. Термин впервые ввел А.Е. Ферсманом. Назван в честь американского геохимика Ф.У. Кларка 1867–1931.

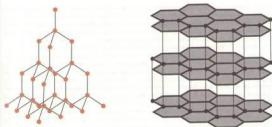


Рис. 1.2. Кристаллическая решетка алмаза (слева) и графита (справа)

В составе каменного угля содержание углерода составляет в среднем 80 %, а в антраците даже до 96 %:

Вещество	Живое вещество	Древесина	Каменный уголь	Нечей	Антрацит
Содержание углерода, %	18	50	80	85	96

В свободном состоянии до недавнего времени углерод был известен в трех видах: угля, графита и алмаза. В составе антрацита (разновидность каменного угля) содержание чистого углерода составляет в среднем 96 %.

Графит и алмаз содержат практически чистый углерод, но фактически это совершенно разные вещества. Дело в том, что структура кристаллической решетки у графита совсем не такая, как у алмаза (рис. 1.2).

В графите атомы углерода расположены слоями, внутри которых соединения атомов углерода похожи на пчелиные соты. Внутри каждого слоя атомы углерода связаны друг с другом намного прочнее, чем связи между собой. Поэтому графит легко расслаивается. На этом свойстве основано изготовление карандашей, графитовой смазки и т.д. Графит хорошо проводит электрический ток, и из него изготавливают электроды.

Другое дело алмаз. У него трехмерное расположение атомов углерода и они размещаются очень прочно из-за того, что каждый из них связан с окружающими четырьмя атомами. Алмаз не поглощает свет и является самым твердым веществом, созданным природой.

Даже название «алмаз» по разным версиям практически означает одно и то же. Одни исследователи полагают, что этот термин происходит от греческого слова «адамас» – непреодолимый, несокрушимый. Другие – от арабского «ал-мас» – твердеющий. Почти сто лет считалось, что существуют только две аллотропные формы углерода: алмаз и графит.

Однако в конце 60-х годов прошлого века советские химики В.В. Коршак, А.М. Сладков, В.И. Касаточкин и Ю.П. Кузнецов синтезировали новое

²Аллотропия – существование одного и того же элемента в виде различных по свойствам и строению структур.

аллотропическое видоизменение углерода, которое назвали карбин. В нем атомы углерода связаны чередующимися тройными и однимирами связями: $\equiv C-C \equiv C-C \equiv C-C \equiv$, а через некоторое время был создан еще один полимер, в котором атомы углерода связаны только двумя двойными связями $=C-C=C-C=$. Это вещество назвали поликумула.

Впоследствии геофизики из Института Карнеги обнаружили в метеоритном кратере Рис (ФРГ) минерал, в котором содержание углерода составляло 99,9 %. Выяснилось, что этот минерал представляет собой природную разновидность карбина. В настоящее время известно несколько природных форм карбина, отличающихся друг от друга числом атомов в элементарной ячейке. Карбин обладает полупроводниковыми свойствами, причем это свойство увеличивается под воздействием света, что делает карбин весьма важным веществом при использовании в фотоэлементах.

В начале 70-х годов японский физико-химик Е.Осава предположил существование необычной аллотропной формы углерода строения C_{50} со структурой, похожей на футбольный мяч.

В 1973 г. советские ученые Д.А. Бочвар и Е.Г. Галаерин сделали теоретические квантово-химические расчеты этой молекулы и доказали ее стабильность. Впоследствии астрономы доказали, что такие молекулы в природе действительно существуют. Они образуются заранее предсказанные характерные спектральные линии этого вещества в атмосферах углеродных звезд.

В 1983 г. группа химиков Р. Клер, Х. Крото, Р. Смиты и Х.О. Брейи при лазерном облучении образца графита получили предсказанное Е. Осава вещество, за что им в 1996 г. была присуждена Нобелевская премия в области химии. Это вещество было названо «бакминстерфуллерен» (или просто фуллерен) по имени знаменитого архитектора Бакминстера Фуллера (Buckminster Fuller), построившего в Монреале на всемирной выставке «ЭКСПО-65» знаменитое сооружение «геодезический купол», удивительно похожее на молекулу фуллерена (рис. 1.3).

К сожалению, архитектор не успел узнать, что его имя останется навсегда в названиях удивительных по своим свойствам и возможностям веществ.

В молекулах фуллеренов атомы углерода расположены в вершинах правильных шести- и пятиугольников, которые образуют сферу, напоминающую футбольный мяч (C_{60}) или мяч для игры в регби (C_{50}), в котором

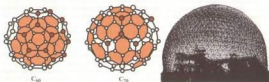


Рис. 1.3. Кристаллическая решетка фуллеренов строения C_{60} и C_{50} и «геодезический купол» архитектора Ричарда Бакминстера Фуллера

имеется вставка в экваториальную область, состоящую из 10 атомов углерода. Имеются и более высокомолекулярные фуллерены, содержащие до 400 атомов углерода. Настоящую революцию в мире совершило открытие, что фуллерены существуют в природе в промышленных объемах в единственном в мире месторождении шунгитов, расположенном в Карелии в России. Главная особенность фуллеренов заключается в том, что «пустоты», которая имеется в середине «мяча» можно заполнить, чем угодно – вплоть до генетического кода. Поэтому физики разрабатывают методы использования фуллеренов для создания химических лазеров и «молекулярных компьютеров», химики – для создания новых катализаторов и новых химических продуктов, фармакологи – для доставки в клетки самых различных веществ, биологи – создания трансгенных растений и животных и т.д. Такие перспективы практического использования стимулировали исследования, и уже через несколько лет был разработан метод промышленного получения фуллеренов из сажи, образовавшейся при сгорании тяжелых углеводородов. Прошло совсем немного времени и мир узнал о существовании в природе цилиндрической модификации углерода: одностенных однослойных и многослойных углеродных нанотрубок, а в 2004 г. группой ученых была получена двумерная аллотропная форма углерода – графен.

Мы уже говорили, что графит представляет собой чередование плоских слоев, внутри которых соединения атомов углерода похожи на пчелиные соты. Однако считалось, что «отщипнуть» одну атомную плоскость от этих слоев невозможно. По мнению таких авторитетных физиков-теоретиков, как Л. Ландау и Р. Пайерас, двумерная форма кристаллов не может существовать свободно. Все попытки получить графен в лабораторных условиях не удавались. Поэтому для мировой научной общности была полной неожиданностью статья Андрея Гейма и Константина Новоселова, опубликованная в октябрьском номере журнала «Science» за 2004 г., в которой была описана методика получения графена и его идентификация как единственного слоя графита. Удивительно, но это факт, что молекулярный слой графита они получали с помощью обыкновенной ленты-скотча. Эти исследователи методично раз за разом наклеивали скотч на поверхность пластины пиролитического графита и затем переносили содержащие поверхность скотча на подложку из окисленного кремния. Эта процедура повторялась бесконечное число раз, пока пластина графита стала совсем тонкой. Изучение этой пластины показало, что в ее «рельефе», наконец, оказался участок толщиной ровно в один слой атомов углерода.

С помощью высокоразрешающей электронной микроскопии с низкой энергией электронов ученым впервые в мире удалось получить изображение атомной структуры графена высокой четкости (рис. 1.4).

За новаторские эксперименты с графеном и исследованием свойств и характеристик этого вещества Нобелевская премия в области физики за 2010 г. была присуждена Андрею Гейму и Константину Новоселову из Манчестерского университета.

Совсем недавно группа исследователей из США и Мексики выявила, что фуллерены и нанотрубки содержатся в составе фракции асфальтенов, осаждаемой из нефти бензином или гексаном.

Поэтому о некоторых удивительных способностях аллотропных форм углерода в составе нефтей и применении их в суперсовременных отраслях экономики, мы расскажем ниже в разделе, посвященном углеводородному составу нефтей.

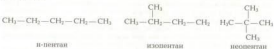


Рис. 1.4. Сетчатая структура графита (черная полоска слева – масштабная линейка длиной 2А)

Уникальность углерода определяется и другими свойствами. Его атомы имеют прочные связи не только с другими атомами, но и между собой. Углерод образует четыре равнозначные валентные связи, что позволяет ему образовывать разнообразие неразветвленные и разветвленные цепи и кольца. Вот почему углерод имеет возможность создавать огромное количество различных структур.

Подсчитано, что из 20 атомов углерода и 42 атомов водорода можно теоретически получить 366319 углеводородов... состава $C_{20}H_{42}$. Представлено, 366319 различных по свойствам веществ, но одного и того же состава!

В качестве примера посмотрим разнообразие в строении углеводородов, имеющих в своем составе всего 5 атомов углерода и 12 атомов водорода (C_5H_{12}):



Только на этом простейшем примере можно понять, какими огромными возможностями обладает углерод для создания самых разнообразных по своему строению веществ.

Ученые уже выявили и изучали миллионы органических соединений, а соединений всех оставшихся элементов из Периодической системы имеется всего около ста тысяч!

Может быть, именно поэтому с углеродом связана жизнь на нашей планете? Вероятно, «да», но не только поэтому. Важно и то, что связь атомов углерода между собой, а также с атомами водорода, кислорода, азота и других элементов, входящих в органические соединения, может разрушаться под воздействием природных ферментов, входящих в состав живых организмов, образуя более простые соединения. Поэтому всего три элемента – углерод, кислород и водород составляют 98 % от общей массы живых

организмов, а содержание только одного углерода в расчете на сухое вещество составляет у водных растений и животных 34,5–40 %, у наземных организмов 43,4–46,5 % и 54 % у бактерий. Это легко объяснить: природа экономит, небольшое число типов химических связей позволяет ей намного сократить количество ферментов, необходимых для расщепления и синтеза органических веществ. Это один из факторов, обеспечивающий постоянный круговорот углерода: под воздействием солнечных лучей из атмосферного углекислого газа в результате процесса фотосинтеза* с помощью хлорофилла развиваются растения, образуя сложные органические соединения.

Травоядные животные поедают растения для того чтобы с помощью биосинтеза** получить из них нужные его организму белки, жиры и углеводы.

Постоянные животные поедают своих «братьев меньших» и этот процесс повторяется снова. Но ничто на этой земле не вечно. И под землей идет интенсивный процесс окисления органического вещества, в том числе с помощью микроорганизмов, благодаря которым атмосфера позволяет углекислым газом. Проведенные расчеты показывают, что в результате процесса фотосинтеза с помощью зеленых растений ежегодно ассимилируется около 100 млрд т углекислого газа. И жизнь на земле давно бы прекратилась, если бы не постоянное возобновление углекислого газа в атмосфере, а это во многом зависит от интенсивности накопления органического вещества и его дальнейшего преобразования. Исследования показывают, что содержание органического углерода неравномерно распределено в гидросфере и литосфере и возрастает от глубинной части океана к континентальным областям, достигая максимума в осадках наземных водоемов:

Осадки	Глубинководный океан	Континентальный склон	Шельф	Озера	Болота
Содержание органического углерода, %	12,3	34,2	40,4	78,8	100

Несмотря на то, что содержание органического углерода в глубинководной части Мирового океана и на континентальном склоне по сравнению с озерами и болотами относительно невелико, роль мирового океана в круговороте углерода в природе огромна.

Наиболее ярко это показано в многолетних исследованиях, проводившихся в институте океанологии Российской академии наук. Так, Е.А. Романюк, А.А. Ветров и В.И. Присыпкин в 2009 г. опубликовали результаты исследований, базирующиеся на изучении практически всех районов Мирового океана, в том числе морей Арктики и Антарктики. Были произведены расчеты баланса органического и неорганического углерода в Мировом океане и в его отдельных регионах, формы их существования и основные источники органического вещества океана.

Общее содержание C_{org} в Мировом океане, содержащееся в биоте и неживой материи, было оценено соответственно в $4 \cdot 10^5$ и $11 \cdot 10^5$ т. Главными формами существования органического углерода являются растворен-

*Фотосинтез (от фото + синтез), превращение зелеными растениями и фотосинтезирующими микроорганизмами лучистой энергии солнца в энергию химических связей органических веществ, происходящий с участием ассимиляции углекислого газа (хлорофилл и др.).

**Биосинтез – процесс образования необходимых организму веществ, протекающий в живых клетках с участием биокатализаторов – ферментов.

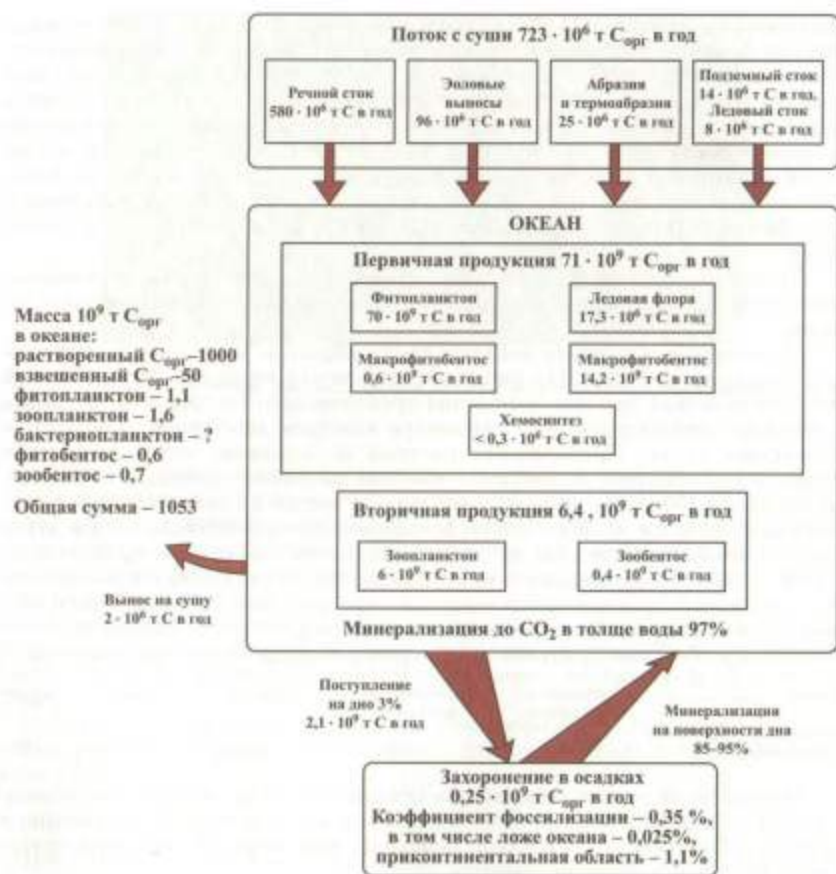


Рис. 1.5. Потоки, минерализация и захоронение органического углерода в донных осадках Мирового океана (Е.А. Романкевич, А.А. Ветров, В.И. Присыпкин, 2009)

ные соединения, а также частицы меньше 1 нм³, коллоидные структуры, включая наносистемы (1–10 нм), высокодисперсные системы (10–1000 нм), грубые коллоиды (1–100 мкм), взвешенное органическое вещество (ОВ) (частицы более 0,45 мкм), иловая вода и газогидраты.

Главным источником органического углерода в океане является фитопланктон.

По данным М.Е. Виноградова (2004), за счет фитопланктона здесь образуется (70–103) · 10⁹ т C_{орг}. К первичным источникам органического углерода относятся и продукция ледовых водорослей и фитобентоса (0,6 · 10⁹ т C_{орг} в год), которую создают макрофиты и диатомовые, живущие в илах, а также хемолитотрофы, обитающие в рифтовых зонах океана (рис. 1.5).

³Нм – 1 нанометр = 10⁻⁹ метра (одна миллиардная часть метра).

Важную роль в круговороте, обеспечивающем многократное участие углерода в биохимических процессах, является скорость обновления биомассы. По данным О.П. Добродеева фитомасса суши, вернее подавляющая часть биомассы суши, обновляется за 14 лет, в то время как биомасса океана – за 33 дня. Измеряется биомасса по содержанию в ней органического углерода. По расчетам различных авторов содержание органического углерода всей биосферы оценивается в 53,5¹⁰ т, а годовая биологическая продукция – в 6,5¹⁰ т. Таким образом, средний коэффициент биологической продуктивности (отношение биопродукции к биомассе) составляет 0,12, а годовая биологическая продукция – 0,015–0,15 от биопроductивности. Производительность наземной растительности невелика, но ее биомасса огромна и накапливается в высших растениях десятки, сотни и даже тысячи лет (вспомните деревья-гиганты секвойи). Поэтому скорость годового оборота углерода в различных частях биосферы не одинакова.

Биосфера.....	Древесная растительность лесов	Растительность лугов, степей и пашен	Растительность озер и рек	Фитопланктон морей и океанов
Скорость годового оборота.....	0,018	0,67	14	150

Время среднего оборота всей биомассы автотрофных организмов⁴ составляет 8 лет, из них для растительности суши – 50–60 лет, а для фитопланктона океана всего дни или недели. Следует отметить, что 96,9 % всех автотрофов биосферы сосредоточены в виде лесной древесины.

Интересный эксперимент еще в XVII в. провел фламандский ученый Ян Баптист Ван Гельмонт. Однажды он посадил дерево в горшок, но перед тем, как это сделать, взвесил его и землю. В течение многих лет он поливал дерево, а затем снова взвесил. С удивлением он обнаружил, что вес дерева увеличился на несколько килограммов, а вес почвы уменьшился всего на 100 г. Стало очевидным, что почва не является источником материала для роста дерева.

Ван Гельмонт сделал неверный вывод о том, что дополнительный вес получен из воды, но он и не мог в то время сделать иной вывод...

...оставалось два века до открытия, что углерод дерева образуется в результате превращений атмосферного углекислого газа и еще одно столетие до понимания молекулярного механизма фотосинтеза.

По данным В.А. Успенского (1970), суммарная продукция живого вещества за все время существования биосферы примерно в 30 раз превосходит суммарную массу осадочных пород. Более поздние расчеты, проведенные В.С. Вышемирским (1984), ещё более впечатляющи – в 100–150 раз. На рис. 1.6 показана схема круговорота углерода в природе, разработанная В.А. Успенским⁵.

⁴Автотрофы (авто... + гр. trophe пища) – организмы, источником питания которых служат неорганические вещества, например, углекислый газ. К автотрофам относятся зеленые растения (и том числе водоросли) и некоторые микроорганизмы.

⁵Владимир Алексеевич Успенский (1906–1981). Доктор геолого-минералогических наук, профессор, известный во всем мире ученый в области геохимии. Его фундаментальные работы лежат в основе практически всех современных представлений об органическом происхождении нефти и газа. Им заложены основы прикладной органической геохимии – обязательно этапа нефтегазопоисковой геологии.

Практические результаты исследований возглавляемого им научного направления количественной оценки газообразования при эволюции органического вещества лежат в основу метода оценки нефтематеринского потенциала пород пиролитизатором «Рок-Эвал», разработанным учеными Французского института нефти в 1978 г.

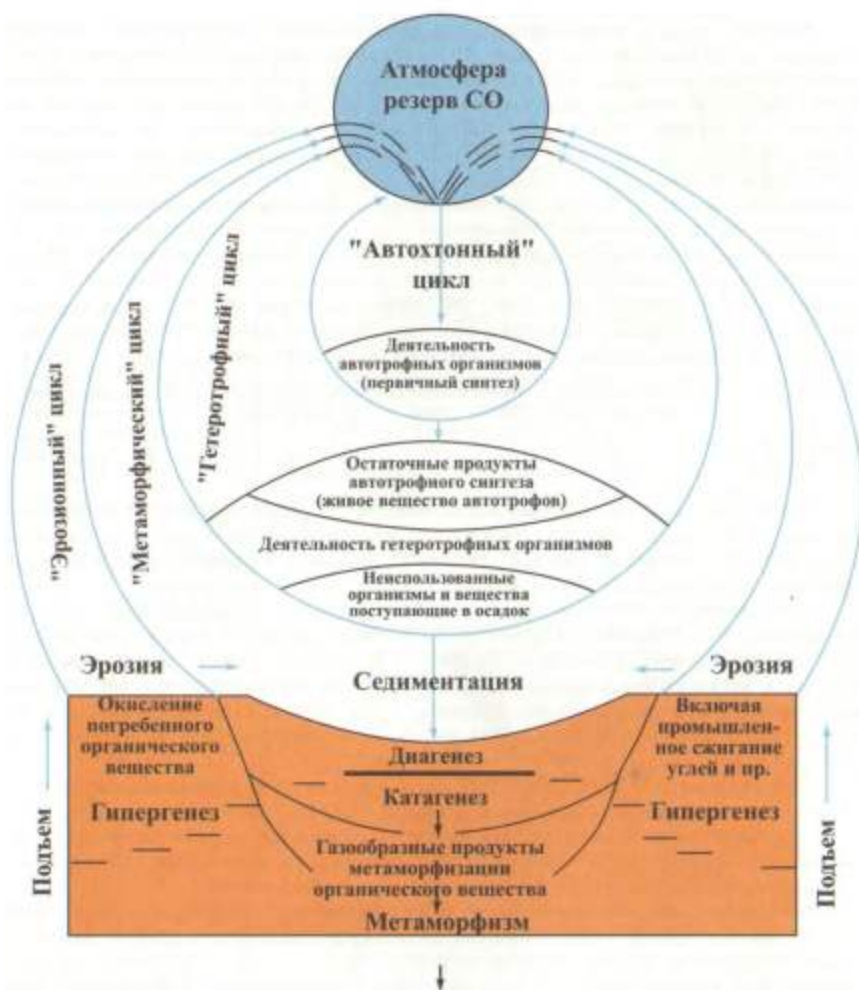


Рис. 1.6. Схема круговорота органического углерода в природе (по В.А. Успенскому, 1970)

В.А. Успенский, рассматривая круговорот углерода в природе, выделяет пять основных циклов. Первый включает в себя деятельность автотрофных организмов. В этот период происходит интенсивное поглощение углекислого газа из атмосферы автотрофами и преобразование его в результате процессов биосинтеза во все необходимые компоненты для существования растительных организмов. В результате накапливается значительная масса органического вещества и биохимической энергии, что, по сути, имеет решающее значение для существования жизни на Земле. В автотрофный

цикл ежегодно потребляется порядка одного процента всего резерва атмосферы, а его продолжительность составляет примерно сто лет. Как справедливо заметил В.И. Вернадский, понятия атмосферы и жизни не только тесно связаны друг с другом, но и всегда воспроизводят друг друга.

В гетеротрофном цикле часть созданного в предыдущий период органического вещества расходуется гетеротрофными организмами на создание их биомассы.

Часть углекислого газа возвращается в атмосферу за счет дыхания организмов, а также за счет окисления и деятельности микробов после гибели гетеротрофов.

Следует отметить, что поступление углекислого газа в атмосферу постоянно пополняется, но не только за счет гетеротрофов. Поступает в атмосферу углекислый газ и за счет деятельности человека, сжигающего огромное количество нефтепродуктов, природного газа, угля и древесины, а также из глубоких горизонтов земной коры в результате вулканической деятельности.

Заканчивается гетеротрофный цикл тем, что все органическое вещество находится в составе минерального осадка и претерпевает вместе с ним дальнейшее преобразование (седиментация, а затем диагенез и катагенез), вступая в «метаморфический» (по В.А. Успенскому) цикл. Здесь следует пояснить, что название «метаморфический» в рассматриваемой схеме не соответствует общепринятому в геологии термину «метаморфизм», который характеризует глубокое преобразование вещества под влиянием высоких температур и давления, как правило, на значительных глубинах. Поступление органического вещества в «метаморфический» цикл (по В.А. Успенскому) сопровождается частичным разрушением органического вещества с образованием CO_2 , CH_4 и других компонентов, часть из которых пополняют резерв атмосферы. Большая часть органического вещества (62 % и выше) остается во вмещающей породе и претерпевает дальнейшие преобразования благодаря перемещению пород на глубины с более жесткой термобарической обстановкой. Частично отложения, содержащие преобразованное органическое вещество, благодаря восходящим тектоническим движениям попадают в эрозионный цикл, где происходит их окисление.

Интересные данные опубликовал известный американский геохимик Дж. Хант в 1982 г. Он изучил средний химический состав основных компонентов живой материи (C, H, N, O, S в %) и нефти. (В табл. 1.1 мы включили только данные о содержании углерода и водорода).

А теперь сравните, какие компоненты живой материи по содержанию углерода и водорода относительно близки по составу с нефтями?

Таблица содержит очень важную геохимическую информацию, но, к сожалению, она не может показать всю сложность химического состава живой материи и популярно продемонстрировать, что же представляют собой молекулы белков и липидов, целлюлозы и лигнина. В научной литературе таких примеров предостаточно, но они очень сложны и поэтому пришлось достаточно долго искать в Интернете наглядные примеры. Их, наконец, нашли в очень интересном конспекте лекций по курсу «Химия сложных систем» И.В. Перминовой (МГУ).

*Гетеротрофы (гетеро... + греч. *trophé* пища) — организмы, использующие для питания органические вещества. К гетеротрофным организмам относятся паразитарные высшие растения, грибы, многие микроорганизмы, все животные и человек.

Таблица 1.1

Средний химический состав углерода и водорода в основных компонентах живой материи (по Дж. Ханту)

Компоненты	C, %	H, %
Углеводы – природные органические соединения. Общая формула $C(H_2O)_n$. Первичные продукты фотосинтеза и основные исходные продукты биосинтеза и других веществ в растениях. Подвергаясь окислительным превращениям, обеспечивают все живые клетки энергией (глюкоза и ее более сложные полимеры, крахмал)	44	6
Лигнин – полифенол (в структуре лигнина 10 бензольных колец). Входит в состав клеточной ткани растений, придавая ей прочность и устойчивость. Относительно устойчив к гниению и воздействию бактерий	63	5
Белки – высокомолекулярные полимеры аминокислот (основной элемент построения растительных и животных белков). Комбинация белков с молекулами других типов дает большинство соединений, обеспечивающих процессы метаболизма (обмена веществ)	53	7
Липиды – животные жиры и растительные масла. Представляют собой сложные эфиры (глицериды) – соединения жирных кислот с глицерином	76	12
Нефть	85	13

На рис. 1.7 показана небольшая часть клеточной мембраны (биологическая мембрана, окружающая содержимое живой клетки, включая ее ядро).

В состав этой мембраны и входят липиды и протеины. Именно эти вещества, как мы убедились, по содержанию углерода и водорода наиболее близки к нефти.

На рис. 1.8 показано строение целлюлозы и лигнина, входящих в состав клеточных тканей растений.

А теперь перейдем к геохимии изотопов углерода. Изотопы углерода – разновидности атомов (и ядер), имеющих разное содержание нейтронов в ядре. В природе имеется два стабильных изотопа ^{12}C и ^{13}C . Их содержание соответственно равно 98,93 % и 1,07 % и один изотоп радиоактивный – ^{14}C . В земной коре ^{14}C образуется с незначительной скоростью. Больше всего его в атмосфере – около 10^{-12} . Он образуется из атмосферного азота под действием космического излучения. Поток космических протонов, летящих со скоростью, близкой к скорости света, в верхних частях атмосферы сталкивается с ядрами азота (и кислорода). Атомы не выдерживают таких столкновений и разрушаются, получают свободные нейтроны, которые моментально захватываются ядрами элементов воздуха, в том числе ядрами атомов азота.

В результате, как это и не парадоксально, происходит взаимопревращение элементов. Азот становится радиоактивным углеродом ^{14}C . Учитывая, что содержание радиоуглерода в атмосфере постоянно и зная его период полураспада (5570 ± 30 лет) нетрудно подсчитать, сколько ежегодно атмосфера теряет и сколько приобретает ^{14}C .

Подсчеты показывают, что в каждом биллионе молекул атмосферного CO_2 есть один атом ^{14}C . Концентрация этого радиоизотопа постоянна в любом живом организме. Когда живое погибает, оно перестает быть звеном непрерывно идущего круговорота углерода. Благодаря радиоактивному распаду через (5570 ± 30 лет) его содержание уменьшится вдвое. Поэтому,

*Метод определения возраста исторических находок по содержанию в них радиоактивного изотопа углерода ^{14}C разработал в 1947 г. лауреат Нобелевской премии, физик Фрэнк Уиллард Либи (США).

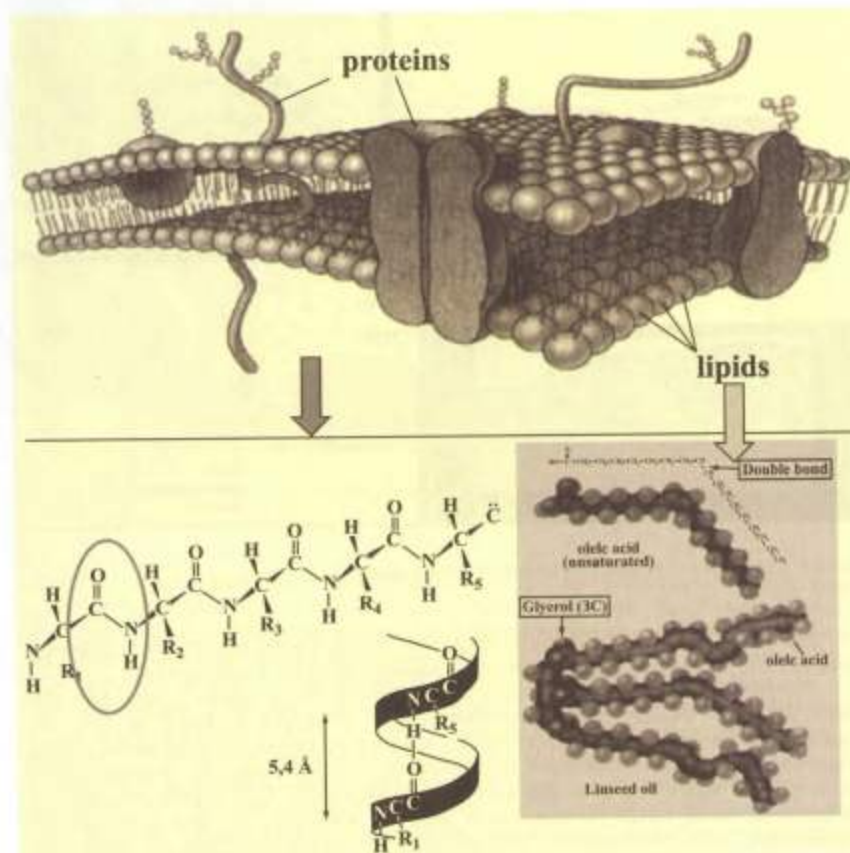


Рис. 1.7. Небольшая часть клеточной мембраны, содержащая белки и липиды (по И.В. Перминовой)

замеряя, сколько фактически содержится радиоуглерода в каком-либо предмете растительного или животного происхождения, легко определить возраст этого предмета. Соотношение изотопов углерода определяют, используя величину $\delta^{13}\text{C}$ (часть на тысячу – промилле ‰), на основе уравнения:

$$\delta^{13}\text{C} = \left[\frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{образец}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{стандарт}}} - 1 \right] \times 1000.$$

В качестве стандарта используют отношение $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ в белемните мелового возраста формирования Пи-Ди (PDB*).

*Формация «Pee-Dee-Belemnite» в штате Северная Каролина, США.

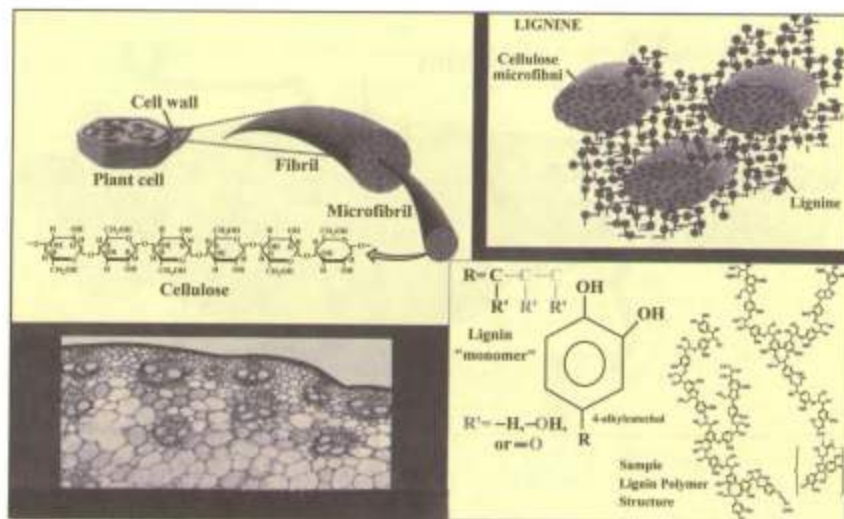


Рис. 1.8. Строение клеточной стенки (целлюлоза и лигнин)

На рис. 1.9 показано распределение стабильных изотопов углерода в природных объектах, составленное академиком Э.М. Галимовым.

Исследования Э.М. Галимова показывают, что в связи с тем, что изотопы углерода значительно отличаются друг от друга по массе и, следовательно, по физическим свойствам, во многих природных процессах происходит их фракционирование (разделение). Максимальные концентрации изотопа ^{13}C имеются в карбонатных отложениях. Органический углерод осадочных толщ на 25 % содержит меньше изотопа ^{13}C , чем карбонатные отложения, что объясняется процессами фотосинтеза, при которых, как было сказано выше, происходит интенсивный процесс фракционирования изотопов.

Для органического вещества современных отложений и плиоценового возраста морского генезиса характерно присутствие относительно более тяжелого изотопного состава углерода ($^{13}\text{C} = -16...-23\text{‰}$).

Углерод органического вещества из древних пород докембрийского возраста более легкий ($^{13}\text{C} = -29...-33\text{‰}$) по сравнению с органическим веществом палеозойского возраста. Причем углерод органического вещества из морских позднелавозойских отложений и мезозойских отложений несколько «легче», чем континентальных.

В целом значения ^{13}C для биогенного метана и метана магматогенного из срединной долины рифтовых зон отличается на 75 % в пользу абиогенного метана. Поэтому дефицит изотопа ^{13}C указывает на биогенное происхождение углерода, а наличие «легкого» углерода карбонатных отложений указывает на его генетическую связь с органическим веществом. Эти исследования широко используются в нефтяной геологии. В других отраслях знаний, в частности в археологических, биологических и меди-

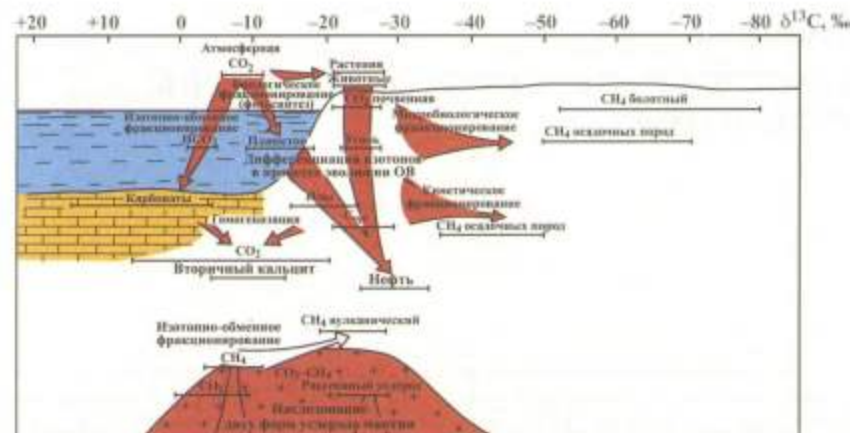


Рис. 1.9. Распределение стабильных изотопов углерода в природных объектах (по Э.М. Галимову)

цинских исследованиях с помощью изотопов углерода были решены многие крупные научные и практические проблемы. Так была изучена последовательность реакции фотосинтеза, изучен механизм биосинтеза белка и передачи наследственной информации и др. Используют этот метод и для определения возраста палеонтологических и археологических находок.

Приведем хотя бы один конкретный пример. Недавно в Интернете была опубликована статья «Тайна глобального потепления скрыта на дне океана». В ней говорится, что ученый из Голландии, доктор Ивонна Ван Брайгель, с помощью изотопного состава углерода проанализировала породы морского дна, относящиеся к юрскому и меловому периодам. Исследования были сосредоточены на анализе ископаемых морских водорослей и наземных растений, хорошо сохранившихся в породах за счет почти нулевого содержания кислорода под толщей воды. Анализ изученных образцов, отобранных в удаленных друг от друга регионах, показал значительный и одинаковый сдвиг в пропорции $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$, равный 0,4 %, что указывает на резкое нарушение процесса круговорота углерода. Это нарушение длилось несколько десятков тысяч лет. Причиной этой аномалии мог быть только катастрофический выброс в атмосферу «легкого» углерода в составе углекислого газа или метана. Резкое изменение состава атмосферы повлекло изменение климата на планете и, соответственно, исчезновение огромного числа видов растений и животных 120–180 миллионов лет назад, что и отмечают современные палеонтологи.

Глава 2

КАУСТОБИОЛИТЫ – ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

С древнейших времен люди использовали в повседневной жизни природные вещества, способные гореть. Но только в XIX веке немецкий палеоботаник Г. Потонье (1888), изучая отпечатки древних растений в углистых отложениях и горючих сланцах, дал этим породам общее определение – «каустобиолиты», что означает «горючие камни биогенного происхождения».

В 1906 г. он выделял три группы каустобиолитов:

– **гумиты**, образовавшиеся из остатков высших, преимущественно болотных растений (бурый уголь, каменный уголь);

– **сапропелиты**, образовавшиеся в результате захоронения на дне водоемов низших организмов, в основном планктонных водорослей (кероген горючих сланцев, битумды);

– **литтобиолиты** – угли, обогащенные наиболее стойкими к разложению компонентами растительного вещества – восками, ископаемыми смолами и др. Представителями этой группы являются также янтарь и тасманит.

Встречаются также и смешанные типы каустобиолитов, например, **литто-сапропелиты** (кеннелы), **сапрогумиты** и т.д.

В 1948 г. В.А. Клаубов предложил классификацию каустобиолитов, в основу которой положила элементный состав каустобиолитов. Он исходил из того, что все каустобиолиты имеют сопоставный элементный состав и что преобразование каустобиолитов сопровождается изменениями в соотношениях C:H и C:(O + N + S). Кроме этого, им было предложено выделять четвертый класс каустобиолитов – нефтяные битумды, к которым он отнес горючие природные газы, нефти и все природные продукты ее преобразования.

В дальнейшем общепринятым стало каустобиолиты подразделять на два основных ряда:

– **каустобиолиты угольного ряда** – сапропелит*, торф, бурое угли, каменные угли, антрацит;

– **каустобиолиты нефтяного (битумного) ряда** – углеводородные газы, нефти, маалты, асфальты, озокериты и другие природные битумды.

Положение каустобиолитов среди горючих пород показано на рис. 2.1.

*Сапропелит (от гр. *сарко* – плоть и *пелес* – из) – плотные отложения озер и лагун, состоящие в основном из остатков органического вещества, которых, переживая в исключительном состоянии, образуют сапропелит – группу природных углей.

ГОРЮЧИЕ ПОРОДЫ – природные агрегаты минералов более или менее устойчивого минералогического и литологического состава, образующие самостоятельные геологические тела, сложившиеся в одну форму, размер и имеющие относительно минеральных зерен обобщенную структуру и текстуру горючих пород. По происхождению выделяют **магматические** (изверженные) горючие породы, **метаморфические** и **осадочные** горючие породы.

МАГМАТИЧЕСКИЕ (изверженные) – горючие породы, образовавшиеся при остывании и кристаллизации магмы. Различают **эффузивные** и **интрузивные**.

МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ – горючие породы, образовавшиеся в результате изменения (метаморфизма) магматических или осадочных пород, пород и осадков или путем их прямого из метаморфического состояния, структуры и текстуры.

ОСАДОЧНЫЕ – горючие породы, образовавшиеся путем оседания вещества в водной среде (субаэриальных условий), разлития из вулкана, в результате деятельности животных (субаэриальных условий). Осадками протекли **мелководные**, **континентальные** или **биогенные** пути.

Осадочные (класические) осадочные горючие породы – породы, состоящие целиком или преимущественно из остатков более древних горючих пород и **интрузивов**.

Хемогенные осадочные горючие породы – породы, образовавшиеся в результате химического оседания растворенных веществ из растворов и выпадения на дне водоемов.

Биогенные (приживочные) горючие породы (биолиты). **Антрацитобитумды (антрациты)** – биогенные (приживочные) осадочные горючие породы: рефрактерные вещества, разлученные в другие органические образования, состоящие из остатков различных организмов. **Каустобиолиты (горючие)** – торф, угли, нефти, маалты, асфальты и др. ...

Рис. 2.1. Положение каустобиолитов среди горючих пород (по И.А. Браду и И.А. Еренину с изменениями)

Наиболее полная классификация каустобиолитов, в основу которой положен генетический принцип – геологические условия образования горючих ископаемых, была предложена в 1961 г. В.А. Успенским и О.А. Радченко (рис. 2.2).

Предложенная В.А. Успенским и О.А. Радченко классификация представляет собой блок-диаграмму, состоящую из двух ветвей, которые соответствуют различным генетическим типам каустобиолитов. Левая ветвь представляет собой образование и последующие изменения горючих ископаемых угольного ряда, правая ветвь – каустобиолитов нефтяного (битумного) ряда. В основании левой ветви показаны исходные продукты образования каустобиолитов: высшие растения и низшие организмы. На основании расположены блоки, торцевая часть которых характеризует геологические и фациальные условия преобразования органического вещества. Крайняя левая ветвь показывает, что в зоне субаэриального выветривания образуются выветрелые угли. Стрелки, направленные от правого блока угольной ветви к нефтяной, указывают на генетические связи каустобиолитов нефтяного (битумного) ряда с морскими и пресно-

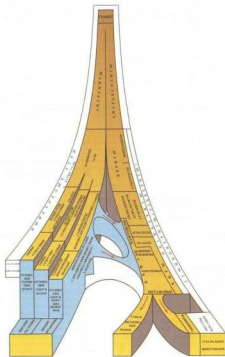


Рис. 1.2. Генетическая классификация каустобиолитов (по В.А. Успенскому и О.А. Радченко, 1961)

водными сапропелями, минеральными осадками, обогащенными органическим веществом отложений озер и морских водоемов. Каустобиолиты угольного и нефтяного ряда образуются в основном из остатков живых организмов. Однако имеются некоторые отличия в составе исходного органического вещества: каустобиолиты угольного ряда образуются в основном из остатков высших растений, а исходным биологическим продуктом образования нефти являются в основном остатки низших водных растений и бактерий. Образование каустобиолитов как угольного, так и нефтяного ряда связаны с одними и теми же процессами дигенеза и катагенеза. Тем не менее, состав исходного органического вещества, а также особенности формирования их скоплений существенно отличаются друг от друга. Так, например, большая часть углей образуется не в морских условиях, а в то время как большинство известных нефтематеринских пород – это морские отложения. Соответственно исходное органическое вещество для каустобиолитов угольного и нефтяного ряда будут различаться. Каустобиолиты угольного ряда образуются «in-situ» – то есть на месте образования исходного органического вещества в виде твердой и сравнительно чистой органической массы. Нефть и газ мигрируют из нефтегазоматеринских толщ в коллекторы, и уже там образуют скопления.

Ряд каустобиолитов угольного ряда начинается с практически неизмененного растительного вещества – сапропелей и сапропелитов (о них мы говорили выше), а также торфа. Для образования торфа необходимо накопление и сохранение большого количества остатков высших растений, причем очень важную роль здесь играют климат и тектоника. Понятно, что скорость роста растений во многом зависит от температурных условий и влажности, однако в тропических условиях торф и торфообразные залежи встречаются крайне редко из-за того, что в тропических болотах происходит ускоренное пищевое разложение растительных остатков и торф не образуется. В благоприятных условиях процессы преобразования органического вещества происходят в кислой среде. Благодаря нисходящим тектоническим движениям скорость накопления растительных остатков увеличивается и органические остатки, находящиеся в стоячей воде перекрываются органическими остатками и минеральным обломочным материалом, образовавшимся позднее. Этому процессу сопутствует возникновение анаэробной среды, и окислительная обстановка постепенно сменяется на восстановительную. Активно развивающиеся микроорганизмы разлагают целлюлозу, а в анаэробных условиях – и лигнин. Следует особо отметить, что если в торфе еще присутствует целлюлоза, то в бурых углях ее уже нет.

Микроорганизмы играют активную роль в процессе образования торфа. На это указывает наличие в глубоководных торфяных залежах углеводов, аминокислот, аминокислот и некоторых липидных компонентов, образование которых связывается с деятельностью микроорганизмов.

Важнейшим компонентом торфа являются гуминовые вещества – вещества хорошо растворимые в основных растворах, например, водном растворе гидроксидов калия или натрия. В процессе гумификации растительного вещества с помощью микроорганизмов происходит модификация углеродной структуры молекул, изменение состава гетероатомных групп и т.д.

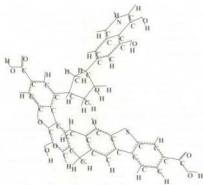


Рис. 2.3. Модель среднестатистической структурной единицы органической массы бурого угля Березовского месторождения (D.L.A. Голымышева, 2000)

Процессы углефикации⁴ торфа приводит к образованию бурых углей, которые подразделяются на гумусовые и сапропелевые.

Главным компонентом гумусовых бурых углей является вещество, образующееся в результате гумификации древесных тканей и состоит из макромолекул⁵ группы гуминита.

Сапропелевые (гумусово-сапропелевые) угли образуются из тонкозернистых органических илов, образующихся в мелководных водоемах: озерах, прудах и лагунах. Они, как правило, не проходят через стадию торфообразования и связаны с диагенетическим изменением осадков, обогащенных высокими концентрациями органического вещества, преобразующегося в восстановительной обстановке.

Давайте рассмотрим структурное строение органической массы бурого угля (рис. 2.3)⁶.

По мере увеличения интенсивности катагенетического преобразования бурых углей происходит образование каменных углей. Главными компо-

⁴Углефикация (карбонизация) – процесс химического и физического изменения органических веществ, происходящий в ходе торфообразования под действием температуры, давления и геологического времени.

⁵Макромеры – определяемые под микроскопом компоненты угля (вазаны даго по аналогии с названем «минералы»).

⁶Структурное моделирование строится на основе новейших аналитических исследований с применением строгих кинетико-химических расчетов и оптимизацией геометрии модели по ЭММ.

	Стадии углефикации	Ориентальная способность витринита, %	Основные микроскопические характеристики	С в витрините, %
Угели углефикации	Торф		Крупные поры Еще различны детали первоначальной растительной структуры Свободная целлюлоза	50
	Мягкий бурый уголь		Свободной целлюлозы нет Растительная структура еще различима	60
	Бурый уголь	~ 8,3	(полюсы клетки часто пустые) Заметная углефикация и уплотнение Растительная структура частично различима	
	Матовый бурый уголь			
	Твердый бурый уголь	~ 8,5	(полюсы клетки полностью углефицированы)	75
	Каменный уголь		Земляк становится заметен светлее (ослабление углефикации)	
Твердый уголь	Антрацит	~ 12,2	В отраженном свете земляк не различим от витринита	100
	Графит		Анизотропия отражательной способности	
		11,0		

Рис. 2.4. Стадии углефикации каустобиолитов угольного ряда и их главные микроскопические характеристики

нентами углей высоких марок являются лейтинит (или по-другому – эклинит), витринит и интертинит. Наиболее распространены в углях твердые, богатые углеродом и хрупкие частицы витринита. Этот материал широко используется в геологических исследованиях (об этом мы расскажем ниже).

На рис. 2.4 показаны главные микроскопические характеристики каустобиолитов угольного ряда и содержание углерода в витрините (схема из International Handbook of Coal Petrology, 1972 со значительными сокращениями).

Таблица 2.1

Образование и преобразование каустобиолитов угольного ряда

Исходный продукт	Месторождения	Первичный продукт образования	Вторичный продукт преобразования	Продукты стадии преобразования	Продукты дальнейшего преобразования	Конечный продукт
Высшие растения, ископаемые организмы	Отложения торфяных болот	Торфы гумусовые	Бурый уголь, гумусовые шугаты, галиты	Различные по степени углефикации каменные угли	Антрациты	Графит
Отложения озер и болот	Отложения озер и морских впадин	Торфы гумусово-сапропелевые	Бурый уголь, гумусо-сапропелитовый, сапропелитовый	Сажистый уголь, кокс, битум, горючие сланцы		

"Длиннокольчатые угли (МК₁) → газовые угли (МК₂) → жирные (МК₃) → коксовые (МК₄) → оттоплено-смазочные (МК₅) → тощие (АК₁) → полуметраит (АК₂) → антрацит (АК₃).

Более детально преобразование каустобиолитов угольного ряда представлено в табл. 2.1.

Давайте еще раз внимательно рассмотрим структурную молекулу бурого угля (см. рис. 2.3) и сравним ее со структурой углей разной степени углефикации (рис. 2.5).

Таким образом, в составе углей, как мы уже убеждались, присутствуют углеводороды. На этом основана технологическая схема переработки углей в моторные топлива.

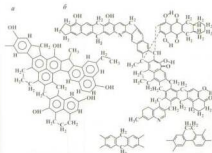
Впервые возможность синтеза жидкого топлива из каменного угля была доказана немецкими учеными Фишером и Троппем еще в 1923 г. Уже очень скоро в Германии были созданы первые промышленные установки по производству бензина из угля Рурского бассейна. К началу 30-х годов прошлого столетия производство синтетического бензина в Германии достигло нескольких миллионов тонн в год.

Сегодня переработка угля в жидкое топливо достаточно широко развита в мире. Так, ЮАР перерабатывает около 47 млн т угля в год и получает 7 млн т жидкого топлива, получая прибыль в сотни миллионов долларов.

Высокотехнологичные установки синтезируют моторное топливо в США. В Китае в стадии реализации находится восемь проектов, предназначенных для полной замены традиционных видов топлива. Широко внедряются подобные проекты в Нигерию, Катар, Малайзию, Японию, Индию и многих других странах. Имеются также технологии получения газа из угля, сланцев и торфа. В России из каустобиолитов угольного ряда в начале 60-х годов прошлого века получали около 35 млрд м³ газа в год.

В настоящее время в России разработаны технологии переработки угля и получения из него жидких и газообразных углеводородов. Однако относительное «изобилие» нефти и недолговечность нефтеперерабатывающих заводов не позволяют провести широкомасштабную реализацию этих проектов.

А теперь, прежде чем мы перейдем к изучению каустобиолитов нефтяного ряда, давайте посмотрим на результаты процессов, которые идут в



Уголь с высоким выходом летучих (до 35%)



Каменный уголь со средним выходом летучих (до 22%)



Антрацит (до 5% летучих)

Рис. 2.5. Общий характер химической структуры углей, установленный на основе химического и физико-химического данных (по Б. Гессо и Д. Велли): а - битумит, содержащий 84,5 % углерода (по данным рентгеновского исследования); б - битумит, содержащий 82 % углерода (по данным химического анализа); в - битумит на разных стадиях углефикации

природе и приводит к образованию углеводородов даже в современной породе (рис. 2.6).

Уже на первых стадиях образования торфа в нем присутствуют нормальные алканы (метановые углеводороды нормального строения), распределение которых имеет отчетливый максимум содержания n-алкана C₁₇H₃₆. В соответствии с генетической классификацией В.А. Успенского и О.А. Радченко преобразование каустобиолитов угольного ряда происходит постепенно в процессе метаморфизма от торфа до бурого угля, затем до каменных углей и т.д. В соответствии с этим, и образование и

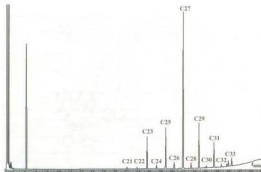


Рис. 2.6. Хроматограмма n-алканов в органическом горизонте фоновой торфянисто-пеллиновой глиняной почвы в средней тайге Пайфрона (обозначено число атомов в молекуле алканов нормального строения).

Метеррацис В. Безлюкская, Б. Комаритова, Д. Габоя и Н. Гурдеев. Институт биологии Коми, 2007

преобразование углеводородов должно сопровождаться количественными и качественными изменениями в сторону образования более устойчивых легких компонентов.

Мы еще подробно расскажем, какими способами определяются стадии преобразования органического вещества, в том числе с помощью отражательной способности интринита. На рис. 2.7 и 2.8 показано, как меняется характер распределения алканов нормального строения в торфе и углях на различных стадиях углефикации (метаморфизма) и относительное распределение нормальных алканов в углях различных стадий углефикации и связь между составом алканов и величиной отражательной способности интринита.

Правая ветвь диаграммы В.А. Успенского (см. рис. 2.2) представляет собой схему образования и последующего изменения каустобиолитов нефтяного (битуминозного) ряда.

В основании нижнего правого блока расположены нефть и продукты ее изменения в результате различных процессов: слезы мигрированных — газы и легкие нефти, справа — продукты, образующиеся в результате выветривания легких парафинистых нефтей (вещества группы озокерита).

На блоках, расположенных выше, показан переход от метановых нефтей к нефтяным, а затем к нефтяно-ароматическим. Это происходит в результате гниверенных процессов, при которых происхо-

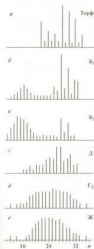


Рис. 2.7. Гистограммы распределения нормальных алканов в торфе и углях различных стадий углефикации (метаморфизма) [по А.А. Петрову, 1984]: а — торф; б, в — бурый уголь; в-г — каменные угли. На оси абсцисс указано число атомов углерода

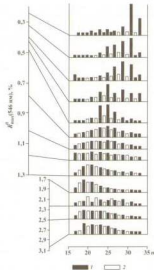


Рис. 2.8. Относительное распределение нормальных алканов в углях различных стадий углефикации и связь между составом алканов и величиной отражательной способности интринита (Ид) [по А.А. Петрову, 1984]: 1 — нечетные алканы; 2 — четные алканы; л — число атомов углерода

дит обогащение нефтей тяжелыми молекулярными компонентами и постепенное преобразование их в маальты, асфальты, а потом в асфальтиты и кериты.

Основная роль преобразования каустобиолитов нефтяного ряда обусловлена метаморфическими процессами. В этой части обе ветви каустобиолитов угольного и нефтяного (битуминозного) ряда постепенно сближаются,

так как в процессе метаморфизма происходит обобщий для каолинитов процесс карбонизации горючих ископаемых. Поэтому керитам по степени метаморфизма соответствуют каменные угли, а антраксолитам и шунгитам — антрациты.

Из всего огромного перечня каолинитов битумного (нефтяного) ряда, представленного на генетической схеме В.А. Успенского, внимание геологов-нефтяников устремлено на поиски и разведку скопленной нефти, горючего природного газа, газовых конденсатов, газовых гидратов, а также продуктов природного преобразования нефтей (тяжелых нефтей и битумов).

Основой для образования каолинитов нефтяного, битумного ряда, так же, как и каолинитов угольного ряда, является органическое вещество пород.

Глава 3

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПОРОД И ЕГО ПРЕОБРАЗОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ ЛИТОГЕНЕЗА

3.1. ОБРАЗОВАНИЕ И ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НА СТАДИИ ДИАГЕНЕЗА

Органическое вещество в различных концентрациях присутствует практически во всех типах осадочных пород, начиная от самых древних — архей-протерозойских до современных. В докембрийских отложениях, а это было около двух миллиардов лет назад, главными продуцентами органического углерода были синие-зеленые водоросли и фотосинтезирующие бактерии. Эти живые существа практически не имели себе конкурентов в процессе образования C_{org} на протяжении кембрия, ордовика и силура. Однако уже и в то время на Земле начинают распространяться граптолиты, трилобиты и другие беспозвоночные. Благоприятная палеогеографическая обстановка и сложившаяся гидродинамическая активность в ряде регионов способствовала накоплению тонкозернистых осадочных материалов. Именно поэтому в отложениях этого возраста широко распространены темные и черные глины, обогащенные органическим веществом. В послесилурийскую эпоху источники поступления в осадки органического вещества постепенно расширяются. Начиная с девона, появляются высшие наземные растения. Постепенно высокие концентрации биологической продукции смещаются из морских обстановок в прибрежные и внутриконтинентальные. В этот период формируются позднепалеозойские угленосные отложения. С появлением в конце палеозоя голосемянных растений, а в раннемеловую эпоху — более высококалорийных покрытосемянных, способствовали интенсивному накоплению органического вещества преимущественно растительного происхождения. Это привело к широкому распространению во внутриконтинентальных бассейнах угленосных отложений мелового и кайнозойского возраста. На рис. 3.1 показано распространение живых организмов, развивавшихся в морской и неморской обстановках, изученных по микрокаменностям, содержащимся в различных горных породах.

Из рис. 3.1 следует, что наиболее важными продуцентами органического углерода являются морской фитопланктон, зоопланктон, высшие наземные растения и бактерии. Для того чтобы ориентировочно оценить изменение количественной роли различных групп фитопланктона в процессе геологической истории, обратимся к результатам исследований Г. Таппана и А. Лебланка (1970), изучивших десятки тысяч образцов остатков фитопланктона из пород разного возраста от докембрия до четвертичных отло-

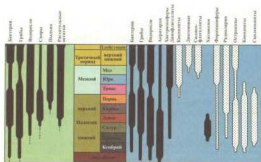


Рис. 3.1. Основные группы микрофоссилий из отложений, сформировавшихся в земной обстановке – слева, и в морской – справа (по А.Р. Муру, 1969). Микрофоссилиями, содержащими высокую концентрацию органического вещества, помечены черным цветом, а в составе которых преобладают минеральные скелетные формы – обозначены точками.

жений включительно. Ими установлено, что широкое развитие фитопланктона началось уже в докембрийское время, и его продуктивность возрастала в течение раннего палеозоя. В позднеловскую эпоху по каким-то причинам биопродуктивность резко сократилась. В каменноугольный (Пенсильванский и Миссисипий), пермский и триасовый период продуктивность фитопланктона оставалась низкой. Позднеюрское и меловое время характеризуется резким количественным увеличением продукции фитопланктона, затем происходит некоторое снижение его количественной роли и снова увеличение в четвертичный период. Распределение различных групп фитопланктона в различные геологические периоды и изменения их количественной роли показаны на рис. 3.2.

По данным В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, К.Ф. Радноновой, С.Г. Неручева, Б. Тиссо, Д. Вальде и многих других ученых основными поставщиками органического вещества в осадки являются бактерии, фитопланктон, зоопланктон, а также высшие растения. Фитопланктон и наземные растения производят приблизительно равное количество органического вещества. В то время как высокоорганизованное животное, например, рыбы, поставляют мизерное количество органического вещества. Высокие концентрации зоопланктона распространены там, где наблюдается высокая продуктивность фитопланктона, а гетеротрофные бактерии – где имеются органические остатки. Понятно, что сообщества живых организмов в различные геологические периоды и в различных условиях обитания значительно отличаются друг от друга. Отличаются и фациальные условия их



Рис. 3.2. Изменения различных групп фитопланктона и их общего количества в процессе геологической истории (Б. Тиссо и Д. Вальде, 1981)

законсервации. Эти, а также многие другие факторы, предопределяют состав и тип органического вещества, которое отлагается и накапливается в осадках. Для того чтобы разобраться, каким образом протекает процесс дальнейшего преобразования органического вещества в каустобиолиты нефтяного (битуминозного) ряда, нас, прежде всего, интересует состав исходного органического вещества, то есть химический состав биомассы. Понятно, что продукты химических реакций, которые протекают в недрах при преобразовании органического вещества, зависят от состава компонентов, которые входят в состав исходной биомассы, а также от условий их преобразования. Здесь следует учитывать, что химический состав организмов, попадающих в осадок, постоянно меняется. Однако ткани во всех организмах состоят приблизительно из одних и тех же классов химических соединений. Это белки и углеводы, липиды (в том числе жирные вещества и воски), липидоподобные соединения (пигменты, терпеноиды, стероиды, сложные эфиры, в том числе фосфолипиды), протеины, а также лигнаны, входящие в состав высших растений. Давайте посмотрим состав основных компонентов живого вещества (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Основные компоненты живых организмов, % (В. Тасси, Д. Велле, 1981)

Класс организмов	Белки	Углеводы	Липиды, липонды	Литин
Высшие растения	7	Более 30	2	Более 25
Фитопланктон	48	36	18	Нет
Зоопланктон	73	5	20	Нет
Бактерии	80	20	20	Нет
Споров	8	42	30	Нет

Из таблицы следует, что растительный и животный миры значительно отличаются друг от друга по составу. В растении в наибольших концентрациях присутствуют углеводы и литин. Белки преобладают у бактерий и зоопланктона. Фитопланктон, зоопланктон, бактерии и споры обогащены липидами и липондами. Все эти компоненты, входящие в состав живых организмов, значительно отличаются друг от друга по элементному составу (табл. 3.2).

Обращает внимание, что только в белках присутствуют азот и сера. В углеводах содержится значительно больше кислорода, чем в других компонентах живого вещества, а липиды и липонды наиболее обогащены углеродом и водородом. Почему так происходит можно понять, только если мы рассмотрим характеристику каждого из этих компонентов.

Белки – составляют более 50 % клеточного материала живых организмов. Это сложные полимеры, состоящие из индивидуальных аминокислот, в состав которых входят азот и сера. Белки – не стойкие соединения и под воздействием ферментов растений распадаются на хорошо растворимые в воде аминокислоты. Отметим, что азот и сера, входящие в состав каустобионтов нефтяного ряда, имеют белковое происхождение. Строение некоторых аминокислот, входящих в состав белков показано на рис. 3.3.

Углеводы составляют основную массу вышних растений. Есть они и в составе животных. В группу углеводов входят целлюлоза, сахара, клетчатка, крахмал, пектин, хитин, алыниновая кислота и др. Общая формула $C_n(H_2O)_m$. Среди них наибольший интерес представляют целлюлоза, пектин, алыниновая кислота и хитин. Это объясняется тем, что древесина на 40–60 % состоит из целлюлозы и литина, а пектин широко распространен в составе вышних растений и бактерий. Алыниновая кислота также входит в состав некоторых водорослей, причем в некоторых случаях ее содержание составляет около 40 % от сухого веса (Phaeophyta – разновидность бурых водорослей). Строение некоторых производных углеводов показано на рис. 3.4.

Липиды. Под этим названием подразумевается целая группа веществ (липиды, липонды и родственные им полимерные соединения, называемые А.Н. Гусевой, Лейфманом и Н.Б. Вассохианом (1976) палиполидами. Они

Рис. 3.3. Структурные формулы некоторых нейтральных, кислых и основных аминокислот



являются составной частью клеток и состоит из жировых веществ (животный жир, растительные масла), а также восков.

Природные жиры представляют собой смеси различных веществ, в которых преобладают триглицериды жирных кислот, простых жирных кислот, стероидов, триптереноидов, изопренов, алканов нормального строения, моно- и диглицеридов, свободных жирных кислот, каротиноидов и др.

Здесь надо особо отметить, что при гидролизе глицириды распадаются на глицерин и жирные кислоты, которые высвобождаются в форме солей натрия (в растительных маслах присутствуют также жирные невоспаленные кислоты).

Наиболее широко распространены жирные кислоты с 16 и 18 атомами углерода в цепи, а именно пальмитиновая и стеариновая кислоты, которые синтезируются биологическим путем. Поэтому характерным признаком жирных кислот в природных жирах является четное число атомов углерода.

Мы специально выделяли эту особенность, так как соотношение четных и нечетных атомов углерода некоторых компонентов нефти является одним из важных геохимических признаков сопоставления нефтей друг с другом и органическим веществом пород (подробно об этом мы расскажем в разделе, освещающем углеводородный состав нефти).

Таблица 3.2

Элементный состав основных компонентов живых организмов, % (Е.В. Соболева, А.Н. Гусева, 1968)

Компоненты живых организмов	C	H	O	N	S
Белки	50–53	6,5–7,3	19–24	15–19	0,2–0,4
Углеводы	40–43	6–6,6	30–33	Нет	Нет
Липиды	66,7	– 5,5	27	Нет	Нет
Липиды, липонды	76–79	11–13	10–12	Нет	Нет

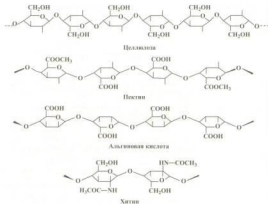


Рис. 3.4. Макромолекулярные производные углеводов, находящиеся в опорных тканях растений и животных (вертикальные черточки в формулах обозначают OH-группы)

На рис. 3.5 показаны основные компоненты жиров и масел, встречающихся в организмах.

Высокие концентрации липидов характерны для семян, спор и плодов, а также для некоторых водорослей. Так, в диатомовых водорослях содержание липидов составляет более 70 % от сухого веса. Природные воски, например, пчелиный и растительный, представляют собой смеси различных соединений. Природные воски вместо глицерина содержат в своем составе сложные спирты или высшие алифатические спирты с четным числом атомов углерода C_{16} – C_{30} . Вместе со спиртами, как правило, встречаются жирные кислоты, содержащие также четное число атомов углерода C_{14} – C_{30} . Кроме них в растительных восках присутствуют углеводороды нормального строения с длинной цепью. Для них характерно преобладание молекул с нечетным числом атомов углерода.

По содержанию высокомолекулярных углеводородов жирные кислоты в составе высших растений и морском фито- и зоопланктоне отличаются друг от друга. Так, в высших растениях преобладают высокомолекулярные жирные кислоты: C_{26} , C_{28} , C_{30} , C_{32} . В фито- и зоопланктоне низкомолекулярные жирные кислоты: C_{16} , C_{18} , C_{20} и C_{22} .

Липидоподобные соединения (липиды) представлены большим разнообразием. Это растворимые в маслах пигменты, терпеноиды, стероиды, сложные жиры, как, например, фосфолипиды и др.

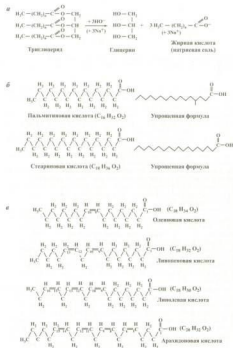


Рис. 3.5. Основные компоненты жира и масел, встречающихся в организмах

Липиды и липонды преобладают в живых организмах и, соответственно, в составе органического вещества, распространенного в субклеточных отделениях. В то время как в континентальной биоте содержатся углеводы,

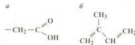


Рис. 3.6. Структурно-молекулярное строение липидов (а) и липидов (б). В структуре липидов имеется так называемая изопреновая цепь (звено), состоящая из пяти атомов углерода

липина и в значительно меньшей мере липовиды. Первая группа отличается от второй тем, что содержит в себе значительно больший водородный потенциал, необходимый для образования жидких углеводородов.

Липиды являются соединениями достаточно стойкими к процессам разложения и некоторые соединения или их фрагменты присутствуют в нефти и битумах. По этим соединениям (или фрагментам) можно судить о типе органического вещества. Конкретные примеры практического использования этих компонентов мы приведем в соответствующих разделах, в частности рассказывая о современных методах анализа нефти и органического вещества пород.

Необходимо запомнить, что **липиды и липовиды** относятся к двум совершенно разным структурно-молекулярным типам веществ.

Наиболее важной отличительной особенностью строения **липидов** является наличие в его строении **изопреновой цепи**, состоящей из пяти атомов углерода (рис. 3.6).

Изопреновое звено входит в состав огромного числа соединений, являющихся составной частью веществ, входящих в живые организмы. Углеводороды, содержащие в своем строении это звено, называются **изопреноидными** углеводородами или **изопренонами**. Подробно о строении изопреноидных углеводородов мы расскажем в разделе о составе нефти, а сейчас отметим, что изопреноидные углеводороды (изопреноны) имеют огромное геологическое значение. Они позволяют достаточно надолго проводить корреляцию систем нефть-нефть и нефть-органическое вещество пород и решать на этой основе принципиальные вопросы нефтегазо-вой геологии.

Очень удачные примеры структурных формул биологических молекул приведены в известной монографии Н.В. Ловатина (1983) (рис. 3.7).

Органическое вещество, содержащее в себе огромное разнообразие углеводородных и неуглеводородных структур, попадает в осадок в виде детритного вещества в растворенном виде, которое вместе с минеральными частицами образует суспензию, в которой преобладает жидкая фаза.

Между компонентами этой суспензии происходит сложное взаимодействие, в результате чего существенно изменяются физико-химические свойства и состав осадка, жидкой фазы и органического вещества. К этому следует добавить, что и до этого в водной толще уже в поверхностных слоях органическое вещество претерпевает значительные изменения. Так, например, по данным А.И. Горской и Е.А. Глебовской в составе детрита в поверхностных океанических водах были обнаружены несвойственные

*Детрит (от лат. detritus - истертый) - мелкие частицы органического или минерализованного вещества, взвешенные в толще воды или осевшие на дно водоема.

Рис. 3.7. Структурные формулы некоторых биологических молекул (Н.В. Ловатин, 1983)

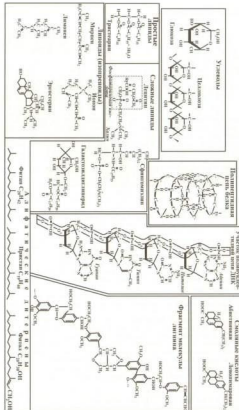


Таблица 3.3

Изменение содержания органического вещества в зависимости от размерности частиц в осадках озера Винке (Канада) (по Дж. Ханту, 1963)

Размер преобладающих частиц (мм)	Среднее содержание органического вещества (вс. %)
Аллювий	1,79
Глина (2-4 мм)	2,68
Глина (менее 2 мм)	6,58

живому органическому веществу компоненты, в том числе смолы и асфальтены. Кроме них были обнаружены некоторые метановые, нефтезные и ароматические углеводороды.

Таким образом, в осадок попадает органическое вещество в значительной степени утратившее первоначальный химический состав, характерный для живых организмов. Дальнейшие процессы аккумуляции и седиментогенеза еще в большей степени меняют первоначальный облик органического вещества. Этот процесс контролируется многими факторами, в том числе палеогеографической обстановкой осадконакопления, характеристиками водного режима, окружающего осадок (преобладает солоноватоводный режим, или происходит чередование морских и пресноводных фазий) и др.

Большую роль играет гидродинамическая активность среды, так как в условиях большой активности осаждаются грубозернистый осадок и из-за относительно небольшого удельного веса органического вещества не может удержаться на месте. Поэтому оно будет отлагаться в более спокойных условиях. По данным П. Виттерли (1963), а затем Дж. Ханта (1963), в одновитных осадках содержание органического вещества тем больше, чем меньше размер преобладающих частиц (табл. 3.3).

Большое влияние на процессы седиментогенеза, накопления и дальнейшего преобразования органического вещества играют источники сноса минеральных и органических частиц, объем органического вещества, масштабы привноса стороннего материала. Этот фактор во многом определяет относительно концентрацию аэктохтонного органического вещества, то есть образованного на месте осадконакопления или аэктохтонного привнесенного извне.

На рис. 3.8 показана схематическая модель бассейна осадконакопления, демонстрирующая основные факторы, определяющие концентрацию органического вещества.

Один из важных факторов поступления органического вещества – привнос с континента рекан, флювиальными потоками (потоки талых ледниковых вод) и течениями, а также вод воздействием ашвелланта*.

По данным Е.А. Романенкина (2009) суммарный поток органического вещества с суши составляет около $723 \cdot 10^9$ т C_{org} в год, и то время как годовая продукция органического вещества в самом океане – $71 \cdot 10^9$ т в год. Таким образом, доля аэктохтонного органического вещества по отношению к аэктохтонному не так уж велика и обычно не превышает 2-3 %.

*Ашвеллент (англ. up – вверх, well – хорошо) – поднимает воды из глубины водоема к поверхности. Вызывает устойчиво дозирован ветров, которые ставят поверхностные воды в сторону открытого моря, а взамен на поверхность поднимаются воды нижележащих слоев.

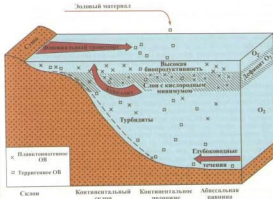


Рис. 3.8. Схематическая модель бассейна осадконакопления (Б. Титто и Д. Велте, 1981)

Исследования О.К. Бордовского показывают, что доля аэктохтонного органического вещества, поступающего с речными водами в Азовское море, составляет приблизительно 2,8 %, в Каспийское море – около 3 %, а в Мировом океане – менее 1 % от общего содержания C_{org} .

Однако и этого количества достаточно, чтобы в тех районах, куда наиболее интенсивно поступает аэктохтонное органическое вещество, в той или иной степени изменялись условия преобразования всей системы, включающей в себя состав осадков – жидкую фазу и органическое вещество. Это можно объяснить тем, что основная часть органического вещества речных вод – это гуминовые соединения, обладающие высокой биологической устойчивостью, однако они в значительной мере обеднены белковыми соединениями. Наряду с этим, речные воды размывают почвенный покров и уже сформировавшиеся осадочные породы. Эти породы содержат свое, глубоко преобразованное органическое вещество, прочно связанное с минеральными частицами, влияющими свой собственный химический состав. Чуждый состав органического вещества и минеральных осадков, поступающих в места разгрузки, безусловно, оказывает влияние на процессы преобразования общего объема органического вещества. Выпавшее из водной толщи органическое вещество и минеральные осадки начинают постепенно накапливаться на дне водоема. И тут же органическое вещество становится объектом атаки со стороны донного населения, для кото-

рого органическое вещество является главным источником пищи. Это и биотос, обитающий на дне водоема, и, особенно, многочисленные виды бактерий.

Особенно интенсивно этот процесс происходит на начальном этапе нового местожительства органического вещества в поверхностном слое, в илах, где являются для этого наиболее благоприятные условия для активизации биохимических процессов. Эта стадия является одной из ключевых на пути превращения органического вещества в каустобиолиты нефтяного ряда.

Академик Н.М. Страхов выделял несколько этапов раннего диagenеза. Первый из них протекает в самом верхнем слое осадка, который вместе с содержащимся в нем органическим веществом, находится в окислительной или нейтральной обстановке. Таким образом, процесс разложения органического вещества зависит от первоначальных окислительно-восстановительных условий в осадке, а также от количества и качества самого органического вещества, которое, являясь мощным источником энергии восстановительного процесса, в свою очередь формирует окислительно-восстановительный потенциал осадка. В зависимости от содержания кислорода толщина верхнего слоя, как правило, составляет 10–15 см, но в случае избытка кислорода может достигать 0,5 м и более. В бассейнах с значительным дефицитом кислорода этот слой составляет несколько сантиметров или может совсем отсутствовать.

Таким образом, окислительно-восстановительную обстановку в верхнем слое осадка определяет степень его изолированности от прямого доступа кислорода, а также интенсивность деятельности микроорганизмов, в свою очередь зависящая от количества и качества органического вещества, находящегося в осадке.

В окислительной обстановке аэробное окисление органического вещества можно схематически описать уравнением: $C_nH_{2n+2}O_x + 6O_2 \rightarrow 6CO_2 + 6H_2O$. Бактерии, используя молекулярный кислород, окисляют органическое вещество до углекислого газа и воды. В условиях избытка кислорода они могут полностью израсходовать органическое вещество. Особенно часто такое явление наблюдается в хорошо аэрируемых песчаных осадках. Если поступающий в осадок кислород полностью потребляется микроорганизмами, то в осадке устанавливается восстановительная обстановка.

Особенно ярко это проявляется в тонкозернистых осадках, а именно в глинах, алевролитах и тонких карбонатных илах, где поровое пространство достаточно быстро становится закупоренным, что способствует консервации органического вещества. Вспомните табл. 3.3, где наглядно показана зависимость между содержанием органического вещества и размером частиц, преобладающих в осадке.

На следующем этапе раннего диagenеза уже на глубине нескольких дециметров наблюдается сокращение количества микроорганизмов. Этот процесс обусловлен объективными причинами: уменьшением доступной для питания части органического вещества и повышением концентрации веществ, вредных для жизнедеятельности бактерий, а также неблагоприятными для микроорганизмов физико-химическими изменениями окружающей среды. Эти процессы были детально изучены еще в первой половине XX века и не потеряли актуальности и сегодня. Приведем материалы, опубликованные в статье Ц. Зобела и Д. Андерсона в 1936 г. (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Концентрация бактерий в современных осадках залива Сан-Диего, (Калифорния) (по Ц. Зобелу и Д. Андерсону, с сокращениями)

Глубина, см	Анаэробные бактерии, на 1 г осадка	Аэробные бактерии, на 1 г осадка	Отношение анаэробных к аэробным
0–3	1 600 000	74 900 000	1 : 64
4–6	14 000	334 900	1 : 21
14–16	8 900	36 000	1 : 6
24–26	3 100	10 400	1 : 3

На этом этапе главным источником энергии становится органическое вещество, и именно оно определяет дальнейшее диagenетическое изменение осадка, определяя окислительно-восстановительную обстановку окружающей среды. Создавая бескислородную среду в осадке начинают развиваться процессы восстановления серы и сульфатов. При этом часть органического вещества, теряется за счет анаэробного микробного окисления за счет кислорода сульфатов ($CaSO_4$ и Na_2SO_4). Оставшаяся часть претерпевает в дальнейшем значительные преобразования, которые приводят его к образованию битуменов, а впоследствии и нефти.

Таким образом, при прочих равных условиях, чем больше в осадке накапливается органического вещества, тем быстрее создается анаэробная обстановка и тем интенсивнее развивается восстановление сульфатов при одновременном снижении величины естественного электрического потенциала (Еh). Соответственно это приводит к усилению восстановительной обстановки (смещение кислотно-щелочного баланса в сторону $pH > 7$).

Поэтому достаточно часто наблюдается зависимость между процессом накопления в терригенных осадках органического вещества и сульфидной (пиритной) серы (Fe_2S_3). Одновременно в осадке уменьшается концентрация окисных форм железа Fe_2O_3 (Fe^{3+}) и уменьшается содержание закисных форм железа FeO (Fe^{2+}) и сульфидов.

Различные окислительно-восстановительные обстановки в диagenезе приводят к образованию различных минеральных ассоциаций.

Так, например, восстановительные и резко восстановительные обстановки характеризуются распространением сульфидно-сидеритовых фаций.

Для слабовосстановительной обстановки характерно наличие в закисных формах железа – сидерита ($FeCO_3$) и шамозита ($4FeO \cdot Al_2O_3 \cdot 3SiO_2$). В переходных закисно-окисных субокислительных условиях образуется глауконит (водный силикат алюминия), а также лентохлориты (железистые хлориты). И, наконец, для окислительных обстановок характерно распространение различных форм гидроокислов железа ($Fe_2O_3 \cdot nH_2O$) типа гидрогетита и гидрогематита.

Закономерности образования аутигенных минералов, в частности аутигенных минералов железа и серы, очень важны при геохимической реконструкции среды осадконакопления. Для определения содержания реакционно-способного железа из породы с помощью 3%-ной соляной кислоты (5 % HCl) делают вытяжку и подвергают анализу на содержание различных форм железа. С помощью несложных расчетов получают данные о содержании двух- и трехвалентного железа. Определив содержание сульфидной серы, расчетным путем определяют количество пиритного железа и, соответственно, сведения об окислительно-восстановительной обстановке для терригенных осадков. Наличие восстановительной или резко вос-

становительной обстановок на стадии диагенеза чрезвычайно важно при оценке перспектив нефтегазоносности территорий и диагностики нефтегазоматеринских толщ, так как с ними связаны повышенные содержания органического вещества и битуменов.

В табл. 3.5 приведены основные типы минерально-геохимических фаций и окислительно-восстановительных обстановок (ОВО) диагенеза для терригенных осадков, разработанные Л.А. Гулаевой и Г.И. Теодоровичем.

Биохимические процессы на стадии диагенеза сопровождаются интенсивным образованием углекислого газа, водорода, сероводорода и метана. Метан образуется в результате деятельности анаэробных бактерий *Methanobacterium*, *Methanosarcina* и *Methanopyrus* из углекислого газа и водорода, алканоатов и жирных кислот, образующихся в результате сбраживания целлюлозы. По данным Д. Ханга (1982) в морских осадках метан не образуется, однако если этот процесс уже начался, то он не прекращается и при дальнейшем поступлении сульфатных вод. Если сульфаты отсутствуют, то метаногенерирующие бактерии восстанавливают углекислый газ до метана. Исследования В.А. Успенского (1970) показывают, что в начальных стадиях диагенеза на процессы образования газа тратится до 26,5 % органического вещества. Тем не менее, масштабы образования метана в результате микробной деятельности незначительны. Расчеты, проведенные Г.А. Завариным, показывают, что ежегодная генерация метана метанобразующими бактериями составляет $2,7 \cdot 10^{15}$ т. Интересно и то, что в пресноводных озерах, болотах и рисовых полях интенсивность образования метана на порядок выше, чем в других водоемах. По мнению Г.А. Заварина это объясняется тем, что в пресной воде этих водоемов сульфаты практически отсутствуют и процессы сульфатредукции крайне подавлены. Поэтому весь водород, образовавшийся при разложении органического вещества, расходуется на метаноброобразование. Как правило, со снижением с глубиной микробной активности постепенно затухает и процесс образования метана. Тем не менее, количество образовавшегося метана может быть достаточным, чтобы образовались скопления, в том числе и промышленного значения, а в условиях низких температур – скопления в виде так называемых **газовых гидратов**. Это – диагенетический тип газогидратов. Газовые гидраты – это твердые кристаллические вещества (газовые клатраты). Кристаллическая решетка клатратов построена из молекул воды, во внутренних полостях

которых размещаются молекулы газа, образующие гидрат. Многие исследователи (А.А. Трофимук, Н.В. Черский, В.П. Царев и др.) прогнозируют наличие и прирост крупнейших скоплений газовых гидратов, образовавшихся в результате диагенетических процессов. Подробно о различных типах газовых гидратов и их образовании мы расскажем в соответствующем разделе. Биохимическое метаноброобразование может протекать и на достаточно больших глубинах, даже на глубине один-два километра. По данным А.М. Зорякина, Е.В. Стадника, Г.А. Мотилевского и других исследователей метан биохимического происхождения в ряде регионов образует скопления «сухого» газа (без примесей его гомологов). Например, в Японии разрабатываются скопления биохимического метана, содержащегося в водонасыщенном состоянии. В процессе преобразования органического вещества в диагенезе во многих осадках В.В. Вебером, И.С. Старобинцем, И.С. Мотилевским и многими другими исследователями помимо метана обнаружены и его более тяжелые газообразные гомологи, строения C_2H_6 – C_4H_{10} и даже следы C_5H_{12} , а также олефины. Водород, образующийся в результате биохимических процессов, в свободном состоянии практически не встречается или встречается очень редко. Это связано с интенсивным его потреблением бактериями на восстановление нитратов, сульфатов и CO_2 . В диагенезе, в процессе преобразования органического вещества, образуется незначительное количество жидких углеводородов. Это так называемая микро-нефть. Следы таких новообразований углеводородов нефтяного ряда, причем не только тяжелых, но и легких, зафиксированы в осадках различного состава в разных районах Мирового океана. Преобразование органического вещества на стадии диагенеза по своей сути является первым этапом формирования нефтегазопроизводящего потенциала пород. Уже на пути от поверхности водного бассейна до его дна происходит преобразование органического вещества. Здесь и в осадке происходит дегидратация различных веществ в зависимости от их устойчивости к окислению. Исследования показывают, что она возрастает в ряду: белки < углеводы < [целлюлоза] < липиды < липиды (липоиды) < растительные воски < смолы. На первом этапе в результате воздействия ферментов микроорганизмов происходит гидролиз углеводов и липидов, в результате чего они распадаются на водорастворимые аминокислоты, полисахариды, а также соединения фенольного ряда. Параллельно этому процессу происходит реакция полимеризации и конденсации с образованием поликонденсированных ароматических колец (гетерогенных полимеров) типа гуминовых и фульвовых кислот, являющихся по своей сути предшественниками **керогена** – части органического вещества, нерастворимого в органических растворителях. Наряду с этим процессом происходит относительно накопление алифатно-алипидных компонентов, относительно более устойчивых к разложению. Однако, в конце концов, и они подвергаются преобразованию и дают начало более устойчивым соединениям, в том числе формированию нерастворимых биополимеров типа керогена. Жирные кислоты, входящие в состав липидов, участвуют в реакциях:

Декарбоксилирование, в результате чего молекулы жирных кислот с четным числом атомов углерода трансформируются в углеводороды с нечетным числом атомов углерода. Эта реакция идет по схеме:

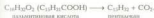


Таблица 3.5

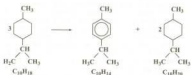
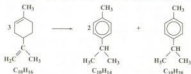
Минерально-геохимические показатели обстановок диагенеза осадков

Тип ОВО	S выражена на поруду, %	% от суммы реакций специфично-по Fe			Минерально-геохимические фации
		Fe _{ox}	Fe _{FeO}	Fe _{FeS}	
Окислительный	0	0	5–20	80–95	Гидрогенолитовая, гидроксидно-железная и марганцевая
Субокислительный	До 0,1	До 5	–50	–50	Гидрогенолитово-метанохлоритовая
Смывовосстановительный	0,1–0,5	10–35	35–60	5–30	Смывовосстановительная
Восстановительный	0,5–1,0	25–45	55–75	0–10	Сульфидно-смывовосстановительная
Резко восстановительный	>1,0	45–97	3–55	0–5	Смывовосстановительная
Сероводородный	>1,0	100	0–сл.	0–сл.	Первично-сульфидная

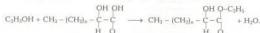
2. Гидрирования (с участием бактериального водорода):



3. Диспропорционирования (перераспределение) водорода:



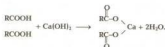
4. Образование сложных эфиров (эстеров) с оксикислотами:



5. Дегидратации (ангидризация кислоты – отнятие воды у кислот):



6. Солеобразование:



В результате к концу диagenетического периода в органическом веществе накапливаются длинноцепочечные спирты, кетоны и воски, растис-

тельные смолы, а также биологические структуры, унаследованные от исходного органического вещества, которые не подверглись разрушению. Это длинные цепи алканов нормального строения, изопrenoидные структуры, стераны и гопаны, а также новообразованные углеводородные структуры, в

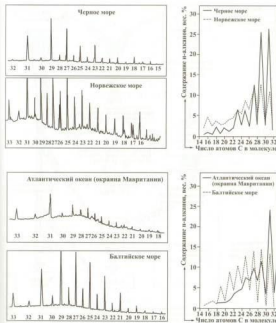


Рис. 3.9. Распределение новообразованных алканов нормального строения в современных осадках различного происхождения (по К. Тиссо и Д. Вольфу, 1981). Смысл рисунка показан в тексте хромограммы новообразованных углеводородов. Цифрами указано число углеродных атомов. Справа – кривые распределения n-алканов по данным газовой хроматографии

частности относительно высокомолекулярные углеводороды строения C_{30} и выше (рис. 3.9).

Следует особо отметить, что завершение стадии диатогенеза осадочного органического вещества определяется в интервале глубин, для которых

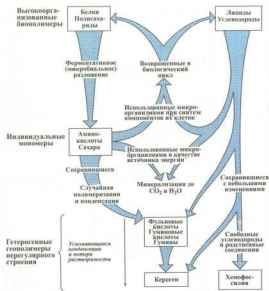


Рис. 3.10. Пути преобразования органического материала в процессе седиментации и при диатогенезе, приводящие к возникновению двух основных фракций органического вещества: керогена и хемифоссилий (по И. Б. Тасов и Д. Вельке)

"Хемифоссилия" — соединения, которые были синтезированы растениями или животными при жизни и испытали впоследствии лишь второстепенную перестройку при сохранении углеродного скелета, либо же претерпели незначительных изменений. В геологической литературе их еще называют «биомаркерами».

характерно уменьшение количества гуминовых кислот до минимального уровня и удаление большей части карбоксильных групп.

Сложный процесс преобразования органического материала при седиментации и в диатогенезе показан на рис. 3.10.

Диатогенез завершает первый этап подготовки органического вещества и минеральной составляющей в горную породу. Окончательно завершится этот очень ответственный процесс на первой стадии катагенеза. В этот период в осадочных отложениях в составе органического вещества сформируется относительно легкая часть, так называемая битуминозная фракция, куда входит унаследованное от живого вещества и новообразованные углеводороды, и кероген, являющийся основным поставщиком углеводородов на следующей стадии преобразования органического вещества в катагенезе. А сейчас давайте посмотрим некоторые особенности распределения органического вещества в литосфере.

3.2. ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ЛИТОСФЕРЕ

Органическое вещество содержится во всех осадочных породах, начиная с конца архея. Однако его концентрация в породах зависит от очень многих факторов, в том числе от условий, места и времени накопления органической массы, минерального состава осадков, особенностей формирования осадка и органического вещества на стадии диатогенеза, дальнейшего преобразования в катагенезе и т.д. По стратиграфическому разрезу органическое вещество распределено крайне неравномерно. Однако есть определенные особенности. Так, например, по данным В.А. Соколова (1965) характер распределения органического вещества в породах разного возраста в пределах Русской платформы и Северной Америки очень близок: минимумы и максимумы содержания органического вещества, как правило, приурочены к одним и тем же стратиграфическим подразделениям.

Интересные данные по распределению массы органического вещества в разновозрастных породах и осадках континентов и прилегающих акваторий океанов были опубликованы А.Б. Роновым в 1980 г. На основе изучения большого объема статистических данных он установил, что характер распределения массы органического вещества в породах континентов и осадках прилегающих акваторий океанов очень близок. Минимальная масса C_{org} в породах и в осадках наблюдается в нижнем палеогене, а максимальная — сконцентрирована в отложениях верхней юры, нижнего мела и нижнего неогена.

Изучая эти графики, мы их немного перестроили, всего лишь поменяв

Гуминовые кислоты — фракция органического вещества, являющаяся водным раствором из смеси осадков торфа и угля и окисленная минеральными кислотами. Она представляет собой вещества темно-коричневого цвета. В своем составе содержит высокомолекулярные полимерные соединения, имеющие гетерогенную структуру, особенно ксилариды. В элементном составе преобладают углерод (55-65 %), SiO_2-N_2O — 30-40 % и водорода (3,5-5 %). Образуется она в основном из лигнина, но также возникает из углеводно-белкового материала. Гуминовые кислоты характерны для осадочных пород только на ранней стадии катагенетического процесса. На стадии преобразования угля и бурого угля в каменные они исчезают, что соответствует правилу прогиб и метаморфизм. Часть гуминовых кислот переходит в нерастворимое состояние, и образуются гумины — вещества с более жестким углеродным скелетом, представляющим ароматическими циклами с короткими боковыми цепями.



Рис. 3.11. Содержание органического углерода в осадочных породах разного возраста. Прямая линия – Русская платформа; пунктирная – Северная Америка (по Б.А. Соколову, 1965)

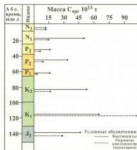


Рис. 3.12. Распределение массы органического углерода в породах и осадках континентов и океанов (по А.Б. Ронову, 1988)

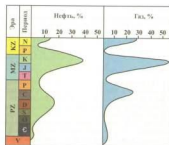
местами оси ординат и абсцисс, то есть на ось ординат поместили геологический возраст, а на ось абсцисс – содержание органического углерода (рис. 3.11 и 3.12).

Учитывая, что фактические материалы, использованные этими учеными, охватывают огромные территории, характеризующиеся различным геологическим строением и историей геологического развития, можно сделать выводы о том, что выявленные тенденции имеют глобальный характер и в истории геологического развития Земли. Вероятно, наблюдались три периода, характеризовавшихся максимальным накоплением органического вещества: в кайнозойское, мезозойское и палеозойское время. Но открывается и более интересная перспектива изучить особенности распределения содержания органического вещества, например по ярусам, в трасовых отложениях, юрских, меловых и т.д. Конечно, надо потрудиться, чтобы найти в Интернете фактические материалы, но это, думаем, для вас – не проблема. Поэтому попробуйте ее решить, дерзайте!

А теперь давайте сопоставим полученные результаты с распределением нефтегазовости по разрезу осадочного чехла по 15 ведущим странам мира, имеющим крупные запасы нефти и газа (рис. 3.13).

Эти материалы приведены в известной книге О.К. Баженовой, Ю.К. Бурякина, Б.А. Соколова и В.Е. Ханина (2004) «Геология и геохимия нефти и газа». Интересно, что максимумы концентраций органического вещества в породах в целом совпадают с максимумами распределения выявленных запасов нефти и газа. Этот факт позволяет утверждать, что при прочих равных условиях объем органического вещества в породах играет большую роль в распределении запасов нефти в разрезе осадочного чехла.

Рис. 3.13. Распределение нефтегазовости по стратиграфическому разрезу



Средние значения содержания C_{org} для осадочных пород (кларковые значения) составляют порядка 0,55–0,60 %. Это соответствует 13–15 кг C_{org} на 1 м³. Средние значения содержания органического вещества для отдельных пород (субкларки) многие авторы оценивают по-разному, так как зачастую используют данные разных регионов и отложения разного возраста. Так, например, Ф. Кларк рассчитал содержание органического вещества в осадочных породах – 0,65 %, а субкларки для глинистых пород – 0,80 %. По данным А.Б. Роннова и Ярошевского кларковые значения для всех пород стратиферы континентов составляют 0,50 %, а для океанов, по данным В. Троцюка и Марина (1988), – 0,51 %. Давайте посмотрим, как распределяются субкларковые значения для конкретных типов пород. Так, например, субкларки для глинистых пород континентального сектора стратиферы Н.Б. Вассоевич ориентировочно определял как 0,90 %. Для алевроитовых пород – 0,45 %, а для песчаных и карбонатных – 0,20 %. Интересную особенность обнаружил американский исследователь П. Трасс. Он обнаружил, что в глинистых породах содержание C_{org} ровно в два раза больше, чем в алевроитовых. В свою очередь, в алевроитовых породах содержание органического вещества ровно в два раза больше, чем в песчаных. Выявленная зависимость содержания C_{org} от типов пород Н.Б. Вассоевич назвал «закономерностью Трасса». Изучая особенности распределения органического вещества в разрезе Русской платформы, А.Б. Ронов и А.А. Мигдисов (1970) установили, что в целом «закономерность Трасса» распространяется и на этот регион. Однако в нем имеются и свои специфические особенности: наблюдается устойчивая тенденция возрастания содержания органического вещества от пород протерозойского возраста к мезо-кайнозойским. Данные А.Б. Роннова и А.А. Мигдисова мы свели в табл. 3.6.

Несмотря на то, что органическое вещество в осадочных породах распределено очень неравномерно, встречаются и относительно сконцентрированные формы его распространения.

Классификация осадочных пород по содержанию в нем органического вещества приведена в табл. 3.7.

Таблица 3.6

Содержание органического вещества в осадочных породах Русской платформы

Возраст пород	Содержание $C_{орг}$, %	Тип пород	Содержание $C_{орг}$, %
РР	0,18	Глины	0,35
РЗ	0,34	Глины	0,70
Мз + Кз	0,64	Глины	0,94
		Песчано-алювалиты	0,08–0,36
		Карбонаты	0,06–0,47

Главной особенностью этой классификации является то, что в ее основу положены кларковые значения распространения органического вещества в осадочных породах и преобладающий тип ОВ. Причем, нижние границы между различными группами и подгруппами ровно в четыре раза выше, чем в предыдущей группе или подгруппе. Это позволило выделить две группы органического вещества с содержанием его в породе от кларкового до 2,5 % – **рассеянное органическое вещество** и от 2,5 до 40 % и выше – **концентрированное органическое вещество**. Следует особо отметить, что рассеянное органическое вещество характерно только в том случае, если в нем преобладает сапропелевый тип ОВ. Для гумусового типа ОВ характерно присутствие как рассеянного, так и концентрированного органического вещества. Породы первой группы (рассеянное ОВ) распространены в породах практически всего стратиграфического диапазона. Породы с аномальным содержанием ОВ – более 20 % (5-я и частично 4-я подгруппы) относятся к каустобиолитам, на долю которых приходится всего около 2 % общей массы органического вещества в континентальном секторе стратисферы (Н.Б. Вассоевич). Встречаются породы, содержание органического вещества в которых почти на порядок превышает кларковое ($C_{орг} > > 5\%$). Как правило, это глинисто-карбонатные и глинисто-карбонатно-кремнистые отложения. Впервые они были обнаружены в доманиковом горизонте верхнего девона на северо-востоке Русской платформы и были названы **доманикиты**. Если в породах аналогичного состава содержание органического вещества составляет от 0,5 до 5 %, то такие породы называют **доманиконды**. Таким образом, по названию этих пород всегда можно ориентировочно определить содержание в них органического вещества (рис. 3.14).

Таблица 3.7

Классификация осадочных пород по содержанию в нем органического вещества

Группа	Под-группа	Содержание $C_{орг}$, %	Характеристика	Преобладающий тип ОВ
Рассеянное ОВ (РОВ)	1	$\leq 0,61$ (кларк 0,08)	Слабо рассеянное ОВ	Сапропелевый
	2	0,62–2,5	Умеренно рассеянное ОВ	
Концентрированное ОВ (КОВ)	3	2,51–10	Слабо концентрированное ОВ	
	4	10,01–40	Умеренно концентрированное ОВ	Доманикиты Баженониты
	5	> 40	Значительно концентрированное ОВ	Каустобиолиты

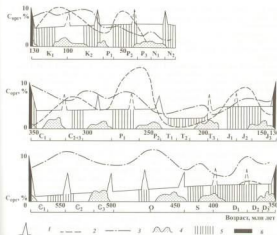


Рис. 3.14. Схема распределения доманиковых и доманикондных отложений в фанерозое (по Г.Н. Перевуки):

1 – средние концентрации $C_{орг}$; 2 – интенсивность углекопления; 3 – изменение площади морей на континентах; 4 – фазы складчатости; 5 – этапы активизации рифтогенеза; 6 – главные эпохи выветривания доманикитов

Доманикиты и доманиконды распространены практически во всех системах фанерозоя, а также встречаются они и в докембрии. Следует отметить, что в докембрийских породах контраст между кларковыми значениями в породах и содержанием органического вещества в доманиковых пропластах очень значительны, а в породах кайнозойского возраста эти различия несколько сглажены.

Аналогичные по аномальному содержанию ОВ были обнаружены в баженовской свите верхнорурского возраста в Западной Сибири (**баженониты**), в кадузском горизонте верхнего палеогена Предкавказья (**кадузмиты**) и др.

Аномальным содержанием органического вещества характеризуются также горючие сланцы (15–25 %). Они, в зависимости от состава, возраста и содержания ОВ, имеют собственные названия: куксериты, курониты, торбаниты, тасманиты и др.

Интересно, что первое упоминание о доманике (доманиковый горизонт) принадлежит сотруднику голландского посольства Н. Вистену (1692),

который отмечал, что на реке Ухта из воды выделяется нефть и здесь же находится «доманик» (горная порода, прим. наше), который горит, напоминая свечу.

Широкое распространение этот термин получил после посещения р. Ухты и ее притоков А.Кейзермангом, который установил, что доманик – это глинистый известняк, мергель или глинистый сланец, пропитанные нефтью.

Исследование доманикитов, проведенное Г.В. Лебедевой (1985), показало, что в состав доманикитов помимо органического вещества входят аутигенный кремнезем, глинистые минералы, карбонаты, пирит. Первые глинистые минералы представлены монтмориллонитом, сложными алюмосиликатами в смеси с органическим веществом.

Образование органо-глинистых соединений происходит на заключительной стадии диagenеза. На стадии катагенеза, когда органическое вещество генерирует углеводороды, возникают аномально-высокие давления, которые разуплотняют доманикиты и создаются условия для автохтонного образования углеводородных скоплений непосредственно в нефтематеринских толщах.

Доманикитовые и другие типы пород, содержащие высокие концентрации органического вещества, приобрели такое большое значение в геологических исследованиях, что легли в основу классификаций органического вещества сапропелевого типа при изучении их нефтематеринских свойств. По содержанию органического углерода все породы подразделяются на группы, отличающиеся друг от друга по концентрации C_{org} в вес. % (рис. 3.15).

В нижней части рисунка выделены породы, содержащие сверххлещущие формы органического вещества, содержащие C_{org} меньше 1 вес. %. Затем выделены субдоманикитовые породы. В них содержание органического вещества составляет 0,1–0,5 вес. %. Далее – доманикитовые (0,5–3,0 %)

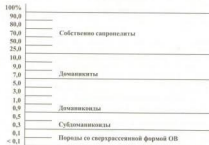


Рис. 3.15. Разделение пород на группы по содержанию в них сапропелевого органического вещества

и доманикитные от 5 до 25 %. Последняя группа – это сапропелиты, где органическое вещество составляет 25 % и более по весу, то есть составляет более 50 % от всей породы и поэтому является по сути породобразующим элементом. Следует отметить, что субдоманикиты – породы с сверххлещущей формой содержания органического вещества – встречаются крайне редко. Забегая вперед, отметим, что породы доманикитового и сапропелитового типа относятся к нефтематеринским отложениям, в которых при определенных условиях органическое вещество может генерировать углеводороды. Более подробно об этом мы расскажем в разделе о нефтематеринских свитах.

Баженовская свита Западной Сибири распространена на площади около 1 млн км². В ее породах в среднем содержится около 5 % органического вещества. Главной особенностью этих отложений является то, что баженовская свита одновременно является нефтегенерирующей и коллектором, который содержит промышленные залежи нефти (Сургутская и Салымская структуры, Х пласт). Дебиты нефти в этом районе составляют 700–800 м³/сут. Нефтепродуктивность пород этой свиты, установленная и на других площадях. Мощность высокоуглеродистых пород баженовской свиты составляет порядка 60 м, а содержание органического вещества достигает 25 %.

Суммарное количество органического вещества в этих породах составляет $4 \cdot 10^{12}$ т, а хлороформных битуменов $0,5 \cdot 10^{12}$ т. В сорбированном состоянии глины удерживают $3,2 \cdot 10^{12}$ м³ метана, $6,5 \cdot 10^{12}$ м³ его гомологов и $0,6 \cdot 10^{12}$ м³ молекулярного водорода.

По мнению многих исследователей более половины объема баженовской свиты представляет собой баженовит – глинисто-карбонатно-кремнистая порода, имеющая по данным Н.Б. Вассоевича (1972) преимущественно биогенное происхождение. Исследования, проведенные А.З. Контровичем, показали, что основная масса рассеянного органического вещества (РОВ) в баженовской свите представлена планктоногенным сапропелем.

Очень важные палеоэкологические исследования проводил В.А. Захаров. Он установил, что аномальные концентрации органического вещества в отложениях баженовской свиты связаны с палеогеографическими, гидрогеологическими и гидродинамическими характеристиками палеобассейна. Сохранению и консервации органического вещества способствовали полужамкнутый характер Баженовского моря и наличие подводящего порога на выходе его в открытый арктический бассейн, а также «седиментационное похолодание» – аноксичные условия, продолжавшиеся более 8 млн лет, что способствовало устойчивому функционированию эфлорантной экосистемы и, как следствие, обогащению осадков органическим материалом. Более того, автор убедительно показал, что относительно близкая по условиям обстановка существовала и в других регионах, что способствовало формированию в их разрезе аналогичного типа пород, но, к сожалению, площадь таких регионов была значительно меньше.

А теперь очень кратко расскажем о горючих сланцах. Первые фундаментальные исследования горючих сланцев в России начали проводиться с 1910 г. известным геологом-исследователем А.Н. Рязановым, который не только изучал большинство сланцевых месторождений, но и составил обстоятельную карту их распространения в Европейской части СССР (рис. 3.16).



Рис. 3.16. Титульный лист к объяснительной записке к карте распространения залежей горючих сланцев в Европейской части СССР в масштабе 1:50 верст в дюймах

В пояснительной записке к этой карте он детально рассматривает процессы образования горючих сланцев и их место среди каустобиолитов с позиций зависимости образования различных горючих сланцев от исходного органического вещества и предлагает собственную классификацию сапропелитовых образований. Вызывает восхищение научная глубина его исследований, в частности классификация горючих сланцев по особенностям их генезиса и приуроченности к осадочным отложениям различного возраста. Мы так подробно рассказываем об этом потому, что в это время совсем недавно появилась знаменитая классификация каустобиолитов Г. Потье.

Горючие сланцы – это горные породы тонкоослонистого строения, состоящие из органического вещества и минеральной (глинистой, кремнистой

или карбонатной) массы. Органическое вещество преимущественно сапропелитового или гумусо-сапропелитового типа. Содержание органического вещества в породах в ряде случаев достигает 40 %. Для накопления таких огромных объемов органического вещества были необходимы благоприятные сочетание ряда условий, в частности высокая биопродуктивность водоема, резко восстановительные условия осадконакопления и последующего диагенеза и др. Обычно горючие сланцы образуют пласты мощностью в несколько метров. По данным В.Ф. Череповского (1993) в разрезе осадочного чехла горючие сланцы распространены крайне неравномерно.

Больше всего их в кайнозое (55 %) и палеозое (36 %). Меньше всего в мезозое – 9 %. Более детальное распределение горючих сланцев в геологическом прошлом имеется в работах А.К. Матвеева и Е.И. Стефанова, которые выделяют шесть эпох накопления горючих сланцев (рис. 3.17).

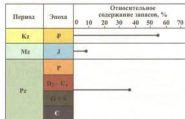
Горючие сланцы, в зависимости от типа исходного органического вещества отличаются друг от друга по элементному составу (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Элементный состав горючих сланцев, %

Элементный состав, %	Сапропелитовые сланцы	Гумито-сапропелитовые сланцы
Углерод	75–78	60–70
Водород	9–10	7–8
Кислород	10	до 20
Сера	1,5–1,7	0–11

Рис. 3.17. Распределение горючих сланцев в разрезе осадочного чехла



Промышленное значение имеют только сапропелитовые сланцы. Они используются как ценное сырье для химической промышленности, а также как местное топливо для котельных электростанций. Промышленные месторождения горючих сланцев имеются в Ленинградской области, в Республике Коми, в Саратовской и Оренбургской областях, в Чувашии, Костромской области и других районах.

3.3. БИТУМОИДЫ И КЕРОГЕН – ВАЖНЕЙШИЕ КОМПОНЕНТЫ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

В предыдущих главах мы уже говорили о том, что главным элементом в составе органического вещества, является органический углерод.

Поэтому **содержание органического вещества (ОВ) в породах определяется именно по содержанию в них органического углерода (C_{org})**.

Существуют различные аналитические методы выделения органического вещества из пород и определения его состава. Отличаются они друг от друга в основном применением разных органических растворителей. Мы выбрали аналитическую схему, применяемую во ВНИГРИ – в одном из ведущих институтов в области геохимических исследований (рис. 3.18).

Важнейшими компонентами, извлекаемыми из органического вещества, являются его две составляющие. Это – компоненты, растворимые в органических растворителях – **битумоиды** и **кероген** – остаток органического вещества после экстракции из него битумоидов. **Кероген** не растворится в органических растворителях, поэтому его достаточно часто называют – «нерастворимое органическое вещество» – **НОВ**.

В практике геохимических исследований определение группового состава битумоидов является обязательным (рис. 3.19).

Битумоид, экстрагированный хлороформом ($CHCl_3$), называется «**хлороформный битумоид**» или **ХБ**, а спиртобензолом – смесь бензола (C_6H_6) со спиртом (C_2H_5OH) – «**спиртобензольный битумоид**» или **СПБ**.

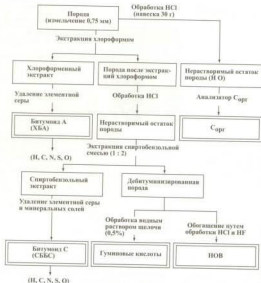


Рис. 3.18. Схема выделения органического вещества из пород и определение его состава

Битумоиды, так же как и нефти, люминесцируют в длинноволновой части ультрафиолетового света. Это свойство позволяет их изучать не извлекая из пород, с помощью люминесцентной лампы или люминесцентного микроскопа. Установлено, что соотношение битумоидов с вмещающими породами (битуминозные текстуры) бывает различным. Выделяется равномерная битуминозная текстура – в этом случае битумоиды равномерно распределены в породе и виде тонкодисперсной массы. Иногда наблюдается четкая дифференциация битумоидов на тяжелые и легкие компоненты, причем легкие компоненты концентрируются в менее плотных участках пород. При неравномерной текстуре породы селективно насыщена битумоидами. В этом случае битумоиды сконцентрированы в порах и трещинах.



Рис. 3.19. Схема определения группового состава битумоидов

Неравномерные текстуры обычно характерны для миграционного эпигенетического битумоиды.

В составе хлороформенного битумоиды содержится углеводородная (масляная) и гетероатомная части органического вещества. В составе **СПБ битумоиды** – содержатся более кислые компоненты – смолы и кислоты. Хлороформенный битумоид по элементному составу отличается от нефти. В нем содержится меньше углерода и водорода ($C = 73-82\%$, $H = 8-11\%$) и больше гетероэлементов $\sum(O + N + S) = 7-20\%$. После осаждения асфальтинов, оставшуюся часть битумоидов подвергают разделению с применением стеклинной колонки, внутри которой содержится силикагель. В результате получают различные группы веществ – масла, состоящие в основном из углеводородов, кипящих выше $200^\circ C$ и смолы. Для разделения смол применяют три растворителя: бензол, спиртобензол и петролейный эфир. Соответственно из битумоиды выделяют **бензольные смолы**, **спиртобензольные** и **петролейно-эфирные смолы**.

Смолы представляют собой вещества с молекулярной массой от 500 до 1000, характеризующиеся высокой концентрацией гетероэлементов (высокомолекулярные углеводородные структуры, содержащие в молекуле кроме углерода и водорода серу, азот и кислород). Особенностью гетероэлементов, входящих в состав смол, является повышенное содержание кислорода.

Бензольные смолы более нейтральные, чем остальные. Имеют полужидкую или твердую консистенцию и цвет от оранжевого до темнокоричневого.

Спиртобензольные смолы – темно-коричневые, иногда почти черные. Это твердые, хрупкие вещества, содержащие больше кислорода, чем бензольные смолы.

*Что такое «петролейный эфир» мы рассказывали в самом начале раздела «Введение».

Асфальтены являются наиболее высокомолекулярной фракцией битуменов. Они осаждаются петролеумом эфиром. Молекулярная масса асфальтенов 1000–8000. Они представляют собой черные вещества, иногда хрупкие. Структура асфальтенов представляется в основном конденсированными ароматическими ядрами. По их периферии располагаются циклические и ациклические заместители, содержащие гетероэлементы.

В практике геохимических исследований значительную роль играют связи битуминозных компонентов с породами. Для их определения применяются различные аналитические методы. Различают так называемый **битумоид «А»** и **битумоид «С»**.

Битумоид «А» извлекают из породы путем холодной и горячей экстракции хлороформом без предварительной обработки соляной кислотой (НСВ) (в литературе еще встречается и другое название – **ХБА**).

Битумоид «С» извлекается после экстракции битумоида «А» путем обработки породы соляной кислотой так как битумоид «С» входит в кристаллическую решетку карбонатных минералов.

В практике геохимических исследований используются ряд коэффициентов, характеризующих органическое вещество пород.

Прежде всего, это степень битуминизации органического вещества (коэффициент β). Он рассчитывается в процентах по формуле $\beta = (ХБ/С_{org}) \cdot 100$ % или $\beta = (ХБ \cdot 0,85 / C_{org}) \cdot 100$ %.

Для определения количества углеводородов в битумоиде и органическом веществе используют соответственно два соотношения: $\mu_1 = (УВ \text{ масел} / ХБ) \cdot 100$ % и $\mu_2 = (УВ \text{ масел} / C_{org}) \cdot 100$ %.

Большое геохимическое значение имеет определение сингенетичности (автохтонности) или эпигенетичности (аллохтонности) битумоидов вмещающим породам.

Сингенетические битумоиды (СБ) генетически связаны с вмещающими породами и керогеном на месте его образования.

Эпигенетические битумоиды (ЭБ) – наиболее подвижная, преимущественно углеводородная часть. Она отделилась и переместилась за пределы нефтематеринского пласта в перекрывающие или подстилающие отложения.

Повышенные значения коэффициентов β , μ_1 и μ_2 по сравнению с фоновыми значениями указывают на эпигенетичность.

Для определения степени восстановленности органического вещества используется отношение содержания хлороформенного битумоида к спиртобензольному: $ХБ/СПБ$.

Чем выше этот коэффициент, тем больше восстановлено органическое вещество. Для этих же целей используют и другие соотношения. Это так называемый коэффициент восстановленности: $\omega = (C + H / (O + N + S))$. Чем выше этот коэффициент, тем больше степень восстановленности органического вещества.

Легкая восстановленная часть битумоидов наиболее близка по составу к нефти. Определению генетических типов битумоидов – важный этап в геохимических исследованиях.

Кроме методов экстракции и последующего изучения битумоидов, существуют и другие достаточно информативные методы их исследования, в частности люминесцентно-битуминологические.

Битумоиды обладают способностью люминесцировать, поэтому люминесцентная микроскопия и спектроскопия широко используются для их изучения. Особой информативностью обладает изучение битуминозных веществ под люминископом, так как эти исследования проводятся без дробления породы и, следовательно, без нарушения связи битуминозного вещества с минеральной матрицей.

Прежде всего, изучается характер распределения битуминозных веществ во вмещающей их породе, или так называемые битуминозные текстуры. Эти исследования позволяют достаточно надежно выделять автохтонные, аллохтонные и мигриционные битумоиды, а также параавтохтонные битумоиды. (Параавтохтонные битумоиды представляют собой битуминозные компоненты, переместившиеся внутри толщ пород, но не покинув этой толщи). Такие битумоиды утратили связь с органическим веществом, в которую они входили составной частью. Для всех этих типов битуминозных веществ характерна определенная текстура. Так, например, равномерная битуминозная текстура характерна для автохтонных битумоидов. Если битумоид сконцентрирован в трещинах и порах (трещинные и поровые текстуры), то это свидетельствует о наличии аллохтонных и мигриционных битумоидов.

Селективно-насыщенная текстура (неравномерное распределение битумоидов) – типична для параавтохтонных битумоидов.

Содержание хлороформных битумоидов в породах является одной из важнейших геохимических характеристик органического вещества. Классификация хлороформных битумоидов в рассеянном органическом веществе пород приведена в табл. 3.9.

Как видно из таблицы, первые два класса органического вещества содержат низкое количество битумоида в расчете на породу. Начиная с 3-го класса, в органическом веществе идут интенсивные процессы битуминообразования и, следовательно, в нем содержится повышенные значения наиболее легкой восстановленной части.

До 1967 г. наиболее легкую восстановленную часть битумоидов называли «диффузионно-рассеянная нефть». Это название впервые было предложено И.М. Губкиным.

На основе возможностей современных методов изучать состав ОБ пород и нефтей на молекулярном уровне Н.Б. Вассоевич (1967) предложил называть эту часть битумоидов «микронейфть». Термин «микронейфть» как нельзя лучше отражает генетическую связь между органическим веществом пород и нефтью. Как образно написал позднее Н.Б. Вассоевич (1973), микронейфть – «это эволюционирующая преддестиниация нефти, ее утробная стадия существования».

На генетическое сходство нефтей и микронейфти убедительно указывает сравнительный анализ особенностей распределения индивидуальных

Таблица 3.9

Классификация хлороформных битумоидов (ХБ) по их содержанию в рассеянном органическом веществе пород (Вассоевич, Филипп, 1969)

Класс	Содержание ХБ, % на породу	Оценка	Класс	Содержание ХБ, % на породу	Оценка
1	< 0,005	Очень низкое	4	0,040–0,124	Повышенное
2	0,005–0,014	Низкое	5	0,125–0,490	Высокое
3	0,015–0,043	Среднее	6	> 0,490	Очень высокое

*Впервые предложен Н.Б. Вассоевичем.

углеводородов в нефти и родственных им микроэффектах, который был проведен на основании фактических данных, опубликованных в статье Р. Мартина, Дж. Уинтера и Дж. Уильямса (рис. 3.20).

Содержание микроэффекта и ее состав в осадках и породах изменяется по мере развития литогенеза.

В.А. Успенский выявил интересную закономерность. Чем больше содержание битуминозных компонентов и органическом веществе, тем мень-

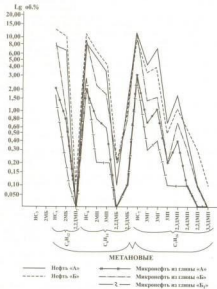


Рис. 3.20. Молекулярно-массовое распределение индивидуальных метановых углеводородов в нефти «А» и микроэффекте из нефтяноглинистых отложений (углеводородов, экстрагированных из глинистых отложений «А»), нефти «Б» и микроэффекте из глинистых нефтяноглинистых отложений «Б» и «Б» (В.С. Саркисян, 1969)

*Содержание индивидуальных углеводородов (%) приведено в логарифмическом масштабе.

ше его содержание в породе. Аналогичную закономерность обнаружил Н.Б. Вассоевич для органического вещества современных осадков. Впоследствии она была названа «закономерность Успенского-Вассоевича».

Объяснение этого факта заключается в том, что с увеличением дисперсности органического вещества пород в нем растет доля битуминозных компонентов.

Эта закономерность имеет большое геохимическое значение, так как позволяет достаточно надежно определять, является ли битуминд автохтонным (сингенетическим) или алохтонным (эпигенетическим). В случае если $\beta < 20\%$, битуминд является автохтонным, если $\beta > 40-50\%$, то это указывает на наличие алохтонных битуминозов. Если β больше 20% , то это означает, что имеются аравтохтонные битуминозы.

Оставшиеся битуминозы, отдавшие свою наиболее миграционную часть, характеризуются очень низкими значениями $\beta = 2-3\%$.

График, демонстрирующий закономерность Успенского-Вассоевича показан на рис. 3.21.

В результате многолетних исследований органического вещества в осадочных породах Н.Б. Вассоевич выявил и сформулировал целый ряд закономерностей, которые широко используются в геологии и геохимии нефти и газа в настоящее время. Прежде всего, это зависимость содержания органического вещества от гранулометрии минеральной части субаквальных осадков. Чем больше песчаной некарбонатной фракции с зернами меньше $0,01$ мм, тем выше содержание C_{org} .

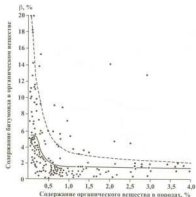


Рис. 3.21. Связь степени битуминозации органического вещества с содержанием C_{org} в породах (закономерность Успенского-Вассоевича)

Для наглядности продемонстрируем это результатами исследований Гехмана (Gehman, 1962), который систематизировал 1827 анализов содержания органического вещества в глинистых и карбонатных породах из разновозрастных отложений различных регионов (рис. 3.22).

Из анализа гистограммы следует, что среднее содержание органического вещества в карбонатных породах составляет 0,19–0,20 %, а в глинистых породах 0,90–0,93 %.

Н.Б. Вассоевич, в результате обобщения практически всех опубликованных данных рассчитал субклаксы органического вещества в различных типах осадочных пород континентального сектора стратисферы (КСС).

В целом обобщая выводы, сделанные Н.Б. Вассоевичем, их можно кратко сформулировать следующим образом: содержание органического вещества в породах уменьшается по мере уменьшения в них глинистых частиц и увеличения как пестано-алевритового, так и карбонатного материала (табл. 3.10).

Количество битуменов зависит от фациально-генетического типа органического вещества и состава минеральной части пород, причем, чем меньше в породе нерастворимого алюмосиликатного остатка, тем больше, как правило, в ней содержится битуменов.

Повышение карбонатности пород приводит к увеличению степени битуминозности ОБ и возрастанию степени их восстановленности α . Это сопровождается повышением численных значений коэффициентов β и μ .

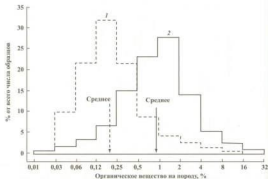


Рис. 3.22. Гистограмма частот распределения органического вещества в глинистых и карбонатных породах:
1 – глинистые (1366 образцов); 2 – глины (465 образцов)

Таблица 3.10

Ориентировочные субклаксы компонентов органического вещества для осадочных пород континентального сектора стратисферы (Н.Б. Вассоевич, 1972)

Осадочные породы			Органическое вещество C_{org} , %		Битумоиды (хорошо растворимый экстракт) Мб, %	
типы	доля в КСС, %	общая масса, 10^{-4} т	содержание в породе	общая масса	содержание в породе	в ОБ (β)
Все породы (КСС) без эрфузов	100	115–120 (116,7)	0,62	100	0,845	5,4–5,8
Глинистые	51,4	60	0,90	75,06	0,86	5
Алевритовые	16,3	19	0,45	11,80	0,83	5
Песчаные	13,7	16	0,20	4,44	0,016	6
Карбонатные	18,0	21	0,20	5,83	0,63	11–12
Доминанты в бажовиты	0,3	0,3	6	2,50	0,6	7,5–8,0
						2,43

Породы, характеризующиеся распространением гумусового органического вещества, содержат относительно более высокие концентрации C_{org} по сравнению с органическим веществом морского (фитопланктонного) происхождения. Наряду с этим, органическое вещество сапропелевого типа в большинстве случаев намного богаче содержанием битуменов, по сравнению с растительно-гумусовым типом ОБ.

Битумоиды сапропелевого ОБ обогащены масляной фракцией, содержащей углеводороды, а битумоиды растительно-гумусового ОБ содержат больше гетероатомных компонентов.

В битумоидах сапропелевого ОБ, по сравнению с гумусовым, преобладают парафиново-нафтеновые углеводороды при одновременно низком содержании ароматических, в особенности полициклических структур.

Интересной особенностью состава масляной фракции битуменов является распределение в них высокомолекулярных алканов с четным и нечетным числом атомов углерода (мы говорили об этом в разделе о характерных отличиях распределения высокомолекулярных алканов нормального строения в жирных кислотах зоо- и фитопланктона, а также высших растений).

Эти вопросы еще в начале 60-х годов прошлого века были детально изучены американскими исследователями Э. Бреем, Э. Эвансом, Дж. Купером, Р. Мартином и др.

Ими было установлено, что в молодых осадках значительно преобладают алканы с нечетным числом углеродных атомов. В более древних породах, с увеличением возраста и глубины залегания соотношение между «нечетными» и «четными» алканами выравнивается, причем эта тенденция коррелируется с нефтью.

А сейчас давайте посмотрим выявленные Э. Бреем и Э. Эвансом особенности распределения показателя нечетности алканов (H^{14}/C^{14}) в современных осадках, осадочных породах и нефти (рис. 3.23).

Как видно из рисунка, в молодых осадках значительно преобладают нечетные углеводороды. В сформировавшихся породах с увеличением возраста и глубины залегания соотношение между «нечетными» и «четными» алканами выравнивается, и эта тенденция прослеживается и в нефти.

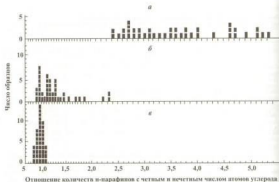


Рис. 3.23. Распределение алканов нормального строения с четным и нечетным числом атомов углерода в современных осадках (а), осадочных породах (б) и нефтях (в) (Э. Брей и Э. Занни, 1962)

Одним из важнейших параметров, характеризующих органическое вещество, является содержание в его составе хемофосфорил, в частности пристана и фитана. Отношения пристана и фитана в составе органического вещества, а также в составе нефтей, могут быть показателем окислительно-восстановительных условий диagenеза осадков, так как пути образования этих углеводородов во многом связаны с этими условиями.

Как мы уже говорили, образование пристана и фитана тесно связано с фитолом, входящим в структуру хлорофилла – зеленого пигмента растений (рис. 3.24).

Однако условия их образования значительно отличаются друг от друга (рис. 3.25).

Из рисунка следует, что в восстановительных условиях образуется преимущественно фитан, а в окислительных – пристан. Поэтому в нефтях, образованных из морских отложений в восстановительной фациальной обстановке обычно преобладает фитан. Если же нефть образовалась из континентальных отложений в окислительной обстановке, то в них обычно преобладает пристан. Однако последние исследования показали, что этот процесс несколько упрощен. Особенно ярко это показано в работе известных геохимиков Е.В. Соболевой и А.Н. Гусевой (2004), которые в деталях разобрали возможные пути преобразования фитола. Согласно их исследованиям, как правило, хлорофилл может достичь осадка «нетронутым». В этом случае вследствие процессов гидролиза в анаэробную зону выделяется фитол и затем идет процесс его преобразования до фитана.

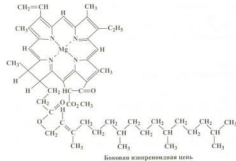


Рис. 3.24. Строение молекул хлорофилла

Однако кроме хлорофиллов могут быть и другие источники пристана и фитана. Это, прежде всего, фитанильные эфиры липидов метаногенов или галофилов для фитана и зоолактоны или токоферол для пристана (рис. 3.26).

Как утверждают авторы этих ограничений, использование отношения содержания пристана к фитану в органическом веществе, как показателя окислительно-восстановительных условий среды, для большинства нефтематеринских пород вполне применимо. Однако есть и другое ограничение. На стадиях катагенеза возможно дополнительное образование пристана, что отражается на соотношении пристан/фитан (S.K. Kilora, V.J. Kilora 1993).

Эти выводы хорошо согласуются с результатами изучения аналитических данных содержания пристана и фитана в составе органического вещества из однородной литологически выдержанной глинистой толщи (Unita-IV) отложений ордовика выданы Илени в Аджарской Сахаре. Проведенные ранее исследования во французском институте нефти по геохимическим параметрам органического вещества и средним значениям отражательной способности витринита были сделаны выводы о стадии метаморфизма ОВ и условиях его диagenеза.

Однако в этой работе не было учтено специфическое строение этой толщи, в частности то, что в некоторых частях разреза органические остатки содержат уран и торий.

Повторный анализ фактического материала в комплексе с геологическими данными показал, что в данном конкретном случае особенности изменения отражательной способности витринита хорошо коррелируется с геохимическими параметрами органического вещества, в частности с отношением пристана к фитану (рис. 3.27).

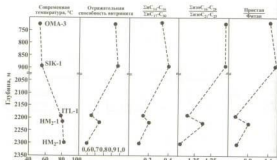


Рис. 3.27. Изменение современной температуры, окислительной способности керогена и некоторых геохимических параметров органического вещества по разрезу глинистых осадков ордовика кладыны Номин (А. Номин, В. Саркисян, Р. Джене, Г. Гондас, М. Дид, Алер, 1979)

вещество преимущественно сапропелевого типа и органическое вещество континентального происхождения, где преобладает органическое вещество гумусового типа.

Внутри этой зоны расположены области с более детальным делением на типы, соответствующие различным условиям осадконакопления. В континентальном секторе выделяются наземный, озерно-болотный (дельтовый), прибрежный (продельтовый) и лагуновый (фронделловый) типы органического вещества. Здесь следует отметить, что прибрежный и лагуновый типы имеют смешанное органическое вещество. Сапропелевое органическое вещество подразделяется на мелководное и глубоководное.

График позволяет также учитывать степень зрелости органического вещества (нефти). При нанесении точек на график их смещение в сторону начала координат означает увеличение степени зрелости. Смещение точек в противоположную сторону говорит о биодеградации органического вещества (нефти).

Тип органического вещества может быть также определен по содержанию в нем три-, тетра- и пентациклических циклоалкановых углеводородов. Предполагается, что трициклические (хейматаны) и тетрациклические терпаны (отличающиеся от стеранов) продуцируются бактериями наряду с гопанами. По данным Петерса и Модована (1991) присутствие высоких концентраций хейматанов в тасманиях может указывать на морское происхождение органического вещества.

По составу хемофоссилий можно определять фациальную обстановку седиментогенеза. На гиперсоленую обстановку осадконакопления указывают относительно высокие концентрации фетана, изопреноидов Т-образ-

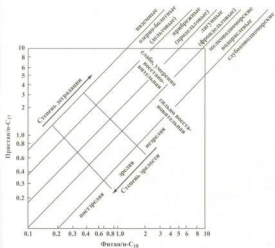


Рис. 3.28. Определение фациальных условий седиментогенеза и окислительно-восстановительных условий начальной стадии fossilization органического вещества по соотношению хемофоссилий органического вещества пород (нефтей)

ного строения, β -каротана, гопанов C_{21} и C_{23} , а также гаммацерана. Считается, что гаммацеран является дивалентическим продуктом тетракаротана - тритерпеноидного спирта, который широко распространен в современных морских осадках, β -каротан найден только в древних лагуновых отложениях. Поэтому некоторые исследователи предполагают, что он является побочным продуктом метаногенеза. Самым вероятным предшественником β -каротана является β -каротен.

По данным Д.А. Бушнев (1999) наличие изоринератена и его производных в составе органического вещества свидетельствует о сероводородной обстановке седиментации, так как подобные соединения входят в состав зеленых серных бактерий рода *Chlorobiaceae*, которые существуют в условиях сероводородного заражения.

Большое значение имеет определение степени зрелости органического вещества. Об одном из таких методов мы подробно расскажем в разделе об определении нефтематеринского потенциала пород, а сейчас остановимся на некоторых способах. Наиболее часто для определения степени зрелости

органического вещества используется так называемый показатель «нечетности» алканов нормального строения. Впервые такой показатель предложил использовать Е.Е. Брей и Е.Д. Эванс (1961).

Они разработали так называемый коэффициент CPI (Carbon Preference Index) для углеводородов C_{25} – C_{33} , представляющий собой следующее отношение:

$$CPI = \frac{1}{2} \left(\frac{C_{25} + C_{29} + C_{33} + C_{31} + C_{35}}{C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34} + C_{36} + C_{38} + C_{32} + C_{34}} \right).$$

Через некоторое время Д.Т. Филлини (1965) предложил использовать отношение:

$$2C_{29}/(C_{28} + C_{30}).$$

Исследования показывают, что изначально значения этих коэффициентов больше единицы. С увеличением степени зрелости эти коэффициенты будут стремиться к единице. Однако $CPI = 1$ может с одной стороны быть у образцов с высокой степенью зрелости и характеризовать образец обводненный органическим веществом высшей растительности. Поэтому конкретные цифры, получаемые с помощью этих коэффициентов, дают нам только «информацию к размышлению». Окончательные выводы можно делать только после проведения дополнительных геохимических и геологических исследований.

Вторым важнейшим компонентом органического вещества является нерастворимое органическое вещество (НОВ) – кероген. Процесс извлечения керогена, как мы уже говорили, является трудоемким и длительным, так как необходимо полностью удалить минеральную часть породы. Для этого порошку многократно обрабатывают соляной кислотой (НСl) в смеси с плавиковой (HF). В результате остается черный порошок. Это и есть – кероген – один из важнейших объектов геохимических исследований.

Изучение керогена, как основного генератора углеводородов, входит в программу практических всех геохимических работ, связанных с поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений. Для этого применяется комплекс исследований от традиционных – рентгеноструктурных и ультрамикроскопических, до самых современных – пиролитических и хромато-масс-спектрометрических (о современных аналитических методах мы расскажем в специальном разделе). Исследования керогена, в комплексе с изучением геологического строения и истории геологического развития территорий, необходимы для решения многих задач нефтегазопоисковой геологии, в частности для прогнозной оценки нефтегазоносности геологических объектов того или иного масштаба. Структура и состав керогена позволяют достаточно надежно определить исходные биологические предшественники органического вещества и, соответственно, генетический тип исходного органического вещества. Кроме этого, выявить связь ОВ с фациально-литологическими особенностями вмещающих пород и степень каталитической преобразованности («степень зрелости») органического вещества и установить, какие углеводородные флюиды, преимущественно жидкие или газообразные, генерировало органическое вещество. А это – уже принципиальные вопросы, волнующие всех геологов-нефтяников.

Аморфный (слабопреобразованный) кероген можно представить как трехмерную макромолекулу, в структуру и состав которой входят крупные

ядра – асфальтеноподобные молекулы, как бы простretchedные звеньями-мостиками, состоящими из различных комбинаций разветвленных и неразветвленных алифатических цепей. Ядра состоит из пакетов, содержащих 2–4 и более параллельных ароматических слоев, содержащих поликонденсированные ароматические кольца (обычно от 3 до 8). Особенностью керогена является и то, что между слоями в слабопреобразованном керогене находятся углеводородные фрагменты. Количество углеводородных фрагментов в керогене зависит от типа органического вещества и степени его термической зрелости. По мере увеличения термической зрелости, кероген приобретает более упорядоченную структуру (рис. 3.29).

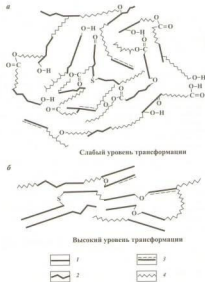


Рис. 3.29. Схематическая молекулярная структура керогена (Б. Тиссо и Дж. Эспиталя, 1978): а – неперелый кероген, находящийся на начальной стадии преобразования; б – тот же кероген, после завершения катенеза, высокая стадия преобразования; 1 – ароматические циклы; 2 – насыщенные циклы; 3 – гетероциклы; 4 – алифатические цепи

В элементарном составе керогена доминирует углерод, и значительно меньших концентраций содержится кислород, азот, сера и водород. По данным элементного анализа в составе керогена в зависимости от его генетического типа и уровня преобразованности содержится 48–92 % углерода и 3,2–8,9 % водорода. Таким образом, важнейшими показателями керогена, которые определяют образование нефтяных углеводородов, являются его генетический тип и степень термической зрелости.

Давайте посмотрим, каким образом можно определить генетический тип органического вещества (керогена), и какими методами можно установить уровень его преобразования.

3.4. ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ОСНОВНЫЕ СТАДИИ ЕГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ КАТАГЕНЕЗА. ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Один из первых ученых, кто создал классификацию фактически-генетических типов органического вещества, был Г. Потонье – автор классификации каустобиолитов. Будучи ботаником, естественно его классификация базировалась на изучении органического вещества высших и низших растений, которые по составу отличаются друг от друга. Органическое вещество низших растений (сапропелей) он предлагал называть **сапропелевым** органическим веществом, а высших растений, в составе которых преобладали гумусовые компоненты, – **гумусовым**. Долгие годы эти два типа органического вещества считались абсолютно разными по своему составу, однако, с усовершенствованием аналитических методов оказалось, что это не так. Было обнаружено, что в ряде случаев органическое вещество низших растений по многим компонентам соответствует составу органического вещества высших растений и наоборот. В.А. Успенский и О.А. Радченко установили, что сапропелевое органическое вещество является двухкомпонентным. Оно состоит из липидной и углеводно-белковой (гумондной) частей. Важной особенностью каждой из них является содержание водорода и азота. Наиболее характерным параметром липидной части является содержание водорода, а углеводно-белковой части – азота. На основе этих особенностей органическое вещество сапропелевого типа было подразделено на четыре подкласса (табл. 3.11).

Имеются и другие классификации рассеянного C_{org} по составу легких компонентов, одна из них базируется на микрокомпонентном составе и создана по образцу существующих классификаций угля. В этой клас-

Таблица 3.11

Классификация сапропелевого органического вещества (по В.А. Успенскому и О.А. Радченко)

Подкласс сапропелевого ОП	Липидный	Гумондно-липидный	Липидно-гумондный	Гумондный
Содержание водорода	Более 9,0–9,5 %	От 7,5–8,0 % до 8,0–9,5 %	От 6,0–6,5 % до 7,8–9,5 %	Менее 6,0–6,5 %

сификации сапропелевый материал учитывается как единый компонент – аэлитин, а рассчитываются только компоненты, установленные для гумусовых углей (табл. 3.12).

Для рассеянного органического вещества весьма характерно присутствие минстинитовых форм, под которыми понимаются сорбированные на глинистом субстрате остатки сапропелевого, гумусового или смешанного характера. Поэтому в геологической литературе иногда встречаются термины: **гумоинкстиниты**, **сапроинкстиниты** и **гумосапроинкстиниты**, что обозначает наличие соответствующих минстинитовых форм органического вещества.

При микроскопических исследованиях керогена в отраженном свете используют углетермографическую терминологию, выделяя лейтинит, витринит и фозенит (интертинит).

Материалы лейтинита происходят из водорослей (аэлитин) и спор (споринит), а также примесей кутина, смол и восков. Витринит и интертинит (фозинит) – это ткани высших растений, структура которых различна только у интертинита, окисленного на стадии даягенеза. В витрините, прошедшем телефикацию, эта структура не различна.

В допалеозойских и кембрийских породах идентифицируются структурные остатки доинных водорослей. Они не являются витринитом, но похожи на него. Поэтому их называют псевдовитринитом.

Во многих геологических работах определение типа органического вещества производят на основе микроскопических исследований. Если в проходящем свете в керогене наблюдаются аморфные облакоподобные образования, это является одним из признаков наличия сапропелевого органического вещества. Однако по этой методике выделение сапропелевого типа органического вещества не достаточно надежно, так как не всегда подтверждается результатами физико-химических исследований. Тем не менее, гумусовое органическое вещество идентифицируется этим методом хорошо, так как оно, как правило, содержит много остатков высших растений.

В настоящее время наиболее широко распространена классификация типов органического вещества на основе структурно-химических признаков.

В основу этого метода положена диаграмма зависимости атомных соотношений H/C к O/C, разработанная известным голландским ученым Ван Д. Креленом. Впоследствии, на основе статистических данных анализов органического вещества пород из различных стратиграфических горизонтов из большинства нефтегазоносных территорий мира было установ-

Таблица 3.12

Классификация рассеянного органического вещества по микрокомпонентному составу

Группа	Класс	Тип	Примечание
Гумониты (Г)	Фенолиты (А) Геоциты (В) Аномалиты (С)		
Сапропелито-гумиты (СТ)	Сапропелито-гумиты (D)	D ₁ , D ₂ , D ₃	Индекс 1, 2, 3 отражает возрастание (уменьшение) сапропелевого материала
Сапролиты (С)	Гумито-сапролиты (Е) Собственно сапролиты (F)	E ₁ , E ₂ , E ₃	

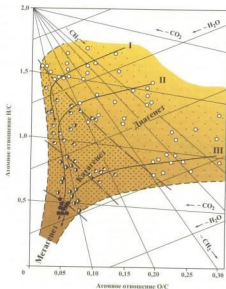


Рис. 3.36. Общая эволюция керогена от диагенеза до метанезиса на диаграмме Ван Д. Кривелена (по Б. Тиссо и Д. Болте)

*Диагенез соответствует протокатагенезу по российской шкале катагенеза.

лено, что на диаграмме Ван Кривелена органическое вещество в зависимости от его состава образует три группы, значительно отличающиеся друг от друга характером зависимости атомных соотношений Н/С к О/С. Причем на высших стадиях преобразования эти отличия пропадают.

Так было выделено три типа керогена, отличающиеся друг от друга, как по составу исходного органического вещества, так и особенностям изменения в процессе катагенеза и метанезиса.

На рис. 3.30 показана общая схема эволюции керогена на диаграмме Ван Д. Кривелена, составленная Б. Тиссо и Д. Болте.

Для сравнения даны приблизительные значения отражательной способности витринита:

1 – изолинии приблизительных значений отражательной способности витринита; 2 – границы поля керогена; 3 – эволюционные кривые главных типов керогена (I, II, III).

А теперь давайте посмотрим, что представляют собой все три типа керогена, чем они отличаются друг от друга и из каких основных веществ они образовались и, главное, какие преимущественные типы углеводородов они могут продуцировать и на каких стадиях преобразования органического вещества.

В табл. 3.13 приведены основные характерные признаки всех трех типов керогена и источники их образования.

Таблица 3.13

Характеристика различных типов керогена (по Б. Тиссо, Д. Болте, 1981)

Тип керогена	Характерные признаки	Образование	Примечание
I	Высокое содержание водорода и низкое углерода (начальное атомное отношение Н/С ₀ > 10, более 1,5). Кислород находится главным образом в сложноэфирных связях. В керогене преобладают алифатические структуры. Содержание полярных атомных ядер и гетероатомных связей не велико. Содержание водорода достаточно высокое, но меньше, чем в I типе, а кислорода – более высокое. В составе полярных атомных ядер, гетероатомных групп азота, карбоксильных групп кислот и сложноэфирных связей. В петрографике обычно присутствует сера.	Сформировался в основном за счет водорослей, торфяников, кукурузы, горючих сланцев «Три Ривера». Встречается довольно редко. Генерирует преимущественно жидкие углеводороды.	Характерен для некоторых типов терригенных осадков: песчанников, торфяников, кукурузы, горючих сланцев «Три Ривера». Встречается довольно редко. Генерирует преимущественно жидкие углеводороды.
II	Содержание водорода достаточно высокое, но меньше, чем в I типе, а кислорода – более высокое. В составе полярных атомных ядер, гетероатомных групп азота, карбоксильных групп кислот и сложноэфирных связей. В петрографике обычно присутствует сера.	Формируется в результате отложения и накопления морских органических фито- и зоопланктона, бактерий с участием планктонного в бастии, содомитиды ОВ высших растений.	Основные массы керогена в шифрах определяются как микстит с большим количеством итеритов. Петрографический тип – микстит. Является источником углеводородов для большинства типов нефтяных месторождений, в том числе и газоконденсатных. Генерирует жидкие и газообразные углеводороды. Характерен для континентальных осадков и доломитовых толщ. Генерирует преимущественно газообразные углеводороды.
III	Содержание водорода незначительное (Н/С ₀ < 1, О/С ₀ > 0,3–0,3). В составе преимущественно конденсированные полярные атомные ядра и кислородсодержащие функциональные группы при отсутствии сложноэфирных группировок. Характерны алифатические цепочки, унаследованные от восков высших растений.	Образовался в основном из растительных остатков.	Характерен для континентальных осадков и доломитовых толщ. Генерирует преимущественно газообразные углеводороды.

Выделенные типы керогенов отличаются друг от друга, в том числе и различными соотношениями углеводородов, которые они генерирует на глубине **максимума нефтеобразования** (рис. 3.31).

Очень важные исследования петрографического состава различных типов керогена были проведены известным французским ученым Б. Дюроном.

На рис. 3.32 показаны отличия в структуре и петрографическом составе керогенов всех трех типов.

Имеются и другие классификации керогена, в основу которых положен элементный состав и наличие минералов – угольных включений, в частности классификация Мак Кирдм, который исходил из положения, что в составе органического вещества значительную долю составляют микробные компоненты. В своей классификации он выделил четыре типа керогена (табл. 3.14).

Итак, мы подошли к одной из важнейших и наиболее длительных стадий преобразования органического вещества – стадиям катагенеза. Называя стадии катагенеза – протокатагенез (ПК-1) – этап завершения диагенетических процессов в условиях еще низких температур и давления. Погружение осадков сопровождается увеличением температуры, давления, а также изменением минералогического состава пород. Это приводит к изменению как общей структуры рассеянного органического вещества, так и отдельных его компонентов. Понятно, что на различных стадиях катагенеза при формировании горных пород под воздействием высоких температур и давления, биомолекулы (хемофоссилии) не только разрушаются, но и интенсивно разлагаются вновь образовавшимися углеводородами, происхождение которых связано с разрушением керогена. Однако наиболее устойчивые из них сохраняют черты своего первоначального строения и их идентификация остается возможной. Поэтому хемофоссилии играют огромную роль в геохимии нефти, так как позволяют достаточно надежно установить тип исходного органического вещества (растительные остатки или живот-

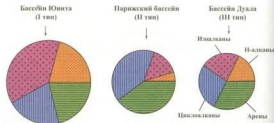


Рис. 3.31. Относительное содержание (на грамме органического углерода) основных классов углеводородов, которые генерируют различные типы керогена на глубине максимума нефтеобразования (по Б. Тиссо и Д. Велле)

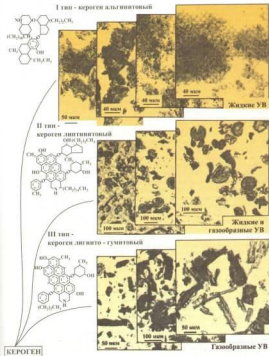


Рис. 3.32. Типы керогена, их структура и петрографический состав (по Б. Дюрому)

ные), обстановку осадконакопления, проводить корреляцию в системах нефть–нефть и нефть–органическое вещество. Для того чтобы постоянно не возвращаться к объяснению, что представляют собой различные этапы

Таблица 3.14

Характеристика четырех типов керогена (по Мак Кирдэл)

Тип керогена	Характеристика
I	Обладает водородом. В продуктах генерации преобладает α -парафин, ароматический компонент очень мал. Материльный эквивалент – адекватен
II	Смесь обогащенного липидом сапропеллевого и гумусового органического вещества. Отношение H/C _{org} изменяется от 0,73 до 1,29. Пристен преобладает над фитинем. Содержание α -парафина и липидов из цепей меньше, чем в керогене I типа
III	Является гетерополидисперсным, водородными функциями беднее. По элементному составу сходен с керогеном (H/C _{org} = 0,5–0,54)
IV	Обеднен водородом. По составу близок к фитингу (H/C _{org} = 0,54–0,38)

преобразования органического вещества на стадии катагенеза, давайте внимательно посмотрим на табл. 3.15. В ней мы постараемся дать краткую формулировку каждой подстадии трансформации органического вещества.

Как видно из таблицы, четкой границы между диагенезом и катагенезом провести невозможно, так как на начальных стадиях протокатагенеза в условиях низких давлений и температур продолжается завершение диагенетических процессов и формирование керогена.

Естественно, что дальнейшее накопление осадков и формирование осадочной толщи обусловлено исходящими тектоническими движениями. Погружение осадочной толщи сопровождается ростом давлений и температур. Эти изменения в окружающей обстановке значительно изменяют структуру и состав осадков, их физические свойства (плотность, пористость, теплопроводность и др.), а также минералогический состав и постепенно превращают осадки в горные породы. Степень катагенетического изменения пород и заключенного в них органического вещества во многом зависит от длительности воздействия температуры и давления. В то же время конкретные значения температур и давлений в различных интервалах глубин зависят от особенностей геологического строения и истории геологического развития конкретного региона.

Так, например, характер распределения температур (геотемпературные поля) в недрах зависит от теплового потока. В свою очередь, величина теплового потока зависит от теплофизических свойств различных типов пород, мощности осадочного чехла, гидрохимической обстановки (в частности от динамики подземных вод), магматической активности, наличия вечной мерзлоты и многих, многих других факторов. В то же время в течение геологической истории конкретного региона значения тепловых потоков и геотемпературных градиентов меняются в пространстве и во времени.

Роль давления в преобразовании минеральной части пород неразрывно связана с температурой. Экспериментально доказано, что при температурном воздействии на органическое вещество, в случае искусственного затруднения оттока газообразных продуктов, процесс преобразования органического вещества тормозится.

При низкотемпературном термоллизе жирных кислот при значительном повышении давления и одинаковой температуре, из нее образуются жидкие и газообразные углеводороды.

Изменяется сведения, что геологическое время влияет на ход катагенетических процессов и в какой-то степени компенсирует температуру, необходимую для преобразования органического вещества. Особенно ярко это

Таблица 3.15

Стадии катагенеза (по Н.Б. Вассоевичу)

Подстадия катагенеза	Градации катагенеза	Характеристика	Примечание
Протокатагенез	ПК ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	Стадия выходящих геологических физико-химических процессов изменений состава и свойств минералов, органического вещества и нефтей при увеличении температуры и давления в недрах	В зоне раннего и среднего протокатагенеза (ПК ₁ –ПК ₃) в благоприятных условиях происходит низкотемпературная генерация сузкого биогенного газа CH ₄ , CO ₂ , H ₂ . В зоне позднего протокатагенеза (ПК ₄) возникает условия для генерации так называемых «инертных» нефтей.
Мезокатагенез	МК ₁ , МК ₂ , МК ₃ , МК ₄	Наиболее активная стадия преобразования органического вещества при более высоких давлениях и температурах в присутствии природных катализаторов. На этой стадии происходит главные процессы образования жидких и газообразных углеводородов.	Нефть, как правило, тяжелые, преимущественно нефтяного происхождения с повышенным содержанием смол, асфальтенов и серы. При благоприятных геологических факторах растительно-копелитовый тип СВ и достаточной для биогенных и термобактериальных газов возможно образование газовых конденсатов нефтяного типа. В зоне мезокатагенеза МК ₁ –МК ₄ начинается перестройка керогена с активным новообразованием битуменов, обогащенных углеводородом («максимум» по Н.Б. Вассоевичу). Интервалами глубин, находящихся в зоне мезокатагенеза МК ₁ –МК ₄ , называют «главную зону нефтегазообразования», а за рубежом – «критическим окном» для нефти.
Апокатагенез	АК ₁ , АК ₂ , АК ₃	Последняя стадия катагенеза, характеризующаяся завершением преобразования органического вещества при наиболее жестких термобарических условиях, приводящих в итоге к истощению нефтегазотенеродного потенциала и обугливанию керогена	СВ преимущественно II типа генерирует парафино-нафтеновые нефти средней плотности. FCB III типа, содержит растительные смолы, воски, смолы и др. Генерирует нефти с высоким содержанием твердых парафинов (C ₂₅). В верхней зоне апокатагенеза АК ₁ –АК ₃ происходит активный приток от ароматических парафинов с генерацией высокотемпературных смол и кислых газов – CH ₄ /CO ₂ и H ₂ S. На стадиях АК ₁ и АК ₂ происходит практически полное обугливание керогена и истощение нефтегазотенеродного потенциала

проявляется в зонах высоких температур, а также в разрезах с невысокими скоростями осадконакопления. В то же время имеются регионы, для которых влияние геологического времени не столь очевидно.

Так, например, в пределах Русской платформы в докембрийских отложениях степень катагенеза органического вещества относительно низ-

как, несмотря на то, что длительность пребывания там органического вещества очень велика.

В других регионах аномально низкая степень катагенеза органического вещества в условиях воздействия повышенных температур, в частности в разрезах молодых (кайнозойских) прогибов, нельзя объяснить относительно небольшим геологическим временем воздействия повышенных температур. Здесь решающая роль принадлежит избыточному давлению, возникающему в результате очень высоких скоростей осадконакопления и которые ухудшают условия эмиграции флюидов и, соответственно, тормозят ход катагенетического превращения органического вещества.

Таким образом, для того чтобы установить степень катагенетической преобразованности органического вещества, необходимо иметь надежные критерии дифференциации различных стадий катагенеза. Такие критерии существуют и широко применяются в геолого-геохимических исследованиях и базируются на практическом применении некоторых свойств углей для определения стадий катагенеза пород и содержащегося в них органического вещества¹.

В 1961 г. известный углепетрограф И.И. Амосов предложил определять стадии углефикации по отражательной способности витринита в воздушной среде² R^а и в кедровом масле (R^к).

¹R^а = R^а, R^к = R^к.

²Что же такое витринит, его отражательная способность и почему для определения используется кедровое масло? Итак, витринит, как мы уже говорили, – это углестое включение (микрокомпонент) в породе. Он образуется из лиственных и древесных тканей за счет углефикации липидов и целлюлозы и характеризуется достаточно широким распространением, однородностью состава, физическими и химическими характеристиками и, главное, практически необратимо реагирует на изменение температурной обстановки.

Отражательная способность витринита – отношение интенсивности светового потока установленной длины волны, отраженной от полированной поверхности мацералов³ группы витринита (гумита) к интенсивности светового потока, падающего перпендикулярно на эту поверхность, выраженной в процентах (по ГОСТу 17070-87. «Угли. Термины и определения»).

Отражательную способность витринита определяют в кедровом масле потому, что стандартное покрывное стекло шифра и кедрового масла имеют приблизительно одинаковый показатель преломления (1,5), который отличается только в сотых долях и поэтому при измерениях не возникает искажения. Определение отражательной способности требует от исследователя определенного опыта, квалификации и терпения, так как иногда под микроскопом достаточно трудно отличить витринит от его мацералов. Чтобы избежать ошибок, в каждом шифре делается не менее 100 замеров, и только затем строятся гистограммы распределения отражательной способности.

³Всегда в геологической литературе встречается употребление термина «витринификация» относительно к аутобиолитам нефтяного и угольного ряда, а также органическому веществу пород. Следует отметить, что относительно аутобиолитов угольного ряда, этот термин не всегда точен, так как не охватывает процессы прижизненной торфа в бурый уголь. Также не всегда корректно употребление этого термина применительно к рассеченному органическому веществу пород, так как включение породы – это обычно неметаморфизованные осадочные породы.

⁴Мацерал (микрокомпонент) группы витринита: витринит, флювит, экзотин и др.

Таблица 3.16

Соотношение палеотемператур и отражательной способности витринита (по И.И. Амосову, 1961)

Марка угля	ОС витринита, 10 R ^а	Палеотемпература, °C
В	71	95
А	72-77	100-120
Г	78-84	135-165
Ж	85-95	170-205
К-ОС	96-110	210-250
С	111	230-250
ПА-А	Больше 115	Больше 250

ности витринита, а уже потом рассчитывается среднее значение для каждого шифра. Соотношение палеотемператур и отражательной способности витринита показано в табл. 3.16.

С учетом результатов исследований И.А. Амосова, Н.Б. Вассович разработана новая шкала катагенеза, учитывающая его градиции и отражательную способность витринита.

Эта работа была опубликована в 1976 году Н.Б. Вассовичем, Н.В. Апатинским, С.Г. Неручевым, и др. и используется большинством исследователей и в настоящее время (табл. 3.17).

Эта шкала, включающая все градиции катагенеза, внесла значительный вклад в изучение органического вещества пород. Действительно, по замерам отражательной способности витринита можно достаточно надежно идентифицировать стадии катагенеза пород и заключенного в нем органического вещества.

Тем не менее, и эта универсальная разработка имеет определенные ограничения в практическом использовании. Так, например витринит, как правило, отсутствует в морских отложениях с сапропелевым органическим веществом. Кроме этого, на градиции МК₂ отражательная способность углей и витринита сближаются друг с другом и поэтому в конце зоны мезокатагенеза практическое использование отражательной способности витринита встречает определенные затруднения.

Таблица 3.17

Шкала катагенеза и углефикации органического вещества пород

Подстадии катагенеза	Группы катагенеза	Углемарочная шкала (марка угля)	Отражательная способность витринита		Ориентировочная палеотемпература, °C
			в масле (R ^к)	в воздухе (R ^а)	
Протокатагенез	ПК ₁	Восксы бурый уголь	до 0,30	3,5-6,0	25-50
	ПК ₂	Восксы бурый уголь	0,30-0,40	6,0-6,5	50-75
	ПК ₃	Восксы бурый уголь	0,40-0,50	6,5-7,0	75-90
Мезокатагенез	МК ₁	Δ – длиннополосный	0,5-0,65	7,0-7,5	95-120
	МК ₂	Г – телесный	0,65-0,85	7,5-8,2	120-160
	МК ₃	Ж – жирный	0,85-1,15	8,2-9,0	160-190
	МК ₄	К – классный	1,15-1,55	9,0-9,8	190-215
	МК ₅	ОС – отложения скопелюиды	1,55-2,00	9,8-10,7	215-235
Апокатагенез	АК ₁	Т – торфяной	2,00-2,50	10,7-11,5	Больше 240
	АК ₂	ПА – полуантрацит	2,50-3,50	11,5-12,0	
	АК ₃	А – антрацит	3,50-4,70	12,0-14,5	
	АК ₄		4,70 и больше	14,5 и больше	

ются как газообразные углеводороды, так и жидкие, аналогичные бензиновым и керосиновым фракциям нефти.

Постепенно с увеличением глубины прогибания осадочной толщи и накоплением толщи перекрывающих отложений пластовые температуры достигают 80–150 °C. В этот период продолжается образование новых углеводородов и преобразование уже имеющихся.

Одновременно происходит процессы изменения самой породы, ее уплотнение, преобразование глинистых материалов, в том числе гидродиссоциация монтмориллонита, сопровождающаяся выделением воды. Под влиянием относительно высоких температур происходит резкое увеличение генерации углеводородов, концентрация которых приводит к образованию микронефти. Возникают условия, когда содержание микронефти в породе достигает критического уровня, что приводит к десорбции углеводородов и их отрыва от материнской органики, и от минеральных компонентов породы. Происходит прорыв жидких и газообразных углеводородов из минеральной матрицы, возникновение anomalously высоких давлений и интенсивная эмиграция путем растворения жидких углеводородов в образующихся жидких газах и частично в воде.

Эту стадию преобразования органического вещества Н.Б. Вассоевич (1967) назвала **главной фазой образования нефти**. В зарубежной литературе этот этап «рождения» нефти назван «нефтяным окном».

Интервалы глубин, на которых создаются оптимальные условия возникновения главной фазы нефтеобразования, называются **главной зоной нефтеобразования**. Эта зона располагается в интервалах глубин осадочного чехла, которые соответствуют градиентам МК₁, МК₂ и МК₃ катагенеза.

Значения отражательной способности витринита, стадии катагенеза и характеристика образующихся углеводородных систем, представлена в табл. 3.21.

Понятно, что в различных регионах главная зона нефтегазообразования может быть приурочена к разным интервалам глубин. Так как процесс нефтегазообразования зависит от совокупности различных факторов и процессов, которые в разных регионах могут значительно отличаться друг от друга.

Перечислив только некоторые из них. Прежде всего, это особенности преобразования органического вещества на стадии диagenеза. Тип органического вещества в породе и состав компонентов, входящих в ОВ. Особенности строения и литологии вмещающих пород, определяющие процессы эмиграции микронефти. Литогимический состав пород, контроли-

рующий протекание термokatалитических реакций. Геохронотермические особенности окружающей обстановки, в том числе скорость, направленность и устойчивость колебательных движений земной коры в различные промежутки геологического времени. Особенности распространения теплового потока из недр и т.д. На рис. 3.33 показаны ориентировочные глу-

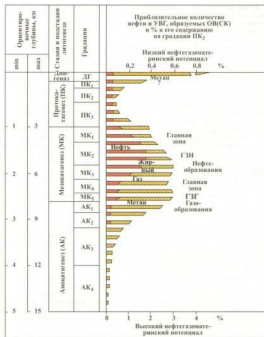


Рис. 3.33. Приблизительные интервалы глубин, соответствующие главной зоне нефтегазообразования (по Н.Б. Вассоевичу, 1967)

Таблица 3.21

Стадии преобразования органического вещества и характеристика образующихся УВ систем

Стадии углефикации	Границы (по Н.Б. Вассоевичу)	Значения R _o , %	Характеристика генерируемых УВ систем
Б ₀ –Б ₁	ПК ₁ –ПК ₂	0,25–0,50	Стадия низкого ОВ пород. Фаза генерации азототермических биогенных газов
Д, Г, Ж, К	МК ₁ –МК ₃ МК ₄	0,50–1,15 1,15–1,50	Главная фаза нефтеобразования (ГФН). Поднятия стадии ГФН, начало генерации газокишечников
ОС, Т–ПА	МК ₅ АК ₁ –АК ₃	1,50–2,05 Более 2,05	Газоконденсаты и жирные газы. Высокотемпературные сухие газы (СН ₄ , Н ₂ С, СО ₂)

бины, стадии и подстадии автогенеза и схема распространения главной зоны нефтегазообразования по Н.Б. Вассоевичу.

На рис. 3.33 показана интенсивность процессов нефтегазообразования в зависимости от стадий и подстадий автогенеза. Если проследить ход этого процесса и рассмотреть особенности генерации каждого из типов керогена в отдельности и обобщить это в единый процесс, то можно выделить четыре основных этапа преобразования керогена.

Первый этап. Как и любая химическая структура (макроструктура), кероген постоянно адаптируется к условиям окружающей среды, поэтому на первом этапе на стадии PK_1-PK_2 в условиях низких температур происходят процессы сокращения доли кислорода в керогене. Это происходит за счет удаления из керогена групп $C=O$, разрыва гетероатомных связей наиболее неустойчивых карбоксильных и карбоксильных групп. В результате высвобождаются крупные фрагменты, содержащие гетероатомы, в том числе и кислород. Увеличивается доля смол и асфальтенов в составе тяжелой фракции битуменов. Перестройка структуры керогена сопровождается образованием в небольших объемах низкотемпературного сухого биогенного газа — CH_4 , CO_2 , N_2 . В керогене II группы на ранних стадиях катагенеза в составе имеется высокое содержание молекул с четырьмя и пятью кольцами, включая стераны, триарены и триптерены. К концу стадии протокатагенеза (PK_3) ненасыщенные полициклические структуры превращаются в насыщенное. В целом, на стадии PK_3 кероген II типа еще не созрел для интенсивной генерации углеводородов. Однако это еще не означает, что в зоне позднего протокатагенеза (PK_3) не возникают условия для генерации так называемых «незрелых» нефтей. Эти нефти образуются двумя путями: из керогена I типа, характерного для некоторых видов горючих сланцев (см. табл. 3.11), а также из битуменов. Поэтому их образование напрямую не связано с керогеном.

Известный ученый О.К. Баженова (1991) детально изучала эти вопросы, в частности их образование в кремнистых толщах Тихоокеанского региона. Она идентифицировала две группы незрелых нефтей (это, как правило, тяжелые нефти, преимущественно нефтеносные основания с повышенным содержанием смол, асфальтенов и серы) и установила историю их образования.

Первая группа незрелых нефтей генетически связана с нормальноморскими отложениями, содержащими бактериально-фитогенное органическое вещество. Эти отложения сформировались в относительно глубоководных условиях. Скопления незрелых нефтей этой группы распространены в биогенных сланцах Сахалина, на Камчатке, в ряде случаев в доломитовом горизонте Волго-Уральской области, в Калифорнии.

Вторая группа объединяет незрелые нефти и конденсаты, генетически связанные с породами, сформировавшимися в континентальных условиях. Она содержит органическое вещество, обогащенное резинитом и экизитом. Наряду с тяжелыми незрелыми нефтями среди них иногда встречаются относительно легкие нефти, но всегда в их составе содержится много смолисто-асфальтовых компонентов (до 24 %). Например, нефть месторождения Окружное, расположенного на территории Восточного Сахалина. Кремнистые толщ Камчатки и Сахалина имеют типично сапропелловый тип. Отличительной особенностью кремнистых толщ является их структура и высокое содержание гетероэлементов. Такая особенность обусловлена высоким вкладом бактериального ОВ. Еще одной особенностью этих толщ

является тот факт, что если они находятся на ранних стадиях катагенеза (PK_1 и PK_2), то битуменоиды в составе ОВ значительно обогащены смолисто-асфальтовыми компонентами. В отложениях, которые находятся в более поздней стадии катагенеза (PK_3), в битуменоидах происходит резкое сокращение содержания этих компонентов. Это позволяет сделать вывод, что источником углеводородов в протокатагенезе является не кероген, а смолисто-асфальтоновые компоненты битуменоидов.

Для подтверждения этого факта были проведены многочисленные эксперименты, в частности опыты по термолизу различных фракций органического вещества из отложений палеогеновой толщ Восточного Сахалина. Опыты показали, что незрелые нефти, так же как и битуменоиды, генетически не связаны с керогеном. По крайней мере, с теми структурными элементами керогена, которые успели сформироваться к этому времени. Образование углеводородов из твердых компонентов органического вещества протекает ступенчато с формированием промежуточного гетероатомного продукта, который в свою очередь генерирует жидкий гетероатомно-углеводородный продукт и (или) остается неизменным, образуя залежи незрелых асфальтов. По данным Дж. Ханта порядка 40 % известных в мире залежей асфальта образовались в протокатагенезе.

На втором этапе — MK_1-MK_2 палеотемпературы достигают значений приблизительно от 80 °C до 150–180 °C. Этот период соответствует главной зоне нефтегазообразования. В этой зоне интенсивно протекают термические и термокаталитические процессы преобразования керогена. Происходит принципиальная перестройка молекулярной структуры керогена. Раздутые высокомолекулярные углеводородные структуры, интенсивное образование преимущественно жидких углеводородов и их эмиграция. На первой стадии (MK_1-MK_2) с максимальной активностью происходит генерация углеводородов, в том числе и легких (до 4 %). В групповом составе преобладают метановые углеводороды (приблизительно до 34 %), среди которых порядка 30 % — нормального строения и около 24 % — изостроения. Генерация углеводородов не компенсируется первично-митрационными потерями (степень битуминизации органического вещества (β^3) составляет 12–15 %). В элементном составе хлороформного битуминоид содержания углерода достигают 85–86 %, а в спиртобензольном — до 70–80 %.

В стадии пребывания в MK_3 и MK_4 превалирует митрация углеводородов становится доминирующей, что немедленно сказывается на степени битуминизации органического вещества: β^3 понижается до 6–7 %. В хлороформном и спиртобензольном битуминоидах уменьшается содержание углерода и водорода. Одновременно повышается концентрация гетероэлементов. Эти процессы обусловлены результатами деструкции керогена, потери полимеризационных компонентов и остаточным накоплением гуминовых составляющих, богатых гетероэлементами и бедных водородом.

В зоне катагенеза MK_3-MK_4 и верхней зоне апокатагенеза AK_1 содержание углерода в керогене достигает 85–86 %, что свидетельствует об «уплотнении» углеродной структуры, связанной с потерей гетероэлементов и в особенности водорода, содержание которого менее 2 %. Удаление водорода происходит за счет интенсивной генерации газообразных углеводородов. На этом этапе степень битуминизации резко снижается (β^3 составляет менее 2–4 %), что говорит о значительной истощенности органического вещества. По мнению С.Г. Неручева и Е.А. Рогозиной, зона $MK_3-MK_4-AK_1$ характеризует главную зону газообразования.

На третьем этапе AK_2-AK_4 битумообразование полностью прекращается. На этом этапе происходит резкое снижение объемов генерации углеводородов, даже метана. Кероген генерирует в основном углекислый газ и сероводород. Как мы уже неоднократно отмечали, кероген III типа образовался в основном из растительных остатков и характеризуется типичным для гумусового органического вещества строением. Очень важные для нефтяной геологии исследования были проведены во ВНИГРИ под руководством известного ученого С.Г. Неручева. Был детально изучен характер изменения керогена III типа в процессе катагенеза. В качестве объектов исследований были выбраны артефакты каменноугольного возраста Довбесса. Образцы для исследований отбирались из морских отложений, расположенных между пачками угленосных пород, со степенью углефикации от диоксиаминных («А») до антрацитов («А»). Такой методологический подход позволил достаточно точно определить степень катагенетических изменений рассеянного органического вещества и углей и выявить стадии превращенности органического вещества в зоне мезо- и апокатагенеза.

Как показали исследования, рассеянное органическое вещество образцов имеет типичный для гумусового ОВ состав: низкое содержание водорода – 3–5 % и отношение $H/C = 0,9$ и ниже. Наблюдается высокая концентрация парамагнитных центров – КПА 100–10¹⁰, определенная с помощью парамагнитного резонанса. В процессе катагенеза в структуре керогена происходит увеличение содержания углерода от 72 до 89 %, уменьшение концентраций водорода с 5,2 до 2,9 %. Одновременно отношение H/C падает до 0,5. Почти в два раза уменьшается содержание гетероэлементов. Число парамагнитных центров увеличивается в четыре раза, что свидетельствует о росте количества сопряженных связей $C \equiv C$. Изменение этих параметров керогена показывает, что происходит интенсивный процесс отделения периферийных молекул от основной макромолекулы, что сопровождается увеличением роли конденсированности структуры.

Наряду с этими общими закономерностями изменения керогена выделяется несколько переломных моментов, свидетельствующих о неравномерности хода этого процесса (рис. 3.34).

Проведенные исследования унифицировали наше понимание процессов нефтегазообразования, так как ход превращений рассеянного органического вещества, генерации и эмиграции углеводородов в среднекарибской толще Довбесса совпадают с ходом превращений РОВ в других регионах. Наличие гумусовых компонентов предопределило даже в морских фациях смещение максимума генерации жидких углеводородов на градиент $МК_2$, а также меньшую интенсивность генерации жидких углеводородов в $МК_2-MK_3$, что обусловило поступление в коллектор незначительных объемов микро нефти и потому не привело к формированию залежей нефти.

Проведенные во ВНИГРИ исследования хода катагенетического преобразования углей выявили стабильность в образовании летучих продуктов, в частности метана, диоксида углерода, аммиака, воды и пр. Максимальная генерация этих продуктов связана с биохимическим ходом преобразования органического вещества. Причем наблюдаются сопоставимые процессы трансформации углей и органического вещества. На первом этапе происходит отщепление периферийных (преимущественно кислородных) функциональных групп. Затем разрываются мостиковые связи между структурами

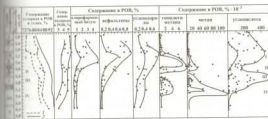


Рис. 3.34. Изменение характера распределения компонентов рассеянного органического вещества глинистых пород среднего карбона (Довбесс) в процессе катагенеза (С.Г. Неручев, И.А. Висковский, И.В. Давыдов, 1976). В рассеченном органическом веществе 2 – угли IV–V уровня, отвечающие переломным моментам, связанным в составе рассеянного органического вещества. Для удобства восприятия даны схемы, объясняющие эти связи (табл. 3.22)

Таблица 3.22

Основные стадии катагенеза и изменения в составе РОВ (подробнее см. рис. 3.30)

Границы стадий катагенеза и ориентировочные глубины	Изменения в составе рассеянного органического вещества
I $МК_2-MK_3$, 4–6 км	Уровень перелома можно сопоставить с главной зоной нефтеобразования. Зафиксировано быстрое увеличение содержания углерода и снижение водорода. Концентрация битумов максимальна (4–4,3 %). В них преобладают кислые компоненты. Содержание углеводородов около 40 %, причем низкокипящие углеводороды отсутствуют. С ростом глубины погружения происходит уменьшение битуминозных компонентов. На глубине 4,0 км степень битуминозности $R^{10} < 1,5$ %, а на глубине 3–6 км $R^{10} = 0,3-0,5$ %. Содержание углеводородов на глубине 4,5 км сокращается до 20 %. Концентрация смол увеличивается, а асфальтены падают.
II $МК_3$, около 4 км	В гумусовом составе хлороформного битумида наблюдается снижение содержания углерода и увеличение водорода и гетероэлементов, что происходит в результате увеличения содержания асфальтенов, которые, конденсируясь, переходят в нерастворимую часть, то есть в кероген. Резкое обеднение органического вещества битумином обусловлено, прежде всего, потерей растворимости смол и асфальтенов и переходом их в нерастворимое состояние и только потом – частичной эмиграцией.
III AK_2-AK_4 , 4,9–5,0 км	Генерация битуминозных компонентов затухает, однако концентрация гомологов метана и с меньшей степенью своего метана достигает максимума.
IV AK_5 , 5,0–5,8 км	Смена состава газовых компонентов РОВ. Концентрация углеводородов достигает максимума, а метана и его гомологов падает до нуля. В зрелом составе происходит сильное обуглероживание и потеря водорода. Этот процесс сопровождается интенсивным образованием метана.

ными комплексами. Этот процесс сопровождается интенсивным выделением газообразных продуктов.

Таким образом, с практической точки зрения в каждом регионе необходимо выявить степень преобразования органического вещества и определить, на какой стадии катагенеза произошло это преобразование, а затем приписать эти данные к конкретной глубине, на который проходила этот процесс.

В настоящее время, как мы уже говорили выше, стадию преобразования органического вещества можно определять не только по отражательной способности витринита, но и другими методами. Поэтому крайне желательно их использовать в комплексе.

Для этого сравним показатели зрелости органического вещества, основанные на различных показателях, использованных при изучении керогенов II и III типов. Эти исследования были проведены Б. Тиссо и Д. Вельте (рис. 3.35).

Эти, а также многочисленные исследования других авторов показали, что возникновение «нефтяного окна» происходит при достижении степени зрелости керогена II типа, соответствующей значениям отражательной способности витринита 0,5–1,2 %, а индекса термической зрелости (TAI) 2,5–3,5. Для керогена III типа эти значения несколько отличаются.

Изучая рис. 3.32 мы видели, как «истощается» кероген в процессе прохождения главной фазы нефтеобразования. Характерно, что атомные отношения Н/С и О/С меняются непропорционально. Показатель Н/С с ростом катагенеза уменьшается быстрее, чем показатель О/С, причем для керогена сапропелевого типа (кероген II типа) и керогена III типа (преимущественного гумусового типа) эти показатели изменяются не одинаково.

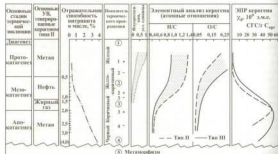
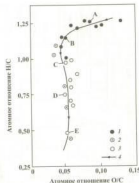


Рис. 3.35. Зависимость атомных отношений Н/С и О/С керогена II и III от степени зрелости органического вещества (по Б. Тиссо и Д. Вельте)

Рис. 3.36. Изменение атомных соотношений Н/С и О/С керогена II типа при погружении осадочных толщ (по Б. Тиссо): Стадия изомации: А – конец протокатагенеза; В и D – мезокатагенез; Е – апокатагенез; 1 – южноамериканские глины Парижского бассейна; 2 – Нижнеюрские глины Германии; 3 – южноафриканские глины Алжирской Сахары; 4 – направление увеличения глубины погружения



во. Для того чтобы разобраться в этом вопросе, рассмотрим как меняются атомные соотношения Н/С и О/С керогенов I, II и III типа на различных стадиях катагенеза. Эти исследования были проведены в течение многих лет Б. Тиссо (директор Французского института нефти), который возглавлял работы по изучению глинистых пород различных регионов мира. Результаты исследований базируются на изучении образцов керогена Парижского бассейна, Германии и Алжирской Сахары.

В зоне протокатагенеза структура керогена существенно не меняется из-за того, что температурная обстановка не способствует течению термokatалитических процессов (рис. 3.36).

На рис. 3.36 видно, что в конце стадии протокатагенеза при незначительном уменьшении Н/С приблизительно от 1,25 до 1,18, О/С значительно сокращается, приблизительно от 0,13 до 0,05.

Это говорит о том, что в керогене уменьшается содержание кислорода. По данным аналитических исследований методом инфракрасной спектроскопии, сокращение доли кислорода происходит, как мы уже говорили выше, за счет удаления из керогена групп $C=C$. В этой зоне протокатагенеза при незначительных температурах идут химические реакции разрыва гетероатомных связей некоторых неустойчивых карбонильных и карбоксильных групп. В результате этого высвобождаются крупные фрагменты, содержащие гетероатомы, в том числе и кислород. Увеличивается доля смол и асфальтенов, то есть наиболее тяжелой фракции битуминоидов. Углеводородная часть органического вещества в протокатагенезе меняется незначительно. Поэтому алканы нормального строения по своему составу практически неотличимы от n-алканов в современных осадках.

При дальнейшем преобразовании керогена на стадиях мезокатагенеза (буква В на рис. 3.36) и в апокатагенезе (буква Е на том же рисунке) атомное отношение О/С остается практически неизменным в то время как атомное отношение Н/С закономерно снижается.

Это свидетельствует о том, что основные процессы преобразования керогена затрагивают его углеводородную часть. Происходит интенсивное разрушение углеводородных молекул и образование углеводородов, в том числе и низкомолекулярных структур.

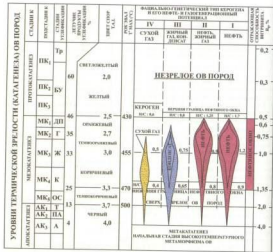


Рис. 3.27. Эволюционные зональности нефте- и газокоренных (по Дж. Демискоу, 1966, с дополнениями В.А. Чихачева, 2002).

Таким образом, определяя тип керогена и степень преобразования органического вещества, мы можем выявить в разрезе осадочного чехла конкретного региона интервалы глубин, в которых могли проходить процессы нефтегазообразования. Причем проходя через определенные стадии преобразования, органическое вещество в зависимости от его типа генерирует углеводородные системы различного фазового состояния и в составе.

Определенный интерес представляет эволюционная замкнутость нефте- и газообразования, в которой учтены не только три фациально-генетических типа керогена, но и четвертый, объединенный водородом и близкий по соотношению C/H к фюзиниту* (рис. 3.37).

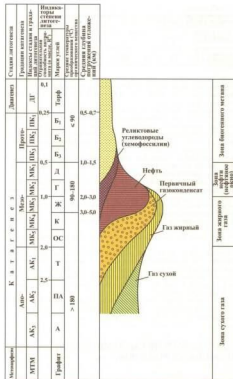


Рис. 1.39. Общая схема образования углеводородов на различных этапах погружения осадков (А.А. Петров, 1964)

Таблица 3.23

Численные значения границ главной зоны нефтегазообразования по элементному составу керосенов I-IV типов

Показатель	Н/C ₁₀				O/C ₁₀			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Верхняя граница ГФН	1,70	1,23	0,80	0,60	0,003	0,06	0,18	0,22
Нижняя граница ГФН	0,90	0,80	0,65	0,40	0,05	0,06	0,06	0,12

Из-за загруженности рисунка достаточно трудно воспринять численные значения соотношений C/H, характеризующие верхнюю и нижнюю границы главной зоны нефтегазообразования. Поэтому, эти данные мы свели в табл. 3.23.

Эволюционная зональность нефтегазообразования с учетом возможности генерации IV типа керогена продуцировать сухой газ на стадии мезокатагенеза, существенно дополняет наши представления о процессах нефтегазообразования, тем более что во многих современных работах генерируемые возможности этого типа керогена учитываются при оценке перспектив нефтегазоносности. Эти данные позволяют нам определить верхние и нижние границы зон нефтегазообразования, но не позволяют высказать, какие генетические типы углеводородных флюидов образуются на различных стадиях литогенеза.

Этот пробел был восполнен А.А. Петровым (1984), который в значительной степени детализировал общую схему образования углеводородов (рис. 3.38).

Таким образом, на различных этапах литогенеза органическое вещество может генерировать различные генетические типы углеводородных флюидов из накопившегося на стадии диagenеза, а затем преобразовавшегося в катагенезе, органического вещества.

Но не только эта информация заключена в результатах исследований А.А. Петрова.

Посмотрите внимательно на рисунок: исходным продуктом для любых генетических типов углеводородных флюидов являются реликтовые углеводороды – хемосфоссилия. Именно они определяют, что получится в результате их преобразования на различных стадиях катагенеза и именно они предопределяют, могла ли та или иная порода генерировать углеводороды, и в каком количестве.

Иными словами, при прочих равных условиях хемосфоссилия, сконцентрированные в керогене в виде макромолекулы, являются основой нефтегазоматеринского потенциала пород.

3.5. НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ И МЕТОДЫ ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Как мы уже неоднократно говорили, почти все литофациальные типы современных пород содержат органическое вещество, а в его составе углеводороды. Однако далеко не все из них способны даже при благоприятных условиях генерировать нефть. Таким образом, нас, прежде всего, интересу-

ет толща пород, которая генерировала углеводороды в масштабах, необходимых для формирования скопленных углеводородов. Иными словами, объектом наших исследований является нефтегазоматеринская толща. В нефтяной геологии существует и другая термин – нефтегазоматеринская свита.

Существует много определений. Что такое нефтегазоматеринская толща (свита). Обобщая их скажем так: «Нефтегазоматеринская толща – это порода, обогащенная автохтонным органическим веществом, которые генерировали углеводороды в масштабах, обеспечивающих формирование скопленной нефти и газа».

В геологической литературе и производственных отчетах вы найдете огромное количество терминов по этому вопросу, например, «нефтегазоматеринская толща (свита)», «нефтегазоматеринская толща (свита)» или «газоматеринская толща (свита)». При этом авторы имеют в виду, что эти породы генерировали преимущественно жидкие, жидкие и газообразные или только газообразные углеводороды.

Иногда встречаются термины, например, «нефтегазопродуцирующая толща». Здесь надо понимать, что эти породы не только реализовали свой нефтегазоматеринский потенциал на стадиях от конца протокатагенеза до начала апокатагенеза, но генерация углеводородов продолжается и в настоящее время. Термин «нефтегазопродуцирующая толща» говорит о том, что она исчерпала свои генерационные возможности в геологическом прошлом. И, наконец, о термине «потенциально нефтегазоматеринская толща». Здесь, как правило, подразумевают, что нефтегазоматеринский потенциал этой породы вообще не был реализован по тем или иным геологическим причинам. Говоря о литологическом составе нефтегазоматеринских толщ, нам необходимо вспомнить, что еще в диagenезе для fossilизации органических остатков наиболее благоприятны пелитовые размерности пород, к тому же глинистые разности хорошо сорбируют органическое вещество. Поэтому обогащенность пород автохтонным органическим веществом находится в прямой зависимости от количества глинистых примесей. В связи с этим, как правило, наиболее обогащены органическим веществом глина и мергели. Однако имеются и исключения. Так, например, песчано-алювиновые породы верхнего палеозоя и мезозойского, образовавшиеся в эохи, когда существовал расцвет распространения высшей растительности на континентах, часто бывают обогащены гумусовым органическим веществом в детритной форме с содержанием 1–2 % на породу. Нередко встречаются кремнистые породы, в особенности их глинистые разности, обогащенные органическим веществом сапропелевого типа. Такие породы, как мы уже подробно говорили, встречаются в домашковской свите Русской платформы, в баженовской свите Западной Сибири и т.д. Многолетние исследования разных ученых из многих стран мира установили, что нижним пределом концентрации органического вещества сапропелевого или преимущественно сапропелевого типа в нефтегазоматеринских породах должно составлять не менее 0,1 % на породу при средних градиентах катагенеза. Здесь следует учитывать, что органическое вещество, содержащееся в нефтегазоматеринских породах на этой стадии катагенеза, уже израсходовало некоторую часть на генерацию углеводородов. Поэтому количественная характеристика органического вещества является важным параметром при оценке нефтегазоматеринского потенциала пород. Для решения этой проблемы американские исследователи Форсман и Хант предлагали использовать поправочные коэффициенты для определения реального содержания

органического вещества в породах, находящихся на различных стадиях преобразования. Расчеты ведутся с учетом эволюционных стадий преобразования органического вещества по формуле: $OV = K \cdot C_{\text{орг}}$. Поправочные коэффициенты для подсчета содержания органического вещества в породах приведены в табл. 3.24 [по Форсману и Ханту, 1968].

А теперь остановимся на вопросах определения нефтегазоматеринского потенциала пород. Существует много методов и способов количественной оценки генерации нефти и газа, основанных на принципиально разных методологических подходах к решению этой проблемы. Не будем останавливаться на работах по лабораторному моделированию процессов превращения органического вещества и генерации углеводородов. Главным объективным недостатком этих методов является невозможность моделирования процессов в масштабе геологического времени. Достаточно надежны работы, использующие теоретические балансовые расчеты на основе результатов конкретных детальных геохимических исследований органического вещества и входящих в его состав битуменов и керогенов.

Одним из наиболее эффективных методов количественной оценки газообразования при эволюции органического вещества был разработан В.А. Успенским. Его методологический подход лег в основу создания прибора – пиролизатора «Рок Эвал» (Rock Eval), который был разработан во Французском институте нефти под руководством известного геохимика Дж. Эспаталя и уже с 1978 г. используется для решения практических проблем нефтяниками во всем мире. «Рок Эвал» представляет собой полностью автоматизированный прибор, состоящий из двух микрореакторов, которые могут быть нагреты в зависимости от требований анализа до температуры 850 °C. Скорость нагрева печи составляет от 0,2 до 50 °C/мин, с шагом 0,1 °C. Имеются два регистратора для определения компонентов, выделяющихся из органического вещества, – пламенно-ионизационный детектор, для регистрации углеводородов и инфракрасный – для определения CO и CO₂, а также блок для улавливания продуктов пиролиза и окисления. Имеется также блок автоматической подачи тиглей с образцами в пиролизатор, рассчитанный на 50 образцов. Принцип действия прибора очень прост. Образец породы (керна или шлама в 100 мг) помещается в печь с инертной атмосферой (азот или гелий), где нагревается по определенной программе, контролируемой компьютером. Программа позволяет осуществлять многоступенчатый подъем температуры (до пяти ступеней) со скоростью от 0,2 до 50 °C/мин от 100 до 850 °C. При нагреве до 100 °C в инертной атмосфере из породы выделяются в газовой фазе свободные углеводороды, которые фиксируются пламенно-ионизационным детектором, в то время как инфракрасный детектор измеряет количество CO и CO₂. При температуре 650–850 °C происходит пиролиз, продукты которого так-

же регистрируются детекторами. В зависимости от количества навесок, анализ занимает 20–30 мин.

Компьютерная система производит идентификацию всех продуктов анализа, а также все параметры процесса и выдает распечатку, содержащую следующую информацию:

содержание свободных углеводородов;
содержание связанных углеводородов;
содержание углерода органического происхождения;
содержание углерода минерального происхождения;
определение карбонатов (кальцит, сидерит, доломит), входящих в состав исследуемой породы и количественное их содержание;
кислородный индекс;
максимальная температура (T_{max}), при которой произошел пиролиз (температура, соответствующая максимуму кривой пиролиза CO₂).

Каждый из этих параметров представлен в табл. 3.25.

Аналитический цикл метода Рок Эвал и пример записи пирограммы показан на рис. 3.39.

Кроме этих параметров в инструкции к прибору приводятся также индексы очень важных геохимических коэффициентов и способы их расчета:

ИН – водородный индекс, IO – кислородный индекс, IP – индекс продуктивности, PP – нефтяной генерационный индекс. Приведем формулы их расчета:

$$IN = \frac{S_2 - 100}{C_{\text{орг}}} \left(\frac{1 \text{ мг УВ}}{1 \text{ г } C_{\text{орг}}} \right); \quad IO = \frac{S_1 - 100}{C_{\text{орг}}} \left(\frac{1 \text{ мг CO}_2}{1 \text{ г } C_{\text{орг}}} \right);$$

$$IP = \frac{S_1}{S_1 + S_2}; \quad IP^3 = \frac{S_2 + S_3}{S_0 + S_1 + S_2};$$

$$PP = S_1 + S_2 \cdot \frac{1 \text{ мг УВ}}{1 \text{ г порода}}.$$

Таблица 3.25

Параметры, определяемые методом Рок Эвал и их краткая характеристика

Параметр	Краткая характеристика
S_0	При температуре 100 °C из органического вещества выделяются свободные газы C ₁ –C ₄ , а также возникают легкие жидкие углеводороды C ₅ –C ₈ (вогоняются, но не переходят в газовую фазу). Эти углеводороды фиксируются на пирограмме в виде пика S_0 (миллиграмм УВ на грамм породы).
S_1	При температуре 300 °C в газовую фазу переходят жидкие углеводороды C ₉ –C ₁₀ , находящиеся в породе в свободном состоянии и входящие в состав битуменов. Возгоняются так же часть смолито-асфальтеновых веществ. Эти вещества фиксируются в виде пика S_1 (миллиграмм УВ на грамм породы).
S_2	При температуре 600–850 °C происходит выделение углеводородных продуктов крекинга смолито-асфальтеновых веществ и керогенов, которые компьютер обозначает как пик S_2 (миллиграмм УВ на грамм породы).
S_3	Пик S_3 соответствует количеству CO и CO ₂ , которые выделяются из органического вещества при нагреве его до 400 °C и фиксируются инфракрасным детектором (миллиграмм CO ₂ на грамм породы).
S_4	Пик S_4 обозначает количество CO и CO ₂ , образовавшиеся в результате сожжения (в кислороде или в воздухе) остаточного углерода.

Таблица 3.24

Поправочные коэффициенты для подсчета содержания органического вещества в породах [по Форсману и Ханту, 1968]

Стадия	Тип керогена			Угль
	I	II	III	
Древесный	1,25	1,34	1,48	1,57
Начало катенизации	1,22	1,26	1,33	1,35
Конiec катенизации	1,20	1,19	1,18	1,12

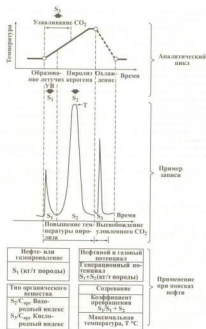


Рис. 3.39. Последовательность работ для определения нефтематеринского потенциала пород на пиролизаторе Fox Eyal (по Б. Тиссо, 1981)

Индексы ИН и Ю фактически характеризуют содержание водорода и кислорода в керогене и имеют прямую зависимость их значений от величины атомных соотношений Н/С и О/С, что позволяет использовать их для определения типа материнских пород как на диаграммах Ван Кревелена (рис. 3.40).

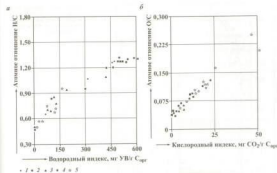


Рис. 3.40. Корреляция водородного (а) и кислородного (б) индексов со значениями НС и ОС, найденными в результате элементного анализа керогена: 1 – Парижский бассейн; 2 – остров Шпицберген; 3 – Аляска и Ливийская Сахара; 4 – Персидский залив; 5 – бассейн Дюла

Как следует из рис. 3.41, эта диаграмма практически полностью сопоставима с диаграммой Ван Кревелена, построенной по данным элементного состава анализа керогена.

А теперь, вернемся к рис. 3.40, а. Величина S_1 представляет собой долю исходного генерационного потенциала органического вещества, который был трансформирован в углеводороды, а величина S_2 – остаточный потенциал, который остался в керогене не реализованным.

Таким образом, суммарная величина $S_1 + S_2$, выраженная в килограммах на 1 тону породы, представляет собой общий генерационный потенциал органического вещества и учитывает как количество, так и тип органического вещества.

Классификация нефтематеринских пород по генерационному потенциалу (по Эспитале и Тиссо) приведена в табл. 3.26.

На рис. 3.42 приведен пример диаграммы изменения генерационного потенциала в скважине.

Как видно из рис. 3.42, генерационный потенциал определяется в образцах породы, привязанной к глубине отбора. Такой подход дает возможность вызвать в разрезе толщи с высоким генерационным потенциалом, рассчитать объем этой толщи в пределах исследуемого региона и дать количественную оценку потенциала материнских пород.

Так, например, интервалы А, С и Е практически не обладают углеводородным потенциалом. Породы в интервалах глубины, отмеченные как В и Д, судя по графику, являются хорошей и очень хорошей нефтематеринской

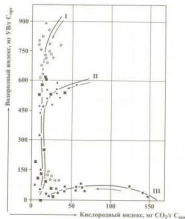


Рис. 3.41. Определение типов нефтематеринских пород в координатах водородного и кислородного индексов

породой, а породы, отмеченные литерой F, обладают хорошим потенциалом только в верхней части разреза, уменьшаясь к его нижней части.

Существует и другая классификация нефтематеринских пород, основанная как на содержании органического вещества в породе, так и на конкретных значениях параметров, получаемых в результате использования пироматического метода исследований. Эта классификация была разработана в 1981 г. Б. Тиссо и Д. Велте и уточнена в 1986 г. К. Петерсом (табл. 3.27).

Таблица 3.26

Классификация нефтематеринских пород по их генерационному потенциалу

Значения потенциала	Характеристика породы
Менее 2 кг/т (2000 мм ³)	На нефтематеринская порода, обладающая небольшим потенциалом генерировать газобразные углеводороды
От 2 до 6 кг/т (2000-6000 мм ³)	Материнская порода, обладающая умеренным генерационным потенциалом
Более 6 кг/т (6000 мм ³)	Материнская порода, обладающая высоким генерационным потенциалом
100-200 кг/т	Встречается в исключительных случаях. Такая порода содержит огромное количество органического вещества I или II типа и может быть вышележащей нефтематеринской породой, либо, если она не достигла соответствующих стадий катализа, эта порода - порочный сланец

Рис. 3.42. Пример диаграммы изменения генерационного потенциала в скважине (по Б. Тиссо)

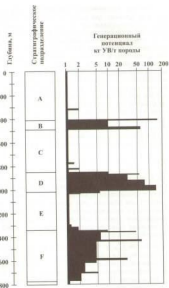


Таблица 3.27

Классификация нефтематеринских пород (по Тиссо, Велте, 1981 и К. Петерсу, 1986)

Класс	C_{org} , %	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	PP ($S_2 + S_3$)	HI, мг УВ/г C_{org}
Очень плохие (очень бедные)	< 0,2	< 0,1	< 0,2	0,01-0,5	< 50
Плохие (бедные)	0,2-0,5	0,1-0,5	0,2-2,5	0,5-2,0	50-100
Удовлетворительные (средние)	0,5-1,0	0,5-1,0	2,5-6,0	2,0-6,0	100-300
Хорошие (богатые)	1,0-3,0	1,0-2,0	6,0-20,0	6,0-20,0	300-600
Очень хорошие (очень богатые)	> 3,0	> 2,0	> 20,0	> 20,0	> 600

Эта классификация нефтематеринских пород может рассматриваться как информация для дальнейших более детальных исследований. Дело в том, что выделенные авторами границы могут быть «подвижными» в зависимости от литологического состава пород, фашиально-генетических типов ОБ и стадий катагенеза. Например, низкие и средние значения содержания органического вещества (0,5–1,0 %) для терригенных пород оцениваются как достаточно высокие для карбонатных. Кроме того, содержание органического вещества в породах менее 0,5 %, но достигших высоких стадий преобразования, например, аэокатагенеза, еще не говорит о том, что эти породы не были нефтегазопродуктивными, так как на высоких стадиях термической зрелости происходит значительные потери углерода из-за более ранних процессов нефтегазообразования. Однако на первом этапе исследований эта классификация вполне уместна. Наряду с рассмотренными нами коэффициентами оценки нефтематеринского потенциала, а также определения фашиально-генетического типа исходного органического вещества, имеются также и другие эффективные разработки, в частности коэффициент, разработанный Н.Б. Вассоевичем и И.Е. Лейфманом, учитывающий только водород, связанный в керогене с углеродом:

$$F_1 = H - \frac{2(O + N + S)}{C}$$

Относительно высокие значения F_1 (1,2–0,9) характеризуют высокий потенциал керогенов алытинитов и лейтинитов (I и II типы ОБ). В витринитах и фюзинитах величины F_1 составляют менее 0,8 (III и IV типы керогена). Таким образом, этот коэффициент необходим и для определения потенциала IY типа керогена. Большое геохимическое значение имеет также определение степени «истощения» (трансформации) нефтегенерационного потенциала. Как мы уже отмечали выше, нефтегенерационный потенциал характеризуется параметрами S_2 и IH . По мере роста значений катагенеза и значений T_{max}^d истощаются углеводородные ресурсы керогена. Это определяется по снижению величины индекса водорода для каждого из типов органического вещества. Таким образом, степень истощения (трансформации) нефтегенерационного потенциала легко подсчитать по разности между значениями IH на исходной постданагенетической стадии и на современном уровне зрелости керогена:

$$K_n = \frac{IH_0 - IH_t}{IH_0}$$

где IH_0 – исходный водородный индекс керогена ОБ на конце данагенетической стадии; IH_t – водородный индекс керогена ОБ на современной максимальной стадии его катагенеза.

Значения IH_0 тесно связаны с фашиально-генетическими типами органического вещества. Для алытинитов I типа величина IH_0 часто превышает 600 мг УВ/г C_{org} . В рассеянном ОБ фито-зоопланктонной природы ОБ II типа водородный индекс составляет 500–250 мг УВ/г C_{org} . В рассеянном ОБ III и IV типа (растительно-гумусовое ОБ) IH_0 всегда меньше 250 мг УВ/г C_{org} .

Безусловно, при расчетах трансформации ОБ необходимо знать его фашиально-генетический тип.

Пример истощения УВ ресурсов керогена по мере роста катагенеза и значений T_{max}^d приведен на рис. 3.43.

Методологический подход к созданию метода Рок Эвал был применен к созданию так называемого метода «пиролитиз-флуоресценции» – экспресс-метода, который может быть легко применен непосредственно на буровой. Суть его заключается в следующем. Небольшое количество бурового или

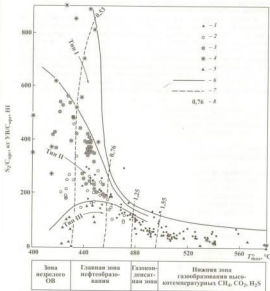


Рис. 3.43. Керосены байковской и тюменской свит Западной Сибири (в координатах диаграммы S_2 vs T_{max}^d) по Н.Б. Алытингу, Т.П. Емел, 1986. Тюменская свита: 1 – Уренгойский район; 2 – Ямальский район; 3 – байковская свита Широтного Проявления и севера Тюменской области; 4 – горючие сланцы бассейнов СССР; 5 – угли Дюбасса; 6 – границы типов керогенов; 7 – границы стадий нефтеобразования; 8 – значение отражающей способности витринита (R_v %).

кернового материала подогрывается в пробирке. Битумоид, содержащийся в органическом веществе, выделяется и конденсируется в холодных частях пробирки. Этот конденсат растворяется в нескольких каплях растворителя. С помощью простого УФ-флуоресцентного оборудования флуоресцентного типа оценивается флуоресценция раствора. Интенсивность флуоресценции хорошо коррелируется с параметром S_p , который получают с помощью метода Рок Эвал. Таким образом, экспресс-метод позволяет выявить в разрезе бурящихся скважин наиболее интересные с геохимической точки зрения интервалы разреза, для того чтобы впоследствии детально изучить их уже с помощью стационарных методов.

В последнее время произошли существенные усовершенствования этого метода. В сочетании с масс-спектрометрией появилась возможность перейти от регистрации общего выхода углеводородов к непрерывной регистрации их отдельных фракций и по этим результатам строить кривые скоростей каждой из пяти фракций: C_1 , C_2-C_5 , C_6-C_{14} и C_{15} . В результате каждая фракция имеет свой набор параметров, что позволяет их сопоставлять с реальными параметрами, имеющимися в геологических условиях.

В настоящее время параллельный метод определения генетических типов органического вещества, стадий его преобразования и определения генетического потенциала используется практически повсеместно.

Глава 4

НЕФТЯНЫЕ СИСТЕМЫ

4.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

Существует много определений, что представляет собой нефть. Наиболее четко сформулировал это понятие Н.Б. Вассоевич: «Нефть – это жидкие гидрофобные продукты фоссилизации¹ органического вещества пород, захороненного в субаэриальных отложениях».

Нефть представляет собой вязкую, жирную на ощупь жидкость, чаще всего черного или темно-коричневого цвета, обладающую в солнечном свете зеленовато-золотистым оттенком. Иногда в природе встречаются желтоватые или почти бесцветные, так называемые «белые нефти», о которых мы подробно расскажем в разделе, рассматривающем газоконденсатные системы. Нефть способна перемещаться (мигрировать) в недрах, при этом, не смешиваясь с водами, насыщающими горные породы.

В химическом отношении нефть – сложный коллоидный² природный раствор, в котором содержатся углеводородные и неуглеводородные соединения.

В этом растворе подавляющая часть принадлежит индивидуальным углеводородам. Современными аналитическими методами их выявлено более тысячи. Углеводороды в нефти не образуют беспорядочную смесь, а представляют собой своеобразную саморегулирующуюся природную систему, в которой распределение индивидуальных углеводородов внутри различных классов углеводородных соединений подчиняется строго определенным закономерностям.

Особенно наглядно это наблюдается при сопоставлении массово-молекулярного распределения низкокипящих углеводородов нефтей и конденсатов различных регионов.

На рис. 4.1 показано распределение метановых и нафтеновых углеводородов (фракция НК-125 °С)³ в нефтях Ромашкинского месторождения (Волго-Уральская нефтегазовая провинция, верхний девон), Озек-Суат

¹Гидрофобность [от гидро... и греч. *phobos* – страх, боязнь] – неспособность вещества смешиваться водой.

²Фоссилизация [лат. *fossila* – выкопанный, ископаемый] – совокупный процесс преобразования погибших организмов в ископаемые.

³Коллоидный – аэрозоль, не слитый аэрозоль [от гр. *cola* – клей + *eidos* – вид] – дисперсионная система, промежуточная между суспензиями [лат. *mixtio* – смешивание] – взвесь – дисперсионная система, состоящая из двух фаз – жидкой и твердой] и эмульсиями (жидкость, в которой во взвешенном состоянии находятся микроскопические капли другой жидкости).

⁴Анализ выполнен в технической лаборатории МНХМГП имени И.М. Губкина и ИБГРТИ.

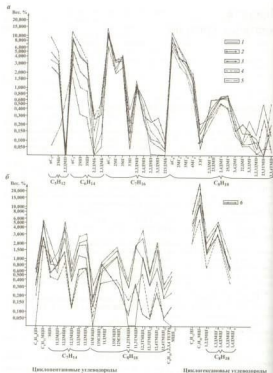


Рис. 4.1. Распределение метановых *а* и нафтеновых *б* углеводородов в нефти и конденсатах по фракции НК-125 °С (В.С.Савинский, 1966). Концентрация индивидуальных углеводородов приведены в атомарном масштабе, а нефти месторождений: 1 – Ойм-якон; 2 – Рымакинских; 3 – Марково; 4 – Паромай; 5 – конденсат; 6 – месторождения Гургутай

(Терско-Кузская нефтегазоносная область, юра), Котур-Тене (Западно-Туркменская нефтегазоносная область, палеоген), Марково (Восточно-Сибирская нефтегазоносная провинция, палеозой), Паромай (Сахалинская нефтегазоносная область, неоген) и в конденсатах месторождения Гургутай (Аму-Дарьинская нефтегазоносная область, верхняя юра).

Только география объектов исследований показывает, что распределение индивидуальных углеводородов в нефти и конденсатах не зависит от особенностей геологического строения и истории геологического развития территорий, а является характерным признаком нефти, как специфической природной углеводородной системы. На это указывает также характер распределения индивидуальных углеводородов в нефти, и микронефтих из органического вещества нефтематеринских пород, который мы видели на рис. 3.18. Давайте сравним характер распределения метановых и нафтеновых углеводородов в микронефтих, нефти и конденсатах (см. рис. 3.20 и 4.1).

Их сравнение убедительно доказывает, что этот специфический признак является своеобразным генетическим кодом, который характеризует нефтяную систему уже с момента ее формирования в нефтематеринских породах.

Углеводороды в нефти выходят в неравновесном состоянии, но при изменении внешних условий стремятся к образованию компонентов, наиболее устойчивых в новой обстановке. Уникальной особенностью нефти является то, что в ней происходит физическое и химическое взаимодействие растворителя (легкие углеводороды) и растворенных веществ (твердые углеводороды, смолы, асфальтены и пр.). Этот раствор обладает «мерзательными» свойствами, которых не имели исходные компоненты, такими как, например, солемоллюзия или соростворимость.

В связи с этим, вещества, находящиеся в нормальных условиях в твердом состоянии в нефти могут содержаться в жидкой форме.

Учитывая, что нефть лежит в основе всех сфер профессиональной деятельности геологов-нефтяников, нам с вами необходимо, прежде всего, детально разобраться, какие компоненты входят в состав нефти и какими физико-химическими свойствами она обладает.

4.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Физико-химические свойства нефти, как и других сложных растворов, зависят от химического состава и структуры компонентов, а также от сложности их внутреннего строения, обусловленного силами межмолекулярного взаимодействия.

Одним из важнейших показателей, характеризующих нефть, является плотность, то есть количество массы, заключенное в единице объема. В поверхностных условиях плотность нефти во многом зависит от содержания в ней относительно легких бензиновых и керосиновых фракций, а также тяжелых асфальтово-смолистых компонентов. В пластовых условиях плотность нефти зависит не только от ее состава, но и от температуры,

*Энергетический (энг, ентрепес) – возмущение чего-то нового.

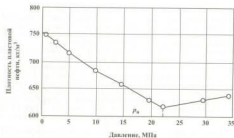


Рис. 4.2. Изменение плотности пластовой нефти Ново-Дмитриевского месторождения в зависимости от давления при температуре 84 °С (по данным ВНИИНефть):
Р_д – давление насыщения

давления, газосодержания и других факторов. Причем их влияние на плотность нефти может быть разнонаправленным. Например, с увеличением пластовой температуры плотность нефти уменьшается. Уменьшается плотность нефти с увеличением в ней растворенного газа. С ростом пластового давления плотность нефти уменьшается до достижения значений давления насыщения, а затем возрастает (рис. 4.2).

Изменяются различные размерности, характеризующие плотность нефти. В системе единиц СИ [метрическая система] размерность плотности выражается в килограммах на кубический метр (кг/м³).

В нефтяной геологии, как правило, плотность нефти измеряют в системе СГС*. В этой системе размерность плотности определяется в граммах на кубический сантиметр (г/см³).

В мировой практике для измерения плотности используют систему единиц, разработанную Американским Институтом Нефтяной Промышленности (American Petroleum Institute) совместно с Национальным Институтом Стандартов и Технологий (ANSI).

В этой системе плотность измеряют в градусах API ("API"). Поэтому в нефтяной литературе, особенно в переводной, достаточно часто можно увидеть значения плотности нефтей в этой системе единиц. Для расчета плотности в "API" разработана соответствующая формула, которую используют, в том числе, и для определения объемов нефти при проведении экспортно-импортных операций. Для удобства перевода плотности нефти из системы СГС в систему API и наоборот, существуют соответствующие графики (рис. 4.3) и таблицы (табл. 4.1).

*Метрическая система мер (достоинств. система мер) – система ед. физ. величин, в основу которой положены ед. длины – метр.
СГС – аббревиатура трех основных единиц системы: длины – Сентиметр, массы – Грамм и времени – Секунда.

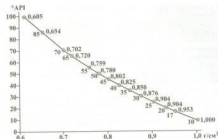


Рис. 4.3. График сопоставления плотности нефти в системах API и СГС

Для расчета плотности нефти в "API" используется так называемая «отпосительная плотность» (удельный вес) – отношение массы объема жидкости при температуре 15 °С (60 °F) к массе объема чистой воды при той же температуре по формуле:

$$\text{плотность } ^\circ\text{API} = \left(\frac{141.5}{\text{удельный вес (60/60)}} \right) - 131.5.$$

В России, в соответствии с системой СГС, нефти подразделяются на следующие типы: очень легкие (до 0,800 г/см³), легкие (0,800–0,840 г/см³).

Таблица 4.1

Плотность нефти в системах API и СГС

*API											
*API	г/см³	*API	г/см³	*API	г/см³	*API	г/см³	*API	г/см³	*API	г/см³
0	1,0760	17	0,9229	34	0,8530	51	0,7753	68	0,7093	83	0,6336
1	1,0679	18	0,9465	35	0,8498	52	0,7711	69	0,7057	86	0,6306
2	1,0599	19	0,9402	36	0,8440	53	0,7669	70	0,7022	87	0,6276
3	1,0520	20	0,9340	37	0,8386	54	0,7628	71	0,6988	88	0,6246
4	1,0443	21	0,9279	38	0,8333	55	0,7587	72	0,6953	89	0,6217
5	1,0366	22	0,9218	39	0,8289	56	0,7547	73	0,6919	90	0,6188
6	1,0291	23	0,9159	40	0,8251	57	0,7507	74	0,6886	91	0,6160
7	1,0217	24	0,9100	41	0,8203	58	0,7467	75	0,6852	92	0,6131
8	1,0143	25	0,9042	42	0,8155	59	0,7428	76	0,6819	93	0,6103
9	1,0071	26	0,8984	43	0,8109	60	0,7389	77	0,6787	94	0,6075
10	1,0000	27	0,8927	44	0,8063	61	0,7351	78	0,6754	95	0,6047
11	0,9930	28	0,8871	45	0,8017	62	0,7313	79	0,6722	96	0,6020
12	0,9861	29	0,8836	46	0,7972	63	0,7275	80	0,6690	97	0,6193
13	0,9792	30	0,8862	47	0,7927	64	0,7238	81	0,6659	98	0,6166
14	0,9723	31	0,8796	48	0,7883	65	0,7201	82	0,6628	99	0,6139
15	0,9658	32	0,8654	49	0,7839	66	0,7165	83	0,6597	100	0,6112
16	0,9593	33	0,8602	50	0,7796	67	0,7128	84	0,6566		

Плотность 62 в "API" и выше (0,7313 г/см³ в системе СГС и выше), соответствуют плотностям нефтей в пластовых условиях.

средние (0,840–0,880 г/см³), тяжелые (0,880–0,920 г/см³) и очень тяжелые (более 0,920 г/см³).

В 1987 г. на Двенадцатом Нефтяном мировом конгрессе в Хьюстоне была принята иная классификация нефтей и природных битумов (в системе СИ): легкие нефти – плотность менее 870,3 кг/м³, средние – 870,3–920 кг/м³, тяжелые – 920–1000 кг/м³, сверхтяжелые – более 1000 кг/м³ (при вязкости менее 10 000 мПа·с). По содержанию масел природные битумы подразделяют: нефть – содержание масел более 65 %, маалты – 40–65 %, асфальты – 25–40 %, асфальтиты – менее 25 % (подробно в разделе «Продукты природного изменения нефтей»).

Очень легкие нефти содержат мало асфальто-смолистых веществ и обогащены бензиновыми и керосиновыми фракциями, как, например, нефти некоторых подсоловских месторождений Прикаспийской впадины Кульсары и Сапэлз (плотность 0,770–0,780 г/см³), месторождения Сураханы (Азербайджан) 0,710 г/см³. Очень тяжелые нефти обогащены асфальто-смолистыми компонентами и практически не содержат бензиновых и керосиновых фракций. Например, Каракаинбаковское месторождение на полуострове Бузяти в Казахстане (плотность нефти 0,939–0,944 г/см³). Существуют и более тяжелые нефти, плотность которых превышает плотность воды и достигает 1,040 г/см³, как, например, нефти Ярегского месторождения на севере Республики Коми. В России запасы тяжелой нефти составляют около 13 % от общего объема разведанных ресурсов. Плотность нефти определяется с помощью различных приборов: ареометров и пикнометров.

Вязкость нефти. Вязкость – это внутреннее трение, возникающее между двумя смежными слоями жидкости, которое необходимо преодолеть, чтобы началось их взаимное перемещение (рис. 4.4).

Применительно к жидкостям различают **динамическую** и **кинематическую** вязкости. **Динамическая** вязкость – это сила сопротивления, которую необходимо преодолеть для перемещения двух слоев жидкости относительно друг друга, площадью 1 см² каждый на 1 см со скоростью 1 см/с.

В системе измерения СИ динамическая вязкость измеряется в пуазах [г/см·с]. В системе СИ единица измерения динамической вязкости – паскаль в секунду (Па·с), что подразумевает сопротивление, оказываемое жидкостью при перемещении относительно друг друга двух смежных слоев площадью 1 м² каждый, на расстояние 1 м со скоростью 1 м/с под действием приложенной силы в 1 Н.

Определение динамической вязкости вытекает из закона Ньютона [условные обозначения см. рис. 4.4]:

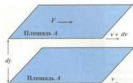
$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}$$

Кинематическая вязкость – это отношение динамической вязкости к плотности нефти. В единицах системы СИ измеряется в стоксах (см²/с). В единицах системы СИ: 1×10^{-4} м²/с.

В зависимости от состава и пластовых условий вязкость одних нефтей может быть менее 0,1 мПа·с и достигать значений 100 мПа·с и выше. Чем больше плотность нефтей, тем выше ее вязкость, и, соответственно, чем больше в ней содержится смолисто-асфальтовых компонентов, тем нефть

¹Н – Ньютон. Единица сил. 1 Н = 105 дин = 0,102 кг·с.

Рис. 4.4. Движение двух слоев жидкости относительно друг друга: А – площадь перемещающегося слоя жидкости; dy – расстояние между движущимися слоями; dv – разность скоростей движущихся слоев; F – сила, необходимая для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv



более тяжелая и вязкая. При равном числе углеродных атомов вязкость увеличивается в ряду: нефтяные углеводороды – ароматические а затем метановые. Среди углеводородов одного гомологического ряда вязкость возрастает с ростом молекулярной массы. В пластовых условиях вязкость может быть значительно меньше, чем вязкость сепарированной нефти в основном за счет растворенного в нефти газа.

Вязкость нефти зависит от ее состава, давления и температуры (рис. 4.5).

Кинематическая вязкость нефтей различных месторождений колеблется от 2 до 300 мм²/с (сСт) при 20 °С и для большинства нефтей обычно не превышает 40–60 мм²/с. Определение вязкости имеет большое значение при проектировании разработки нефтяных месторождений, методов воздействия на пласт, а также транспортировки нефти по трубопроводам.

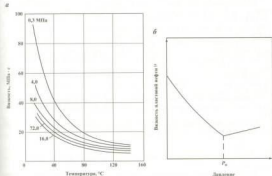


Рис. 4.5. Зависимость вязкости пластовой нефти от температуры (а) и давления (б)

Измерение вязкости проводится на специальных приборах – вискозиметрах.

С вязкостью непосредственно связан еще один параметр нефти – ее *текучесть*, представляющей собой величину, обратную вязкости:

$$\phi = 1/\mu.$$

Важнейшее свойство нефти, во многом определяющее ее способность перемещаться (мигрировать) в системе пластовых флюидов, является *поверхностное натяжение*.

В системе единиц СИ поверхностное натяжение измеряется в Дж/м² или Н/м (ньютон на метр). В системе единиц СГС поверхностное натяжение измеряется в дин/см (в динах на см).

Поверхностное натяжение – это сила, с которой нефть сопротивляется изменению своей поверхности. Это свойство обусловлено молекулярно-поверхностными свойствами нефти на границе различных фаз: нефти и газа, нефти и пластовых вод, нефти и поверхности твердого тела (коллектора). Внутри жидкости (нефти, воды) силы притяжения между молекулами взаимно компенсируются. В поверхностном слое сила компенсации отсутствует. Поэтому на поверхности молекулы обладают определенной потенциальной энергией. В связи с этим, *поверхностное натяжение можно рассматривать как избыток свободной энергии, сосредоточенной на 1 см² единицы поверхностного слоя на границе раздела фаз*.

$$E = \sigma \cdot s,$$

где σ – поверхностное натяжение; s – суммарная поверхность двух фаз.

Физико-химические свойства поверхностей раздела твердой (порода) и жидкой фаз (нефть, пластовая вода) и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей, в том числе гидрофильностью – способностью вещества считываться жидкостью и гидрофобностью – способностью вещества не считываться жидкостью⁹.

Интенсивность смачивания характеризуется величиной краевого угла смачивания, образованного поверхностью твердого тела с касательной, проведенной к поверхности жидкости из точки ее соприкосновения с поверхностью (рис. 4.6).

Величина поверхностного натяжения нефти значительно меньше, чем у воды, что во многом определяет возможность ее продвижения по коллекторам во вмещающих породах (табл. 4.2).

Сжимаемость нефти, нефти и все жидкости, обладает упругостью, то есть способностью изменять свой объем под действием внешнего давления.

Уменьшение объема характеризуется коэффициентом сжимаемости (или коэффициентом объемной упругости) β :

$$\beta_v = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}.$$

⁹ Капля жидкости может растекаться по поверхности, если поверхность хорошо смачивается. Если поверхность плохо смачивается, то капля растекается не будет. Иными словами, капля воды или нефти на поверхности стекла стремится приобрести форму шара. В то же время капля нефти на поверхности воды распространится в виде пленки по ее поверхности.

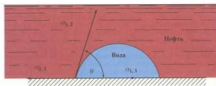


Рис. 4.6. Форма капли на различных границах соприкасающихся фаз. Краевой угол измеряется в сторону более полярной фазы, в данном случае воды

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. Если нефть не содержит растворенный газ, она обладает сравнительно низким коэффициентом сжимаемости (0,4–0,7 ГПа⁻¹). Легкие нефти со значительным содержанием растворенного газа – повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 ГПа⁻¹). В связи с этим с увеличением плотности нефти коэффициент сжимаемости уменьшается, а с увеличением количества растворенного углеводородного газа – возрастает. Коэффициент сжимаемости увеличивается также с ростом температуры.

Температура кипения нефти. Температура кипения нефти зависит от содержания в ней тех или иных компонентов и от их строения. Чем выше концентрация в нефти легких углеводородов, тем ниже ее температура кипения.

Температура плавления, температура застывания и теплота сгорания нефти.

Плавление – это процесс перехода вещества из твердой фазы в жидкую при повышении температуры до точки плавления. Этот процесс во многом зависит от состава вещества и давления. При постоянном внешнем давлении плавление чистого вещества происходит при постоянной температуре. В связи с тем, что в нефтях содержится много различных по составу компонентов, температура плавления определяется как интервал температуры.

Так, например, температура плавления нефти из Верхнепермских отложений месторождения Кенкиня (Прикаспий) по данным И.Б. Дальяна и З.Е. Булужбева (1993) составляет 49–51 °С.

Температура застывания – это процесс перехода вещества из жидкой фазы в твердую. За температуру застывания принимают температуру, при которой уровень нефти, помещенной в пробирку, при наклоне в 45° не изменяется. С практической точки зрения температура застывания – это

Таблица 4.2

Усредненные значения поверхностного натяжения нефти и воды

Поверхностное натяжение	Нефть	Вода
дин/см	25–30	73
Дж/м ²	0,03	0,07

условия, при которых жидкие нефти утрачивают такое свое качество, как текучесть, что весьма важно при расчетах технико-экономических показателей разработки месторождений, а также строительства трубопроводов. Наблюдается прямая зависимость температуры застывания нефти от содержания в ней твердых парафиновых углеводородов и обратная от концентрации в ней смол.

Встречаются нефти с пласовой температурой застывания, для которых характерно значительное содержание твердых парафинов. Беспарафинистые нефти, как правило, имеют отрицательные температуры застывания.

Поэтому температура застывания нефтей колеблется в широких пределах. Так, например, большинство нефтей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции имеют температуру застывания около 0 °С, а нефть месторождения Оха (Сахалин) не застывает даже при температуре ниже -30 °С, что позволяет использовать ее для получения арктических масел.

В целом процесс плавления происходит с поглощением температуры, а процесс застывания — с выделением тепла.

Теплота сгорания (калорийность топлива) характеризует количество тепла, выделившегося при сгорании несвоей единицы вещества. Это — одно из важнейших свойств каустобитумов: способность давать тепловую энергию. Теплота сгорания рассчитывается по формуле: $H = Q/t$, где Q — количество теплоты, выделившейся при сгорании массы $[m]$ вещества. В среднем теплота сгорания нефти составляет 10400–11000 ккал/кг (43250–45500 Дж/кг).

Наибольшая теплота сгорания у газа и нефти. Значительно меньше — у торфа и горючих сланцев (табл. 4.3).

Теплоту сгорания определяют методом сжигания топлива в специальных аппаратах — калориметрических бомбах.

Растворимость и растворимость способность нефти. Как правило, нефтям в тех или иных объемах сопутствует природный газ. Часть этого газа может быть растворена в пластовой нефти. Поэтому способность нефти растворить углеводородные газы является очень важным параметром при геологических исследованиях, в нефтегазопромысловых геологии и разработке месторождений.

Теоретически в одном кубическом метре нефти может раствориться до 400 кубических метров газа. Практический объем газа $[m^3]$, растворенный в одном кубическом метре нефти редко превышает 100 m^3/m^3 . Это соотношение называется газовым фактором. Газ находится в растворенном состоянии в нефти до достижения давления насыщения (давления, при котором из нефти начинают выделяться пузырьки газа). Если объем газа в залежи намного превышает объем нефти, то при температуре пласта 90–100 °С и давлении 200–250 атм часть жидких углеводородов нефти переходит в па-

рообразное состояние и растворяется в газе. Этот процесс называется репрессорным (обратным) испарением.

При снижении пластового давления конденсат начинает выпадать в жидкую фазу. Этот процесс называется обратной конденсацией. Аналогичный процесс может произойти в процессе разработки газоконденсатного месторождения, если не соблюдается искусственное поддержание пластового давления. Ярким примером этого служат газоконденсатные месторождения Галле (Узбекистан), когда в процессе эксплуатации залежи без поддержания пластового давления в результате обратной конденсации образовалась искусственная нефтяная оторочка.

Нефть, как природный раствор (об этом мы уже говорили выше), обладает уникальной способностью самообилизации или саморастворимости. Поэтому в ней в жидком состоянии присутствуют высокомолекулярные углеводороды, которые в нормальных условиях являются твердыми веществами, например метановые углеводороды (парафины) нормального строения C_{12} и выше.

Экспериментально доказано, что если в результате разгонки убрать из нефти средние фракции и соединить легкокипящие фракции с высококипящими, часть твердых веществ, в том числе твердых парафинов и смол, часть компонентов, может выпасть в осадок — система саморастворимости будет нарушена.

Парафины присутствуют практически во всех нефтях и по их содержанию выделяют три группы нефтей: малопарафиновые (содержание до 1,5 %), парафиновые (1,5–6,05 %) и высокопарафиновые (более 6 %). В некоторых нефтях содержание парафинов достигает 15–20 %.

Растворимость нефти в воде очень мала и зависит от конкретных соединений, присутствующих в нефти, пластового давления и температуры, а также минерализации пластовых вод.

При прочих равных условиях наиболее трудно растворимы в воде нормальные алканы, легче растворяются ароматические углеводороды. Цикланы (нафтеновые углеводороды) занимают промежуточное положение.

В целом, растворимость компонентов нефти в воде возрастает в ряду: алканы — цикланы — арены — смолы. Растворимость различных компонентов нефти в воде возрастает с ростом температуры. С увеличением давления и минерализации пластовых вод — падает.

Электрические свойства. Важнейшими параметрами, характеризующими электрические свойства растворов, являются электропроводность и электрическое сопротивление. **Электропроводность** — это способность вещества пропускать через себя электрические заряды под воздействием электрического поля. **Электрическое сопротивление** — свойство вещества препятствовать распространению электрического тока. Удельное электрическое сопротивление в системе единиц СИ выражается в Ом·м. Чем выше значения удельного электрического сопротивления, тем хуже вещество пропускает через себя электрический ток. Так, например, удельное электрическое сопротивление пластовых вод нефтяных месторождений составляет в среднем 0,05–1,00 Ом·м, а дистиллированной воды — 10^{-3} Ом·м. Нефть обладает высоким удельным сопротивлением: 10^{15} – 10^{14} Ом·м и является диэлектриком.

На этих свойствах нефти, пластовых вод и вмещающих пород базируется один из методов геофизических исследований скважин — электрический каротаж, то есть дифференциация горных пород и полезных иско-

Таблица 4.3

Удельная теплота сгорания некоторых каустобитумов [по данным В.В. Сенинкова, И.В. Висоцкого, Ю.И. Коргановой и др., 1987]

Удельная теплота сгорания, МДж/кг	Горючий природный газ	Нефть	Антрацит	Каменный уголь	Бурая уголь	Торф	Горючий сланец
	46	45	35	34	28	14	9

паемых по удельному электрическому сопротивлению. Этот метод был впервые разработан в 1926 году братьями Шломерже.

На отличиях в электрических свойствах веществ базируются также некоторые другие полевые геофизические методы, в частности электроразведочные работы.

Оптические свойства. Нефти оптически активны, то есть обладают способностью вращать плоскость поляризованного луча света, преломлять световые лучи, люминесцировать и др.

Большинство нефтей вращают плоскость поляризованного света вправо, хотя известны некоторые нефти, вращающие плоскость поляризованного света влево.

Это качество унаследовано нефтью от исходного органического вещества пород, поскольку образование веществ, обладающих оптической активностью, характерно для биологических систем.

Установлено, что основными компонентами, определяющими оптическую активность нефти, являются высокомолекулярные полициклические углеводороды – стераны и терпены (об углеводородном составе нефтей мы расскажем ниже).

Исследования показывают, что имеется прямая зависимость между возрастом нефти и углом поворота поляризованного луча: чем моложе нефть, тем больше угол поворота.

При изучении физических свойств нефтей большое значение имеет изучение показателя преломления (коэффициент рефракции). Величина показателя преломления зависит от длины волны падающего света и температуры. Практическое применение показателя преломления при изучении такого сложного раствора, как нефть, ограничено, но он является надежной характеристикой чистоты индивидуальных соединений и сохраняет свое значение для изучения отдельных компонентов нефти и ее фракций. Величина показателя преломления зависит от относительного содержания углерода и водорода в нефти или ее фракциях. В гомологических рядах показатель преломления растет от метановых углеводородов ($n = 1,3575-1,4119$) к нафтеновым, и далее к ароматическим ($n = 1,4200-1,5011$).

Изменение показателя преломления широко используется в аналитических работах. Так, при необходимости отделить метановые + нафтеновые углеводороды от ароматических, находящихся во фракции НК-200 °С, границу разделения определяют по изменению показателя преломления. Показатель преломления определяют на специальных приборах – рефрактометрах при температуре 20 °С.

Нефти обладают таким свойством, как флуоресценция (один из видов люминесценции) – явление свечения нефти после освещения ее светом, что зрительно фиксируется наличием радужной окраски поверхности и отраженным свете. Это свойство нефти мы очень часто наблюдаем в повседневной жизни, когда видим на поверхности обыкновенной лужи радужные разводы от пролившихся нефтепродуктов¹.

¹ В конце XVIII – начале XIX века способность нефти флуоресцировать использовалась в качестве нефтяного критерия. Для того чтобы отличить радужные пятна на поверхности водного источника, образованные нефтью в практически не отличимых от них вязкими радужными пятнами, образованными в результате наличия на поверхности водного источника жидкого жира, начали пытаться разбить обыкновенные бутылки. Пятна, образованные гидрокарбонидом жидкого жира, разбивались на отдельные части. Пятна нефти тут же смыкались по всей поверхности воды (см. поверхностное натяжение нефти).

При облучении нефти ультрафиолетовыми лучами нефть светится различными оттенками цвета – люминесцирует. Легкие нефти обычно интенсивно светятся голубым цветом. Тяжелые нефти – желтовато-бурым, что обусловлено, главным образом, наличием в них высокого содержания смол, асфальтенов и порфиринов. На этих свойствах нефти основаны различные методы исследований, в частности люминесцентно-биологический анализ органического вещества пород, люминесцентная микроскопия и люминесцентные спектроскопии. Эти методы обладают высокой чувствительностью, экспрессивностью и простотой проведения анализов. Поэтому они широко используются в геологии на начальном этапе проведения геохимических работ.

Средняя молекулярная масса большинства нефтей равна 250–300.

Мы ознакомились, какими физико-химическими свойствами обладают нефти. Теперь нам необходимо вспомнить об очень важных показателях состава нефтей. Это элементный, изотопный, фракционный и групповой углеводородный составы нефтей.

4.3. ЭЛЕМЕНТНЫЙ, ИЗОТОПНЫЙ, ФРАКЦИОННЫЙ И ГРУППОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВЫ НЕФТЕЙ

Из предыдущих разделов вы уже знаете, что **элементный состав** характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов. Это – углерод, водород, сера, кислород и азот. Эти компоненты входят в состав органического вещества пород (см. табл. 3.3) и в состав исходных продуктов, из которых оно образовалось (см. табл. 2.1), а также в состав нефтей. В элементном составе нефтей содержание углерода составляет порядка 83–87 % а водорода – 12–14 %. Суммарное содержание остальных компонентов в нефтях не велико и редко достигает 3–6 %, в основном за счет высокого содержания серы (до 3 % и более). Концентрация азота в нефтях составляет десятые и сотые доли процента, а кислорода, как правило, менее 2 % (табл. 4.4).

В табл. 4.4 приведены примеры элементного состава нефтей некоторых месторождений Российской Федерации. Приблизительно такие же соотношения этих элементов характерны и для нефтей любых других регио-

Таблица 4.4
Элементный состав нефтей

Месторождение	C	H	O	S	N
Арланское (Башкортостан)	84,42	12,15	0,06	3,04	0,33
Грозненское (Чеченская республика)	83,90	13,10	0,80	0,13	0,07
Керобинское (Волгоградская область)	83,10	13,72	0,02	1,07	0,09
Моздокское (Среднебулгарская область)	83,85	12,02	0,85	3,00	0,31
Олеу (Самаранская область)	87,15	11,85	0,27	0,30	0,43
Радзисское (Куйбышевская область)	82,70	11,72	2,14	3,03	0,31
Ромашкинское (Татарстан)	83,34	12,65	0,21	1,62	0,18
Самонское (Западная Сибирь)	86,23	12,30	0,25	0,63	0,10
Томское (Западная Сибирь)	83,92	12,88	0,36	0,66	0,18
Утинское (Коми)	83,47	12,19	1,93	0,09	0,20

нов. Для элементного состава нефти характерно значительное преобладание углерода и водорода над остальными компонентами и анализом их колебаний не зависит от геологических особенностей образования и размещения нефти. И это понятно, углерод и водород являются составными частями основы всех нефтей – углеводородов.

Большой интерес при изучении геохимической истории нефтей представляет их **изотопный состав**. При этом изучается поведение соотношений в нефтях масс стабильных изотопов углерода C^{12} и C^{13} , водорода H^1 (протия) и H^2 (дейтерия – D), серы (S^{32} и S^{34}) и азота (N^{14} и N^{15}).

Количественные изменения соотношений различных изотопов в нефтях относительно невелики и составляют: C^{12}/C^{13} от 91 до 94, H^1/D от 3895 до 4436, S^{32}/S^{34} от 22,0 до 22,5 и N^{14}/N^{15} от 273 до 277.

Тем не менее, это не мешает сравнивать нефти многопластовых месторождений, а также нефти в регионально продуктивных горизонтах. Однако здесь следует учитывать, что различные компоненты нефти имеют неодинаковый изотопный состав. Так, например, бензиновые фракция нефтей характеризуются несколько обедненным изотопным составом углерода. Наблюдаются и отклонения в изотопном составе различных классов соединений: ароматические углеводороды несколько богаче изотопом C^{13} , чем метановые углеводороды.

Соотношения изотопов в нефтях можно выразить также при помощи величины «приращения» (δ) какого-либо одного из пары изотопов.

Величины приращения могут иметь как положительные, так и отрицательные значения. Если величина приращения имеет положительное значение, то это означает, что содержание более тяжелого изотопа в образце больше, чем в стандарте. Если величина приращения – отрицательное число, то наоборот.

Одной из важнейших характеристик нефти, используемой как в геохимии, так и в переработке нефти, является ее **фракционный состав**, т.е. разделение нефти на фракции по температурам кипения.

При атмосферном давлении путем перегонки из нефти выделяют фракции, отличающиеся друг от друга определенными пределами выпаривания: **петролейный эфир** (начало кипения – 40 °С), **бензиновая** (40–140 °С), **лигроиновая** (140–180 °С), **керосиновая** (180–220 °С) и **дизельная** (220–350 °С). В дизельной фракции выделяют легкий газойль (180–350 °С) и соляровый газойль (220–350 °С). Фракции, выпаривающиеся до 350 °С, называются светлыми, а выпаривающиеся после 350 °С – мазутом.

Установки, на которых перегонку осуществляют при атмосферном давлении, называют атмосферными. Выделить из нефти фракции, выпаривающиеся при более высокой температуре при атмосферном давлении нельзя, так как некоторые углеводороды при таких условиях начинают разрушаться. Поэтому для более глубокого фракционирования давление повышают до 7–8 кПа, что позволяет получать как топочные, так и более тяжелые, так называемые масляные фракции.

В промышленности для получения бензина из мазута применяется термический крекинг (об этом изобретении В.Г. Шухова мы говорили в разделе «Введение»).

Для этого используется так называемый «вакуумный дистиллят». Мазут разгоняют под вакуумом в интервале температур 300–500 °С и получают вакуумный газойль (вакуумный дистиллят), и остаток – гудрон (более 500 °С), который в основном используется в строительстве.

Таблица 4.5

Средние значения некоторых параметров состава и свойств нефтей (по В.С. Соболеву, 1978, с изменениями)

Нефтегазовая провинция, расположение месторождения	Средняя глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Выход фракции НК-300 °С, %	Метановый, %	Нафтеновый, %	Ароматический, %
Титано-Печерская, Ю.В. Прикаспия	766	0,870	39,7	49,9	35,5	14,6
Волго-Уральская, Урало-Поволжье	1668	0,860	43,8	61,4	23,8	14,8
Волго-Уральская, Нижнее Поволжье	1708	0,840	49,5	43,7	47,4	8,9
Приморская, надольные отложения Эмбы	740	0,856	41,0	34,2	54,6	11,2
Западно-Сибирская, Южные районы	2280	0,855	43,5	37,3	26,3	16,1
Западно-Сибирская, Северные районы	2387	0,804	64,3	41,3	40,0	18,2
Восточно-Сибирская, Иркутский нефтегаз	2009	0,804	59,9	72,4	16,5	11,1

В геохимии нефти фракцию, выпаривающуюся до 200 °С, называют бензиновой, от 200 до 300 °С – керосиновой, а фракцию, выпаривающуюся при температуре более 300 °С, – масляной.

Как правило, чем ниже плотность нефти, тем выше выход светлых фракций, выпаривающихся до 350 °С. Так, например, в Яргской нефти (республика Коми), имеющей плотность близкую к единице, выход светлых фракций составляет всего около 18 %, а в легкой Самогорской нефти (Западная Сибирь) выход светлых фракций около 60 %.

Естественно, в зависимости от температуры кипения в различные фракции попадают разные по своему строению углеводороды. Для выяснения их общей характеристики определяется так называемый **групповой углеводородный состав нефти**: суммарное содержание в определенной фракции метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Здесь следует обратить особое внимание на то, что если в какой-либо научной литературе или научном, или производственном отчете используются данные по групповому углеводородному составу нефти, то обязательно должно быть указание, в какой именно фракции проводился анализ. Ниже приведены примеры группового углеводородного состава нефтей (фракция НК-300 °С) некоторых нефтегазовых провинций (табл. 4.5).

В геохимии нефти широко используется классификация нефтей по групповому углеводородному составу. О ней мы подробно расскажем в разделе «Геохимические классификации нефтей», а сейчас давайте рассмотрим, какие углеводородные и неуглеводородные компоненты входят в состав нефтей.

4.4. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОМПОНЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕЙ

Благодаря современным аналитическим методам наука обладает достаточно глубокими знаниями о составе нефтей, конденсатов и природ-

ных газов (в составе газовых конденсатов и природных газов мы расскажем в соответствующих разделах). Каждый из этапов освоения углеводородных флюидов, а именно: поиски – разведка – разработка – транспорт – хранение – переработка и потребление конечного продукта предъявляет свои специфические требования к типизации нефти, которые могли бы наиболее полно удовлетворить исследования, проводившиеся на каждом из них.

Понятно, что универсальной классификации, отвечающей потребностям всех, не существует, хотя попытки ее создать предпринимались некоторыми исследователями. Наиболее полная формально-логическая классификация нефтей была разработана академиком А.Э.Контровичем, который все нефти подразделил на 180(!) классов, отличающихся друг от друга по своим физико-химическим характеристикам. Однако, эта классификация из-за своей сложности имеет в основном теоретическое и методологическое значение.

В настоящее время имеются многочисленные специализированные химические и технологические классификации нефтей, в той или иной степени удовлетворяющие решению задач, стоящих перед исследователями разных конкретных специальностей, в том числе и геологов-нефтяников. Однако классификация, позволяющей с максимальной доступностью рассказать о составе нефтей с точки зрения применения тех или иных геохимических показателей при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений, не существует. Поэтому мы специально для этой книги разработали схему, позволяющую иметь общее представление о составе нефтей и о том, какие ее компоненты в той или иной мере используются в нефтегазопромышленной геохимии (рис. 4.7).

Безусловно, изложение основ органической химии не является задачей этого учебника, однако давайте в самом общем виде сформулируем круг вопросов, которые нам придется решать с помощью изучения компонентного состава нефтей.

Прежде всего, это проведение корреляции в системах нефть – нефть в одновозрастных и разновозрастных отложениях. Как видно из рис. 4.7, это мы сможем сделать, если детально изучим и составим углеводородный и неуглеводородный состав нефтей. Но для такого сравнения необходимо из огромного набора компонентов выбрать наиболее информативные, и здесь без глубоких знаний об их молекулярном строении и физико-химических свойствах не обойтись. Иначе можно самому допустить ошибку или не заметить ошибку других.

Например, если мы изучаем нефтяные многопластовые месторождения, то в случае однородности нефтей можно предположить, что месторождение образовалось в результате вертикальной миграции углеводородов и с помощью комплекса геолого-неохимических исследований, в том числе и органического вещества пород, выявить источник генерации углеводородов. Если нефтя будут отличаться друг от друга по своему составу, то нам будет необходимо ответить на вопрос, эти отличия являются генетическими или нет. Иными словами, в геологическом разрезе имеются несколько источников генерации углеводородов или выделенные отличия связаны с специфической литохимической или термобарической обстановкой в разных залежах. Может быть, изменения в компонентном составе обусловлены вертикальной миграцией нефти из нижележащей залежки?

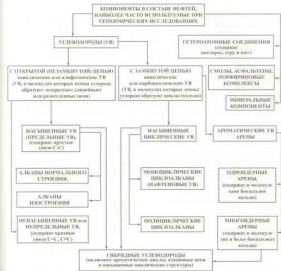


Рис. 4.7. Компоненты нефтей, используемые при геохимических исследованиях

Безусловно, чтобы ответить на эти вопросы, мы должны хорошо знать не только состав нефтей, но и физико-химические свойства ее компонентов.

Предположим, мы изучаем нефть в регионально продуктивном горизонте. Сопоставляя состав нефтей из разных месторождений, можно будет в первом приближении ответить на вопрос о возможности наличия одного или нескольких источников поступления углеводородов в продуктивные отложения. В комплексе с результатами детальных геологических исследований, в том числе истории геологического развития территории и времени образования замкнутых ловушек, нам будет необходимо провести корреляцию в системах нефть – органическое вещество предполагаемых нефтематеринских пород. Для этого по составу нефтей и органического вещества мы должны достаточно надежно идентифицировать нефтематеринскую породу, реконструировать тип исходного для данных нефтей органического вещества (ОВ), выявить условия его накопления, определить физическую

обстановку и окислительно-восстановительные условия среды. С помощью применения соответствующих геохимических показателей выяснить истинность микробиологической трансформации органического вещества в дагестензе, а также степень катагенного преобразования ОВ пород. Результаты исследований помогут нам определить «геологический возраст» нефти и, сопоставив его с результатами палеорекострукции территории и конкретных ловушек, установить время возможного формирования тех или иных месторождений углеводородов. Полученные материалы лягут в основу оценки перспектив нефтегазоносности и определят стратегию поисков новых скоплений углеводородов, а в конечном итоге позволяет выбрать наиболее рациональные и экономически выгодные направления поисково-разведочных работ. Таким образом, практически на всех стадиях геологических работ мы будем постоянно сталкиваться с необходимостью изучения компонентного состава нефтей и, в первую очередь, ее индивидуального углеводородного состава. Помните, мы уже говорили, что с помощью современных аналитических методов в нефтях в настоящее время выявлено свыше тысячи индивидуальных углеводородов, в том числе сложного и своеобразного строения. Более 300 из них хранят информацию о составе исходного органического вещества. Ал.А. Петров из всех углеводородов нефти выделил две группы: углеводороды, утратившие черты строения исходных биоорганических молекул и углеводороды их сохранения. Углеводороды (и неуглеводородные компоненты, прим. наш), сохранившие ископаемые биомолекулы (или их узнаваемые фрагменты), называют биометками или биомаркерами.

В геологической литературе достаточно часто употребляется и другое, теперь уже общепринятое название, – «хемофоссилии». Хемофоссилии чаще всего используются как важнейшие геохимические критерии при корреляциях нефть – нефть и нефть – органическое вещество пород. Некоторые хемофоссилии идентифицируются с помощью хроматографических методов анализа, но подавляющее большинство высокомолекулярных и сложно построенных углеводородов – с помощью хромато-масс-спектрометрических методов [рис. 4.8].

Удачный набор строения некоторых углеводородных хемофоссилий показан на рис. 4.9 и заимствован нами из работы Е.В. Соболевой (2003).

С позиций органической химии углеводороды нефтей подразделяются по своему строению на две большие группы: углеводороды, в молекулах которых атомы углерода образуют открытые («линейные») или разветвленные цепи и углеводороды, в молекулах которых атомы углерода образуют кольца.

Углеводороды в молекулах, которых атомы углерода соединены простыми связями (C–C) называются **метановыми углеводородами**. В литературе, в том числе и геологической, встречаются различные названия, подразумевающие метановые углеводороды. Это – **алканы, алифатические, парафиновые, насыщенные или предельные углеводороды**. Все это один и те же углеводороды, которые имеют общую формулу C_nH_{2n+2} .

Алканы образуют **гомологический ряд**¹, в котором каждый следующий углеводород имеет на один атом углерода и два атома водорода больше, чем предыдущий.

¹Гомологический ряд (от гр. *homo* – подобный) – группы органических соединений, отдельные члены которых (гомологи) отличаются друг от друга на одну или больше метановых групп CH_2 .



Рис. 4.8. Компоненты нефтей, используемые для генетических сопоставлений

Алканы могут представлять собой линейные или разветвленные цепочки атомов углерода. Углеводороды, образованные линейными цепочками называются **нормальными алканами**, а с разветвленными цепочками – **изоалканами**².

Простейший представитель алканов – метан. Его молекула имеет один атом углерода и четыре атома водорода. Следующие простейшие по строению алканы это – этан и пропан. Их формулы, соответственно: CH_4 – метан, C_2H_6 – этан и C_3H_8 – пропан.

Начиная с бутана, имеющего формулу C_4H_{10} , углеводороды могут иметь нормальное строение (линейная цепочка), и изостроение (разветвленная цепочка). У бутана имеется всего один изомер – изобутан. У нормального пентана – уже два изомера.

При обычных условиях метановые углеводороды нормального строения находятся в разных фазовых состояниях. Начиная с метана (CH_4) и до бутана включительно (C_4H_{10}) – это газы. Начиная с нормального пентана (C_5H_{12}) и до нормального гексадекана ($n-C_{16}H_{34}$) – жидкости. Начиная с нормального гексадекана ($n-C_{16}H_{34}$) – твердые вещества.

²Изо-, греч. – «иной», равный, подобный. Например, изобутан т.е. изобутил бутану, изодан, изотоп, изомеры и т.д. Термин «изомеры» алканов введен в 1830 г. известным химиком И.Я. Берцелиусом после того как было установлено, что динитрогеном (HO_2CN) идентичен по составу трихлорид азота (Cl_3N). Это явление он сформулировал очень четко: «Соединения, у которых один и тот же состав, но различный порядок связи атомов в молекуле, называются изомерами».

н-АЛКАНЫ



C_nH_{2n+2} алканов

ИЗОСТЕРАНЫ ($C_{10}-C_{12}$)



сг К = $H_2-CH_2-C_7H_{15}$

ГОПАНЫ ($C_{11}-C_{12}$)



сг К = $H_2-CH_2-C_9H_{21}$

ИЗОПРЕНОВЫЕ УВ



$C_{10}H_{18}$ 2, 6, 10, 14 - тетраметилпентадиен кристалл

ДИСТЕРАНЫ



сг К = $H_2-CH_2-C_9H_{21}$

ОЛЕАНЫ



ГАММАТЕРНЫ



Рис. 4.9. Примеры строения некоторых хемофосфилей нефти

Углеводороды нормального строения и их изомеры имеют одинаковую формулу (и одинаковую молекулярную массу), но отличаются друг от друга строением и физико-химическими свойствами. Так, например, температура кипения н-бутана – 0,5 °С, а изобутана +11,73 °С.

Приведем несколько примеров строения алканов нормального и изо- строения. Так, например, выглядят структурные формулы: нормального гексана (C_6H_{14})

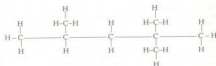


и изогексана (C_6H_{14})



Такой вид изомерии называют структурной изомерией, а приведенные формулы гексана и изогексана называются структурными. Они показывают, какие атомы и в каком количестве входят в молекулу углеводорода.

В литературе, при изображении структуры строения молекулы, часто можно увидеть полную (развернутую), и краткую (звеньевую) формулы. Так выглядят развернутая формула изоктана (C_8H_{18}):



А так изображается его краткая (звеньевая) формула:



В изоктаме имеется четыре типа углеродных атомов: атомы 1, 5, 6, 7 и 8 связаны только с одним углеродным атомом – такие атомы углерода называют первичными, атом 3 с двумя (2 и 4). Такой атом называется вторичным. Атом 4 связан тремя атомами углерода (с 3, 5 и 6). Поэтому он является третичным углеродным атомом. Углеродный атом 2 называется четвертичным, так как он связан с четырьмя атомами углерода. Такое соединение углерода является наиболее стабильным, поэтому в бензиновых фракциях нефти из высокотемпературных залежей углеводороды с четвертичным атомом углерода преобладают над другими типами углеводородных соединений, имеющих разное число углеродных атомов. Поэтому некоторые геохимические критерии сопоставления нефтей базируются на использовании индивидуальных углеводородов, имеющих в своей структуре четвертичный атом углерода.

Алканы нормального строения и их изомеры, хотя и имеют одну и ту же структурную формулу и молекулярный вес, могут значительно отличаться друг от друга по своим физико-химическим свойствам (табл. 4.6).

Из табл. 4.6 следует, что с увеличением числа углеродных атомов температура кипения и плавления у метановых углеводородов нормального строения растет, причем разница в температурах кипения соседних гомологов у нормальных алканов C_5-C_{18} составляет 20–30 °С и постепенно она

Таблица 4.6

Некоторые физические свойства алканов нормального строения

Название	Формула	Температура кипения (°С)	Температура плавления (°С)	Количество изомеров
н-Бутан	C_4H_{10}	-0,5	-138,3	2
н-Пентан	C_5H_{12}	36,2	-129,8	3
н-Гексан	C_6H_{14}	68,7	-95,3	5
н-Гептан	C_7H_{16}	98,5	-90,6	9
н-Октан	C_8H_{18}	125,7	-56,8	18
н-Нонан	C_9H_{20}	150,8	-53,6	35
н-Декал	$C_{10}H_{22}$	174,0	-29,7	75

*Принято составление краткой (звеньевой) формулы можно прочитать в любом учебнике по органической химии для ВУЗов.

уменьшается до 15 °C у углеводородов $C_{12}-C_{28}$. Такая закономерность наблюдается для всех метановых углеводородов нормального строения.

Все алканы легче воды, их плотность не превышает 0,8 г/см³. Они практически не растворимы в воде, но хорошо растворимы в органических растворителях.

В связи с тем, что у метановых углеводородов все углеродные связи насыщены, эта группа углеводородов химически относительно инертна и не способна к реакциям присоединения. Однако для них характерны реакции замещения (особенно с галогенами), дегидрирования, изомеризации и окисления.

Основные химические превращения алканов идут только при сообщении им достаточно высокой энергии в основном за счёт температуры. При этом может произойти или разрыв связи C-H с последующей заменой атома водорода на другой атом или группу атомов (реакции замещения), или же разрыв молекулы по связи C-C (реакции расщепления).

Алканы содержатся практически во всех нефтях. Если их концентрации превышают 50 %, то такие нефти называются метановыми. Учитывая относительную инертность этих углеводородов, как уже было сказано выше, метановые нефти чаще всего распространены в отложениях, характеризующихся достаточно жесткой термобарической обстановкой.

Так, например, метановые нефти, в которых содержание алканов достигает 70 %, распространены в глубоких горизонтах Восточной Сибири (Марковское месторождение), в Ставропольском крае (Озек-Суат), в Западной Сибири (Самотлор), на Сахалине (Тулгор, Паромай) и др.

По содержанию легких алканов строения $C_7H_{12}-C_8H_{18}$ можно судить о степени метаморфизма нефтей, так как с увеличением степени метаморфизма происходит заметное увеличение концентрации алканов нормального строения по сравнению с их изомерами. С ростом катагенеза в метановых углеводородах строения $C_{12}-C_{22}$ происходит закономерное увеличение доли высокомолекулярных углеводородов по сравнению с высокомолекулярными. Для идентификации этого процесса используется соотношение $n-C_{12}+n-C_{21}/n-C_{22}+C_{23}$. Особое место в геохимических исследованиях занимают так называемые коэффициенты нечетности, которые используют не только как коррелятивный признак нефтей, но и как показатель степени их «зрелости», а также состава исходного органического вещества.

Высокая концентрация алканов нормального строения $C_{12}-C_{23}$ с преобладанием «нечетных членов» характерна для нефтей, генерированных органическим веществом, в составе которого большая часть принадлежала низшим организмам (бактериям и водорослям). По данным А.Н. Гусевой и Е.В. Соболевой (1989) этот признак особенно ярко проявляется при изучении нефтей, образовавшихся из нефтематеринских девонских и более древних отложений, когда в биомассе Земли еще отсутствовали высшие растения. Высокое содержание алканов нормального строения $C_{22}-C_{25}$ и также преобладание в них «нечетных членов» наблюдается в нефтях, генерированных органическим веществом, в составе которого участвуют липиды высших наземных растений.

Следует особо отметить, что геохимические критерии с использованием алканов нормального и изостроения можно использовать только в том случае, если нефти не подвергались микробактериальной атаке, так как алканы нормального строения, в первую очередь состава $C_{12}-C_{28}$, в зоне гипергенеза подвержены биодегградации (рис. 4.10).

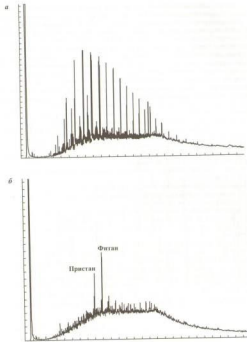


Рис. 4.10. Хроматограммы исходной нефти (а) и после ее биодегградации в жидкой среде под пленкой газа ФЭ (б) Д.А. Филатова, Томск, 2009.
Изо- $C_{12}H_{26}$, Фитан — изо- $C_{13}H_{28}$

Как следует из рис. 4.10 с помощью хроматографических методов можно не только надежно идентифицировать стадии биодегградации нефтей, но и использовать этот метод в решении проблем защиты окружающей среды.

А теперь давайте остановимся на изоалканах, геохимическое значение которых, трудно переоценить. Это так называемые регулярные изопреноиды, отличительной особенностью которых является наличие метильной группы у каждого четвертого атома углерода. Все эти углеводороды имеют разветвления соответственно у 2 и 6, у 2, 6 и 10 и у 2, 6, 10 и 14 и т.д. атомов углерода. Такое строение регулярных изопреноидов (еще их называют «изопренианы») обусловлено сдвигением изопренивых групп по принципу «голова – хвост» (рис. 4.11). Об этой особенности строения углеводородов, входящих в состав живых организмов мы уже вам рассказывали.

Эти углеводороды являются реликтовыми (хемофоссилиями), так называемого изопреноидного типа и рассматриваются как продукты природной полимеризации органических веществ. Впервые изопреноидные углеводороды были выделены из изопрена, входящего в состав природного каучука (поэтому и название). Впоследствии изопренианы были найдены во многих биологических соединениях с изопреноидной структурой, а также их производных — спиртов, кетов, альдегидов и пр. В настоящее время в нефтях надежно определяются изопренианы строения от $C_{10}H_{20}$ до $C_{28}H_{56}$ и выше. Наиболее широко используются в геохимических исследованиях пристан (изо- $C_{19}H_{38}$) и фитан (изо- $C_{29}H_{58}$), содержание которых в нефтях намного выше, чем других изопренианов.

На рис. 4.12 приведено строение регулярных изопреноидных углеводородов состава C_{17} – C_{29} .

Наиболее эффективным методом определения изопреноидных углеводородов является газожидкостная хроматография на капиллярных колонках и хромато-масс-спектрометрия.

Учитывая большое разнообразие изопреноидных алканов и, соответственно, различия в молекулярной массе, они значительно отличаются по температурам кипения и, соответственно, содержатся в различных фракциях нефтей.

По данным А.А. Петрова (1964) суммарное содержание изопреноидных углеводородов в нефтях в среднем составляет 3–4 %, хотя иногда встречаются нефти, где содержание изопренианов значительно выше. Так, например, по данным Г.И. Сафровой в нефти Азено-Саламшского месторождения в Татарии их концентрация составляет 9 %, причем из них соответственно 2,4 и 3,3 % падает на долю пристана (2,6,10,14-тетраметилпентадекан, изо- $C_{18}H_{36}$) и фитана (2,6,10,14-тетраметилгексадекан, изо- $C_{20}H_{42}$). Для ускоренного определения содержания низкокипящих изопреноидов

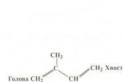


Рис. 4.11. Сдвигение изопренивых групп по типу «голова – хвост»

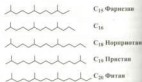


Рис. 4.12. Строение изопреноидных углеводородов C_{17} – C_{29}

(C_{14} – C_{25}), а также углеводородов нормального строения n - C_{22} – n - C_{30} и выше, можно подвергнуть хроматографическому анализу сырую нефть без разделения ее на фракции и получить достаточно четкое разделение этих компонентов, причем на хроматограммах пристан выходит всегда перед пиком n - C_{17} , а фитан – перед пиком n - C_{28} (рис. 4.13).

Одними из геохимических показателей типа исходного органического вещества, а также степени «зрелости» нефтей являются соотношения пристана и фитана и углеводородов нормального строения C_{17} и C_{28} . Эти критерии были предложены американскими учеными Конзоном и Кессоу, которые на основе изучения большого фактического материала предложили использовать график, позволяющий определить тип исходного органического вещества, а так же степень «зрелости» нефти (рис. 4.14).

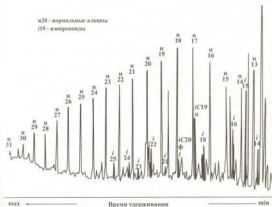


Рис. 4.13. Стандартная хроматограмма сырой нефти

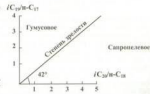


Рис. 4.14. График определения типа исходного органического вещества и степени «зрелости» нефти

Если фактические данные по составу нефтей попадают выше линии раздела, то это означает, что нефти образовались из гумусового органического вещества, в составе которого преобладали липиды высших растений. Точки, попадающие ниже границы раздела, означают, что нефти произошли, в основном, из органического вещества преимущественно сапропелевого типа, в составе которого преобладали остатки низших растений. Смещение точек по направлению к началу координат указывает, по мнению авторов, на увеличение степени «зрелости» нефти.

Еще раз напоминаем. В разделе о генетических типах нефтей мы уже рассказывали о возможных разных путях образования пристав. Поэтому всегда геохимические исследования должны базироваться на использовании нескольких геохимических показателей и обязательно в комплексе с детальным изучением геологического строения территории.

Итак, мы рассмотрели достаточно большую группу насыщенных углеводородов, содержащих простые связи C—C.

Теперь кратко рассмотрим группу ненасыщенных (непредельных) углеводородов, содержащих кратные связи C=C, C≡C. Это — алифатические углеводороды.

По характеру связей между углеродными атомами алифатические (ациклические) углеводороды являются ненасыщенными (непредельными). Они могут содержать разное количество двойных, тройных связей или тех и других одновременно. Наибольший геохимический интерес представляют алкены, или как их еще называют олефины. Эти углеводороды содержат одну двойную связь [C=C]. Первый член гомологического ряда олефинов — этилен, второй и третий, соответственно, пропилен и бутилены (вспомните, этан, пропан, бутан). Структурные формулы этилена, пропилена и бутилена:

Этилен (C_2H_4): $CH_2=CH_2$;

Пропилен (C_3H_6): $CH_2=CH-CH_3$;

Бутилен (C_4H_8): $CH_2=CH-CH_2-CH_3$ и $CH_3-CH=CH-CH_3$.

Олефины — ценнейшее сырье для нефтехимической промышленности. Они образуются в продуктах переработки нефти в результате реакций дегидрирования алканов. В связи с тем, что олефины не идентифицируются в нефтях стандартными методами, до недавнего времени исследователи полагали, что они отсутствуют в природной нефти.

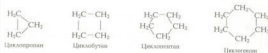
Только совсем недавно Е.Б. Фролов и М.Б. Смирнов, применив метод тонкослойной хроматографии, разработали экспресс-метод определения олефинов в природных нефтях. Им было выяснено, что в нефтях может содержаться до 15 % [1] олефинов (при точности определений 0,1–0,2 %).

По мнению Е.Б. Фролова и М.Б. Смирнова (1990) олефины нефти образуются под воздействием тепла в результате радиоактивного природного излучения. Дальнейшие исследования подтвердили эти предположения. Повышенные концентрации олефинов, как правило, связаны с нефтями, залегающими близко к поверхности фундамента, например, венда-кембрийские и рифейские нефти юга Сибирской платформы, а также нефти, близкие которых обнаружены радионные источники (месторождение Ярга в районе Ухты, в котором содержание олефинов в нефти составляет 8–10 %).

Поэтому, если в нефтях обнаружены олефины, необходимо еще раз детально изучить геологическое строение месторождения с позиций наличия в породах источников радиоактивного распада.

Следующая большая группа углеводородов нефти — это углеводороды, в молекулах которых атомы углерода образуют замкнутые цепи — кольца (циклы), состоящие из трех или более атомов углерода. Их общая формула C_nH_{2n} .

В нефтях цикланы представлены в основном углеводородами, содержащими пять и шесть циклов. В геохимии для их обозначения применяются термины нафтенны или нафтенные углеводороды¹:

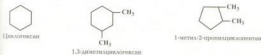


Замещенные цикланы называют и нумеруют так же, как и их ациклические (алифатические) аналоги:



В литературе, в том числе и геологической, замещенные циклоалканы называют по-разному. Например 1-метил-3-этилциклогексан иногда называют 1,3-метилэтилциклогексан.

Для удобства циклоалканы часто изображают в виде геометрических фигур. При этом подразумевается, что во всех углах фигуры находится атом углерода, а все свободные валентности заняты атомами водорода:



В отличие от изомерии алканов, одной из особенностей изомерии цикланов является наличие у них так называемой геометрической (пространственной или по-другому, цис-, транс-) изомерии, связанной с различным расположением заместителей относительно плоскости цикла.

Если у углеводорода заместители расположены по одну сторону от плоскости цикла, такой углеводород называется цис-изомер, если они располагаются по разные стороны, то он называется транс-изомер. Чтобы на-

¹Это название мы дад В.В. Марковника, впервые открывший нафтенные углеводороды в 1833 году в Бакинских нефтях (от слова нафта — нефть. См. раздел «Выделение»).

1,1-диметилциклопентан <i>цис</i>	
1,1-диметилциклопентан <i>транс</i>	

Рис. 4.15. Примеры геометрической (пространственной) изомерии нафтеновых углеводородов

гладко запомнить, что это такое, достаточно посмотреть на положение заместителей у циклопентановых углеводородов строения C_7H_{14} (рис. 4.15).

Среди циклопентановых и циклогексановых углеводородов с увеличением числа углеродных атомов количество *цис*- и *транс*-изомеров возрастает.

Содержание нафтеновых углеводородов в нефти колеблется в достаточно широких пределах, как правило, от 25 % до 75 %. По своим физическим свойствам нафтеновые углеводороды занимают промежуточное положение между метановыми и ароматическими углеводородами. В химическом отношении они достаточно устойчивые соединения. Тем не менее, в результате термokatалитических процессов у них может происходить изомеризация боковых цепей и циклов, а в ходе реакций гидрирования и дегидрирования – разрыв углерод-углеродных связей.

Для цикланов характерна также реакция диспропорционирования (перераспределения) водорода. Цикланы вступают в химические реакции в очень жестких условиях или в присутствии активных катализаторов, в частности платины и никеля.

В нефти также присутствуют бициклические, три-, тетра- и пентациклические нафты, которые достаточно широко используются при геохимических исследованиях. Посмотрим строение некоторых бициклических нафтов (рис. 4.16).

Итак, как мы уже говорили, в молекулярной геохимии используют некоторые три-, тетра-, и пентациклические нафты – углеводороды, сохраняющие черты биологических предшественников – хемофосфилий.

Но свой рассказ мы начнем об одном из наиболее интересных углеводородов трициклического строения – адамантане, хотя он и не является биомаркером. Адамантан принадлежит к типу, так называемых каркасных соединений, структура которых похожа на кристаллическую решетку алмаза.

Свое название – адамантан – древнегреческое (adamas), так в Греции называли алмаз, бриллиант.

Адамантан – это трициклический мостиковый углеводород строения $C_{10}H_{16}$, молекула которого состоит из трех циклогексановых колец, согласно систематической номенклатуре он называется трицикло[3.3.1]декан. Обычно адамантан изображают одним из следующих способов (рис. 4.17).

Уникальной особенностью молекулы адамантана является то, что она одновременно является жесткой и практически свободной от напряжений

*Когда-то старейшему курсовому химико-технологического факультета изустно: «Когда мы говорим студентам геологам, изучающим геологич., что в нефти обнаружен углеводород 1,2-диметилциклопентан *цис*, все они сразу входят в *транс*».

Конденсированные соединения



Бицикло [2.2.1] гептан (норборан)



Бицикло [3.3.0] гептан (пенталан)



Бицикло [4.3.0] нонан (бикризан)

Мостиковые соединения



Бицикло [2.2.1] гептан (норборан)



Бицикло [3.2.1] гептан



Бицикло [3.3.1] нонан

Изолированный тип соединения



Рис. 4.16. Примеры строения бициклических нафтеновых углеводородов

структурой, что делает ее очень устойчивой к процессам термического и каталитического крекинга, а также к биодетградации.

Этот углеводород своими необычными качествами привлекает внимание многих геохимиков-химиков, пытающихся найти ему применение в молекулярной геохимии. Некоторые успехи в этом отношении уже есть. Так, например стало известно, что наиболее высокие концентрации адамантана характерны для нафтеновых нефтей. Содержание их в парафинистых нефтях значительно ниже.

Так как такого типа молекулы в исходных биоорганических соединениях отсутствуют, вопрос о происхождении адамантана изучается многими исследователями, особенно после разработки Шлейером синтетического метода получения адамантана. В результате его экспериментов было высказано предположение, что адамантаны, вероятно, могут служить маркерами степени преобразования органического вещества, так как они были обнаружены



Рис. 4.17. Способы изображения молекулы адамантана

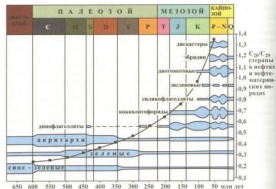


Рис. 4.19. Определение возраста нефтей по отношению регулярных стеранов C_{27}/C_{28} (по P.M. Бостон и Т.Н. Марчарте, 1978)

Соотношения, основанные на использовании биологических форм ряда стеранов строения C_{27} , C_{28} и C_{30} указывают на возможных биологических предшественников нефти (органического вещества пород). Так, например, преобладание углеводородов строения C_{28} говорит об участии в формировании органического вещества высшей растительности континентального генезиса.

Соотношения регулярных стеранов C_{27}/C_{28} часто используют как показатель геологического возраста. Например, это соотношение в нефтях (ОВ пород) протерозоя и кембрия-ордовика не превышает 0,3, а в меловых нефтях (отложениях) и кайнозое оно возрастает от 0,9 до 1,3 (рис. 4.19).

Следующим большим классом углеводородов являются ненасыщенные циклические углеводороды – арены или как их еще называют – ароматические углеводороды. В эту же группу можно отнести так называемые гибридные соединения, включающие кроме ароматических циклов насыщенные циклические структуры, а также в ряде случаев алкановые цепи.

Арены, или ароматические углеводороды, – содержат в молекуле особую циклическую группировку из шести атомов углерода, которая называется бензольной (бензольное ядро):



В нефтях бывают одноядерные арены. Они представлены моноароматическими соединениями – одна бензольная группа в молекуле (бензол и его гомологи), бициклические структуры – у нее две бензольные группы в молекуле (бифенил, нафталин и его гомологи), а также более сложно построенные арены: три-, тетра- и пентациклические соединения – пирен, хризен, перилен и другие углеводороды, а также их гомологи.

На рис. 4.20 представлены некоторые моноароматические, бициклические и полициклические ароматические структуры, а также представители гибридных углеводородов.

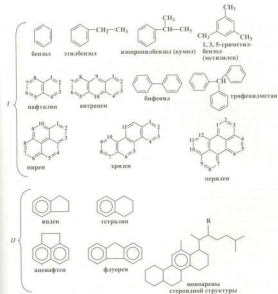


Рис. 4.20. Примеры строения углеводородов: I – ароматические (моно-, би- и полициклические); II – некоторые гибридные. Цифрами показаны положения заместителей

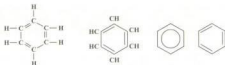


Рис. 4.21. Графические изображения молекулы бензола

Общая формула моноциклических ароматов C_nH_{2n-6} показывает, что они являются ненасыщенными соединениями. Первый и один из наиболее важных представителей гомологического ряда одноядерных (монопарами-ческих) углеводородов – бензол C_6H_6 . Отсюда и общее название гомологи-ческого ряда – углеводороды ряда бензола.

Существуют несколько способов изображения бензола. Все они часто используются в химической и токсикологической литературе (рис. 4.21).

Некоторые физические свойства моноциклических ароматов показаны в табл. 4.7.

Ароматические углеводороды имеют более высокие температуры кипения, чем соответствующие им по числу углеродных атомов циклоалканы. Это объясняется более плотной упаковкой их молекул, а также более сильными физико-химическим взаимодействием между молекулами по сравнению с нафтеновыми углеводородами. Углеводороды одного гомологическо-

го типа с алкильными заместителями, расположенными рядом, кипят при более высоких температурах, чем изомеры обычного строения. Чем симметричнее расположены алкильные заместители, тем выше температура плавления ароматов. Это объясняется тем, что асимметрия затрудняет упорядочение вещества в твердом состоянии. Появление боковых цепей в молекуле ароматов снижает температуру плавления, а удлинение цепи приводит к её повышению. Увеличение числа циклов сопровождается повышением температуры плавления. Поэтому увеличение температуры плавления изменяется в ряду ароматов:

моноциклические < бициклические < полициклические.

Плотность ароматов зависит от содержания атомов водорода в молекуле. Гомологи, более богатые водородом, обладают меньшей плотностью. Наименьшей плотностью обладают арены с симметричным расположением заместителей, вследствие их менее плотной упаковки в молекуле. Отличительным свойством ароматов от других классов углеводородов в нефти является их способность поглощать лучистую энергию в ультрафиолетовой области спектра. На этом основан аналитический метод их определения, а также люминесцентно-микроскопический метод исследования битуминозных нефтей.

Кроме этих особенностей, арены отличаются от других углеводородов ярко выраженной способностью избирательно растворяться в некоторых полярных растворителях, например, в сернистым ангидриде, ацетоне, нитробензоле и др. Эти растворители применяются для разделения ароматов на индивидуальные соединения. Одна из особенностей ароматов – способность адсорбироваться на силикагеле, алюмогеле и некоторых других адсорбентах и потом десорбироваться с помощью некоторых растворителей. Это свойство широко используется в аналитике, в частности для хроматографического разделения и выделения ароматических углеводородов из узких нефтяных фракций. Вспомните, как отделяют метановые и нафтеновые углеводороды от ароматических во фракции НК-200 °С нефтей и конденсатов.

Ароматические углеводороды достаточно легко вступают в химические реакции только в том случае, если это не приводит к изменению ароматического ядра, а также в реакции замещения, галогенирования, нитрирования, сульфирования, алкилирования и др. Реакции гидрирования протекают в жестких термобарических условиях. Би-, три- и полициклические арены более реакционно способны по сравнению с моноциклическими.

Как правило, общее содержание ароматических углеводородов в нефти составляет 10–20 % масс., а в нефтях ароматического типа достигает 35 %. Наибольшие концентрации ароматических углеводородов устанавливаются в нефтях молодого возраста. Одной из закономерностей состава нефтей является то, что с увеличением температуры кипения фракций в них повышается содержание ароматов.

Содержание моноциклических углеводородов (гомологический ряд бензола) в бензиновых фракциях составляет от 5 до 25 %, причем в них содержится все теоретически возможные метилазамещенные изомеры бензола вплоть до C_{10} включительно. Максимальные концентрации среди них выпадают на толуол, м-ксилол и 1,2,4-триметилабензол. В керосиновых и газойлевых фракциях содержится от 15 до 35 % ароматов.

Таблица 4.7

Некоторые физические свойства моноциклических ароматов

Название	Формула	Температура плавления, °С	Температура кипения при 0,098 МПа, °С	Плотность ρ_4^{20}	Показатель преломления n_D^{20}
Моноароматические УВ (C_nH_{2n-6})					
Бензол	C_6H_6	+5,5	80,1	0,8789	1,5012
Толуол (метилбензол)	C_7H_8	-95,0	110,6	0,8760	1,4969
Этилбензол	C_8H_{10}	-94,4	136,1	0,8669	1,4939
Орто-ксилол (1,2-диметилабензол)	C_8H_{10}	-25,2	144,4	0,8801	1,5035
Мета-ксилол (1,3-диметилабензол)	C_8H_{10}	-47,9	139,1	0,8643	1,4970
Пара-ксилол (1,4-диметилабензол)	C_8H_{10}	+13,3	138,3	0,8610	1,4922
Изопропилбензол (куроз)	C_9H_{12}	-96,9	152,4	0,8581	1,4922
Н-пропилбензол	C_9H_{12}	-99,2	156,6	0,8628	1,4919
1,2,3-триметилабензол (мезитил)	C_9H_{12}	-44,7	165,0	0,8653	1,4990
1,2,4-триметилабензол (псевдомезитил)	C_9H_{12}	-43,8	165,3	0,8702	1,5048
1,2,3-триметилабензол (тримезитил)	C_9H_{12}	-25,4	176,1	0,8844	1,5130
Н-бутилбензол	$C_{10}H_{14}$	-60,5	182,6	0,8662	1,4880
1,3-диметил-2-этилбензол	$C_{10}H_{14}$	-	216,0	342,3	-
1,2,4,5-тетраметилабензол (дурол)	$C_{10}H_{14}$	+79,2	196,8	-	-
1,2,3,5-тетраметилабензол (изодурол)	$C_{10}H_{14}$	-23,7	193,1	0,8906	1,5105
1,2,3,4-тетраметилабензол	$C_{10}H_{14}$	-6,3	203,0	0,9014	1,5185

Эмпири- ческая формула	Монаромати- ческие УВ	Диаромати- ческие УВ	Триаромати- ческие УВ	Тетраарома- тические УВ
C_nH_{2n-6}	 (Алкил) бензол			
C_nH_{2n-12}		 (Алкил) нафталин		
C_nH_{2n-18}			 (Алкил) фенантрин	
C_nH_{2n-24}				 (Алкил) пирен

Рис. 4.22. Строение ароматических углеводородов, присутствующих в высококипящих фракциях нефти

Эмпирическая формула и примеры их строения показаны на рис. 4.22.

Среди гибридных углеводородов большую часть занимают нафто-ароматические (циклоалкано-ароматические) соединения. Примеры некоторых ароматических, нафто-ароматических и серо-ароматических (тиофеновых) производных показаны на рис. 4.23.

Следует особо отметить, что нафто-ароматические соединения, как правило, характеризуются особенно широким распространением в молодых или неглубоко залегающих нефтях. Ароматические структуры начинают преобладать в нефтях после термической эволюции.

С точки зрения молекулярной геохимии особый интерес представляют монароматические стероиды. Они ведут свое начало от терпеноидов, когда уже на стадии диagenеза начинался процесс их ароматизации. Одно только их наличие в нефтях говорит о том, что нефть не подвергалась воздействию высоких температур, иначе монароматические терпеноиды неминуемо трансформировались бы в триароматические структуры. На рис. 4.24 показано строение этих углеводородов.

Монароматические хемосферы широко используются при геохимических исследованиях. К. Петерс и Дж. Молдован (1993) разработали треугольную диаграмму, позволяющую оценить роль сапропелевого или гумусового вещества в образовании исследуемой нефти по составу монароматических стероидов строения C_{27} , C_{28} и C_{29} (рис. 4.25).

Существуют геохимические показатели определения зрелости нефтей, основанные на использовании содержания в них полициклических хемосферисов (Е.В. Соболева, 2003).

Эмпири- ческая формула	Монаромати- ческие УВ	Диаромати- ческие УВ	Триаромати- ческие УВ	Серо- ароматические молекулы	Бензотиофены
C_nH_{2n-6}	 (Алкил) бензол			 $C_nH_{2n-10}S$	
C_nH_{2n-8}	 (Алкил) нафталин			 $C_nH_{2n-12}S$	
C_nH_{2n-10}	 (Алкил) нафталин			 $C_nH_{2n-14}S$	
C_nH_{2n-12}	 (Алкил) фенантрин	 (Алкил) нафталин		 $C_nH_{2n-16}S$	Дибензотиофены
C_nH_{2n-14}	 (Алкил) фенантрин	 (Алкил) фенантрин		 $C_nH_{2n-18}S$	
C_nH_{2n-16}		 (Алкил) фенантрин		 $C_nH_{2n-20}S$	Нафтбензотиофены
C_nH_{2n-18}		 (Алкил) фенантрин	 (Алкил) фенантрин	 $C_nH_{2n-22}S$	
C_nH_{2n-20}			 (Алкил) фенантрин	 $C_nH_{2n-24}S$	

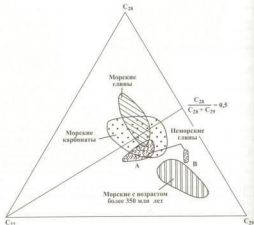
Ароматические УВ Нафто-ароматические соединения Серо-ароматические (тиофеновые) производные

Рис. 4.23. Примеры ароматических, нафто-ароматических и серо-ароматических (тиофеновых) соединений, встречающихся в некоторых нефтях (по В. Басси)

Углеводороды ароматические	
Триароматический	 Ретен
Тетраароматический	 Моноароматический стероид
Пятиароматический	 Триароматический тритерпеноид

Рис. 4.24. Примеры три-, тетра- и пента-циклических хемотропов

Рис. 4.25. Идентификация нефтематеринских пород, сформировавшихся в морских условиях, по соотношению моноароматических стероидов в исследуемых нефтях. А – водорослевое, В – гумусовое



4.5. НЕУГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОМПОНЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕЙ

Как уже говорилось выше, в составе нефтей, кроме углеводородных соединений в тех или иных концентрациях присутствуют соединения, содержащие азот, кислород и серу, а также некоторые металлы и минеральные компоненты.

Происхождение сернистых соединений, содержащихся в нефтях, может быть различным. Наиболее вероятно, что сернистые соединения образовались в природных нефтях в результате окислительно-восстановительных процессов, происходящих между сульфатами и углеводородами в течение геологического времени. Процесс осернения нефтей происходит в несколько этапов. На первом этапе возникает реакция окисления углеводородов сульфатами металлов, присутствующими в подземных водах, которые при этом восстанавливаются в сульфиды и гидросульфиды:



Образующиеся сульфиды и гидросульфиды разлагаются с образованием сероводорода:



Свободная сера может образоваться за счёт окисления сероводорода оксидами металлов, присутствующими в отложениях или же растворёнными в водах сульфатами:



Часть сернистых соединений может быть унаследована от исходного органического вещества, в частности, от протеинов.

Сера в нефтях встречается в виде растворённой элементарной серы, сероводорода, меркаптанов, сульфидов и дисульфидов, производных тиофена, а также более сложных соединений, содержащих одновременно в различных сочетаниях атомы серы, кислорода, азота. В отличие от других гетероэлементов, сера присутствует и в дистиллятных фракциях нефтей. Содержание азота в нефтях, как правило, не превышает 0,5 %. Однако в высокосмолистых нефтях содержание азотистых соединений иногда достигает 10 %. В лёгких фракциях нефтей азотистые соединения как правило отсутствуют или присутствуют в ничтожных количествах. С увеличением температуры кипения фракций содержание азотистых соединений в них возрастает и максимальные их концентрации сосредоточены в основном в ее смолисто-асфальтовой части. Азотсодержащие соединения делятся на две большие группы: азотистые основания и нейтральные азотистые соединения. С увеличением температуры кипения нефтяных фракций увеличивается содержание в них нейтральных азотистых соединений и падает —

основных. Наиболее значимыми компонентами азотсодержащих соединений являются **порфирины**, их содержание в некоторых нефтях достигает 0,1 %. Молекула порфиринов состоит из четырех пиррольных колец. Порфирины могут находиться в нефтях как в свободном состоянии, так и в виде комплексных соединений с металлами, главным образом с ванадием и никелем. Большое содержание порфиринов характерно для сернистых нефтей. Напомним, что порфирины имеют строение, подобное гемину (составная часть гемоглобина) и хлорофиллу. Поэтому, как мы уже говорили, порфирины являются представителями хемофосфилов и их содержание в нефтях используется при геохимических обобщениях. Порфириновые комплексы нефти оптически активны. Они способны ускорить окислительно-восстановительные реакции, поэтому, как предполагают, они принимают активное участие в процессах преобразования нефтей, в частности в реакциях диспропорционирования водорода.

Кислородсодержащие соединения представлены кислотами, эфирами, фенолами и др., из них до 90–95 % кислородсодержащих компонентов приходится на смолы и асфальтены. Как правило, гетеросодержащие соединения и микроэлементы сосредоточены в высококипящих фракциях нефтей и, особенно, в ее смолисто-асфальтовой части.

Смолисто-асфальтовые вещества – сложная смесь наиболее высокомолекулярных компонентов нефти, содержание которых обычно достигает 10–50 % масс. На долю углеводородной части смолисто-асфальтовых веществ приходится 80–95 % всех молекул, слагающих эти структуры. В целом смолисто-асфальтовые вещества представляют собой гетероорганические соединения гибридной структуры, включающие в состав молекулу, кроме углеводородов азот, серу, кислород и некоторые металлы. Наиболее богаты смолисто-асфальтовыми веществами нефти ароматического основания. Нефти алканового основания содержат смолисто-асфальтовых веществ значительно меньше. Смолисто-асфальтовые вещества объединяют две большие группы высокомолекулярных соединений – смолы и асфальтены. Они сконцентрированы в наиболее высококипящих фракциях нефтей. Соотношение между смолами и асфальтенами в нефтях и тяжёлых остатках составляет от 9:1 до 7:1. По содержанию асфальтеново-смолистых веществ выделяются три группы нефтей: малосмолистые – до 10 % смолистые – 10–20 % и высокосмолистые – более 20 %.

Смолы представляют собой очень вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твёрдые аморфные вещества от тёмно-коричневого до бурого цвета. Плотность их близка к 1,1 г/мл, а молекулярная масса составляет от 600 до 1000. Содержание углерода в смолах от 79 до 87 %, водорода – 9–11 %. Кроме этого, смолы содержат гетероатомы. Так, содержание кислорода в них колеблется от 1 до 7 % масс., серы – от десятых долей процента до 7–10 %. В некоторых смолах содержится азот (до 2 %). Смолы составляют от 70 до 90 % всех гетероорганических соединений в нефтях. Большая часть смол состоит из нейтральных веществ. Кислотные продукты представлены главным образом асфальтеновыми кислотами. Смолы хорошо растворяются в органических растворителях. Для аналитических целей смолы экстрагируют из нефтей бензолом, диэтилбензолом и петролейным эфиром и другими органическими растворителями. В соответствии с этим, в нефтях выделяются бензолные, диэтилбензолные и петролейно-эфирные смолы. Молекулярная масса смол колеблется в широких пределах от 500–600 до 2000. Смолистые вещества термически и химически неста-

бильны, легко окисляются и конденсируются, превращаясь при этом в асфальтены.

Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. Они представляют собой полициклическую, ароматическую, сильно конденсированную систему с короткими алифатическими заместителями у ароматических ядер. В молекулах асфальтенов присутствуют также пяти- и шестичленные гетероциклы. Количественное соотношение ароматических, нафтеновых и гетероциклических структурных элементов может меняться в широких пределах. При нормальных условиях асфальтены – аморфные твёрдые вещества, плотностью выше 1,14. Молекулярная масса асфальтенов меняется в широких пределах от 1500 до 10 000. Асфальтены хорошо растворяются в сероуглероде, хлороформе, бензоле, циклогексане и других органических растворителях, но не растворяются в низших алкановых углеводородах. При нагревании асфальтены размягчаются, но не плавятся; при температуре выше 300 °C они переходят в кокс и газ. Асфальтены химически активны, легко вступают в реакции окисления, сульфирования, галогенирования, нитрования, несколько труднее гидрируются. Последним достижением науки в области изучения асфальтенов было обнаружение в составе их фракций, осаждаемых из нефтей пентаном или гептаном, фуллеренов (Samacho-Bragado et al., 2002).

В 1991 г. было совершенно еще одно мировое открытие, пока не изменившее отношение к нефти. Японский ученый Судзиро Идзжима обнаружил еще одну цилиндрическую форму углерода, которую впоследствии назвали «нанотрубка». Отличается она от фуллеренов тем, что ее поверхность образует только правильные шестиугольники длиной до нескольких микрометров и диаметром несколько нанометров. Интересно и то, что нанотрубки могут состоять из нескольких слоев и иметь открытые или закрытые концы (Елещик и Свиридов, 1995). Структуры некоторых углеродных нанотрубок показаны на рис. 4.26.

А уже в 2003 г. исследования образцов асфальтенов с помощью просвечивающей электронной микроскопии из нефти, отобранной с глубины



Рис. 4.26. Структурные изображения некоторых нанотрубок

5600 м из скважины Р-1 одного из месторождений в Мексиканском заливе, показали наличие в них пучка нанотрубок с внешним диаметром от нескольких единиц до нескольких десятков микрон, причем длина некоторых нанотрубок достигает 2 микрон (Velasco-Santos et al., 2003).

С момента открытия нанотрубок их промышленное производство в мире уже достигло объема более 300 тонн (!) в год и, учитывая перспективность развития этого направления в нанотехнологиях, будет быстро возрастать (С. Корецкая, 2004; Е. Эванс, 2007).

Для чего же они нужны? Прежде всего, из-за своей прочности и легкости для космической, авиационной и автомобильной промышленности. «Сверхпроводимость» электрического тока позволяет использовать их при производстве мощных аккумуляторов, эмиттеров при производстве сверхплоских экранов, осветительных ламп и рентгеновских трубок, нанозлектронных интегральных схем, корпусов ахт и т.д. и т.д.

Однако в отличие от нанотрубок, полученных в результате синтеза, на поверхности природных нанотрубок практически не содержатся другие нанотрубоподобные частицы.

В то же время характерная полосатая структура внутри нанотрубок показывает на возможность захвата таких частиц во внутренних частях нанотрубки, что немного расширяет возможности их применения в различных сферах промышленности.

Фотография нанотрубки из мексиканской нефти, полученная с помощью просвечивающего электронного микроскопа, показана на рис. 4.27.

Помните, говоря об аллотропных формах углерода, мы говорили о графенах? Итак, графены и графеноподобные вещества обнаружили в природных нефтях и битумах! Внешние структуры, похожие на графены,



Рис. 4.27. Углеродные нанотрубки в мексиканской нефти

описаны в публикации, посвященной исследованию фуллеренов в составе асфальтенов, коллективом ученых под руководством Samacho-Bragado еще в 2002 году.

Восследствии Chiavelli с соавторами (2007) получали косвенные подтверждения наличия графеновых «плашек» в 3–5 нм агрегатах асфальтенов. Но самое интересное то, что до 2004 года получить графен в чистом виде не удавалось, так как, из-за стремления минимизировать свою поверхностную энергию, он ведет себя как свернутый в рулон лист ватманской бумаги, стремясь трансформироваться в более энергетически стабильные аллотропные формы углерода – нанотрубки, фуллерены и графит. В разделе о геохимии углерода мы рассказывали, что впервые одномолекулярный слой графена был получен Андреем Геймом и Константином Новоселовым с помощью обыкновенного скотча. Таким образом, они старались предотвратить трансформацию молекулярного слоя графена в другие формы углерода: фуллерены и нанотрубки (рис. 4.28).

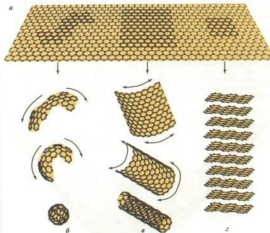


Рис. 4.28. Графен (а) – сырьевой материал для образования других аллотропных форм углерода: фуллеренов (б), нанотрубок (в) и графита (г).

Схема на рисунке из статьи A.K. Geim, K.S. Novoselov (The rise of graphene, Nature Materials)

Эти сведения почерпнуты нами из статьи, опубликованной в Интернете 11.10.2010: «Элементы – новости науки: Нобелевская премия по физике – 2010» (<http://elementy.ru/news/431427>). В статье, в частности, приведены некоторые сведения о свойствах графенов. Так, например, возможности графена как полупроводника в 100 раз больше, чем у кремния и в 20 раз больше, чем у арсенида галлия, причем в корпорации IBM уже создан графеновый транзистор, работающий на частоте 100 ГГц, что в 2,5 раза превышает быстродействие транзистора того же размера, созданного на кремниевой основе. Можно себе представить, какие перспективы открываются перед электронной промышленностью!

Теплопроводность графена в 10 раз выше, чем у меди и в 1,5 раз выше, чем у нанотрубки! А по прочности у графена пока нет никаких конкурентов.

В статье приведен очень забавный пример. Если бы мы смогли изготовить гипотетический гамак из графена площадью 1 м^2 , то он весил бы всего 0,77 миллиграмма и в нем без всякого труда и риска мог качаться взрослый кот весом 4 кг (рис. 4.29).

Для сравнения, если бы мы изготовили такой же гамак из самой прочной стали, то он выдержал бы вес в 40 г. То есть графен на два порядка (!) прочнее стали.

Эти интереснейшие факты можно было бы продолжать и продолжать. Первоначально мы даже хотели включить главу о новых возможностях применения нефти в нанотехнологиях, но, к сожалению, объем этой книги не позволяет этого сделать. Поэтому всех интересующихся мы можем адресовать ко многим источникам, опубликованным в Интернете и, в первую очередь, к комплексу учебных пособий кафедры физики РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, созданных И.Н. Едложниковым и А.П. Лосевым, «Природные нанобъекты в нефтегазовых средах» (2008).

Кроме смол и асфальтенов в состав нефти входит так называемые микроэлементы (их обнаружено более 60), содержание которых обычно не



Рис. 4.29. Кот в графеновом гамаке

превышает 10^{-4} – $10^{-2} \%$. Это ванадий (10^{-5} – $10^{-2} \%$) и никель (10^{-4} – $10^{-3} \%$), металлы подгруппы меди, цинка, бора, ртути, вольфрама, урана, щелочные* и щелочноземельные** металлы и многие другие.

К минеральным компонентам нефтей относятся также содержащиеся в ней соли, образованные металлами и кислотами, металлосодержащие комплексы, а также коллоидно-диспергированные минеральные вещества.

Основная часть металлов связана со смолами и асфальтенами. Содержание металлоорганических соединений в нефтях с высоким содержанием смол и асфальтенов на 2–3 порядка выше, чем в малосернистых нефтях с низким содержанием асфальто-смолистых веществ.

Определение состава и концентрации металлов и их соединений в нефтях проводят главным образом спектральным анализом зола, полученной при сжигании нефти.

Многие металлоорганические комплексы обладают поверхностно-активными свойствами и адсорбируются на границе раздела нефти и воды, способствуя образованию эмульсий.

4.6. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

Существует достаточно много классификаций нефтей, разработанных на основе изучения и обобщения их физико-химических свойств и состава. В большинстве случаев эти классификации создаются для каких-либо конкретных регионов. При этом для сравнения выбираются характерные признаки в составе нефтей, приуроченных к продуктивным отложениям какого-либо конкретного возраста. Эти классификации имеют большое практическое значение, но применить их к другим регионам, как правило, не представляется возможным.

Нас же сейчас интересуют универсальные классификации, позволяющие их использовать без привязки к какой-либо территории. К такому типу, безусловно, можно отнести классификацию нефтей, разработанную Е.В. Соболевой и А.Н. Гусевой (1998), учитывающую изменения достаточно общего, но высокоинформативного показателя – плотности нефтей. Эту классификацию для удобства сравнения мы спели в табл. 4.8.

Таблица 4.8
Классификация нефтей по Е.В. Соболевой и А.Н. Гусевой (1998)

№ п/п	Тип нефтей	Плотность (г/см^3)
1	Очень легкие	$< 0,800$
2	Легкие	$0,800\text{--}0,850$
3	Средние	$0,850\text{--}0,870$
4	Тяжелые	$0,870\text{--}0,910$
5	Очень тяжелые	$>0,910$

*Химические элементы Li, Na, K, Rb, Cs, Fr. Название от едких щелочей – гидроксидной щелочных металлов.

**Щелочноземельные металлы – химические элементы Ca, Sr, Ba. Называются так потому, что их окислы переходят в щелочные свойства (по терминологии алхимиков, соотносившей до наших дней, – «землю»).

Таблица 4.9

Классификация нефтей по содержанию в них серы по Е.В. Соболевой и А.Н. Гусевой (1988)

№ п/п	Тип нефтей	Содержание серы, %
1	Малосернистые	< 0,5
2	Среднсернистые	0,5–1,0
3	Высокосернистые	> 1,0

Учитывая, что плотность нефти является одним из важнейших химических и геохимических характеристик, эта классификация представляет большой практический интерес. Приведем другую классификацию нефтей этих же авторов, по содержанию в нефти серы (табл. 4.9).

Имеется классификация нефтей по содержанию в них асфальтено-смолистых веществ.

Здесь выделяются три группы нефтей: малосмолистые – до 10 %, смолистые – 10–20 % и высокосмолистые – более 20 %.

В геохимии нефти широко используется классификация нефтей по **групповому углеводородному составу**, т.е. по содержанию в различных фракциях метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Эта классификация нефтей впервые была разработана в ГрозНИИ (Грозненский нефтяной научно-исследовательский институт). Было выделено шесть основных классов нефтей (табл. 4.10).

Таблица 4.10

Классификация нефтей по групповому углеводородному составу (ГрозНИИ)

Класс нефтей	Основные признаки выделения	Примеры распространения
Метановый	Содержание метановых углеводородов в бензиновых фракциях, более 50 %, в масляных – более 30 %. Низкие концентрации смолисто-асфальтеновых компонентов	Полуостров Магашлам, Нефть месторождения Жетбай и Узень
Метано-нафтеновый	Большие значения содержания метановых и нафтеновых углеводородов. Содержание ароматических не более 10 %. Низкие концентрации смолисто-асфальтеновых компонентов	Большая часть нефтей крупных месторождений Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции
Нафтеновый	Содержание нафтеновых углеводородов во всех фракциях около 60 % и более. Низкие содержания метановых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов	Нефти Суразского и Балаганского месторождений (Азербайджан)
Нафтено-метано-ароматический	Содержание метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов примерно равное. Концентрация смол и асфальтенов до 10 %	Некоторые нефти Восточной Сибири (Лено-Байкальский нефтегазоносный бассейн)
Нафтено-ароматический	Метановые углеводороды отмечаются в небольших концентрациях только в легких фракциях. В основном преобладают нафтеновые и ароматические углеводороды. Содержание смолисто-асфальтеновых компонентов до 15–20 %	Эти нефти чаще всего распространены в казахстанских отложениях на глубинах 500–1000 м. Наиболее характерным примером являются нефти Южного Каспия и Севера Западной Сибири.
Ароматический	Характерны для тяжелых нефтей. Во всех фракциях преобладают ароматические углеводороды	Нефть месторождения Бугуртлан (Узбекистан). Нефти этого типа встречаются редко

Эта классификация базируется на групповом составе фракции НК-300 °С. Если в этой фракции содержание одного класса углеводородов превышает 50 %, то название типа нефтей дается по преобладающей группе углеводородов, например: 1 – метановые, 2 – нафтеновые, 3 – ароматические нефти и т.д.

Если по фракции содержание одной группы углеводородов более 25 %, но не превышает 50 %, то такие нефти относят к нефтям смешанного типа. По этому признаку выделяют: метано-нафтеновые, нафтено-метановые, ароматическо-нафтеновые и нафтено-ароматические нефти и т.д.

Если все три основных класса углеводородов содержатся приблизительно в одинаковых количествах, то их название дается по содержанию соответствующей группе углеводородов в порядке убывания.

С развитием новых аналитических методов исследования нефтей на молекулярном уровне появились классификации, учитывающие индивидуальный углеводородный состав нефтей.

Одной из первых таких работ стала классификация французского ученого М.А. Бестужева (1972), который попытался дать представление о составе среднестатистической мировой нефти.

Общее представление об этой классификации можно получить, изучив рис. 4.30.

Основные сведения об углеводородах и неуглеводородных соединениях, входящих в состав усредненной нефти, приведены в табл. 4.11.

Одна из геохимических классификаций нефтей разработана Б. Тиссо и Д. Вельте (1976). Авторы классифицировали нефти по содержанию в них алканов, циклоалканов (нафтенов), ароматических углеводородов, а также N-, S-, O-содержаний (смол и асфальтенов) и серы. При создании классификации было учтено, что содержание в нефтях легких углеводородов может зависеть от вторичных факторов: миграционных процессов, изменения состава под влиянием термобарических и литохимических условий в залежах в течение истории геологического развития конкретной территории и т.д. Поэтому авторы использовали состав фракций нефтей, менее подверженных вторичным изменениям (выкипающих при температуре более 210 °С). Классификация нефтей в виде треугольной диаграммы приведена на рис. 4.31.

Расшифровка этой классификации нефтей приведена в табл. 4.12.

Как справедливо отмечают сами авторы, выделенные ими шесть классов нефтей распространены в природе крайне неравномерно. Подавляющее большинство нормальных (недеградированных) нефтей относится только к трем основным классам:

- парафиновые нефти, содержащие в основном алканы нормального строения и изоалканы (более 50 %) и серу в концентрации менее 1 %;
- парафино-нафтеновые нефти, содержащие как алканы, так и циклоалканы в количестве более 50 %, а также серу (менее 1 %);
- ароматико-смешанные нефти, содержащие менее 50 % насыщенных углеводородов и серу в количестве более 1 %.

Расказывая о своей классификации, авторы полагают, что при изучении нефтей в конкретном регионе и отнесении ее к определенному классу своей классификации, необходимо учитывать, что современный состав нефтей сформировался в результате определенной эволюции и превращения нефтей в течение геологического времени.

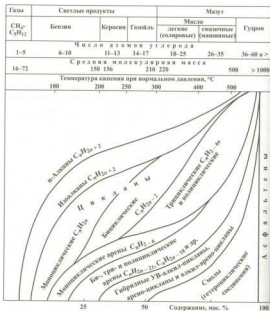


Рис. 4.30. Усредненный состав средневязкой нефти (М.А. Бестужев, 1972)

Так, например, термическая эволюция парафиново-нафтеновой нефти может привести к ее преобразованию в парафиновую.

Детрализация (превращение) нефтей приводит к образованию нефтей ароматико-нафтенового или ароматико-асфальтенового класса.

Причем парафиновые и парафиново-нафтеновые нефти обычно деградируют, превращаясь в ароматико-нафтеновые нефти с содержанием серы менее 1 %. Ароматико-смешанные нефти обычно превращаются в ароматико-асфальтеновые с высоким содержанием серы (более 1 %).

Таблица 4.31

Расшифровка классификации М.А. Бестужева (1972)

Группа соединений	Гомологические ряды
А. Углеводороды	
Алканы	C_nH_{2n+2}
Цикланы моноциклические	C_nH_{2n}
Цикланы полициклические	C_nH_{2n-2} ($p = 2; 4; 6; 8; 10$)
Арены моноциклические	C_nH_{2n-6}
Арены полициклические	C_nH_{2n-10} ($p = 12; 14; 16; 18; 20; 24; 26$)
Гибридные углеводороды (нафто-ароматические)	C_nH_{2n-8} ($p = 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 22$)
Б. Сернистые соединения	
Насыщенные алифатические	C_nH_{2n-2S}
Насыщенные циклические	C_nH_{2n-2S} ($p = 0; 2; 4; 6$)
Тиофеновые	C_nH_{2n-6S}
Циклические тиофено-диалкилсериновые (тио-фенонафто-ароматические)	C_nH_{2n-8S} ($p = 6; 8; 10; 14; 16; 18; 22; 24; 26; 28; 30; 32$)
В. Азотистые соединения	
Насыщенные	C_nH_{2n-N}
Гетероциклические (тиариды и зинконины)	C_nH_{2n-2N} ($p = 3; 11$)
Циклические, нафто-ароматические	C_nH_{2n-2N} ($p = 7; 11; 13; 17$)
Г. Кислородные соединения (кислоты)	
Жирные (алифатические)	$C_nH_{2n-1}COOH$
Нафтеновые	$C_nH_{2n-2}COOH$ ($p = 1; 3; 5$)
Циклические нафто-ароматические	$C_nH_{2n-6}COOH$ ($p = 7; 9; 11; 13; 15; 17; 19; 21; 23; 25; 27; 29$)

Существует еще одна очень интересная классификация нефтей по способности ее компонентов к биодegradации (табл. 4.13).

В настоящее время в России общепризнана и наиболее широко используется химическая типизация нефтей, разработанная А.А. Петровым. Поэтому на этой классификации и логике ее построения мы остановимся более подробно.

Эта, с классической точки зрения химическая типизация нефтей, по своей сути является геохимической основой для выявления генетических особенностей распространения и сопоставления нефтей.

На основе результатов исследований А.А. Петров первоначально выделил два класса нефтей: А и Б. На рис. 4.32 показана диаграмма распределения углеводородов различных классов в нефтях.

На треугольной диаграмме хорошо видно разнообразие группового состава нефтей. Наиболее представительной оказалась группа нефтей «А» (Она сконцентрирована в центре диаграммы).

Эти нефти содержат приблизительно равные концентрации алканов, цикланов и аренов. Вторая группа нефтей «Б» характеризуется низким содержанием алканов (не выше 15 %) и широким разбросом соотношений ароматических и нафтеновых углеводородов.

Нефти этого класса расположены на диаграмме вдоль левой стороны треугольника. Между этими двумя типами нефтей расположены нефти переходных типов.

Сырые нефти основных и переходных групп были подвергнуты анализу методом газожидкостной хроматографии на капиллярных колонках. Эти исследования позволили классифицировать нефти на группы и подгруппы. Эти хроматограммы приведены на рис. 4.33.

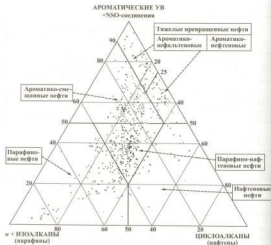


Рис. 4.31. Классификация нефтей по Б. Тиссо и Д. Волге (1976)

Таблица 4.12

Расширенная классификация нефтей Б. Тиссо и Д. Волге (1976)

Концентрация в нефти ($> 210^{\circ}\text{C}$), %		Класс нефти	Содержание серы в нефти (приведено), %	Число проб по классу
$S > 50$ $AA < 50$	$P > N$ и $P > 40$	Парафиновый	< 1	100
	$P < 40$ и $N \leq 40$	Парафино-нафтеновый		217
$S \leq 50$	$N > P$ и $N > 40$	Нафтеновый	> 1	21
	$P > 10$	Ароматико-смоляной		126
$AA \geq 50$	$N \leq 25$	Ароматико-асфальтеновый	S в основном < 1	41
	$P \geq 10$ $N \geq 25$	Ароматико-нафтеновый		36

Примечание. S – насыщенные УВ, AA – ароматические УВ + смолы + асфальтены, P – парафины, N – нафты.

Таблица 4.13

Классификация компонентов нефти по их способности к биодegradации (А.А. Кодина, 1988)

Группа	Отношение к воздействию микробов	Степень биодegradации к исходному содержанию, %	Компоненты нефти
I	Высокоустойчивые	80–100	n- и изоалканы
II	Чувствительные	60–80	Циклоалканы (5, 6 колец), моноарены, n-ароматики
III	Умеренно чувствительные	45–60	Циклоалканы (2, 3 кольца), ди- и триарены
IV	Устойчивые	30–45	Тетраарены, нефтеносера
V	Высокоустойчивые	0–30	Пентаарены, асфальтены, смолы

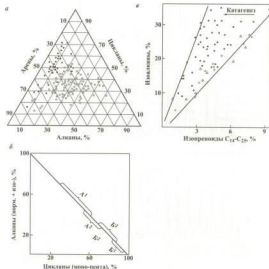


Рис. 4.32. Распределение различных классов углеводородов в нефтях и выделение двух типов нефтей А и Б (А.А. Петров, 1984).

а – диаграмма распределения углеводородов различных классов в нефтях: * – нефть типа Б, о – нефть типа А; б – относительное распределение алканов и цикланов в нефтях различных химических типов: а – связь между суммарным содержанием в нефтях изопреципитных алканов и суммарным содержанием прочих изопреципитов: * – нефть типа А', о – нефть типа А'', Δ – нефть типа Б'.

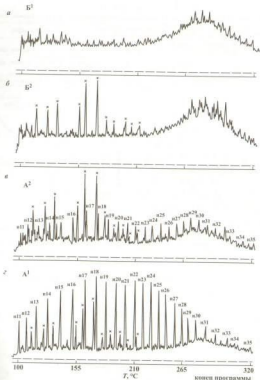


Рис. 4.33. Хроматограммы исследованных нефтей (А.А. Петров, 1984)

Полученные хроматограммы А.А. Петров подразделяла на две большие группы: нефти группы «А» и нефти группы «Б». Характерным признаком нефтей группы «А» является то, что на хроматограммах алканы

нормального строения и изопрены проявляются аналитически (хроматограмма и /).

На хроматограммах группы «Б» пики нормальных алканов отсутствуют (хроматограммы а и б). Таким образом, А.А. Петров выделяла четыре группы нефтей: А¹, А², Б¹, Б², отличающиеся друг от друга по групповому и индивидуальному углеводородному составу.

Принципиальные отличия выделенных типов нефтей приведены в табл. 4.14.

Интересно отметить, что выделенные типы нефтей образуют четко проявляющуюся зональность по глубине и по возрасту вмещающих пород (рис. 4.34).

Из рис. 4.34 следует, что максимальное количество залежей, содержащих нефти типов А², Б² и Б¹ приурочены к глубинам 500–1000 м. Нефти типа А¹ характерны для глубин более 2000 км. В целом, независимо от возраста вмещающих отложений, с увеличением глубины намечается постепенный переход от нефтей типа Б¹ к нефтям типа А¹. Эта особенность обусловлена как условиями генезиса нефти, так и характером ее дальнейших преобразований.

Завершая наш раздел о геохимических классификациях нефтей, нельзя не отметить пути дальнейшего развития исследований в этом очень важном для геологии нефти и газа научном и практическом направлении.

После выхода монография «Углеводороды нефти» (1984), автором которой является А.А. Петров, по сути, основоположник современной молекулярной геологии в России, прошло уже более 20 лет. Однако ни содержание этого труда, ни сформулированные проблемы, в частности необходимости создания генетической типизации нефтей, не потеряли своей актуальности и сегодня. В своей работе автор отмечал, что отсутствие генети-

Таблица 4.14

Основные отличия в групповом и индивидуальном углеводородном составе различных типов нефтей (по А.А. Петрову, с сокращениями)

Тип нефти	Массовое содержание, %			Пристиан-фитан/ и-С17-и-С18	Примечание
	Алканы	Цикланы	Арены		
А1	25–50	20–40	20–40	0,2–1,0	Соответствуют нефтям парафинового и нафтенового оснований. Широко распространены в природе. По содержанию алканов нормального строения значительно преобладает над изопреенами. Нафтено-парафиновые нефти.
А2	15–25	35–55	20–40	5,0–50,0	Изопрееновые углеводороды значительно превышают содержание алканов нормального строения. Соответствуют нефтям парафино-нафтенового основания.
Б2	10–25	35–55	20–45	–	Практически отсутствуют n-алканы при небольшом содержании изопреенов.
Б1	6–10	50–65	15–50	–	Нефти интенсивно разрушены процессами гипергенеза в залежах. Алканы отсутствуют полностью. Нефти относятся к нафтеновому или нафтено-ароматическому типу.

*В таблице приведены наиболее часто встречающиеся значения.

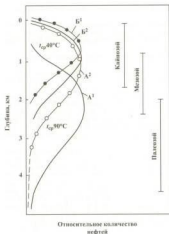


Рис. 4.34. Зональность распространения различных типов нефти по глубине и возрасту вмещающих пород (А.А. Петров, 1984)

ческой типизации нефти в значительной степени тормозит эффективность геолого-геохимических исследований при поисках и разведке нефти и газа. И мы не можем не согласиться с А.А. Петровым.

Давайте еще раз очень кратко рассмотрим роль реликтовых углеводородов в геохимии нефти. В предыдущих главах мы неоднократно отмечали, что углеводородный состав нефтей зависит от четырех основных факторов. Состав и строения исходного органического вещества, катагенеза (керогена и нефтей), биодегradации, а также процессов изменения состава нефти в процессе ее миграции, аккумуляции и в самой залежи.

Практически из всех факторов только фактор преобразования исходных биологических молекул до углеводородов нефтяного уровня можно рассматривать как генетический. Поэтому в основе генетической типизации нефтей должны лежать закономерности состава и молекулярно-массового распределения реликтовых углеводородов. Эти углеводороды являются как бы «отпечатками пальцев» условий образования и дальнейшего преобразования нефти в конкретном регионе. Уже сейчас в нефтях некоторых регионов идентифицированы реликтовые углеводороды, которые практически отсутствуют в нефтях других территорий. Это 12- и 13-метилалканы в нефтях Восточной Сибири, шестизамкнутые моноароматические углеводороды в мелководных отложениях Прикаспийской впадины и др.

Назрела острая необходимость создания генетических характеристик нефти на уровне нефтегазовых областей, для того чтобы на этой основе перейти к созданию генетической классификации для нефтегазовых провинций, что позволит выявить принципиально новые аспекты геологической истории нефти и ее связи с историей геологического развития территории.

В частности, это поможет решить одну из сложнейших проблем таксономической индексации нефтей, то есть определения геологического возраста реликтовых углеводородов.

4.7. ПРОДУКТЫ ПРИРОДНОГО ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЕЙ. ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ

Продуктам природного изменения нефти, в частности тяжелым (высоковязким) нефтям и природным битумам с каждым годом уделяется все большее и большее внимание геологами-нефтяниками и нефтегазодобывающими компаниями.

Это обусловлено тем, что мировые запасы этих полезных ископаемых уже превышают запасы обычной (по сравнению с ними «легкой») нефти. В качестве примера приведем соотношение разведанных запасов обычной нефти, природных битумов и высоковязких (тяжелых) нефтей (рис. 4.35).

В нашей стране основные выявленные скопления высоковязких нефтей и природных битумов сосредоточены в Западной Сибири, республиках Удмуртия и Коми, Архангельской области, Татарстане, на территории Сахалина, Волго-Уральской нефтегазовой провинции и др. Однако целенаправленные поиски именно этих полезных ископаемых практически не проводятся. Поэтому уже в недалеком будущем эта проблема станет приоритетной и, следовательно, «ляжет на плечи» тех, кто сейчас еще сидит на студенческой скамье.

А теперь по существу вопроса. Прежде чем мы расскажем о продуктах природного преобразования нефти, кратко остановимся на значении термина «**битум**» (в переводе означает «испаривающаяся смола»). К сожалению, этот термин, имеющий многовековую историю, иногда употребляется для обозначения различных веществ и значений. В практике термин «битум» в основном применяется в трех принципиально разных значениях. В **геологическом** — включающим все родственные нефти твердые и жидкие вещества, а также их аналоги, образующиеся в результате термической деградации органического вещества пород. В **аналитическом** (в настоящее время используется термин «**битумонад**») — природное вещество, растворимое в органических растворителях, например, в хлороформе, бензоле, спирто-бензоле, петролейном эфире, ацетоне и др. В **технологическом** — «тяжобитум», природные асфальты, продукты переработки нефти, угля, торфа и др., использующиеся в качестве сырья в дорожном строительстве, гидроизоляции и т.д.

В советской и российской нефтяной геологии для обозначения только твердых или вязких битумов введено понятие «**природные битумы**» или

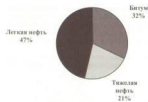


Рис. 4.35. Соотношение разведанных запасов легкой нефти, тяжелой нефти и природных битумов (Н.Б. Николаев, 2007)



«мининафты» (А.А. Карцев, 1978), которое не включает горючие природные газы и нефти. Как уже говорилось выше, в настоящее время наиболее широко используется генетическая классификация каустобиолитов, разработанная В.А. Успенским и О.А. Радченко [1961], в который выделяются каустобиолиты нефтяного (*битумного*) ряда.

Часто, что неформально, к тяжелой нефти относят нефти плотностью 920–1000 кг/м³ и вязкостью от 10 до 100 мПа·с. К природным битумам – сыблотионам или полутвердым веществам промежуточного углеводородного состава плотностью 1000 кг/м³ и вязкостью выше 10000 мПа·с. Промежуточную группу между природными битумами и тяжелыми нефтями занимают сверхтяжелые нефти, имеющие плотность 1000 кг/м³ и более и вязкость 100–10000 мПа·с.



Рис. 4.37. Положение природных битумов в классификации нафтоидов

Имеются и другие классификации, в том числе игнорирующие генезис каустобиолитов. Наиболее значимая из них предложена Н.Б. Вассоевичем и В.Н. Муратовым (1970). Эти исследователи, исходя из представления о ведущей роли углерода в составе горючих ископаемых, предложили новый термин *карботены*, который включает в себя горючие ископаемые как органического, так и неорганического происхождения.

Для обозначения каустобиолитов угольного ряда ими предложен термин – *карботиты*, а для обозначения каустобиолитов нефтяного (*битумного*) ряда – *нафтоиды*. В группу нафтоидов входит *нафтиды* (природные горючие газы, нефти и продукты ее преобразования в природных условиях), *нафтоиды* (нефтеподобные вещества, не связанные, генетически с нефтями и являющиеся продуктом термической деструкции органического вещества пород) и *магма-нафтоиды* – углеводороды, связанные с магматической деятельностью. В свою очередь, *нафтоиды*, образовавшиеся в зонах контактного метаморфизма, называются *пиронафтоидами*, а в зонах динамометаморфизма – *тектонафтоидами* (рис. 4.36).

Авторы не планировали отразить положение природных битумов в ряду нафтоидов. Однако это важно для понимания процессов образования и преобразования каустобиолитов нефтяного (битумного) ряда, а также и образования и преобразования битуминозных веществ, являющихся продуктами деструкции и возродки органического вещества пород. Поэтому классификация нафтоидов с учетом положения в ней природных битумов приведена на рис. 4.37.

*Нафтоиды («нефтеподобные») по В.А. Успенскому, [1936] – особая генетическая группа природных битумов, не связанных с нефтью и представляющих из себя продукт термической деструкции органического вещества пород в условиях контактного метаморфизма.

Таблица 4.15

Классификация нафтидов по В.А. Успенскому, О.А. Радченко и др. (1964)

Классы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нафтиды	Газы	Нефти	Мальты	Асфальтиты	Оксиаппариты	Эмалиты	Амалиты	Асфальтиты	Кериты	Антираксолиты	Оксиаппариты	Гуминоаппариты

В.А. Успенский, О.А. Радченко и др. (1964) на основе изучения химического состава горючих природных газов, нефтей и продуктов природного преобразования нефтей (с учетом их положения в генетическом ряду) выделяли 12 классов нафтидов (табл. 4.15).

Наиболее обоснованная схема процессов битумогенеза, учитывающая генетическую классификацию каустобитумов нефтяного (битумного) ряда В.А. Успенского и О.А. Радченко (1961, 1965), схемы изменения нефти и образования твердых битумов И.С. Гольдберга и В.А. Лебедева (1975), а также работ других исследователей, была разработана в 1979 г. О.К. Баженовой.

Схема во многом детализирует, уточняет, дополняет и объясняет процессы образования и преобразования каустобитумов нефтяного (битумного) ряда в классической классификации каустобитумов, разработанной В.А. Успенским и О.А. Радченко. Отличительной особенностью этой схемы является и то, что она очень доступна для восприятия и изучения.

О.К. Баженова с соавторами с позиций условий формирования состава и свойств нафтидов (и/или нафтоидов) выделяет генетические процессы битумогенеза: *гипергенные*, *миграционно-фильтрационные* и *термально-метаморфические*. Соответственно, генетические группы вещества подразделяются по химическому составу на различные классы. Однако здесь имеется одна особенность. Некоторые вещества (например, асфальтиты) могут образовываться в результате разных процессов: гипергенных, миграционно-фильтрационных и термально-метаморфических. Поэтому в классификации продуктов природного изменения нефти О.К. Баженовой эти вещества размещены во все процессы, соответствующие их образованию (рис. 4.38).

Наиболее многочисленной и распространенной в природе группой веществ являются нафтиды, которые образовались в зоне гипергенеза в результате *гипергенных* (окислительных) процессов.

В зоне гипергенеза происходит дегазация нефтей и воздействие на них инфильтрационных вод, содержащих кислород и микроорганизмы (в настоящее время известно более ста видов бактерий, грибов и плесеней, паразитирующих на нефти). Эти углеводородоокисляющие микроорганизмы могут существовать при достаточно жестких условиях: температуре до 80–90 °C и минерализация пластовых вод до 200 г/л. В результате их деятельности происходит окисление различных компонентов нефтей, вымывание водорастворимых веществ и биодегградация нефтей на границе нефтяного пласта.

Как правило, этот процесс наиболее интенсивно протекает на сравнительно малых глубинах в интервале температур 60–70 °C, однако в природе встречаются биодегградированные нефти и на больших глубинах, что позволяет их отнести к палеогипергенным.



Рис. 4.38. Схема образования нафтидов различных генетических линий Ю.К. Баженова и др., 2004г.

1 - первичный продукт; 2 - новообразованный продукт

Как показывают экспериментальные исследования, микроорганизмы в первую очередь усваивают алканы нормального строения C_{10} – C_{20} . Вслед за ними бактериальной атаке подвергаются моно- и бициклические алканы. В целом этот процесс идентифицируется по закономерному уменьшению соотношений n -алканов к суммарному содержанию их изомеров в ряду C_{14} – C_{20} , например, $n-C_{10}/\sum_{i=10}^{20} i-C_{10}$, $n-C_{11}/\sum_{i=10}^{20} i-C_{11}$ и т.д. Значительно увеличивается и суммарное отношение пристань и фитан к суммарному содержанию $n-C_{17}$ и $n-C_{18}$.

Вслед за разрушением углеводорода нормального строения интенсивность разложения образует определенный ряд: моноциклические нафто- и углеводороды – ароматические углеводороды бензольного ряда – изопреноидные углеводороды.

Некоторые особенности изменения геохимических параметров при биодегградации нефтей приведены в табл. 4.16.

В зависимости от термобарических условий и степени бактериального

Таблица 4.36

Некоторые изменения геохимических параметров при биодегradации нефти

Образцы нефти	Пristан/ <i>n</i> -C ₂₅	Фитан/ <i>n</i> -C ₂₅	Пristан-фитан/ <i>n</i> -C ₂₅ +n-C ₂₆
Неизмененные и частично-преобразованные разных регионов	0,6-0,74	0,001-0,09	0,04-0,69
Окисленные в природных условиях	1,8-6,6	2,14-10,0	2,18-7,50
Каталитически-преобразованные, нефти, подвергнутые лабораторному микробальному окислению	2,36-3,19	3,84-4,44	2,40-3,72
Глубокоокисленные	n-алканы и изопреноиды отсутствуют		

Примечание. Сводные данные из издания «Справочник по геохимии нефти и газа» под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1986.

воздействия может образоваться весьма широкий спектр дериватов* нефтей от слабо дегradированных до тяжелых и вязких нефтей и в конечном итоге природных битумов.

Именно этим процессом объяснено возникновение непрерывного генетического ряда веществ: малялы – асфальты – асфальтаты – оксикериты – гуминокериты, которые по О.К. Важенной и образуют I подгруппу нефтягов.

II подгруппа нефтягов также образуется в результате гипергенных процессов. Однако в нее входят нефтяды, которые образовались в результате миграционно-фильтрационных процессов. Это так называемые оксидиты, [оксикериты], которые попали в зону гипергенеза и подверглись микробальному окислению.

Нефтяды, образовавшиеся в результате фильтрационно-миграционных процессов, связаны с изменением состава высокопарафинистых нефтей и тяжелых конденсатов и их фазово-ретроградных превращений. В процессе восходящей миграции давление в пласте снижается. Поэтому в результате ретроградной конденсации происходит накопление и последующее выпадение из тяжелых конденсатов наиболее высокомолекулярных, в первую очередь, парафиновых, а также асфальтово-смолистых компонентов нефтей. Этот процесс приводит к образованию и последующему преобразованию оксикеритов и оксикеритоподобных веществ – татчетитов и асфальтенинов, которые образуются в результате десафальтизации нефтей.

В **термально-метаморфическую группу** нефтядов входят вещества, образовавшиеся в результате разных процессов и которые различаются по составу исходного вещества. Выделяются две генетические подгруппы: а первую генетическую подгруппу входят продукты метаморфического преобразования нефтягов. По степени преобразованности они образуют генетический ряд: кериты, альбериты, импсониты и аэтраксолиты. По степени метаморфизма антраксолиты подразделяются на низшие, средней степени метаморфизма и высшей степени метаморфизма. Во вторую генетическую подгруппу входят природные битумы, представляющие собой продукты пиролиза и возгонки органического вещества пород (нефтягов).

*Дериват – производное от чего-либо первичного, более общего.

Вторая генетическая подгруппа веществ представляет собой различные нефтенеподобные продукты – нефлоиды. По химическому составу нефлоиды практически не отличаются от нефтядов, но их распространение в природе имеет локальный характер.

Образование этих веществ связано, в основном, с двумя процессами: деструкцией и возгонкой органического вещества при контактной метаморфизме, а также тектоническими деформациями, сопровождающимися сверхвысокими давлениями (механоиды).

Некоторые продукты природного изменения нефтей (высоковязкие нефти, малялы) относятся к трудно извлекаемым запасам углеводородов. Однако кроме углеводородов они, как правило, содержат целый набор гетероорганических соединений и ценных металлов, в том числе ванадия и никеля в концентрациях экономически выгодных для рассмотрения вопроса о целесообразности их добычи в промышленных целях. Промышленное освоение таких месторождений сопряжено со значительными затратами, связанными с применением специальных энергоемких технологий добычи, транспортировки к местам переработки, а также сложностью самой переработки.

В нашей стране делаются практически первые подходы к созданию новых технологий добычи этих полезных ископаемых. Так, например, с 2007 г. предприятия, разрабатывающие месторождения сверхвязкой нефти (вязкость в пластовых условиях более 200 мПа·с), освобождены от уплаты налогов.

Однако это – только первый шаг к развитию этой практически новой отрасли нефтедобычи и нефтепереработки. В некоторых странах – США, Канаде, Венесуэле – энергетический кризис 70-х годов прошлого века заставил принимать крупномасштабные финансовые решения на привлечение высоковязких нефтей и битумов в процессы разработки и рациональной переработки, что привело к созданию у них практически новой отрасли промышленности.

Потребности этих стран в таком стратегически важном сырье, как ванадий и никель, полностью удовлетворяются за счет их извлечения из высоковязких нефтей и малял. У нас, к сожалению, только сейчас отозвался от применения воздействия на пласт метода внутрискважового горения, при котором происходила не только потеря от 10 до 40 кг нефти на 1 м² пласта, но и практически полная потеря металлов в добываемом продукте.

Применение паротемлового воздействия на пласт снизило до 10–15 % потери попутных компонентов, но и во многом повысил себестоимость конечного продукта из-за высокой стоимости производства пара, а также сложностями с транспортировкой конечного продукта к местам переработки, так как прокачка этого продукта по магистральным трубопроводам приводит к значительному ухудшению товарных качеств стандартных нефтей, пользующихся этими трубопроводами.

Комплексное решение этой проблемы было предложено специалистами ВНИИПИ совместно с ВНИИ НП и Ленинградтехиниом, которые на основе процесса висбрократирования (Хант, 1984) предложили метод территориального и технологического совмещения добычи и переработки высоковязких нефтей и природных битумов (Н.И. Искрицкая, 2006) по которому предлагается непосредственно на промысле строительство установок термического крекинга. Они позволят сразу получать из нефти бен-

зин, дизельное и моторное топливо и нефтекоксы, содержащий попутные металлы.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что практическое применение этого метода обеспечит переработку высококачественных нефтей и битумов более, чем на 80 %, а с газификацией кокса – до 90 % и выше. Еще один очень важный экономический положительный момент применения этого метода состоит в том, что газ и часть углеводородных фракций могут быть использованы для теплового воздействия на пласт, что намного снизит общие затраты на добычу этих полезных ископаемых.

Учитывая, что такие установки уже созданы и начато опытное их применение, остается надеяться, что правительственная поддержка этого нового для нашей страны научного и практического направления будет распространена в масштабах России.

Глава 5

ГАЗОВЫЕ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ

5.1. ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ

Природные газы распространены повсеместно. Они имеются в атмосфере, в поверхностной почве и подпочве, в литосфере, в растворенном состоянии в воде, сопровождают вулканические извержения, содержатся в нефтяных и газовых месторождениях и т.д.

Природные газы могут быть горючими и не горючими. Способностью гореть обладают метан (CH_4) и его газообразные гомологи: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8) и бутан ($\text{i-C}_4\text{H}_{10}$) и изобутан ($\text{i-C}_4\text{H}_{10}$), а также непредельные газы: этилен (C_2H_4), пропилен (C_3H_6), бутadien (C_4H_6), и некоторые неуглеводородные газы – водород (H_2), сероводород (H_2S) и окись углерода (CO). К негорючим газам относятся азот и благородные (инертные) газы.

Соответственно состав газовых смесей значительно отличается друг от друга. Наиболее полное обобщение сведений о природных газах было сделано В.А. Соколовым во второй половине XX века (табл. 5.1, 5.2).

Говоря о природных газах нельзя не остановиться на основных их физических параметрах. Прежде всего это – **плотность газа**. Плотность газа зависит от его состава, давления и температуры. Она уменьшается с ростом температуры и увеличивается с повышением давления и молекулярной массы. Иногда используется так называемая относительная плотность. Это – безразмерная величина плотности газа к плотности воздуха. При атмосферном давлении и температуре 0 °C плотность углекислого газа равна 1,519, сероводорода – 1,176, а относительная плотность природных горючих газов будет зависеть от его состава и для газов C_1 – C_4 меняться в пределах 0,555–2,074.

Вязкость газа. Растет с уменьшением молекулярной массы и увеличением температуры и давления. Например, вязкость метана составляет

Таблица 5.1
Основные типы природных газов и компоненты, входящие в их состав (В.А. Соколов, 1971)

Типы природных газов	Компоненты
Атмосферные	N_2 , O_2 , O_3 , Ar, CO_2
Земной поверхности, почва и подпочва	CO_2 , H_2O , CH_4 , N_2O , H_2S
Метаморфические порода, гранитной и базальтовой оболочек	CO_2 , H_2 , N_2 , H_2S , CH_4 , HCl, HF, благородные (инертные) газы (гелий, аргон, неон, ксенон, криптон и др.), CO_2 , N_2 , SO_2 , H_2S , HCl, HF, C_2H_6 , благородные газы
Вулканические газы	

Таблица 3.2

Классификация газов осадочных пород по В.А. Сивилеву

Тип газов	Основные компоненты	Второстепенные компоненты	Микрокомпоненты
Нефтяных месторождений	CH ₄ , тяжелые УВ (тан, пропан, бутан, и т.д.)	N ₂ , CO ₂ , H ₂ S, He, Ar	H ₂ , благородные газы (аргон, неон, ксенон, криптон и др.)
Газовых месторождений	CH ₄	C ₂ H ₆ -C ₃ H ₈ , H ₂ S, He, Ar	H ₂ , благородные газы
Угльных месторождений	CH ₄	CO ₂ , N ₂ , H ₂	Тяжелые углеводороды, H ₂ S, благородные газы
Болотные и торфяные	CH ₄ , H ₂ , N ₂	CO ₂	H ₂ , CO, N ₂ , He, H ₂ S
Сопельные отложения	CH ₄	H ₂ S, C ₂ H ₆ -C ₃ H ₈	Благородные газы
Рассеянные в породах	CO ₂ , CH ₄	H ₂ , C ₂ H ₆ -C ₃ H ₈ , H ₂ S, N ₂	Благородные газы

около 0,01 МПа·с, что в 100 раз меньше, чем вязкость воды. Это обуславливает его способность перемещаться в пористых и трещиноватых породах при перепадах давления.

Растворимость газа в воде зависит от его состава, температуры, давления и минерализации воды. Наибольшей растворимостью обладают полярные газы, вступающие в реакцию с водой, например, углекислый газ. Менее растворимы инертные газы, азот и углеводородные газы. Так, например, растворимость углекислого газа в воде при температуре 20 °С и нормальном давлении составляет 0,87 см³ в 1 см³ воды, что в 26 раз выше растворимости метана и в 58 раз азота при тех же условиях. Интересно то, что растворимость сероводорода в три раза больше, чем углекислого газа.

Растворимость углеводородов в воде при прочих равных условиях увеличивается в ряду от C₁ до C₄. При температуре ниже 30 °С и давлении менее 15–20 МПа растворимость в воде углеводородов составляет сотые доли кг/м³. В целом, с ростом минерализации пластовых вод растворимость уменьшается, а с повышением давления – увеличивается. Пластовая температура незначительно влияет на растворимость углеводородных газов. При повышении температуры растворимость сначала падает, достигая минимума при T = 60–100 °С, а затем резко возрастает, особенно при высоких давлениях.

Растворимость газа в нефти выше, чем в воде и зависит от давления, температуры, состава газа и состава нефти. С увеличением давления растворимость газа в нефти увеличивается, а с повышением температуры – падает. Существует обратная зависимость между растворимостью газа в нефти и плотностью нефти: чем выше плотность – тем ниже растворимость. Уменьшается растворимость газа в нефти с увеличением в ее составе доли нафтеновых и ароматических углеводородов.

Выделение растворенного в нефти газа происходит в обратном порядке. Сначала выделяются низкомолекулярные газы (плохо растворимые), а затем тяжелые (хорошо растворимые компоненты).

Сорбция (поглощение) газов существует и в литосфере. Величина сорбции однородного газа пропорциональна его концентрации над поверхностью сорбента и обратно пропорциональна температуре. С увеличением удельной поверхности пород их сорбционная способность возрастает и особенно с увеличением в них содержания органического вещества. Важные породы сорбируют газы хуже, чем сухие. Сорбция углеводородных газов возрастает с увеличением их молекулярной массы.

В целом сорбционная способность уменьшается в ряду: оксид углерода > диоксид углерода > бутан > пропан > этан > азот > метан > водород.

Диффузия газов, то есть проникновение его молекул в другие вещества, подчиняется закону Фика и происходит в направлении убывания концентрации вещества. Это обусловлено тепловым движением молекул и является одним из механизмов выравнивания его концентраций в системе.

Скорость диффузии газа зависит от его концентрации, пористости, проницаемости, структуры порового пространства и размера пор вмещающих пород. С увеличением температуры скорость диффузии растет, но при прочих равных условиях уменьшается с ростом молекулярной массы.

Диффузия играет значительную роль в процессах формирования и перераспределения скоплений углеводородов. Она участвует в эммиграции углеводородов из нефтегазопроницающих пород в коллекторы, обуславливая иногда значительные потери газа из залежей, вплоть до их полного разрушения. В этом случае в выше замещающих коллекторах возможно даже образование вторичных скоплений.

Фильтрация газов через пористую среду под влиянием перепада давлений подчиняется закону Дарси – скорость движения газа прямо пропорциональна проницаемости горных пород, через которые происходит фильтрация, и разности квадратов давлений в начале и в конце движения. Этот вопрос мы подробно рассмотрим в разделе «Миграция углеводородов», а здесь только отметим, что в природных условиях фильтрация газов может происходить вместе с пластовой водой или нефтью, при этом проявляются ретроградные процессы, которые значительно усложняют фильтрацию.

Гидратообразование. При низких температурах углеводородные газы при определенных условиях могут создавать с водой твердые растворы, которые называют газовыми гидратами. Углубляя большой интерес геологов-нефтяников к изучению условий образования и размещения газовых гидратов, эти вопросы мы рассмотрим в специальном разделе.

В осадочных отложениях природные газы находятся в свободном состоянии, растворенными в пластовых водах и нефти, а также рассеянными в горных породах. Рассеянные газы могут быть заключены в открытых и закрытых порах, в том числе в сорбированном состоянии на поверхности минеральных частиц.

Свободные газы в литосфере могут образовывать самостоятельные скопления, находиться в виде газовых шапок нефтяных месторождений, а также содержать в себе растворенные жидкие углеводороды, образуя так называемые газоконденсатные скопления. Существует прямая зависимость между давлением и растворимостью жидких углеводородов в газах. Поэтому в природе газоконденсатные месторождения распространены достаточно широко.

В таких геологических объектах в пластовых условиях в газах содержится значительное количество жидких углеводородов, растворенных в газе. В поверхностных условиях при снижении пластового давления они выпадают в жидкую фазу.

Имеются даже целые регионы, где широко распространены газоконденсатные месторождения, как, например, Амударынская нефтегазовая область, ряд районов в Предкавказье и др.

Газы чисто газовых месторождений состоят в основном из метана (93–99 %) с небольшой примесью этана, пропана, бутана и др. В некоторых

газах газовых месторождений содержится диоксид углерода (CO_2), азот, а также сероводород, азот и благородные газы (Ar, Ne и др.).

Попутные газы. Так обычно называют газобразные углеводороды, сопровождающие сырую нефть. В условиях пластового давления эти газы либо образуют газовую шапку, либо могут быть полностью растворены в нефти и в процессе её добычи выделяются из-за снижения пластового давления. Для этих газов характерно наличие значительных количеств этана, пропана, бутана и высших углеводородов вплоть до октана. Такие газы, в отличие от сухих, принято называть жирными или богатыми. Состав газов колеблется в значительных пределах и зависит от типа месторождения и условий добычи нефти.

Газы газоконденсатных месторождений по составу относительно близки к газам газонефтяных месторождений. При разработке этих месторождений давление снижается, жидкие углеводороды конденсируются и могут быть отделены от газа в виде жидкого конденсата. После отделения конденсата газ приближается по составу к сухим газам, а конденсат содержит бензиновые и керосиновые фракции. Состав некоторых газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений приведен в табл. 5.3.

Следует отметить, что сжиженные нефтяные газы используют в качестве растворителей для извлечения остаточной нефти из пласта.

Как видно из табл. 5.3, основными компонентами горючих природных газов являются метан, его газобразные гомологи (этан, пропан, бутан) и примеси жидких углеводородов, находящиеся в составе газовой смеси в газобразном состоянии (C_5 + выше). В составе газов в тех или иных концентрациях, как правило, могут присутствовать и неуглеводородные компоненты – углекислый газ, азот, сероводород, а также инертные (благородные) газы: гелий и др.

В нефтяной геологии и геохимии широко используются классификация газов по содержанию в них метана и его гомологов. Одна из них, разработанная И.С. Старобинцем (1991), достаточно широко используется при геохимических исследованиях (табл. 5.4).

Таблица 5.3

Состав газов некоторых месторождений (% об.)

Месторождения	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2S	N_2 + редкие
Газовые								
Запорожское	98,6	0,07	0,02	0,013	0,011	0,18	–	1,11
Северо-Ставропольское	98,3	0,03	0,1	0,04	0,02	0,13	–	0,11
Уренгойское	93,2	1,0	0,33	0,07	0,03	0,40	–	3,069
Газоконденсатные								
Газалинское	93,0	3,2	0,90	0,47	0,13	0,10	–	2,20
Оренбургское	84,8	4,5	1,40	0,30	1,39	1,13	35,0	5,00
Вурьянское	74,8	8,7	3,90	1,00	6,40	0,10	–	4,30
Астраханское	47,48	1,92	0,93	0,36	3,06	21,55	21,5	1,90
С попутными газами								
Небит-Датское	85,7	4,0	3,5	2,0	1,4	2,60	0,01	1,3
Жиганское	82,0	8,0	3,0	3,5	1,0	3,0	–	1,1
Туйвасское	41,0	21,0	17,4	6,8	4,6	0,1	2,0	7,1
Романовское	39,0	20,0	18,5	6,2	4,7	0,1	–	11,5
Сыктывинское	31,9	23,9	3,9	2,7	0,8	1,6	1,30	31,5
Амурское	39,1	29,2	23,6	10,6	4,8	1,5	2,40	6,8

Таблица 5.4

Классификация газов по содержанию углеводородных компонентов

Тип газов	Гомологи метана (C_2 + высш., % мол.)	Коэффициент жирности C_2 + высш./ CH_4
Сухие	0-5	0,3-0,8
Полужирные	6-15	0,0-20,0
Жирные	12-25	20,0-30,0
Высокожирные	Более 25	Более 30

В целом, коэффициент жирности газов увеличивается в ряду залежей, содержащих различное фазовое состояние углеводородов: чисто газовые залежи – газоконденсатные залежи – нефтяные залежи.

В пределах территорий, где расположены однотипные залежи, коэффициент жирности используется также как показатель направления возможной миграции углеводородов.

Обратное соотношение метана и его гомологов, то есть CH_4/C_2 + высш., называется коэффициентом сухости газов, а отношение C_2/C_3 или C_3/C_2 + C_4 – коэффициентом этановости и характеризует этановый потенциал в газовых смесях.

Природные газы, растворенные в нефти, называются **попутными** или **нефтяными** газами. Количество газа, растворенное в 1 тоне или 1 м³ нефти, называется **газовым фактором**. Он имеет размерность м³/т или м³/м³. Говоря о газовом факторе нельзя не отметить и такой параметр, как давление насыщения ($p_{\text{нас}}$). Это давление, при котором происходит выделение из газонефтяного раствора первых порций газа. Для оценки степени газонасыщенности нефти используют коэффициент, представляющий собой отношение величин давления насыщения к пластовому давлению [$p_{\text{нас}}/p_{\text{пл}}$].

Метан – наиболее распространенный газ в природе. Как мы уже видели из таблиц, он присутствует практически во всем диапазоне осадочного чехла и в глубоких горизонтах земной коры, поступаю оттуда из глубинных недр земли. Соответственно и образование метана может быть разным – биохимическим, катагенетическим, метаморфическим и магматическим.

В почвенных и подпочвенных отложениях, а также на стадии диагенеза осадков, метанообразование связано с микробиологической деятельностью. Ежегодно, таким образом, генерируется $2,5-3,0 \cdot 10^{10}$ т метана, значительная часть которого уходит в атмосферу и разрушается углеводородопотребляющими бактериями. Благодаря этим процессам в благоприятных геологических условиях на небольших глубинах могут образовываться скопления биогенного метана, как, например, в сенноманских отложениях на севере Западной Сибири, в неогеновых отложениях в Предкавказье и в других регионах. Следует отметить, что в приповерхностных условиях гомологи метана не образуются. Здесь встречаются только непредельные углеводороды: этилен, пропилен, бутен, которые являются продуктами жизнедеятельности микроорганизмов.

Катагенетическое и метаморфическое происхождение метана сопутствует преобразованию органического вещества на различных стадиях катагенеза. Об этом мы уже говорили, рассказывая о стадиях преобразования органического вещества. Здесь надо отметить, что в геохимических зонах нефти – и газогенерации образуется не только метан, но и его гомологи, а также углеводороды нефтяного ряда.

Таблица 5.3

Теоретические балансовые расчеты состава газов, образующихся при преобразовании органического вещества гумусового типа на различных стадиях литогенеза (Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, В.А. Успенский, 1974)

Начало пре- дложения	мл/100 г породы				% об. от Σ газов			
	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃
К ₀ (ПК ₀)	104,2	57,9	13,5	34,1	49,7	27,6	6,4	16,3
Δ (МК ₀)	110,8	62,1	13,5	34,1	50,2	28,2	6,1	15,5
Δ' (МК ₀)	126,5	71,8	13,5	35,3	51,1	29,0	5,5	14,4
Ж (МК ₀)	140,6	73,4	13,5	36,1	53,4	27,8	5,1	13,7
Г ₀ (МК ₀)	146,2	77,4	17,3	36,2	53,1	27,7	6,2	13,0
К (МК ₀)	153,1	82,1	19,2	37,2	50,8	30,5	6,4	12,3
ОС (МК ₀)	154,3	99,0	19,6	38,9	49,4	31,6	6,3	12,5
Т (АК ₀)	154,8	107,4	19,9	39,7	48,1	33,4	6,2	12,3
П ₀ (АК ₀)	155,8	126,2	29,4	41,0	45,4	36,8	5,9	11,9
А ₀ (АК ₀)	156,8	146,4	21,7	43,2	42,6	39,6	5,9	11,7
А ₁ (АК ₀)	157,8	160,5	22,1	44,2	39,9	42,0	5,9	11,2
Грифит	157,8	219,7	28,0	53,6	34,5	48,1	6,1	11,3

Примечание. За исходный уровень расчетов принята торфяная стадия, за которой в 100 г породы содержится 1 % об. от Σ = 50 %.

Масштабы генерации газа и его качественный состав определяются не только концентрацией органического вещества, но и его генетическим типом и степенью его преобразования. Так, например, по данным Е.А. Рогозина, С.Г. Неручева, В.А. Успенского (1974) гумусовое органическое вещество при благоприятных условиях генерирует газы, в составе которых преобладает метан, а также содержится неуглеводородные компоненты – углекислый газ и сероводород (табл. 5.3).

Гомологи метана при благоприятных условиях генерирует сапропелевое органическое вещество (табл. 5.6).

Балансовые расчеты, проведенные этими исследователями, показали, что если органическое вещество в глинистых породах будет представлено обоним генетическими типами в равных количествах, то образуется значительный объем газа. Так, например, при преобразовании ОБ до графитной МК₀ при содержании органического вещества в глинистых породах континентального сектора субстрата на уровне 0,1 % (в начале процесса литогенеза), образуется $13,6 \cdot 10^{11}$ м³, из них $2,6 \cdot 10^{11}$ м³ – углеводородных.

Органическое вещество является основой, но далеко не единственным источником газов в осадочной толще. Преобразование минеральных

Таблица 5.6

Теоретические балансовые расчеты состава газов, образующихся при преобразовании органического вещества сапропелевого типа на различных стадиях литогенеза (Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, В.А. Успенский, 1974)

Начало пре- дложения	мл/100 г породы				% об. от Σ газов			
	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃ -N ₂	CO ₂	CH ₄	H ₂ S	NH ₃ -N ₂
МК ₀	138,1	12,7	8,3	33,7	71,6	6,6	4,3	17,3
МК ₀	150,8	18,1	20,7	37,0	66,4	8,6	9,2	16,4
МК ₀	157,8	33,1	23,3	37,2	57,7	20,2	8,5	13,6
МК ₀	159,8	56,9	24,4	37,2	53,4	22,2	8,5	12,9
АК ₀	161,1	87,9	28,3	37,2	51,2	27,9	9,1	11,8
АК ₀	164,4	94,1	30,6	38,1	50,2	28,0	9,4	11,6
АК ₀	166,4	97,2	33,3	39,2	49,5	28,9	9,9	11,7
Грифит	166,5	105,3	35,2	39,9	48,3	30,2	10,1	11,4

компонентов также может сопровождаться образованием газов, в том числе CO₂, H₂S и др.

Большую роль в распространении горючих природных газов в литосфере играют газы, растворенные в пластовых водах.

В табл. 5.7 представлена одна из классификаций, разработанная А.М. Зорькиным.

Расчеты, проведенные А.А. Карцевым, А.М. Зорькиным, А.С. Зингером и др. показывают, что общее количество углеводородных и других газов в подземных водах почти на два порядка больше, чем в газовых залежах каждой нефтегазоносной провинции, где они изучались. На основании изучения этих материалов А.А. Карцев сделал практические выводы:

1. Содержание растворенных углеводородов в пластовых водах увеличивается с ростом глубины.

2. Достаточно часто имеет место факт, что в нефтегазоносных районах пластовые воды недонасыщены углеводородами.

3. В мезокайнозойских отложениях насыщенность углеводородами пластовых вод значительно выше, чем в отложениях палеозойского возраста. Причем в последних иногда преобладает азот.

Одним из важнейших геохимических показателей генерации газов в пластовых водах является газонасыщенность вод, то есть суммарное содержание газа в строго определенном объеме воды. Газонасыщенность выражается в см³/л или в м³/м³.

Особенно резко газонасыщенность возрастает в пластах, характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями.

В целом, при приближении к газовым или газоконденсатным месторождениям, газонасыщенность пластовых вод увеличивается, что позволяет использовать этот признак в качестве показателя газонасыщенности недр.

Следует отметить, что аномально высокая газонасыщенность вод иногда используется в промышленных целях. Так, например, в префектуре Сидзуока (Япония) ведется промышленная добыча газа, растворенного в пластовых водах.

Одним из геохимических показателей углеводородных газов является их изотопный состав. Его значения $\delta^{13}\text{C}$ в отложениях разного возраста изменяются в широких пределах от $\delta^{13}\text{C} = -2,92$ до $\delta^{13}\text{C} = -5,76$. По данным С. Симмермана наиболее обогащен изотопом $\delta^{13}\text{C}$ метан и далее его содер-

Таблица 5.7

Классификация газов, растворенных в пластовых водах по их составу (А.М. Зорькин, 1971)

Класс газа	Тип газа	Содержание компонентов
Углеводородный	Метановый	$75 \leq \text{C}_2\text{H}_6 \leq 50$; $\text{N}_2 \leq 25$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \leq 25$
	Азотно-метановый	$\text{C}_2\text{H}_6 \geq 50$; $50 \leq \text{N}_2 \leq 25$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \leq 25$
	Углеисло-метановый	$75 \leq \text{C}_2\text{H}_6 \leq 50$; $\text{N}_2 \leq 25$; $30 \leq (\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \leq 25$
Азотный	Азотный	$\text{N}_2 \geq 75$; $\text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \leq 25$
	Метано-азотный	$75 \leq \text{N}_2 \leq 50$; $50 \leq \text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \leq 25$
	Углеисло-азотный	$75 \leq \text{N}_2 \geq 50$; $\text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \geq 25$
Углеисловый	Углеисловый	$(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \geq 75$; $\text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $\text{N}_2 \geq 25$
	Азотно-углеисловый	$75 \leq (\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \geq 75$; $\text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $\text{N}_2 \geq 25$
	Метано-углеисловый	$75 \leq (\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \geq 75$; $30 \leq \text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $\text{N}_2 \geq 25$
Углеисло-азотно-метановый	Углеисло-азотно-метановый	$\text{C}_2\text{H}_6 \leq 25$; $\text{N}_2 \geq 25$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \geq 25$
	Метано-углеисло-азотный	$\text{N}_2 \leq 30$; $(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \geq 25$; $\text{C}_2\text{H}_6 \geq 25$
	Метано-азотно-углеисловый	$(\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}) \leq 50$; $\text{C}_2\text{H}_6 \geq 25$; $\text{N}_2 \geq 25$

жание убывает в ряду этан < пропан < бутан, причем наиболее значительная разница между $\delta^{13}\text{C}$ для метана и этана. Далее она убывает. Интересная особенность распределения изотопа $\delta^{13}\text{C}$ в углеводородных газах состоит в том, что по мере увеличения градиций катагенеза $\delta^{13}\text{C}$ метана закономерно увеличивается. В природных горючих газах, как правило, присутствует азот. Он представлен двумя изотопами ^{14}N и ^{15}N . Исследования, проведенные Т. Херингом, показали, что нефть и органическое вещество характеризуются несколько отличными значениями ^{15}N . В органическом веществе пород ^{15}N от +0,17 до +1,4, а в нефтях – ^{15}N от –0,1 до +1,7. В природных горючих газах ^{15}N от –1,0 до +1,5. Таким образом, Т. Херинг полагает, что часть азота в природных горючих газах имеет биогенное происхождение, а часть поступала из магматических пород.

В некоторых природных газах присутствует сероводород. Многочисленные исследования изотопного состава серы в природных газах и нефтях, проведенные Р.Г. Панкиной, показали, что основной причиной образования сероводорода является бактериальное восстановление сульфатов. Изучение закономерностей изменения изотопов серы в природных газах в различных стратиграфических горизонтах привело к заключению, что в целом выдвигается тенденция уменьшения доли тяжелого изотопа серы с увеличением возраста вмещающих пород.

Интересные данные приведены в работах Н.А. Еременко, В.А. Мехтевой и Р.Г. Панкиной. В них показана возможность образования сероводорода при микробном восстановлении сульфатов. Причем колебания отношения изотопов $^{32}\text{S}/^{34}\text{S}$ очень значительны. Отмечается некоторая особенность: в водах с высокими концентрациями сульфатов образуется сероводород, значительно обогащенный серой. При интенсивном процессе восстановления и ограниченном количестве сульфатов, в пластовых водах сероводород изотопно утяжеляется.

Газы, рассеянные в породах, отличаются значительным разнообразием по своему составу. Газы находятся в тесной связи с твердыми (минеральными и органическими) частями горных пород, а также внутри них. Эти газы представляют собой газовый фон осадочных пород. В их составе обычно присутствуют углекислый газ, азот, метан, а также примеси тяжелых углеводородов, водорода и благородных газов.

Концентрации рассеянных углеводородных газов в толщах пород над нефтяными и газовыми месторождениями в зонах затружденного водообмена иногда достигают сотен кубических сантиметров в одном килограмме породы. Содержание же углеводородных газов в породах, извлеченных из скважин, пробуренных на нефтегазовых площадях, составляет тысячные или десятитысячные доли кубического сантиметра на 1 кг породы. Детальное изучение состава сорбированного газа в газосистных районах показывает, что основными компонентами в них являются углеводородные газы (C_1 – C_4), затем углекислый газ и азот. Иногда встречается водород, но его концентрация обычно не велика. В районах, где осадочные породы не содержат углеводородных скоплений, в составе сорбированных газов углеводороды имеют подчиненное значение, на первое место выходит углекислый газ и азот.

На этом фоне иногда встречаются аномалии в составе рассеянных газов, которые могут содержать не только примеси тяжелых углеводородов, но и заметные концентрации достаточно высокомолекулярных жидких ароматических структур. Эти углеводороды в стандартных условиях выки-

Таблица 58

Состав газовой фазы дисперсного ОБ стратопелевого типа тулунской пещки юри Западной Сибири (по Е.А. Роговину)

Глубина отбора, м	Степень метаногенеза ОБ (взвешивая углерод)	Состав газа (без воздуха), %									
		CO_2	CO	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	H_2	N_2 + инертные газы
1580–1592	Б	34,1	0	0	0	0,5	0,8	0,5	10,0	34,1	
1845–1853	Б	34,8	0,5	0,7	2,9	10,5	0,5	3,6	2,2	35,0	
1928–1935	Б-А	27,3	0,7	1,5	5,0	14,0	13,2	8,0	3,6	26,7	
2167–2172	Б-А	12,5	0,3	8,8	4,6	9,6	7,6	2,6	3,7	48,3	
2312–2316	А	10,9	0,2	16,5	8,5	23,4	16,7	5,8	1,5	16,5	
2922–2932	А	6,7	0,6	0	3,3	13,0	9,6	3,0	8,6	35,2	

плют до 200 °С, хорошо растворяются в пластовых водах и имеют повышенную летучесть, что обеспечивает им способность к рассеиванию (миграции).

Газы, сорбированные органическим веществом, даже в разновозрастных отложениях значительно отличаются по составу. Однако, в целом выдвигаются определенные тенденции изменения состава газов в зависимо-



Рис. 5.1. Классификация рассеянных углеводородных газов

сти от состава органического вещества, глубины залегания пород и степени метаморфизма органического вещества. Интересные данные по этому вопросу были получены Е.А. Рогозиной (табл. 5.8).

Итак, мы рассказали почти обо всех типах рассеянных углеводородных газов. В заключение приведем их классификацию, разработанную И.С. Старобинцем с соавторами (рис. 5.1).

5.2. ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

Особое место в ряду фазового состояния газообразных углеводородов занимают так называемые газовые гидраты (или, как их еще называют, клатраты), которые представляют собой твердые кристаллические образования, внешне похожие на рыхлый снег или лед.

История техногенного гидратообразования известна уже более 150 лет. Однако только с конца шестидесятых годов прошлого века проблема образования газовых гидратов привлекла пристальное внимание ученых, так как нефтяники столкнулись с гидратообразованием в газовых трубопроводах, которые были проложены на территориях с вечной мерзлотой.

Исследования показали, что условия образования гидратов зависят от давления, температуры и размера молекул. Их кристаллическая решетка построена из молекул воды, во внутренних полостях которой размещены молекулы газа, образующие гидрат.

Принципиальное отличие кристаллической решетки клатратов от кристаллической решетки льда заключается в том, что незаполненная газом решетка самостоятельно существовать не может.

По данным С.Ш. Бик, Ю.Ф. Макагова, В.И. Фомина (1990) гидраты кристаллизуются из двух структур. Первая в объемно-центрированной кубической решетке размером 1,2 нм. И вторая – в гранецентрированной решетке размером 1,75 нм (рис. 5.2).

Элементарная ячейка первой структуры построена из 46 молекул воды и содержит 8 полостей – 6 больших (0,59 нм) и 2 маленьких (0,52 нм). Большие полости представляют собой тетраэдры, а меньшие – пентагон-додекаэдры.

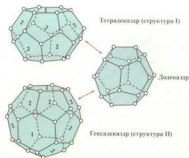
Вторая структура представляет собой гранецентрированную кубическую решетку, похожую на строение алмаза, размером 1,73–1,74 нм. Элементарная ячейка этой структуры построена из 136 молекул воды и содержит 8 больших (0,69 нм) и 16 малых (0,48 нм) полостей.

Малые полости представляют собой пентагональные додекаэдры, а большие – сферические гексадекаэдры. Таким образом, если величина молекулы газа меньше, чем 0,6 нм, то образуется гидрат I-й структуры и он может состоять только из CH_4 , C_2H_6 , CO_2 , H_2 и O_2 (их молекулы меньше 0,6 нм).

Если величина молекул меньше 0,69 нм, то образуется гидрат II-й структуры, состоящий из C_3H_8 , изо C_4H_{10} и др. Если величина молекул больше 0,69 нм, то гидраты образовать не могут.

Физико-химические свойства некоторых гидратов приведены в табл. 5.9.

Рис. 5.2. Структуры газо-гидратов



Условия образования газовых гидратов изображают в виде диаграмм в координатах «температура – давление», которые показывают начальные условия образования клатратов чистых газов или их смесей.

На рис. 5.3 показана такая диаграмма с указанием некоторых индивидуальных компонентов природных газов.

На диаграмме гидратообразования хорошо видна практически линейная зависимость между температурой, давлением и гидратообразованием азота и метана. Поведение других индивидуальных компонентов несколько сложнее, однако с помощью этой диаграммы легко можно определить равновесные условия гидратообразования для каждого из приведенных на диаграмме газов. Существуют различные классификации газовых гидратов. Одна из них разработана на генетической основе (табл. 5.10).

Гидраты распространены в различных районах Мирового океана. В поллярных морях, где температура близка к 0 °С, верхняя граница возможного гидратообразования близка к поверхности воды. Исследования показали, что даже на экваторе на глубине 1000 м температура не превышает +15 °С, а в придонных слоях остается практически одинаковой, колеблется в преде-

Таблица 5.9

Физико-химические свойства некоторых гидратов (С.Ш. Бик, В.И. Фомина, 1990)

Газ-преобразователь	η	$V, \text{м}^3$	$\rho, \text{г/см}^3$
CH_4	3,75	1,26	0,92
C_2H_6	3,75	1,285	1,09
C_3H_8	17,0	1,307	0,88
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	17,0	1,314	0,90
CO_2	5,75	1,28	1,11
H_2	37,6	1,28	1,05

Примечание: ρ – плотность; V – удельный объем воды в гидрате; η – отношение числа молекул воды к числу молекул газа в гидрате.

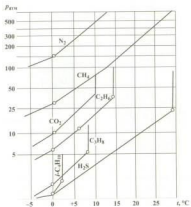


Рис. 5.3. Условия образования газовых гидратов индивидуальными компонентами природных газов (С.П. Бак, В.И. Фомина, 1978)

дах $+1$ – $+3$ °C. Из этого следует, что процессы образования гидратов могут происходить практически во всех акваториях мира.

На рис. 5.4 показана схема возможного образования скопления гидратов в зоне сочленения океана и криолитозоны.

Таблица 5.10
Классификация газовых гидратов (по Е.С. Барану и Г.Д. Генсбургу)

Генетический тип	Описание	Примеры возможного распространения
Криогенный	Скопление гидрата, которое образуется в результате понижения температуры в уже существующей залежи газа.	По тектоническим и геофизическим показателям предполагается, что газ в виде гидратов присутствует в Московском месторождении в Красноярском крае.
Седиментогенный	Формирование этого типа определяется сочетанием благоприятных термобарических условий и повышенных концентраций ОГ, которое является источником биогенного метана и других газов.	Образуются на континентальных склонах и у подножий. К ним приурочены подавляющая часть известных проявлений гидратов на днах морей.
Фильтрационный	Формируется при фильтрации газа или газосодержащей воды через зону, соответствующую термобарической стабильности клатратов.	Образуются в осадочной толще в участках разгрузки флюидальной системы, например подводящий газовой вулканизм.
Диалитический	Формируется вследствие связывания с поровой водой газов, образовавшихся при диалитических процессах. Имеет прямую связь с сдвиганием ОГ.	Прогнозируются крупнейшие скопления клатратов именно этого типа (А.А. Трофимук, Н.В. Черский, В.П. Царев и др.).

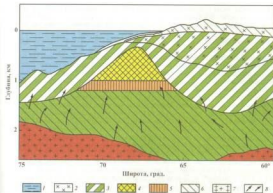


Рис. 5.4. Схема возможного образования скопления гидратов в зоне сочленения океана и криолитозоны (А.В. Георг, 2005)

Реализация многочисленных проектов по оценке перспектив гидратности показала, что в Северном Ледовитом океане условия для образования гидратов распространяются практически по всей территории вблизи дна, а в направлении материка даже выше дна океана.

В верхней части Каспийского моря предполагается наличие зон гидратообразования в котловинах Северного и Южного Каспия, причем в Северном Каспии зона распространения клатратов охватывается изобатой 300 м при мощности возможного образования гидратов 134 м. В южном Каспии она охватывается изобатой 152 м, мощность перспективного слоя составляет 480 м. Поэтому теоретически запасы гидратов могут быть весьма внушительными. Таким образом, по оценке многих исследователей благоприятные термобарические условия существуют на 90 % площади Мирового океана. Из них потенциально гидратоносным является площадь только в 10 %, причина этого феномена заключается в недостатке метана, так как необходимым условием стабильности газовых гидратов является содержание газа гидратообразователя в концентрации равной растворимости (А.В. Егоров, 2005). Такое условие – содержание метана порядка нескольких литров на один литр воды не является типичным для донных осадков Мирового океана. Известно, что с глубиной температура в осадках и осадочных отложениях понижается, достигая предела, когда термобарические условия стабильности газогидратной системы не могут соблюдаться. Ниж-

ния граница зоны стабильности с увеличением глубины акваторий заглубляется в осадки. Эта граница фиксируется сейсмическими способами и на этом признаке в настоящее время разработан косвенный сейсмический признак гидратности акваторий – BSR (Bottom Simulation Reflectors).

По данным А.В. Егорова, изучающего основные закономерности формирования газогидратных скоплений в акваториях, выделяются два типа скоплений газонных гидратов. Одни из них образуются вблизи поверхности, другие связаны с глубинными горизонтами и BSR. Соответственно существуют и два механизма формирования их скоплений. Первый связан с локализацией интенсивной разгрузки газа в результате фильтрации газа в свободной фазе, второй – с диффузионно-рассеивающими потоками в виде насыщенного раствора в иловых водах. Косвенным поисковым признаком скопления газонных гидратов первого типа является наличие разломных зон, подводных грязевых вулканов, газовых силов и т.д. Поисковым признаком второго типа – повышенная концентрация метана в придонной воде и осадках.

Для практической реализации поисков скоплений газонных гидратов используются не только бурение скважин, но и дистанционные геогеохимические и гидроакустические методы.

Так, например, по данным А.И. Обжирова и Н.Н. Лелюх, в районах сейсмо-тектонически активных разломов поток метана из дошых отложений в воду усиливается. В воду поступают пузырь метана, которые создают на эхограме эхолота звуко-рассеивающие гидроакустические аномалии в виде темных вертикальных тел, имеющих высоту 300–400 м, и диаметр у основания 100–200 м. В этих зонах с помощью пробоотборников отбираются пробы воды, из которых способом вакуумирования извлекается газ для анализа на хроматографах, которые идентифицируют содержание метана, тяжелых углеводородов, углекислого газа, кислорода и азота. По геогеохимическим и гидроакустическим аномалиям оговариваются площади распространения газогидратных полей для постановки бурения.

В результате таких исследований в Охотском море и на Сахалинском северо-восточном шельфе было зафиксировано около 200 потоков пузырей метана и 10 газогидратосодержащих площадей. Эти исследования интенсивно проводятся в Тихоокеанском океанологическом институте им. В.И. Илличева и в Институте проблем морских технологий. В результате этого создаются новые дистанционные методы с использованием различных технических средств, в частности гидроакустических бокового обзора, автономных подводных аппаратов, на которых размещены разнообразные датчики, эхолоты и другая научная аппаратура. Эта аппаратура позволяет, в частности, получать информацию о концентрациях метана в донных осадках [рис. 5.5].

Следует особо отметить, что газовые гидраты в Охотском море обнаружены только в районах наличия мощных (от 3000 м) осадочных отложений, содержащих углеводороды. По данным А.И. Обжирова эти отложения, с одной стороны, являются источником поступления метана и других углеводородов, необходимых для образования газовых гидратов и, с другой стороны, сами газовые гидраты являются хорошей покрывкой, в связи с чем могут создавать условия для формирования под ними скоплений углеводородов.

По данным А.А. Трофимчука, Ю.Ф. Макогон и М.В. Толкачева процессы гидратообразования интенсивно проходят не только в пределах морей и

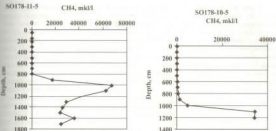


Рис. 5.5. Аномальные концентрации метана (90–80 мл/л) в колонках донных осадков Сахалинского шельфа и Охотского моря (интервал 10–12 м) (А.И. Обжирова)

океанов, но и в пределах континентов с соответствующими климатическими условиями, например, на севере Западной Сибири, в Якутии.

На рис. 5.6 представлен профиль зоны гидратообразования в Центральной Якутии, построенный этими авторами.



Рис. 5.6. Профиль зоны гидратообразования в Центральной Якутии с учетом давления, состава газов и минерализации пластовых вод (А.А. Трофимчук, Ю.Ф. Макогон и М.В. Толкачев, 1981).

Наиболее изученными в России являются газовые гидраты озера Байкал. Еще в начале 90-х годов прошлого столетия здесь в осадочном чехле озера были выявлены поля распространения БСР.

В 1997 г. скважина БДР-97 под дном озера на глубинах 121 м и 161 м вскрыла первые клатраты, а в 2000 г. из донных осадков подводного грязевого вулкана «Маленький», расположенного в Южной котловине, был получен первый образец газового гидрата. Комплексные исследования этого образца, а также особенностей состава поровых вод, проведенные Т.В. Погадаевой, Т.И. Земской, И.Н. Доля и др. (2005) показали, что в этом вулкане проявляется разгрузка высокоминерализованных сульфатно-кальциевых вод. Причем наиболее минерализованные поровые воды (1700 мг/л) обнаружены в каналах разгрузки. Это данные позволили авторам составить предполагаемую схему разгрузки флюида в районе грязевого вулкана «Маленький» и наметить зону образования газовых гидратов (рис. 5.7). В непосредственной близости от канала разгрузки в зоне 1 газовые гидраты не обнаружены. По мере удаления от канала разгрузки количество минерализованной воды уменьшается и, соответственно, увеличивается газосыщенность газогидратов. Так, например уже в ядрах соседних зон (3 и 4) газосодержание составляет от 97 до 100 % клатратов.

С открытием газовых гидратов в районе вулкана «Маленький» начались систематические исследования состава и генезиса газовых гидратов и



Рис. 5.7. Предполагаемая схема разгрузки флюида в районе грязевого вулкана «Маленький» (Т.В. Погадаева, Т.И. Земская, И.Н. Доля, О.М. Хлыстов, Т.В. Ходяков, 2005)

этом регионе. Среди них есть газовые гидраты, образовавшиеся из микробияльного и катагенетического метана, а также их смеси. Газовые гидраты, образовавшиеся из катагенетического метана распространены в районе захоронения нефти и пузырьков газа со дна озера на водной глубине порядка 900 м. Интересные данные были получены О.М. Хлыстовым, А.В. Егоровым, Т.И. Земской, А.Г. Горшковым и Г.В. Калмычковым, представляющим Ленинградский институт (Иркутск), Институт океанологии им. П.П. Ширшова (Москва) и Институт геохимии им. А.П. Виноградова (Иркутск). Ими были проведены комплексные исследования газовых гидратов, полученных из донных осадков с глубин озера 850 м и в районе нефтепроявления около мыса Горевой Утес.

Это нефтепроявление сопровождается глубиной разгрузки газа в пузырьковой форме (холодный сип). Здесь встречаются скопления гидратов метана в виде слоев с включением осадка, пропитанного нефтью. Найден также образец, где внутри слоистого гидрата включено чистое скопление нефти без осадка. Метан из клатрата имеет катагенетическое происхождение ($\delta^{13}\text{C}_1\text{CH}_4 = -44,53 \text{ ‰}$). По соотношению геохимических показателей (пристан/фитан = 6,7; дибензотиофен/феноантрин < 0,1 %), а также по низкому содержанию серы, авторы сделали вывод о том, что нефть этого района соответствует нефти, образовавшейся в осадках пресноводных глубоководных водоемов в период олигоцена — раннего миоцена. Принимая во внимание геологическое строение Средней котловины озера Байкал, очевидно, что эта нефть мигрировала из нижних толщ пород кайнозойского возраста, что хорошо согласуется с результатами исследований нефтей, проведенных с помощью хромато-масс-спектрометрических методов.

5.3. ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ СИСТЕМЫ

В природных условиях значительное место занимают газоконденсаты. Иногда в литературе газоконденсаты называют «газорастворенная нефть». Это не правильно. Газоконденсатные системы могут иметь различный генезис, и об этом мы расскажем ниже. По распределению индивидуальных низкокипящих насыщенных углеводородов эта система практически никак не отличается от распределения ароматических углеводородов в нефтях и микронефтях. Однако формирование газоконденсатных систем весьма специфично. В зависимости от источника и условий образования, газоконденсаты могут иметь различный генезис. Если они приурочены к глубинам, соответствующим высоким значениям катагенеза, то, в зависимости от типа исходного ОБ, они, скорее всего, являются продуктом преобразования органического вещества. Если газоконденсаты находятся в верхних стратиграфических комплексах, а нижние горизонты нефтегазоносны, то это, как правило, легкие фракции нефти, растворенные в сжатых газах. Фазовое состояние многокомпонентной смеси углеводородов зависит от давления и температуры. Для того чтобы разобраться, как происходит образование газовых конденсатов, давайте рассмотрим фазовую диаграмму многокомпонентной смеси (рис. 5.8).

Состав газов газоконденсатных систем также варьирует в широких пределах, однако, как показывают исследования В.А. Чахмачева (2002), чаще всего встречается газы с содержанием метана 86–88 %, а его гомологов 12–14 %. Для примера, в чисто газовых скоплениях содержание метана достигает 92–94 % и выше.

По своим физико-химическим свойствам и углеводородному составу газовые конденсаты значительно отличаются от нефтей. Здесь в первую очередь надо отметить их относительно низкую температуру кипения от 40 до 95 °С. Поэтому в конденсате, как правило, по сравнению с нефтями значительно преобладают бензиново-метановые фракции, выпадающие до 200 °С. Содержание более высококипящих фракций очень низко. В газовых конденсатах практически полностью отсутствуют смолисто-асфальтеновые компоненты, твердые парафины, сера и микроэлементы.

На основе изучения особенностей бензиново-метановой фракции И.С. Старовинцев разработал классификацию газоконденсатных систем по групповому составу. В этой классификации он выделял семь разных типов газовых конденсатов, но в практике геохимических исследований, как правило, используется выделение только трех типов газоконденсатов: **парафинового, нефтяного и ароматико-парафинового** типов.

Значительный геохимический интерес представляет изучение нефтей из нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах. Комплексные исследования типов нефтей в нефтяных оторочках газоконденсатных месторождений в неокимских отложениях севера Западной Сибири были проведены Н.Г. Жузе (1988). Ей удалось выявить два основных типа нефтей, отличающихся друг от друга различным физическим параметрами (табл. 5.12).

Особое место среди нефтей нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений занимают так называемые «конденсационные» нефти, которые формируются в газоконденсатных залежах в результате выпадения части углеводородов из газовой фазы в жидкую фазу, при снижении пластовых давлений.

Это может происходить как из-за положительных тектонических движений, так и в результате ретроградной конденсации жидких углеводородов из мигрирующей газоконденсатной смеси при снижении пластового давления ниже критической.

Остаточные (первичные) нефтяные оторочки, по мнению Н.Г. Жузе, образуются в результате динамического массообмена между жидкой фазой

и движущейся нефтегазоконденсатной смесью, когда в результате нисходящих тектонических движений в нефтяную залежь поступает газоконденсатная смесь.

В этом случае часть бензиново-керосиновых фракций нефтей двух-фазных залежей переходит в газовую фазу. Поэтому в оставшейся части нефти содержится значительно меньше легких фракций, что немедленно сказывается на плотности нефти, ее начала кипения, процента выхода фракций, выкипающих до 200 и до 300 °С, а также содержания парафинов и смол.

Нефтяные оторочки смешанного типа образуются в том случае, если в уже имеющийся нефтяную оторочку в результате ретроградной конденсации при изменении термобарической обстановки поступает дополнительное количество жидкой фазы. По термобарическим параметрам газоконденсатные залежи можно подразделить на две группы – насыщенные, когда давление начала конденсации равно пластовому давлению ($p_{вх} = p_{пл}$) и ненасыщенные («пережатые») – когда пластовое давление больше начала конденсации ($p_{пл} > p_{вх}$). К первой группе относятся газоконденсатные системы с нефтяными оторочками с избытком жидкой фазы. Ко второй группе – относятся газоконденсатные скопления, не имеющие нефтяных оторочек. Как правило, они расположены в областях развития аномально-высоких пластовых давлений. Одной из основных характеристик газоконденсатных систем является содержание конденсата в газе. Этот параметр газоконденсатных систем называется **фактор**. В численном выражении он определяется содержанием конденсата ($см^3$) в 1 кубическом метре газа и обозначается q ($см^3/м^3$). Конденсатный фактор определяет степень насыщения пластового газа жидкими углеводородами, находящимися в состоянии ретроградного испарения. В реальных геохимических условиях величина газового фактора варьирует в очень широких пределах от 0.2 до 2000 $см^3/м^3$ и даже выше. Различают низкоконденсатные газы – газовый фактор меньше 50 $см^3/м^3$, конденсатные – с содержанием конденсата от 50 до 200 $см^3/м^3$ и высококонденсатные, содержащие более 2000 $см^3/м^3$ конденсата.

Впервые предположение, что газовые конденсаты могут быть самостоятельным продуктом преобразования органического вещества, была высказана в устной форме еще в 1964 г. М.Г. Гуревичем, руководителем геохимической лаборатории МИНГП имени И.М. Губкина.

В течение 10 лет продолжалось обобщение огромного аналитического материала по молекулярному составу нефтей и конденсатов, а также нефтей из нефтяных оторочек газоконденсатных залежей (фракция НК-125 °С) в комплексе с детальным изучением геологического строения конкретных территорий, и истории их геологического развития. В основу работы была положена концепция, что нефть и газовые конденсаты являются своеобразными углеводородными системами, которые несут в себе генетическую информацию уже с момента формирования микрофиты.

Проведенные исследования позволили сделать однозначный вывод о том, что в природе имеются различные генетические типы конденсатов – они могут быть самостоятельным продуктом преобразования органического вещества, и могут быть вторичным продуктом – легкими фракциями нефтей, растворенными в сжатых газах. Кроме этого было доказано, что нефти нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах могут образовываться в результате ретроградных процессов – выпадения части высокомолекулярных

Таблица 5.12

Типы нефтей в нефтяных оторочках газоконденсатных месторождений неокимских отложений севера Западной Сибири (по Н.Г. Жузе, 1988)

Тип нефти	Начало кипения, °С	Выход фракций до 200 °С, %	Выход фракций до 300 °С, %	Плотность, г/см ³	Содержание парафина, %	Содержание смол, %
Конденсационный	40–50	63.5–65.0	85–86	0.705	0.40–0.30	1.0–1.20
Остаточный	70–123	10.0–21.0	42–50	0.833–0.834	5.0–11.17	1.10–4.32
Смешанный, преимущественно остаточный	74–84	29.0–40.5	55–67	0.815–0.828	2.39–4.48	1.16–1.96
Смешанный, преимущественно конденсационный	54–74	43.0–42.0	75–83	0.789–0.805	1.07–2.03	0.9–1.9

углеводородов из газовой фазы в жидкую при снижении пластового давления (В.С. Саркисов, 1974). Однако, уже через несколько лет при выделении генетических типов углеводородных флюидов выяснилось, что в некоторых регионах очень редко, но встречаются нефти нефтегазовых месторождений, которые по ряду геохимических критериев занимают как бы промежуточное положение между типичными нефтями и нефтями, образовавшимися в результате ретроградных процессов, то есть занимают промежуточное положение между различными генетическими типами углеводородных флюидов. Давайте посмотрим конкретные примеры некоторых типичных месторождений, содержащих различные генетические типы углеводородных флюидов (табл. 5.13).

Итак, что представляют собой геохимические критерии выделения различных по тенезису газовых конденсатов и нефтей из нефтяных оторочек газоконденсатных залежей? Ответ на этот вопрос мы получим в табл. 5.14.

Однако впоследствии оказалось, что в природе имеется «промежуточный» тип углеводородных флюидов, занимающий место между типичными нефтями и нефтями («конденсационные» нефти), образовавшимися в ре-

Таблица 5.13

Некоторые примеры типичных месторождений, содержащих различные генетические типы углеводородных флюидов

Тип месторождения	Типичные нефти	Промежуточный тип нефти	Конденсационные нефти	Первичные конденсаты	Вторичные конденсаты
Газоконденсатные	Самостоятельный продукт преобразования органического вещества		Конденсаты, выпадающие в жидкую фазу при снижении пластового давления	Самостоятельный продукт преобразования органического вещества	Легкие фракции нефтей, растворенные в сжатых газах
Газоконденсатные с нефтяной оторочкой			Фарф, Саман-Теле, Деятюк, Уртабулак, Песчанозерное и др.	Гутуртин, Давалтин, Курбанов, Уч-Имер, Зюмга, Деревное, Майнотское, Каневское, Беранское и др.	
Нефтяные	Марково, Романово, Самотор, Эльби, Руда-м, Бата, Мелар (Алжир)	Руда, Русс, Хаси Шерта, Гаси Турво, Неза-м Нера (Алжир)			
Нефтегазовые					
Газоконденсатно-нефтяные					Жанжаб, Кинжов, Кунтай, Остун, Тонн и др.

Таблица 5.14

Генетические типы газовых конденсатов и нефтей и геохимические критерии их определения*

Геохимические критерии	Фазово-генетический тип углеводородных флюидов					Примечание
	Типичные нефти - самостоятельный продукт преобразования органического вещества	Вторичные конденсаты - легкие фракции нефтей, растворенные в сжатых газах	Первичные конденсаты - самостоятельный продукт зрелого развития СВ	Конденсационные нефти - конденсаты, выпадающие в жидкую фазу при снижении пластового давления		
$\Sigma \text{C}_2/\Sigma \text{C}_{10}$ C_2/C_{10} $\text{MCH}/\Sigma \text{C}_{10}$ C_4/C_{10}	0,3-2,5 0,6-1,8 0,8-2,5	0,3-2,5 0,6-1,8 0,8-2,5	3-8 и более 2-8 и более 3-9 и более	3-8 и более 2-8 и более 3-7 и более		В случае открытия скважины-термо-оперативной вторичного конденсата в залежи присутствует нефтяная оторочка

*Численные значения рассчитываются по сравнению индивидуальных углеводородов во фракции НК-125 °С. ΣC_2 и ΣC_{10} - суммы циклогексана и суммы циклопентана и углеводородов. Следует учитывать, что суммарное содержание циклогексана и циклопентановых углеводородов в других фракциях, например НК-130 °С, НК-150 °С или НК-200 °С будет выше. Поэтому, если в научных отчетах или в геологической литературе приведено их соотношение, необходимо обязательно высчитать какую фракцию при расчетах использовал автор. C_2 - циклогексан, MCH - метилциклопентан, MCH - метилциклопентан, ΣC_{10} - сумма циклогексана и углеводородов строения C_4H_{10} .

*Термин «вторичные» конденсаты в настоящее время является общепринятым, хотя их было бы более правильно называть «нефтеконденсатами».

зультате выпадения части углеводородов в жидкую фазу при снижении пластового давления. Эта группа нефтей была впервые определена при изучении нефтей газонефтяных месторождений Алжира в 1977 г., но проблеме выделения четких границ между этими генетическими группами удалось решить В.А. Чихмачеву только в 1983 г.

Он построил график, на оси ординат которого нанес в логарифмическом масштабе отношение циклогексана (C_6H_{12}) к метилциклопентану (C_5H_{10}), а на оси абсцисс - отношение метилциклопентана (C_5H_{10}) к сумме циклогексана и углеводородов строения C_4H_{10} (рис. 5.9).

Выделение различных генетических типов углеводородных флюидов, в том числе и «промежуточного» типа чрезвычайно важно при региональных исследованиях, а также при выборе оптимальной схемы разработки скопления углеводородов в условиях недостатка фактических данных бурения и опробования поисково-разведочных скважин.

Так, например, регионально нефтегазовосные комплексы, содержащие первичные конденсаты и вторичные нефти (нефтеконденсаты), как правило, обладают значительно большими концентрациями ресурсов газобразных углеводородов, чем жидких. В качестве примера можно привести юрские отложения Амударьинской впадины и нижнемеловые - Мургабской и др.

Регионально нефтегазовосные комплексы, содержащие нефти и вторичные конденсаты, имеют значительно большие концентрации ресурсов

*Примеры В.Н. Саркисов В.С., Ахмед В.Н. К вопросу о тенезисе газовых конденсатов/Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. - № 9, - 1974.

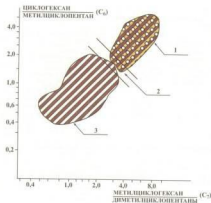


Рис. 3.9. График углеводородных соотношений, определяющий генетические типы залежей: 1 – газоконденсатные 2 – переходной области 3 – нефтяные

жидких углеводородов по сравнению с газообразными. Это, например, юрские отложения Восточного Предкавказья, Мангышлака и др.

Выделение генетических типов углеводородных флюидов необходимо и при выборе оптимального метода разработки газоконденсатных месторождений, где из-за недостатка данных бурения отсутствуют сведения о наличии или отсутствии нефтяной оторочки.

Классическим примером формирования нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах в результате ретроградных процессов являются нефтяные оторочки в келловей-оксфордских отложениях месторождений Фараб, Саман-Теве, Денгизжул, Уртабулак (Амударынская нефтегазоносная область) и др., где по соотношениям циклогексановых и циклопентановых углеводородов газовые конденсаты и нефти из нефтяных оторочек попадают в одну и ту же генетическую группу.

Следует особо отметить, что если в случае получения газового конденсата в скважине-первооткрывательнице и по результатам анализом этот конденсат окажется «вторичным» (легкие фракции нефти, растворенные в сжатых газах), то со 100%-й гарантией можно утверждать, что было открыто нефтегазоконденсатное месторождение и в нем присутствует нефтяная оторочка.

Эту «аксиому» не забыть. В своей работе вы обязательно столкнетесь с необходимостью прогноза наличия или отсутствия нефтяной оторочки в скважине-первооткрывательнице газоконденсатной залежи.

Таблица 5.35

Геохимические типы углеводородных флюидов и их диагностические признаки (В.А. Чалмаев, 1994)

Зоны катанезиса	Типы залежей	Диагностические УВ-показатели					
		цикляты/ алканы	арены/ алканы	бензол/ n-C ₆	толуол/ n-C ₇	ЦГ/МЦП	МЦП/ ΣАМЦП
МК ₁ -МК ₂	Нефтяные и вторичные ПК-нефтяные	0.2-0.8	0.01-0.1	0.01-0.2	0.01-0.2	0.4-1.5	0.5-2.8
МК ₂ -МК ₃	Нефтяные и вторичные ПК-нефтяные (промежуточная зона)	0.8-1.0	0.1-0.3	0.2-0.4	0.2-0.6	1.5-1.9	2.8-3.3
МК ₃ -АК ₁	Первичные ГК	1.0-2.0	0.3-3.0	0.4-5.0	0.6-10.0	1.9-4.0	3.3-6.0

Разработанные геохимические критерии базируются на показателях, несущих генетические признаки исходного органического вещества и последующих особенностей его преобразования в катанезисе.

Как мы уже убедились, эволюционность и зональность нефтегазообразования отражается на качественных и количественных характеристиках пластовых флюидов. Поэтому с ростом катанезиса в составе легких углеводородов нефтяных происходит значительные изменения. Возрастает содержание метановых углеводородов. Снижается общее количество нафтеновых углеводородов, причем закономерно уменьшается доля изомеров ряда циклопентана при одновременном росте циклогексановых соединений. Увеличиваются концентрации бензола и толуола.

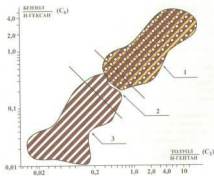


Рис. 3.10. График определения типов углеводородных залежей:

1 – газоконденсатные залежи 2 – переходной области 3 – газоконденсатно-нефтяные и нефтяные залежи

Одновременно с этим происходит общее повышение абсолютных концентраций легких углеводородов. На основании этого В.А. Чахмахчев (1983) предложил свой набор соотношений углеводородов для выделения генетических типов нефтей и конденсатов. Заслуга этого автора заключается в том, что эти соотношения он сумел увязать с градациями катагенеза (табл. 5.15).

Кроме этого, он предложил использовать еще один график, на оси ординат которого в логарифмическом масштабе нанес отношение бензола (C_6H_6) к гексану нормального строения C_6H_{14} , а на оси абсцисс – отношение толуола (C_7H_8) к нормальному гептану C_7H_{16} (рис. 5.10).

Таким образом, на сегодняшний день мы имеем комплекс геохимических критериев для выделения различных генетических типов углеводородных флюидов, что в значительной мере облегчает надежное решение целого ряда практических задач нефтегазовой геологии.

Глава 6

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД

«Наука движется толчками, в зависимости от успехов, делаемых методикой...». С этих слов великого русского ученого А.П. Павлова мы начали первую страницу этого учебника...

Еще совсем недавно, вплоть до начала 60-х годов прошлого века, основными геохимическими параметрами, на которых опиралась геохимия, были физико-химические свойства нефти, элементный состав, фракционный и групповой составы, содержание в нефтях серы, смол и асфальтенов и т.д. Эти показатели с позиции современных аналитических возможностей позволяли только в самом общем виде сопоставлять нефти в разновозрастных и разновозрастных отложениях, проследить закономерности изменения состава нефтей по разрезу и площади осадочного чехла, выявить особенности формирования и размещения скоплений углеводородов в недрах.

Лишь в начале 60-х годов с появлением в печати методических разработок и, в частности, статьи Р. Мартина, Дж. Уинтера и Дж. Уильямса «Распределение углеводородов в составе нефти и ее генезис», начались планомерные хроматографические исследования нефтей на молекулярном уровне.

С этого времени начинает отсчет новое направление в геохимии нефти – молекулярная геохимия.

Но сначала немного истории. О великих открытиях существует много легенд. Как в действительности И. Ньютон открыл Закон всемирного тяготения, официальной версии нет. По неофициальной версии, большую роль здесь сыграло обыкновенное... яблоко. Так же по неофициальной версии, открытие хроматографии произошло благодаря обыкновенной... кляксе.

Как свидетельствует легенда, в 1903 году русский ботаник М.С. Цвет, изучая хлорофилловые пигменты, случайно пролил на фильтровальную бумагу каплю раствора. Каково же было его удивление, когда через некоторое время он увидел на фильтровальной бумаге разноцветные круги. Будучи ученым, и прекрасно зная давно известное явление избирательной сорбции, он понял, что совершенно случайно сделал научное открытие и дал ему название – хроматография, то есть цветопись.

Есть и официальная версия. Ее описал современник М.С. Цвета ботаник С.Э. Шноль: «...он взял стеклянную трубку, наполнил ее порошком мела и на верхний слой налил немного спиртового раствора экстрактов листьев. Экстракт был буро-зеленого цвета, и такого же цвета стал верхний

слой меловой колонки. А затем М.С. стал по каплям лить сверху в трубку с мелом чистый спирт.

Капля за каплей очередная порция растворителя элюировала пигменты с крупинок мела, которые перемещались вниз по трубке. Там свежие крупины мела адсорбировали пигменты и в свою очередь отдавали их новым порциям растворителя. В силу несколько разной прочности адсорбции, увлекаемые подвижным растворителем, разные пигменты двигались по меловой колонке с разной скоростью и образовывали однородные окрашенные полосы чистых веществ в столбике мела.

Это было прекрасно. Ярко-зеленая полоса, полоса чуть выше – желто-зеленая – это два вида хлорофиллов, затем – ярко-оранжевая полоса каротиноидов. М.С. назвал эту картину хроматограммой, а метод – хроматографией.

Это описание чрезвычайно точно воспроизводит суть процесса хроматографии, как физико-химического метода разделения, основанного на распределении компонентов между двумя фазами (неподвижной и подвижной), протекающего непрерывно через неподвижную фазу.

Существует два вида хроматографии, зависящие от характера неподвижной фазы: адсорбционная (неподвижная фаза – твердое вещество) и распределительная (неподвижная фаза – жидкость, нанесенная на поверхность твердого вещества).

На этой основе базируются многочисленные хроматографические методы исследований. Перечислим некоторые из них: колоночная, тонкослойная, бумажная, ионообменная, высокоэффективная жидкостная, сверхкритическая жидкостная и др. и, наконец, газожидкостная хроматография.

6.1. ГАЗОЖИДКОСТНАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ

Впервые идея использования газа в качестве подвижной фазы была высказана еще в 1941 г. американскими исследователями Мартином и Синджем. Практически этот метод был разработан в 1952 г. Мартином и его сотрудником А. Джеймсом.

Аппарат для проведения анализов методом газожидкостной хроматографии называется хроматографом, упрощенная схема которого показана на рис. 6.1.

Хроматографическое разделение компонентов происходит между двумя фазами – неподвижной (нанесенной на капиллярную колонку) и подвижной (парообразная проба в потоке газового носителя).

В зависимости от анализируемых смесей, выбирают неподвижную фазу, обеспечивающую наиболее полное разделение (например, для определения метановых и нафтеновых углеводородов – сквалан, эпиезон-*L* и др., для определения ароматических углеводородов – тетрахлоридбутилфталат, трикрезилфосфат и др.).

Капиллярная колонка обычно изготавливается из кварцевого стекла. В качестве подвижной фазы (газ-носитель) применяется инертный газ (гелий, аргон, азот). Технически это осуществляют следующим образом.

Для определения легкокипящих метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов из сырой нефти выделяют фракцию, например

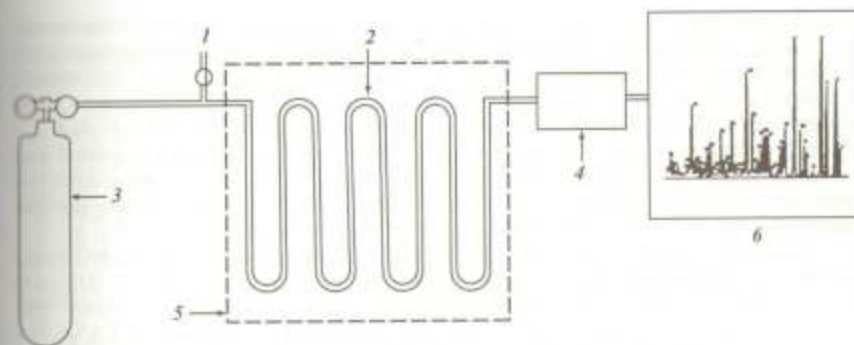


Рис. 6.1. Схема газового хроматографа:

1 – узел ввода образца (испаритель); 2 – капиллярная колонка; 3 – газ-носитель; 4 – детектор; 5 – термостат; 6 – компьютер

НК-200 °С. Затем метановые и нафтеновые углеводороды отделяют от ароматических. Для этого применяют колоночную (адсорбционную) хроматографию.

Суть метода заключается в различиях адсорбционной способности метановых и нафтеновых углеводородов от ароматических. Фракцию НК-200 °С пропускают через стеклянную колонку, длиной 2–2,5 м, заполненную силикагелем, в которой и происходит разделение смеси (вспомните опыт М.С. Цвета). Чистоту разделения проверяют по показателю преломления, так как показатели преломления метановых и нафтеновых углеводородов значительно отличаются от показателя преломления ароматических углеводородов (об этом мы уже рассказали в разделе 4.2 «Физико-химические свойства нефтей»).

После разделения смесь метановых и нафтеновых углеводородов вводится микрошприцом в узел ввода пробы хроматографа (десятичные доли миллиграмма).

В узле ввода пробы, благодаря высокой температуре, происходит испарение введенного вещества и его перемещение в потоке газа-носителя в капиллярную колонку. Капиллярная колонка находится в термостате, в котором температура по заранее рассчитанной программе равномерно увеличивается. Это способствует тому, что разделяемая смесь многократно распределяется между газом-носителем (подвижная фаза) и нелетучей неподвижной жидкой фазой. Учитывая, что каждый компонент имеет свой коэффициент распределения, происходит процесс разделения смеси на составляющие. В конце капиллярной колонки разделенные компоненты вместе с газом-носителем попадают в пламенно-ионизационный детектор* и затем регистрируются компьютером.

В современных хроматографах процесс проведения анализа и его обработки практически полностью автоматизирован. Поэтому исследователь в результате анализа получает расшифрованную хроматограмму и готовую таблицу содержания исследуемых компонентов в исследуемой фракции.

*Детектор (от лат. detector – открыватель) – устройство для преобразования одних сигналов в другие.

Газовая хроматография используется в геохимии, химии, экологии, биохимии, медицине и т.д. Этот метод универсален. Он обладает высокой разделяющей способностью, позволяя проанализировать смеси, состоящие из сотен компонентов. Имеет очень высокую чувствительность: способен определить микропримеси с концентрацией до 10^{-10} %. Относительной быстротой анализа (скорость диффузии в газах приблизительно в 1000 раз больше, чем в жидкостях). Для проведения анализа необходимы десятки доли миллиграмма пробы. В зависимости от потребностей можно расширить диапазон исследований, используя различные детекторы.

Например, атомно-эмиссионный детектор позволяет определять серо-содержащие компоненты в нефтяных фракциях и т.д. В 60–80-е годы прошлого века газожидкостная хроматография на капиллярных колонках произвела революцию в геохимических исследованиях, так как впервые позволила на молекулярном уровне изучать углеводородный состав нефтей и конденсатов и особенности его изменения под влиянием геологических факторов. На рис. 6.2 мы привели типичную хроматограмму распределения метановых и нафтеновых углеводородов во фракции НК-200 °С, выполненную в те годы в геохимической лаборатории МИНХиГП имени И.М. Губкина, И.А. Озеровой и Е.А. Подсамойловой.

На хроматограмме зафиксировано 105 пиков, каждый из которых соответствует одному или нескольким индивидуальным углеводородам. Как следует из расшифровки хроматограммы, приведенной в табл. 6.1, в данном конкретном случае выявлено 128 индивидуальных углеводородов.

Хроматографический анализ ароматических углеводородов во фракции НК-200 °С впервые был разработан в 1968 г. А.А. Бобылевой в геохимической лаборатории МИНХиГП имени И.М. Губкина (рис. 6.3).

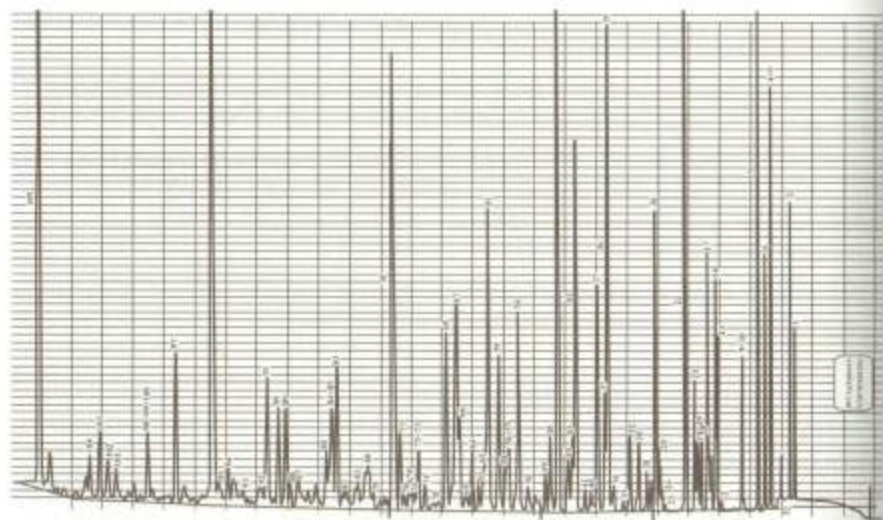


Рис. 6.2. Хроматограмма метановых и нафтеновых углеводородов в нефтях во фракции НК-200 °С

Таблица 6.1

Расшифровка хроматограммы метановых и нафтеновых углеводородов

№ пика	Углеводород	№ пика	Углеводород	№ пика	Углеводород
1a	нС ₂	35	2,3,3ТМП+2,3МЭП	69	3МО
1b	2МПр	36	2 МГп	70	1,2ДМ4ЭЦПтц
1	2МБ	37	4 МГп+1,1,2ТМЦП*	71	1,2ДМ3ЭЦПтц
2	нС ₃	38	3МГп+3,4МДГ+3ЭГ	72	1,2МПрЦПт
3	2,2ДМБ	39	1,2,4ТМЦПтц*	73	1,2,3ТМЦГ
4*	ЦП 2,2ДМБ	40	1,2,4ТМЦПтц+2,2,5ТМГ*	74	1,2,3ТМЦГтц+1,3МПрЦПтц
5	2ПМ	41	1,2,3ТМЦПтц*	75	1,1,2ТМЦГ
6	3ПМ	42	1,3ДМЦПтц+1,4ДМЦПт	76	1,2,4ЭЦПт
7	нС ₄	43	1,1ДМЦГ+1,3МЭЦПт	77	1,3МЭЦГт
8	2,2ДМП	44	1,3МЭЦПт+1,2МЭЦПт	78	нС ₅ +1,4МЭЦГт
9	МЦП	45	1,1МЭЦП	79	1,2МЭЦГт
10	2,4ДМП	46	нС ₆	80	2,4ДМО
11	2,2,3ТМБ	47	1,2,3,4ТМЦПтт	81	2,5ДМО
12	3,3ДМП	48	1,2ДМЦГт	82	1ПрЦГ+2,7ДМО
13	ЦГ	49	1,3ДМЦГт+1,4ДМЦГт	83	2,6ДМО
14	2МГ	50	2,3,5ТМГ	84	БЦП+3,6ДМО
15	2,3ДМП	51	2,2ДМГп	85	ПрЦГ
16	1,1ДМЦП*	52	2,4ДМГп	86	2,3МЭГп
17	3МГ	53	2,4МЭГ	87	1,1ДМ3ЭЦГ+2,3ДМО+4ЭО
18	1,3ДМЦПт*	54	2,6ДМГп	88	5МН
19	3ЭП	55	1,1ДМ3ЭЦП	89	4МН
20	1,3ДМЦПт*	56	2,5ДМГп	90	2МН+3ЭО
21	1,2ДМЦПт*	57	3,5ДМГп+нПрЦП	91	3МН
22	нС ₅	58	1,2ДМЦГт	92	1,4ДМ2ЭЦГтц
23	2,2ДМГ	59	ЭЦГ	93	1М2БЦГт
24	1,2ДМЦПт*	60	1,4ДМ2ЭЦПтт	94	1М3ИПрЦГт
25	1,1,3ТМЦП	61	1,1,3ТМЦГ+	95	1М4ИПрЦГт
26	2,5ДМГ		1,4ДМ2ЭЦПтц+	96	нС ₁₀
	МЦГ		1,3ДМ1ЭЦПтц	97	2,6ДМН
27	2,4ДМГ	62	1,1,4ТМЦГ+1,3,5ТМЦГтц+	98	3,7ДМН
28	3ЦП		1,3ДМ2ЭЦПтт	99	АЦП
29	2,2,3ТМП	63	1,2ДМ3ЭЦПтт	100	БЦГ
30	1,2,4ТМЦПтц	64	2,3ДМГп	101	5МД
31	3,3ДМГ	65	4ЭГп	102	4МД
32	1,2,3ТМЦПтт	66	4МО	103	2МД
33	2,3,4ТМП	67	2МО	104	3МД
34	2,3ДМГ	68	1,2,4ТМЦГтц+3ЭГп	105	нС ₁₁

*Разделение циклопентана и 2,3-диметилбутана осуществляется повторным хроматографированием при $t = 40$ °С.

Однако и тогда еще не удавалось идентифицировать все ароматические углеводороды в этой фракции. Поэтому из более сорока пиков, зафиксированных на хроматограмме, имелась возможность уверенно определить только 26 индивидуальных ароматических углеводородов (табл. 6.2).

Рассказывая о развитии хроматографических исследований в тот период нельзя не отметить, что подавляющее большинство аналитических методов исследования нефтей в нашей стране было разработано в Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГИРГИ) коллективом исследователей под руководством профессора Александра Александровича Петрова. В 1959 г. он организовал лабораторию геохимии нефти и рассеянного органического вещества пород, а уже в 1963 г., используя методику Мартина, Уинтерса и Уильямса, разработал новую методику хроматографических анализов нефтей во фракции НК-125 °С, а затем – НК-150 °С. Эти методики были опубликованы и немедленно тиражированы практически всеми ведущими исследовательскими центрами, что во многом способствовало широкому развитию молекулярной геохимии в стране. Так, например,

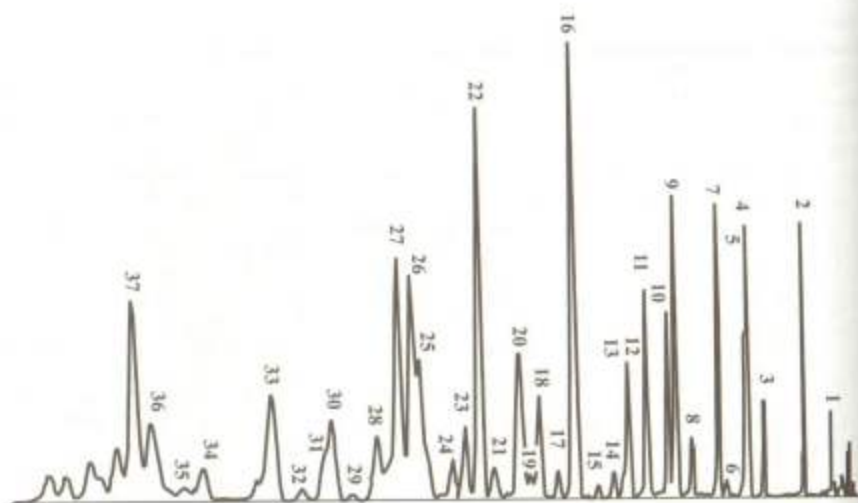


Рис. 6.3. Хроматограмма ароматических углеводородов нефти во фракции НК-200 °С

на основе этих разработок, в геохимической лаборатории МИНХиГП им. И.М. Губкина ученица проф. Ал.А. Петрова, Л.П. Колесникова разработала методику определения метановых и нафтенных во фракции НК-200 °С, а А.А. Бобылева – ароматических углеводородов в той же фракции. Эти исследования намного расширили диапазон определяемых компонентов и создали предпосылки для создания принципиально новых геохимических критериев сопоставления нефтей и конденсатов на молекулярном уровне. Благодаря методологическим достижениям Ал.А. Петрова в области масс-спектрометрии и хромато-масс-спектрометрии, возможности молекулярной геохимии настолько расширились, что появилась возможность проводить надежную корреляцию таких сложных систем, как нефть–нефть,

Таблица 6.2

Расшифровка хроматограммы ароматических углеводородов нефти во фракции НК-200 °С

№ пика	Углеводород	№ пика	Углеводород
1	Бензол	14	1-метил-3-изопропилбензол
2	Толуол	15	1-метил-4-изопропилбензол
3	Этилбензол	16	1,2,4-триметилбензол
4	1,3-диметилбензол	17	1-метил-4-н-пропилбензол
5	1,4-диметилбензол	18	1-метил-3-н-пропилбензол
6	Изопропилбензол	20	Н-бутилбензол
7	1,2-диметилбензол	21	1,2-дизтилбензол
8	Н-пропилбензол	22	1,2,3-триметилбензол
9	1-метил-3-этилбензол	23	1-метил-4-бутилбензол
10	1-метил-4-этилбензол	25	1-этил-изопропилбензол
11	1,3,5-триметилбензол	33	1,2-диметил-3-этилбензол
12	Втор. бутилбензол	36	1,2,4,5-тетраметилбензол
13	1-метил-2-этилбензол	37	1,2,3,5-тетраметилбензол

Пики 19, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 35 не идентифицированы.

нефть–органическое вещество пород. Для этих сопоставлений он предложил использовать так называемые молекулы-биомаркеры или хеомоссилы*, которые в настоящее время широко применяются для реконструкции геохимических условий образования нефти и формирования ее скоплений.

Особой заслугой Ал.А. Петрова является его целенаправленные работы по расширению диапазона определения индивидуальных углеводородов в составе нефтей. Вот, что он пишет в своей монографии «Углеводороды нефти», опубликованной в 1984 г. и которая до настоящего времени является «настойной книгой» для специалистов в области химии и геохимии нефти: «...наиболее мощным методом исследования, успешно применяемым в органической геохимии, является синтез эталонных соединений. Фактически подавляющее большинство углеводородов было сначала синтезировано, а затем определено в нефтях» (хроматографическими и хромато-масс-спектрометрическими методами, прим. наше).

В настоящее время хроматографические исследования бензиновой фракции нефтей широко используются в нефтяной геологии и геохимии, особенно для определения генетических типов нефтей и конденсатов, а также выявления особенностей их молекулярного состава в регионально продуктивных горизонтах.

В качестве примера приведем результаты исследований индивидуального углеводородного состава нефтей (фракция НК-125 °С) кембрийских и триасовых отложений Алжирской Сахары (впадина Радамес).

Были исследованы нефти из кембрийских и нижней части триасовых отложений нефтяных месторождений Рурд эль Багель и Мездар. Кроме этого, нефти из нефтегазовых месторождений Незла Норд и Гасси Туиль (отложения нижней части триаса), а так же нефти нефтегазовых месторождений Хасси Шерги и Гасси Туиль (отложения нижней части триаса), а также верхней части триаса. Всего было исследовано 10 образцов нефтей из кембрийских и триасовых отложений из девяти месторождений впадины Радамес.

Схема расположения месторождений приведена на рис. 6.4**.

Проведенные исследования позволили сделать однозначный вывод, что нефти из кембрийских и триасовых отложений месторождений Мездар, Рурд эль Багель, Эль Борма и Хасси-Кескеса являются типичными нефтями. Нефти из газонефтяных залежей Рурд Нусс, Незла Норд и Гасси Туиль (из отложений нижней и верхней частей триаса) попали как бы в «промежуточную зону», то есть по своим показателям занимали промежуточное положение между нефтями чисто нефтяного происхождения и нефтями, образовавшимися в результате ретроградных процессов.

Для определения зональности в составе нефтей для геохимических сопоставлений были выбраны наиболее стабильные углеводороды с четвертичным атомом углерода (о них мы говорили в разделе об углеводородном составе нефтей). Кроме этого, были изучены особенности и другие геохимические показатели, в частности отношения н-гексана к бензолу, н-гексана к циклогексану, а так же алканов нормального строения к сумме их изомеров имеющих равное число углеродных атомов.

Результаты проведенных исследований приведены на рис. 6.5, 6.6.

*«Chemical fossils» – этот термин впервые ввел американский исследователь М. Кальвин.

**Нефти месторождения Хасси-Мессауд для проведения исследований предоставлялись не были.



Рис. 6.4. Схема расположения изученных месторождений. Изолинии на карте соответствуют изогипсам по кровле фундамента, км

Возраст		№	I						II			III		
		Соотношение ИУ	2,2 ДМП + 3,3 ДМП						2,2 ДМБ			2,2 + 3,3 ДМП		
		Месторождения	1,1 ДМЦП						2,3 ДМБ			2,3 + 2,4 ДМП		
			1	2	3	4	5	6	0,4	0,8	1,2	0,2	0,6	1,0
ТРИАС	TAGS	ХАССИ ШЕРГИ												
		ГАССИ ТУИЛЬ												
	TAGI	ГАССИ ТУИЛЬ												
		НЕЗЛА НОРД												
		РУРД НУСС												
		Эль БОРМА												
		ХАМАДЕТ эль БОРМА												
		ХАССИ КЕСКЕСА												
КЕМБРИЙ	РУРД эль БАГЕЛЬ													
	МЕЗДАР													

2,2 ДМП – 2,2-диметилпентан, 3,3 ДМП – 3,3-диметилпентан, 1,1 ДМЦП – 1,1-диметилциклопентан, 2,2 ДМБ – 2,2-диметилбутан, 2,3 ДМБ – 2,3-диметилбутан, 2,3 и 2,4 ДМП – соответственно 2,3-диметилпентан, 2,4-диметилпентан.

Рис. 6.5. Генетические группы нефтей кембрийских и триасовых отложений впадины Радамес (A. Homari, V. Sarkissian, 1978)

Возраст		№	I			II			III			IV			
		Соотношение ИУ	nC ₄			nC ₅			nC ₆			nC ₇			
		Месторождения	ΣnC ₄	0,4	0,6	0,8	ΣnC ₅	0,4	0,6	0,8	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
ТРИАС	TAGS	ХАССИ ШЕРГИ													
		ГАССИ ТУИЛЬ													
	TAGI	ГАССИ ТУИЛЬ													
		НЕЗЛА НОРД													
		РУРД НУСС													
		Эль БОРМА													
		ХАМАДЕТ эль БОРМА													
		ХАССИ КЕСКЕСА													
КЕМБРИЙ	РУРД эль БАГЕЛЬ														
	МЕЦЛАР														

Рис. 6.6. Особенности соотношений индивидуальных углеводородов в нефтях кембрийских и триасовых отложений впадины Радамес (A. Homari, V. Sarkissian, 1978)

Из рис. 6.5 видно, что в пределах исследуемой территории четко выделяются две генетические группы нефтей. Первая группа – нефти кембрийских и нижней части триасовых (TAGI) отложений месторождений, расположенных в северной и северо-западной части впадины Радамес: Мездар, Рурд эль Багель, Хасси Кескеса, Эль Борма и Хамадет эль Борма.

Вторая генетическая группа – это нефти из газонефтяных месторождений как из нижней (TAGI), так и верхней частей триаса (TAGS), расположенных в пределах западного борта впадины Радамес: Рурд Нуусс, Незла Норд, Гасси Туиль и Хасси Шерги.

Аналогичную зональность в составе нефтей показали и другие соотношения индивидуальных углеводородов (см. рис. 6.6).

Эти данные послужили основой для постановки целенаправленных геологических исследований. Была изучена история геологического развития территории, выяснено время формирования замкнутых ловушек, особенности строения и распространения коллекторов, поставлены дополнительные геохимические исследования органического вещества пород и отражательной способности витринита и т.д. В результате выяснилось, что нефти первой генетической группы (Мездар, Рурд эль Багель, Хасси Кескеса, Эль Борма и Хамадет эль Борма) приурочены к ловушкам, формирование которых завершилось в палеозое, и которые уже к концу мелового периода приобрели практически современные очертания.

Вторая генетическая группа нефтей приурочена к структурам, которые сформировались только к концу палеогена. Эти данные позволили сделать принципиальный вывод о том, что в истории геологического развития этой территории существовало два этапа генерации и миграции углеводородов.

Первый этап характеризовался вхождением нефтематеринских глинистых отложений силура в зону нефтеобразования, который произошел

в послемеловое время. В этот период полностью сформировались структуры, расположенные на севере и северо-западе территории.

Второй этап, связан с началом генерации УВ как нефтяного, так и «конденсатного» типа. Это произошло уже в послепалеогеновое время. В этот период сформировались структуры на западном борту впадины Радамес. Проведенные геолого-геохимические исследования позволили пересмотреть стратегию проведения поисково-разведочных работ в этом регионе.

6.2. МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЯ И ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЯ

Исследования в области масс-спектрометрии были начаты известным физиком Джоном Томсоном в 1908 г., а уже через десять лет развитие этого метода достигло такого уровня, что с его помощью были открыты два изотопа неона с массами 20 и 22. Это привело к полному пересмотру концепций химически-атомных масс и создало основу для возникновения новой, атомной эры. В 1940 г. американский физик Альфред Нир с помощью масс-спектрометрии впервые выделил уран-235. «Двери» для создания ядерного оружия были открыты настуже... Для анализа низкокипящих нефтяных фракций масс-спектрометрия впервые была использована в 1940 г., а уже в 1959 г., после разработки масс-спектрометров высокого разрешения, удалось использовать масс-спектрометрию для исследований средних и тяжелых нефтяных фракций. В чем же суть этого метода? Масс-спектрометрию можно рассматривать как совокупность двух различных процессов: ионизации (превращения нейтрального атома или молекулы в заряженную частицу) и разделения ионов* по отношению их массы к заряду (m/z).

На рис. 6.7 приведена принципиальная схема масс-спектрометра, заимствованная нами из методического руководства В.Ж. Мадирбаева и О.И. Мешкова (Новосибирский Государственный университет, 2008).

На рис. 6.7 показаны основные элементы масс-спектрометра: источник ионов, масс-анализатор и приемник ионов. Особое значение в приборе имеет вакуумная система с устройством для подготовки и ввода исследуемого вещества и электронные блоки. Принцип действия прибора очень простой. Прежде чем получить масс-спектр, необходимо перевести нейтральные молекулы и атомы исследуемого вещества, в заряженные ионы. Этот процесс называется ионизацией. Как правило, в масс-спектрометрах применяют метод ионизации, основанный на бомбардировке исследуемого образца потоками электронов, которые образуются в результате термоэлектронной эмиссии** катода, изготовленного из вольфрамовой проволоки и нагретого до высокой температуры.

*Ион (греч. – идущий) – электрически заряженная частица, образующаяся при потере или приобретении избыточных электронов атомами или группами атомов.

**Термоэлектронная эмиссия (ТЭ) – испускание электронов нагретыми твердыми телами или жидкостями (ТЭ можно рассматривать, как испарение электронов из нагретых твердых веществ или жидкостей).



Рис. 6.7. Блок-схема масс-спектрометра (пунктиром обозначена вакуумированная часть прибора)

В ионном источнике из атомов и молекул исследуемого вещества создаются ионы. В ионном источнике формируется ионный пучок, который поступает в камеру, где разделяется на составляющие, различающиеся по величине отношения массы к заряду (m/z). Из масс-анализатора ионы попадают в приемник и улавливаются коллектором. Далее происходит регистрация ионных токов, которые обрабатываются ЭВМ и сопоставляются с встроенной в нее библиотекой, содержащей тысячи масс-спектральных данных эталонных соединений. Все процессы в ионном источнике, масс-анализаторе и приемнике ионов происходят в условиях высокого вакуума. Это необходимо по ряду причин. Во-первых, вакуум необходим для сохранения катода, который в присутствии воздуха мог бы сгореть. Во-вторых, вакуум нужен для более полного испарения исследуемого образца, так как у многих жидких и твердых органических веществ даже при температуре 200–300 °С при атмосферном давлении незначительное давление пара. Наконец, вакуум необходим для предотвращения протекания ионно-молекулярных реакций, происходящих при столкновении образовавшихся ионов с молекулами атмосферных газов, тормозящих свободный пробег образовавшихся ионов.

В настоящее время при изучении молекулярного состава нефтей широко используются хроматографические методы (о них мы достаточно подробно говорили выше), масс-спектрометрические методы и совмещенные – хромато-масс-спектрометрические методы.

Хроматографический метод позволяет определять индивидуальные углеводороды в низкокипящих фракциях нефтей, а также алканы нормального строения и изостроения в средних нефтяных фракциях.

Во втором случае – определять высокомолекулярные углеводороды, которые невозможно определить хроматографическими методами. Принципиальная совместимость газожидкостной хроматографии и масс-спектрометрии обусловлена тем, что анализируемое вещество в этих приборах находится в газовой фазе, рабочие температурные интервалы и пределы обнаружения веществ достаточно близки. В этом способе масс-спектрометр, по сути, является высокочувствительным детектором газожидкостного (или газового) хроматографа. Первые исследования аналитических возможностей хромато-масс-спектрометрии были произведены в конце 50-х годов прошлого века, а первые промышленные приборы, объединяющие эти два метода, появились уже в начале 60-х годов. Большинство моделей хромато-масс-спектрометров позволяют записывать хроматограмму по суммарному сигналу всех ионов (или, как это обычно называют, по полному ионному току (ПИТ)), образующихся в ионном источнике. Компьютерная обработка сигналов позволяет получить на каждый записанный пик индивидуальный масс-спектр, а также масс-фрагментограммы по отдельным наиболее интенсивным ионам, что позволяет более детально, чем хроматографическим методом, изучить состав анализируемой смеси. Проиллюстрируем некоторые возможности хромато-масс-спектрометрии.

В качестве примера приведем сенсационное открытие, сделанное совсем недавно в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в 2009 г.

В.А. Каширцеву с группой исследователей удалось обнаружить новый гомологический ряд молекул-биометок (2,7-диметилаканов) в органическом веществе венских отложений Бирюсинского Присяния. Авторы исследовали с помощью хромато-масс-спектрометрии фракцию насыщенных углеводородов хлороформенных битумоидов, содержащихся в органическом веществе аргиллитов маринской свиты. Общий анализ образцов показал, что содержание органического углерода в аргиллитах составляет 0,61–0,67 %. В групповом составе до 65,89 % содержатся асфальто-смолистые компоненты. По данным хроматографического анализа во фракции насыщенных углеводородов идентифицированы алканы нормального строения C_{14} – C_{36} с максимумом распределения на $C_{25}H_{52}$, а также изопренаны C_{23} – C_{25} , среди которых в наибольших концентрациях присутствуют пристан и фитан. Отношение пристана к фитану составляет около единицы.

Хромато-масс-спектрометрические анализы показали, что в образцах битумоидов содержатся углеводороды, пока не описанные в геохимической литературе – гомологический ряд 2,7-диметилаканов строения C_{11} – C_{36} . Эти углеводороды проявились на масс-хроматограммах по общему ионному току.

Результаты анализов приведены на рис. 6.8 и 6.9.

Очевидно, как отмечают авторы, изучение еще не известных реликтовых молекул нефти и органического вещества пород – одна из интереснейших теоретических проблем молекулярной геохимии, решение которых имеет не только практическое значение, но и с точки зрения познания эволюции биологического мира на Земле на молекулярном уровне.

Такие открытия, безусловно, не были бы возможны без применения самых современных методов аналитических исследований.

И последний пример результатов хромато-масс-спектрометрического анализа, который мы приведем в этом разделе, посвящен составу органи-

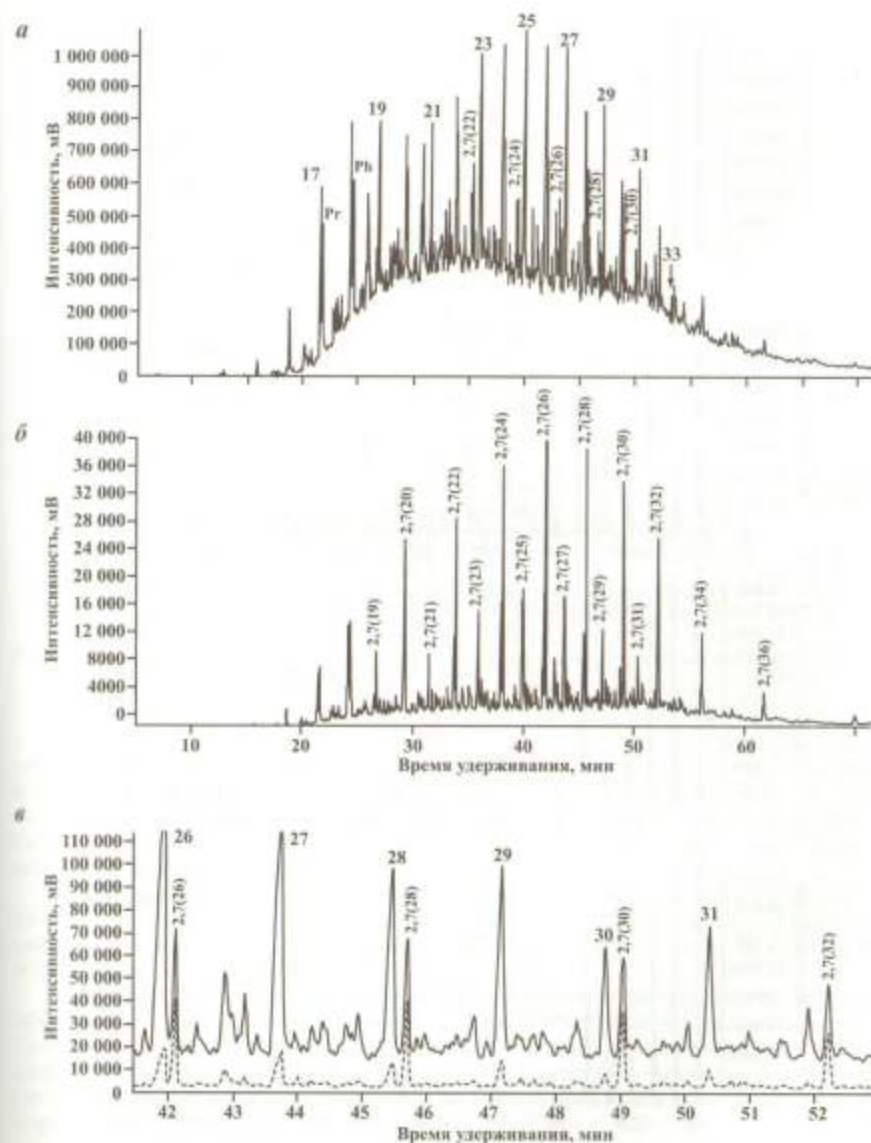


Рис. 6.8. Масс-хроматограмма фракции насыщенных углеводородов:
а – по общему ионному току; 17–33 – алканы нормального строения, Pr – пристан, Ph – фитан;
б – по m/z 127 2,7-диметилаканов; в – распределение алканов и 2,7-диметилаканов по m/z 71 и 127 (цифры в скобках – количество атомов углерода в молекуле диметилаканов)

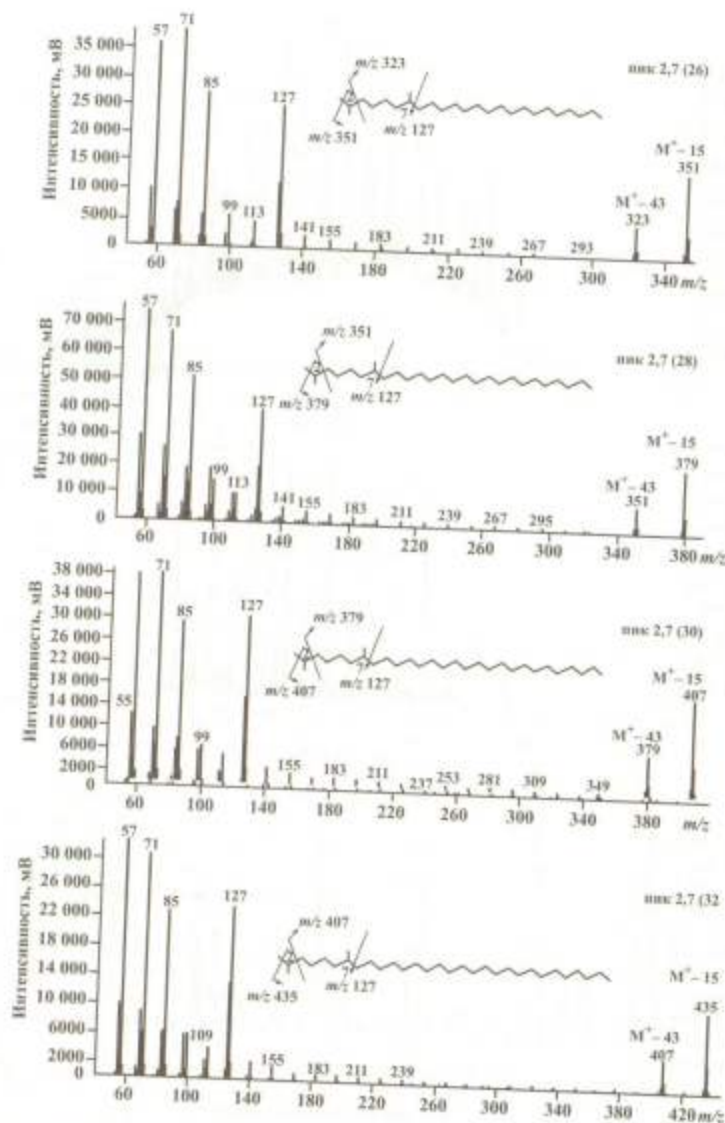


Рис. 6.9. Масс-спектры 2,7-диметилаканов

ческой массы бурого угля. Проба для анализа была получена при соотношении в пасте уголь/тетралин 1:3. Фракция угольного дистиллята 180–240 °C (рис. 6.10) (М.А. Гюльмалиева, 2009).

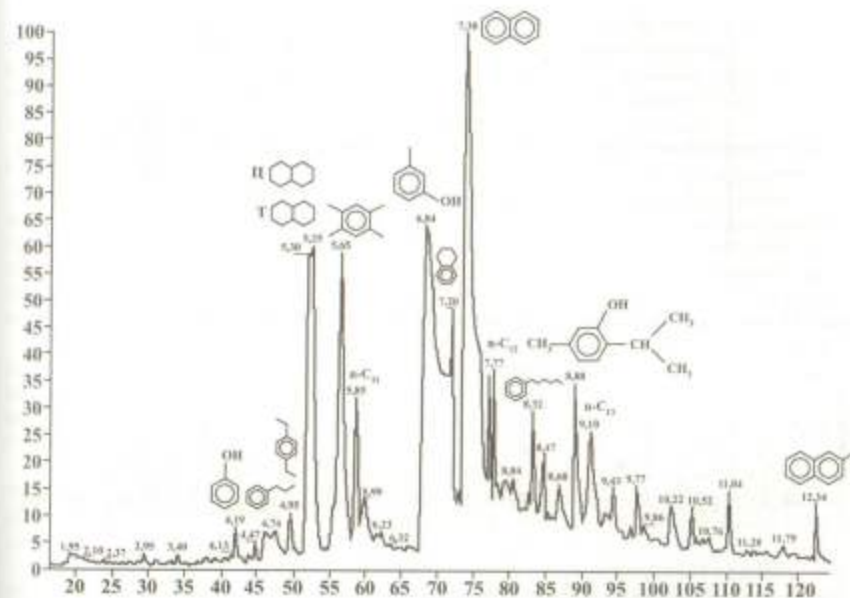


Рис. 6.10. Хромато-масс-спектр дистиллята бурого угля (температура кипения 180–240 °C)

Этот пример представляет особый интерес по двум причинам. Первая заключается в том, что показывает нам, насколько велики аналитические возможности хромато-масс-спектрометрических исследований, так как они позволяют без предварительного разделения определять и идентифицировать метановые, сложно построенные нафтенные, ароматические и гибридные углеводороды.

Во-вторых, мы видим, что уже практически на первых этапах преобразования органического вещества идет интенсивное образование индивидуальных углеводородов и их соединений, в том числе и при образовании каустобиолитов угольного ряда.

А теперь приведем еще один методологический прием обобщения результатов хроматографических и масс-спектрометрических исследований: построение, так называемых «звездных» диаграмм. Этот метод был предложен Х. Халперном в 1995 г. Диаграммы помогают сопоставить составы различных нефтей и органического вещества пород (ОВ), то есть проводить корреляцию «нефть–нефть», а также «нефть–ОВ» и «ОВ–ОВ».

Суть построения сводится к следующему. Сначала необходимо хорошо продумать, какой результат вы хотите получить, используя те или иные геохимические показатели для сравнения объектов исследований. Иными словами, надо продумать, по каким параметрам будет проведено сравнение. Например, вы будете сравнивать различные нефти по четырем выбранным нами параметрам. Для того чтобы облегчить работу, мы составили основу для построения диаграмм по 4, 8 и 12 параметрам (рис. 6.11).

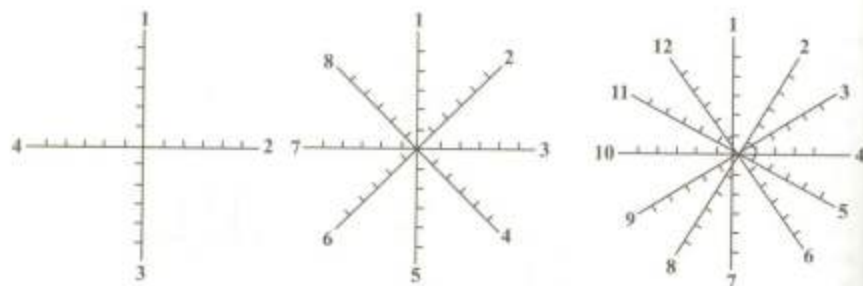


Рис. 6.11. Примеры построения «звездных» диаграмм по 4, 8 и 12 параметрам

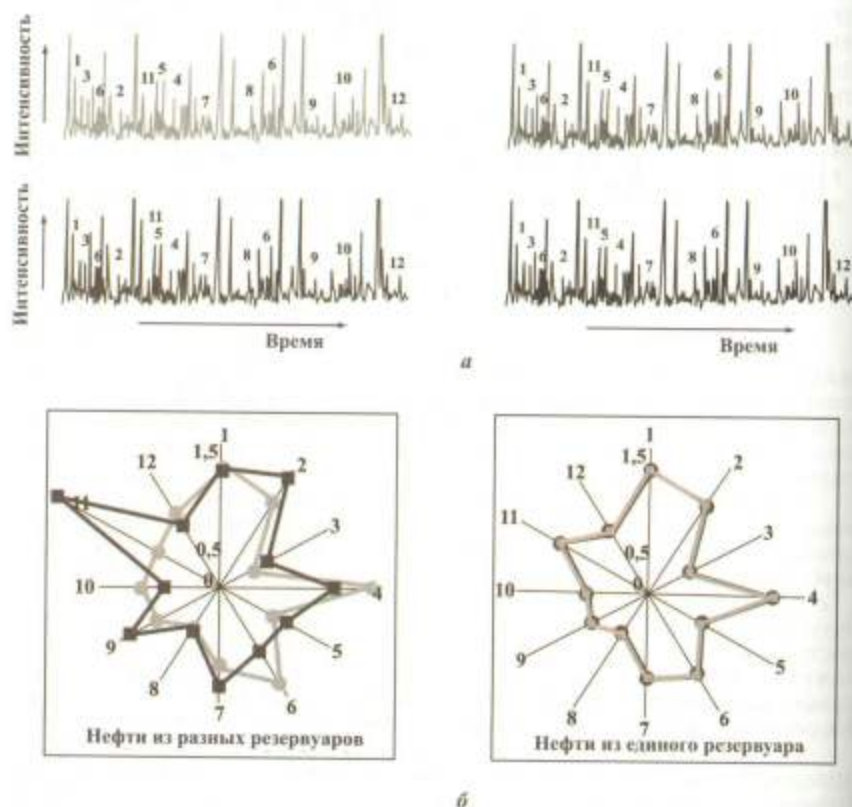


Рис. 6.12. Пример использования хроматографического анализа нефтей с целью корреляции продуктивных пластов (Западная Сибирь) с помощью звездных диаграмм: а – фрагменты хроматограмм с выбранными парами пиков; б – звездные диаграммы изученных нефтей; на осях – отношение высот хроматографических пиков

Теперь надо изучить, в каких пределах меняются выбранные показатели и на каждую ось (1, 2, 3 и т.д.) нанести соответствующий масштаб (можно логарифмический), в котором происходят изменения выбранного вами параметра. Потом соединить линей точки на ближайших осях и звездная диаграмма готова. Теперь изучайте и делайте выводы.

На рис. 6.12 приведены звездные диаграммы, опубликованные М.В. Дахновой, ВНИГНИ (2007). Диаграммы построены не по конкретным геохимическим параметрам, а на их осях нанесены величины отношения высот двух выбранных пиков на хроматограммах (рисунок под литером А) сравниваемых нефтей. Этим примером М.В. Дахнова доказала возможность немедленного использования для корреляции продуктивных пластов хроматографических анализов без идентификации индивидуальных углеводородов.

Это очень эффективный экспресс-метод, так как, буквально сразу, не расшифровывая хроматограмму, можно получить информацию о том, близки ли нефти по составу или имеются в них какие либо отличия (рисунок под литером Б), а затем в случае необходимости провести углубленные исследования.

А теперь приведем пример сравнения соотношений терпанов в органическом веществе пород семилукского горизонта (доманиковая толща) и нефти северо-востока Татарстана (рис. 6.13). Эти исследования были опубликованы Г.Н. Гордадзе (2007).

Как видите, изучив эту диаграмму, можно с уверенностью сказать, что по соотношениям терпанов образцы органического вещества имеют большое сходство между собой и нефтью.

Завершая рассказ о масс-спектрометрических исследованиях, еще раз отметим, что масс-спектрометрия в широком понимании – это методика

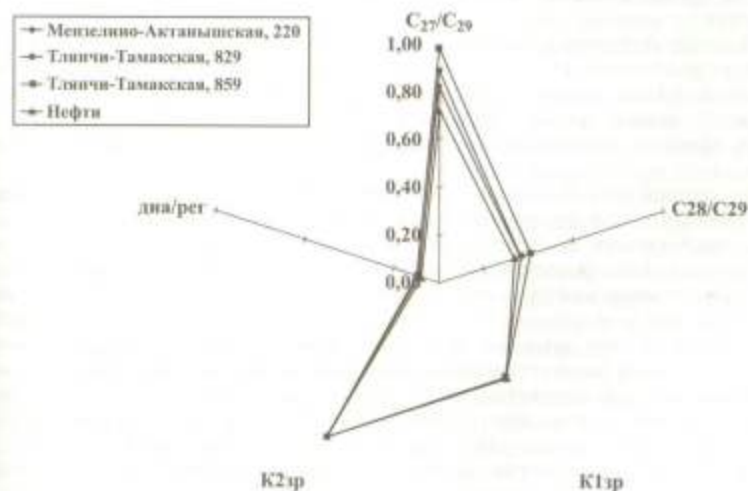


Рис. 6.13. Сравнительный анализ соотношений терпанов в органическом веществе пород и нефти

получения и интерпретации масс-спектров, которые образуют сами масс-спектрометры. В этом заключается принципиальное отличие масс-спектрометрических методов от других физико-химических методов исследований, например, оптических, радиометрических и рентгенометрических, которые провоцируют излучение или поглощение энергии молекулами или атомами исследуемого вещества в различных диапазонах спектра электромагнитного излучения.

6.3. СПЕКТРЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ И СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Что же такое «спектры электромагнитного излучения»? Тысячелетия люди наблюдали, как в воздухе в солнечный день после дождя внезапно возникала прекрасная картина: на небе появлялись изогнутые ярко раскрашенные полосы – радуга. И только гениальный английский ученый Исаак Ньютон в 1666 г. экспериментально доказал, что обыкновенный «белый» свет является смесью лучей, имеющих собственную окраску, то есть сделал очередное научное открытие: солнечный свет можно разложить на непрерывную последовательность лучей различных цветов.

Сейчас трудно предположить, какие рассуждения подвигли его взять в руки трехгранную призму и поместить ее в узкий луч света, проникавший в затемненную комнату из маленького отверстия в ставне окна. Но то, что великий ученый это сделал осознанно, сомнений не вызывает. На противоположной стене он увидел изображение радуги – чередование полос разного цвета, которое он назвал латинским словом «spectrum» (видимое, видение).

В своих более поздних исследованиях И. Ньютон постоянно совершенствовал свои опыты. Но только через столетие был сконструирован прибор, в котором узкое отверстие в ставне было заменено коллиматором (узкой щелью и линзой перед призмой), и далее, как это делал впоследствии сам И. Ньютон, помещалась вторая призма для проецирования спектра на экран.

В дальнейшем ученые в узкую щель спектроскопа (так называется этот прибор) стали направлять свет от лампы накаливания и получать непрерывный спектр со строгим чередованием цветов: фиолетовый, синий, голубой, зеленый, желтый, оранжевый и красный. Было обнаружено, что если щель спектроскопа осветить пламенем, и в него поместить крупинку обыкновенной поваренной соли (NaCl), то получится спектр, состоящий из двух ярких желтых линий, а если перед щелью поместить красную неоновую лампу, то на экране появится несколько ярких красных линий.

Было сделано открытие, что существуют спектры, состоящие из отдельных линий, а есть спектры, которые состоят тоже из групп линий, но эти группы расположены так тесно, что на экране выглядят как узкий участок непрерывного спектра. Соответственно, появилось и их название: линейчатые и полосатые спектры.

В 1800 г. английский астроном самоучка В. Гершель, используя обыкновенный термометр, установил, что тепловое излучение имеет наиболь-

шую интенсивность за пределами красной границы видимой области спектра. Это излучение он назвал инфракрасным, а в 1801 г. немецкий ученый Н. Риттер и английский ученый У. Волластон, наблюдая солнечный спектр, обнаружили, что излучение за пределами фиолетовой границы видимого спектра вызывает почернение хлорида серебра. Это излучение они назвали ультрафиолетовым.

В 1859 г. Г. Кирхгоф открыл закон, который во многом определял дальнейшее развитие спектральных методов исследований. Он установил, что *любое вещество хорошо поглощает излучение тех длин волн, которое само испускает*. Было выяснено, что линейчатые и полосатые спектры присутствуют как спектрам испускания (эмиссионные), так и спектрам поглощения.

Благодаря гениальной гипотезе Максвелла впоследствии появилась возможность сформулировать электромагнитную теорию света. Идея возникла совершенно случайно. Максвелл, изучая силы взаимодействия между токами и между зарядами, рассчитал скорость распространения электромагнитной волны. Результат оказался ошеломляющим: 300 000 км/с. Эта величина полностью совпадала с измерениями скорости света, выполненными оптическими способами. Максвелл высказал предположение, что свет является ничем иным, как электромагнитным явлением, а световые волны – это разновидность электромагнитных волн с частотой порядка 10¹⁵ Герц.

Последующие опыты Герца, доказавшие существование электромагнитных волн и их распространение со скоростью света, полностью подтвердили предположение Максвелла.

Эти работы, а также результаты многочисленных научных и экспериментальных исследований, проведенных в XIX и XX веках легли в основу современных методов прикладной спектроскопии. Эти методы основаны на изучении взаимодействия различных видов электромагнитного излучения с молекулами или атомами анализируемого вещества. Было выяснено, что в результате такого взаимодействия возникает сигнал, частота которого (ν) зависит от строения исследуемого вещества, а интенсивность сигнала пропорциональна его концентрации.

Обычно в аналитических целях используют ν , равную 10⁶–10²⁰ Герц. В эту область входят радиоволны, микроволны, инфракрасное (тепловое) излучение, видимое излучение, ультрафиолетовое и рентгеновское излучение, а также гамма-излучение. Постепенно была разработана шкала электромагнитных волн. Один из вариантов такой шкалы изображен на рис. 6.14 из великолепного учебника физики академика А.Г. Ландсберга.

Шкала электромагнитных волн привлекает своей логичностью и простотой восприятия. На прямой горизонтальной линии на равном расстоянии нанесены метки, которые отличаются друг от друга ровно в десять раз.

На верхней линии, слева направо расположены длины волн (λ): километровые, метровые и микрометровые (начиная с 10 км и до 1 мкм). Эти длины волн соответствуют радиоизлучению, инфракрасному излучению и границе видимого света. Далее расположены длины волн от 100 нм и до 0,001 нм (конец шкалы). Эти длины волн соответствуют границе видимого света, ультрафиолетовому излучению, рентгеновскому излучению и гамма-излучению.

Под шкалой длин волн (λ) в том же масштабе нанесена шкала частот колебаний (ν), соответствующих длине электромагнитной волны.



Рис. 6.14. Шкала электромагнитных волн

Слева направо шкала начинается с величины 30 кГц. Это начало весьма условно, так как шкалу можно было бы продолжить еще левее, переходя к более высоким частотам и, соответственно, к более коротким волнам, например в область космического излучения ($\lambda > 10^{-14}$ м, $\nu > 10^{22}$) и далее в область сверхвысоких и ультравысоких энергий.

Начиная с 30 кГц вправо, мы постепенно переходим к более длинным волнам и, соответственно более низким частотам, соответствующим радиоизлучению, инфракрасному излучению, видимому свету, ультрафиолетовому излучению и гамма-излучению, пока не достигнем частоты... равной нулю ($\nu = 0$).

Внимательно изучив шкалу, можно заметить, что участок волн, которые получают электрическими способами, перекрывается на коротковолновом участке с инфракрасными (тепловыми) волнами. Это означает, что на этом участке волну можно получить как с помощью электрических колебаний, так и тепловым способом.

В зависимости от потребностей, прикладная спектроскопия проводится по видам электромагнитного излучения: рентгеновское, ультрафиолетовое, видимое, инфракрасное, микроволновое, радиочастотное.

В геохимических исследованиях широко используются инфракрасная (ИК) и ультрафиолетовая (УФ) спектроскопия.

Как видно из рис. 6.14 инфракрасная область излучения охватывает излучение с длинами волн приблизительно от 0,5 до 1000 мкм. В этом диапазоне проявляются переходы между колебательными и вращательными уровнями энергии молекул. Химические связи в молекулах испытывают колебательные движения, однако поглощение ими энергии происходит скачкообразно. Поэтому ИК-спектр представляет собой ряд пиков (полос поглощения).

Область инфракрасного излучения условно разделяется на ближнюю (до 2,5 мкм), среднюю (2,5–50 мкм) и дальнюю (более 50 мкм). Большинство колебательных переходов органических соединений происходит в диапазоне волн (λ) от 2,5 до 25 мкм. Этим длинам волн соответствует определенная частота их колебаний. В инфракрасной области при частотах выше 10^{12} Гц (1 Гц = s^{-1} — одно колебание в секунду) точность измерения частот значительно выше, чем точность измерения длин волн. Поэтому в качестве еди-

ницы измерения используют сантиметры, а вместо длины волны — значение ее обратной величины $1/\lambda$ (cm^{-1}), которое называется волновым числом (ν). Это число показывает число волн, которое помещается в одном сантиметре. В единицах волновых чисел $\nu = 1/\lambda$ (cm^{-1}) этот интервал составляет 4000–400 cm^{-1} . Именно в этом интервале волновых чисел и осуществляется регистрация инфракрасных спектров (ИК-спектров) органических и других природных соединений.

В ИК-спектрах выделяются три основные области: область 4000–2500 cm^{-1} , где проявляются валентные колебания простых связей, в частности C–H, O–H и др.; 2500–1500 cm^{-1} , где проявляются валентные связи кратных соединений, например, C=C, C=O, C=N, C≡C, C≡N и область 1500–400 cm^{-1} , где проявляются валентные колебания простых связей C–C, C–N, C–O и др. и деформационных колебаний простых связей C–H, O–H, N–H, C–N, C–O и др.

Область инфракрасного излучения 1500–500 cm^{-1} часто называют областью «отпечатков пальцев», так как в этом диапазоне ИК-спектры даже относительно простых соединений имеют достаточно сложную конфигурацию и состоят из большого числа максимумов и минимумов. Но именно эта сложность и позволяет надежно идентифицировать определяемые молекулы, так как двух соединений с одинаковыми спектрами не существует. Как в криминалистике для поиска преступника используются отпечатки пальцев, так и совпадение спектров исследуемого образца с эталонным является доказательством их идентичности.

Современная ИК-спектроскопия представляет собой экспресс-метод и позволяет определять в нефтях двойные и тройные углерод-углеродные связи, ароматические и гетероароматические системы, структуры типа терпенов, стероидов и т.д.

Применяется ИК-спектроскопия для структурно-группового анализа относительно высококипящих (более 200 °C) метаново-нафтенных фракций нефтей и позволяет получить количественные характеристики структурных фрагментов гипотетической средней молекулы. По характерным полосам поглощения в области 720–780 cm^{-1} рассчитывается среднее содержание метиленовых групп в алкильных цепях различной длины. С использованием коэффициентов поглощения на аналитических частотах 2926 и 2957 cm^{-1} рассчитывают содержание метиленовых групп в пяти- и шестичленных насыщенных кольцах. После разделения и выделения узких фракций из нефтей в них определяют гетероатомные соединения.

На рис. 6.15 приведена принципиальная схема спектрофотометра — прибора, применяемого для регистрации ИК- и УФ-спектров поглощения.

Основные отличия в конструкциях ИК-спектрофотометра и УФ-спектрофотометра заключаются в использовании разных источников излучения, монохроматорах, приемниках излучения и материалов, из которых изготовлены кюветы для образцов (табл. 6.3).



Рис. 6.15. Блок-схема спектрофотометра

Таблица 6.3

Основные узлы спектрофотометра

Узел аппаратуры	Область спектра	
	УФ	ИК
Источник излучения	Водородная лампа	Стержень из карбида кремния, нагретый до 1500 °С Стержень из оксидов циркония и иттрия, нагретый до 1500 °С
Монохроматор	Кварцевая лампа	Призмы, изготовленные из хлорида натрия, фторида лития, бромида калия
Приемник излучения	Фотоэлементы, фотоумножители	Термоэлементы, болометры (полупроводниковые термосопротивления)
Материал кюветы для анализируемой пробы	Кварц	Хлорид натрия, фторид лития, бромид калия

При ИК-спектроскопии источником излучения является стержень, нагретый до температуры 1500 °С. Свет от источника излучения, проходя через систему призмы или дифракционную решетку монохроматора, с помощью модулятора (прерывателя, представляющего собой вращающийся диск с вырезанными сегментами или барабана с отверстиями) попеременно попадает то на кювету сравнения, то на рабочую кювету. Таким образом, в приемник излучения попадает суммарный поток излучений, прошедших поочередно через обе кюветы и затем в компьютер, который регистрирует ИК-составляющие спектра. Недостатком приборов этой конструкции является невозможность регистрации слабых сигналов в далекой ИК-области и сравнительно невысокая разрешающая способность (до 0,1 см⁻¹).

Этих недостатков лишены так называемые фурье-спектрометры. В этих приборах отсутствует входная и выходная щели. Поток излучения от источника делится на два луча и, проходя через исследуемый образец, интерферируют. Разность хода лучей автоматически меняется подвижным зеркалом, которое отражает один из пучков. Первоначальный сигнал имеет вид суммы большого числа гармоничных составляющих, зависящих от энергии источника и от поглощения образца. Для получения спектра в обычной форме применяется встроенная ЭВМ, которая производит соответствующее фурье-преобразование (математическое превращение сигнала во временном представлении в совокупность частотных составляющих). Мешающее влияние воздуха устраняется вакуумированием прибора, либо продувкой его азотом. Блок-схема фурье-спектрометра представлена на рис. 6.16.

Основные достоинства фурье-спектрометров – это возможность работы в широком диапазоне длин волн, простота работы с твердыми веществами, которые измельчают, смешивают с порошком бромистого калия (KBr), очень быстрая регистрация спектра (за секунды или доли секунды), высокая разрешающая способность до 0,001 см⁻¹.

В качестве примера приведем инфракрасные спектры (рис. 6.17), из учебного пособия А.В. Васильева, Е.В. Гриенко, А.О. Щукина и Т.Г. Федудиной «Инфракрасная спектроскопия органических и природных соединений», изданного в Санкт-Петербурге Государственной лесотехнической академией в 2007 г.

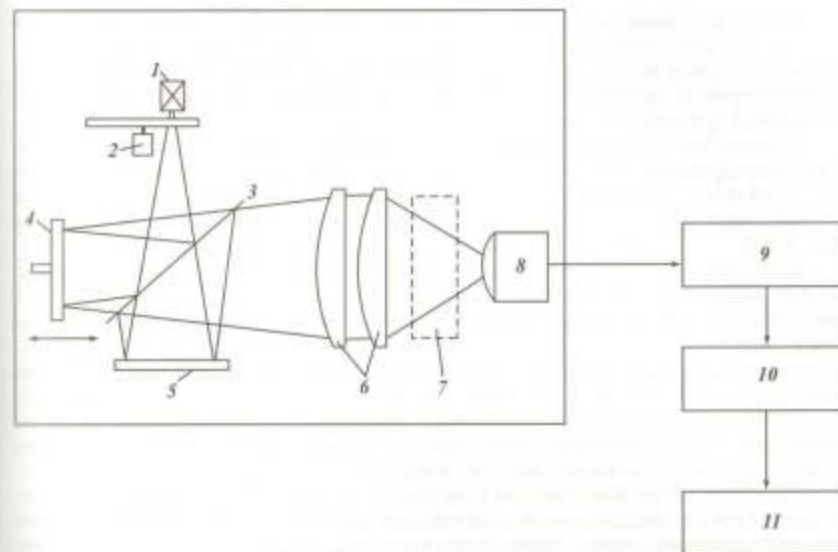


Рис. 6.16. Блок-схема фурье-спектрометра: 1 – источник излучения; 2 – прерыватель; 3 – светоделитель; 4 – подвижное зеркало; 5 – неподвижное зеркало; 6 – система линз; 7 – отделение для кюветы; 8 – детектор; 9 – цифровой преобразователь; 10 – контроллер; 11 – компьютер

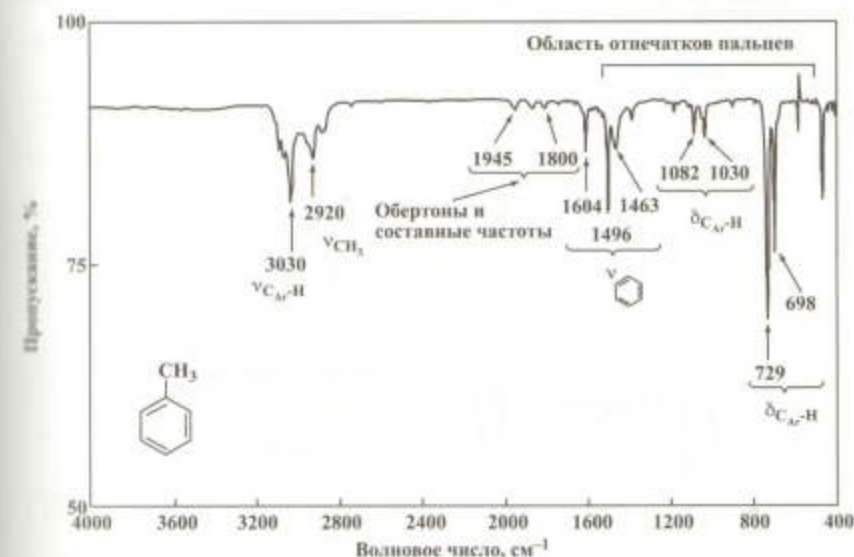


Рис. 6.17. ИК-спектр органических соединений

В геологической литературе имеется огромное количество работ, в которых те или иные выводы базируются на ИК-спектрометрических исследованиях нефтей и органического вещества пород. Применяется ИК-спектрометрия и при бурении скважин, при решении проблем защиты окружающей среды и т.д.

В качестве примера приведем ИК-спектр нефти (А.А. Донец, Тверской государственный университет, 2007), выполненный в рамках решения проблемы: каким образом можно повысить надежность выделения нефтенасыщенных пластов при бурении поисково-разведочных скважин (рис. 6.18).

А.А. Донец был участником разработки комплекса портативной аппаратуры, включающий ИК-спектрометр, а также создания методического и программного обеспечения работы на этом приборе непосредственно на скважине.

Эта разработка позволяет непосредственно в процессе бурения с высокой точностью определять концентрацию нефти в керне и шлеме, а также по ИК-спектру различать, связано или нет насыщение породы нефтью с природной нефтенасыщенностью или оно вызвано нефтяными добавками в буровой раствор или промывочную жидкость.

Как и ИК-спектроскопия, в нефтяной геохимии УФ-спектроскопия используется как экспресс-метод, позволяющий при сопоставлении нефтей выявить наиболее яркие черты сходства и различия, а затем детально исследовать их с помощью методов определения индивидуального углеводородного состава. Практически до середины прошлого века представления о структуре атомов и молекул базировались в основном на методах оптической спектроскопии. Тем не менее, ученые постоянно совершенствовали эти методы, пытаясь перевести исследования в диапазон сверхвысоких

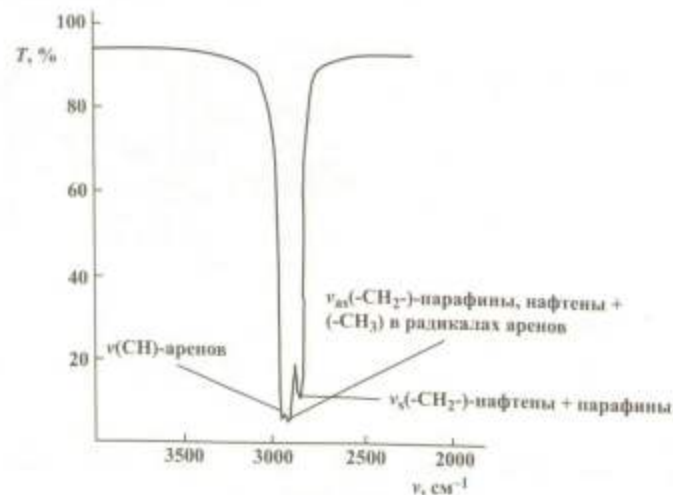


Рис. 6.18. Высокочастотная область ИК-спектра исследованной нефти

микрорадиоволн (примерно 103–106 МГц), а затем и радиоволн (примерно 10^{-2} –102 МГц).

Эти работы увенчались успехом. В 1945–1946 годах двумя независимыми друг от друга группами ученых, работавшими в США под руководством Феликса Блоха (Швейцария) и Эдварда Перселла (США) было открыто явление ядерно-магнитного резонанса (ЯМР).

6.4. ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ РЕЗОНАНС

Явление ядерного магнитного резонанса заключается в том, что если вещество поместить в магнитное поле и подействовать на него электромагнитным излучением, то при частоте, которая соответствует частоте перехода между подуровнями ядер этого вещества, возникает резкий (резонансный) максимум поглощения электромагнитного излучения (помните, когда мы говорили об оптической спектроскопии, мы упомянули закон Г. Кирхгофа, который установил, что вещество хорошо поглощает излучение тех длин волн, которое само испускает). Методы ЯМР успешно применяются в самых различных областях науки и техники: физики, химии, биологии, геологии, геохимии и др. С помощью ЯМР определяют структуру энергетических уровней ядер различных веществ, а также тип химических соединений. В промышленной геологии, литологии и т.д. ЯМР используется для изучения структуры твердого тела, определения эффективной пористости пород и др. В органической геохимии – для изучения молекулярные структуры органических соединений (рис. 6.19).

Как следует из рис. 6.19, для получения ЯМР-спектра катушку индуктивности с исследуемым образцом помещают в сильное однородное маг-

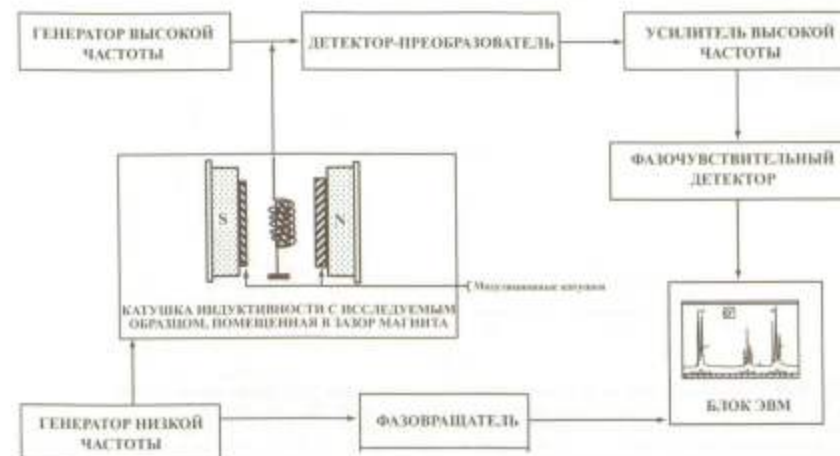


Рис. 6.19. Упрощенная блок-схема ЯМР-спектрометра

нитное поле. Для изменения величины постоянного магнитного поля используются модуляционные катушки, в которых ток, и, соответственно, величина магнитного поля изменяются синусоидально при подключении генератора низкой частоты. Таким образом, сигнал ЯМР достигает максимума дважды за один синусоидальный период. Для совмещения этих сигналов используется фазовращатель. Одним из важнейших блоков этого прибора является детектор-преобразователь, в котором происходит преобразование сигнала во временном представлении в совокупность радиочастотных сигналов. Радиочастотные сигналы усиливаются и поступают в фазочувствительный детектор, из которого поступают на ЭВМ, где производится их обработка и идентификация. Одним из видов ЯМР является протонный магнитный резонанс (ПМР). Различия в ЯМР и ПМР состоит в том, что спектры ПМР характеризуются сдвигом протонов (протон – ядро легкого изотопа атома водорода – протия). Химический сдвиг – это расстояние между резонансными сигналами протонов исследуемого образца и стандарта (тетраметилсилана). Это расстояние зависит от напряженности магнитного поля (или частоты) и от структуры молекулы (электронной плотности у протона и напряженности вторичных магнитных линий, возникающих из-за движения электронов соседних молекул) и измеряется в относительных единицах (миллионных долях поля или резонансной частоты). Метод ПМР (или как его еще называют $^1\text{Н}$ ЯМР) позволяет получить информацию о распределении водорода, связанного с ароматическими циклами, гетероатомами, а также метильных, метиленовых и других групп, входящих в состав различных соединений. Применяется этот метод и при исследованиях высококипящих нефтяных фракций.

На рис. 6.20 представлен $^1\text{Н}$ ЯМР спектр нефтяной фракции.

Площади областей пиков пропорциональны количеству протонов, дающих эти сигналы. Для распределения атомов водорода по структурным группам необходимо знать среднюю эмпирическую формулу исследуемого вещества, а также среднюю молекулярную массу исследуемой фракции.

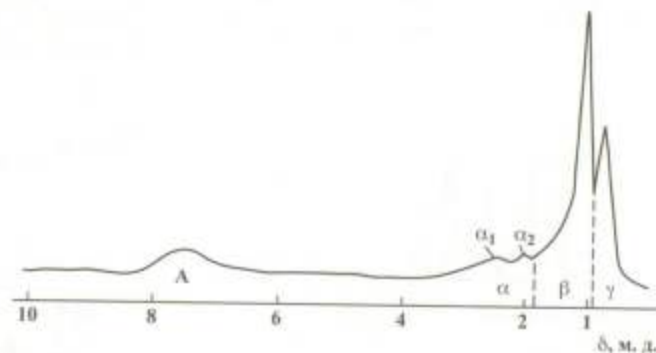


Рис. 6.20. Типичный спектр $^1\text{Н}$ ЯМР нефтяной фракции (по А.И. Богомолову, 1995): 1, 2, 4, 6... δ, м.д. – резонансная частота в миллионах долях; А – область (6,5–8,5 м.д.) – сигналы ароматических протонов; α – область (1,8–4,0 м.д.) протонов CH_3 , CH_2 , CH -групп, находящихся в α-положении к ароматическим ядрам; β – область (1,0–1,8 м.д.) метиленовых и метиновых протонов, удаленных от ароматических ядер, а также групп CH_2 в β-положении к ароматическим ядрам; γ – область (0,7–1,0 м.д.) протонов метильных групп, более удаленных от ароматических ядер

Для того, чтобы избежать неточностей в расчетах, связанных с определением средней молекулярной массы исследуемой фракции, применяется метод непосредственного измерения доли углерода в углеводородах с помощью $^{13}\text{С}$ ЯМР-спектроскопии (рис. 6.21).

Спектр $^{13}\text{С}$ ЯМР содержит широкие полосы поглощения атомов углерода в насыщенных (0–70 м.д.) и ароматических (100–170 м.д.) структурах. Существуют методы расчетов, позволяющие с высокой степенью надежности рассчитать фактор ароматичности, а также по отношению интегральной интенсивности пиков частот 14,1–29,7 м.д. рассчитать длину алкильного заместителя.

Мы привели эти примеры потому, что приблизительно до конца 90-х годов прошлого века ЯМР-спектрометры не были оборудованы астрономическими ЭВМ, позволяющими автоматизировать процессы анализов. К тому же разрешающая способность приборов была несоизмеримо ниже, чем у современных. Хотя это значительно усложняло выполнение анализов, но основные выводы исследователей, выполненные в тот период, не потеряли актуальности и в настоящее время.

В качестве примера приведем $^1\text{Н}$ -спектрограмму бензиновой фракции нефти (НК-195 °С), выполненную на современном ЯМР-спектрометре, оборудованном ЭВМ (рис. 6.22) и спектрограмму $^{13}\text{С}$ стабильного конденсата Астраханского нефтеперерабатывающего завода, приведенную в работе А.А. Донца (рис. 6.23).

Спектрограмма содержит четыре группы линий, принадлежащих различным ядрам водорода:

в области 0,6–1,0 м.д. сигналы принадлежат протонам метильных групп парафинов;

в области 1,0–1,7 м.д. – метиленовым и метиновым протонам парафинов и нафтенных;

в области 2,0–2,7 м.д. – метильным, метиновым и метиленовым протонам ароматических углеводородов;

в области 6,6–8,2 м.д. – ароматическим протонам.

Сравнивая выводы, полученные из анализа спектрограмм (рис. 6.21 и 6.22) видно, что информация, полученная на современном ЯМР-спектрометре хотя и более детальна, но не противоречит анализам, выполненным в конце XX века.

Сравните ЯМР $^{13}\text{С}$ спектры «а» и «б» и сами сделайте вывод о составе стабильного конденсата Астраханского нефтеперерабатывающего завода.

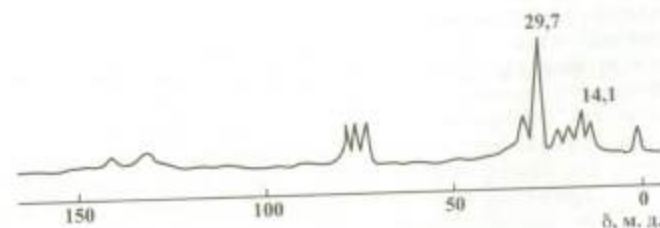


Рис. 6.21. Типичный спектр $^{13}\text{С}$ ЯМР нефтяной фракции (по А.И. Богомолову, 1995)

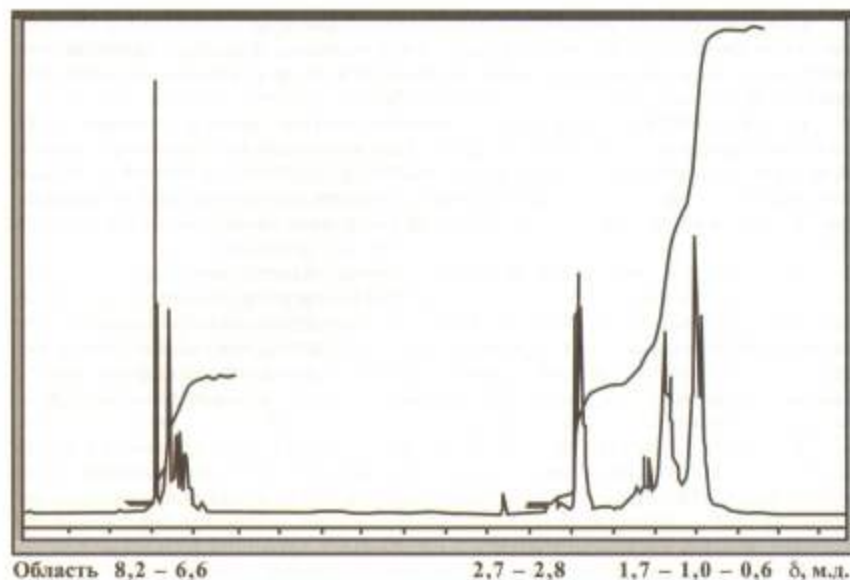


Рис. 6.22. ^1H -спектрограмма бензиновой фракции нефти (НК-195 °С)

Завершая рассказ об анализах, проводимых с помощью ядерно-магнитного резонанса, следует отметить, что ЯМР-исследования дают возможность получить информацию о структуре атомов и молекул, причем не только в стационарных условиях в лаборатории, но и непосредственно на скважине. Поэтому ЯМР-спектроскопия в настоящее время входит в состав комплексных геолого-геофизических и геохимических исследований при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений.

Так, например, во ВНИИГеосистем (Москва) разработан программно-управляемый аппаратурно-методический комплекс, включающий релаксометры ЯМР в сильном магнитном поле и в магнитном поле Земли, а также портативную аппаратуру ЯМР (ядерно-магнитный каротаж), позволяющую проводить в оперативном режиме исследования разреза скважин, в том числе прямое выделение пластов-коллекторов, оценку их эффективной емкости и наличия эффективных трещин.

Эти данные позволяют уточнить интервалы опробования скважины, осуществить прогноз притока, получить информацию о водо-нефте- и битумонасыщенности пород, в том числе химическую структуру нефти, а также определять, связана или нет нефтенасыщенность керна с проникновением бурового раствора с нефтяными добавками в пласт.

Комплекс позволяет осуществлять непрерывный геологический контроль разреза скважины в процессе бурения, управлять технологией проводки скважины, прогнозировать зоны аномально высокого пластового давления, выделять перспективные интервалы для опробования скважины и т.д.

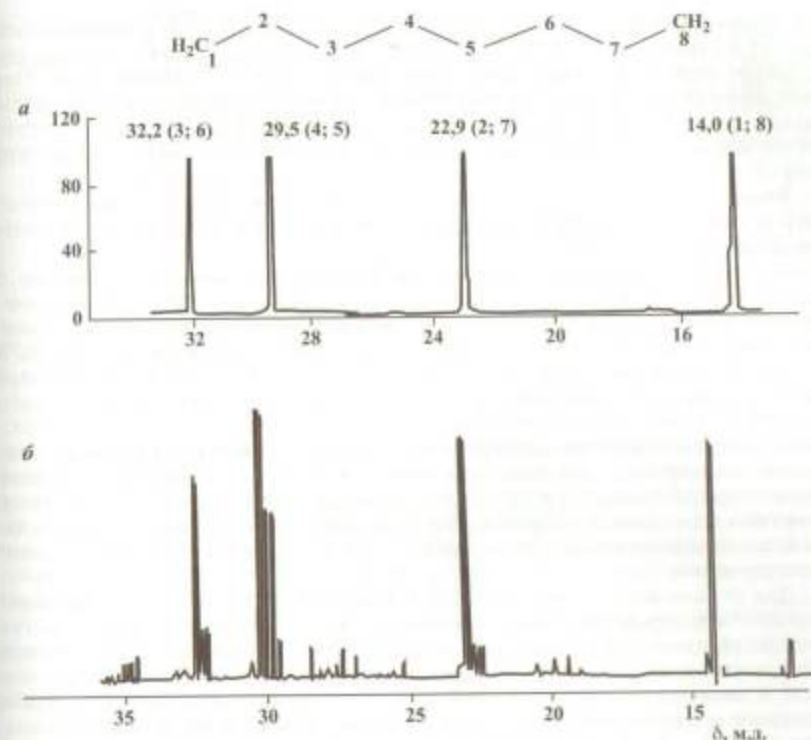


Рис. 6.23. Результаты исследования методом ЯМР ^{13}C стабильного конденсата Астраханского нефтеперерабатывающего завода (А.А. Донец, Тверь, 2007): а – спектр стабильного конденсата; б – теоретический спектр ЯМР октана нормального строения

Уникальные возможности ЯМР сделали его одним из наиболее эффективных экспресс-методов исследований в нефтяной геологии и геохимии.

6.5. ЭЛЕКТРОННО-ПАРАМАГНИТНЫЙ РЕЗОНАНС

Явление электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР) было открыто в 1941 г. (опубликовано в 1944 г.) академиком, основателем казанской научной школы Е.К. Завойским совместно с С.А. Альтшулером и Б.М. Козыревым. Эти исследователи поместили монокристалл CuCl_2 в постоянное магнитное поле и обнаружили, что он поглощает микроволновое излучение с частотой около 133 МГц, причем поглощение носит избиратель-

ный (резонансный) характер. Иными словами, это явление наблюдалось лишь при строго определенном соотношении между напряженностью постоянного магнитного поля и частотой переменного магнитного поля. Поэтому это явление и было названо «электронно-парамагнитный резонанс», так как само название несет информацию об его физической сущности. Тем не менее, постараемся как можно более просто пояснить, что же это такое.

Вещество является парамагнитным, если оно не имеет макроскопического магнитного момента^{*}, но приобретает его после приложения магнитного поля.

С микроскопической точки зрения явление парамагнетизма связано с тем, что атомы, ионы или молекулы вещества обладают постоянными магнитными моментами, которые в отсутствии внешнего магнитного поля хаотично ориентированы друг относительно друга. Если же мы поместим их в постоянное магнитное поле, то их ориентация будет носить направленный характер и вызовет появление суммарного (макроскопического) магнитного момента.

Магнитные свойства атомов и молекул определяются магнитными моментами электронов, а также протонов и нейтронов, входящих в состав атомных ядер. Магнитные моменты атомных ядер значительно меньше магнитных моментов электронов. Поэтому явление ПМР связано в основном с поведением магнитных моментов электронов в области микроволнового излучения.

Для исследования явления ЭПР в анализируемых образцах применяются ЭПР-спектрометры. В зависимости от целей исследования они могут иметь различные конструктивные особенности. Общим для всех является электромагнитная система для создания стабильного магнитного поля, которое в зависимости от аналитических задач можно изменять в нужном диапазоне напряженности. Составной частью прибора являются системы, позволяющие подвести к исследуемому образцу радиочастотное (СВЧ) излучение и затем зарегистрировать резонансное поглощение.

Применение сверхвысокой частоты излучения (СВЧ около 10 ГГц, длина волны около 3 см, — так называемый X-диапазон) обладает достаточно высокой чувствительностью, однако в последние годы в научных исследованиях стали применяться ЭПР-спектрометры так называемого W-диапазона с частотой порядка 36 ГГц (длина волны 8 мм), которые имеют значительно более высокое разрешение, облегчающее интерпретацию результатов анализов.

Однако работа на таких приборах требует очень высокой квалификации, а для обеспечения непрерывной работы ЭПР-спектрометра необходимо наличие жидкого азота и жидкого гелия, что намного удорожает проведение исследований.

Упрощенная схема ЭПР-спектрометра приведена на рис. 6.24.

Образец с исследуемым веществом помещают в объемный резонатор, расположенный между полюсными наконечниками электромагнита, оборудованными модуляционными катушками. Объемные резонаторы могут различаться по своей конструкции. Как правило, используются цилиндриче-



Рис. 6.24. Упрощенная блок-схема установки для наблюдения электронного парамагнитного резонанса

ские или объемные прямоугольные резонаторы. Встроенная в ЭПР-спектрометр ЭВМ позволяет проводить линейное и плавное изменение напряженности магнитного поля в заданном диапазоне и с заданной скоростью, а также длину волны СВЧ. Для передачи СВЧ-излучения к образцу используется волновой тракт. Регистрация резонансного поглощения СВЧ-излучения в исследуемом образце производится с помощью регистрации поглощения в резонаторе. Схема регистрации ЭПР-сигналов включает аналого-цифровой преобразователь и ЭВМ.

Приведем пример, характеризующий ЭПР-спектр нефти месторождения Юго-Восточное Камышитовое (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция), полученной из неокотских отложений с глубины 414–417 м.

Результаты изучения распределения четырехвалентного ванадия и свободных радикалов (Рс) методом ЭПР были опубликованы Р.Н. Насировым, А.С. Кожабаяевым и М.К. Калинко в 1992 г. Эталон для сравнения служила нефть Прорвинского месторождения, где содержание ванадия составляло 11 г/т и $Pc = 9,4 \cdot 10^{17}$ спин/см³. На рис. 6.25 представлен ЭПР-спектр, интерпретация которого, проведенная авторами статьи, показала, что линии 1–8 характеризуют оксованадиловые катионы VO^{2+} .

Из двух интенсивных центральных линий, линия в низком поле относится к наибольшему пику сверхтонкой структуры VO^{2+} , а одиночная линия — к угловому спектру свободных радикалов.

Авторы отмечают, что спектры ЭПР от комплексов ванадила (VO^{2+}) и свободных радикалов (Рс) наблюдаются и для нефтей других месторождений этого региона, в частности Юго-Западного Камышитового, Марташи, Забурунье, Ровное Грядовое и Жанаталин.

На рис. 6.26 приведены примеры спектров ЭПР X-диапазона (рисунки с индексом «А»), ЭПР W-диапазона (рисунки с индексом «Б») и ЭПР, детектируемые по амплитуде сигнала электронного спинового эха и времена релаксации — еще одна возможность регистрации сигналов современными ЭПР-спектрометрами (рисунки с индексом «С»).

Эти материалы заимствованы нами из доклада А.В. Аганова, Г.Ф. Азимова, В.Г. Изотова, Г.В. Мамина, С.Б. Орлинского, А.А. Родионова, И.Х. Салагова, Н.И. Силакина, Л.М. Ситдикова, В.Д. Скирды, Р.Н. Хайрулина и Ю.А. Чельшева на IV Международном семинаре «Минералогия и жизнь».

^{*}Магнитный момент — векторная величина, характеризующая вещество как источник магнитного поля. Макроскопические магнитные моменты создают замкнутые электрические токи и упорядочено ориентированные магнитные моменты атомных частиц.



Рис. 6.25. ЭПР-спектр нефти месторождения Юго-Восточное Камышитовое

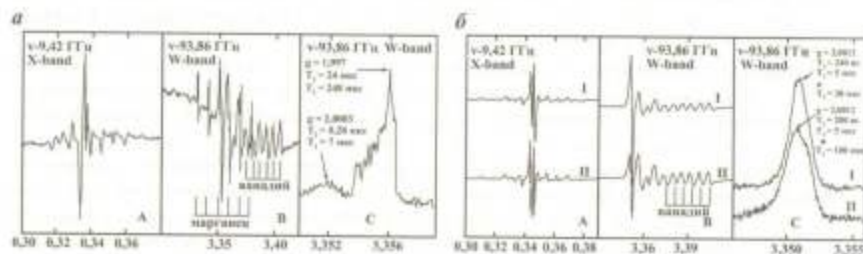


Рис. 6.26. ЭПР-спектры битума и нефтей (Татарстан): а – ЭПР-спектр битума из Ашалчинского месторождения отложений уфимского яруса (P_{2u}), Татарстан; б – ЭПР-спектры нефтей из турнейских отложений (C_1) Шейского месторождения (I) и Урмышлинского месторождения (II)

происхождение биосферы и коэволюция минерального и биологического миров, биоминералогия» (Сыктывкар, Республика Коми, 2007)*.

ЭПР-спектроскопия широко применяется не только в органической геохимии, но и в других геолого-геохимических исследованиях, в частности при выделении опорных пластов в карбонатных разрезах. Во ВНИИнефте-промгеофизике были разработаны методики оперативного изучения геологического разреза нефтегазовых скважин, основанные на зависимости между величиной концентрации ионов двухвалентного марганца (Mn^{2+}) в карбонатных породах и условиями седиментогенеза. Присутствие двухвалентного марганца свидетельствует о наличии глубоководных фаций, образо-

ванных в условиях недостатка кислорода. С помощью ЭПР измеряют содержание Mn^{2+} и получают дополнительную информацию об условиях осадконакопления. Аномальные концентрации этого элемента позволяют выделять опорные горизонты. Посмотрим на практические результаты выделения опорных пластов с помощью ЭПР-спектроскопии по скважинам 83, 93 и 99 Южно-Сергеевской разведочной площади (Башкортостан). Этот пример опубликован на сайте www.soagj.ru/science_book.html П.П. Муравьевым и С.Н. Сидоровичем (рис. 6.27).

По данным П.П. Муравьева и С.Н. Сидоровича основным объектом их исследований были пробы бурового шлама, который отбирался в процессе бурения через 1–3 м проходки. Масса анализируемого образца измельченных пород составляла 0,2 г. Время анализа – 5 мин. Всего было проанализировано более 400 образцов. Интерпретация полученных материалов позволяла по аномально-высоким концентрациям Mn^{2+} в разрезах скважин однозначно выделить как кровлю, так и подошву аскинско-мендымского горизонта.

Кроме этого ЭПР-спектроскопия позволяет идентифицировать литотипы горных пород, выделять нефтебитумосодержащие горизонты в разрезе скважин и надежно определить принадлежность нефти к пластовой или добавляемой в промывочную жидкость.

ЭПР-спектроскопия позволяет также оперативно определять открытую пористость горных пород. Авторами установлено, что каждый литотип пород в пределах конкретной площади имеет строго индивидуальный ЭПР-спектр. В связи с этим, имея базу данных ЭПР-спектров различных пород можно с помощью специальных программ автоматизировать достаточно сложный и трудоемкий процесс построения литологического разреза.

Выделение нефте- или битумосодержащих пород основано на появлении на ЭПР-спектрограммах ванадия V^{4+} и свободных радикалов $R\cdot$.

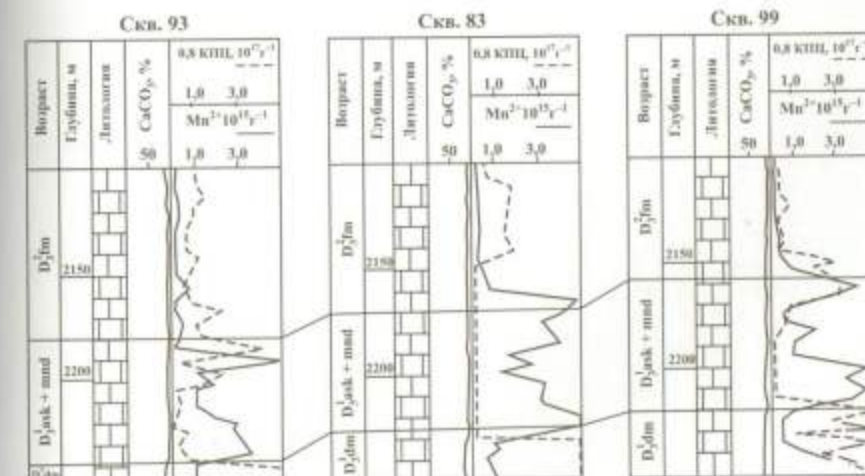


Рис. 6.27. Южно-Сергеевская разведочная площадь

*В соответствии с Законом об авторских и смежных правах ссылка на всех авторов обязательна.

Для оперативного определения открытой пористости горных пород исследуемый сухой образец насыщается парамагнитной жидкостью и после этого измеряется величина сигнала его парамагнетизма. Полученные результаты наносятся на специальный эталонный график, по которому определяется открытая пористость образца.

Вот и все. Мы с вами рассмотрели цикл вопросов, касающихся геохимии нефти и газа. Трудно сказать, будет ли геохимия нефти и газа у кого-то из вас основной специальностью, но с методологическими приемами решения тех или иных вопросов каждый из вас постоянно будет сталкиваться в своей практической работе. Завершая первую часть книги, хотим еще раз обратить ваше внимание на слова персидского мудреца и философа Мухаммеда Руми: «...Научить никого ничему нельзя. Можно только указать путь...». Надеемся, что нам это удалось. А теперь перейдем ко второй части нашего учебника.

Итак. Геология нефти и газа.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

«...Никогда не бывает, чтобы два человека одинаково судили об одной и той же вещи, и двух совершенно одинаковых мнений невозможно обнаружить не только у двух разных людей, но и у одного и того же человека в разное время...»

Мишель Монтень (1533–1592), французский философ.
«Опыты», книга III, глава XIII

Глава 7

ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Итак, в первой части книги мы всесторонне изучили вопросы органического происхождения нефти, начиная от геохимии углерода и водорода, состава органического вещества пород и особенностей генерации нефти и газа на различных стадиях катагенеза. Особое внимание уделяли унаследованности углеводородных структур, входящих в состав нефтей от исходного органического вещества пород. Вспомнили физико-химические свойства и состав нефтей, природных газов и газовых конденсатов. Убедились, что по распределению индивидуальных углеводородов нефти представляют собой строгую нефтяную систему и эта система унаследована от рассеянной в осадочных породах микронефти. Рассмотрели некоторые современные аналитические методы их изучения и примеры их практического применения. Этот комплекс исследований в настоящее время широко используется при оценке перспектив нефтегазоносности различных территорий в нашей стране и за рубежом и лежит в основе разработки стратегии поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Теперь пришла пора поговорить об одной из наиболее сложных проблем, стоящей перед геологами-нефтяниками – имеются ли в природе иные источники и условия для генерации углеводородов.

Важность этих исследований наиболее четко сформулирована во втором издании книги «Учение о нефти», опубликованном в 1937 г. Иваном Михайловичем Губкиным. Он написал: «...Теоретическое значение вопроса о происхождении нефти состоит в том, что правильное его разрешение даст нам истинное представление о протекавших в земной коре процессах, в результате которых возникла нефть... только тогда мы будем знать, каким образом в земной коре образуются залежи... получим надежное указание, в

каких местах нам искать нефть и как надеждит наиболее целесообразно организовать ее разведку...».

Для того чтобы понять насколько важно решение этой проблемы, приведем конкретный пример. Еще в недалеком прошлом оставалось загадкой, как сформировались гигантские скопления нефти и газа в одном из богатейших нефтегазоносных районов мира – странах Персидского залива, на территории которых только доказанные (А+В и частично С₁) запасы нефти превышают 100 млрд т, не говоря о геологических. Естественно, всеми современными методами были выявлены и изучены нефтематеринские отложения осадочного бассейна, а также проведены расчеты их генерационного потенциала. Оказалось, что органическое вещество не могло образовать столько нефти. Сторонники неорганического происхождения нефти утверждали: углеводороды поступили из мантии Земли. Окончательно решить эту проблему геологи-нефтяники смогли с помощью привлечения последних достижений из смежных наук, в частности, тектоники литосферных плит.

Этому способствовали результаты исследований многих ученых, среди которых следует отметить Д. Вильсона, В.П. Гаврилова, У. Дикенсона, А.Н. Дмитриевского, К.А. Клещева, Е.В. Кучерука, А. Перродона, О.Г. Сорохтина, С.А. Ушакова, В.Е. Хаина, Х. Хатберга, В.С. Шеина и др. Известно, что взаимодействие литосферных плит при встречном движении в зоне конвергенции (от лат. convergo – приближение) приводит к многообразным тектоническим процессам, проникающим глубоко в мантию. Важнейшие из них – это субдукция (от лат. sub – под и ductio – ведение: subductio-букв. – подведение) и коллизия (от лат. convergo – столкновение).

Субдукция развивается в зоне конвергенции, где сходятся континентальная и океанская литосферы. В этом случае происходит надвигание континента или островной дуги на дно океана и более тяжелая океанская плита уходит под континентальную и погружается в мантию. Коллизия возникает там, где происходит столкновение двух континентальных плит.

Суть этого процесса заключается в следующем. В результате тектонических процессов осадочные породы как бы затягиваются в зону подвига магматических пород и оказываются на больших глубинах в весьма жестких термобарических условиях. Происходит термолитизация органического вещества, заключенного в осадочных породах, и возникновение образующихся углеводородов. При этом в условиях высоких температур снижается капиллярное взаимодействие нефти со стенками пор, и создаются облегченные условия для эмиграции нефти из нефтематеринских отложений. Такой путь образования углеводородов В.П. Гаврилов (1979) назвал «геодинамической моделью нефтегазообразования в литосфере», а новые идеи, связанные с этой моделью – мобилистскими. Как показали многочисленные исследования, территория, расположенная в районе Персидского залива, как раз и находится в зоне субдукции, в результате чего здесь произошла концентрация огромных запасов нефти. Таким образом, перед геологами-нефтяниками открылись принципиально новые возможности для разработки методики поисков скоплений нефти и газа на территориях, бесперспективных по классическим меркам. Практические результаты не заставили долго ждать. Но сначала немного истории. В США в штате Вайоминг есть обширная территория района Скалистых гор, названная «кладбищем нефтяных скважин». Там их в общей сложности было пробурено более 500. Но

все они оказались пустыми. На глубине около 3000 м нефтяники постоянно входили в переплавленные магматические или сильно метаморфизованные породы и прекращали бурение. Лишь в середине XX века была высказана идея о тектонике литосферных плит. Начались планомерные специальные геофизические исследования и в этом районе была выявлена поднадвиговая зона. После принятия решения заложить здесь глубокую поисковую скважину было открыто нефтяное месторождение Пайнвью с запасами извлекаемой нефти более 18,3 млн т. Чуть позднее в этом же районе была пробурена другая скважина, которая на глубине 1888 м вошла в граниты докембрийского фундамента. Бурение продолжали. На глубине 2700 м скважина вошла... в осадочные породы мелового возраста, а на глубине 5500 м было открыто крупное газовое месторождение. На начало 1981 г. в пределах только пояса надвигов Кордильер выявленные первоначальные запасы нефти (2,1 млрд т) и газа (2,8 трлн м³) составляли чуть менее 50 % от всех текущих доказанных запасов нефти и газа в стране. Впоследствии были открыты нефтяные и газовые скопления в Уачитском и Аппалачском надвиговых поясах и др.

Каким образом в таких случаях происходит генерация нефти и газа, показано в известной и очень интересной монографии О.Г. Сорохтина и С.А. Ушакова «Развитие Земли» (Изд. МГУ, 2002), которая есть практически во всех библиотеках и Интернете. Схема приведена нами на рис. 7.1.

Особой заслугой О.Г. Сорохтина является то, что механизм образования и накопления углеводородов в теле островных дуг и окраин континентов в зонах конвергенции при поддвижении под них океанических плит и перекрывающих их пелагических осадков, он подкрепил соответствующими расчетами объема генерируемых углеводородов.

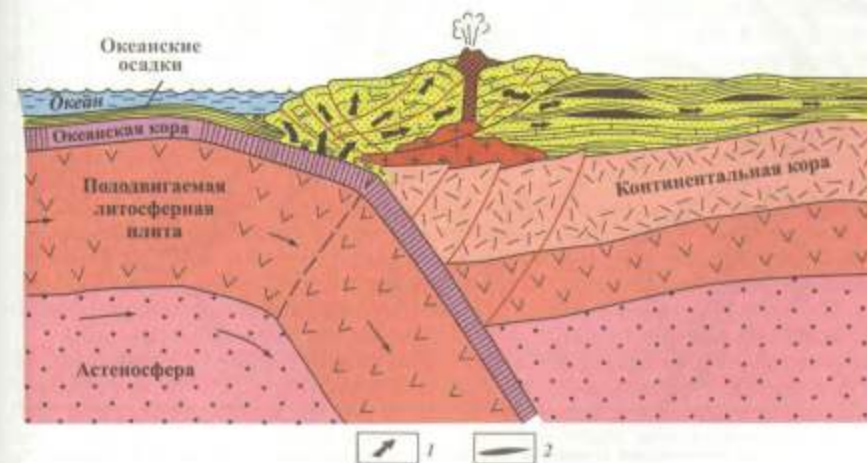


Рис. 7.1. Генерация углеводородов в зонах подвига океанических плит под островные дуги и окраины континента:
1 – пути миграции углеводородов из зоны подвига плиты и структуры надвигаемой плиты; 2 – образовавшиеся залежи углеводородов

Ежегодно в таких районах образуется около 5 млн т углеводородов (О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков, Федьинский, 1974). Таким образом, за 500–600 млн лет, то есть за время существования на Земле высокоорганизованной жизни (в фанерозое) теоретически могло образоваться не менее $2,5 \cdot 10^{15}$ т нефти и газа. А это почти в тысячу раз больше, чем, например, общих мировых запасов углеводородов, выявленных на начало 70-х годов прошлого века!

Следует отметить, что изучение особенностей пространственного размещения скоплений нефти и газа показывает, что практически 80 % всех мировых запасов нефти и газа приурочены к существовавшим в те или иные геологические эпохи зонам поддвига плит (рис. 7.2).

Таким образом, образование нефти и газа из органического вещества пород может происходить двумя путями. Первый путь распространен повсеместно. Этот процесс мы подробно изучили в первой части этой книги: органическое вещество накапливается на стадии диагенеза осадков, и, затем, попадая в зону катагенеза, генерирует нефть и газ.

Второй путь связан не только с традиционным процессом нефтегазообразования. Он прослеживается только в зонах конвергенции при встречном движении литосферных плит, когда скопления углеводородов формируются за счет генерации нефти и газа из органического вещества пород, затянутых в зоны высоких температур в результате субдукционных процессов. В этом случае интенсивность нефтегазообразования очень высока.

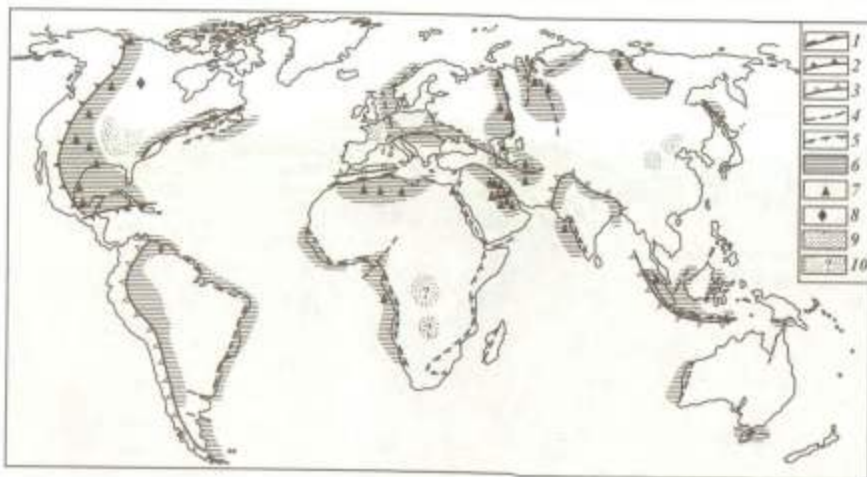


Рис. 7.2. Схема размещения основных нефтегазоносных регионов мира (по В.П. Гаврилову, 1986):

1, 2, 3 – зоны поддвига плит (соответственно палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов); 4 – некоторые внутриконтинентальные рифты; 5 – крайне-континентальные рифты; 6 – нефтегазоносные районы; 7 – крупные местоскопления нефти и газа; 8 – местоскопления битумов и тяжелой нефти; 9 – интраплатформенные нефтегазоносные впадины; 10 – то же, но предполагаемые

По данным О.Г. Сорохтина, при наличии фронтального карниза островной дуги шириной 100–120 км и длине береговой линии шельфа континентальной окраины всего около 1000 км, а также суммарной мощности осадков 15–17 км, из зон поддвига плит в сторону краевого прогиба может мигрировать несколько сот миллиардов тонн углеводородов.

Такие процессы реализовались в районе Персидского залива при надвигании Загросской островной дуги на край Аравийской платформы, а также в других регионах.

Следует особо отметить, что возможность затягивания осадочных пород в зоны поддвига сначала была обоснована теоретически, а уже потом доказана бурением. К сожалению, чаще происходит наоборот, когда наука вынуждена подводить теоретическую базу под явления, выявленные практикой.

Именно так развивались события, связанные с открытием уникальных зон нефтегазоаккумуляции в гранитоидах интрузивов в пределах шельфа Вьетнама.

Здесь в 1988 г. в фундаменте было обнаружено уникальное скопление нефти Белый Тигр, где вскрытый этаж нефтеносности в гранитоиде интрузива превышает 1600 м, при дебитах в ряде скважин более 2000 т в сутки. Дело в том, что до открытия этого месторождения считалось, что породы фундамента, за исключением его коры выветривания, являются монолитом и не содержат коллекторов и, соответственно, каких-либо значительных скоплений углеводородов. В связи с этим, нефтепроявления и даже локальные скопления нефти в породах фундамента рассматривались как исключительное явление и не привлекали внимание геологов-нефтяников, за исключением, пожалуй, сторонников абиогенного происхождения нефти. Открытие зон нефтегазоаккумуляции в гранитоидах интрузивов, содержащих значительные запасы нефти, поставило перед геологами нефтяниками необходимость решения двух проблем. Первая, как сформировались эти зоны нефтегазоаккумуляции и за счет каких источников поступления углеводородов. И вторая, благодаря каким механизмам формируются коллекторы в кристаллических породах фундамента. Последнее – очень важный вопрос, так как стало очевидным, что породы фундамента – принципиально новый высокоперспективный объект прироста ресурсов углеводородов. Поэтому результаты решения этих проблем имеют для нас принципиальное значение.

В связи с этим, на существующих предположениях об источниках формирования скоплений нефти в гранитоидах интрузивов мы остановимся в этом разделе, а о механизмах образования зон пустотности в магматических породах поговорим в следующей главе, когда будем рассматривать горные породы, как природные вместилища нефти и газа.

Прежде всего, отметим, что до сих пор единого мнения по вопросу об источниках углеводородов в гранитоидах интрузивов месторождения Белый Тигр нет. Так, например, по мнению Вьетнамских специалистов (Х.Д. Тьен, 1999), скопления нефти здесь сформировались благодаря миграции углеводородов из нижнеолигоценых осадочных пород, прилегающих к выступам гранитного фундамента.

Исследования В.П. Гаврилова и др. показали, что эта зона нефтегазоаккумуляции сформировалась благодаря миграции нефти из зоны субдукции.

Базируясь на исследованиях О.Г. Сорохтина (2002), который детально

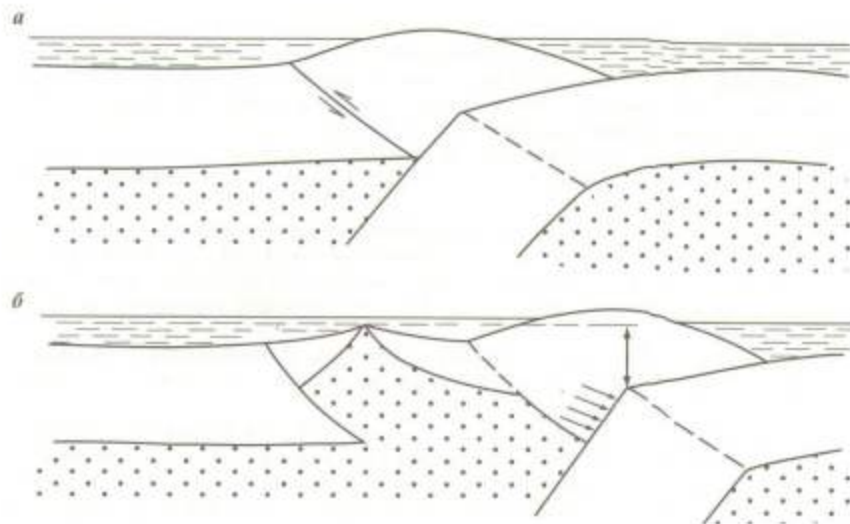


Рис. 7.3. Механизм образования в тылу островной дуги вторичной рифтовой зоны (а) и спрединга задугового бассейна (б) (О.Г. Сорохтин, 2002)

изучил механизм образования в тылу островной дуги вторичной рифтовой зоны и спрединга задугового бассейна, создана геодинамическая модель вторичного спрединга.

Схема механизма образования вторичной рифтовой зоны в тылу островной дуги и спрединга дна задугового бассейна показана на рис. 7.3.

Из рисунка следует, что при опускании литосферных плит в мантию в тылу островных дуг возникают напряжения растяжения, благодаря которым вдоль оперяющих зону поддвига разломов может произойти отодвигание тела островной дуги от тыловых частей островодужной плиты. Поэтому в тылу такой дуги образуется вторичная рифтовая зона. Причем раздвигание этих зон компенсирует отодвигание островной дуги в сторону поддвигаемой океанической плиты (рис. 7.3, б). Здесь следует отметить, что избыточное давление островной дуги на поддвигаемую плиту при высоте равной или более 20 км, значительно превышает прочность пород поддвигаемой зоны на сдвиг. Поэтому она деформирует ее и постепенно отодвигает зону поддвига в сторону океана. Перемещению океанической лито-

*Рифт (англ. rift) – линейно-вытянутая (на несколько сотен или даже тысяч километров) щелевидная или ровообразная структура растяжения земной коры, шириной от нескольких сотен километров, ограниченная разломами. Представляет собой систему грабен и горстов с амплитудой вертикального смещения до нескольких километров.

Спрединг (англ. spreading) – теория, предложенная американским ученым Генри Гессом (1960), для объяснения явления континентального дрейфа. Согласно этой теории литосфера Земли разбита на крупные литосферные плиты, которые перемещаются по астеносфере в горизонтальном направлении (по сфере). В осевых зонах срединно-океанических хребтов литосферные плиты нарастают за счет вещества мантии и расходятся в стороны (спрединг). В глубоководных желобах одна плита поддвигается под другую (субдукция) и попадает в мантию. Там, где плиты сталкиваются между собой, возникают складчатые сооружения.



Рис. 7.4. Карта шельфа Вьетнама с расположением нефтяных месторождений (по Е.Г. Арешеву, 2003, с изменениями): 1 – зоны спрединга; 2 – изобаты морского дна, м. Категории перспектив нефтегазоносности: 3а – среднеперспективные; 4б – высокоперспективные; 5 – нефтяные месторождения

сферы в сторону подвига плит сопутствует перемещение пелагических осадков.

Пелагические осадки, попавшие в зазор между трущимися плитами, за счет диссипации энергии вязкого трения постепенно разогреваются и могут начинать подплаваться.

В результате их вязкость уменьшается на много порядков и значительно сокращается мощность осадков, способных сохраняться на больших глубинах. По этой причине, типичные осадки с плотностью меньшей, чем плотность литосферы, не затягиваются в зоны подвига на глубины больше, чем 20–30 км. В расплавленном состоянии они выжимаются по разломам вверх, внедряясь в тело островодужных структур или активных окраин континентов над такими зонами субдукции в виде мигматитовых гранитоидных куполов или гранитоидных батолитов (рис. 7.4, 7.5, 7.6).

По данным В.П. Гаврилова, А.Д. Дзюбко, В.В. Поспелова и О.А. Шнипа (1995) породы фундамента месторождения представляют собой субмеридиальный вытянутый горстообразный выступ, размером 22×6 км, ограниченный разломами. Он перекрыт осадочными образованиями с прослоями

*Пелагические отложения – это осадки открытого моря и ложа океана. Они состоят из остатков планктонных организмов, тончайших минеральных частиц, приносимых с суши, космической пылью, а также химических продуктов, образовавшихся непосредственно в море или океане.

Диссипация (лат. dissipatio – рассеяние) энергии – переход части энергии упорядоченных процессов (кинетической энергии движущегося тела и др.) в энергию неупорядоченных процессов, в конечном итоге – в теплоту.

Мигматит (от греч. migma – смесь) – метаморфическая горная порода, состоящая из исходного кристаллического сланца, пропитанного гранитным веществом.

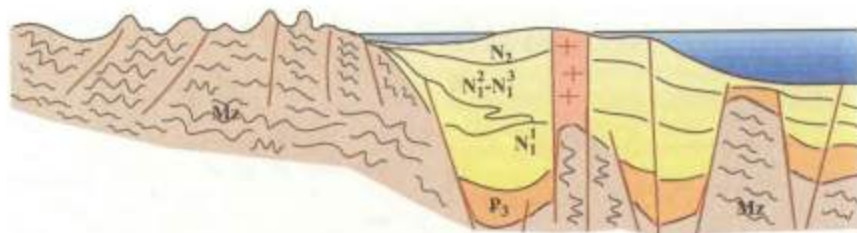


Рис. 7.5. Схематический геологический профиль шельфа Вьетнама (Е.Г. Арешев, 2003)

вулканогенных пород. Интересным фактом в строении гранитоидов интрузивов месторождения Белый Тигр является то, что в его минералах имеются запечатанные включения, вакуоли, размерами в среднем 0,01–0,10 мм, образованные газожидкими флюидами. Обычно такие включения образованы водой с хлоридами, бикарбонатами, сульфатами и другими подобными компонентами. В образцах гранитов Белого Тигра эти включения содержат углеводороды состава C_1 – C_6 , в меньшей степени водород, гелий, $CO+CO_2$. Углеводородные включения содержат также цеолиты, которые из-за развитой системы полостей могут служить своеобразным резервуаром газообразных и, возможно, жидких углеводородов. «Ситовой» эффект этих минералов обуславливает их избирательную способность адсорбировать те компоненты углеводородов, размер молекул которых не превышает размера «окоя», то есть нормальные алканы (C_1 – C_6).

Были проведены специальные исследования жидкостей и углеводородных газов в пузырьках, капсулированных в образцах гранитов месторождений Белый Тигр и Дракон. В них под руководством В.Д. Нартикова (ВНИИгеоинформсистем) выделялись и анализировались лишь флюиды закрытых пустот, которые можно было получить только при механическом разрушении образца в условиях глубокого вакуума. Эти флюиды капсулированы в капиллярах, каналах роста минералов, пустотах специфических минеральных структур в виде обособленных включений (вакуолей). Во включениях зафиксировано сравнительно высокое содержание УВ-газов состава C_2 – C_6 и выше. Так, в граните, поднятом с глубины 4584,1 м

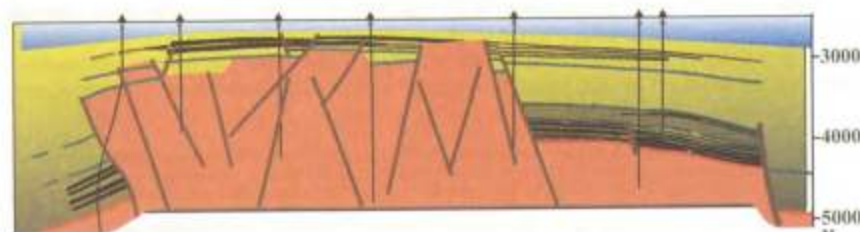


Рис. 7.6. Схематический поперечный разрез через сводовую часть месторождения Белый Тигр (Е.Г. Арешев, 2003)

(скв. 442 Белый Тигр), содержание C_4H_{10} достигало 11,6, C_5H_{12} – 11,2, C_6H_{14} – 11,9 cm^3/kg породы. Все это указывает на то, что первоисточником УВ могли быть осадочные породы, как участвовавшие в перекристаллизации, так и затягивавшиеся в зоны субдукции. Возникал своеобразный водоминеральный поток, насыщенный, в том числе и углеводородами, которые могли быть захвачены и капсулированы в вакуолях гранитизировавшихся пород. Проведенный комплекс исследований позволил сделать вывод о том, что кроме поступления углеводородов из зон субдукции в формировании скоплений нефти в фундаменте шельфовой зоны Вьетнама могли участвовать и сами интрузивы. На основе этого было высказано предположение о том, что в период формирования «гранитного» слоя за счет гранитизации первично-осадочных толщ происходил процесс трансформации рассеянного ОВ в УВ нефтяного ряда. В условиях жесткого термобарического режима генерировались легкие УВ-фракции, которые и составили основу нефтяной залежи в фундаменте месторождений Белый Тигр, Дракон и др.

Кроме того, УВ-флюиды, возгонявшиеся вверх из зон поддвига вместе с водоминеральными потоками, при изменении термобарических условий «оседали» в магматических породах. По трещинам, разломам и т.д. жидкие углеводороды из фундамента могли проникать в нижнеолигоценные отложения, где смешивались с «родной» нефтью этого комплекса.

На рис. 7.7 представлен концептуальный геологический профиль через южный шельф Вьетнама, а на рис. 7.8 – схемы формирования скоплений углеводородов в гранитоидах интрузивов месторождения Белый Тигр.

Таким образом, исследования процессов формирования скоплений углеводородов в зонах субдукции вселяют большой оптимизм, так как в результате удалось выявить новые источники энергии преобразования органического вещества и намного расширить наши представления о процессах нефтегазообразования. Это позволяет включить в практику поисково-разведочных работ принципиально новый объект – породы фундамента, а также надеяться на неисчерпаемость запасов углеводородов в недрах.

А теперь давайте рассмотрим и другие наиболее интересные направления исследований в области органического происхождения нефти, а также расскажем об идеях образования углеводородов неорганическим пу-



Рис. 7.7. Концептуальный геологический профиль через южный шельф Вьетнама (В.П. Гаврилов): 1 – древний фундамент; 2 – осадочный чехол; 3 – молодой складчатый фундамент; 4 – океаническая литосфера; 5 – направление движения мантийного вещества; 6 – задуговая конвекция

тем. Но, как всегда, начнем с идей, высказанных нашими далекими предшественниками.

Первые предположения о происхождении нефти дошли до нас из записей древнегреческого ученого – геолога, географа, историка и философа Страбона (I век до н.э.). Среди его многочисленных научных исследований сошлемся на его 17-томный труд «География», в котором он рассказывает, в том числе, о геологическом строении различных территорий и высказывает идею о происхождении нефти.

В частности он описал выбросы грязевого вулкана: «... есть место под названием Нимфей..., это... скала, извергающая огонь, а под ней текут источники теплой воды и асфальта (нефти), вероятно от стгорания асфальтовых глыб под землей...». Страбон ошибся, он принял выбросы грязевого

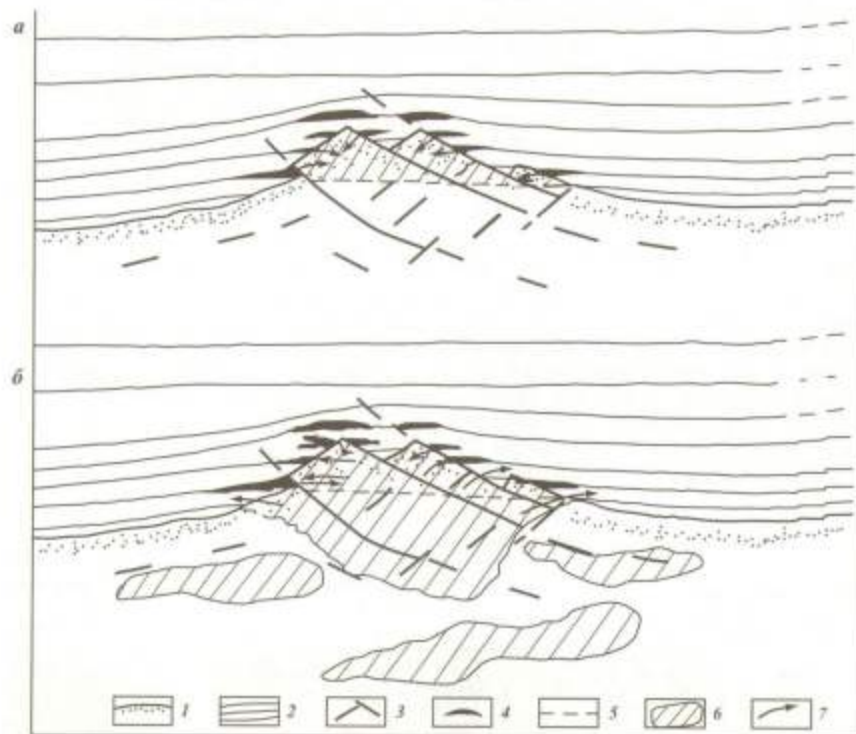


Рис. 7.8. Схемы формирования скоплений углеводородов в гранитоидах интрузивов месторождения Белый Тигр: а – скопления нефти в фундаменте сформировались благодаря миграции из нижнеолигоценых отложений; б – скопления нефти в фундаменте были дополнительным источником для углеводородных скоплений в осадочных породах нижнего олигоцена (В.П. Гаврилов, 2000):

1 – гранитоидный фундамент; 2 – осадочные комплексы; 3 – сбросы; 4 – залежи нефти в осадочном чехле; 5 – условная нижняя граница залежи нефти в фундаменте, принята на глубине 4500 м; 6 – залежи нефти в фундаменте; 7 – возможные направления миграции нефтяного флюида

вулкана за извержение настоящего вулкана, а в этом регионе настоящих вулканов никогда не было. Его ошибку легко понять. Для тех, кто никогда не наблюдал это потрясающее зрелище, в двух словах расскажем: извержения крупных грязевых вулканов часто сопровождаются подземными толчками и оглушительными взрывами под землей и в воздухе... Над землей возникают горящие столбы газа высотой иногда в сотни метров. Все это сопровождается мощными выбросами грязевулканической брекчии...

Идея об органическом происхождении нефти возникла в первой половине XVIII века и принадлежит М.В. Ломоносову. В своем трактате «О слоях земных» он писал: «...лежание леса под землею...» «возгоняются подземным жаром...» и дают «...горный воск, горное масло, нефть...».

К сожалению, в то время еще не существовало аналитических методов, чтобы экспериментально обосновать эту гениальную идею. Только почти через сто лет в середине XIX века английский химик Ч. Гадчетт изучил и доказал сходство элементного состава природных битумов, животных жиров и растительных масел, а также установил закономерное уменьшение содержания водорода в ряду жидкие – твердые битумы. Так возникло новое направление в геологии – геохимия нефти.

В 1863 г. американскому ученому Винчелу удалось четко сформулировать понятие о нефтематеринских свитах, как о месте образования нефти, а в 1888 г. немецкие ученые Г. Гефер и К. Энглер при перегонке рыбьего жира получили предельные и непредельные углеводороды, парафин и масла.

В 1918 г. академик Н.Д. Зелинский поставил эксперименты с реальным продуктом преобразования органического вещества. Он подверг перегонке органический ил (сапропель) из озера Балхаш и... получил большинство типичных составляющих нефти: метановые, наftenовые и ароматические углеводороды, а также смолисто-асфальтеновые вещества.

Так сформировалась гипотеза органического происхождения нефти: теоретическое предположение (идея) → эксперименты → гипотеза.

В начале XIX века немецкий ученый А. Гумбольдт, изучая извержение уже настоящего вулкана – Везувия – обнаружил в продуктах его деятельности углеводороды и впервые четко сформулировал предположение о неорганическом происхождении нефти: «Мы не можем сомневаться, что нефть представляет собой продукт перегонки на громадных глубинах...».

Эта идея достаточно скоро была подтверждена экспериментально. В 1860–1866 гг. французский химик М. Бертло синтезировал углеводороды из неорганических веществ.

В 1876 г. Д.И. Менделеев обработал чугун соляной кислотой и получил бурую пахнущую нефтью жидкость. Этот результат лег в основу идеи о минеральном образовании нефти, которую он назвал карбидной гипотезой.

Суть ее сводится к тому, что вода по разломам проникает в глубокие недра Земли. Там она вступает в реакцию с углеродистыми карбидами металлов. В результате происходят реакции с образованием углеводородов:



Таким образом, предположение о минеральном происхождении нефти также нашло экспериментальное подтверждение. Так кто же был прав?

Но не успели ученые разобраться в этих вопросах и принять какое-то определенное решение, как появилась еще одна новая идея о происхождении нефти. В 1889 г. известный геолог В.А. Соколов высказал мнение, что уже на этапе формирования планеты Земля из космоса поступали углеводороды, которые впоследствии выделялись из магмы и по трещинам и разломам поступали в земную кору, формируя их скопления.

Идея о возможности поступления углеводородов из космоса не лишена смысла. Благодаря развитию высокоточных астрофизических и других методов исследований состава планет и их атмосфер, звезд, межзвездных молекулярных и ионных облаков, комет, метеоритов, межпланетных пылевых частиц и т.д. известно о повсеместном распространении углеводородов во Вселенной. Имеются тысячи примеров присутствия соединений углерода с водородом в составе космических объектов. Чтобы не быть голословными, приведем несколько относительно новых данных. Так, например, австралийские астрономы на расстоянии 30 тыс. световых лет от Земли обнаружили огромное межзвездное облако, состоящее из аминокислот и белка.

На официальном сайте НАСА (www.nasa.gov) 2 и 16 августа 2010 было опубликовано, что космический аппарат «Кассини» нашел на спутнике Сатурна Титане озера, содержащие углеводороды. Специалисты утверждают, что нефти (в нашем привычном понимании) там нет, так как в составе жидкости этих озер отсутствуют предельные углеводороды с длинной цепочкой, но есть метан, этан и очень много сложной органики в твердом состоянии.

По мнению сотрудника МФТИ и Института космических исследований Александра Родина, климатическая система Титана очень богата, и если брать аналогию с нашей Землей, то, если мы заменим на Земле воду метаном, то получим то, что есть на Титане. Это высказывание А. Родина опубликовано на сайте «Наука 21 век».

Интенсивно продолжаются исследования в области распространения и изучения состава полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) в космосе (напомним, что вы еще помните, что ПАУ – это углеводороды, содержащие в молекуле два или более бензольных кольца). По данным Федерального космического агентства (Роскосмос, 05.08.2010), сотрудники Научно-исследовательского центра Эймас (США) составили объемную базу данных, содержащую около 700 спектров ПАУ в нейтральном и заряженном состоянии, что теперь значительно упрощает расшифровку результатов инфракрасного излучения космических объектов. Более детально об этих работах вы можете прочитать на официальных сайтах Роскосмоса и НАСА, а также в журнале *The Astrophysical Journal Supplement Series*.

По данным отдела науки Би-би-си (март, 2010) космический зонд с индийского космического модуля «Чандраян-1», во время нахождения на лунной орбите в районе северного полюса Луны обнаружил плотные образования льда и на его поверхности углеводороды, в частности этилен. Образование этих углеводородов могло произойти благодаря столкновению Луны с кометами и астероидами, а также в результате химических реакций в частицах космической пыли под воздействием супернизких температур (журнал *Geophysical Research Letters*, США).

Ну и последний пример, который на первый взгляд непосредственно не касается образования углеводородов, но в будущем может быть объяс-

нит, почему органическое вещество содержится в горных породах Земли, имеющих возраст 3,8–4,5 миллиарда лет, то есть по сути пролет свет на причины возникновения жизни на Земле.

Относительно недавно, с помощью новейших аналитических методов были повторно проведены детальные исследования метеорита Мурчисон (Murchison), который упал в Австралии в 1969 году. В результате выяснилось, что обнаруженные ранее в составе метеорита урацил и ксантин имеют внеземное происхождение (раньше ученые полагали, что они были случайно привнесены в образцы в процессе анализа). Важность этого вывода заключается в том, что эти азотистые основания являются предшественниками молекул нуклеиновых кислот – ДНК и РНК – носителей генетического кода. Кроме этого на Мурчисоне были обнаружены окаменевшие остатки, которые, по мнению некоторых исследователей, являются примитивными микроорганизмами. По свидетельству сотрудника Имперского колледжа Лондона Зиты Мартинс (Zita Martins) этот факт может иметь огромное значение для понимания зарождения жизни на Земле, которая могла возникнуть благодаря уже созданным в космосе внеземным шаблонам (журнал *Earth and Planetary Science Letters*).

Только из этих примеров следует, что химическая эволюция органических соединений во Вселенной распространена повсеместно и поэтому не могла обойти и нашу планету.

К началу 60-х годов прошлого века четко сформировались две непримиримые гипотезы образования нефти и газа – органическая и минеральная (неорганическая). Их приверженцы, крупнейшие ученые с мировыми именами, отстаивали только свою точку зрения, не признавая доводы оппонентов. Наиболее ярко это проявилось в 1967 г. на Всесоюзном Совещании по генезису нефти. Все доклады и выступления советских и зарубежных ученых были опубликованы в сборнике «Генезис нефти и газа» и до сих пор эта красная книга (по цвету обложки), содержащая несколько сотен страниц текста, не потеряла своей актуальности и представляет огромный интерес для геологов-нефтяников. Советуем, найдите ее в библиотеке.

В этот период, благодаря широкому распространению высокоэффективных методов аналитических исследований были получены многочисленные данные о молекулярном составе органического вещества пород и углеводородных флюидов. Благодаря этому в геологии нефти и газа сформировалось принципиально новое научное направление – молекулярная геохимия. Произошел прорыв в решении проблемы генезиса нефти, и органическая гипотеза, подтвержденная во всем мире фактическими данными, в частности унаследованностью современного состава нефти от исходного органического вещества, стала теорией. Однако поиски альтернативных источников энергии преобразования органического вещества пород, продолжались и продолжают до сих пор.

Приведем наиболее интересные результаты этих исследований. В 60–70-х годах прошлого века профессор Томского политехнического института А.А. Воробьев провел эксперименты, которые подтвердили теорию Жоржа Дари (1885) о том, что под Землей «бурют подземные грозы», порождая землетрясения. Этим грозам предшествует выделение озона в зонах разломов и генерация радиоволн, которые могут быть зафиксированы, а по их интенсивности можно прогнозировать сильные подвижки земной коры. Кроме этого, в результате электрических разрядов в породах образуются частицы плазмы, которые обладают высокой химической активно-

стью и способствуют возникновению химических реакций, которые не могут протекать в обычных условиях. По мнению А.А. Воробьева под влиянием электрических разрядов метан, выделившийся из органического вещества, теряет некоторую часть водорода с образованием различных углеводородных радикалов, которые хаотично соединяются друг с другом и образуют углеводороды, входящие в состав нефти. Источником возникновения «подземных гроз» могут служить места трения контакта горных пород при их взаимном передвижении при тектонических процессах. К сожалению, с уходом А.А. Воробьева эти исследования были прекращены. Однако его идея нашла последователей, но несколько в видоизмененном виде.

Так в конце 70-х годов прошлого века Ю.А. Печюха с помощью петрографических, петрохимических и битуминологических методов изучил огромное количество образцов керна, отобранных из одних и из тех же скважин буквально в нескольких сантиметрах друг от друга. Эти исследования показали, что замеры отражательной способности витринита в различных частях даже одного и того же образца могут значительно отличаться друг от друга, а в случае наличия зеркал скольжения отражательная способность витринита бывает почти на порядок выше, чем в остальных замерах. На основании проведенных исследований автор сделал однозначный вывод, что в подобных образцах мог происходить высокотемпературный крекинг органического вещества, сопровождавшийся интенсивным образованием углеводородов.

По мнению Ю.А. Печюхи ежедневно в мире происходят тысячи малоамплитудных тектонических подвижек и землетрясений, сопровождающихся микро- и макродеформацией горных пород и, соответственно, генерацией углеводородов из органического вещества пород на любых глубинах, в том числе и в настоящее время.

Почти одновременно Н.В. Черский, В.П. Царев и С.В. Николаев (1979), Н.Н. Соловьев (1985, 1986) и др. также связали возможность реализации нефтегазового потенциала органического вещества пород с упругими, пластическими и разрывными деформациями горных пород в напряженных зонах земной коры. Эти исследователи пришли к выводу, что при тектонодинамическом напряжении механическая энергия преобразуется в тепловую и электрическую, что приводит к разуплотнению пород и возникновению термокаталитического преобразования органического вещества и образованию углеводородов. Учитывая, что генерация углеводородов сопровождается увеличением межмолекулярных расстояний в системе органического вещества – образовавшийся флюид, этот процесс создает anomalно высокие давления, что также вызывает выделение тепла и увеличение напряженности в породе и, соответственно, способствует усилению интенсивности процесса образования нефти и газа.

По мнению Н.В. Черского и др. тектонодинамический эффект сопоставим с результатами воздействия катагенетических факторов на органическое вещество пород, но не зависит от глубины погружения и может проявляться на любых глубинах, что намного расширяет перспективы нефтегазоносности верхних горизонтов земной коры и объясняет причины возникновения углеводородов в истощенных добычей залежах.

По мнению некоторых ученых образование углеводородов из органического вещества пород может быть также связано с прорывом нагретых флюидов из глубинных зон Земли. Известный ученый, профессор МГУ Б.А. Соколов, высказал идею о том, что образование углеводородов и фор-

мирование их скоплений контролируется двумя основными процессами: литогенезом и флюидогенезом. При литогенезе происходит изменение физико-химических свойств минералов и органического вещества пород при их погружении. В зоне катагенеза породы дефлюидизируются, то есть происходит потеря ими воды, жидких и газообразных углеводородов. Расчеты, проведенные этим исследователем, показали, что из 1 м³ глин кроме углеводородов освобождается до 350 л воды. Эти флюиды, образующиеся на низкотемпературной литогенетической стадии, Б.А. Соколов объединил понятием «углеводородных растворов». Попадая на большие глубины, эти растворы, обладая высокой энергоемкостью, под воздействием высоких температур разогреваются и увеличиваются в объеме. Создаются anomalно-высокие давления, под воздействием которых растворы прорываются в вышезалегающие пласты и дополнительно прогревают осадочную толщу, тем самым обеспечивая усиление процесса реализации нефтегазового потенциала пород.

Таким образом, Б.А. Соколову удалось подойти к процессу нефтегазообразования с позиций общих законов трансформации горных пород и органического вещества, которые происходят при их погружении с ростом температуры и давления. Здесь необходимо отметить, что геолого-геофизическими исследованиями уже давно установлена тектоно-петрологическая расслоенность литосферы и верхней мантии, характеризующаяся чередованием зон уплотнения и разуплотнения. В осадочном чехле зоны разуплотнения являются вместилищами природных углеводородных растворов, а также расплавов и растворов, поступающих из мантии, которые являются переносчиками тепловой энергии. Флюиды, насыщающие зоны разуплотнения, разогреваются, что приводит к значительному увеличению их объема и формированию своеобразной «гидравлической подушки», которая приподнимает вышезалегающие слои пород, а при избыточном давлении их разрывает. Таким образом, происходит перемещение одних блоков земной коры относительно друг друга в вертикальном и горизонтальном направлениях, сопровождающееся значительным повышением пластовой температуры в верхних частях литосферы за счет внедрения перегретых флюидов из глубоких горизонтов земной коры и мантии.

Этот механизм объясняет не только наличие дополнительного источника энергии для реализации процессов нефтегазообразования, но и такие общеизвестные процессы, как сейсмичность, соляно-купольный диапиризм, грязевой вулканизм, вулканическую и магматическую деятельность, алмазные трубки взрыва, гидротермальное рудообразование, наличие гидротермальных источников и многое другое.

Как полагает Б.А. Соколов, на всех уровнях разреза стратисферы скопления углеводородов могут формироваться за счет различных нефтегазопродуцирующих толщ, особенно в интервале глубин от 1 до 3 км, где по данным Г.А. Габризянца (1991) сконцентрировано более 90 % всех выявленных запасов УВ (рис. 7.9).

По мнению Б.А. Соколова очаги генерации углеводородов для этого интервала глубин могут находиться на глубине от 2 до 10 км и более. В целом, эта модель формирования скоплений углеводородов предусматривает две основных стадии. Первая стадия – литогенетическая, при которой происходит длительное и устойчивое погружение нефтегазоматеринских толщ, содержащих органическое вещество пород, в зону катагенеза и генерация углеводородов. Вторая стадия – флюидодинамическая. В этот период про-

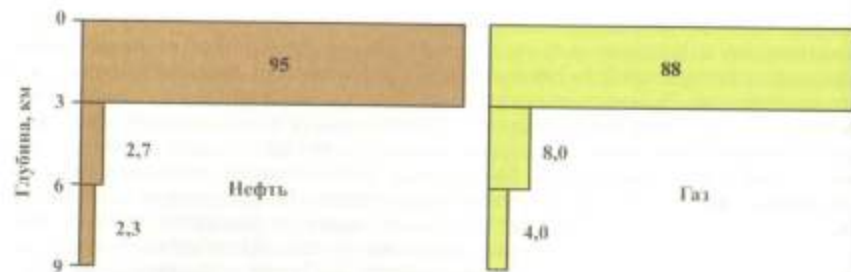


Рис. 7.9. Распределение запасов нефти и газа по глубине в России и странах СНГ (по Г.А. Габриэлянцу, 1991)

исходит мощный прорыв углеводородных растворов в верхние горизонты земной коры. Эта стадия приводит к очень быстрому формированию, перестроению и деформированию скоплений углеводородов. Иными словами, важнейшим фактором, обеспечивающим наиболее полную реализацию нефтегазоматеринского потенциала пород, являются тепловые потоки, образующиеся за счет дефлюидизации, в том числе и мантийных диапиров.

Очень наглядная схема этих процессов была опубликована Б.А. Соколовым в Соросовском образовательном журнале (№ 9, 1998). Приведем ее без изменений (рис. 7.10).

Как утверждает автор, нефтегазообразование представляет собой универсальный саморазвивающийся процесс, закономерно сопровождающий существование и развитие осадочных бассейнов. Причем, формирование скоплений углеводородов в верхнем интервале разреза во всех типах осадочных бассейнов имеет универсальный характер.

Чрезвычайно важные исследования в области генезиса нефти проводятся в Институте проблем нефти и газа РАН под руководством директора, академика А.Н. Дмитриевского. Это институт, пожалуй, единственный научный центр в мире, где «под одной крышей» работают исследователи, придерживающиеся принципиально различных взглядов на проблему происхождения нефти, а также разрабатывающие полигенные концепции.

Среди них следует отметить разработки А.А. Баренбаума, существенно дополняющие органическую теорию образования нефти. В своих исследованиях он опирается на парадигму* В.И. Вернадского, который писал: «...Часть вещества биосферы, может быть большая, неземного происхождения, попадает на Землю извне, из космических пространств...».

В.И. Вернадский полагал, что в эпохи кометных бомбардировок на Землю выпадает огромная масса космического материала, включая углерод, который усваивается живыми организмами и впоследствии включается в глобальный круговорот углерода на нашей планете.

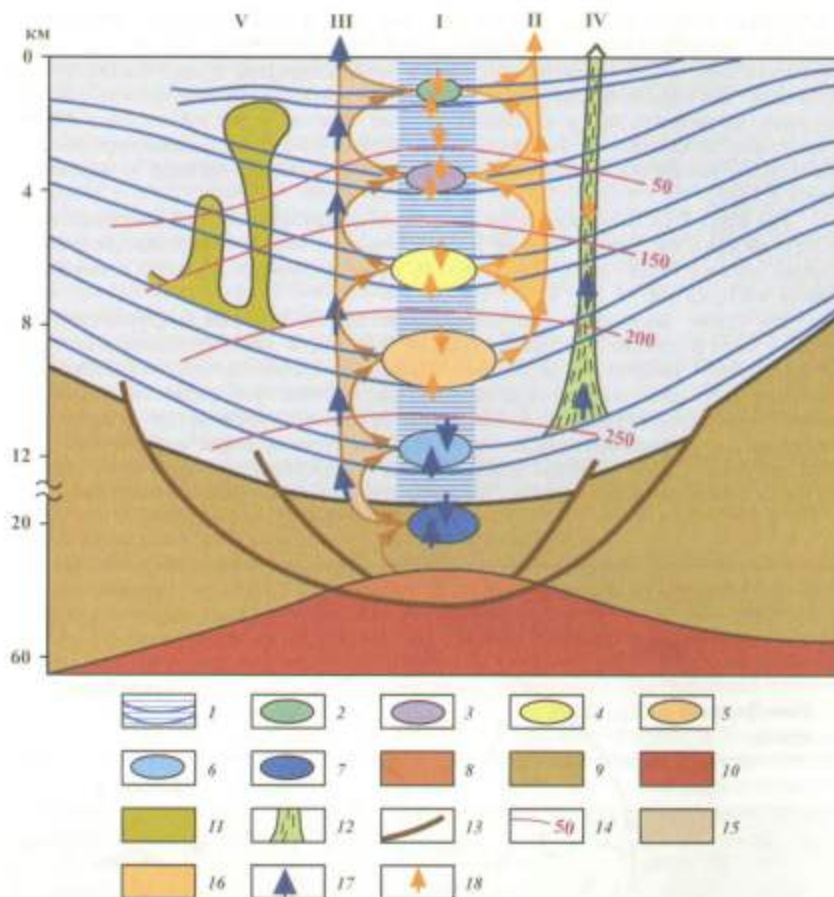


Рис. 7.10. Схема взаимодействия процессов погружения, конвекционного прогрева, диапиризма и нефтегазообразования в осадочных бассейнах: 1 – осадочный бассейн в условиях погружения (П); 2–7 – разуплотненные зоны флюидонасыщения (2 – нефть, 3 – газ, 4 – зона газогенерации, 5 – зона газогенерации, 6 – зона газогенерации, 7 – зона газогенерации); 8 – астеносфера; 9 – земная кора; 10 – верхняя мантия; 11 – соляная купола (V); 12 – грязевые вулканы (IV); 13 – литрические нарушения; 14 – изотермы; 15 – миграционные углеводородные теплоносители; 16 – миграционные потоки углеводородов (II); 17 – направление движения углеводородов; 18 – направление движения водно-углекислых флюидов

С учетом исследований В.И. Вернадского, впоследствии развитой В.А. Успенским (об этом мы подробно уже говорили), была разработана новая схема круговорота углерода, с учетом его поступлений из космического пространства. В основу схемы были положены представления, высказанные В.П. Гавриловым в его книге «Происхождение нефти» (1986).

*Парадигма (гр. paradeigma – пример, образец). 1 – букв. пример, взятый для доказательства, сравнения; 2 – совокупность знаний, которая в течение длительного времени признается научным сообществом как основа его практической деятельности (по Т. Куну, 2003).

Генерация нефти и газа происходит как за счет преобразования органического вещества, так и минеральным (неорганическим) путем. Нефть представляет собой полигенную смесь углеводородов, образующихся в результате поликонденсационных реакций синтеза углеводородов на природных катализаторах в глубоких недрах Земли, а также за счет экстрагирования подземными флюидами углеводородов, образовавшихся из органического вещества, преобразованного на стадиях диагенеза и катагенеза (рис. 7.11).

На рис. 7.11 стрелка слева сверху обозначает состав основных газов, поступающих на Землю с кометами. Учитывая, что Землю покидают только самые легкие газы – водород и гелий, отток углерода обратно в космос на схеме не показан.

На схеме выделены три взаимодействующих цикла циркуляции углерода – биосферный, длительностью 10^3 лет и два литосферных, длительностью соответственно 10^6 и 10^9 лет. Каждый из них состоит из нескольких относительно автономных подсистем. Подсистемы биосферного цикла – это атмосфера, живое вещество, Мировой океан и современные осадки. Подсистемы литосферного цикла – это породы земной коры и вещество верхней мантии. Длительность этих циклов существенно отличается друг от друга и атмосферного цикла. Поверхность Земли в этом круговороте угле-

рода играет роль геохимического барьера. Над этим барьером углерод циркулирует в основном в окисленном виде в составе CO_2 , а также в составе живого вещества. А под поверхностью Земли – в литосфере – в восстановленной форме в виде нефти и газа, которые обособляются и образуют скопления.

Связь между различными циклами (см. рис. 7.11) показана толстыми вертикальными стрелками. Различная длина этих стрелок соответствует дисбалансу восходящего и нисходящего потоков углерода. Так, например, в осадках океанов и континентов углерода накапливается около $(2+6) \cdot 10^{14}$ г, а из недр его выводится $(1+5) \cdot 10^{15}$ г/год. В литосферу попадает окисленный углерод, состоящий приблизительно на две трети из карбонатов и на одну треть из отмершей органики, а обратно в атмосферу поступает восстановленный углерод в виде метана и его гомологов.

В упрощенном виде схему можно представить следующим образом. На нисходящей ветви круговорота углерода углеводороды образуются согласно современным представлениям об органическом происхождении нефти. На восходящей ветви углеводороды образуются в результате химических реакций в мантии Земли.

О первых исследованиях в области минеральной и космической гипотез образования нефти мы уже рассказали. Теперь давайте кратко остановимся на некоторых исследованиях, проведенных в этих областях в относительно недалеком прошлом и в настоящее время.

Целенаправленные исследования в области неорганического происхождения нефти начались в 50-х годах прошлого века. В это время Н.А. Кудрявцев обобщил практически все имеющиеся в то время геологические данные по размещению нефтяных и газовых скоплений и обратил внимание на то, что подавляющее большинство из них тяготеет к глубинным разломам, что может являться косвенным признаком поступления углеводородов из глубоких недр Земли. Однако с позиций органической теории происхождения нефти, приуроченность скоплений нефти к глубинным разломам связана с тем, что в связи с максимальными подвижками земной коры, здесь создаются наиболее благоприятные условия для возникновения складчатости осадочных пород и, соответственно, образования ловушек для накопления углеводородов.

Кроме этого, он обратил внимание на то, что глобально все выявленные скопления нефти и газа распределяются по всему разрезу осадочного чехла, а также в фундаменте, причем иногда в гранитах имеются битумные скопления при полном отсутствии осадочных образований.

Так, например, в США в штате Вайоминг жители в качестве топлива используют асфальт, который добывают из трещин в гранитах соседних Медных гор. Учитывая, что в гранитах нефть образоваться не может, единственный путь ее концентрации в трещинах массива – глубинные разломы, а место образования – мантия Земли. На возможность мантийного происхождения нефти указывали также различные факты, например, наличие углеводородов в кимберлитовых трубках, в которых происходит синтез алмазов, а также присутствие углеводородов в выбросах вулканов и др.

Обобщив все имеющиеся у него фактические материалы, Н.А. Кудрявцев выдвинул свою гипотезу абиогенного происхождения нефти. По мнению Н.А. Кудрявцева, Земля образовалась из космического пылевого облака, которое уже содержало углеводороды. Под воздействием сверхвы-

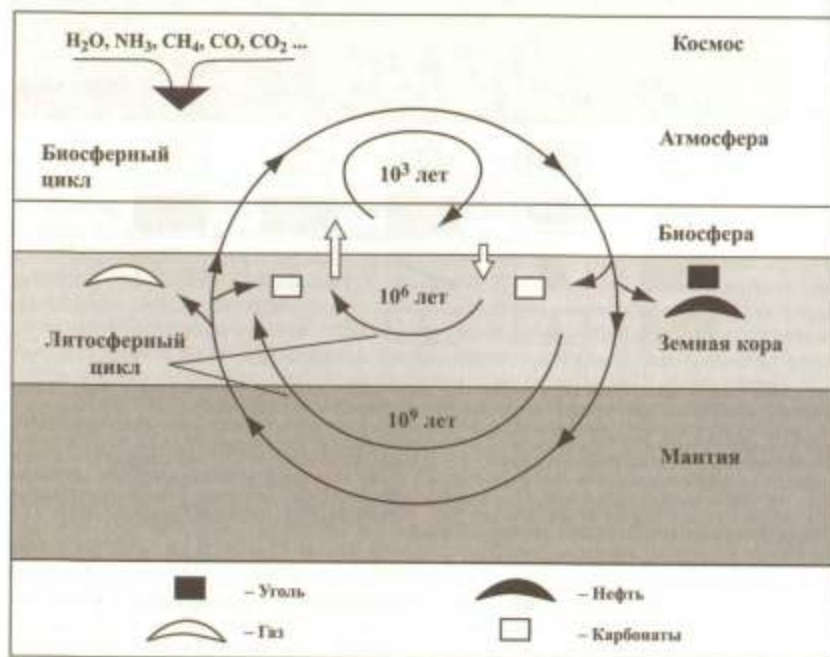


Рис. 7.11. Схема глобального круговорота углерода на Земле [А.А. Барненбаум, 2008]

соких температур, достигающих нескольких тысяч градусов в глубинных частях Земли, они распались на водород и углеводородные радикалы (метин, метилен и метил). Эти углеводородные радикалы в зависимости от термобарических условий в определенной последовательности выделяются из магмы вместе с водородом и затем в более холодных частях земной коры вступают в реакции полимеризации и преобразуются в углеводороды нефти. Благодаря глубинным разломам, углеводороды совместно с ювенильными водами поступают в осадочный чехол и формируют скопления.

В.Б. Порфирьев придерживался несколько иного взгляда на образование нефти. Он полагал, что нефть образуется в подкорковых зонах одновременно с другими минеральными веществами, входящими в состав Земли. По глубинным разломам она поступает в осадочный чехол и при наличии ловушек формирует скопления или выливается на поверхность Земли и, преобразуясь, образует скопления высоковязкой нефти и битумов.

Иной путь минерального происхождения нефти обосновал П.Н. Кропоткин (1955). По его мнению, углеводороды поступают в осадочный чехол в результате дегазации магмы. Известно, что земная кора и верхняя мантия подразделяются на две геосферы. Верхняя геосфера (оксисфера), в зависимости от геологического строения конкретной территории, может достигать глубины более 10 км. Нижняя часть геосферы (редуктосфера) совместно с верхней мантией простирается на глубины до 150 км. Эта зона характеризуется восстановительными условиями и содержит водород, метан и его гомологи, окись углерода, сероводород, азот, гелий, пары воды и др.

По мнению П.Н. Кропоткина, формирование скоплений нефти и газа происходит благодаря глубинной дегазации мантии путем прорыва флюидов по разломам в осадочный чехол.

Эта идея получила широкое признание среди сторонников неорганического образования нефти и легла в основу исследований многих ученых. Среди них следует отметить Б.М. Валяева, В.А. Краюшкина, Р.Х. Муслимова и других.

Различные представления о неорганическом генезисе углеводородов во второй половине XX века интенсивно развивались благодаря усилиям Г.Е. Бойко, Н.С. Бескровного, Т. Голда, И.В. Гринберга, Г.Н. Доленко, В.В. Колодия, В.Ф. Лишечко, И.А. Петерсилье, Э.Б. Чекалюка и др.

Приоритет в изучении неорганического синтеза углеводородов принадлежит Э.Б. Чекалюку. В 1969 г. он провел эксперимент, в котором подверг смесь природных минералов – кварц, кальцит, вюстит (FeO), а также воду давлению до 70 кбар при температуре 1100–1700 °C и в продуктах реакции обнаружил углеводороды до C_6H_{14} . Однако из-за несовершенства аппаратуры количественный состав смеси определить не удалось, и поэтому эксперименты были не воспроизводимы. Большой вклад в решение этой проблемы принадлежит и зарубежным ученым. В частности, в 1999 г. группа китайских исследователей завершила работу по изучению превращений биотита, исландского шпата, оливина, сидерита и других природных минералов при температуре 800–1500 °C и давлении 15 кбар. В результате были получены такие органические соединения как метан, этан и этен.

Различные опыты по возможному образованию углеводородов в усло-

виях, соответствующих мантии Земли, проводились в США (Скотт и соавторы), Японии (Хираи и др.) и других странах.

Следует отметить работы в области искусственного создания соединений углерода с водородом с использованием ультрасовременной аппаратуры и оригинальных методик. Так, в Геофизической лаборатории Института Карнеги (США, Вашингтон) А. Колесников, В.Г. Кучеров и А.Ф. Гончаров поместили метан между двумя алмазными «наковальнями» и с помощью лазера искусственно создали обстановку, соответствующую условиям в земной мантии. При давлении около 20 тыс. атм и температуре 700–1500 °C метан превратился... в этан, пропан, бутан, молекулярный водород и графит.

Подробно об этих экспериментах можно прочесть в журнале *Nature Geoscience*, № 2 за 2009 год. Для тех же, кто до сих пор, к сожалению, еще не владеет достаточными навыками английского языка, а без этого, поверьте, невозможно стать хорошим специалистом, посоветуем: «Зайдите на очень интересный сайт www.membrana.ru. Там, в системе поиска наберите ключевые слова: институт Карнеги и вы найдете более подробную информацию по этому вопросу».

Представляет большой интерес тот факт, что углеводородные компоненты были обнаружены в кимберлитовых трубках. Так, например, исследование внутреннего строения кристаллов (Melton, 1974; Geatgini, 1975) выявило в некоторых алмазах наличие самых разнообразных газообразных продуктов, в частности паров воды, CO , CO_2 , O_2 , N_2 , H_2 , $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$, C_2H_6 и др. Авторы сделали предположение «...о возможном росте кристаллов алмазов в процессе реакций, протекающих в газовой-твердой среде...».

Углеводороды были получены и при искусственном синтезе алмазов. Так, например, по данным Федорова с соавторами (1992) при воздействии на навески графита и воды температур в 1300 и 1640 °C и давления 25 и 40 кбар с использованием аппарата «разрезная сфера» были синтезированы углеводороды, причем при быстром охлаждении (200 K/c) образовались легкие углеводороды (CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6), а при медленном – тяжелые углеводороды, которых не было в закаленных образцах.

По образному выражению академика В.С. Соболева: «...кимберлитовые трубки – это природные скважины, которые позволяют заглянуть вглубь Земли до 500 километров, тогда как самая глубокая скважина, пробуренная человеком, всего 12 километров».

По мнению некоторых исследователей, синтез углеводородов в мантии происходит путем восстановления CO_2 или карбонатов в присутствии воды и наличия железа в недоокисленном состоянии (Fe , FeO , Fe_3O_4), которое необходимо для образования водорода.

Таким образом, в глубоких недрах Земли происходит образование газообразных углеводородов и это не вызывает сомнений.

Что же касается образования нефти, то доказательств, что из мантии поступают углеводороды, характеризующие нефть как углеводородную систему, и распределение углеводородов в этой системе унаследовано не от микронейфти, а от продуктов дегазации магмы до сих пор не существует.

*Технология производства синтетических алмазов на основе метода температурного градиента БАРС (беспрессовый аппарат «разрезная сфера») был разработан в СССР в 1989-1991 гг.

Нет конкретных ответов на многие другие вопросы. Так, например, с позиций неорганической гипотезы образования нефти невозможно объяснить даже такого простейшего факта, который, кстати, мы привели в первой части этой книги, как наличие различных генетических типов нефтей в кембрийских и триасовых отложениях многопластовых месторождений Алжирской Сахары и т.д.

Пока не существует четкого понимания механизма образования нефти абиогенным путем и, соответственно, нефтегазопроисковых критериев, идея о минеральном образовании нефти не имеет практического применения и остается только интересной и перспективной гипотезой.

И поэтому на сегодняшний день геологи-нефтяники имеют в своем распоряжении только одну научно обоснованную теорию происхождения нефти – органическую. И, главное, надежные и опробованные практикой геолого-геохимические критерии проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Глава 8

ГОРНЫЕ ПОРОДЫ – ВМЕСТИЛИЩА НЕФТИ И ГАЗА. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

8.1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ*

Наука о горных породах, как о природных вместилищах нефти и газа, является по сути одной из базовых основ нефтегазопроисковой геологии.

Какие же из пород, составляющих земную кору, могут быть коллекторами. Этот вопрос волновал исследователей уже в далеком прошлом. Еще в начале XIX века геологи, изучавшие естественные нефтепроявления, установили, что скопления нефти приурочены к горным породам, обладающим способностью собирать и вмещать в себя жидкие флюиды. Как образно сказал Д.И. Менделеев, «нефть пропитывает горные породы, как вода пропитывает губку».

Впоследствии, когда нефть стали добывать с помощью буровых установок, появилось четкое понятие о породах – коллекторах: **«Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке, называются коллекторами»**. Подавляющее большинство выявленных скоплений углеводородов приурочено к осадочному чехлу и, соответственно, к осадочным образованиям, хотя промышленные скопления углеводородов выявлены и в коре выветривания фундамента, а также в породах фундамента, в том числе в гранитоидах интрузивов.

Основным свойством, объединяющим все породы-коллекторы, является наличие в них пустотного пространства, причем пустоты могут образовываться как при формировании самой породы (первичные пустоты), так и после формирования самой породы (вторичные пустоты). Классификация пустот в различных видах пород приведена в табл. 8.1.

Внимательно изучив таблицу, становится очевидным, что пустоты могут быть самого разнообразного типа и пустотным пространством в той или иной степени обладают практически все виды и типы пород. Однако не все они могут быть коллекторами. Из определения коллекторов следует, что основными физическими параметрами коллекторов являются наличие в них пустотности, обуславливающей способность коллекторов вмещать нефть, газ и воду и **проницаемость** – способность коллекторов отдавать эти флюиды в процессе разработки. Эти параметры и определяют **емкостно-фильтрационные** свойства коллекторов.

Таким образом, способность коллекторов вмещать нефть, газ или воду обусловлены наличием в них пустот – пор, каверн, микро- и макротрещин, которые и могут быть заполнены жидкими и газообразными флюидами.

*Коллектор (возднемат. collector) – собиратель.

Нет конкретных ответов на многие другие вопросы. Так, например, с позиций неорганической гипотезы образования нефти невозможно объяснить даже такого простейшего факта, который, кстати, мы привели в первой части этой книги, как наличие различных генетических типов нефтей в кембрийских и триасовых отложениях многопластовых месторождений Алжирской Сахары и т.д.

Пока не существует четкого понимания механизма образования нефти абиогенным путем и, соответственно, нефтегазопроисхождения, идея о минеральном образовании нефти не имеет практического применения и остается только интересной и перспективной гипотезой.

И поэтому на сегодняшний день геологи-нефтяники имеют в своем распоряжении только одну научно обоснованную теорию происхождения нефти – органическую. И, главное, надежные и опробованные практикой геолого-геохимические критерии проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Глава 8

ГОРНЫЕ ПОРОДЫ – ВМЕСТИЛИЩА НЕФТИ И ГАЗА. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

8.1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ*

Наука о горных породах, как о природныхместилищах нефти и газа, является по сути одной из базовых основ нефтегазопроисследовательской геологии.

Какие же из пород, составляющих земную кору, могут быть коллекторами. Этот вопрос волновал исследователей уже в далеком прошлом. Еще в начале XIX века геологи, изучавшие естественные нефтепроявления, установили, что скопления нефти приурочены к горным породам, обладающим способностью собирать и вмещать в себя жидкие флюиды. Как образно сказал Д.И. Менделеев, «нефть пропитывает горные породы, как вода пропитывает губку».

Впоследствии, когда нефть стали добывать с помощью буровых установок, появилось четкое понятие о породах – коллекторах: **«Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке, называются коллекторами»**. Подавляющее большинство выявленных скоплений углеводородов приурочено к осадочному чехлу и, соответственно, к осадочным образованиям, хотя промышленные скопления углеводородов выявлены и в коре выветривания фундамента, а также в породах фундамента, в том числе в гранитоидах интрузивов.

Основным свойством, объединяющим все породы-коллекторы, является наличие в них пустотного пространства, причем пустоты могут образоваться как при формировании самой породы (первичные пустоты), так и после формирования самой породы (вторичные пустоты). Классификация пустот в различных видах пород приведена в табл. 8.1.

Внимательно изучив таблицу, становится очевидным, что пустоты могут быть самого разнообразного типа и пустотным пространством в той или иной степени обладают практически все виды и типы пород. Однако не все они могут быть коллекторами. Из определения коллекторов следует, что основными физическими параметрами коллекторов являются наличие в них пустотности, обуславливающей способность коллекторов вмещать нефть, газ и воду и **проницаемость** – способность коллекторов отдавать эти флюиды в процессе разработки. Эти параметры и определяют **емкостно-фильтрационные** свойства коллекторов.

Таким образом, способность коллекторов вмещать нефть, газ или воду обусловлены наличием в них пустот – пор, каверн, микро- и макротрещин, которые и могут быть заполнены жидкими и газообразными флюидами.

*Коллектор (воздвигат. collector) – собиратель.

Таблица 8.1

Классификация пустотного пространства в различных типах пород (по О.К. Баженовой, Ю.К. Буралину, Б.А. Соколову и В.Е. Ханину, 2004)

Типы коллекторов	Межгранулярные (поровые)	Трещинные	Каверновые	Биопустотные
Пустоты	порово-трещинные	трещинно-каверновые		внутрискелетные и межскелетные
	поры	трещины	каверны	
	Обломочные			
	Карбонатные			
Породы	изверженные			кремнистые
	глинистые метаморфические			

Схематический пример заполнения пор водой или нефтью показан на рис. 8.1.

Все коллекторы по характеру пустот подразделяются на три типа: **гранулярные** или **поровые** (только обломочные горные породы), **трещинные** (любые горные породы) и **каверновые** (карбонатные и магматические породы).

Поры – это пространство между отдельными зернами, которые образуют горную породу. **Каверны** – это относительно крупные пустотные пространства и, наконец, **трещины** – микро- или макроразрывы сплошности горной породы.

Достаточно часто встречаются коллекторы смешанного типа, когда в них имеются два или три типа различных пустот. Пустоты в горных породах могут иметь различное происхождение. В зависимости от этого различают:

1. Поры между зернами обломочных и некоторых карбонатных пород, обусловленные их текстурными особенностями;

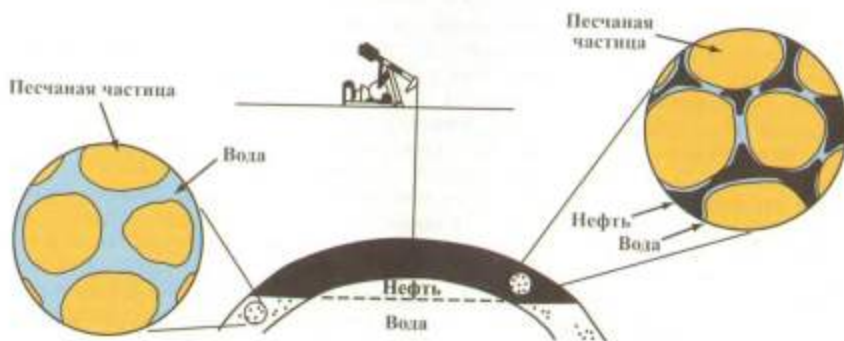


Рис. 8.1. Увеличенное схематическое изображение пор, насыщенных нефтью в песчаном коллекторе нефтяной залежи (справа) и в водоносной части пласта, ниже водонефтяного контакта (слева) (по Дж. Норману)

*Текстура (лат. *textura*) – размер, форма и расположение зерен в породе.

2. Поры растворения, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод. Такие поры, как правило, характерны для карбонатных пород и такие пустоты называются кавернами выщелачивания;

3. Поры и трещины, возникшие из-за химических процессов, например, в процессе доломитизации (превращение известняка в доломит). Здесь в результате химических реакций происходит уменьшение объема породы и, как следствие, образование дополнительных трещин и пор.

4. Пустоты и трещины могут образоваться в результате процессов выветривания, когда горные породы выходят на дневную поверхность. Здесь начинают возникать эрозионные процессы, а также процессы закарстования и т.п. Особенно интенсивно эти процессы проявляются в карбонатных породах, так как поверхностное выветривание способствует превращению известняков в доломиты;

5. Микро- и макротрещины тектонического происхождения. Они сопровождают процессы складкообразования и образуются в зонах растяжения, чаще всего на сводах складок. Как правило, образование микро- и макротрещин происходит в плотных породах, например, карбонатных и магматических.

Понятно, что поры, образующиеся между зернами породы, возникают одновременно с формированием самой породы, то есть являются сингенетическими. Поэтому эти поры называются **первичными**. Все остальные виды пустот образуются, как правило, уже после образования самой породы и являются эпигенетическими. Такие пустоты называются **вторичными**.

В природе не все поры и каверны в породах заполнены флюидами, так как некоторые из них изолированы и не сообщаются друг с другом. Поэтому в породе определяется так называемая **общая пористость** и **открытая пористость**. **Общая пористость** – это суммарный объем всех открытых и закрытых пор, каверн и трещин. Величина объема пор, выраженная в долях единицы или в процентах по отношению ко всему объему породы, называется коэффициентом пористости:

$$k_n = \Sigma W / V,$$

где k_n – коэффициент пористости, ΣW – объем всех пор в породе и V – объем породы. Если порода хорошо отсортирована, то ее пористость не зависит от размера зерен. В остальных случаях величина пористости будет зависеть главным образом от формы зерен и от характера их взаимного расположения, то есть укладки (рис. 8.2–8.4).

Для того чтобы было легче разобраться в этом вопросе, давайте рассмотрим объемные модели укладки зерен с различным теоретическим объемом пор 25,9 % и 47,6 % (рис. 8.5).

Кроме формы зерен и особенностей их укладки на величину пористости влияет степень окатанности зерен, их однородность (рис. 8.6).

Кроме этих факторов на коллекторские свойства пород влияет наличие цемента. Этот фактор имеет особенно большое значение для песчаных коллекторов, в которых присутствие глинистого или известкового цемента значительно снижает коэффициент пористости. Очень наглядный пример влияния типа цемента на пористость песчаных коллекторов приведен в монографии Р. Селли «Введение в седиментологию», 1981 (рис. 8.7).

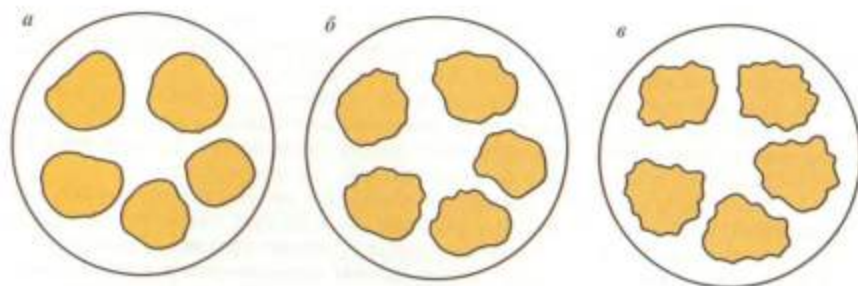


Рис. 8.2. Некоторые примеры различных зерен в породе:
а – окатанные; б – полуокатанные; в – угловатые

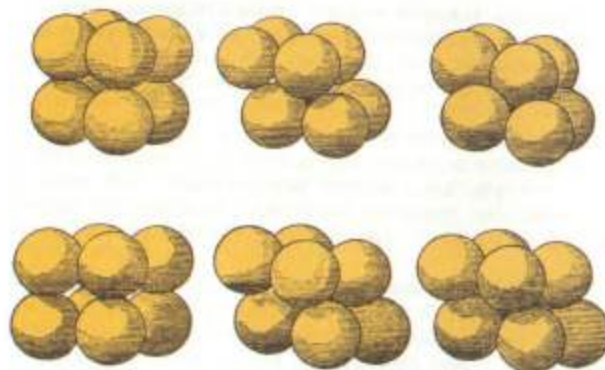


Рис. 8.3. Примеры различного расположения зерен в породе

При наличии цемента базального типа обломочные частицы как бы плавают в цементе, не соприкасаясь друг с другом. Поэтому этот песчаник практически не является коллектором. В случае, если зерна сцементированы цементом порового типа, они соприкасаются друг с другом, а поры между ними в основном заполнены цементом.

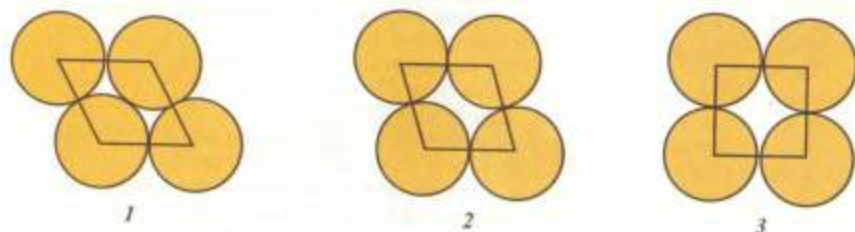


Рис. 8.4. Схемы укладки сферических зерен одного размера при ромбоэдрической (1, 2) и кубической (3) упаковках (по А.А. Ханину):
1 – наиболее плотное расположение зерен. Теоретический объем 25,9 %; 2 – Расположение зерен средней плотности. Теоретический объем пор 36,7 %; 3 – Наименее плотное расположение зерен. Теоретический объем 47,6 %

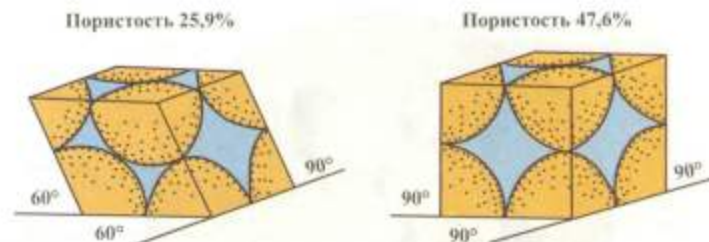


Рис. 8.5. Объемная модель укладки зерен одного размера с минимальной и максимальной пористостью

Если в песчаном коллекторе присутствует цемент контактного типа, цемент заполняет только промежутки в зонах контакта зерен и их обломков. Как видно из рисунка, такой коллектор имеет высокую пористость. В последнем примере цемент образует тонкие пленки вокруг зерен и их обломков. В таком коллекторе пористость несколько ниже, чем в предыдущем примере, но намного выше, чем в первых двух образцах.

Таким образом, имеются объективные факторы, от которых зависит и не зависит общая пористость горной породы (табл. 8.2).

В зависимости от размера пор различают макро- и микропористость. **Макропоры** имеют размеры более 1 мм, **микропоры** – менее 1 мм.

Микропоры с диаметром пор от 0,0002 до 0,1 мм называются **капиллярными**. Выделяются также так называемые **субкапиллярные** или **ультракапиллярные** поры, имеющие диаметр менее 0,0002 мм. Субкапиллярные поры практически непроницаемы для нефти.

Для геологов-нефтяников практический интерес представляют только те поры, которые дают возможность жидким и газообразным флюидам передвигаться внутри коллектора, то есть **открытая пористость**. **Открытая**

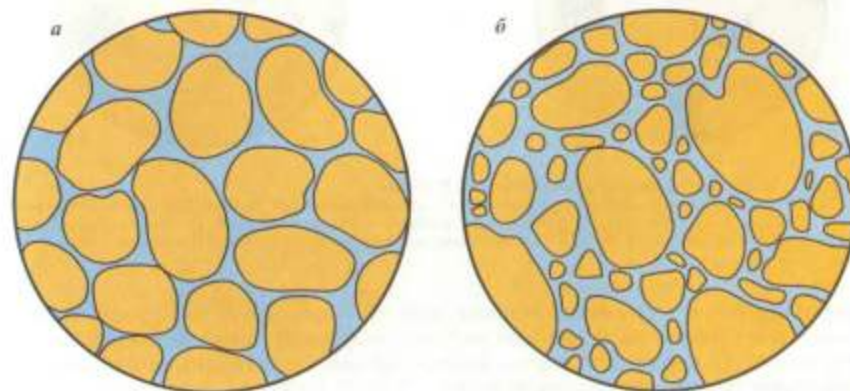


Рис. 8.6. Пример однородного и неоднородного коллектора

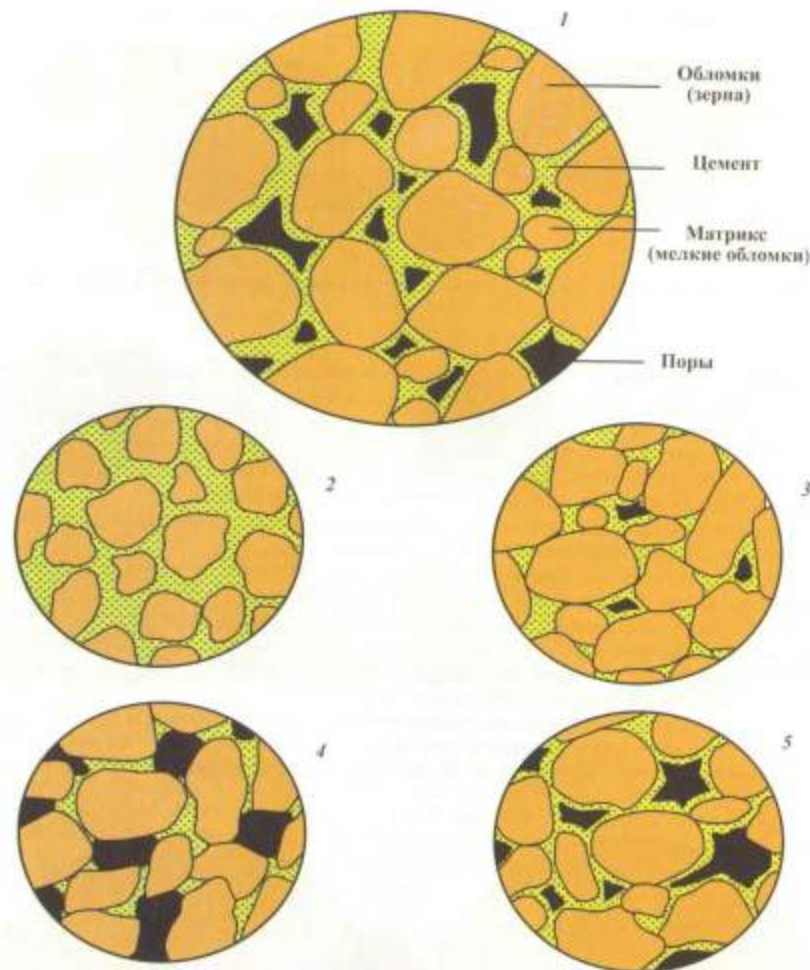


Рис. 8.7. Строение песчаного коллектора (по Р. Селви): 1 – строение песчаного коллектора, имеющего четыре основных компонента: сцементированные крупные и мелкие зерна и их обломки, а также поры между ними; 2 – цемент базального типа; 3 – цемент порового типа; 4 – цемент контактного типа; 5 – цемент краевой типа

пористость – это суммарный объем всех сообщающихся между собой пор, каверн и трещин, заполненных нефтью, водой или газом. Вполне понятно, что открытая пористость всегда меньше общей на величину объема изолированных (замкнутых) пор и пустот.

Если породы-коллекторы не имеют трещин и каверн и их пористость менее 5 %, то такие коллекторы считаются непромышленными.

Таблица 8.2

Зависимость общей пористости от различных факторов (по Н.А. Еременко, 1968)

Факторы, от которых зависит общая пористость	Факторы, от которых не зависит общая пористость
Взаимное расположение и укладка зерен Форма зерен и степень их окатанности Степень отсортированности частиц, составляющих породу Наличие и характер распространения цементирующего вещества Трещиноватость породы	Размер зерен и размер пор

Однако песчано-алевритовые разности коллекторов в зависимости от их гранулометрического состава, укладки зерен и цементации могут значительно отличаться по коэффициенту пористости.

Так, например, для песчаников девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции величина открытой пористости редко превышает 25 %, в то же время максимальная открытая пористость коллекторов сеноманских отложений Западной Сибири бывает 40 % и выше.

Общая пористость оказывает существенное влияние на **плотность** пород и наоборот. Чем больше пористость породы, тем ниже ее плотность. На рис. 8.8 показана связь между плотностью пород и их пористостью, а на рис. 8.9 связь между пористостью и плотностью палеозойских песчаников в штате Арканзас (США).

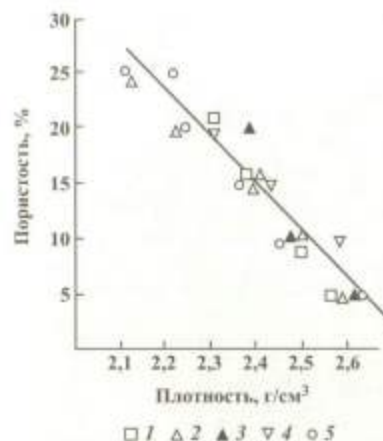


Рис. 8.8. Связь между плотностью пород и их пористостью (по М.А. Озерской): 1 – глина; 2 – известняк; 3 – мергель; 4 – доломит; 5 – песчаник

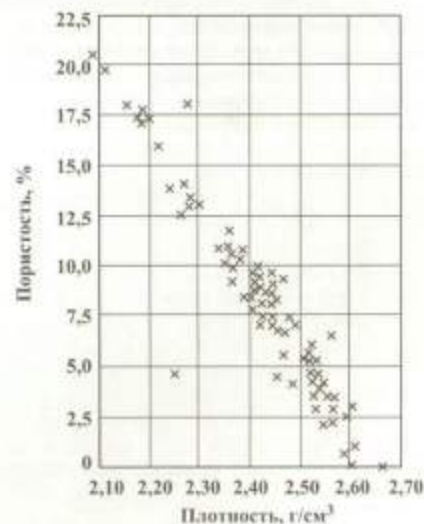


Рис. 8.9. Связь между пористостью и плотностью палеозойских песчаников Арканзаса (по М. Брэннеру)

В целом, с глубиной наблюдается увеличение пластового давления, что приводит к более плотной упаковке частиц породы, что в свою очередь сказывается на величине плотности и, соответственно, пористости. Эти явления подтверждены экспериментальными исследованиями В.М. Добрынина. Об уменьшении пористости в зависимости от давления и, как следствие, глубины залегания пород, свидетельствуют также исследования, проведенные М.Р. Пустыльниковым, Е.У. Савиной, которые изучали фактические материалы плотности и пористости горных пород четвертичных, третичных и мезозойских отложений Предкавказья. В этом регионе в пределах Западно-Кубанского прогиба и платформенной области исследуемые отложения залегают на различных глубинах, причем на севере территории мощность осадочного чехла в пределах платформенной области резко убывает. Соответственно изменяется и плотность пород (табл. 8.3).

Следует особо отметить, что песчаные и глинистые породы не одинаково реагируют на давление. При повышении давления песчаные породы сначала уплотняются и, соответственно, их пористость уменьшается до некоторого предела. После достижения максимального предела уплотнения, дальнейшее увеличение давления воспринимается непосредственно скелетом породы (зернами). В этом случае дальнейшее уплотнение породы возможно только за счет упругости ее минеральных частиц до достижения предела, после которого начинается их раздробление и только после этого возможно дальнейшее уплотнение породы. Так, например, по данным М.А. Цветковой раздробление минеральных частиц кварцевых песков начинается при достижении давления 350–400 кг/см².

Таким образом, литологический состав пород существенно влияет на изменение пористости с глубиной и вследствие этого при погружении пород пористость в целом убывает, но не равномерно. По-разному уменьшаются и различные виды пористости. Так, например, с глубиной открытая пористость снижается в большей степени, чем закрытая, так как каналы, соединяющие отдельные поры, могут сомкнуться и вследствие этого с глубиной величина закрытой пористости может теоретически даже возрастать. Глинистые породы вследствие их пластичности, уплотняются значительно больше, чем пески и песчаники. Поэтому их пористость изменяется в более широких пределах.

В известняках и доломитах, так же как и у других горных пород, пористость может иметь первичное и вторичное происхождение. Так, например, в коралловом рифе между скелетными частями организмов, образующих риф, остается значительное количество пустот. Эти пустоты являются **первичными**. Если породы выходят на дневную поверхность, здесь начинают возникать эрозионные процессы, а также процессы закарстования и т.п. Благодаря этому развивается **вторичная пористость**.

Таблица 8.3

Изменение плотности осадочных пород (г/см³) в Западном Предкавказье (по М.Р. Пустыльникову, Е.У. Савиной)

Отложения	Западно-Кубанский прогиб	Платформенная область
Четвертичные	1,8–1,9	1,7–1,8
Третичные	1,8–2,3	1,8–2,0
Меловые	2,4–2,5	2,3–2,4

Учитывая, что обломочный материал и цементирующая их кальцитовая масса могут иметь различную растворимость, в известняках происходит образование различных пустот растворения. В качестве примера приведем рисунок, опубликованный в учебнике американского ученого В.А. Вер-Вибе «Как находят нефть» (рис. 8.10).

Забегая немного вперед, отметим, что пустоты растворения в карбонатных породах могут достигать огромных размеров, поэтому некоторые исследователи, разрабатывая классификацию пород-коллекторов по наличию в них различных типов пустотности, в качестве самостоятельного типа выделяют пещеры (М.К. Калинин).

В нефтяной геологии наряду с понятием общей и открытой пористости используется также понятие **эффективной пористости**, которая определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена в процессе разработки. Вполне понятно, что под это определение не попадают субкапиллярные и изолированные поры.

Коэффициент эффективной пористости $k_{эф}$ равен отношению объема пор $V_{эф}$ через которые возможно движение нефти, воды или газа при конкретных значениях температуры и градиентах давления, к общему объему образца породы: $k_{эф} = V_{эф} / V_{породы}$.

В природе имеются породы, обладающие очень большой пористостью, например глины до 40–50 %, однако они как правило не сообщаются друг с другом и поэтому практически не проницаемы.

Большую роль в емкостно-фильтрационных способностях коллекторов играет их **трещиноватость**, которая может быть образована как **макротрещинами**, так и **микротрещинами**.

Пустоты, образованные макротрещинами, хорошо прослеживаются визуально. Их раскрытость по Е.М. Смехову составляет более 0,1 мм. Пустоты, образованные микротрещинами (раскрытость от 0,01 до 0,1 мм), фиксируются только после применения специальных методов.

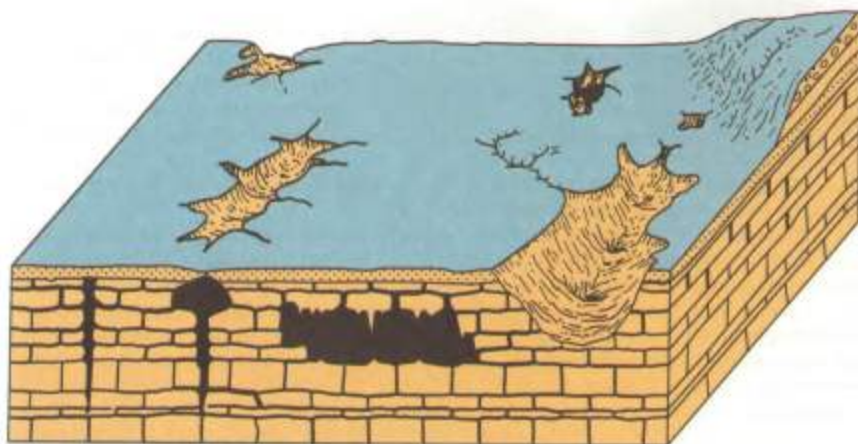


Рис. 8.10. Блок-схема различных пустот растворения в известняках (В.А. Вер-Вибе, 1955)

В скважинах для определения пористости пород применяется электрический и радиоактивный каротаж. В лабораторных условиях наиболее эффективным является метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями (К.И. Багринцева, ВНИГНИ, 1977, 1999).

В значительной степени этот метод был модернизирован и опубликован в 2007 г. К.И. Багринцевой совместно с Г. Чилингаром (Южно-Калифорнийский университет).

Об этом методе мы расскажем несколько подробнее, так как он не требует дорогостоящего оборудования и основан на использовании объективного комплекса физических исследований: капиллярное насыщение, эффект сорбции и люминесценции веществ в источнике ультрафиолетового цвета и т.д.

Вот как описывают метод его авторы. Из керна изготавливают достаточно большой образец кубической формы с гранью 5 см. Под вакуумом насыщают его люминоформом и затем специальным раствором снимают фон с граней кубика. Поверхность граней обрабатывают сорбентом для проявления различных видов открытых пустот, имеющихся в коллекторе. Затем фотографируют каждую грань кубика и его общий вид в источнике ультрафиолетового света. Далее изучаются полученные фотографии и определяются количественные параметры коллектора: ориентировка раскрытости, поверхностная плотность трещин и т.д. (рис. 8.11).

Полученная информация о характере трещиноватости и кавернозности переносится на литолого-геофизический разрез скважин, что позволяет выявить основные закономерности изменения этих параметров в нефтегазонасыщенных пластах.

В нефтяной геологии для оценки практической значимости коллекторов и оценки их емкостных-фильтрационных характеристик в большей степени используются данные не об их пористости, а о проницаемости. И это вполне понятно. Проницаемость определяет пропускную способность и, следовательно, производительность скважин и, в какой-то мере, нефтегазоотдачу пласта.

Проницаемость – это способность пород пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления. За единицу проницаемости в системе СИ принимается такая проницаемость, при которой через поперечное сечение породы в 1 м^2 , длиной 1 м при перепаде давления 0,1 МПа и динамической вязкости жидкости 1 мПа·с за одну секунду фильтруется 1 м^3 жидкости.

При этих условиях размерность проницаемости равна 1 мкм^2 (один квадратный микрометр, он равен 10^{-12} м^2).

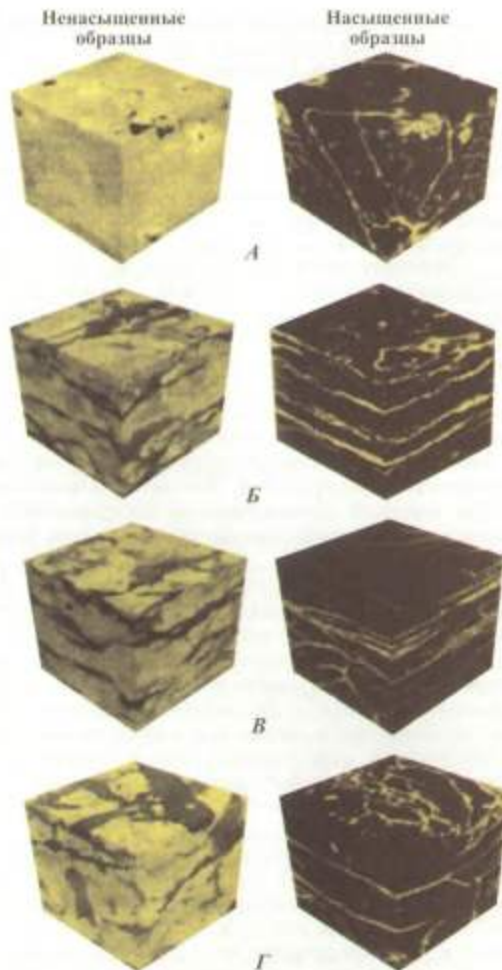
В системе СГС проницаемость измеряется в дарси (Д). За дарси принимается такая проницаемость, при которой через породу с поперечным сечением 1 см^2 при перепаде давления 1 атм за одну секунду проходит 1 см^3 жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз).

Очень часто в нефтяной геологии при определении проницаемости используется единица измерения миллидарси (мД), которая составляет одну тысячную долю дарси*.

*В середине XIX века французский ученый инженер-гидравлик Анри Филибер Гаспар Дарси (1803–1858) проводил опыты по определению скорости фильтрации воды в песках. На основе этих опытов он впервые установил закон фильтрации (1856), впоследствии названный его именем.

Рис. 8.11. Метод изучения и оценки трещиноватости и кавернозности путем капиллярного насыщения люминоформом:

А – система тонких наклонных трещин в перекристаллизованном известняке, Урманское нефтяное месторождение (Нюрольская впадина), скв. 7, глубина – 3133,7 м. Емкость трещин – 1,8 %, абсолютная газопроницаемость, 10^{-13} мкм^2 , поверхностная плотность трещин – $0,5 \text{ см/см}^2$, раскрытость трещин – 14 мкм; Б – сеть горизонтальных и наклонных трещин в водорослевом известняке, Ардалинское месторождение (Тимано-Печорская провинция), скв. 45, интервал – 3277,3–3286,0 м (франский ярус), образец 8349. Емкость трещин – 0,9 %, абсолютная газопроницаемость, 10^{-13} мкм^2 , поверхностная плотность трещин – $1,3 \text{ см/см}^2$; В – Ардалинское месторождение (Тимано-Печорская провинция), скв. 45, интервал – 3277,3–3286,0 м (франский ярус), образец 8350, емкость трещин – 0,7 %, абсолютная газопроницаемость, 10^{-13} мкм^2 , поверхностная плотность трещин – $1,3 \text{ см/см}^2$, раскрытость трещин – 20 мкм; Г – система секущих взаимосообщающихся трещин различной ориентировки в пелитоформном известняке, месторождение Северное Хоседаю (Тимано-Печорская провинция), скв. 44, глубина – 3054,5 м (франский ярус), образец 8403, емкость трещин – 0,9 %, абсолютная газопроницаемость, 10^{-13} мкм^2 , поверхностная плотность трещин – $1,2 \text{ см/см}^2$, раскрытость трещин – 18 мкм



Различают абсолютную (физическую), эффективную (фазовую) и относительную проницаемость коллекторов.

Абсолютной (физической) проницаемостью коллектора называется проницаемость для газа или однородной жидкости (воды или нефти) при полном заполнении пор только газом или только жидкостью и когда между флюидами и пористой средой отсутствует физико-химическое взаимодействие.

Для реального углеводородного газа и для нефти абсолютную проницаемость измерить невозможно, так как они взаимодействуют с пористой

средой. Поэтому на практике абсолютную проницаемость измеряют только для воздуха или инертных газов.

Эффективной (фазовой) проницаемостью коллектора называют проницаемость, при которой в коллекторе присутствуют две неподвижные фазы. Например, поры коллектора заполнены водой и через неподвижную фазу (вода) пропускают газ. Или, например, поры заполнены неподвижной фазой (нефтью) и через неподвижную фазу фильтруется газ. Таким образом, фазовой проницаемостью называется проницаемость для нефти, газа и воды при совместном течении в пористой среде нескольких несмешивающихся флюидов.

Относительной проницаемостью называется отношение фазовой проницаемости, измеренной по какому-либо флюиду, к абсолютной. Величина относительной проницаемости всегда безразмерная и изменяется от 0 до 1.

Как мы уже говорили выше, величина пор и каналов определяется размером зерен. Проницаемость же зависит от формы и размеров поровых каналов и изменяется пропорционально квадрату их диаметров, при условии минимальной извилистости поровых каналов. Проницаемость также зависит от наличия трещин в коллекторе, хотя их доля в пустотном пространстве и составляет всего десятые и сотые доли процента от общего пустотного пространства. Это легко объяснить тем, что трещины обладают более высокой проводимостью по сравнению с порами гранулярных коллекторов и именно они создают в пласте направления преимущественной фильтрации флюидов.

Лабораторные анализы проницаемости образцов керна, а также промыслово-геофизические исследования продуктивных горизонтов в скважинах на нефтегазоносных площадях показали, что обычно проницаемость, измеренная параллельно слоистости породы, выше проницаемости, определенной перпендикулярно напластованию. В связи с этим для решения вопросов, связанных с разработкой нефтяных и газовых залежей, исследуется проницаемость пород в обоих направлениях, причем особую важность приобретают эти анализы при изучении карбонатных коллекторов, где трещиноватость может значительно повлиять на результаты измерений. В этих случаях учитывается также количество трещин, их протяженность и степень раскрытости.

В геологии нефти и газа и ее смежной дисциплине – нефтегазопромысловый геологии большое значение имеет так называемый **коэффициент нефтегазо- и водонасыщенности пород**. Этот коэффициент представляет собой отношения объемов нефти, газа или воды, содержащихся в коллекторе к общему объему пор. В процессе формирования нефтяных и газовых залежей вода, заключенная в коллекторе, не полностью вытесняется из порового пространства углеводородными флюидами, и часть ее из-за влияния поверхностно-молекулярных сил остается в коллекторе. Эта вода называется **остаточной**. По данным А.А. Ханниа остаточная водонасыщенность, выраженная в процентах, от суммарной емкости сообщающихся между собой пор, каверн и трещин может достигать более 70 %. Однако в большинстве случаев она составляет всего 8–30 %. Поэтому при коэффициенте остаточной водонасыщенности в 30 % коэффициент нефтегазонасыщенности всегда будет $100 \% - 30 \% = 70 \%$. Это во многом облегчает лабораторные исследования нефтегазонасыщенности, которые сводятся к определению только остаточной водонасыщенности.

Наиболее точным и достоверным способом определения остаточной водонасыщенности является прямой метод, при котором бурение скважины происходит на безводном растворе и содержание воды в керне не искажается буровым раствором. При бурении скважины на глинистом растворе используются методы центрифугирования, капиллярметрии и др., моделирующие процессы вытеснения воды углеводородными флюидами.

Обычно **высокой пористостью и проницаемостью** обладают **пески, песчаники, кавернозные и трещиноватые известняки и доломиты**. Коллекторами могут быть **трещиноватые глинистые сланцы, аргиллиты и ангидриты, выветрелые метаморфические и изверженные, а также трещиновато-кавернозные магматические породы**. Так, например, в Западной Сибири плотные черные аргиллиты баженовской свиты (юра) благодаря трещиноватости приобрели свойства хороших коллекторов, из которых на Салымском месторождении дебиты некоторых скважин достигают 800 т нефти в сутки.

8.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Из разделов, которые были приведены ранее, следует, что в природе имеется огромное количество факторов, определяющих возникновение коллекторских свойств пород. Учесть все эти факторы в совокупности не представляется возможным. Поэтому единой генетической классификации коллекторов не существует. Разработаны различные классификации коллекторов, простейшая из них – это деление коллекторов на промышленные нефтеносные и непромышленные. Из коллекторов первого типа современными методами добычи можно получить промышленные притоки нефти. Из коллекторов второго типа современные методы воздействия на пласт не позволяют получить промышленные притоки нефти. Естественно, что для газов, в связи с его большей подвижностью по сравнению с нефтью, эта классификация не пригодна.

В практической деятельности геологи-нефтяники используют классификации, базирующиеся на конкретных величинах пористости и проницаемости горных пород с учетом их литологической характеристики. Эти классификации широко используются при разведке месторождений нефти и газа.

Одной из самых первых является классификация П.П. Авдусина и М.А. Цветковой (1943). В качестве основного критерия оценки коллекторов ими была предложена величина эффективной пористости (табл. 8.4).

Следует отметить, что классификация, разработанная П.П. Авдусиным и М.А. Цветковой, не потеряла актуальности и в 1967 году, когда известный американский исследователь А. Леворсен предложил свою классификацию, положив в ее основу работу П.П. Авдусина и М.А. Цветковой (табл. 8.5).

Таблица 8.4

Классификация пород-коллекторов по величине эффективной пористости

Классы коллекторов	A	B	C	D	E
Эффективная пористость, %	Более 20	15–20	10–15	5–10	Менее 5

Таблица 8.5

Эффективная пористость	Значения, %
Незначительная	0–5
Малая	5–10
Достаточная	10–15
Хорошая	15–20
Отличная	20–25

В том же, 1967 г. А. Леворсен разработал классификацию коллекторов по их проницаемости (табл. 8.6).

Уже в 80-е годы М.К. Калинин опубликовал классификацию коллекторов, базирующуюся на размерах пустотности и морфологии пустот во всех литологических типах коллекторов (табл. 8.7).

В этой классификации выделяются не только микро- и макропоры, но и каверны и пещеры, **образующиеся в карбонатных коллекторах** благодаря гидрохимическим процессам.

Более детальная классификация, учитывающая кроме коллекторских свойств, гранулометрию и количество цемента, разработана А.И. Конюховым и др. (табл. 8.8).

Таблица 8.6

Проницаемость	Значения, мД
Слабая	1–10
Хорошая	10–100
Отличная	100–1000

Таблица 8.7

Классификация пустот в горных породах по размерам и форме (по М.К. Калинин)

Размеры пустотности, мм	Тип	По морфологии пустот		
		Поры	Каналы	Трещины
< 0,0002 0,0002–0,001 0,001–0,01	Микропоры	Субкапиллярные Микропоры Тонкие	Субкапиллярные Микропоры Тонкопоры	Субкапиллярные Микротрещины Волосные
0,01–0,1 0,1–0,25 0,25–0,5 0,5–1 1–2	Макропоры	Очень мелкие Мелкие Средние Крупные Грубые	Очень мелкопорные Мелкопорные Среднепорные Крупнопорные Грубопорные	Тонкие Мелкие Средние Крупные Грубые
2–20 20–100 100–200	Каверны	Каверны мелкие Каверны средние Каверны крупные	Мелкокаверновые Среднекаверновые Крупнокаверновые	Макротрещины Широкие Весьма широкие
200–1000 1000–2000 > 2000	Пещеры	Пещеры мелкие Пещеры средние Пещеры крупные		

*В качестве примера, иллюстрирующего масштабы растворяющего воздействия циркулирующих подземных вод, формирующих такого типа пустоты, приведем известняки пермского возраста общей мощностью 174,5 м в местечке Карсбад на юго-востоке штата Нью-Мексико. В этих известняках подземные воды создали пустоты, имеющие огромные размеры. Так, например, так называемая «комната королевы» имеет в длину 1220 м, в ширину 190,6 м, при высоте 106,8 м.

Таблица 8.8

Классификация терригенных коллекторов (по А.И. Конюхову)

Группы	Классы	Литологические разности
А. Классы высокой емкости. Пористость эффективная более 15 %. Мономинеральные и олигоминеральные пески, слабо цементированные песчаники, алевролиты, хорошо отсортированные, с окатанными и полукатанными зернами, с контактным и пленочным типами цемента	I класс, проницаемость более 1000 мД	Пески и слабо цементированные среднезернистые песчаники, хорошо отсортированные
	II класс, проницаемость от 1000 до 500 мД	Пески и слабо цементированные мелкозернистые песчаники, хорошо отсортированные. Песчаные алевролиты
	III класс, проницаемость от 500 до 300 мД	Пески и слабо цементированные алевролиты крупнозернистые
Б. Классы средней емкости. Пористость эффективная от 15 до 5 %. Олигоминеральные и полиминеральные песчаники и алевролиты среднеотсортированные с пленочным и поровым типами цемента	IV класс, проницаемость от 300 до 100 мД	Пески и слабо цементированные среднезернистые песчаники, хорошо отсортированные
	V класс, проницаемость от 100 до 50 мД	Пески и слабо цементированные мелкозернистые песчаники, хорошо отсортированные. Песчаные алевролиты
В. Классы малой емкости. Пористость эффективная 5 %. Полиминеральные песчаники и алевролиты, аркозы и грауваки, плохо отсортированные и окатанные, с базальным, базальнопоровым и регенерационным типами цемента, иногда сильно уплотненные	VI класс, проницаемость от 50 до 25 мД	Песчаники глинисто-алевролитовые, супеси, алевролиты глинисто-песчаные, содержащие карбонатный цемент до 20 %
	VII класс, проницаемость от 25 до 10 мД	Алевролиты мелкозернистые, песчано-глинистые, содержащие карбонатный цемент до 25 %
	VIII класс, проницаемость от 10 до 1 мД	Алевролиты мелкозернистые сильно глинистые, халдоалиты, содержащие карбонатный цемент более 25 %. Туфопесчаники, туфоалевролиты, грауваки

В практических целях в настоящее время широко применяется классификация, разработанная А.А. Ханниным (ВНИИГаз) (табл. 8.9).

Классификация достаточно универсальна и точна. В.А. Ханнину удалось установить зависимость между величиной эффективной пористости и проницаемости для различных групп коллекторов, выделяемых по гранулометрическому составу. Для каждого типа коллектора были построены соответствующие кривые зависимостей, которые позволили выделить шесть основных классов коллекторов и, самое главное, установить, что каждому типу песчано-алевритовых пород при определенных интервалах проницаемости соответствует своя величина эффективной пористости. Следует особо отметить, что породы, относящиеся к VI классу с проницаемостью менее 1 мД, в природных условиях практически содержат только остаточную воду (90 % и более) и не являются коллекторами промышленного значения.

Большое значение для геологов-нефтяников имеют классификации **карбонатных коллекторов**. По сравнению с обломочными породами структура порового пространства карбонатных пород чрезвычайно разнообразна. При ее формировании очень часто возникает наложение друг на друга различных систем пустот, образовавшихся в результате разнообразных процессов. Так, например, ненарушенная матрица породы имеет первичные пустоты. Вторичные процессы значительно преобразуют характер пустотного пространства карбонатных коллекторов. Таким образом, в карбо-

Таблица 8.9

Классификация песчано-алевритовых коллекторов (по А.А. Ханину)

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	> 16,5	> 1000	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	> 20	То же	То же
	Алеврит среднезернистый	> 23,5	"	"
II	Песчаник среднезернистый	15-16,5	500-1000	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18-20	То же	То же
III	Алеврит среднезернистый	21,5-23,5	500-1000	"
	Алеврит мелкозернистый	26,5-29	То же	"
	Песчаник среднезернистый	11-15	100-500	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14-18	То же	То же
	Алеврит среднезернистый	16,8-21,5	"	"
IV	Алеврит мелкозернистый	20,5-26,5	"	"
	Песчаник среднезернистый	5,8-11	1-100	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8-14	То же	То же
	Алеврит среднезернистый	10-16,8	"	"
V	Алеврит мелкозернистый	12-20,5	"	"
	Песчаник среднезернистый	0,5-5,8	1-10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2-8	То же	То же
VI	Алеврит среднезернистый	3,3-10	"	"
	Алеврит мелкозернистый	3,6-12	"	"
	Песчаник среднезернистый	< 0,5	< 1	Весьма низкая, обычно не имеет практического значения
	Песчаник мелкозернистый	< 2	То же	
	Алеврит среднезернистый	< 3,3	"	
	Алеврит мелкозернистый	< 3,6	"	

натных коллекторах практически всегда преобладают пустоты, возникшие при постседиментационных процессах (Ю.К. Бурлин, 1976).

Классификация Ю.К. Бурлина, учитывающая образование пустотного пространства в карбонатных коллекторах, приведена в табл. 8.10.

Учитывая, что карбонатные коллекторы являются одним из важнейших объектов поисков, разведки и мировой добычи нефти и газа, при изучении карбонатных коллекторов необходимо применение комплекса классификаций, базирующихся на использовании различных показателей, в том числе их структурно-генетических типов (табл. 8.11).

Представленная классификация достаточно полно отражает состав и генезис структурных компонентов известняков, и их качественное соотношение в породе. Однако она не учитывает, какими конкретно коллекторскими свойствами обладают эти породы. Этот пробел в значительной степени можно восполнить классификацией, разработанной А.И. Конюховым (табл. 8.12).

Таблица 8.10

Классификация карбонатных коллекторов по времени образования и характеру пустот (Ю.К. Бурлин, 1976)

Время образования	Характер пустот
Первичные	Пустоты внутрираковинные и межраковинные; поры в обломочных и оолитовых известняках; трещины диагенетические
Вторичные, возникшие при катагенезе	Поры перекристаллизации; пустоты растворения (каверны, полости стилолитовых швов и пр.); трещины катагенетические, образующиеся при перекристаллизации, метасоматозе и т.д.
тектонизме	Трещины тектонические
гипергенезе	Полости карста и пещеры, образовавшиеся при выветривании

Таблица 8.11

Структурно-генетическая классификация известняков (В.П. Морозов, 2009)

Структурно-генетические типы известняков			Характеристика известняка		
			Форменные структурные компоненты известняков	Тип цементации форменных структурных компонентов	Структура цемента для форменных компонентов
Биокластовые	Биокласто-зоогенные	1 тип	Гранулированные раковины фораминифер	Поровый	Микрит
		2 тип	Биоморфные раковины фораминифер	Базальный	Спарит
	Биокласто-фитогенные		Преимущественно обломки водорослей	Базальный	Микрит
	Оолитовые		1 тип	Оолиты	Поровый
		2 тип	Оолиты	Базальный	Спарит
Литокастовые (обломочные)			Обломки-продукты разрушения других известняков. Цемент обломков – поровый или базальный. В цементе микрит, спарит, в различной степени гранулированные раковины фораминифер, глинистые минералы		
Пелитоморфные			Практически нацело состоит из микрита. Содержание форменных структурных компонентов незначительно		
Строматолитовые			Практически нацело состоит из микрита. Обладают неяснослоистой биогенной текстурой		

При проведении научных исследований, а также в практике нефтегазовых промысловых работ используется также оценочно-генетическая классификация, разработанная К.И. Багрянцевой (табл. 8.13).

Таблица 8.12

Классификация карбонатных коллекторов (по А.И. Конюхову)

Группа	Класс	Литогеологические разности
А. Классы высшей емкости. Эффективная пористость более 15 %	I. Проницаемость более 1000 мД, эффективная пористость более 25 %	Известняки биоморфные, скелетные (рифовые), крупнокавернозные
	II. Проницаемость от 1000 до 500 мД, эффективная пористость от 25 % до 20 %	Известняки биоморфные, кавернозные
	III. Проницаемость от 500 до 300 мД, эффективная пористость от 20 % до 15 %	Известняки кавернозные и органогенно-обломочные
Б. Классы средней емкости. Эффективная пористость от 15 % до 5 %	IV. Проницаемость от 300 до 100 мД, эффективная пористость от 15 % до 10 %	Известняки крупнозернистые порово-кавернозные, крупнооолитовые
	V. Проницаемость от 100 до 50 мД, эффективная пористость от 10 % до 5 %	Известняки и доломиты средние и мелкозернистые порово-кавернозные, мелкооолитовые
	VI. Проницаемость от 50 до 25 мД	Известняки оолитовые, мелкодугристые, биоморфные инкрустированные
В. Классы малой емкости. Эффективная пористость менее 5 %	VII. Проницаемость от 25 до 10 мД	
	VIII. Проницаемость от 10 до 1 мД	

Таблица 8.13

Оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов, содержащих нефть и газ (по К.И. Багринцевой)

Таблица 8.13

Оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов, содержащих нефть и газ (по К.И. Выгринцевой)

Группа	Класс	Абсолютная проницаемость, Δ	Открытая пористость, %	Остаточная насыщенность, % от объема пор			Потенциальный коэффициент газонасыщенности	Тип коллектора	Полезная емкость и фильтрационные свойства	Текстурно-структурная характеристика				
				пределы										
				нижний	верхний	средний								
А	I	0,1-0,5	25-35	5	10	0,95-0,9	Кавернопорный	Высокие		Биоморфные, органогенно-детритовые, клинкерные, слабо сementированные (цемент до 10 %), рыхлая упаковка фрагментов; поры седиментационные, увеличенные выщелачиванием до каверн				
	II	0,5-0,3	16-30	10	20	0,95-0,8								
Б	III	0,3-0,1	12-28	12	22	0,88-0,78	Поровый, трещино-поровый	Средние		Органо-детритовые, слабо перекристаллизованные, сementированные (цемент 10-20 %) поры седиментационные и реликтовые				
	IV	0,1-0,55	12-25	16	30	0,84-0,62								
В	V	0,05-0,01	12-25	20	38	0,08-0,62	Порово-трещинный	Низкие		Органо-детритовые, слабо перекристаллизованные; сильно перекристаллизованные; упаковка фрагментов плотная; пустоты реликтово-седиментационные, выщелачивания, порокристаллизация				
	VI	0,0-0,001	6-10	35	55	0,65-0,45								
В	VII	0,300-0,02	1-3	-	-	1,0	Каверново-трещинный			Педоморфо-микроморфные, слабо перекристаллизованные с плохо различимыми формальными элементами; пустоты выщелачивания (самнитные), возможно, реликтово-седиментационные				
		0,001-0,0001	2-5	60	100	-								
В		0,300-0,02	1,0-4,5	-	-	1,0	Каверново-трещинный			Педоморфо-микроморфные, слабо перекристаллизованные с плохо различимыми формальными элементами; пустоты выщелачивания (самнитные), возможно, реликтово-седиментационные				

Исследования К.И. Багринцевой выявили и еще одну интересную особенность карбонатных коллекторов. Обнаружено, что для карбонатных коллекторов наиболее характерна связь остаточной водонасыщенности с абсолютной проницаемостью, в то время как между открытой пористостью и остаточной водонасыщенностью связь неопределенная. В целом, в карбонатных породах по мере улучшения фильтрационных свойств количество остаточной воды уменьшается. Причем пористость в различных образцах может быть различной, однако даже при высоких значениях пористости (более 15 %), значения открытой пористости могут быть в породах с более низкими фильтрационными свойствами.

Еще одна очень важная классификация коллекторов была разработана во ВНИГРИ (табл. 8.14).

Таблица 8.14

Классификация коллекторов нефти и газа, разработанная во ВНИГРИ

Тип коллектора	Класс коллектора	Критерии классификации			Гидродинамические характеристики	
		Полезная емкость	Условия фильтрации	Распределение физических свойств	Кривая продуктивности (КП)	Кривая восстановления давления (КВД)
Простой	Поровый	Поры и (или) каверны (m_s)	Поровая проницаемость (k_{sp}) и пьезопроводность (χ)	Изотропность	Прямая линия	Прямая линия
Сложный	Трещино-поровый	Емкость пор несопоставимо превышает емкость трещин ($m_s \gg m_t$)	Поровая и трещинная проницаемость сопоставимы ($k_s \approx k_t$). Трещинная пьезопроводимость превышает поровую ($\chi_s > \chi_t$)	Слабо выраженная анизотропность	Слабо выгнутая к оси депрессий	Намечается излом в области малых значений времени
		Емкость пор несопоставимо превышает емкость трещин ($m_s \gg m_t$)	Трещинная проницаемость и пьезопроводимость преобладают над поровой ($k_t \approx k_s$; $\chi_t > \chi_s$)	Анизотропность, в том числе ярко выраженная	Выгнутость к оси депрессий может быть сильно выражена	На КВД намечается излом
	Макронеоднородный	Пористость высокопроницаемого слоя толщиной h_1 намного меньше пористости аккумулирующего слоя толщиной h_2 ($m_s h_1 \ll m_s h_2$)	Поровая проницаемость и пьезопроводимость составляющих слоев (сред) значительно отличаются друг от друга	Анизотропность по разрезу	Прямая линия	Излом на поздней стадии процесса восстановления давления
		Пористость высокопроницаемого слоя толщиной h_1 намного меньше пористости аккумулирующего слоя толщиной h_2 ($m_s h_1 \ll m_s h_2$)	Поровая проницаемость и пьезопроводимость преобладают над поровой ($k_t \approx k_s$; $\chi_t > \chi_s$)	Анизотропность, в том числе ярко выраженная	Выгнутость к оси депрессий может быть сильно выражена	Прямая линия

Отличительной особенностью этой классификации является то, что выделение типов и классов коллекторов базируется на комплексе критериев, в том числе полезной емкости коллекторов, особенностей фильтрации флюидов, распределении физических свойств, а также гидродинамических характеристиках пород, позволяющих выделять различные типы и классы коллекторов по данным промыслово-геофизических исследований скважин. В этой схеме принадлежность коллектора к тому или иному классу производится не на значениях пористости, а по условиям фильтрации, то есть проницаемости породы.

По образованию пустотного пространства они значительно отличаются от коллекторов других типов. В них в самом общем виде выделяются микротрещины (с раскрытием менее 0,1 мм) и макротрещины с раскрытием более 0,1 мм.

Непременным условием изучения трещинных коллекторов является определение ориентировки трещин как в пространстве (вертикальные, горизонтальные, наклонные), так и по отношению к самому пласту (по слоистости, поперек слоистости, по диагонали), а также к структурным формам (продольные, поперечные, радиальные и т.д.).

По особенностям образования трещины подразделяются на **литогенетические** и **тектонические**.

Среди **литогенетических** трещин выделяются **диагенетические**, **катагенетические** и **гипергенетические**. **Тектонические** трещины различаются по процессам, которые вызывают их образование: колебательные движения земной коры, скалчатые и разрывные дислокации.

Следует отметить, что, как правило, литогенетические трещины хотя в целом и расположены хаотично, тем не менее, образуются в соответствии с структурно-текстурными особенностями породы, ветвясь и огибая отдельные наиболее прочные зерна. Поверхность стенок литогенетических трещин неровная. Поверхность тектонических трещин более гладкая и иногда переходит в зеркала скольжения. В целом, тектонические трещины более прямолинейны и практически не зависят от структурно-текстурных особенностей пород. Классификация основных видов трещин представлена в табл. 8.15.

Если рассматривать горные породы в отношении их способности к образованию трещин, то в наибольшей степени подвержены трещиноватости мергели, затем пелитоморфные известняки, за ними – кремнистые породы, сланцы и песчаники и в последнюю очередь – соли. Наблюдается зави-

симость между мощностью пластов и интенсивностью трещиноватости. При прочих равных условиях, чем больше толщина пластов, тем расстояние между трещинами больше.

Рассматривая трещины в осадочных породах необходимо отметить, что трещины могут быть как свободными, так и полностью или частично заполненными веществами, выпавшими из циркулирующих в них пластовых растворов. Наиболее часто эти трещины заполнены карбонатными минералами: кварцем, сульфатами, глинистым материалом, иногда пропитанным битуминозным веществом. Нередко на стенках трещин встречается и капельно-жидкая нефть. Обычно, при бурении степень трещиноватости пород и выделение в разрезе трещиноватых зон проводятся с применением акустического каротажа. Этот метод базируется на том, что карбонатные породы, в которых развиты трещины, представляют собой неоднородные среды, распространение ультразвуковых волн в которых определяется структурой и текстурой породы, величиной и характером пустотного пространства и типом его заполнения. Для этих пород рассчитывается условный коэффициент относительной трещиноватости, представляющий отношение скорости прохождения ультразвука в породе с трещинами к скорости прохождения волн в монолитной породе.

Завершая рассказ о классификациях коллекторов необходимо остановиться на принципиально новой, интересной и очень перспективной классификации коллекторов, разработанной О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлиным, Б.А. Соколовым и В.Е. Ханым (табл. 8.16).

Авторы предложили объединенную классификацию гранулярных (обломочных) и карбонатных коллекторов, учитывающую структурные признаки пород и отчасти их состав. В классификации основные типы коллекторов подразделены на классы по емкостным и фильтрационным свойствам. Причем выделение классов произведено в основном по величине открытой пористости и проницаемости. Границы этих параметров очень ши-

Таблица 8.16
Общая классификация коллекторов (О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хань)

Типы коллекторов		Классы по емкостным и фильтрационным свойствам
Гранулярные в хорошо отсортированных обломочных породах. Кавернозные в карбонатных и выщелоченных магматических и метаморфических породах		1 класс – открытая пористость до 40 % и выше, проницаемость до 1000 мД и выше
Гранулярные отсортированные с малым количеством цемента, оолитовые известняки. Биопустотные рифовые и другие биогенные карбонатные породы		2 класс – открытая пористость более 20 %, проницаемость 100–1000 мД
Гранулярные олигомитового и аркозояного состава. Карбонатные органогенно-детритусовые		3 класс – открытая пористость 15–20 %, проницаемость 10–100 мД
Гранулярные полимитового состава. Карбонатные пелитоморфные, мелкозернистые, комковатые		4 класс – открытая пористость 10–15 %, проницаемость 1–50 мД
Трещинные	тектоническая трещиноватость литогенетическая трещиноватость	5 класс – трещинная пустотность 2–3 %, проницаемость до 1000 мД 6 класс – трещинная пустотность 5–10 %, проницаемость 10–100 мД

Таблица 8.15

Основные виды трещин в осадочных породах (О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хань, 2004)

Литогенетические			Тектогенетические (тектонические)		
Диагенетические	Катагенетические	Гипергенетические			
Возникшие при			Возникшие при		
уплотнения, кристаллизации, обезвоживания и др.	перекристаллизации, выделения межслоевых вод в глиных, кристаллизационных вод и др.	выветривания, поверхностнообразовании и др.	колебательных движениях (эпейроклазы)	скалдообразовательных движениях (параклазы)	дислокационных нарушениях (диаклазы)

рокие. Поэтому подобное выделение укрупненных классов можно использовать при региональных исследованиях. В тоже время для каждого района можно ввести соответствующие подклассы в зависимости от развития конкретных разновидностей пород со свойственными именно этому району вещественно-структурными характеристиками и параметрами. Такой подход делает предлагаемую классификацию универсальной для использования в конкретных геологических условиях.

8.3. НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ В РАЗРЕЗЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

Значительно реже, по сравнению с песчаными и карбонатными коллекторами, промышленные скопления или нефтепроявления выявлены в глинистых, кремнистых, вулканогенных, метаморфических, магматических и интрузивных породах. Все они в определенных условиях могут быть коллекторами. Однако, поиски и разведка скоплений углеводородов в этих **нетрадиционных коллекторах** требуют нетрадиционных подходов и поэтому они до сих пор не являются самостоятельными объектами для постановки поисково-разведочных работ.

Действительно, в глинистых породах скопления углеводородов встречаются не часто. Длительное время глинистые породы было принято считать хорошими покрытиями для скоплений углеводородов и поэтому основные усилия ученых были направлены на изучение их экранирующих свойств. Однако в глинистых породах, вернее в трещинных коллекторах глинистых пород, открыто достаточно много скоплений углеводородов, в том числе и крупных, таких как газовое месторождение Оркат в Калифорнии (свита Монтерей) и Биг Сэнди в Аппалачах (свита огайо), нефтяные скопления известны в отложениях свиты Чио-Гара в Курдистане и др.

В нашей стране глинистые породы как коллекторы нефти и газа привлекли пристальное внимание после того, как в Западной Сибири были открыты промышленные запасы нефти в баженовской свите, в частности на Салымском месторождении. Исследованием состава и емкостных свойств баженовской свиты, а также выяснением причин их возникновения занимались многие ученые. Наиболее полная сводка и обобщение этих материалов приведена в монографии С.И. Филиной, М.В. Коржа и М.С. Зони «Палеогеография и нефтегазоносность баженовской свиты Западной Сибири» (1984). В ней говорится, что открытая пористость матрицы глинистых пород, в частности в пределах Салымского месторождения, очень низка и составляет от десятых долей процента до 2 %, максимум до 3 %, причем размеры пор составляют порядка 10^{-2} мкм. Основная часть порового пространства представлена каналами с сечением не более $8 \cdot 10^{-3}$ мкм. При таком сечении проницаемость пород составляет порядка 10^{-5} мкм². Эти данные свидетельствуют, что основная масса глинистых пород баженовской свиты (матрица) не обладают емкостью, способной отдавать значительные объемы нефти. Поэтому основными емкостными способностями здесь обладают только трещины. По данным В.М. Добрынина для Салымского месторождения коэффициент трещиноватости изменяется в широких пределах от 0 до 12 % при среднем значении 7 %. Эти данные свидетель-

ствуют о значительной изменчивости и неоднородности коллекторов, причем коэффициент трещиноватости ниже 2 % характеризует непродуктивные участки месторождения. Анализ имеющихся материалов по фильтрационно-емкостным характеристикам пород баженовской свиты позволил С.И. Филиной с соавторами составить схему строения баженовской свиты с ориентировочным положением локальных зон распространения коллекторов (рис. 8.12).

В пределах Салымского месторождения зоны повышенной трещиноватости локальны, разобщены и встречаются спорадически. Вертикальные размеры трещинных зон оцениваются метрами, в то время как их протяженность в плане составляет десятки километров. Таким образом, для прогнозирования промышленной нефтеносности баженовской свиты необходимо решить комплекс вопросов возникновения коллекторов в этой толще, а также разработать критерии поисков их развития и распространения. Для решения этих вопросов авторы использовали практически все имеющиеся данные по геолого-геохимическим исследованиям. По данным О.К. Баженовой, Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, И.Д. Поляковой и многих других исследователей толща баженовской свиты аномально обогащена органическим веществом. Среднее его содержание здесь составляет 10,2 %. Наиболее высокие значения $C_{орг}$ до 17,7 % отмечаются в Мансийской синеклизе, западной части Сургутского свода, территории Нижневартовского свода и других территориях. В целом, обогащенность баженовской свиты органическим веществом в 2–15 раз выше ее фациальных аналогов. Породы обладают пониженной плотностью ($2,23\text{--}2,4 \text{ г/см}^3$), по сравнению с ниже- и вышележащими толщами. По данным Т.Т. Клубовой, в седиментогенезе в породе происходило образование микроблоков, покрытых пленкой органического вещества. Коллоидный кремнезем, обволакивая агрегаты глинистых минералов, создал на их поверхности и так называемые кремнеорганические «рубашки», состоящие из органического вещества и кремнезема. Процессы трансформации глинистых минералов и выделения связанной воды привели к образованию мелких полойных трещин. В течение геологического времени баженовская толща погрузилась на глубины, на которых в породах в результате уплотнения и связанного с этим роста внутреннего давления возникли трещины вдоль

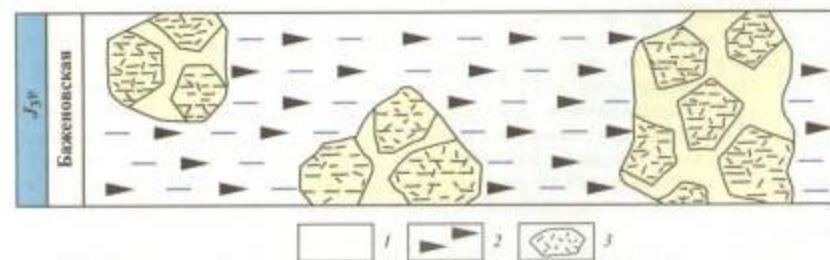


Рис. 8.12. Схема распространения коллекторов в баженовской свите (по С.И. Филиной и др., 1984, с изменениями): 1 – аргиллиты; 2 – битуминозные аргиллиты; 3 – зоны развития трещинных коллекторов на Салымском месторождении

поверхности «рубашек». Кроме этого большая часть коллекторов Салымского месторождения характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями, причем в ряде скважин, расположенных в присводовой части структуры, оно близко к геостатическому. Возникновение АВПД в баженовской свите в условиях ее изоляции от других глинистых толщ происходит потому, что в баженовской толще, обогащенной органическим веществом сапропелевого типа, преобразование сконцентрированного органического вещества сопровождалось интенсивной генерацией жидких углеводородов. Учитывая, что переход части битумоидов в жидкую нефтяную фазу ведет к уменьшению плотности ОВ и, соответственно, к увеличению объема, избыточное давление снижает нагрузку на скелет породы, что также приводит к образованию трещин. Эти процессы в толще баженовской свиты протекали неравномерно и зависели от интенсивности процессов преобразования минеральных и органических компонентов, концентрации ОВ, температурных условий и тектонического фактора, что и привело к локальному распространению зон пустотности в глинистой толще. Подобным образом, вероятно, могли формироваться коллекторы в майкопской глинистой толще Ставрополя (Журавское месторождение и др.), а также других регионов.

Несмотря на то, что в глинистых породах обнаружено достаточно много месторождений, только в баженовской свите их около тридцати, все эти открытия происходят, как правило, попутно при поисках нефти в более глубоких горизонтах. Такое положение связано с целым рядом причин, в том числе потому, что до сих пор не разработан комплекс исследований, который позволил бы целенаправленно проводить поисково-разведочные работы на нефть и газ в баженовской свите, а также других регионах, где прогнозируется наличие коллекторов в глинистых отложениях.

Этот пробел был восполнен Г.Я. Шиловым (2010), который, изучая строение баженовской свиты, разработал комплекс работ, выполнение которых должно способствовать эффективным поискам нетрадиционных коллекторов.

Известно, что в большинстве случаев промышленные притоки из коллекторов баженовской свиты получены только на тех участках, где отсутствуют песчаные породы-коллекторы в выше и ниже залегающих битуминозных аргиллитах. Кроме этого, установлено, что ловушки в баженовской свите расположены, как правило, вдоль крупных тектонических нарушений, которые как бы связывают участки повышенной трещиноватости. В качестве модели продуктивного коллектора автор взял пачку переслаивания тонкослоистых высокобитуминизированных аргиллитов и прослоев алевролитов, микротрещиноватость которых гидродинамически связывает между собой аргиллиты и алевролитовые прослои, образуя единый коллектор. Обобщив накопленные материалы по формированию скоплений углеводородов в баженовской свите и историю их открытия, автор разработал комплекс практических и прикладных исследований, необходимых для выявления скоплений углеводородов в подобных коллекторах (рис. 8.13).

Из рис. 8.13 следует, что проведение предлагаемых исследований состоит в целом из трех этапов:

1. Определение наиболее перспективных участков Баженовской свиты, обладающих хорошими коллекторскими свойствами и максимальной продуктивностью.



Рис. 8.13. Блок-схема комплекса мероприятий, необходимых для выявления и оценки скоплений углеводородов в Баженовской свите (Г.Я. Шиллов, 2010)

2. Детальное изучение геолого-геохимических характеристик выявленных участков, в том числе с помощью сейсмике, ядерного материала, промыслово-геофизических исследований скважин, результатов опробования, а также моделирования различных процессов.

3. Выявление скоплений углеводородов, оценка их пространственных параметров, в том числе построение трехмерной геологической модели, а также оценка ресурсов.

Другими «нетрадиционными» коллекторами являются **кремнистые толщи** биогенного происхождения. В этих породах образование коллекторов происходит иным путем. Уже на первых этапах осадкообразования и в начале диагенеза из раковиннок кремнеобразующих организмов формируется «ажурная» органогенная структура. Впоследствии аморфные формы кремнезема переходят в кристаллические формы. Этот процесс сопровождается появлением глобулярной микроструктуры. В результате формируется межглобулярный тип коллектора (рис. 8.14).

В случае повышенного содержания органического вещества и благоприятных условий, каталитические способности поверхностно-активного кремнезема способствуют развитию процессов генерации углеводородов в самой толще коллектора, пористость которого в ряде случаев достигает 40 %.

Учитывая, что каталитические свойства кремнезема достаточно высоки, образование углеводородов возникает уже на достаточно ранних стадиях преобразования органического вещества. Поэтому нефти в биогенно-кремнистых толщах являются нефтями раннего созревания. При дальнейшем усилении процессов катагенеза происходит переход кремнезема в другие минеральные формы, сначала в халцедон, а затем в кварц, причем этот процесс сопровождается обезвоживанием. В результате развивается сеть связанных друг с другом трещин, способствующих формированию резервуара пластового или массивного типа с коллектором трещинного типа (рис. 8.15).

Такие коллекторы, содержащие промышленные скопления углеводородов, обнаружены в различных регионах мира, например, на шельфе Калифорнии в формации Монтерей миоценового возраста (месторождение



Рис. 8.14. Опокovidный силицит. Пиленигская свита (Сахалин). Фотография с помощью сканирующего электронного микроскопа. Увеличение $\times 3000$ раз. Шарообразные выделения – глобулы кристобалита (А.И. Юрочко, 1981)



Рис. 8.15. Пришлифовка образца пород пиленигской свиты острова Сахалин (по А.И. Юрочко, 1981)

Санта Мария и Пойнт Аргуэльо), на Сахалине в пиленигской свите миоценового возраста (нефтяное месторождение Окружное) и др.

Подобным образом образуются резервуары в кремнисто-глинисто-карбонатных отложениях, обогащенных органическим веществом, так называемых доманикоидных толщ.

А теперь перейдем к коллекторам в породах **метаморфического** и **магматического** происхождения. Нефтепроявления и промышленные скопления в этих породах известны во многих странах мира, в частности нефть обнаружена в Мексике, Японии и других странах, где она приурочена к вулканитам, к вторично измененным пористым лавам и туфам. Коллекторы в этих районах образовались в результате выхода газа из лавовых материалов или процессов выщелачивания. Нефть здесь всегда вторична по отношению к вмещающим породам. Имеются скопления нефти в вулканических породах в Западном Азербайджане (месторождение Мурадханлы), в вулканогенных породах эоценового возраста в Восточной Грузии, в метаморфизованных породах фундамента в Алжире, в измененных серпентинитах на Кубе.

В Шаимском районе Западной Сибири притоки нефти получены из коры выветривания гранитно-метаморфических пород, залегающих в ядрах мезозойских поднятий. В Южном Мангышлаке нефть приурочена к зоне вторично измененных гранитов на месторождении Оймаша и т.д.

Этот список можно продолжить, но во всех случаях нефть была получена либо из сильно измененных метаморфизованных пород, либо из самых верхов фундамента, затронутых вторичными процессами. Поэтому почти до конца XX века считалось, что породы фундамента являются монолитом и в них отсутствуют коллекторы, способные аккумулировать углеводороды. В связи с этим, многочисленные нефтепроявления и локальные скопления нефти в кристаллическом фундаменте в различных регионах мира рассматривались как исключительное явление и практически не привлекали внимания исследователей, за исключением, пожалуй, сторонников абиогенного происхождения нефти.

Только открытие нефтяных скоплений из гранитоидов интрузивов в шельфовой зоне Вьетнама, в частности нефтяного месторождения Белый Тигр, заставило геологов-нефтяников коренным образом пересмотреть свое отношение к породам фундамента и направить свои усилия на изучение механизмов образования в них зон пустотности.

Поэтому ниже мы очень кратко рассмотрим основные факторы формирования коллекторов в гранитоидах интрузивов.

В.З.1. НЕКОТОРЫЕ МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ЗОН ПУСТОТНОСТИ В ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА

Как мы уже говорили, до открытия месторождения Белый Тигр в гранитоидах интрузивов геологи-нефтяники полагали, что кристаллические породы не могут быть коллекторами.

В то же время, специалисты, работающие в области рудной геологии, постоянно изучали магматические породы и причины возникновения в них зон пустотности, так как к ним приурочены многие рудные месторождения. Одним из наиболее известных ученых в этой области был М.А. Осипов, который в течение десятков лет изучал и моделировал особенности образования и распространения зон пустотности в гранитоидах интрузивов и окколентрузивном пространстве.

Известно, что рудные месторождения, связанные с гранитоидами интрузивов, в подавляющем большинстве образуются за счет отложенных минералов из протекающих по зонам повышенной проницаемости гидротермальных, то есть водных растворов. Поэтому практически весь комплекс исследований, выполненных М.А. Осиповым и другими исследователями, может быть распространен и на углеводородные флюиды. В образовании зон пустотности в гранитоидах интрузивов принимают участие многие факторы и процессы, важнейшим из которых является состав магмы, андизшейся в осадочный чехол, размер внедрившегося расплава, тектонические движения, сопровождающие этот процесс и т.д. В формировании пустот можно выделить два периода. Первый период – это период остывания расплава и его кристаллизация до температуры вмещающей породы и второй, когда процессы образования пустотности происходят уже в твердом остывшем теле интрузива. В первый период, если он проходит в относительно спокойной тектонической обстановке, происходит автономные процессы развития интрузива и внутри его возникают как изометрические пустоты типа каверн, так и трещиновые. Во втором периоде развития интрузивов, так же как и вмещающих их пород, распространению и характер пустотности зависит от влияния внешних региональных и локальных факторов (тектоника, метаморфизм, гидротермальная обстановка и др.). В этот период образуются в основном трещиновые пустоты. На первом этапе магматические расплавы и образовавшиеся из них породы при своем охлаждении, а также при фазовых изменениях, сопровождающих этот процесс, испытывают обязательное и достаточно интенсивное уменьшение объема: термическое сокращение и контракционную усадку. Температура гранитоидного расплава, еще сохраняющего свою подвижность в относительно верхних горизонтах земной коры, близка к 900 °С. После остывания гранитоидного тела до 200–100 °С, согласно законам термодинамики, его объем уменьшается на 8–9 %, при этом какая-то часть этой усадки приходится на уменьшение внешних размеров гранитоидного тела, а остальная на создание контракционной пустотности внутри него. М.А. Осипов оценивает эту пустотность от 2–3 % от общего объема гранитоидного тела и до 8 %. В результате исследований гранитоидов площади Оймяна, проведенных В.И. Попковым с соавторами, было установлено, что сокращение внутреннего объема гранитоидной породы в процессе ее остывания составляет около 8,4 %, что вполне совпадает с расчетами М.А. Осипова. Эти выводы основываются на том, что при внедрении магмы в верхнюю часть зем-

ной коры расплав вступает в контакт с холодными вмещающими породами. Приграничная часть гранитоидного тела («зона закалки») остывает очень быстро и создает жесткую раму, препятствующую уменьшению внешних размеров гранитоидного тела. Между тем во внутренних его частях продолжается застывание расплава и превращение его в породу, что сопровождается дальнейшим уменьшением объема и в связи с этим образованием каверн, трещин и других пустот. Учитывая, что остывание интрузивов и превращение его в породу протекает не одновременно, процесс образования зон разуплотнения вещества постепенно смещается на боковые, и большие глубины и постепенно затухает. В соответствии с этим, максимальное распространение зон пустотности, образующихся в первый период формирования интрузива, характерно для его верхней части. Значительно более сложный и многообразный механизм образования зон пустотности наблюдается уже после его формирования как твердого остывшего тела. Существенным моментом в образовании пустотности в гранитоидах является и состав магмы, в том числе степень ее насыщения легкими компонентами, главным образом водой, щелочами и фтором.

Кратко рассмотрим некоторые процессы, происходящие во время застывания гранитоидных расплавов и, затем, в теле застывшего интрузива.

Автометасоматоз. Во время застывания гранитоидных расплавов и превращения его в породу происходит сергитизация полевых шпатов и некоторое перераспределение алюмосиликатного вещества. Такие процессы, по мнению С.А. Шнипа (1995), вероятно не создают значимого пустотного пространства, но приводят к некоторому «разрыхлению» породы, подготавливая ее к воздействию более поздних процессов.

Контракционная усадка. Об этих процессах мы уже говорили. Здесь же только добавим, что в некоторых случаях контракционная усадка может привести к образованию каверн, равнин и полостей размером до нескольких метров, что легко объясняют факты поглощения глинистого раствора и провалы инструмента, иногда наблюдающиеся при разбуривании фундамента.

Тектонические процессы. Тектонические подвижки легко раскалывают хрупкие породы гранитоидов. Причем в случаях возникновения крупногабаритных разломов интрузивные тела могут рассекаться целиком с образованием разобщенных частей со значительными их смещениями по вертикали и горизонтали. Следует отметить, что тектонические движения, формирующие глубинные разломы, как правило, повторяются неоднократно, образуются как бы параллельные ветви разломов. Поэтому в хрупких породах возникают открытые трещины, к которым относятся так называемые «трещины оперения». И хотя такие трещины распространяются относительно недалеко от оси разлома, они играют большую роль в проницаемости пород для флюидных фаз. Примеры оперирующих трещин показаны на рис. 8.16.

В целом, тектонические процессы создают не только разломы и системы трещин, но и зоны катаклаза и мелонитизации. В керне зоны трещиноватости выражаются в том, что, при превращении в зербенку с величиной обломков 3–10 см. Зоны катаклаза и мелонитизации представлены раздробленными и перетертыми породами с величиной обломков 0,1–3 мм. Мощность таких зон не велика и измеряется сантиметрами или первыми десятками сантиметров. Часто они образуются вдоль крупных трещин, по которым происходила тектонические подвижки.



Рис. 8.18. Трещины оперения, возникающие вблизи разломов (по М.А. Осипову, 1993)

Гидротермальные процессы. Горячие флюиды циркулируют в породах фундамента по пустотам, образовавшимся в результате тектонических процессов и контрактной усадки. Эти флюиды являются также коллекторобразующим фактором. Прежде всего, они в соответствующих условиях растворяют некоторые минералы и образуют каверны. Горячие флюиды могут пропитывать матрицу породы, реагируя с полевыми шпатами, слюдами, амфиболами и др., в результате чего монокристаллы зерен первичных минералов замещаются рыхлыми агрегатами слоистого, хлоритового, цеолитового состава, обладающими некоторой пустотностью.

Впервые в нашей стране на необычные свойства цеолитов обратил внимание А.Н. Дмитриевский (1990, 1992). По представлению А.Н. Дмитриевского цеолиты являются пористыми алюмосиликатами, каркас которых пронизан параллельными трубчатыми пустотами, благодаря которым доля свободного объема составляет около 34 %. Обычно этот объем заполнен водой, а при повышении температуры происходит замещение пустот газом. Процесс цеолитизации сопровождается формированием зон разуплотнения вдоль тектонических нарушений. На некоторые процессы, происходящие в породах залежи месторождения Белый Тигр, связанные с распространением цеолитов, мы уже говорили в главе 7. Здесь же добавим, что на глубине 4551–4552 м в керне скв. 813 месторождения Белый Тигр обнаружен кварцевый микролит с сапжистыми примазками по стенкам трещин. По мнению О.А. Шинца (2000) этот феномен объясняется тем, что на этой глубине пластовая температура составляет около 150 °С. Учитывая, что цеолиты проявляют каталитические свойства в различных процессах превращения углеводородов (крекинг, изомеризация), вполне возможно, что здесь происходит некоторая деструкция нефти. При этом газообразные углеводороды выделяются и рассеиваются по трещинам, а также поглощаются цеолитами, обладающими свойствами молекулярного сита, а нефть, обогащаясь тяжелыми компонентами и теряет свою мобильность. Завершая рассказ о гидротермальных процессах, добавим, что минералы гидротермального происхождения могут частично или полностью заполнить пустоты и трещины в породе, ухудшая ее коллекторские свойства.

Тектоно-кессонный эффект. Само название этого процесса говорит о том, что какое-либо тело, находящееся в условиях повышенных давлений, достаточно быстро попадает в область относительно низких давлений. Точно так же происходит с гранитоидами, когда они, например, образовались на глубине 5000 м и затем, благодаря достаточно интенсивным восходящим движениям попадают на дневную поверхность. Смена условий приводит к образованию многочисленных трещин в породе.

Гипергенные процессы. После выхода гранитоидов на дневную поверхность под влиянием атмосферных агентов образуются коры выветривания, обдающие относительно высокой пористостью и проницаемостью. В некоторых участках коры выветривания могут быть частично размывы и в этом случае участки их распространения определяются особенностями палеорельефа. Как правило, переход от коры выветривания к коренным породам постепенный и каким-либо экраном они не разделены. В качестве примера снова приведем нефтяную зону Кытма, где кора выветривания на месторождениях Белый Тигр, Дракон и др. обладает хорошими коллекторскими свойствами с «пустотностью», достигающей 15 % и проницаемостью, измеримой сотнями миллдармов.

Таким образом, коллекторы нефти и газа в кристаллических породах обладают сложной структурой порового пространства и наличием двух сред, матрицы породы и системы трещинно-порового пространства. Модель такого вида пустотности была разработана Уорреном и Рутон в 1963 г. (рис. 8.17).

По данным В.В. Поспелова (2005) двухфазная фильтрация в таком коллекторе сопровождается постоянным обменом фазами между матрицей и основными каналами фильтрации, что в значительной степени определяет нефтеотдачу пласта. Следует отметить, что приведенные механизмы образования зон пустотности в гранитоидах интрузивов полностью подтверждаются фактическими материалами изучения месторождения Белый Тигр и др. Так, например, по данным исследования керна в фундаменте некоторых скважин месторождения Белый Тигр были встречены породы, которые можно охарактеризовать, как образования «зоны замка».

Отчетливо наблюдается ухудшение коллекторских свойств по глубине интрузива. Наибольшей пустотностью до 9,6 % обладают породы, залегающие в присводовой части структуры на глубинах 3050–3200 м. Ниже, до глубины 4500 м, коллекторские свойства интрузивов вполне удовлетворительны, а еще ниже преобладают монолитные непроницаемые породы. Максимальная глубина подошвы фундамента на месторождении Белый Тигр составляет 2000 м при глубине скважины более 5000 м (И.Т. Шам и др., 1996). Однако промышленные скопления нефти в Белом Тигре встречаются на глубинах не более 4,5 км. По данным О.А. Шинца (2000), если в верхних частях интрузива нефть заполняет пустоты и трещины (рис. 8.18), то на глубине порядка 4,4 км и чуть больше в керне присутствуют только черные сапжистые примазки на стенках трещин, а также слугаст асфальтоподобного вещества (рис. 8.19).

Нижняя граница залежи нефти на месторождении Белый Тигр не установлена, а водонефтяной контакт нигде не вскрыт. Отсутствуют признаки воды и в скважинах, в которых в процессе эксплуатации залежей фиксируется резкое падение дебитов.

Учитывая, что ниже 4,5 км притоки нефти и нефтепроявления отсутствуют, а также нет каких-либо водопроводов, можно сделать вывод о

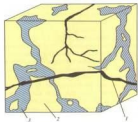


Рис. 8.17. Модель реального трещино-кавернозного коллектора (Уоррен, Рут, 1963): 1 – макротрещины; 2 – матрица породы; 2 – пористая часть породы с кавернами и макротрещинами

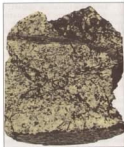


Рис. 8.18. Нефтенасыщенные трещиноватые и кавернозные граниты месторождения Белый Тигр (глубина 3201 м, диаметр керна 7 см)

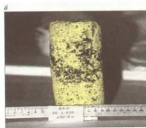
том, что эта залежь не имеет водонефтяного контакта, а положение ее нижней границы связано с ухудшением коллекторских свойств гранитов с глубиной, что установлено геофизическими исследованиями скважин (В.П. Гаврилов, А.Д. Дюбюа, В.В. Поспелов, О.А. Шней, 1995).



Рис. 8.19. Белый Тигр, скв. 813, глубина 4551,2–4552,4 м. Кварцевый монодиорит с сильными нарушениями по стилям трещин



Рис. 8.20. Насыщенные нефтью трещины (а) гранитоиды и каверны и трещины (б) интрузивного месторождения Дайхунг



А теперь давайте посмотрим другие уникальные фотографии керна магматических пород, поднятых из нефтяной залежи месторождения Дайхунг (рис. 8.20).

Таким образом, концентрация усилий ученых на изучении основных механизмов возникновения зон пустотности в магматических породах позволяет выделять фундамент как принципиально новый объект поисково-разведочных работ, весьма перспективный для прироста нефтяных ресурсов.

8.4. ПОРОДЫ-ПОКРЫШКИ (ФЛЮИДОУПОРЫ)

Очевидно, что скопления нефти и газа в коллекторах не могут существовать, если они не ограничены слабопроницаемыми породами, которые объединяются общим термином – «покрышки» («флюидоупоры»), которые препятствуют рассеиванию углеводородов и, соответственно, разрушению их скоплений. Само понятие «покрышки» относительно хотя бы потому, что абсолютно непроницаемых покрышек не существует, так как диффузионные процессы происходят во всех средах.

Однако масштабы рассеивания углеводородов за счет этого процесса не велики и при большой мощности и хороших экраняющих свойствах покрышки, а также стабильной тектонической обстановки сохранность скоплений углеводородов обеспечивается в течение длительного геологического времени. Однако следует иметь в виду, что проницаемость любой породы, в том числе и пород-покрышек, кроме их состава и свойств определяется вязкостью нефти или газа, а также перепадом давления, в том числе и капиллярных давлений. Как правило, минимальные значения капиллярных

давлений характерны для высокопроницаемых пород-коллекторов, а максимальные — глинистым покрывакам. При хороших экраняющих свойствах в таких породах капиллярные давления могут достигать 100 мПа и более. В этом случае они практически на порядок превышают капиллярные давления в коллекторах, что предотвращает проникновение флюидов через покрывку и обеспечивает сохранность залежи. Тем не менее, если покрывка непроницаема для жидких флюидов, то весьма вероятно, что она будет проницаемой для газа, имеющего очень низкую вязкость. Если же возникнет достаточный перепад давлений, то флюидоупор может стать проницаемым и для жидких флюидов.

По мнению известного ученого Н.А. Еременко, покрывки — это породы, которые при конкретных термобарических и геохимических условиях препятствуют началу фильтрации газообразных или жидких флюидов.

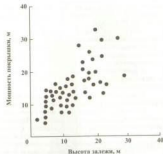
На практике роль покрывшек выполняют различные относительно плохо проницаемые породы: глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, соленосные отложения.

Наиболее часто в природе встречаются глинистые покрывки. Здесь следует учитывать, что глины и глинистые породы характеризуются большим разнообразием минералогического и гранулометрического составов и, соответственно, физико-химических свойств. Поэтому они могут значительно отличаться друг от друга по экраняющим свойствам не только в региональном плане, но и в различных локальных участках. Так, например, наличие в глинах монтмориллонита значительно ухудшает диффузионную и фильтрационную проницаемость глин. Глины такого состава являются хорошими покрывками. Если же в глинах присутствуют значительные количества каолинита, их экраняющие свойства значительно хуже. На способность глин выступать в качестве флюидоупоров в значительной степени влияет их однородность. Присутствие в глинах прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их экраняющие свойства. Поэтому при оценке экраняющей способности глин необходимо проведение комплекса исследований, в том числе изучение петрографического и гранулометрического состава породы, формы обломков и степени их отсортированности, состава и количества цемента, размера поровых пространств и др. Эти параметры породы значительно влияют на проницаемость и пористость глин и т.д. Так, например, если размер поровых каналов не велик, для фильтрации через них потребуются большие давления. Как показали экспериментальные исследования В.П. Санченко, в зависимости от состава и вышеперечисленных параметров давления, при которых глинистые породы становятся проницаемыми, будут отличаться друг от друга. Так же влияет на проницаемость мощность глинистой покрывки. Исследования известного ученого и практика Г.А. Габриэлиада показали, что при прочих равных условиях увеличение мощности покрывки способствует сохранению залежи с большей высотой. Так, например, на Уренгойском месторождении залежь высотой 176 м экраняется покрывкой мощностью около 600 м, а газовая залежь месторождения Газли, высотой 215 м перекрывается покрывкой высотой 104 м.

На рис. 8.21 показан график зависимости высоты залежей от мощности покрывшек на месторождениях Центрально-Каракумского свода.

Эта исследования имеют большое практическое значение, так как выявленная зависимость высоты залежей от мощности перекрывающих их покрывшек в каком-либо конкретном нефтегазовом районе позволяет

Рис. 8.21. Зависимость высоты залежи от мощности покрывшек (Центрально-Каракумский свод)



при открытии аналогичного по геологическому строению месторождения по результатам бурения определить мощность покрывки, спрогнозировать высоту залежи и, соответственно, оценить величину ее запасов.

Наилучшими экраняющими свойствами обладают соленосные отложения, так как они обладают пластичностью и способностью деформироваться без нарушения сплошности. Однако пластичность соленосных отложений резко снижается при наличии в них различных механических примесей. Меняет свою пластичность соль вблизи региональных разломов при неоднородных разнонаправленных тектонических движениях. В этом случае соли подвергаются периодическому умятию и разуплотнению и теряют свои пластические свойства, значительно упрочняются и становятся более хрупкими. В этом случае в них появляются микроскопические трещины. В результате дальнейших тектонических подвижек возникают напрежения растяжения, благодаря которым возможно «раскрытие» трещин и, как следствие, переток газообразных, а в некоторых случаях и жидких углеводородов из перекрывают соленосной толщей коллекторов, содержащих скопления углеводородов, в вышележащие отложения. В таких случаях, под микроскопом, благодаря прозрачности соли, в ней можно увидеть включения газа или нефти, а также многочисленные трещины.

Во всех случаях при изучении соленосных покрывшек необходима постановка детальных исследований, в том числе определение состава солей, содержания и состава в ней различных примесей, наличие, структура и характер распространения микротрещин, глубину затекания соленосной толщи, температурные условия, особенности регионального геологического накопления соленосных отложений. Все эти исследования необходимо проводить на фоне истории геологического развития территории.

Соленосным отложением, как правило, сопутствуют ангидриты, которые покрывают и подстилают эти породы, а иногда и встречаются внутри соленосной толщи в виде прослоев. Ангидриты значительно более хрупкие породы, тем не менее, и они могут быть флюидоупорами для небольших

скопления нефти, даже при незначительных мощностях (10–30 м). Такие отложения служат покрывными в некоторых районах, например, в Куйбышевском Поволжье.

Солёные толщи, как правило, имеют региональное распространение и имеют значительные мощности. Так, например, нижнепермская (кунгурская) солёная толща имеет мощность от 200 до 1000 м и распространена на площади около 100 тыс. км², в пределах Предуральяского прогиба и Прикаспийской впадины.

В Днепровско-Донецкой впадине суммарная мощность верхнедевонских и нижнепермских солёных отложений составляет около 4 км, а площадь распространения – около 40 тыс. км².

В Амуударинской впадине верхнеюрские солёные отложения распространены на площади более 150 тыс. км² при их мощности более 850 м.

В связи с широким распространением и хорошими экраняющими свойствами солей в подсолёных отложениях открыто огромное количество нефтяных и газовых месторождений. Есть среди них и гигантские, например, Оренбургское и Карачагановское газоконденсатные месторождения, нефтяное месторождение Тенгиз и многие другие.

Таким образом, породы-покрывки могут значительно отличаться друг от друга по площади распространения, по литологическому составу, экраняющим способностям и другим параметрам.

Классификация, учитывающая именно эти признаки, была разработана Э.А. Бакеровым в 1996 г. (табл. 8.17).

Из таблицы следует, что по площади распространения различаются региональные, субрегиональные, зональные и локальные покрывки.

Региональные покрывки распространены в пределах крупных нефтегазовых регионов, таких как, например, Прикаспийской нефтегазонос-

Рис. 8.22. Литологический разрез Тенгизского месторождения (Х.Б. Аббасович, 2000)

ной провинции, разделяющей осадочный чехол на надсолёной и подсолёной комплексы и др. Для этих покрывок характерна литологическая выдержанность, и, как правило, они обладают большой мощностью.

Субрегиональные покрывки прослеживаются в пределах структурных элементов крупных нефтегазовых регионов. Примером субрегиональной покрывки может служить солёная толща верхнеюрского возраста в пределах Амуударинской нефтегазоносной области, приуроченная к одноступенчатой впадине и являющаяся составной частью Туранской нефтегазовосной провинции, солёная толща кунгурского возраста (нижняя пермь).

Зональные покрывки выдержаны в пределах отдельной зоны поднятий, которые входят в состав тектонических элементов, в которых приурочены нефтегазоносные области, например ассельско-артинские (нижняя пермь) глинистые отложения, являющиеся зональным флюидоупором в пределах Жаманкской, Тенгизской и других зон поднятий Прикаспийской впадины и др.

Локальные покрывки распространены на относительно небольших участках и обеспечивают сохранность отдельных залежей, например, глинистые прослои и плотные известняки тульского возраста (средний карбон) в пределах Тенгизского нефтяного месторождения и т.д. (рис. 8.22).

В классификации Э.А. Бакерова покрывки подразделяются и по другим признакам, как, например, литологический состав, а также их роль в формировании этажной нефтегазоносности.

Безусловно, важнейшим качеством покрывки является ее экраняющая способность, которая во многом зависит от литологического типа пород и его состава. Наиболее экраняющими свойствами обладают пластичные солёные толщи, за ними идут наиболее распространённые в природе – глинистые покрывки. Кроме этих пород в качестве флюидоупоров при определенных условиях могут служить и другие разновидности



Таблица 8.17

Классификация слабопроницаемых пород-покрывок (по Э.А. Бакерову, 1998)

По площади распространения	
Региональные	Распространены в пределах нефтегазовых провинций или большей ее части
Субрегиональные	Распространены в пределах нефтегазовых областей или большей ее части
Зональные	Распространены в пределах зоны или района нефтегазоносности
Локальные	Распространены в пределах отдельных месторождений
По соотношению с этажной нефтегазоносностью	
Межэтажные	Перекрывают этаж нефтегазоносности в нескольких месторождениях или разделяют их в пластовых месторождениях
Внутриэтажные	Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности
По литологическому составу	
Однородные (глинистые; карбонатные; галогенные)	Состоят из пород одного литологического состава
Неоднородные: смешанные (глинисто-глинистые; глинисто-карбонатные; терригенно-галогенные и др.)	Состоят из пород различного литологического состава, но имеющих четкую выражающую способность
Разнокаменные	Состоят из чередования прослоев различных литологических разновидностей пород

Таблица 3.18

Классификация флюидопоров по их экранирующей способности (А.А. Ханин)

Группа	Максимальная величина диаметра пор, мкм	Проницаемость абсолютная по пору, мД	Давление газа через кислородную керосиную породу, МПа	Экранирующая способность
A	0,01	10^{-5}	3,3	Весьма высокая
B	0,05	10^{-4}	9	Высокая
C	0,3	10^{-3}	5,5	Средняя
D	2	10^{-2}	3,3	Пониженная
E	10	10^{-1}	0,5	Низкая

осадочных, а в некоторых случаях и магматических пород, например, мергели, плотные кремнистые известняки, глинистые сланцы, плотные аргиллы, не подверженные вторичным процессам магматических пород, молочнолитые граниты и т.д. Наиболее используемая в практической работе является классификация флюидопоров по их экранирующей способности А.А. Ханина (табл. 3.18).

При создании этой классификации А.А. Ханин проанализировал экранирующие способности огромного количества различных образцов пород и на основании статистических данных классифицировал их по максимальной величине диаметра пор, абсолютной проницаемости (по газу), также по численному значению давления прорыва газа через породу, насыщенную керосином. Поэтому классификация этого исследователя является одной из наиболее объективных, характеризующих экранирующие свойства пород флюидопоров.

Имеются и другие классификации, в частности В.И. Осипова, В.Н. Соловьева и В.В. Еремеева (2001), в основу которой положены условия образования покровных и их структурно-текстурные особенности.

8.5. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОРОД-ПОКРЫШЕК В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ

Емкостно-фильтрационные свойства горных пород и качество флюидопоров в значительной мере определяются литолого-фациальными условиями осадкоотложения, которые, в свою очередь, во многом зависят от палеогеографической обстановки.

Так, например, в осадочном чехле наиболее широко развиты породо-коллекторы, приуроченные к распространению отложений, образовавшихся в прибрежных и мелководно-шельфовых зонах.

При пологом рельефе в прибрежных зонах, на глубинах моря до 30 м, как правило, распространены терригенные породы-коллекторы, которые образуют выклинивающиеся вверх по возмущению пласты, баровые тела, валы и гряды высотой до нескольких метров, расположенные параллельно берегу, береговые дюны, близкие образования. Все они образуются благодаря перенесению береговой линии во времени в результате развития трансгрессий и регрессий. В основании трансгрессивных серий часто за-

легают базальные горизонты. В прибрежной зоне наиболее хорошо развиты гидродинамическая активность вод, обусловленная воздействием приливов и отливов. В результате происходит постоянное измывание осадков, сортировка их по размеру, плавификация поверхностей обломочных зерен. Поэтому среди прибрежных отложений наиболее широко распространены песчанники с окатанными зернами и характерной разнонаправленной косою слоистостью с незначительной примесью глинистых частиц. Полимиктовые песчанники образуются в непосредственной близости от разрушающихся кристаллических пород, которые являются источником сноса. В результате неоднородного перераспределения продуктов разрушения кристаллических пород образуются кварцевые пески. В связи с тем, что эта прибрежная зона обогащена кислородом, в ней формируются карбонатные отложения, представленные оолитовыми, органогенными, органогенно-обломочными и обломочными известняками.

Поэтому прибрежные фации чрезвычайно благоприятны для обнаружения мощных относительно выдержанных терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных коллекторов с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Характерной особенностью прибрежных фаций является широкое развитие в них разнообразных аккумулятивных форм рельефа. В случае их ограничения непроницаемыми породами они являются литологическими природными резервуарами для нефти и газа. Наибольший интерес среди аккумулятивных тел прибрежных фаций представляют биры.

Исследования показывают, что органогенные, органогенно-обломочные и обломочные карбонатные породы, сформировавшиеся в прибрежной зоне, имеют высокую седиментационную пористость. Это объясняется тем, что в осадках с повышенным содержанием ОВ выделяется большое количество углекислого газа, способствующего развитию процессов растворения известняков. Вторичная пористость, связанная с выщелачиванием карбонатных пород, возникает значительно позднее уже на стадиях диagenеза и катагенеза. Этот процесс наиболее интенсивно проявляется в породах с высокой первичной пористостью, причем процесс «замачивания» седиментационных и раннедиагенетических пор происходит не полностью.

Именно в этой зоне формируются заверено-поровые типы коллекторов с высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Для слабоцементированных биоморфных, органогенно-детритовых и обломочных типов карбонатных пород значения проницаемости составляют 0,1 мкД и более. Открытая пористость составляет 20–30 %, причем эффективная пористость в таких коллекторах также близка к 20–30 %, что связано с низким содержанием в коллекторах остаточной воды (не более 10–15 %).

В прибрежных отложениях непроницаемые породы регионального и локального распространения не образуются. Здесь могут сформироваться только локальные покровы, способные контролировать небольшие по запасам залежи.

Фации мелководных частей шельфа образуются на глубинах моря от 30 до 100 м. Здесь еще продолжает сохраняться значительная гидродинамическая активность вод, приводящая к измыванию осадков, перенесению больших масс обломочного материала, размыву морского дна и интенсивному поступлению кислорода. Мелководная зона густо населена разнообразным бентосом, вышшими и одноклеточными водорослями, рифообразующими кораллами, губками. Здесь формируются различные типы терригенных, терригенно-карбонатных и хемогенных осадков.

чески ограниченных со всех сторон (линзовидных), так и окрапированных. Литологическими экранами для коллекторов служат глинистые отложения дельт. Примером нефтегазоносности палеодельт являются крупнейшее месторождение Прадо-Бей на Аляске, а также скопления углеводородов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По данным М.В. Проничевой и В.В. Семеновича, в палеodelтах мира выявлено свыше тысячи месторождений УВ с суммарными извлекаемыми запасами более 3,3 млрд т нефти и 2 трлн м³ газа.

В континентальных отложениях породы-коллекторы чаще всего приурочены к корам выветривания и руслам древних рек. Хорошо выраженные коры выветривания являются коллекторами с высокой пористостью, но, как правило, с низкой и средней проницаемостью.

В разрезах осадочных пород многие континентальные толщи образуются речными отложениями, среди которых четко выделяются русловые, пойменные и старичные фации. В качестве потенциальных коллекторов особый интерес представляют русловые фации. Это относительно грубо-зернистые аллювиальные отложения различной степени отсортированности.

Таким образом, прогнозирование факторизованно-емкостных свойств коллекторов, скрапировущих свойств покрытий и их изменений по площади базируется на результатах фациального анализа с учетом последующих катагенетических изменений. Фациальный анализ и последующий прогноз коллекторских и скрапировущих свойств пород рационально проводить для генетически единых толщ (формаций), характеризующихся закономерным изменением всех параметров по площади и разрезу. Фациальный и палеогеографический анализ для единой формации при любой обеспеченности фактическим материалом более эффективен, чем для стратиграфической единицы, содержащей две или более формации, каждая из которых обычно имеет собственную направленность и собственные законы изменения фаций и физических свойств пород в пространстве. Чрезвычайно эффективно использовать циклический анализ для установления характера распределения коллекторов и покрытий в разрезе формации.

По данным Н.Ю. Успенской, В.Д. Наливкина, Ю.Н. Карагодина, А.К. Мамзеной и других исследователей, регионально выдержанные покрытия глинистого и карбонатно-глинистого составов, как правило, приурочены к трансгрессивным, реже начальным регрессивным частям крупных циклов (первого и второго порядка). Так, например, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в юрском цикле второго порядка региональная неравномерная глинистая покрышка образовалась в период максимальной трансгрессии.

Формирование коллекторских толщ связано с регрессивными частями циклов второго порядка, на их конечных стадиях. Значительно реже они образуются на начальных регрессивных и начальных трансгрессивных стадиях осадконакопления.

Коллекторы, обладающие наиболее хорошими коллекторскими свойствами, как правило, тяготеют к максимуму регрессии. В начальных трансгрессивных стадиях коллекторы также приурочены к базальным горизонтам, в особенности в случае несогласного перекрытия подстилающих отложений.

Исследования Н.М. Стрехова, А.Б. Вистелиуса, А.Б. Ровова и др. показали, что такие свойства горных пород, как гранулометрический и мине-

ральный составы, долomiteобразование и др., изменяются в разрезе циклически, что позволяет прогнозировать наиболее благоприятные зоны развития как терригенных, так и карбонатных коллекторов.

8.6. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Нефть и газ скапливаются в породах-коллекторах, заключенных в плохонпроницаемых породах – флюидоупорах. В связи с этим, под терминем «**природный резервуар**» известный ученый, геолог-нефтяник И.О. Брод предложил называть «...естественное вмещающее для нефти и газа, внутри которого они могут циркулировать, и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами». Как видно из этого определения, под природным резервуаром понимается не только часть толщ, содержащая нефть и газ, а весь выдержанный по площади резервуар, состоящий из нефтегазоносной и нефтегазоупорной частей.

В зарубежной литературе, особенно в американской, под терминем «природный резервуар» исследователи подразумевают только ту часть пород-коллектора, которая заполнена нефтью или газом.

Природные резервуары бывают самых разнообразных типов и форм. Исходя из этого, И.О. Брод предложил их классифицировать по трем основным группам: пластовые, массивные и литологически ограниченные (табл. 8.19).

В природе наиболее широко распространены **пластовые резервуары**. Они могут представлять собой относительно литологически выдержанный пласт, окруженный плохо проницаемыми породами, выклинивающийся пласт (литологически ограниченный) среди плохо проницаемых пород, или несколько пластов-коллекторов, сообщающихся между собой внутри флюидоупора (рис. 8.23).

Массивные резервуары представляют собой совокупность проницаемых, литологически однородных или неоднородных пород-коллекторов, ограниченных только у кровли или у разнотой поверхности отложений,

Таблица 8.19
Классификация природных резервуаров (по И.О. Броду и Н.А. Третьякову, с изменениями)

Типы резервуаров	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкостей и газов	Возможная максимальная роль энергии, аккумулируемой в нефти и газе, по отношению ко всей энергии резервуара
Пластовые Массивные Литологически ограниченные со всех сторон	Выдерживается Не выдерживается Выдерживается	По пластовости По вертикали Аллювиально, ограниченно	Незначительная Значительная Основная

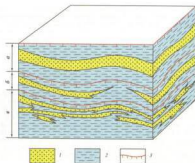


Рис. 8.23. Принципиальные схемы пластинчатых природных резервуаров (Г.А. Габриэлян, 2004): 1 – песчаники; 2 – глины; 3 – границы природных резервуаров; а – пластинчатого; б – литологически ограниченного, в – пластинчатого резервуара, представляющего собой скопление друг с другом неоднородных коллекторов

слагающих эрозионные выступы или рифовые постройки. Различают однородно-массивные и неоднородно-массивные природные резервуары (рис. 8.24, а, б).

В большинстве случаев **однородно-массивные** резервуары встречаются в карбонатных отложениях (известняках и доломитах). Примером могут служить резервуары в трещиноватых и кавернозных известняках турнейского возраста Волго-Уральской провинции, в верхнемеловых карбонатных отложениях Северного Кавказа (Грозный) или в карбонатной толще Асма-ри (олигоцен) в Иране и Ираке.

Неоднородно-массивные резервуары, как правило, сложены чередующимися проницаемыми карбонатными и терригенными породами. Такие породы-коллекторы распространены в отложениях триаса, юры и мела в Западном Предкавказье (Ейско-Бережновский район), в размытых и трещиноватых выступях палеозойских пород Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В неоднородно-массивных резервуарах гидродинамическая связь между пластами может существенно отличаться друг от друга (рис. 8.25).

К **литологически ограниченным резервуарам** И.О. Брод и Н.А. Еременко относят проницаемые породы-коллекторы, окруженные со всех сторон слабопроницаемыми породами, такие как линзовидные тела (рис. 8.26).

К этому типу относятся также резервуары, образующиеся в результате появления изолированной локальной трещиноватости или кавернозности вследствие выщелачивания пород подземными водами, а также резервуары,

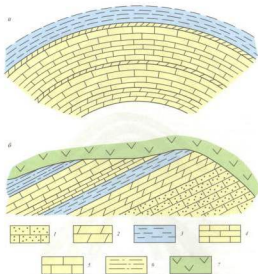


Рис. 8.24. Схемы массивных резервуаров (по Н.А. Еременку): а – однородный массивный резервуар, б – неоднородный массивный резервуар. 1 – песчаники; 2 – глины; 3 – глины; 4 – доломиты; 5 – известняки; 6 – доломиты; 7 – конгломераты

возникшие вследствие ухудшения коллекторских свойств пласта (пористости и проницаемости) в связи с местной литологической изменчивостью пород.

Наиболее типичными примерами резервуаров литологического типа являются песчаные линзы в отложениях майкопской свиты на Кубани, приуроченные к руслам палеорек. Эти резервуары, названные широкими, были впервые установлены и детально изучены И.М. Губилиным. О них мы говорили в самом начале этой книги. К этому же типу следует относить резервуары, приуроченные к рифовым телам, сложенным органи-

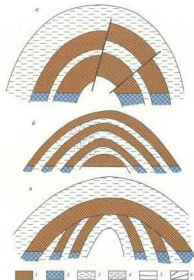


Рис. 8.25. Схемы слоисто-построенного массивного резервуара.

Гидродинамическая связь между пластами осуществляется: а – по разломам, соединяющим продуктивные горизонты; б – благодаря выклику в непроницаемых породах, разделяющих пласты-коллекторы, песчано-глинистых проливающих участков; в – в результате стратиграфического сращения пластов-коллекторов проливающей породой. 1 – литологический или литологический пласт; 2 – гидродинамическая часть пласта; 3 – непроницаемая покровная; 4 – песчано-глинистые проливающие или слабопроницаемые участки в непроницаемых породах; 5 – поверхность стратиграфического несогласия; 6 – разрывные нарушения.

генными, локально кверсионными мшанковыми известняками сакмаро-артинского возраста в Предуральском прогибе (Восточная Башкирия) и в других районах.

Классификация природных резервуаров нефти и газа, разработанная И.О. Бродом, имеет большое практическое значение. Однако в ней учиты-

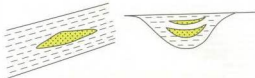


Рис. 8.26. Литологически ограниченные резервуары

вается в основном морфология резервуаров и в меньшей степени условия их образования, т.е. генетические особенности. Поэтому кроме этого признака при классификации природных резервуаров необходимо учитывать также переходные формы природных резервуаров, гидродинамические условия формирования в них залежей нефти и газа. Этот пробел был восполнен А.С. Мончаком и З.А. Табасаранским (1975). Эти исследователи существенно расширили классификацию природных резервуаров. Прежде всего, они указали тот факт, что в природе довольно часто встречаются резервуары, которые могут быть отнесены как к пластовым, так и к массивным. При частом чередовании пластов-коллекторов и непроницаемых пород могут возникать условия для сообщаемости пластов-коллекторов через зоны выкликивания (окна) непроницаемых перемычек, или через зоны трещиноватости, а также по проводящим разрывным нарушениям. Такого рода резервуары (их правильнее называть пластово-массивными) на отдельных участках разреза имеют характер пластовых, хотя в целом выступают как массивные, т.е. представляют собой единую гидродинамическую систему, вследствие чего водонефтяные и (или) газонефтяные контакты находятся на одной геосметрической отметке (рис. 8.27).

В таких резервуарах часто формируются залежи нефти и газа значительной высоты.

Такие резервуары характерны для пермо-триасовых отложений Шелебиского газоконденсатного месторождения, юрской толщи Узеньско-

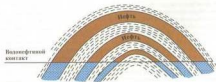


Рис. 8.27. Пластово-массивный природный резервуар

го месторождения, девонских образований Туймазинского месторождения, камешнотугольных отложений Музлановского нефтяного месторождения и др.

Проницаемые пласты во всех приведенных случаях образуют единый пластово-массивный резервуар вследствие сообщаемости разделяющих их непроницаемых пород-флюидоупоров. Данные разработки этих месторождений подтверждают наличие в них единой гидродинамической системы и единого горизонтального водонефтяного контакта для залежей. Так, на Туймазинском нефтяном месторождении при закачке воды в песчаный пласт донова (горизонт D_2) с целью поддержания пластового давления, наблюдалось повышение давления не только в пласте D_2 , но и в D_3 , что можно объяснить только наличием в них единой гидродинамической системы.

Встречаются природные резервуары и с признаками массивного и литологического типов. Так, в рифовых отложениях часто выделяются зоны повышенной пористости и проницаемости, которые разделены участками слабопроницаемых пород, развитых спорадически по площади и разрезу в виде пятен (Предуральский прогиб, Ишимбайская группа рифовых массивов). Хорошо проницаемые зоны, соединившись в отдельных местах, друг с другом, образуют сложную систему со всеми признаками единого массивного резервуара. Эта группа резервуаров выделена в самостоятельный подтип и названа **неправильно-массивными резервуарами**.

Следует отметить, что природные резервуары, имеющие гидродинамические связи, в значительной мере определяют условия формирования и эксплуатации промышленных скоплений нефти и газа [А.С. Монаев, 1973].

По этому признаку выделены природные резервуары с открытой, полузакрытой или закрытой гидродинамической системой (рис. 8.26).

В случае, если гидродинамически раскрытые резервуары непосредственно сообщаются с земной поверхностью или вышележащими породами, формированию в них скоплений нефти и газа может происходить только при наличии так называемых гидродинамически (гидравлически) экранированных ловушек, где нефть удерживается напором вод и капиллярными силами или в случае образования асфальтовой «пробки» (А.А. Карцев, Л.А. Табасаранский, 1957).

Совершенно иные условия существуют в гидродинамически полузакрытых природных резервуарах пластового и массивного типов, которые не имеют прямой связи с земной поверхностью или вышележащими породами. Движение флюидов в таких природных резервуарах носит региональный характер. Скопления углеводородов в них возникают в основном за счет структурных изгибов пластов или за счет появления экранирующих тектонических нарушений. В таких природных резервуарах пластовые давления, как правило, соответствуют гидростатическому. Подобные природные резервуары развиты в мощных отложениях Грозинского района.

К гидравлически закрытым (изолированным) следует относить природные резервуары неправильной формы. Они, как правило, приурочены к миоценовым породам-коллекторам или зонам повышенной трещиноватости, ограниченным со всех сторон слабопроницаемыми породами. Движение флюидов в них весьма ограничено. К этой группе следует относить также резервуары, типично пластовые и массивные с зонами выклинивания, замещения или стратиграфического несогласия. Они могут быть экранированы со всех сторон разломами (нарушениями) или комбинациями

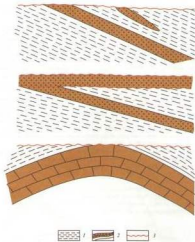


Рис. 8.26. Гидродинамические раскрытые резервуары.
Породы: 1 — непроницаемые; 2 — проницаемые; 3 — разрыв

нарушений. Морфологически это типичные пластовые и массивные резервуары. Но из-за потери связей с остальной частью резервуара, они превращаются в гидродинамически закрытые системы, характеризующиеся специфическими особенностями для формирования скоплений в них нефти и газа, причем с такими резервуарами довольно часто связано возникновение аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Таким образом, классификация, разработанная И. О. Бродом, существенно дополняется промежуточными подтипами массивно-пластовыми и неправильно-массивными природными резервуарами, а также подразделением всех природных резервуаров на гидродинамически открытые, полуоткрытые (полузакрытые) и закрытые (полностью изолированные). Выделение подтипов природных резервуаров, а также разделение их по гидродинамической характеристике имеет большое значение при изучении особенностей формирования в них залежей нефти и газа.

8.7. ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Одно из необходимых и непереносимых условий для формирования скопления нефти и газа в залежи – наличие ловушки, в которую жидкие и газообразные углеводороды попадают, мигрируя в природных резервуарах. Под ловушкой понимается часть природного резервуара, в которой благодаря структурному порогу, стратиграфическому или литологическому экрану, или другим барьерам возможна аккумуляция нефти и газа. Благодаря отсутствию движения флюидов в ловушке, жидкие и газообразные углеводороды распределяются там по плотности согласно закону гравитации. Таким образом, роль ловушек нефти и газа могут играть сводовые части антиклинальных поднятий, зоны стратиграфических несогласий или литологического выклинивания, участки локального изменения пористости и проницаемости пород, а также тектонически экранированные участки структур. В зависимости от причины, обуславливающих возникновение ловушек, различают три их основных типа: **структурные**, связанные со структурными дислокациями пластов, **стратиграфические экранированные** и **литологически ограниченные**.

Обычно последнее для типа называют **неструктурными ловушками**. Наиболее распространены в природе структурные ловушки. Их образование связано со сжатием пластового или массивного природного резервуара в антиклинальную структуру в результате складкообразовательных тектонических движений.

Объемная модель антиклинальной ловушки показана на рис. 8.29.

Из ловушек структурного типа наибольшее промышленное значение имеют сводовые и тектонически экранированные ловушки. Формирование скоплений углеводородов в них происходит следующим образом. Углеводо-

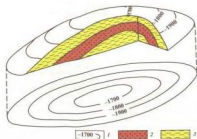


Рис. 8.29. Объемная модель антиклинальной ловушки (по Г.А. Габриэляну, 2000): 1 – залежи нефти; 2 – пластовые резервуары; 3 – зоны выклинивания пород; 4 – тектоническое нарушение

роды, мигрируя в коллекторах вверх по восстановлению слоев или перпендикулярно к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушки – своды антиклинальных структур, где и формируют скопления нефти и газа. На рис. 8.30 показан разрез и план сводовой (антиклинальной) и тектонически экранированной ловушек в пластовом резервуаре.

В платформенных областях антиклинальные ловушки встречаются значительно чаще, чем остальные типы ловушек. Следует отметить, что в геологической литературе сводовые ловушки нередко называют антиклинальными, а все остальные – неантиклинальными.

Антиклинальные складки далеко не всегда имеют вид идеального купола. Значительно чаще встречаются ловушки, у которых свод складки смещается с глубиной (рис. 8.31).

Тектонически экранированные ловушки наиболее характерны для складчатых областей, а также в районах развития соляных куполов. Тектонические нарушения (сбросы, взбросы, надвиги) осложняют складку и, соответственно, существенным образом влияют на процессы формирования или разрушения скопления нефти и газа. Смещение проницаемых и непроницаемых слоев может способствовать образованию экранов, или приводить к разрушению имеющейся залежи (рис. 8.32).

Если в структуре образовалось много тектонических нарушений, то не исключено, что в ней может сформироваться несколько самостоятельных залежей (рис. 8.33).

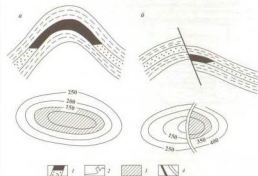


Рис. 8.30. Разрез и план сводовой (а) и тектонически экранированной (б) ловушек в пластовом резервуаре: 1 – пластовый резервуар, частично замощенный нефтью; 2 – изогипсы кровли пластов-коллектора (м); 3 – залежи в плане; 4 – тектоническое нарушение

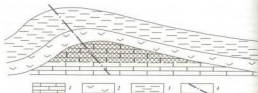


Рис. 8.31. Схема асимметричной антиклинальной складки, свод которой совпадает с глубиной:

При моноклинальном залегании пласта-коллектора ловушка может возникнуть, если тектонический экран изогнут или пересекаются два и более тектонических нарушения. Если пересечение плоскости тектонического нарушения с изогнутыми кровли пласта-коллектора не дает замкнутой кривой, то ловушка не образуется (рис. 8.34).

Образование ловушек литологического типа обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов, например, выклиниванием песков и песчаников вверх по возмощию слоев, изменением пористости и прони-

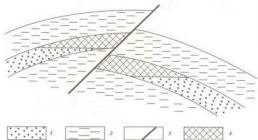


Рис. 8.32. Схема тектонически зонированной антиклинальной ловушки (Г.А. Габриэлянц, 2000):

1 - проницаемые породы; 2 - непроницаемые породы; 3 - разрывное нарушение (сброс); 4 - скопление углеводородов

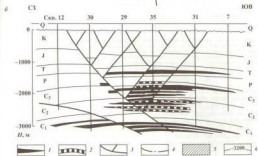
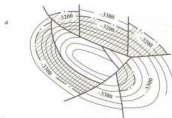


Рис. 8.33. Днестро-Донецкая нефтегазовая область. Качинские газовое месторождение:

а - структурная карта по кровле продуктивного пласта К-29; б - геологический разрез (по С.Е. Черпачу); 1 - нефть; 2 - газ; 3 - разрывное нарушение; 4 - контур нефтегазовости; 5 - залежь в плаве; 6 - изогнуты кровли продуктивного пласта К-29 (а)

цаемости коллекторов, трещиноватости пород и т.д. Один из вариантов модели ловушки литологического типа представлен на рис. 8.35 (Г.А. Габриэлянц, 2000).

Для того, чтобы было легче разобраться в образовании ловушек литологического типа, приведем еще один пример выклинивания пласта коллектора на крыле антиклиналя (рис. 8.36).

Довольно часто литологические ловушки представлены песчаными линзами внутри преимущественно глинистых толщ или в алавиальных

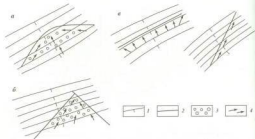


Рис. 8.34. Схемы образования тектонически контролируемых ловушек на моноклиналах: а – при изгибном тектоническом разрыве; б – при пересечении двух нарушений; в – при разрыве пластических пород; г – при образовании ловушки на моноклиналах. 1 – изгибная граница пласта-коллектора; 2 – линия пересечения тектонического разрыва с кровлей пласта; 3 – образование ловушки; 4 – возможные направления миграции углеводородов

отложенных русел палеорек. В этом случае понятия природный резервуар и ловушка совпадают.

В практике геолого-разведочных работ очень часто встречаются ловушки, образование которых связано с развитием природных резервуаров и последующим перекрытием их непроницаемыми породами. Одним из основных факторов образования таких ловушек являются стратиграфические несогласия. Именно по этой причине их называют **стратиграфическими**. По особенностям образования стратиграфические ловушки подраз-

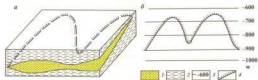


Рис. 8.35. Модель ловушки, образованной в результате заполнения природного резервуара сверху по его составу в непроницаемых породах: а – обобщенная модель; б – структурная карта; 1 – прогибный пласт; 2 – непроницаемый пласт; 3 – изгибная граница пласта (по); 4 – линия заполнения прогибного пласта

Рис. 8.36. Литологически контролируемая ловушка и ее изображение в плане: 1 – пластинчатый резервуар, частично заполненный нефтью; 2 – изгибная граница пласта-коллектора (по); 3 – залежь в плане; 4 – тектоническое нарушение

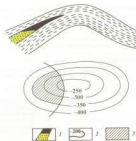


Рис. 8.37. Модель ловушки, образованной в результате стратиграфического несогласия: 1 – прогибный пласт; 2 – непроницаемый пласт; 3 – поверхность стратиграфического несогласия; 4 – изгибная граница пласта (по)

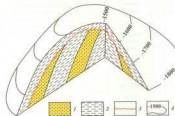


Рис. 8.38. Шахматное нефтяное месторождение. Геологический разрез нефтяной залежи, прерываемый в горизонтальном направлении: 1 – известняки; 2 – глины; 3 – скопление нефти; 4 – поверхность стратиграфического несогласия



деляются на два типа. Первая группа ловушек связана с несогласным перекрытием пласта-коллектора непроницаемыми породами и в результате его изгибом в положительную структуру под воздействием тектонических движений. На рис. 8.37 представлена модель ловушки, образованной в результате стратиграфического несогласного перекрытия пластов-коллекторов непроницаемыми породами.

Таблица 8.20

Классификация неантиклинальных ловушек (по А.Г. Габриэлянцу, 2000 г.)

Группа	Природа, приводящая к образованию ловушек	Типы ловушек	Характерные примеры
Динамические	Структурно-седиментационные	Фациального зонирования на региональных структурных элементах	 Кура-Шема
		Фациального зонирования на локальных структурах	 Нахичеванский
	Аккумулятивные	Горы	 Кавказский
		Барьеры, береговые валы, косы, пляжи и др.	 восточный бар Оксана
	Эрозивно-аккумулятивные	Дельтовые, акумулятивные	
		Речные	 Нефтеречные
	Динамические	Поднятия течений	 Халиджинское
		Ловушки неравномерного уплотнения, неравномерной цементации и склеивания с литостратиграфическим зрением на	
		Ловушки, связанные с вторичным замещением пор коллекторов, солей и др., а также вторичной гидратацией, в ловушках, связанных с растворением породообразующих материалов в глубоководных условиях	 Нефтекосское
		Ловушки, связанные с вторичным замещением пор коллекторов, солей и др., а также вторичной гидратацией, в ловушках, связанных с растворением породообразующих материалов в глубоководных условиях	 Грозненское
Стратиграфические	Палеонтологические	Палеонтологические	 Шахматово-Березовское
		Связанные с древней корой выветривания	 Саль-Рио
	Эрозивные	Значительные эрозивные пробой или окисления нефти	
		Эрозивно-остановочные	
Стратиграфические	Структурно-акумулятивные	Средовые несогласия	
		Правдающие и несогласия	

Вторая группа стратиграфических ловушек образуется только под воздействием денудационных процессов. В качестве примера приведем геологический разрез нефтяной залежи, приуроченной к эрозивному останцу Шахматовского месторождения (рис. 8.38).

К ловушкам **стратиграфического типа** относятся также рифовые тела, мшиановых известняках, перекрытых слабопроницаемыми породами (чаще гипсами, ангидридами и др. Иногда встречаются стратиграфические ловушки, образованные в результате появления гидродинамического экрана, нарушения или по поверхности стратиграфического несогласия.

Достаточно редко бывают случаи, когда поверхность стратиграфической пробы из-за разрушения из-за образования в ней асфальтатом.

Примером этого процесса является нефтяное месторождение Чангыр-отложенных обусловлено образованием асфальтовой пробки, сыгравшей роль экрана.

Можно привести огромное количество примеров конкретных месторождений, приуроченных к различным видам и типам природных ловушек. И, безусловно, мы приведем такие примеры, когда будем рассуждать о классификации залежей нефти и газа, а сейчас покажем очень интересную опубликованную Г.А. Габриэлянцем в 2000 г. (табл. 8.20).

8.8. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Одними из важнейших характеристик природных резервуаров являются **пластовое давление** и **пластовая температура**.

Пластовым называется **давление** ($P_{пл}$), которое испытывают жидкие и газообразные флюиды в природных резервуарах. Знание величины пластового, в частности прогнозирования нефтегазоносности недр, научно обоснованного проектирования разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, так и при решении практических задач, связанных с эксплуатацией месторождений, бурения скважин и т.д.

Пластовое давление характеризует энергетическую емкость залежей нефти и газа в недрах и определяет силу, движущую флюиды в пласте.

Под **статическим** подразделяется **пластовое давление**, не происходящее движение подземных вод в резервуаре, если в нем нет — это давление в пластовом резервуаре, в котором происходит движение или наличие области разгрузки в вод.

Различают **гидростатическое** и **геостатическое** давление. **Гидростатическое** давление характеризует вес столба жидкости от точки замера в

природном резервуаре до земной поверхности, а геостатическое давление – вес вышележащих горных пород. Поэтому геостатическое давление иногда называют горным давлением. В геосинклинальных областях и предгорных прогибах, где тектонические движения проявляются наиболее интенсивно, определенную роль в формировании пластового давления играют также тектонические напряжения, возникающие вследствие деформации слоев.

Выделяют также **нормальное пластовое давление** и **аномальное пластовое давление**. Аномальное пластовое давление может быть аномально низким (АНПА) или аномально высоким (АВПА). Нормальное пластовое давление равно гидростатическому. Оно рассчитывается по формуле:

$$p_{\text{н}} = 10^{-1} \cdot H \cdot \gamma,$$

где $p_{\text{н}}$ – пластовое давление; H – глубина пластового резервуара (глубина скважины); γ – плотность пластовой воды.

На практике, для простоты, пластовое давление условно принимается равным высоте столба пресной воды и называется **условно гидростатическим**. Однако оно может существенно отличаться от расчетного и ту или иную сторону. Определение гидростатического пластового давления будет правильным только в том случае, если гидродинамическая система находится в статическом состоянии, причем поверхность зеркала пластовых вод в резервуаре (то есть пьезометрическая поверхность) должна быть горизонтальной. Однако в природе подземные воды, как правило, находятся в динамических условиях, и пьезометрическая поверхность наклонена в направлении движения вод. Для определения наклона пьезометрической поверхности, то есть направления движения подземных вод, пользуются **приведенными** (пьезометрическими) **давлениями**, определяемыми от урона моря или от какой-либо иной условной поверхности до пьезометрической поверхности пласта-резервуара (рис. 8.39).

На рис. 8.39 показано, что приведенные давления (напоры) для пласта I во всех скважинах равны: $P_1^i = P_2^i = P_3^i$, то есть пьезометрическая поверхность горизонтальна. Для пласта II приведенные напоры (P_n)



Рис. 8.39. Схема распределения приведенных давлений (P_i) при горизонтальной и наклонной пьезометрической поверхности

увеличиваются от скважины 1 к скважине 3, то есть по направлению движения подземных вод ($P_1^i > P_2^i > P_3^i$).

Область питания и устье скважины 1, в отличие от скважин 2 и 3, находится на одной и той же пьезометрической отметке. Поэтому давление в пласте I в скважине 1 будет определяться весом столба воды, соответствующего глубине залегания резервуара (H_1^i), т.е. $p_1^i = 10^{-1} \cdot H_1^i \cdot \gamma$, а в скважинах 2 и 3 соответственно $p_2^i = 10^{-1} \cdot H_2^i \cdot \gamma$ и $p_3^i = 10^{-1} \cdot H_3^i \cdot \gamma$.

Вследствие выхода пласта II на земную поверхность и образования области разгрузки подземных вод, пьезометрическая поверхность пласта наклонена, и давления (пьезометрические напоры) в скважинах 1, 2 и 3 будут соответственно равны: $p_1^i = 10^{-1} \cdot H_1^i \cdot \gamma$, $p_2^i = 10^{-1} \cdot H_2^i \cdot \gamma$ и $p_3^i = 10^{-1} \cdot H_3^i \cdot \gamma$.

Таким образом, пластовые давления в скважинах для пласта II определяются весом столба жидкости от точки замера до пьезометрической поверхности этого пласта.

Следует учитывать, что расчетное давление совпадает с фактическим давлением только в одном случае – для пласта I в скважине 1, положение устья которой совпадает с пьезометрической поверхностью. В скважинах 2 и 3 расчетные давления окажутся ниже фактических. Для пласта II в скважине 1 расчетное давление выше фактического, а в скважинах 2 и 3, наоборот, ниже.

Потому положение пьезометрической поверхности, прежде всего, зависит от пьезометрического положения выходов пласта на поверхность (области питания и области разгрузки). Кроме того, оно определяется количеством выпадающих осадков, проницаемостью резервуара и рядом других факторов.

Кривая наклона пьезометрической поверхности может иметь довольно сложную конфигурацию и в случае изменения проницаемости пород-резервуаров по площади (рис. 8.40).

Из рис. 8.40 видно, что переход хорошо проницаемых песчаных пород в менее проницаемые (песчано-глинистые), существенно изменяет профиль пьезометрической поверхности.

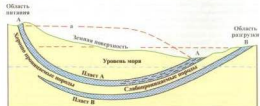


Рис. 8.40. Схема изменения положения пьезометрической поверхности в зависимости от изменения проницаемости пласта-коллектора (по А. Амосову)

Давление флюидов в пласте определяется гидростатическим напором, так как после завершения литификации осадков, геостатическое давление (если пренебречь упругой деформацией пород), воспринимается главным образом скелетом породы-коллектора. Однако в ряде районов литификация осадков продолжается до сих пор. Поэтому на больших глубинах, где господствуют высокие давления, флюиды в пласте испытывают горное (геостатическое) давление вследствие отжатия воды из глинистых толщ в породе-коллекторы. Это является одной из причин возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

В Предкавказье, Кавказе, Азербайджане, Юго-Восточной и Юго-Западной Туркмении и в ряде других нефтегазоносных регионов (особенно в районах, где проявляются неотектонические процессы) АВПД могут превышать расчетные гидростатические давления в 1,3–2 раза. Помимо геостатического давления, зависящего от мощности и плотности пород, перекрывающих резервуар, АВПД могут быть вызваны и другими причинами. Прежде всего, это – сообщаемость природного резервуара по разрывным нарушениям с подстилающими отложениями, где отмечены высокие давления. Большую роль в возникновении АВПД играют вторичные процессы, приводящие к уменьшению пористости пород-резервуаров. Определенную роль играет избыточное давление, обусловленное разницей в плотностях нефти и воды (и особенно газа и воды) в высокоамплитудных структурных ловушках и др.

В складчатых областях АВПД чаще всего образуются в результате неотектонических процессов, а также из-за продолжающегося уплотнения горных пород. Кроме этого АВПД возникает из-за избыточного давления, возникающего на сводах высокоамплитудных ловушек, которые, например, на Ашшероне, нередко достигают 2 км. Достаточно часто АВПД связаны с выклиниванием песчаных коллекторов или изоляцией их тектоническими нарушениями, затрудняющими связь с поверхностью.

Прогнозирование интервалов возможных проявлений АВПД и приближенная оценка их величины имеют большое практическое значение. Исследования В.М. Добрынина и В.А. Серебрякова показывают, что комплекс промыслово-геофизических методов в ряде случаев позволяет прогнозировать АВПД при бурении глубоких скважин.

Значительно реже в пластах-коллекторах фиксируются аномально высокие пластовые давления (АНПД). Причинами их возникновения могут быть процессы выщелачивания, перекристаллизации пород и др., приводящие к увеличению объема пор в коллекторах (Н.А. Еременко).

Пластовая температура (T_p). Для характеристики температурных условий недр используют три показателя – **пластовая температура, геотермическая ступень и геотермический градиент** (величина, обратная геотермической ступени).

Пластовую температуру изучают с помощью непосредственных замеров температуры в скважинах методом термометрии, причем замеры в пластах производят только после установления в них температурного равновесия.

Геотермическая ступень – это интервал в разрезе земной коры, замороженный ниже зоны постоянной температуры, и в котором температура горных пород повышается на 1 °C.

Величина геотермической ступени в разных регионах и на различных глубинах неодинакова и колеблется в широких пределах – от 5 до 150 м.

Среднее ее значение 33 м. Таким образом, в недрах земли приблизительно через каждые 33 м температура повышается на 1 °C.

Геотермическая ступень K определяется по формуле:

$$K = (H - h) / (T - t),$$

где H – глубина замера температуры (м); h – глубина слоя восточной температуры (м); T – температура на глубине H , °C; t – среднегодовая температура воздуха на поверхности, °C.

Под **геотермическим градиентом** подразумевается прирост температуры на каждые 100 м углубления от зоны восточной температуры.

В среднем геотермический градиент равен 3 °C, хотя в различных районах и на разных глубинах он колеблется от 0,6 до 10 °C. При прочих равных условиях на величину температурного градиента влияет теплопроводность пород, причем повышение теплопроводности пород ведет к снижению геотермического градиента, а уменьшение теплопроводности – к увеличению геотермического градиента. В разрезах, где преобладают менее теплопроводные глинистые породы, геотермический градиент выше, чем в слоистых или карбонатных породах.

Основным источником тепла в осадочном чехле является тепловой поток, идущий из мантии Земли. Тепловые потоки распределяются в соответствии со строением литосферы. Так, например, он имеет повышенное значение в рифтовых зонах, так как, как правило, рифты складываются над мантийными диапирами. Дополнительным источником тепла являются радиоактивные источники. Расчеты, проведенные Я.Б. Смирновым, показывают, что в среднем генерация радиоактивного тепла в литосфере составляет около 10^{-4} Вт/м³. Тепло генерируется и в самой осадочной толще в основном за счет гравитационного уплотнения пород, а также деформации горных пород, возникающей в результате тектонических процессов (В.С. Вышеславский). Дополнительным источником тепла, как мы уже говорили, являются процессы нефтегазообразования, сопровождающиеся возникновением аномально высоких давлений в нефтегазопроницаемых отложениях и повышением температуры.

В зависимости от геологического строения, различные участки земной коры имеют неодинаковую тепловую характеристику. Причем максимальные значения геотермических градиентов характерны для складчатых зон, предгорных прогибов и молодых платформ, например, Предкавказье.

Минимальные значения геотермических градиентов характерны для древних платформ, например, Волго-Урал.

Следует также отметить, что с увеличением степени дислоцированности пластов, как правило, возрастает геотермический градиент. Например, по данным А.И. Давыдова на шхтах геотермический градиент в среднем составляет 0,6–0,9 °C, а на платформах 0,9–2,5 °C. В областях алашской складчатости, характеризующихся наиболее напряженной тектоникой, геотермический градиент колеблется в пределах 2,5–19 °C.

В пределах плит с гетерогенным (разнородным) фундаментом, как например Западно-Сибирская плита, максимальные геотермические градиенты достигают 4,2 °C. Такие значения зафиксированы на участках с герцинским основанием. Минимальные значения геотермических градиентов распространены в зонах более древнего, алашского, фундамента. Их значения, как правило, не превышают 3,3 °C (А.Э. Конторович, 1967).

Интересная картина изменений геостерического градиента наблюдается внутри крупных тектонических элементов (мелкозональные впадины и арктических прогибов). В этих регионах положительные структурные элементы, например, поднятия, как правило, характеризуются повышенными значениями геостерического градиента. В этих же регионах в отрицательных структурных значениях геостерических градиентов значительно ниже. Поэтому, подтверждается или нет этот вывод из конкретной геологической структуре (рис. 8.41).

Сопоставляя структурные особенности Тахта-Кутальтинского поднятия и характер изменения температуры на глубине 500 м видно, что максимальные температуры на этой глубине приурочены к складу, а минимальные — к ее крыльям. Из этого следует, что в данном конкретном случае линия равных значений пластовых температур геозонотерия в общих чертах отображает глубинное строение структуры, повторяя рисунок изомет.

Определяющую роль при распределении тепла в пределах как кристаллических, так и аморфных структур играют процессы переноса энергии. В резервуарах подземных вод, Пластовые воды, перемещающиеся по депрессионным участкам в более благоприятные, привносят туда некоторые количества тепла. Поэтому, например, в пределах аморфных структур Ашшерского полуострова значение нестехиомической ступени возрастает от средин к краям [III Ф. Мехтин, 1963]. Однако, повышение температуры у краевых структур можно также объяснить анизотропией теплопроводности пород, обуславливающей лучшую теплопередачу по наклонной плоскости, чем перпендикулярно к ней [А.И. Давыдов].

Интересная особенность выявлена при изучении распределения тепловых аномалий в различных регионах. Установлено, что практически во всех нефтегазовых областях повышенные тепловые аномалии приурочены к зонам нефтегазонакопления. Так, например, по данным Г.А. Габриелянца, на месторождениях нефти и газа Предкавказья и Волго-Урала превышение теплового потока, по сравнению с фоновым, составляет 10-20 %.

В пределах зон нефтегазоаккумуляции Аншеронского полуострова, значения теплового потока практически в два раза выше фонового.

Следует особо отметить, что тепловых аномалий не отмечается на участках, примыкающих к зонам нефтегазоаккумуляции и где промышленные скопления углеводородов отсутствуют.

В некоторых регионах наблюдается зависимость между пространственным распространением флюидов различного фазового состояния и температурными условиями недр. Так, например, в Днепровско-Донецкой области зоны преимущественного газонакопления характеризуются более высокими температурами по сравнению с зонами, где в основном распространены нефтегазовые месторождения.

По данным Ф.А. Макаренко и С.И. Сергеевко (1974) приуроченность положительных тепловых аномалий к зонам нефтегазоаккумуляции объясняется выносом тепла из погруженных депрессионных участков при формировании залежей нефти и газа, а также процессами окисления нефти.

Выявление в скважинах участков с аномально высокими или аномально низкими температурами во многом облегчает работу нефтяников, так как они позволяют по наличию температурной аномалии на термометре определить интервалы поступления газа из пласта в скважину. Кроме этого, с помощью термометров можно уточнить высоту подъема цемента в колонной, которая фиксируется наличием положительной аномалии.

По термограммам можно оперативно коррелировать разрезы скважин, так как породы с различными литологическими характеристиками обладают разными параметрами теплосъемности и теплопроводности.

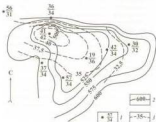


Рис. 8.43. Взаимное локальное строение в осадочной толще на распределение неактивных Такон-Жульганского подщития (по Ф.А. Макаренко, В.Б. Смирнову, С.Н. Сергееву, 1970 г.): 1 — скелетный (в числительном — номер скелетной, в знаменателе — температура на глубине 500 м, °C); 2 — ионы (по кровле майского свиты (и); 3 — гонимые (на глубине 300 м).

Глава 9

ФОРМАЦИИ И ФАЦИИ, БЛАГОПРИЯТНЫЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Мы уже знаем, что процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления могут происходить только при наличии целого комплекса факторов. Прежде всего, это совокупность условий, необходимых для накопления органического вещества, обеспеченности его сохранности в осадках и дальнейшего преобразования на различных стадиях катагенеза, что в конечном итоге приводит к генерации нефти и газа. С другой стороны, необходимо, чтобы были обеспечены условия для образования природных резервуаров, без которых невозможна аккумуляция углеводородов и формирование их скоплений.

Именно поэтому в нефтяной геологии широко используются **фациальные** и **формационные** исследования, которые в совокупности с анализом циклических строения осадочных толщ позволяют воссоздать физико-географические условия образования и накопления осадков, особенности распространения осадочных пород во времени (геологическом) и пространстве и на этой основе определять условия, благоприятные для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Что же такое фация и формация и как используются фациальный и формационный анализы в нефтяной геологии?

9.1. ФАЦИИ И ПРИМЕНЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Понятие «фация» впервые появилось в трудах датского ученого Н. Стено в 1669 г., когда он установил, что осадочные толщи являются древними осадочными отложениями, но только в 1839 г. швейцарский геолог А. Пресли предложил применить термин «фация» для обозначения изменений одновозрастных отложений в горизонтальном направлении и вертикальной последовательности.

С тех пор между учеными велись непримиримые дискуссии о том, что такое «фация» и какое место она занимает в иерархическом ряду: порода → пласт → литолого-стратиграфический комплекс.

На второй вопрос более чем через сто лет ответил русский ученый, академик А.С. Берг в 1943 г., который предложил считать фацию «наименьшей неделимой единицей ландшафта, в пределах которой происхо-

дило осадконакопление. Этот ответ удовлетворил большинство исследователей.

На вопрос, что такое «фация», однозначного ответа нет до сих пор. Поэтому в настоящее время имеется более ста формулировок термина «фация». В основном их объединяет то, что в большинстве случаев под понятием «фация» исследователи понимают единство генетического типа пород и обстановки их образования.

С трудностями, связанными с различием этого понятия, сталкивается каждый начинающий геолог-нефтяник. Поэтому для того чтобы разобраться в этом достаточно сложном вопросе, давайте рассмотрим основные принципиальные различия в употреблении этого термина. Среди них мы в значительной степени условно выделяем пять основных групп (табл. 9.1).

Таким образом, обобщая формулировки, можно сделать вывод, что вещественным выражением фаций являются литогенетические типы пород, отражающие присущие им первичные генетические признаки, зависящие от палеогеографических условий их образования. Под палеогеографическими условиями подразумевают физико-географические условия и особенности среды образования осадков. Например, субаваншная или субаваншная среда, геоморфологическая обстановка осадконакопления, особенности бассейна седиментации, например прибрежная часть моря или глубоководная. Лагуна это или озеро и т.д. Удаленность от береговой линии и динамика водной среды, наличие и масштабы жизнедеятельности

Таблица 9.1
Основные формулировки термина «фация»

Исследователи	Основной объект изучения для определения понятия «фация»	Формулировка термина «фация», автор
Г.В. Кременников, Д.В. Наумов, А.В. Рудик, В.Е. Ханн и др.	Осадок, порода	«Комплекс отложений, отличающийся составом и физико-географическими условиями образования от осадков отложений того же стратиграфического уровня», Г.В. Кременников
Н.А. Выдаев, Ю.А. Железняков, А.В. Пустовалов, Г.И. Ткаченко, А.Е. Ферман и др.	Численные особенности пород или совокупность генетических признаков и отдельных условий среды	«Совокупность первичных генетических признаков осадка и физико-географических условий их образования», Н.А. Выдаев
Н.В. Восточнов, Н.М. Стреляв и др.	Совокупность физико-географических условий образования осадка, выраженных в литогенетических типах пород, тесно связанных между собой	«Среда отложения пород со всеми ее особенностями (рельефом, климатом, режимом, органическим миром)», Н.М. Стреляв
В.К. Прозинков, В.Г. Кутузов	Физико-географические условия в сложившихся районах, обуславливающие различия в характере осадков и пород, или их полное отсутствие	«Физико-географические условия определенного времени, отличающиеся от условий того же времени в соседних смежных районах, которые находят свое выражение в характере осадков и пород, или первичном отсутствии отложений», В.К. Прозинков, В.Г. Кутузов
Н.В. Лозинченко	Обстановка осадконакопления	«Фация – это обстановка осадконакопления, современная или древняя, существующая в осадке или породе», Н.В. Лозинченко

и обстановку захоронения органических остатков и т.д. Таким образом, фация – это отложение, характеризующиеся определенным вещественным составом (литологическим, палеонтологическим), формой тела и стратиграфическим возрастом. Комплекс отложений, относимых к одной фации, характеризуется общностью физико-географических условий их образования. Физико-географическая обстановка, в которой образовались отложения каждой конкретной фации, отличается от соседних обстановок. Поэтому фации выделяются и рассматриваются обязательно в сравнении с другими фациями, что позволяет восстанавливать условия образования отложений определенного стратиграфического интервала разреза.

Каждая выделяемая фация должна иметь определенную специфику, отличающую ее от окружающих отложений (температура, глубина, динамика среды и ее свойства, например окислительные или восстановительные условия, соленость и т.д.). Такой подход позволяет достаточно надежно выявить фации, которые могли продуцировать нефть и газ, выявить их положение в разрезе осадочного чехла, масштабы распространения по площади и т.д.

Иными словами, фациальный анализ в комплексе с изучением истории геологического развития территории дает основу для научно-обоснованного прогноза перспектив нефтегазовости территорий, в том числе позволяет рассчитать объемы генерации углеводородов различного фазового состояния и дать количественную оценку прогнозных ресурсов углеводородов. Но этого еще не достаточно.

Литолого-фациальные исследования способствуют выявлению зон развития пород-коллекторов и пород-флюидоупоров и определения их качества, что весьма важно для оценки масштабов аккумуляции углеводородов и их сохранности в пределах конкретной территории, так как эмпирико-фациальные свойства коллекторов во многом определяются литолого-фациальными условиями осадконакопления.

9.2. ФОРМАЦИИ И ПРИМЕНЕНИЕ ФОРМАЦИОННОГО АНАЛИЗА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Впервые термин «**формация**» был предложен немецким ученым геологом и минералогом А.Г. Вернером в 1781 г. Однако единого понимания, что такое «формация» до сих пор не существует.

К счастью, сейчас ситуация несколько упростилась и в трактовке понятия «формация» наметилась только два основных направления. Одно из них известно в литературе под названием **генетического**.

По мнению В.В. Белоусова, в формации следует относить комплекс фаций, соответствующих определенной стадии геотектонического цикла той или иной тектонической зоны.

По В.Е. Ханну, понятие «формация» отвечает определенным стадиям, этапам развития основных типов крупных элементов земной коры.

Былкин по смыслу подход к изучению формаций разработал Н.С. Шатский. Его он назвал – **парагенетическим**. В соответствии с этим подходом формациями являются «естественные комплексы (сообщества, ас-

социации) горных пород, отдельные члены которых парагенетически связаны друг с другом, как в латеральных направлениях, так и в вертикальной последовательности».

Н.П. Херасков подразделяет все осадочные формации на три больших класса – **платформенные, геосинклинальные и орогенные**. При таком подходе в основе обособления каждой отдельной формации лежит ее относительная литологическая однородность пород, что позволяет легко отделить одну формацию от другой. По Н.П. Хераскову формации могут быть **монофациальными и полифациальными**.

Наиболее четкую и краткую формулировку, что такое формация, дал известный ученый Н.В. Логвиненко, который написал, что **формация – это: «Парагенетические сообщества фаций (пород), более или менее устойчивые во времени и пространстве»**.

С этих позиций осадочные формации являются комплексами разнообразных или одновитных фаций, сформировавшихся в постоянных или слабоизменяющихся тектонических и климатических условиях. Существенное изменение тектонического режима или (и) климата обуславливает смену формаций в пространстве. Так, песчано-глинистые угленосные формации состоят из комплексов фаций, включающих прибрежно-морские, дельтовые, аллювиальные, озерные, болотные отложения, образовавшиеся в условиях различной степени выраженности гумидного климата и существенной дифференциации тектонических движений. Формация типа доминиканских (темные глинистые сланцы и известняки) характеризуется большим количеством фациального состава, свидетельствующим о чрезвычайно слабых изменениях тектонических и климатических условий в период их образования.

Как отмечал А.Б. Рухин, главными факторами, определяющими характер формации, являются тектонический режим (включая все стороны его проявления) и климат, а среди других – вулканогенный и биогенный. Тектонический режим предопределяет положение и характер областей разрыва и осадконакопления, интенсивность вулканических процессов, цикличность строения осадочных толщ и т.п. Смена типов формаций в вертикальном разрезе является следствием значительных изменений тектонического режима или (и) климата в соответствующий период геологической истории.

Границы между геологическими формациями обычно определяются по изменению литологического состава горных пород, изменению палеогеографических и палеотектонических условий их образования.

При парагенетическом подходе название осадочной формации, дают по преобладающему типу пород, формирующему ее тело. Затем указывают физико-географические условия образования и отмечают специфические особенности, отражающие геотектоническую обстановку осадконакопления, структурные или текстурные признаки, цвет и т.п.

Например, песчано-глинистая угленосная формация парагенетического типа. Песчано-глинистая мелководно-шelfовая глуконитовая формация. Терригенная красноцветная континентальная формация. Доломитонистая формация открытого шelfа и т.п.

Осадочные формации, содержащие угленосные пласты называют угленосными. Если осадочные формации содержат углеводороды, то ее называют по преобладающему типу скопления углеводородов, например, преимущественно нефтеносная или газосная формация, битуминозная.

А.А. Бакиров на основе изучения особенностей формирования и закономерностей размещения различных нефтегазоносных формаций мира предложил формулировку, объединяющую как тектонический, так и палеогеографический факторы. Он считает, что к нефтегазоносным формациям следует относить естественно-историческую систему ассоциаций горных пород, генетически связанный между собой во времени (геологическом) и пространстве палеотектоническими, палеогеографическими и палеогеохимическими условиями образования, благоприятными для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Среди формаций различают первично (сингенетично) и вторично (эпигенетично) нефтегазоносные.

В первично (сингенетично) нефтегазоносные формации входят отложения, накопившиеся в условиях, благоприятных для нефтегазообразования. В отложениях морского мелководья это — умеренно глубоководные и относительно глубоководные глинистые и карбонатные образования, накопившиеся при господстве ярко выраженных восстановительных условий на глубинах от 100 до 3000 м. Из образований переходного типа (от морских к континентальным) благоприятными считаются отложения лагуны, лиманов, дельт, из континентальных — озерные и болотные осадки.

Сингенетично нефтегазоносные формации при определенных условиях могут также содержать углеводороды, дополнительно поступающие из подстилающих формаций.

Вторично (эпигенетично) нефтегазоносные формации могут содержать сингенетичные углеводороды лишь в незначительных количествах. Основная их масса поступает в результате миграции из подстилающих отложений.

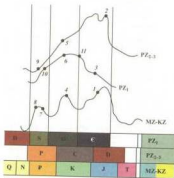


Рис. 9.1. Положение ископаемых нефтяных пластов в крупнейших циклах фанерозоя (по В.А. Паламееву, Г.Б. Арсентьеву, Г.П. Есееву): 1 — пермские сланцы (верхняя перм); 2 — девонские сланцы (верхняя девон); 3 — карбоновые сланцы (средняя карбоновая); 4 — силурийские сланцы (верхняя карбоновая); 5 — ордовикские сланцы (верхняя карбоновая); 6 — девонские сланцы (средняя карбоновая); 7 — пермские сланцы (нижняя перм); 8 — пермские сланцы (нижняя перм); 9 — пермские сланцы (нижняя перм); 10 — пермские сланцы (нижняя перм); 11 — девонские сланцы (нижняя девон).

Существует связь процессов нефтегазообразования с цикличностью строения осадочных толщ. Отмечено, что повторяемость эпох интенсивного накопления органического вещества преимущественно сапропелевого типа приводит к образованию преимущественно нефтематеринских отложений, при преобладании гумусового органического вещества — преимущественно газоматеринских свит.

Все типичные нефтематеринские свиты, в том числе доманьковские, кузнецкие и кукурские сланцы образовались в трансгрессивные фазы циклов второго порядка и приурочены к максимумам трансгрессий (рис. 9.1).

Литолого-фацialsные, в том числе и формационные исследования должны всегда учитывать цикличность геологических процессов, которые в свою очередь базируются на изучении истории геологического развития той или иной территории.

Цикличность геологических процессов влияет и на формирование регионально нефтегазоносных комплексов.

Глава 10

РЕГИОНАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Еще со времен И.М. Губкина стало известно, что процессы нефтегазообразования и формирования скоплений нефти и газа не являются уникальными геологическими явлениями, связанными с каким-либо одним из геологических периодов развития нашей планеты и проявлялись в пределах различных территорий мира (табл. 10.3).

Из таблицы следует, что скопления нефти и газа открыты практически во всех геологических системах, начиная с докембрийских и заканчивая отложениями современного возраста. Во многих случаях в распределении скоплений углеводородов в разрезе литосферы наблюдается многоступенчатость, обусловленная периодичностью процесса образования углеводородов в ходе истории геологического развития той или иной территории.

Установлено, что в пределах любой нефтегазоносной провинции в региональном плане основные скопления нефти и газа приурочены к строго определенным автоклето-стратиграфическим комплексам, которые, как правило, включают нефтегазопродуцирующие свиты и природные резервуары.

Эта закономерность была изучена А.А. Бажровым (1939), который предлагал подобные литолого-стратиграфические комплексы называть **регионально нефтегазовыми**, а также классифицировать их по масштабам распространения, подразделяя на **региональные** и **субрегиональные** и по соотношению с нефтегазодурирующими отложениями. По этому принципу выделяются **сингенетические регионально нефтегазовые комплексы**, в разрезе которых нефтегазодурирующие отложения реализовали свой нефтегазоматерийский потенциал, **эпигенетические**, в которых содержится нефть и газ, образовавшиеся в других осадочных формациях, а также **синаккумуляционные (эписингенетические)** нефтегазовые комплексы, в которых содержится нефть и газ как сингенетические, так и эпигенетические этому нефтегазовому комплексу.

Таким образом, ретинально-нефтегазовое комплекс — это своеобразная природная система, состоящая из трех основных компонентов, включающих: нефтегазоматеринскую толщу, обеспечивающую при благоприятных геологических, геохимических, гидрогеологических и тектонических условиях генерацию нефти и газа; нефтегазосодержащую толщу, представленную породами-коллекторами, обладающими способностью аккумулировать углеводороды и впоследствии отдавать их в процессе разработки месторождения; а также толщу слабопроницаемых пород-покрышек, перекрывающую коллекторы и обеспечивающую сохранность месторождений.

Table 10.1

Геологический возраст	Географическое распространение нефтяных месторождений по некоторым странам мира
Кристаллический Палеозой	Иран, Катар, Туркменистан, Узбекистан и др.
Мезозой	Азербайджан, Венесуэла, Турция, Египет, Ирак, Иран, Малайзия, Россия, Румыния, США, Филиппины, Чехия, Япония и др.
Оligocene	Алжир, Бахрейн, Венесуэла, Египет, Ирак, Иран, Катар, Мексика, Марокко, Перу, Россия, Туркменистан, Украина, США, Эквадор, Венгрия и др.
Эоцен	Австралия, Австрия, Азербайджан, Бахрейн, Венесуэла, Иран, Ирак, Израиль, Италия, Катар, Колумбия, Ливия, Мексика, Перу, Россия, США, Туркменистан, Узбекистан, Украина, Франция, Югославия, Япония и др.
Палеоген	Австралия, Венесуэла, Германия, Индия, Ирак, Иран, Италия, Колумбия, Куба, Мексика, Нигерия, Новая Зеландия, Пакистан, Польша, Перу, Россия, США, Тунис, Туркменистан, Узбекистан, Франция, Чили, Эквадор, Югославия и др.
Мел	Бразилия, Венесуэла, Колумбия, Ливия, Россия, Туркменистан, Узбекистан, Украина, Венесуэла, Эквадор и др.
Мел	Австралия, Азербайджан, Афганистан, Бахрейн, Болгария, Бразилия, Венесуэла, Германия, Египет, Италия, Казахстан, Канада, Катар, Китай, Колумбия, Кувейт, Перу, Польша, Россия, Румыния, Саудовская Аравия, Сирия, США, Туркменистан, Турция, Узбекистан, Франция, Эквадор и др.
Юра	Австралия, Азербайджан, Аргентина, Афганистан, Бахрейн, Бразилия, Германия, Казахстан, Канада, Катар, Куба, Кувейт, Марокко, Оман, Россия, Саудовская Аравия, США, Туркменистан, Узбекистан, Франция, Чили и др.
Триас	Австрия, Азербайджан, Аргентина, Бразилия, Бразилия, Германия, Китай, Россия, Испания, Казахстан, Ливия, США, Франция и др.
Пермь	Австралия, Аргентина, Бразилия, Германия, Катар, Россия, США и др.
Карбон	Алжир, Англия, Болгария, Египет, Россия, США и др.
Девон	Алжир, Бразилия, Египет, Канада, Россия, США и др.
Силур	Алжир, Канада, Россия, США и др.
Ордовик	Алжир, Канада, Россия, США и др.
Кембрий	Алжир, Канада, Россия, США и др.
Древний	Венесуэла, Канада, Россия, Украина, и др.

Резервуарные нефтегазовые комплексы, содержащие природные резервуары различных типов, могут неодинаково соотноситься с осадочными палеоматемиком.

В одних случаях они могут полностью совпадать с формациями, и тогда формация будет являться, по сути, регионально нефтегазоносным комплексом.

В других случаях регионально нефтегазоносный комплекс может являться частью одной формации или включать в себя даже несколько осадочных формаций.

Поэтому выделение регионально-нефтегазовых комплексов является весьма важным этапом в изучении вопросов формирования и закономерностей размещения скоплений углеводородов и решении проблем оценки перспектив нефтегазовости территорий.

Для того чтобы лучше разобраться в этом вопросе давайте рассмотрим примеры распространения регионально нефтегазовых комплексов в пределах различных нефтегазовых территорий. Так, например, в Волго-Уральской нефтегазовой провинции регионально нефтегазовые комплексы приурочены к терригенным отложениям юниформного и франского яруса и карбонатным породам фанского яруса доломита, терригенным

образованиям визейского яруса и верейского горизонта нижнемосковского яруса, карбонатным толщам турнейского, намурского и башкирского ярусов.

На территории Предкавказской и Туранской нефтегазоносных провинций (Скифская плита Предкавказья и Туранская плита Средней Азии) регионально нефтегазоносные комплексы приурочены к терригенным отложениям средней юры, карбонатным породам меловая-оксфорда, терригенным толщам неокома, апта и альба.

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции регионально нефтегазоносные комплексы открыты в терригенных отложениях средней и верхней юры, а также нижнего и верхнего мела.

В Азербайджане и Западной Туркмении регионально нефтегазоносными являются соответственно палеоценовая продуктивная и красочетная толщ, которые между собой являются стратиграфическими аналогами.

На Северном Кавказе регионально нефтегазоносные комплексы приурочены к песчаным породам миоцена-олигоцена (караик, чокрак, майкоп, хадум), а также к карбонатной толще верхнего мела.

В богатейших нефтью странах Ближнего и Среднего Востока регионально нефтегазоносны карбонатные отложения оксфорда-кемериджа (свиты Джубейла, Хадра и Араб), терригенные толщ неокома-апта и альба-сенома (свиты Зубейр, Бурган, Вара и др.), расположенные в краевой части погружения Аравийской платформы. Карбонатные отложения миоцена-олигоцена (свиты Асмар) в Месопотамской впадине.

На Северо-Американской платформе регионально нефтегазоносны карбонатные отложения ордовика (свиты Элленбергер, Трентон), силура (свиты Ниагара и Хантон), девона (свиты Триверс и Корнфюрс), терригенные и карбонатные толщ карбона (свиты Честер, Чероки), нижней перми (свиты Сан-Андреас, Клиффорд, Гуадалупе) и песчаные толщ мела (свиты Вудбайн, Игл-Форд).

В Примексиканской впадине это — песчаные породы палеогена-неогена (свиты Фрио, Кокфилд, Нигура, Унакокс).

Во впадине Альберта регионально нефтегазоносными являются карбонатные толщ верхнего девона, а также песчаные отложения мела (свиты Кардум и Викинг).

В некоторых регионах регионально нефтегазоносные комплексы встречаются и в континентальных отложениях. Например, в Китае регионально нефтегазоносными являются континентальные отложения мезозойского и палеоген-неогенового возраста. В Скалистых горах США это палеогеновые континентальные отложения, а на острове Кенал (США, Аляска) — эоценовые. В районе Оффисина в Венесуэле континентальными регионально нефтегазоносными являются неогеновые отложения. В районах Салта и Кампо-Дурая (Аргентина) — пормские (свиты Тариха).

В районе Веласкес (Колумбия) континентальными регионально нефтегазоносные отложения имеют палеогеновый возраст, а штате Баия, Бразилия, свиты Сержи — отложения мелового возраста. В Западной Европе — угленосные отложения карбона, и породы красного лесса (нижняя перма).

Таким образом, регионально нефтегазоносные комплексы в литолого-фашиальном отношении весьма разнообразны: они могут быть как терригенными, так и карбонатными породами и представлять собой образования морского, прибрежного и континентального происхождения.

В то же время для всех региональных и субрегиональных нефтегазоносных комплексов, независимо от их литологии и палеогеографических условий накопления, характерна одна из основных их диагностических особенностей. Их объединяет то, что все они сформировались в субаквальной среде в анаэробной (восстановительной или слабовосстановительной) геохимической обстановке, на фоне устойчивого погружения.

В нескольких иных условиях могут образоваться регионально газосные отложения. Как показывает сравнительный анализ имеющихся геологических материалов, регионально газосные толщ могут быть сформированы не только в субаквальной анаэробной среде, но и в континентальных условиях при накоплении угленосных отложений.

Примером этого является уникальное месторождение Слахтерен (Нидерланды) с извлекаемыми запасами газа 1,8 трлн м³, а также некоторые другие месторождения, обнаруженные в акватории Северного моря (шельфовая зона Нидерландов и ФРГ).

Как показывают многочисленные исследования, формирование этих месторождений произошло благодаря миграции газа из нижележащих угленосных отложений вестфальского яруса карбона, которые в этом регионе являются газопродуцирующими.

Установлено, что большинство регионально нефтегазоносных комплексов сингенетичны по отношению к вмещающим их крупным стратиграфическим подразделениям, что подтверждается сходством углеводородного состава нефтей и битуменов, рассеянных во вмещающих их отложениях.

Изучение закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре показывает, что в регионально нефтегазоносных комплексах скопления углеводородов образуются не повсеместно. Этот процесс для каждого нефтегазоносного комплекса контролируется своими палеогеографическими, литолого-фашиальными и палеотектоническими условиями недр. При этом ведущую роль играет режим и направления региональных тектонических движений в течение каждого отрезка геологической истории, а именно, относительно устойчивое прогибание с амплитудой, достаточной для возникновения термобарических условий, необходимых для протекания процессов нефтегазобразования.

Таким образом, в пределах каждой нефтегазоносной провинции образование регионально нефтегазоносных комплексов (в большинстве случаев сингенетических) связано с фазами нисходящих тектонических движений, при наличии благоприятных литолого-фашиальных, в том числе геохимических условий.

В фазы активизации и дифференциации колебательных движений крупных геоструктурных элементов устанавливается региональная (как интратеррикулярная, так и вертикальная) миграция флюидов и формирование зоны регионального нефтегазонакопления различных генетических типов.

Местами в эти отрезки времени происходило перераспределение ранее образовавшихся скоплений нефти и газа. И, наконец, в фазы развития промиссивного возмущения, когда рассматриваемая область попадает в зону активного водообмена, процессов аэрации и химической денудации, ранее образовавшиеся скопления подвергались разрушению.

Поэтому, как установлено А.А. Бажировым (1959–1968), В.Н. Ермолки-

ям (1966–1993) ареалы^{*} нефтегазонасности для отложений различных геологических эпох и периодов могут территориально как совпадать, так и смещаться относительно друг друга.

Пространственное совпадение ареалов нефтегазонасности в отложениях различных нефтегазонасных комплексов обычно наблюдается в тех случаях, когда общая направленность и режим тектонических движений крупных геотектонических элементов, к которым приурочены исследуемые нефтегазонасные комплексы, в течение рассматриваемых периодов были близки, как например, палеозой Волго-Уральской провинции и мезозой эпигеринской платформы. И, наоборот, при разной направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в течение отдельных геологических периодов отмечается несовпадение ареалов нефтегазонасности в отложениях нефтегазонасных комплексов осадочного чехла, что наблюдается, например, при сопоставлении ареалов концентрации основных ресурсов нефти и газа в юрских и меловых нефтегазонасных комплексах в восточных областях Аравийской платформы.

В ходе геологического развития многих нефтегазонасных провинций с наступлением новых этапов тектогенеза их структурные планы нередко претерпевали существенные изменения. Это приводило к палеогеографическим перестройкам, в том числе и к изменению очертаний, а иногда и пространственного расположения бассейнов седиментации и областей сноса. В соответствии с этими процессами перемещались в пространстве и во времени области нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Таким образом, характер пространственного размещения нефтегазонасности в конечном итоге определялся режимом и направленностью региональных тектонических движений в течение каждого периода истории геологического развития территорий.

Число эпох регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах отдельных нефтегазонасных провинций не одинаково и тесно связано с режимом и направленностью разнообразно-колебательных движений крупных структурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени. Периодичность и региональный характер процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления в каждой нефтегазонасной провинции обуславливают наличие в разрезе осадочных образований нескольких самостоятельных регионально нефтегазонасных комплексов, разделенных толщами нефтегазонапроницаемых пород-покрышек. Продуктивность (нефтегазонасность) регионально нефтегазонасных комплексов отдельных стратиграфических подразделений зависит от амплитуды прогибания бассейна седиментации в течение соответствующего отрезка геологического времени.

Региональная нефтегазонасность литолого-стратиграфических комплексов, как правило, связана с территориями, испытавшими в течение соответствующего отрезка геологического времени нисходящие движения с более или менее значительной амплитудой.

Подытоживая сказанное, можно сформулировать, что ареалы нефтегазонасности отложений отдельных стратиграфических подразделений, как правило, приурочены к территориям, в которых:

– осадки накапливались в субкальвиной среде с анаэробной геохимической обстановкой в фазы развития движений прогибания, при этом амплитуда прогибания в периоды накопления осадков рассматриваемого комплекса или в последующие эпохи были достаточно большими для возникновения условий, необходимых для образования и последующей миграции нефтяных углеводородов из нефтематеринских отложений в коллекторы;

– в фазы развития восходящих движений, последовавших за стадией прогибания, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации.

Установленные связи пространственного размещения регионально нефтегазонасных комплексов с определенными палеогеографическими и палеотектоническими условиями характерны для всех нефтегазонасных провинций нашей планеты. Поэтому при прогнозировании нефтегазонасности недр и для обеспечения на этой основе высокой эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо комплексное изучение факторов, определяющих закономерности размещения регионально нефтегазонасных комплексов, в их взаимосвязи и взаимообусловленности.

^{*}Ареал (от латинского *area*) – площадь распространения.

Глава 11

МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ, ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ИХ СКОПЛЕНИЙ

11.1. МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

О том, что нефть обладает способностью передвигаться (мигрировать) в горных породах было известно еще на заре становления нефтяной промышленности.

Помните, во введении к этой книге мы с вами говорили о том, что нефтепроницаемостью начинали поиски нефти аблази ее естественных выходов на дневную поверхность. Они совершенно справедливо считали, что нефть проникла сюда из глубины.

Однако, как попала сюда нефть? Ответ на этот вопрос частично рассмотрен нами в предыдущих разделах этой книги, когда мы подробно говорили о процессах образования нефти и газа и упоминали об ее эмиграции из нефтегазопродуцирующих отложений в коллектор. Напомним.

Процесс перемещения углеводородов из нефтематеринских отложений называется **первичной миграцией**. Забегая вперед, скажем, что процесс перемещения углеводородов в природных резервуарах называется **вторичной миграцией**, а процесс формирования скоплений углеводородов — **аккумуляцией нефти и газа**. Однако вам необходимо запомнить, что в отечественной научной литературе, в том числе и в производственных отчетах, иногда встречается термин «**третичная миграция**», подразумевающий движение нефти и газа при переформировании их скоплений. В зарубежной литературе, реже, в отечественной, этот процесс иногда обозначается термином «**ремиграция**». Тем не менее, эти термины отражают частный случай вторичной миграции, и поэтому в нашем рассказе мы будем использовать общепринятый термин.

Для того чтобы наглядно представить себе процессы первичной и вторичной миграции нефти и газа, а так же их аккумуляция, давайте посмотрим на рис. 11.1.

Итак, каковы же возможные механизмы первичной миграции нефти и газа?

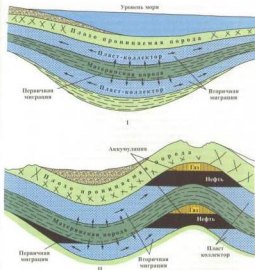


Рис. 11.1. Схема первичной и вторичной миграции на равнине (I) и более пологих (II) стадиях нефтегазовых процессов (по К. Тисту с изменениями)

11.1.1. ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Впервые идея о том, что нефть может мигрировать из нефтематеринских отложений при их уплотнении в **подорастворенном состоянии**, высказал американский исследователь Г. Адамс еще в 1903 г. В 1909 г. М. Мэни значительно расширил представления о первичной миграции нефти, полагая, что она может попасть в коллектор **вместе с водой**.

С тех пор прошло более ста лет, но до сих пор многие вопросы механизмов первичной миграции остаются недостаточно изученными. И это понятно. Как признают большинство исследователей, в природе **одновременно**

ненно могут действовать несколько механизмов первичной миграции нефти. Причем переделение различных по своему строению углеводородов и в различном состоянии может происходить с разными скоростями и зависеть не только от строения углеводородов, но и минерального состава вмещающих их пород. Кроме этого и сама миграция, как это стало известно значительно позднее, может происходить в различной форме, а в ряде случаев и без присутствия воды. Тем не менее, главной причиной перехода микро нефти из материнской породы в коллектор является уплотнение осадочных отложений. В какой же форме происходит первичная миграция?

По мере углубления знаний о миграционных процессах, постепенно сформировались основные направления исследований первичной миграции микро нефти: в газорастворенном, водорастворенном и в свободном состоянии, за счет диффузии, а также в виде эмульсий и колоидов. В настоящее время вопросов о возможности первичной миграции микро нефти в газорастворенном состоянии не возникает. Прежде всего, это подтверждается массовыми открытиями в 60-х годах прошлого века газоконденсатных месторождений, в которых жидкие углеводороды растворены в скатых газах. Поэтому физико-химическая сторона этого процесса была хорошо проработана и подтверждена многочисленными экспериментальными данными, которые позволяют количественно оценить процессы растворимости нефти в скатых газах.

Впервые возможность растворения нефти в скатых газах экспериментально была подтверждена С.Л. Засов, Т.П. Жузе и др. Опыты показали, что в системе нефть – углеводородный газ уже при температуре 40 °С, в зависимости от состава, нефть интенсивно растворяется в газе при изменении давления от 16 до 44 МПа. При замене углеводородного газа на метан процесс растворения нефти начинался при давлении от 50 МПа.

С.Н. Белешка максимально приближала эксперименты к природным условиям. Для этого она детально изучала растворимость битуменов, содержащихся в различных породах, в скатых газах. При этом были соблюдены термобарические условия и характер среды, характерные для реальных природных объектов. Например, выбор термобарических условий определялся строгими пределами проявления ретроградных процессов ($T_{\text{гр}}$ для $\text{CO}_2 = 31,1^\circ\text{C}$ и $p_{\text{огр}} = 7,4$ МПа), а также реальными пластвыми параметрами, соответствующими стадиям катагенеза, при которых происходят процессы реализации нефтегенерирующего потенциала органического вещества. Опыты проводились при давлениях 10–46 МПа и температуре 40–125 °С, что соответствовало интервалу глубин 0,8–4,5 км. Для проведения экспериментов использовались только недонарушенные, недобитая порода из конкретных нефтематеринских отложений с сохранившейся поровой структурой и естественным распределением органического вещества и битуменов и, соответственно, характерные именно этим конкретным образцам породы поверхностно-адсорбционные свойства. Для моделирования первичной миграции микро нефти применялись только естественные природные растворители – пластинные воды, скатый углеводородный газ и азот. Исследования С.Н. Белешки выяснили, что в скатых газах может раствориться от 4 до 66 % хлороформенного битумида, первоначально содержащегося в породе.

Расчеты, проведенные И.В. Висоцким, свидетельствуют, что на глубинах более 3 км, где нефтематеринские отложения в результате уплотнения

почти полностью потеряли свободную воду, и, соответственно способны растворить только незначительное количество газа, практически все образующиеся жидкие углеводороды могут перейти в газовую фазу.

Коллективная оценка этого процесса, проведенная А.А. Трофимук, В.С. Вышнарским и А.Э. Ковторочем, показала, что для протекания ретроградных процессов необходимы достаточно большие объемы газа, которые может обеспечить органическое вещество при концентрации его в породе 1,5–2,0 % и более. Такое содержание органического вещества намного выше кларкового и, поэтому, по мнению авторов, первичная миграция в газовой фазе не является единственным универсальным процессом.

К аналогичному выводу пришли и А.А. Пальмер. Она рассчитала, что во всем газе, образовавшемся из органического вещества, при его содержании в породе порядка 1,5–2,0 %, может раствориться не более 10 % микро нефти.

Таким образом, обобщая результаты исследований, выполненных разными авторами, мы с вами можем сделать однозначный вывод, что первичная миграция нефти в газорастворенном состоянии вполне реальна, однако только около 10 % от всего объема образующейся микро нефти могут мигрировать в пласт-коллектор в газорастворенном состоянии.

Возникнет вполне логичный вопрос, в каком состоянии осуществляется первичная миграция остальных 90 % микро нефти, оставшейся в нефтематеринской породе?

Поэтому давайте теперь рассмотрим возможность первичной миграции нефти в водорастворенном состоянии.

Вслед за М. Маном, американский исследователь Р. Дикин сделал вывод о том, что первичная миграция нефти может осуществляться в результате отжатия воды, которая перемещает определенное количество растворенной в ней микро нефти при уплотнении глинистых пород.

Однако практически сразу после возникновения этой гипотезы, возможность первичной миграции нефти в водорастворенном состоянии подверглась столь серьезной и аргументированной критике, что она на долгие годы была предана забвению...

И это вполне объяснимо: в результате уплотнения к моменту начала интенсивной генерации нефти и газа нефтегазоматеринские отложения теряют около 80 % свободной воды. Тогда о каких же объемах первичной миграции нефти в водорастворенном состоянии может идти речь?

И только в 60–80 годы прошлого века с развитием новых аналитических методов появились исследования, которые не только возродили эту гипотезу, но и она стала практически общепризнанным фактом. Так что же произошло в тот период? Об этом надо поговорить подробно.

Известно, что практически все горные породы насыщены водой. Вода в породах может быть свободной, то есть занимать поры и трещины, находиться в сорбированном состоянии на поверхности минеральных частиц, а также входить в состав глинистых минералов. Это так называемая связанная (сорбированная) вода.

Свободная вода неким образом не соприкасается с поверхностью минеральных частиц, защищенных от этого соприкосновения слоем связанной воды. Поэтому движение свободной воды подчиняется законам фильтрации. И действительно, около 80 % свободной воды покидает породу уже на стадиях диagenеза и начальных стадиях катагенеза в результате естественного уплотнения пород. Оставшаяся часть свободной воды удаляется

из породы на начальных стадиях прокатагенеза и соседние менее сжатые пласты-коллекторы, имеющие практически гидростатическое давление.

С ростом давления вышезалегающих пород, то есть с глубиной погружения, разницы в давлениях между песчаными и глинистыми породами будет значительно уменьшаться друг от друга, причем глинистые породы будут испытывать пластические деформации, что приведет к возникновению в них более высоких давлений, чем в пласте-коллекторе. Однако жесткость с увеличением давлений практически не сжимается. Поэтому для уплотнения породы необходимо не только приложение на нее нагрузки, но и удаление поровой воды. А для **равновесного уплотнения** необходим хороший дренаж, так как прилагаемая нагрузка в виде давления вышезалегающих пластов частично или полностью будет передаваться свободной воде. В результате возникнет **неравновесное уплотнение**, которое приводит к тому, что давление флюидов будет больше гидростатического, а уплотнение и связанная с ней пористость глин будет больше этих параметров, которые следовало бы ожидать на той же глубине при равновесном уплотнении (рис. 11.2).

Из рис. 11.2 следует, что если бы скважина (ее разрез показан на рисунке слева) была пробурена в высокопроницаемых песчаных, залегающих сплошной толщей, то давление на всех глубинах было бы близко к гидростатическому (линия А). В глинистых отложениях относительно низкие давления, близкие к гидростатическим, наблюдаются только вблизи ее контакта с песчаными образованиями. В середине интервала глинистой толщи из-за больших затруднений для отжатия пластовой воды, давления значительно возрастают и даже могут приблизиться к геостатическим. В этой зоне создается как бы гидравлический затвор, поэтому пластовые воды могут отжиматься только от середины глинистой толщи в направлении от максимальных областей давлений к областям с меньшими давлениями, то есть по направлению к коллектору. В то же время по мере погружения глинистой толщи меняется и сама структура глинистых отложений, которая становится более упорядоченной.

В 60-х годах прошлого века были разработаны мощные сканирующие микроскопы, которые позволяли выявить, что породообразующие глинистые минералы состоят из кристаллических частиц длиной 20–30 нм и толщиной порядка 1 нм. Эти частицы объединены в частично перекрывающиеся друг друга пакеты, причем расстояния между группами пакетов составляет порядка 6–16 нм (рис. 11.3).

В этом же направлении, по мере удаления из глин свободной воды, меняется и пористость глин, причем известно, что из часто переслаивающихся песчано-глинистых отложений вода удаляется намного быстрее, чем из мощных глинистых толщ, для которых характерно неравновесное уплотнение и более высокая пористость (рис. 11.4).

Нарушение равновесия при уплотнении глин является типичным, однако, оно характерно не для всех нефтегазоносных территорий. Так, например, кривые американских исследователей Эти и Хатберга отражают уплотнение глин, где для всего разреза характерно нормальное гидростатическое давление. Эти кривые построены на основе фактических данных палеозойских глинистых пород Оклахома и Кингса, показывают относительную стабильность, уплотнения глин, достигнутой за большой промежуток времени, и соответствуют равновесному уплотнению пород.

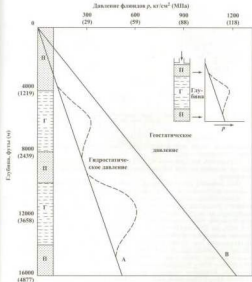


Рис. 11.2. Повышение давления свободной воды с глубиной (по Дж. Ханту). Линия А соответствует среднему градиенту гидростатического давления (10,4 кПа/м), характерному для большинства нефтегазоносных территорий.

Линия В соответствует градиенту геостатического давления (24,4 кПа/м). Пунктирная линия показывает изменение давления свободной воды в песчано-глинистой толще (разрыв слева).

В графике вверху углу рисунка показано изменение давления флюидов в слое песка (II) и глины (I), под действием оказываемого на них сверху давления (стрелка). В центре глинистой толщ показан избыточный давление, которое является гидравлическим барьером для движения флюидов. Поэтому флюиды выжимаются вверх и вниз в песчаные слои.

Крайняя правая линия (кривая Дикинсона) характерна для глин с аномально высоким давлением. Она построена на основе фактических данных для молодых, быстро отложившихся осадков Мексиканского залива.

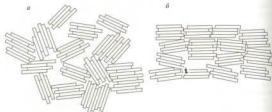


Рис. 11.3. Взаимное расположение пакетов глинистых частиц (по Дж. Ханту): а – низкая упорядоченность ориентировки пакетов; б – высокая упорядоченность ориентировки пакетов

содержащих много монтмориллонита. Здесь наблюдается явное неравновесное уплотнение глин.

На кривой, построенной Б.К. Прохляковым, наблюдается изгиб, который, по мнению автора, свидетельствует о начале дегидратации глинистых минералов.

Вот, наконец, мы и перешли к одним из самых значимых для нас результатов исследований тех лет. В чем же заключалась главная проблема?

Важнейшими породообразующими минералами глинистых отложений являются минералы группы смектита и иллита. В группе смектита одним из важнейших компонентов является монтмориллонит. Монтмориллонит обладает большой площадью активной поверхности ($800 \text{ м}^2/\text{г}$) и содержит до 30 % SiO_2 , до 20 % Al_2O_3 и до 20 % H_2O . Таким образом, в составе монтмориллонита имеется до 20 % связанной воды. Поэтому его иногда называют «разбухающим пакетным» минералом. Иллит обладает совсем иными свойствами. Связанная вода в нем отсутствует, так как ионы калия прочно связывают пакеты между собой. Активная поверхность иллита почти в десять раз меньше, чем у монтмориллонита – всего $90 \text{ м}^2/\text{г}$ и т.д. Но самое главное – под влиянием температуры и давления монтмориллонит преобразуется в иллит! При этом высвобождаются значительные объемы связанной воды.

И тут можно поразиться рационализму и логике процессов, которые происходят в природе. В тот самый момент, когда свободная вода, так необходимая для первичной миграции нефти отсутствует, в большом объеме появляется связанная вода, к тому же обладающая уникальными свойствами! Недаром академик В.И. Вернадский сравнил ее свойства с кислотами, способными растворять алюмосиликаты.

Давайте остановимся на этом вопросе подробнее. Сорбированная вода удерживается на поверхности минеральных зерен с разной степенью прочности. Нижнее прочнее связи существуют в межпакетной связанной воде. Ее толщина составляет несколько десятков микрометров, что приблизительно соответствует 40 молекулярным слоям. Затем, по прочности связей с минеральной поверхностью глинистых частиц, следует физическая

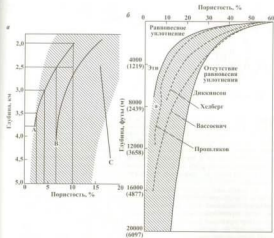


Рис. 11.4. Различия в пористости глин, обусловленные разными возможностями воды удаляться из глин во время их уплотнения:

а – линия А: переформирование песчаных и глинистых пород; линия В: глин на расстоянии 10–30 м от песчаных пород; линия С: глин на расстоянии более 300 м от песчаных слоев (по Теслина и Коробкову). Запорожская область изменения пористости с глубиной в различных нефтегазовых территориях по данным разных авторов; б – из работы Дж.Ханта с изменениями. Кривая по данным ученого Эйн – отражает равновесное уплотнение палеозойских глин Окаломы. Кривая по данным Диккинсона – характеризует уплотнение моласс глинистых осадочных пород Мексиканского залива, которые не достигли равновесия уплотнения. Кривая Б.К. Прохлякова показывает, что дегидратация глинистых материалов изученного на рисунке может происходить на глубине около 2440 м (изгиб в кривой). Кривые Хейберга и Н.Б. Васюкова соответствуют промежуточным стадиям уплотнения.

связанная вода, которая образует несколько мономолекулярных слоев и, наконец, химически связанная вода, толщиной, как правило, в один мономолекулярный слой [рис. 11.3].

Свойства физически и химически связанной воды изменяются по мере приближения к минеральной частице. Наиболее химически агрессивной является химически связанная вода. Такую воду иногда называют структурированной, так как молекулы воды приобретают строгую перпендикулярную ориентировку к минеральной поверхности. Это приводит к тому, что в структуре прочно связанной воды не сохраняются пустоты для внедрения

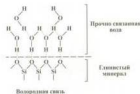


Рис. 11.5. Структура прочно связанной воды на кристаллической решетке минерала

новом молекулу другого вещества или газов и минеральную поверхность глинистых частиц. Плотность и вязкость химически связанной воды – максимальные. Температура замерзания намного ниже, чем свободной воды. Она становится чрезвычайно активной. Резко возрастает ее растворяющая способность по отношению к неполярным веществам. По этим признакам она приближается к свойствам спиртов. При ее десорбции приобретает способность растворить не только жидкие углеводороды, но и кварц, который невозможно растворить в стандартных условиях в свободной пластовой воде.

И здесь, необходимо отметить, что в процессе первичной миграции нефти, определяющую роль играет физически связанная вода, так как химически связанная вода начинает выделяться в свободную фазу в очень жестких термобарических условиях при температурах 200–300 °С. Поэтому транспортирующая роль химически связанной воды незначительна, так как к моменту ее высвобождения термобарический потенциал нефтематеринской породы практически полностью истерпан. Другое дело – физическая связанная вода. Она тоже обладает близкими свойствами с химической связанной водой, однако эти уникальные свойства у нее проявляются при определенном соотношении радиусов капилляров и зоны действия поверхностных сил. Этот вывод был сделан В.Ф. Симоненко в результате изучения растворяющей способности связанной воды. Он провел серии опытов, в которых при последовательном увеличении давления отбирал пробы воды, выделявшейся из образцов глины, и анализировал содержание в ней органического вещества. В результате обобщения полученных данных он обнаружил закономерное увеличение концентраций органического вещества, связанное с увеличением растворяющей способности связанной воды.

Это явление, как было установлено дальнейшими исследованиями, определяется соотношением радиусов капилляров породы и зоны действия поверхностных сил (рис. 11.6.) [по В.Ф. Симоненко].

Из рис. 11.6, а следует, что, если радиус влияния поверхностных сил меньше радиуса капилляра, то десорбированная вода имеет свойства обычной пластовой воды. Свои уникальные свойства десорбированная вода приобретает только в том случае, если радиус капилляра меньше действия поверхностных сил (см. рис. 11.6, б) и их действие распространяется на весь капилляр. Поэтому аномальными свойствами физически связанная вода обладает только внутри тончайших капилляров, имеющих поперечное

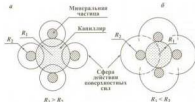


Рис. 11.6. Зависимость растворяющей способности десорбированной воды от соотношения радиусов капилляров (R) с радиусом действия поверхностных сил (R_1) [по В.Ф. Симоненко]

а – центральная часть капилляра, она не подвержена действию поверхностных сил и вода здесь имеет свойства свободной; б – сфера действия поверхностных сил охватывает все сечение капилляра, десорбированная вода в капилляре частично структурирована и имеет повышенную растворяющую способность

сечение не более 1000–1500 ангстрем, то есть когда воздействию поверхностных сил охватывает все сечение поровых каналов.

Перемещаясь из тончайших капилляров в более крупные, или в зоны раскрытых трещин внутри материнской породы или в коллекторские пласты, физически связанная вода покидает зону влияния поверхностных сил и... превращается в обыкновенную воду.

Это явление имеет четкое объяснение. Поверхностные силы не давали сорбированным молекулам ассоциироваться в тетраэдрические структуры, которые имеет обыкновенная вода. Эти необыкновенные свойства физически связанной воды, которую В.Ф. Симоненко назвал «временно модифицированной», как вы понимаете, возможно изучать только косвенными методами. Для этого были разработаны различные методики проверки этого явления. Так, например, академик В.И. Спичин выяснил, что конденсированная вода в тонких кварцевых капиллярах растворяет кремний почти в четыре раза больше, чем чистая дистиллированная вода. Близкие по результатам данные были получены и А.М. Бахомом, и В.Ф. Симоненко.

По данным В.И. Конюхова и В.А. Иваша слабо связанная межпластовая вода начинает удаляться из глинистой породы уже при 20 °С и этот процесс, по данным В.Ф. Симоненко, продолжается до температуры 50–60 °С, то есть на протяжении всего протокатагенеза. Поэтому слабо связанная межпластовая вода участвует в первичной миграции углеводородов только для транспортировки образовавшихся газов, так как основная масса жидких углеводородов, то есть собственно микро нефти, образуются на стадии мезокатагенеза, когда начинается интенсивный процесс дегидратации монтмориллонита и десорбции физически связанной воды. Этот процесс может происходить на разных глубинах и зависит от реальных геологических условий. Так, например, по данным Дж. Холта дегидратация физически связанной воды происходит при температуре 80–120 °С. По данным Хелле-

га в районах с очень высоким геотермическим градиентом (7–10 °C/100 м) дегидратация происходит при температуре от 50–60 °C, что соответствует температурному интервалу начала процесса нефтеобразования. Дегидратация глинистых материалов зависит также от химических параметров глинистых минералов, так как при этом процессе, как мы уже говорили, происходит замещение натрия кальем в межслоевых промежутках, а этот процесс зависит также от давления, поскольку монтмориллонит при низком давлении более устойчив.

Перри и Хауэр, изучившие превращение монтмориллонита в иллит в глинах плейстоцен-эоценового возраста побережья Мексиканского залива, установили, что в глинах в скважине, пробуренной вблизи города Галвестона (штат Техас), где геотермический градиент составляет 3,1 °C/100 м, процессы дегидратации происходят в два этапа на глубинах около 2100 и 3000 м, а в скважине, расположенной на мысе Луизианы, где геотермический градиент равен 2,3 °C/100 м, дегидратация монтмориллонита наблюдается в широком интервале глубин от 2700 до 5500 м.

На рис. 11.4 (кривая Б.К. Прохлякова) видно, что дегидратация глинистых материалов происходит на глубине около 2440 м (изгиб на кривой). Поэтому процесс преобразования монтмориллонита в иллит начинается в разных регионах на различных глубинах в зависимости от их геологического строения и истории геологического развития.

Очень важный вопрос о реальных объемах воды, которые могут образоваться в результате дегидратации глинистых минералов. Эти вопросы представляют большой интерес, так как эти воды пресрессируют минерализованные воды, еще находящиеся в породе (а в пресных водах углеводороды растворяются лучше, чем в минерализованных), а также способствуют возникновению в глинистой толще аномально высоких поровых давлений.

Так, например, Дж. Берст подсчитал, что два процента связанных водных слоев в пределах элементарной структурной ячейки размером 0,9 нм имеют плотность 1,15 г/см³, по данным других исследователей плотность может быть еще выше – 1,4–1,5 г/см³. Естественно, при уменьшении плотности воды до величины, близкой к единице, объем воды резко увеличивается, что приводит к резкому возрастанию внутреннего давления, разуплотнению породы и, соответственно, облегчению периферийной миграции. Превращение пористости глины в результате этого процесса может возрасти по данным разных авторов от 5 до 15 % и более. Так, например, по данным Дж. Ханга в районе Мексиканского залива на глубинах 3800–4500 м наблюдается рост пористости кайнозойских глин на 5–6 %.

Таким образом, полная дегидратация монтмориллонита, содержащегося в глинистой толще, является одной из причин возникновения аномально высоких поровых давлений. Количество же выделенной воды в результате дегидратации глин в каждом регионе различно. Так, например, В.Н. Холодов, изучивший особенности преобразования глинистых минералов в толще майковских глин Пермского края, сделал вывод о том, что объем воды, образовавшийся в результате дегидратации глин, примерно равен объему воды в Каспийском море (что близко к объему всех майковских глин). Другие исследователи, изучая глинистые толщи других регионов, оценивают объем воды, образующийся в результате дегидратации глинистых минералов значительно скромнее, приблизительно в 15 % от объема исследуемой глинистой толщи.

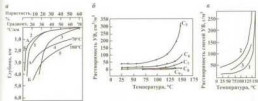


Рис. 11.7. Схема изменения водонасыщенности (пористости) глин при их уплотнении с глубиной при различных температурных градиентах (по В.В. Высоцкому): а – кривые: 1 – нормального уплотнения глин при градиенте 20 °C/см, 2 – нормального уплотнения глин при градиенте 50 °C/см, 3 – метаморфического уплотнения, 4 – начала десорбированной воды, 5 – начала дегидратации монтмориллонита; точки: А – начало выделения десорбированной воды, Б – начало выделения дегидратированной воды монтмориллонита; б – графики зависимости растворимости углеводородов C₁–C₅ в воде от температуры (по А. Прияис); в – графики зависимости растворимости смесей жидких углеводородов в пресной воде от температуры: смеси: 1 – гексана, диметилбутана, метанола и метилацетона; 2 – пентана, метилацетона, метилацетона, диметилбутана, метанола и метилацетона; 3 – пентана и метилацетона; 4 – гексана и метилацетона; 5 – гексана и метилацетона

Известно, что в обычных условиях нефтяные углеводороды плохо растворяются в пресной воде, и еще хуже – в минерализованной. Однако с ростом температуры растворимость углеводородов в воде увеличивается.

На рис. 11.7 показаны некоторые процессы, связанные с изменением пористости глин при их уплотнении, а также графики растворимости некоторых углеводородов в зависимости от температуры.

Наиболее интересные данные о растворимости углеводородов в воде приведены в работе А. Прияис (рис. 11.8).

Заслугу автора является то, что он изучил растворимость не отдельных смесей углеводородов, а типичных нефтей и их наиболее тяжелых, а следовательно, и трудно растворимых фракций (отбензиненные нефти).

Эти исследования выгодно показали, что даже в обыкновенной воде нефти растворяются, особенно при повышении температуры. Так, например, растворимость отбензиненных нефтей растет уже при температуре 25 °C. И это при том, что отбензиненные нефти эквивалентны тяжелым нефтям с плотностью 0,9 г/см³.

Безусловно, если бы опыты можно было бы провести не с обыкновенной водой, а с физически связанной, растворимость нефтей, безусловно, была бы намного выше.

Таким образом, на поздних стадиях протокатагенеза и в мезокатагенезе в нефтематеринских отложениях процесс образования микрофитов и переход ее в поровое пространство нефтематеринской глинистой толщи сопровождается десорбцией физически связанной воды, которая под влиянием поверхностных сил, охватывающих всю площадь капилляров, приобретает аномально высокую растворимую способность. Поэтому микрофиты, образовавшиеся в нефтематеринской толще, а также некоторые

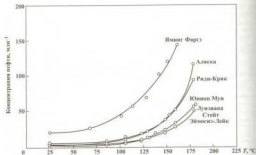


Рис. 11.8. Растворимость в воде сырых нефтей Ямало-Ненецкого округа и Луизианы. Степень — конец кривой: Ямало-Ненецкий, Луизиана, Ямало-Ненецкий, Луизиана, Ямало-Ненецкий, Луизиана.

микроэлементы и твердые минеральные компоненты в глинистой породе растворяются в этой агрессивной воде и образуют в поровом пространстве сложный раствор. Под действием растущего геостатического давления поровое пространство в породе уменьшается. Одновременно внутри пор, при переходе жидких и газообразных компонентов микро нефти из сорбированного состояния в свободное, их объем значительно увеличивается. Высвобождающаяся вода также имеет значительно больший объем, чем сорбированная. Увеличению объема способствует также повышение температуры.

В этом случае одновременно происходит два противоборствующих процесса. С одной стороны, растущее горное давление стремится уменьшить объем пор. С другой стороны, этому препятствует увеличение объема высвобождающейся десорбированной воды и углеводородных флюидов. Учитывая, что жидкости почти не сжимаются, флюиды, заключенные в порах, частично или полностью воспринимает геостатическую нагрузку, что создает огромное внутриспоровое давление близкое к геостатическому. В то же время в ближайших пластах-коллекторах давление близко к гидростатическому.

Соответственно флюиды, заключенные в поровом пространстве глинистых отложений стремятся переместиться в область пониженных давлений. Естественно, такое напряженное состояние может существовать до тех пор, пока разница в давлениях в поровом пространстве глини и давления в коллекторе не достигнет критической величины прочности вмещающей породы. Когда это произойдет, порода начнет разрушаться, то есть произойдет... флюидоразрыв. Эффект флюидоразрыва естественно приведет к

образованию микротрещин на границе глини и коллектора и туда немедленно с огромной силой устремится образовавшийся сложный раствор, содержащий растворенную микро нефть, микроэлементы и минеральные компоненты. Давление в порах понизится и микротрещины закроются.

Рассчитано, что этот процесс может неоднократно повториться, если глинистая толща имеет мощность более 40–50 м. В этом случае эмиграция флюидов растворов с содержащимися в нем углеводородами будет происходить только из периферических частей нефтематеринских пород. После закрытия микротрещин, в центральной части нефтематеринских отложений опять будет увеличиваться внутриспоровое давление и снова до достижения критических значений. Поэтому циклы эмиграции углеводородов из нефтематеринских отложений в коллектор будут повторяться, вовлекая все новые и новые толщины нефтематеринского пласта.

По данным С.Г. Неручева и Б.С. Короткова толщина, из которой последовательно может эмигрировать микро нефть, составляет 15–20 м, а для газа они могут быть еще больше. Следует отметить, что, несмотря на то, что количество связанной воды в материнской породе по мере ее погружения естественно уменьшается, масштабы эмиграции микро нефти не снижаются из-за того, что в результате уменьшения радиуса капилляров агрессивные свойства образующейся связанной воды увеличиваются, и она может в еще больших количествах растворять углеводороды. Схема первичной миграции углеводородов в водорастворенном состоянии приводится на рис. 11.9.

Из рис. 11.9 следует, что поровый раствор после перехода в раскрытые трещины начинает дифференцироваться и ранее растворенные в нем компоненты обособляются в свободную фазу. Это происходит по двум основным причинам. Первая причина заключается в том, что в микротрещинах периферических частей материнской толщи и прилегающем к ней коллекторе происходит резкое падение давления. Растворяющая способность воды резко уменьшается и содержащиеся в ней компоненты выпадают в обособленную фазу. Вторая причина заключается в том, что в связи с удалением от сферы влияния поверхностных сил десорбированная вода теряет свои агрессивные свойства и приобретает свойства обычной воды и поэтому в свободную фазу переходит все компоненты, которые трудно растворимы в обычной воде. Твердые компоненты выпадают в осадок, образуя на контакте материнская порода-коллектор, явления перекристаллизации и вторичного минералообразования. В этом же месте могут выпасть из раствора наиболее тяжелые смолисто-асфальтеновые компоненты, образуя битумино-минеральные ассоциации, обнаружение которых указывает на происходящие в геологическом прошлом процессы совместной эмиграции микро нефти и минеральных компонентов в водорастворенном состоянии. Смысл этих процессов зафиксирован бурением во многих нефтегазоносных территориях.

Как же происходит первичная миграция нефти и газа в виде эмульсий, коллоидов и мицеллярных растворов в свободном состоянии, а также за счет диффузии?

Впервые возможность первичной миграции нефти в виде водонефтяных эмульсий и взвесей высказал М.Дж. Муни еще в начале прошлого века. Эта идея была развита И.М. Губкиным, а затем А.А. Трофимовым, А.Э. Конторовичем, В.С. Вышемирским и многими другими учеными. Однако, прежде чем перейти к рассмотрению этого вопроса по существу, де-

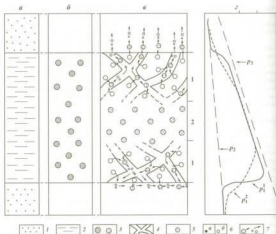
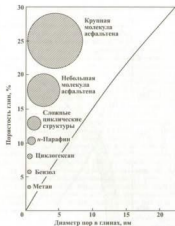


Рис. 11.9. Схема первичной миграции микрокапель в водонасыщенном состоянии (по А.В. Несменеву, 1960): а – литологический разрез; б – микрокапель и газообразные углеводороды, растворенные в десегрегированной воде внутри пор в нефтематеринской толще до флюидоразрыва; в – ситуация в глинистой толще в приколлекторном и ней коллекторе во время флюидоразрыва; г – зона понижения порового давления; 1 – коллектор; 2 – центральная часть глинистой толщи, не затронутая флюидоразрывом; 3 – микрокапель и газообразные углеводороды, растворенные в десегрегированной воде внутри пор в нефтематеринской толще до флюидоразрыва; 4 – микрокапель; 5 – водный раствор в микропорах материнской толщи и в коллекторе (до из дифференциации); 6 – фазово-обособленная нефть (с газом); 7 – вытравленное движение растворов и фазово-обособленных компонентов; 1 – периферийная часть материнской толщи, где происходит флюидоразрыв; 2 – центральная часть нефтематеринской толщи, не затронутая флюидоразрывом; виды давлений: P_1 – поровое до флюидоразрыва; P_2 – поровое после флюидоразрыва; P_3 – гидростатическое; P_4 – геостатическое

вайте. Сначала рассмотрим, как изменится диаметр пор в нефтематеринских породах в зависимости от пористости глин и сопоставим эти данные с реальными параметрами различных углеводородных молекул и их соединений. Для этого рассмотрим результаты исследований, проведенных известным геохимиком Д. Велле (рис. 11.10).

Из рис. 11.10 следует, что наименьшим эффективным диаметром обладает метан, а также молекулы метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов несложного строения. Их диаметр обычно меньше 2 нм.

Рис. 11.10. Приблизительное соотношение диаметра пор глинистой породы с увеличением пористости, а также диаметр некоторых углеводородов и их соединений



Значительно большими размерами обладают сложные циклические структуры и, в особенности, асфальтены. Диаметр их молекулы составляет 5–10 нм. Высокомолекулярные асфальтеноподобные структуры, содержащие значительные концентрации гетероэлементов (N, S, O), имеют значительно большие размеры.

Таким образом, для того чтобы миграция могла осуществляться в свободном состоянии, необходимо, чтобы диаметр порового пространства был больше, чем диаметр той или иной молекулы. Давайте рассмотрим очень важный для нас вопрос, на каких приблизительно глубинах сохраняется диаметр порового пространства, для того чтобы могла осуществиться первичная миграция углеводородов в свободном состоянии.

Мы с вами уже рассмотрели, как меняется пористость нефтематеринских отложений по мере их погружения на различные глубины, однако не говорили о том, что с увеличением глубины поры не только обломочных пород, но и глинистых становятся все меньшими в диаметре. На это указывают многочисленные работы разных авторов.

На основе этих данных, а также на результатах измерений и экстраполяции, проведенных во Французском институте нефти, Б. Тиссо и Д. Велле построили кривую зависимости кажущегося диаметра пор в глинистых отложениях от глубины погружения. Этот график приведен нами на рис. 11.11.

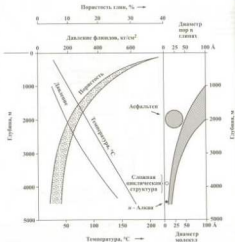


Рис. 11.11. Изменение некоторых значений различных физических параметров глины при увеличении глубины погружения (по Б. Тиссо и Д. Велет, 1981 с изменениями)

Из рисунка 11.11 следует, что на глубине около 2000 м средний кажущийся диаметр пор в глинах составляет порядка 50–100 Å и уменьшается с увеличением глубины погружения. Таким образом, уже на глубине 2000 м и более, кажущийся диаметр пор составляет менее 50 Å¹.

Поэтому такие молекулы нефти, как асфальтены с эффективным диаметром 50 Å и более способны мигрировать в свободном состоянии из нефтематеринской толщи на глубинах, где диаметр пор в нефтематеринских отложениях позволяет им передвигаться в свободном состоянии.

Аналогичный вывод можно сделать и в отношении первичной миграции микрофитов в виде водородных зeusльсий, в коллоидных и мицел-

лярных растворах. Такие растворы способны растворить углеводороды, которые присоединяются к мицеллам. Способность к образованию мицелл обладает также металлоорганические соединения.

Размер коллоидных частиц в зависимости от сложности соединений, входящих в их состав, может составлять приблизительно от 10 до 10 000 Å. Полярные органические молекулы, имеющие гидрофобную и гидрофильную части, образуют агрегаты правильной структуры, то есть мицеллы. Одна мицелла может состоять из 100 и более молекул, причем гидрофобные части молекул (COOH, NH, жирные и нефтяные кислоты, смолы и др.) обращены внутрь мицеллы, а гидрофильные (углеводородные цепочки) – наружу. Возможность образования мицелл в материнских породах обусловлена тем, что при трансформации глинистых минералов происходит катионный обмен ионов кремнезема (Si) на алюминий (Al) и алюминия (Al) на железо (Fe). При этом образование мицелл начинается только после того, как в образующихся растворах повышается содержание поверхностно-активных веществ: жирных, нефтяных и гуминовых, а также карбоновых кислот. Это объясняется тем, что в пластовых водах, имеющих слабощелочную реакцию, эти кислоты переходят в нейтральную или кислые соли. А, как известно, мыла в водном растворе снижают поверхностное натяжение на границе раздела вода – углеводороды что, соответственно, способствует повышению их растворимости и образованию микроэмульсий, которые обладают хорошей миграционной способностью. В связи с тем, что в процессе диссоциации карбоксильных групп мицеллы обладают отрицательным зарядом и, соответственно, окружены ионами противоположного знака, они могут прикрепляться к положительно заряженным центрам в кристаллической структуре минералов.

При движении жидкостных флюидов возникает естественный фильтрационный потенциал и связанное с ним электрическое поле, которое способствует переносу мицелл, содержащих мицеллы. Как мы уже говорили, электрические поля в земной коре могут возникать и по другим причинам, в частности в результате сейсмической активности, геомантических явлений и т.д. Поэтому, как полагают М.И. Гербер, К. Вьерин и многие другие ученые, возможность первичной миграции углеводородов из материнских пород в коллекторы в виде мицеллярных растворов вполне вероятна. Этому способствует и тот факт, что в некоторых районах в пластовых водах содержание жирных и нефтяных кислот может достигать нескольких десятков и даже первых сотен миллиграммов в литре воды.

Однако, как мы уже говорили, ограничением первичной миграции углеводородов в виде коллоидных растворов, зeusльсий и мицеллярных растворов является диаметр порового пространства материнских отложений. Тем не менее, на глубинах, не превышающих 2000 м, раскрытость поровых каналов еще позволяет мицеллам переноситься по ним. Однако следует отметить, что мицеллы в коллоидные растворы при режой среде характера окружающей среды, в частности, температуры, изменения концентрации раствора и т.д. подвержены коагуляции, то есть образованию хлопьев. Однако, по мнению некоторых исследователей, этот процесс возникает только на границе материнская порода-коллектор.

¹Мицеллы (мицеллы, от лат. mela – крошечная) – частицы дисперсной фазы, окруженные слоем молекул или ионов дисперсионной среды.

²Число Авогадро, что 1 км = 10³ м = 10³ Å.

По данным многолетних исследований Т.П. Жузо, мигрирующие растворы могли играть значительную роль в первичной миграции микро нефти в Западной Сибири, где подземные воды обогащены поверхностно-активными веществами, в том числе карбоновыми кислотами.

Таким образом, с весьма существенными ограничениями можно говорить о возможности первичной миграции микро нефти и в виде коллоидных растворов, эмульсий и мицеллярных растворов. А теперь давайте поговорим о возможности первичной миграции микро нефти в обособленной жидкой фазе, то есть в свободном состоянии.

Этот вид первичной миграции микро нефти в историю рассматривается многими известными учеными мира, в частности И.М. Губкиным, А.Н. Снарским, Дж. Хантом, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Эрджаном, Мак-Олиффом и многими другими.

Ими было выяснено, что нефть плохо смачивает большинство минералов и только в том случае, если поверхности частиц имеют битуминозное покрытие, родственное по составу с нефтью, создаются благоприятные условия для ее передвижения. И такие условия в природе существуют. Так, например, в нефтематеринских породах имеются прожилки и трещины, заполненные керогеном. В некоторых нефтематеринских породах, обогащенных органическим веществом, таких как баженовская свита (Западная Сибирь) или формация Монтерей (Калифорния, США), содержащих органическое вещество в размере 10–20 % и более, такие включения керогена образуют непрерывную сеть. По данным некоторых исследователей (Монтер) органическое вещество в глинистых породах может быть не рассеяным в ее минеральной массе, а концентрируется вдоль напластования и трещин отдельности.

Под сканирующим микроскопом в плаве оно представляет собой округлые и хлопьевидные скопления размером 100 мкм, а в поперечном разрезе – в виде тонких полосок, причем некоторые поверхности напластования практически полностью покрыты пленкой органического вещества.

При высоких концентрациях органического вещества в нефтематеринских отложениях, обогащенных липидными компонентами до 5 % и более, стенки поровых каналов смочены не водой, а микро нефтью. В связи с этим, поверхностное натяжение, возникающее на границах двух сред (вода и нефть) полностью исчезает, и образующиеся углеводороды могут беспрепятственно передвигаться по трещинной матрице керогена, как образно отметил автор этого явления Мак-Олифф (1979) «как керосин по фителю в керосиновой лампе». Поэтому в научной литературе этот вид первичной миграции микро нефти получил название «принцип фитиля». Однако этот вид первичной миграции возможен только в том случае, если органическое вещество в материнских породах содержится в достаточно высоких концентрациях, по данным разных авторов от 3 до 20 %, равномерном распределении его в толще нефтематеринской породы и отсутствием в системе воды.

Н.Р. Бринуеу с соавторами (1996) удалось с помощью сканирующего микроскопа зафиксировать процесс выхода каналов микро нефти из обогащенных органическим веществом нефтематеринских пород формации Монтерей (рис. 11.12).

И последний способ первичной миграции микро нефти – диффузия. Реальность этого процесса не вызывает сомнений.



Рис. 11.12. Выделение капли нефти из материнской породы формации Монтерей (Калифорния, США)

В самом общем виде процесс диффузии можно охарактеризовать как стремление молекул любого вещества выровнять свою концентрацию. Поэтому диффузия всегда направлена от мест с наибольшей концентрацией вещества в сторону наименьшей концентрации. Масштабы этого процесса в природе огромны. Так, например, расчеты, проведенные А.М. Зорькиным, показывают, что приблизительно 65–70 % газа, генерируемого органическим веществом пород, эмигрирует из материнских отложений путем диффузии. Исследования и расчеты, проведенные Ю.С. Шиховым и Ф.А. Макаренко, установили, что потери только метана из залежей за счет диффузии через Усть-Тазовскую толщу пород Западной Сибири за 1 млн лет на площади порядка 1600 км² с глубины 3400 м составили приблизительно 700 млн м³.

Масштабы миграции жидких углеводородов за счет диффузии значительно скромнее. Однако и она играет определенную роль в процессах первичной миграции нефти, так как с одной стороны стремится выровнять концентрация углеводородов, образующихся непосредственно в нефтематеринских отложениях, а с другой стороны – выровнять высокие концентрации углеводородов, образующихся в нефтематеринских отложениях и, соответственно, низкие концентрации углеводородов в коллекторах, прилегающих к нефтематеринским отложениям.

Выравнивание концентрации углеводородов в процессе диффузии можно охарактеризовать как процесс их перемещения из областей, где они обладают высокой потенциальной энергией в области, где их потенциальная энергия будет меньше. В конце концов, углеводороды стремятся занять положение, в котором их потенциальная энергия будет минимальной, то есть они в идеале будут окружены областями с более высокой потенциальной энергией, что и происходит в результате выравнивания концентраций мигрирующих веществ.

Кроме разницы в концентрации на диффузионные процессы влияет разность температур (термодиффузия) и разность давлений (бародиффузия). Одним из видов диффузии является так называемая поверхностная диффузия, под которой понимается перемещение молекул диффундирующего вещества по поверхности твердого тела в результате разницы в адсорбирующей способности различных участков. Учитывая, что поровое пространство глинистых пород в большинстве случаев заполнено водой, эта вода также оказывает значительное влияние на диффузионные процессы.

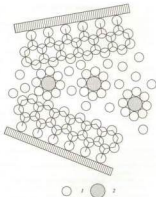
Давайте в общих чертах рассмотрим механизм диффузии под действием связанной воды. Как мы уже неоднократно говорили, молекулы растворенных в воде органических соединений окружены оболочками связанной воды. Это так называемые «клатраты».

Для разрушения этих оболочек, равно как и для разрушения оболочек связанной воды на поверхности глинистых минералов необходима энергия. Этот достаточно сложный процесс наиболее популярно изложен в известной монографии Дж. Ханта, а его схема приведена без изменений на рис. 11.13.

Из рис. 11.13 следует, что клатраты, образованные молекулами воды вокруг углеводородных комплексов, несовместимы со структурой воды, располагающейся у поверхности глинистых минералов (структуры, расположенные у застрехиванной области). Поэтому перемещение углеводородного комплекса с оболочкой из молекул воды в левую сторону невозможно, так как это может привести к разрушению структуры воды у поверхности глинистых минералов. В связи с этим, движение углеводородных комплексов возможно только вправо, т.е. из области с высокой потенциальной энергией в сторону области с низкой потенциальной энергией, где пора расширится и где возможна нарушения структуры воды, связанной с поверхностью глинистых минералов во время передеформации углеводородных комплексов, будет минимальной. Это указывает на наличие градиента потенциальной энергии, направленного в правую сторону. Под воздействием этого градиента углеводородные комплексы, окруженные молекулами воды, будут всегда стремиться переместиться в сторону уменьшения потенциальной энергии. Причем для перемещения молекула в этом направлении не требует перемещения свободной воды или уплотнения пород, так как движущей силой этого процесса будет механизм диффузии.

Таким образом, практически все первично миграционные процессы, о которых мы вам рассказали, играют ту или иную роль в перемещении микрофит из нефтематеринских пород в коллектор. Однако проявление

Рис. 11.13. Миграция (диффузия) углеводородов в окружении связанной воды:
1 – молекула воды; 2 – углеводородный комплекс



каждого из них в отдельности или нескольких одновременно будет зависеть от состава микрофиты, а также от строения, состава и физико-химических условий окружающей среды, которые в совокупности определяются конкретным геологическим строением и формируются в результате особенностей геологического развития конкретной территории.

Первичной миграции углеводородов способствуют и многочисленные природные факторы, обусловленные процессами тектогенеза. Перечислим некоторые из них. Прежде всего, это образование глубинных разломов, способствующих внедрению перегретых растворов в нефтематеринские породы из глубоководных горизонтов земной коры и возникновению в материнских породах аномально высоких давлений. Короткопериодические подталкивания, сопровождающиеся пластическими деформациями тела «растяжение-сжатие», микроразрывами сплошности пород, причем при тектодинамических напряжениях механическая энергия преобразуется в тепловую и электрическую, что приводит к возникновению термокаталитических реакций, разуплотнению нефтематеринских пород, а также прорыву углеводородов из нефтематеринской толщи в природные резервуары.

При тектонических процессах возникает «сейсмическое истряхивание», сейсмомагнитные, сейсмоэлектронетические, а также выбросо-мические процессы, которые не только создают пути для первичной миграции углеводородов, но и способствуют отрыву микрофиты от органического вещества.

*Клатраты (от лат. clathra – изгородный решеткой) – кристаллические соединения, в которых молекулы соединения «хозяина» образуют пространственный каркас, а молекулы соединения «гости» располагаются в полостях каркаса.

11.1.2. ВТОРИЧНАЯ МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Строго говоря, разделение миграции углеводородов на первичную и вторичную является достаточно условным и характеризует процесс передвижения нефти и газа в недрах в различных средах и, соответственно, в различных физико-химических обстановках.

Говоря обобщенно о процессах передвижения нефти в породах, можно утверждать, что этот процесс всегда происходит из областей с высокими давлениями в области, где давления ниже, т.е. из участка с высокой потенциальной энергией пласта в сторону уменьшения его потенциальной энергии. Кроме этого, сама микронефть (нефть) обладает термодинамически потенциальной энергией, которая в свою очередь зависит от термодинамически потенциальной энергии компонентов, входящих в ее состав. Значительную роль в миграционных процессах играет возможность проявления этой энергии в том конкретном фазовом состоянии, в котором происходит миграция и в тех конкретных физико-химических условиях (породах), в которых происходит движение углеводородной системы.

Именно поэтому первичная миграция нефти в свободном состоянии, в газо- или водорастворенном состоянии или за счет диффузии отличается друг от друга. Поэтому в этом разделе, рассказывая о вторичной миграции, нам периодически придется возвращаться к вопросам о передвижении углеводородов в нефтематеринских отложениях и их переходе в пласты-коллекторы.

В качестве примера приведем изменения термодинамической активности некоторых углеводородов при переходе их из материнских отложений в коллектор.

Известно, что термодинамическая активность углеводородов связана с их растворимостью в жидкой фазе, а также способностью сорбироваться твердой фазой. Углеводороды, растворенные в жидкости или сорбированные твердой фазой, естественно, имеют низкую активность, тогда как углеводороды, отталкиваемые жидкой и твердой фазами, имеют высокую активность. Наименьшей термодинамической активностью обладает сама нефть (микронефть). Однако ее активность зависит от размера капелек нефти. Уменьшение диаметра капелек, происходящее при уплотнении глинистых пород, будет сопровождаться увеличением миграционной способности всех компонентов, содержащихся в этой каплеке нефти, и это способствует ее передвижению внутри материнских отложений. Однако, в зависимости от строения углеводородов их миграционная способность отличается друг от друга. Термодинамическая активность насыщенных и ароматических углеводородов и, соответственно, их миграционная способность показана на рис. 11.14.

Изучая рисунок можно сделать несколько выводов. Во-первых, термодинамическая активность углеводородов в глинистых породах значительно выше, чем в коллекторе. Это объясняется тем, что в глинистой породе углеводороды как бы отталкиваются водой, связанной с поверхностями глинистых минералов. Если бы глинистые частицы были покрыты нефтяным слоем, то этот слой притягивал бы к себе молекулы углеводородов и, соответственно, они имели бы относительно низкую активность.

Во-вторых, насыщенные углеводороды обладают значительно большей активностью, чем ароматические. И это имеет свое объяснение. Ароматические углеводороды обладают полярностью и некоторым средством к мо-

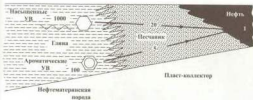


Рис. 11.14. Термодинамическая активность (миграционная способность) насыщенных (углеводородов и нефтяных) и ароматических углеводородов (по Д.А. Ханту). Цифрами указаны количественные значения, характеризующие миграционную способность углеводородов

лекулам воды, что снижает их миграционную способность. И последнее, наименьшей активностью обладает сконцентрированная нефть, миграционная способность которой в пласте-коллекторе значительно выше, чем в материнских породах. Именно поэтому иногда в нефтематеринских породах мы встречаем глинистые породы, пропитанные не мигрировавшей нефтью.

Так как миграционная способность насыщенных и ароматических углеводородов не одинакова, во время продвижения углеводородов в глинистых породах и их переходе в породы коллектора будет происходить естественный процесс фракционирования углеводородов, в результате которого в пласты-коллекторы будут попадать в больших концентрациях насыщенные углеводороды, а ароматические соединения будут задерживаться в глинах. Эта особенность была изучена при сравнительном анализе состава нефтей и битумов нефтематеринских пород в различных регионах мира (Д.А. Хант, 1961; С.Г. Неручев и И.С. Ковачева, 1965; Б. Тиссо и Р. Пеле, 1971; Д.А. Беккер и П.Т. Лукас, 1972 и др.).

Данный пример достаточно наглядно показывает, что между первичной и вторичной миграциями нефти существует переход от молекулярного уровня миграции углеводородов до миграции собственно нефти, представляющей собой гомогенную массу. Этот промежуток формирования собственно нефти, как гомогенной массы называется **начальной аккумуляцией**. Каким же образом микронефть, проникая в коллектор, образует сплошную массу нефти? По мнению большинства исследователей, начальная аккумуляция нефти и газа в водонасыщенной проницаемой среде коллектора начинается после того, как в новообразованных трещинах периферических частей нефтематеринской толщи и прилегающей части пласта коллектора происходит дифференциация раствора с выпадением из него в свободную фазу пузырьков газа, микрокапель нефти и твердых минеральных компонентов. Твердые компоненты, в основном, выпадают в осадок, а для того чтобы микрокапельная нефть или (и) пузырьки газа соответственно сливались друг с другом, образуя постепенно увеличивающуюся гомогенную массу нефти и газа, необходимы благоприятные взаимосвязи между силой,

вызывающей движение капелек нефти, и капиллярными силами, препятствующими этому движению.

Если вода, заключенная в порах коллектора, более или менее неподвижна (это так называемое гидростатическое равновесие), то единственной силой, способной переместить капилляры нефти, будет ее плавучесть. Однако, как правило, на глубине имеется гидродинамический уклон, благодаря которому происходит переток пластовых вод. Поэтому течение воды под воздействием гидродинамических градиентов существенно влияет на испаряемость нефти и газа. Таким образом, начальная аккумуляция нефти и газа и последующий процесс формирования однородной массы нефти зависит от трех основных факторов: **плавучесть нефти и газа** в водоносном коллекторе, **капиллярное давление**, препятствующее движению, и **гидродинамический фактор**, определяющий направление движения флюидов в пористой среде. Напряжение, имеющееся на разделе двух несмешиваемых фаз (жидкость – жидкость или газ – жидкость), а в нашем случае нефть – вода и газ – вода, изучена достаточно хорошо. Это напряжение рассматривается как сила, действующая на границе раздела, создающая разность давлений¹⁰.

Действие сил на границе раздела приводит к тому, что капилляры нефти, помещенная в воду, будет стремиться принять форму, при которой площадь ее поверхности будет минимальной, т.е. в идеале – форму сферы¹¹.

Капилляры нефти находятся внутри порового пространства и напряжение на границе раздела нефть – вода препятствует ее прохождению через капилляр, если его диаметр меньше, чем диаметр капли. Сила, необходимая для проталкивания капли через такую пору также называется капиллярным давлением (в зарубежной литературе эта сила называется капиллярным давлением).

Если в пласте имеется гидростатическое равновесие, то капилляры нефти может так и остаться в этой поре. Если диаметр поры больше, чем диаметр капилляра, то она сможет пройти через этот капилляр и сойтись с другой капилляром нефти и т.д. В гидростатических условиях силы испаряемости нефти могут быть достаточно большими, чтобы преодолеть капиллярное давление, так как силы испаряемости тем больше, чем больше разница в плотности воды и нефти и тем выше столб нефти.

Эти процессы протекают аналогичным образом и для газообразных углеводородов и отличаются лишь тем, что плотность газа значительно меньше, чем плотность нефти, поэтому газообразные углеводороды обладают большими силами испаряемости. Все эти процессы, как мы уже говорили, хорошо изучены и описаны соответствующими математическими формулами¹².

Нефть, оставшаяся в поре в гидростатических условиях, находится в равновесном состоянии между силами испаряемости, стремящимися про-

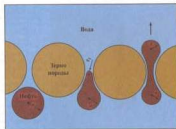
¹⁰ Здесь надо заметить, что термин «разность давлений на границе раздела» подразумевает капиллярное давление.

¹¹ Действие в раздел «Физико-химические свойства нефти», так об этом процессе мы уже говорили.

¹² Мы не будем приводить все математические выводы, а всего лишь указать на пути первоисточники отдаленно в Нью-Йорке. Там, без труда можно найти классическое издание Г.Хобсона (Hobson G.D., Some Fundamentals of Petroleum Geology, London – New York – Toronto, Oxford University Press, 1954), а также статьи М.Плуме (Plume P., Физическое поведение нефти, том XXIII, 1969 стр. 159–173) и Р.Берга (Берг Р., Америка, Ассоц. геологов-нефтяников, № 50, 1973, стр. 939–950), которым удалось развить и популяризировать исследования Г.Хобсона.

Рис. 11.15. Прохождение капилляра нефти через поровое пространство (по Р. Бергу с изменениями К. Тисси).

Давление (р) в центре на кап. сг в капле равно гидродинамическому напряжению на границе раздела (р_г), действующему на радиус капилляра (r), т.е. $p = 2\sigma/r$, и r_0 соответствует радиусу сужения капилляра (нефть).



толкнуть нефтяную каплю по капилляру и капиллярным давлением, противодействующим этому движению. Однако внутри капли нефти возникает избыточное давление, которое, в зависимости от радиуса поры, может изменить ее форму и будет уменьшаться с уменьшением радиуса кривизны поверхности капли до того момента, когда давление в верхней части деформированной капли будет больше, чем в поре (рис. 11.15).

Из рис. 11.15 становится понятным, что капиллярное давление противодействует силе испаряемости до тех пор, пока радиусы кривизны деформированной нефтяной капилляры в верхней и нижней частях не сравняются. Теперь капилляры начинают продвигаться через поровое пространство. Когда она прошла половину сужения, капилляры начинают испаряться. Если сужение в нижней части поры меньше, чем в верхней, силы испаряемости и градиент капиллярного давления будут направлены в одну сторону, что значительно облегчит дальнейшее продвижение нефти.

Силы испаряемости, действующие на капилляры нефти или пузырек газа, определяются разницей плотностей нефти (или газа) и пластовой воды. Обычно эта разница для нефтей и пластовой воды составляет 0,1–0,3 г/см³, а для газа – 1,0 г/см³.

Аналогичная картина наблюдается на границе нефтематеринской породы и пласта-коллектора, то есть между тонкозернистой и грубозернистой породой.

Теперь нам надо рассмотреть такие важные вопросы, как **гидродинамика и начальная аккумуляция**.

Мы с вами хорошо знаем, что в большинстве случаев пластовые воды находятся в движении. Поэтому, рассматривая вопросы создания однородной массы нефти и газа, мы не можем не учитывать, какое влияние на этот процесс оказывает гидродинамическая обстановка в недрах, так как, в зависимости от направления движения пластовых вод, она может способствовать или затруднять передвигание нефти и газа.

Понятно, что если гидродинамический градиент направлен вверх, он как бы помогает силам испаряемости нефти и газа. Если же он направлен вниз, то силам испаряемости должны либо уступить, либо преинтерсировать

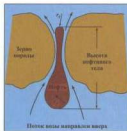


Рис. 11.16. Продвижение нефтяного тела через пористую среду в коллекторе в гидродинамических условиях (по В. Тасову). h_1 – суммарная высота с минимальным диаметром; h_2 – диаметр нефтяного тела

движущейся воды. Здесь надо отметить, что маленькие капли нефти, существовавшие на начальном этапе их движения, уже представляют собой более крупные глобулы или, как их еще называют в зарубежной литературе, «шпурки» (stringer).

Давайте сначала рассмотрим вариант, при котором глобула нефти (нефтяное тело) расположено вертикально в поре и движущейся поток пластовой воды направлен вверх (рис. 11.16).

Из рис. 11.16 видно, что поток воды помогает силе плавучести преодолеть противодействующую ей силу капиллярного давления и помогает силе всплывания.

Мы уже говорили о том, что чем больше высота нефтяного тела, тем сильнее сила плавучести. Поэтому, если поток воды направлен вниз, то для продвижения нефтяного тела вверх его высота должна быть намного больше, чтобы преодолеть силу капиллярного давления.

Как мы уже отмечали, все эти варианты имеют математическое обоснование. Первоисточники опубликованы в Интернете, а также имеются практически во всех крупных научно-технических библиотеках.

Теперь нам остается рассмотреть вариант, при котором происходит транспортировка наклонного вытянутого нефтяного тела в гидродинамических условиях (рис. 11.17).

При движении пластовой воды вдоль нефтяного тела разница гидростатических напоров в его нижней и верхней частях должна рассматриваться как добавление к высоте нефтяного столба, удерживаемого капиллярным давлением.

Если движение воды направлено вверх по уклону, то для преодоления капиллярного давления столб нефти может быть относительно коротким. Если направление движения воды будет вниз по уклону, то для преодоления капиллярного давления столб нефти должен быть значительно длиннее.

Как мы уже говорили в начале раздела, для осуществления вторичной миграции нефти и газа и в конечном итоге образования скоплений углеводородов в ловушке необходимо, чтобы флюиды находились в пласте-коллекторе в виде достаточно крупной гомогенной массы. Но природа, как всегда, предусмотрительна, и этому процессу в значительной степени способствуют процессы тектогенеза, о которых мы рассказывали вам в предыдущем разделе. Поэтому, как только поступление новых порций нефти и газа превышает критическую массу, гомогенная масса нефти и газа начнет мигрировать в пласте-коллекторе. С этого момента и начинается вторичная миграция нефти и газа, в результате которой и природными ловушками формируются единичные, элементарные скопления (заложки) нефти и газа.

Какие же виды вторичной миграции существуют? На приведенных примерах движения нефти в пласте-коллекторе видно, что миграция может происходить вверх по восставшему пласту. Такой вид миграции нефти и газа называется **внутрирезервуарной** или **латеральной** миграцией.

Для наглядности этот вид миграции представлен на рис. 11.18, а и б. Сдвиг вполне возможен, что в этом конкретном месте есть разрывные нарушения или трещины. В этом случае миграция будет происходить по разрывному нарушению или трещинам через слабопроницаемые покровы перпендикулярно к выплывающему слою.

Такое перемещение нефти и газа называют **внеграницевой** или **вертикальной** миграцией (рис. 11.18, в и г).

Говоря о латеральной и вертикальной миграции нефти и газа, мы практически перешли к рассмотрению существующих классификаций миграционных процессов.

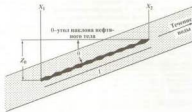


Рис. 11.17. Транспортировка наклонного вытянутого тела в гидродинамических условиях (по В. Тасову с изменениями).

X_0 и X_1 – разности гидростатических напоров между нижней и верхней частями нефтяного тела; Z_0 – высота нефтяного столба; θ – угол наклона нефтяного тела; l – длина столба нефти, стрелой показано направление движения пластовой воды

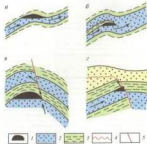


Рис. 11.18. Латеральная (а и б) и вертикальная (в и г) миграция нефти: 1 – заложка нефти; 2 – пласт-коллектор; 3 – покровные (глины); 4 – структурное возмущение; 5 – разрывное нарушение. Стрелками показано направление миграции нефти

11.1.3. КЛАССИФИКАЦИЯ МИГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Как утверждал в свое время И.М. Губкин: «Закон передвижения нефти в сущности чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивления и пробивается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать».

Исходя из этой точки зрения, миграционные процессы можно подразделять по трем основным признакам: по **направлению движения**, по **масштабам** и **форме (характеру) движения** нефти и газа, а также по **путям движения**.

Впервые по этим признакам систематизировали различные виды миграции нефти и газа известные ученые-нефтяники И.О. Брод и Н.А. Еременко (1945). Насколько позднее эти классификации были переработаны и расширены Н.А. Еременко (1968). Эти варианты мы использовали в книге.

Первую классификацию миграции нефти и газа по направлению движения мы уже знаем. Это – **внутрирезервуарная (латеральная) и апери-резервуарная (вертикальная)** миграция нефти и газа.

Теперь давайте рассмотрим классификацию миграционных процессов по масштабам и форме (характеру) движения (табл. 11.1), а затем миграцию по основным путям движения (табл. 11.2).

Таблица 11.1

Классификация миграционных процессов по масштабам и форме (характеру) движения

Основные группы по масштабу движения	Основные виды миграции по форме (характеру) движения	Внутрирезервуарная (латеральная) миграция
Локальная миграция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями	В пределах отдельных структурных тел В связи с местными нарушениями на моноклинах и гомоклинах В связи с местными литологическими изменениями пород Вдоль поверхностей несогласий при местных нарушениях
Региональная миграция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями	В связи с региональным наклоном пород В связи с антиклинальными зонами регионального значения Вдоль поверхностей несогласий при региональных нарушениях В связи с зонами региональной смене фаций

Таблица 11.2

Классификация миграционных процессов по путям миграции нефти и газа

Принцип классификации	Внутрирезервуарная миграция (в слабопроницаемых породах)	Внутрирезервуарная миграция (в хорошо проницаемых породах)
По отношению к толщам пород, в которых идет миграция	Сквозь малые толщ (разрывных пород)	Внутрипластовая. Вдоль мощных толщ, состоящих из многих хорошо проницаемых пород
По пути движения	Капиллярная Трещинная (по разломам и трещинам)	Трещинная

Итак, мы рассмотрели основные классификации миграционных процессов. Теперь у вас, наверное, возникает вполне логичный вопрос, какие же факторы обуславливают все эти процессы?

Для того чтобы разобраться в этом достаточно сложном вопросе, нам будет необходимо вспомнить некоторые законы физики и гидравлики. А мы постараемся рассказать о факторах, обуславливающих миграционные процессы, как можно проще.

Прежде всего, давайте с позиции миграционной способности жидкостей и газообразных флюидов рассмотрим ряд:

нефть, недонасыщенный газом → смеси нефти и газа → газ с конденсатом → сухой газ.

В этом ряду, как вы понимаете, способность к перемещению увеличивается в направлении от нефтей, недонасыщенных газом, и сухому газу, причем подвижность нефтей, недонасыщенных газом, будет зависеть от степени ее насыщения, так как чем больше в нефти содержится газа, тем выше будет ее плотность и вязкость. Давайте рассмотрим возможность миграции смеси нефти и газа. Здесь мы имеем две фазы (жидкую и газообразную). В этом случае на перемещение их в пласте будет влиять фазовая проницаемость.

Газ с конденсатом и сухой газ мигрируют в однофазном состоянии. Они наиболее подвижны при наличии непрерывной фазы – струи. Однако всегда необходимо иметь в виду, что в пласте в большинстве случаев присутствует еще одна жидкая фаза – вода. Поэтому на границе раздела газ – вода всегда возникают большие поверхностные натяжения (мениски), препятствующие миграции газа и газа. В пористой среде, заполненной водой.

11.1.4. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ МИГРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

Для того чтобы разобраться, какие причины заставляют нефть и газ передвигаться в природном резервуаре, внимательно изучите табл. 11.3.

Таблица 11.3

№	Факторы миграции	Процессы и их краткое объяснение
1	Тектоника	Процессы тектоничны не только являются одним из основных факторов, определяющих процессы нефтегазообразования в терридной миграции углеводородов, но и во многом обуславливают вторичной миграции нефти и газа в результате образования глубинных разломов, которые приводят к раскрытию сплошности пород и микро- и макро-разрывной миграции нефти и газа. В результате короткоперехватных, маломасштабных поддвижек, возникают микроразрывы сплошности пород. Эти же процессы возникают при возникновении пластических деформаций типа «сжатия-сдвига», способствующих развитию микро- и макро-разрывности. «Сейсмическое истощение» обуславливает дооперационную закрытие процессов вторичной миграции в пористой среде. При тектонизмических напряжениях пластическая деформация преобладает в толщине и способствует вторичной миграции углеводородов (имеет ограниченное влияние)

Продолжение табл. 11.3

№	Факторы миграции	Процессы и их краткое объяснение
2	Давление гидростатическое и динамическое, создаваемое тектоническими движениями	Давление, испытываемое нефтью и газом во вмещающей породе, может быть за счет нагрузки вышележащих пород (гидростатическое давление), а также — под воздействием тектонического сдвига (динамическое давление). Эти давления одинаково влияют на возникновение миграционных процессов. В случае увеличения нагрузки вследствие поднятия или трения пород, возможно расширение жидкости, замкнутой в резервуаре, и, следовательно, возникновение миграции. Под воздействием увеличения гидростатического давления ослабевают прочностные характеристики пород, и возникает неустойчивость. Под воздействием тектонического давления происходит сдвиг пород в складки, что может привести к внутрирезервуарной миграции нефти и газа и к перфорированию, а в некоторых случаях и к разрушению первоначально сформировавшихся скоплений. Как уже говорилось, в случае разрыва складчатых пород образуются тектонические нарушения, способствующие возникновению вертикальной миграции углеводородов. При этом могут сформироваться новые залежи, если на пути миграции нефти и газа окажется ловушка, перекрытая надолгой непроницаемой. Если же нефть и газ попадут на донную поверхность, газ улетучится в атмосферу, а останется на поверхности нефти, подвергнется окислению и бактериальному разложению, а чем мы подробно говорили в предыдущих разделах этой книги. Если тектонические движения выведут природный резервуар, содержащий скопления нефти (газа) на донную поверхность, то он подвергнется усеченной эрозии, что может привести к разрушению пластов и, соответственно, разрушению скопленной углеводородной.
3	Капиллярные силы	Определяющую роль в миграции углеводородов играют капиллярные силы. Так как вода легче, чем нефть, смачивает породы, стиге поверхности взаимодействия между породами и водой будут больше, чем между породами и нефтью. Легко подумается, но капиллярная, а именно капиллярная сила, вода может вытеснить нефть из пор, а вода и вовсе займет устьево-напорные в поровых каналах. Таким объясняется наблюдаемое явление — вытеснение нефти водой из недр пор в более крупном. Капиллярные давления понижаются с увеличением диаметра пор и отсутствуют в порах диаметром более 0,5 мкм. Поэтому в крупнозернистых породах-хранилищах или в породах с переходом к крупным участкам разрыва плотностей воды, нефти и газа не что-то объясняется непосредственно, но в дифференциальной фазе согласно закону равновесия. Однако роль капиллярных сил в региональной миграции УВ весьма незначительна и вряд ли капиллярные силы имеют сколько-нибудь существенное значение для формирования промышленно-значимых нефтей и газа.
4	Всплывание нефти и газа в пласте-коллекторе	Пласты-коллекторы содержат воды. Из-за разницы плотности нефти и воды всплывание происходит в основном за счет микроретривации, а также за крупным пором. Чем сильнее дислоцирован пласт и чем больше разрыв в плотности флюидов, тем больше сила всплывания, которая пропорциональна наклону пласта и разнице плотностей нефти (газа) и воды: $F_{\text{вспл}} = (p_0 - p_0) \sin \alpha$ где α — угол наклона пласта. В активной гравитационной обстановке флюидное разделение флюидов значительно облегчается. При наличии гомогенизации и в присутствии поверхности-активатора величина величин капиллярного давления резко уменьшается, что способствует активному передвижению нефти и газа.
5	Изменение объема пор пород	Н.О. Брод и Н.А. Бренков допуская миграцию углеводородов за счет изменения объема пор коллектора, который может произойти при деформации пород, выдвигают следующую гипотезу: «Эти факторы могут привести к существенному уменьшению объема пор, в то время как процессы растворения и выщелачивания горючих водородных водона, наоборот, ведут к увеличению объема».

Продолжение табл. 11.3

№	Факторы миграции	Процессы и их краткое объяснение
6	Угнетение силы расширения (напряжения) флюидов	Как известно, жидкости и, прежде всего вода, обладают способностью незначительно сжиматься, но при больших объемах воды в пласте сжимание жидкости в нем может вызвать значительное увеличение объема жидкости, а увеличение объема жидкости будет вести к сдвигу пород по миграции. Это характерно для деформации породообразующей культуры при исследовании залежей нефти как газа, например, приуроченных к мантиям антропогенного типа (деформированным песчаным мантиям густоты (полюсов)). Вода сжимается значительно меньше, чем нефть, и поэтому передаточное давление на нефть, что способствует расширению в ней газа и увеличению плотности и вязкости. Это усиливает вытеснение нефти и облегчает дифференциацию флюидов под влиянием гравитационных факторов. Сложно сказать, насколько миграция углеводородов под действием уругризм газа не представляет возможную из-за небольшой величины коэффициентов расширения воды и, в особенности, порода.
7	Угнетение силы расширения пород	Коэффициент сжимаемости пород еще меньше, чем воды и нефти, но при больших объемах пласта эти уругризм силы могут оказать существенное влияние на миграцию жидкости в пласте. Так, например, при сжатии пластового давления в результате уругризм расширения через породы поровые каналы будут сужаться, а выходящая в них жидкость (нефтепродукты) будет вытесняться. За счет уругризм пород повышается внутреннее давление в пласте, которое по своим размерам может приближаться к горному давлению. В этом случае может наступить момент, когда внутрирезервуарное давление превысит предел прочности пород и произойдет не разрыв, непосредственно образование трещин. По объяснению трещинам происходит миграция от участков с большим поровым давлением к стороне участка, где поровое давление намного ниже. Это явление широко применяется в практике повышения добычи нефти методом гидравлического разрыва пласта.
8	Фильтрация	Фильтрация воды и нефти, как известно, происходит согласно закону Дарси. Для этого необходимо наличие-напряжения, $\Delta P = P_1 - P_2$, то есть, скорость адвективной движения жидкости прямо пропорциональна перепаду давления пород-коллектора, через которые происходит фильтрация, и обратно пропорциональна вязкости: $Q = k_m \cdot S \cdot (p_1 - p_2) / (\mu \cdot M)$ где Q — количество жидкости (нефти или воды), проходящее через породу (пласт) с пористостью (сжимаемостью) S (см ³), k — коэффициент проницаемости пород, 10^{-12} м ² ; μ — динамическая вязкость жидкости (сМ) и $(p_1 - p_2)$ — перепад давлений в МПа. Для фильтрации имеет формулу Дарси: $Q = k_m \cdot S \cdot (p_1 - p_2) / (\mu \cdot M)$. В эту формулу можно переписать, добавив квадрат диаметра, то есть Q — представляет собой объем газа, извлекаемый при среднем давлении: $Q = k_m \cdot S \cdot \mu \cdot h \cdot (p_1^2 - p_2^2) / 2$ Здесь следует учитывать, что миграция нефти путем фильтрации может быть только в том случае, если поровое пространство по-

№	Факторы миграции	Процессы и их краткое объяснение
		низ давления ниже давления насыщения также происходит выделение и расширение газа, растворенного в нефти или в воде. Выделение и расширение газа происходит также за счет растворения жидкостей. В этом случае энергия газа будет равномерно распределена по всему объему жидкости. В практике разработки скважин нефть такой процесс называется рождением растворенного газа

Таким образом, основными факторами, обуславливающими миграционные процессы, являются: фазовое состояние и физико-химические свойства мигрирующей смеси; совокупность сил, вызывающих перемещение нефти и газа; наличие путей, по которым с наименьшим сопротивлением могут мигрировать углеводородные флюиды.

Важным вопросом является масштаб (расстояние) миграции нефти и газа, что необходимо рассмотреть, исходя из конкретной геологической обстановки конкретного региона.

11.1.5. МАШТАБЫ (РАССТОЯНИЯ) МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Проблемы миграции нефти и газа, а также масштабы (расстояния), на которые могут распространяться эти процессы, имеют чрезвычайно важное значение в нефтегазовосковской геологии.

Как показывают многочисленные исследования, в зависимости от фазового состояния мигрирующей смеси, геологического строения и истории геологического развития территорий, а также основных путей миграции нефти, масштабы латеральной (внутрирезервуарной), и вертикальной (вне-резервуарной) миграции могут быть различными.

По мнению большинства исследователей, в пределах платформенных территорий максимальные расстояния, на которые реализуется латеральная миграция углеводородов, как правило, измеряется десятками километров, хотя некоторые ученые допускают латеральную миграцию на сотни и даже тысячи километров. Однако последнее допущение весьма проблематично. На столь значительном расстоянии практически всегда наблюдается фактическая изменчивость пород. Поэтому трудно предположить наличие на всем пути миграции углеводородов литологически однородных коллекторов, обладающих достаточными хорошими фалматранспортно-емкостными свойствами. Кроме этого, на пути миграции углеводородов неизбежно возникнут аквизирующие разрывные нарушения, что практически исключает латеральную миграцию на столь большие расстояния. Поэтому внутрирезервуарная миграция на платформах, по-видимому, ограничивается расстояниями между приподнятыми элементами положительных структур первого порядка и погруженными зонами прилегающих к ним впадин и прогибов, служивших основными очагами генерации углеводородов и, соответственно, нефтегазоборными площадями.

Поэтому масштабы латеральной миграции при благоприятных условиях

их могут достаточно редко достигать первых сотен километров. На это указывает тот факт, что такую протяженность имеют некоторые крупные нефтяные и газовые месторождения в пределах платформ.

Говоря о вне-резервуарной (вертикальной) миграции нефти и газа нельзя забывать, что мощность разреза осадочного чехла несоизмеримо меньше, чем протяженность многих регионально нефтегазовых комплексов в пределах платформенных территорий. Поэтому количественное сравнение масштабов (расстояний) латеральной и вертикальной миграции нефти и газа проводить не следует. Можно говорить только о роли латеральной и вертикальной миграции нефти и газа в процессах формирования конкретных скоплений углеводородов. Исходя из этого, роль вертикальной миграции углеводородов на платформах, по сравнению с подвижными территориями, весьма незначительна и ограничивается возможностями формирования многослойных тектонически ограниченных залежей или пачек их разрушением. Поэтому можно утверждать, что ведущая роль при формировании промышленных скоплений нефти и газа в пределах платформенных территорий принадлежит внутрирезервуарной (латеральной) миграции.

На всем протяжении складчатых территорий широко распространение имеют поверхностные нефтегазопровывания. Это объясняется тем, что в сильно дислоцированных областях существуют трещины и разломы, являющиеся путями миграции нефти и газа. Кроме этого, благодаря восходящим тектоническим движениям, на некоторых участках территорий происходит процессы выноса пород, насыщенных нефтью и газом, на дневную поверхность. Эти естественные выходы нефти и газа являются проявлением вертикальной миграции углеводородов и свидетельствуют о наличии в настоящее время или в прошлом, скоплений нефти и газа в глубоководных природных резервуарах, то есть являются индикаторами миграционных процессов. Так, например, исследования трещиновых вулканов Ашшеро, Тамани и Западной Туркмении позволяют предположить, что углеводороды здесь могли мигрировать не только из палеогеновых отложений с глубины порядка 2,5 км, но и из мезозойских отложений. Таким образом, протяженность вертикальной миграции углеводородов в этих регионах составляла пять километров и более. Иными словами, в геосинклинальных областях, предгорных прогибах и других мобильных территориях, где широко развиты дисъюнктивные дислокации, диапиризм, трещиновый вулканизм, а также в районах развития соляной тектоники внутрирезервуарная (латеральная) миграция играет по сравнению с вертикальной, подчиненную роль.

Таким образом, оценивая масштабы (расстояния) миграции нефти и газа в различных регионах, можно сделать самый общий вывод. Если в каком-либо районе имеется благоприятное сочетание фазового состояния мигрирующих флюидов, наличия сил, обеспечивающих миграционный процесс, а также существуют пути, необходимые для продвижения нефти и газа, то миграция будет происходить на любые расстояния, однако только в пределах действия сил, обеспечивающих миграцию. Поэтому вопрос о дальности как латеральной, так и вертикальной миграции нефти и газа следует рассматривать, исходя из конкретной геологической обстановки, обеспечивающей действие миграционных сил и наличия путей для их реализации.

11.1.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Для определения направления региональной миграции углеводородов существуют различные методы и приемы. Прежде всего, это определение соотношений коэффициентов заполнения ловушек углеводородов, изучение закономерностей изменения состава нефти и газов, а также изотопного состава элементов, входящих в состав нефти и газов. В ряде случаев достаточно эффективным методом является сравнение времени формирования и закономерностей пространственного размещения «пустых» и продуктивных ловушек и времени региональной эмиграции углеводородов из нефтематеринских отложений. Известно, что достаточно часто при формировании залежей нефти и газа в структурных ловушках, осложняющих строение вальмовых поднятий, наблюдается постепенное уменьшение степени заполнения ловушек вверх по восстаново слоев по мере удаления от источников генерации углеводородов. Кроме этого, в направлении миграции, как правило, наблюдаются уменьшение плотности нефти, обогащение ее легкими фракциями и снижение содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, которые сорбируются породами на путях миграции. Состав углеводородных газов также меняется в процессе миграции. В направлении миграции, как правило, происходит обеднение свободных газов гомологами метана, обладающими наименьшими миграционными способностями и в то же время удерживаемыми в большей степени сорбции и окислению по сравнению с метаном [И.С. Старобинцев и др.].

На рис. 11.19 показана схема формирования газоконденсатных залежей в кинерадж-типовских и нижнемеловых отложениях газоконденсатного месторождения Гутуртли благодаря вертикальной миграции углеводородов из меловой-оксфордских отложений (В.С. Саркисов, 1969).

При определении направления миграции углеводородов достаточно эффективно изучение изотопного состава элементов, входящих в состав нефти, газов и конденсатов (Н.А. Еременко, Э.М. Галимов, Т.А. Ботвина, Р.Г. Панкина и др.). По данным Ф.А. Алексеева и Э.М. Галимова в направлении миграции наблюдается фракционирование изотопного состава нефти и газов, при котором они обогащаются легкими изотопами и тернут тяжелые.

Наиболее надежные и эффективные показатели миграционных процессов базируются на изучении молекулярного состава нефти и конденсатов. Влияние миграционных процессов на молекулярный состав углеводородных флюидов является в настоящее время наиболее изученным благодаря работам многих исследователей. В.А. Чахмахчиев, основываясь на сравнительном анализе экспериментальных исследований, а также изучения закономерностей изменения молекулярного состава нефти и конденсатов в многослойных месторождениях и в регионально продуктивных горизонтах, был выявлен характер поведения различных соотношений индивидуальных углеводородов и бензиновых фракциях (НК-130 °C) нефти и конденсатов.

Главной заслугой является то, что в процессе исследований он дифференцировал газонефтяные, нефтяные и газоконденсатные системы и отдельно изучал в них поведение индивидуальных углеводородов в процессе миграции. Было отмечено, что при движении этих систем в породах-коллекторах их состав неодинаково реагирует на изменяющуюся обстановку. Иными словами при вертикальной и латеральной миграции каждая из

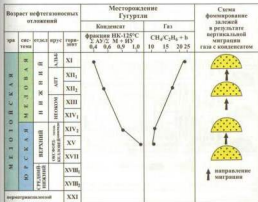


Рис. 11.19. Месторождение Гутуртли (Амударьинская нефтегазовая область). Изменение геохимических показателей определения направления миграции углеводородов

них имеет свои особенности изменения состава под воздействием разных природных факторов.

На рис. 11.20 представлена принципиальная схема вертикальной миграции газонефтяных систем и геологические критерии, позволяющие идентифицировать эти процессы.

Как видно из рис. 11.20, все разработанные геологические критерии определения направлений миграции подделаны на безусловные и условные. К безусловным критериям отнесены изменения величины плотности, содержания смол, асфальтенов, и их соотношения, а также изменения значения коэффициента жирности газов, представляющего собой отношение тяжелых газообразных углеводородов к метану (C_{2+100}/CH_4 , значения изотопного состава углерода $\delta^{13}C$ газов и т.д. В условные критерии вошли показатели углеводородного состава нефти по фракции $C_{12}-C_{25}$, которые можно использовать только в информационных целях. Как утверждает В.А. Чахмахчиев (2002), хроматографические эффекты распределения нефти по разрезу многослойных месторождений хорошо проявляются в продуктивных породах ряда нефтегазовых областей. Классический пример этому – волжизитные градиенты изменения плотности нефти и других ее свойств с глубиной. Это наблюдается в разрезах продуктивной толща Аншеронского полуострова, юрских и меловых отложений Восто-

лушки, расположенные ближе к источникам генерации, обогащаются легко конденсируемыми соединениями (аренами, твердыми парафинами). В наиболее удаленных структурах конденсируются углеводороды, обладающие лучшей растворимостью в газах (например, низкомолекулярные алканы).

При этом каждая ловушка заключает в себе собственные особенности состава газонефтяной системы и не имеет аналогов в смежных структурах.

Латеральный массоперенос углеводородных систем характеризуется относительно широким набором геохимических критериев, семь из которых отнесены к безусловным. Они подтверждаются как экспериментальными исследованиями, так и анализом состава флюидов в залежах.

К разряду условных критериев отнесены показатели, полученные в ходе лабораторных исследований. Однако они не всегда проявляются в природных условиях.

Несколько иная картина происходит при латеральной миграции газоконденсатных систем. Для газоконденсатных систем, в отличие от газонефтяных, характерно, что жидкие углеводороды являются растворимой фазой, а газообразные – растворяющей. Поэтому геохимическая информативность жидкой фазы газоконденсатных систем намного возрастает.

На рис. 11.22 изображены схемы миграции и схемы формирования газоконденсатных залежей.

Из рис. 11.22 следует, что сжатые газы в коллекторе находятся в условиях $p_{жл} < p_{гп}$ (давления точки росы или начала конденсации). Далее система, перемещаясь вверх по восстанавливающейся пласт коллектора, объединяющего сообщающиеся ловушки, как и в случае газонефтяных систем, начинает терять жидкую фазу вследствие самопроизвольных явлений ретроградной конденсации. В результате подобного массопереноса, ловушки, расположенные ближе к источникам генерации, обогащаются легко конденсируемыми соединениями (аренами, твердыми парафинами). В наиболее удаленных структурах конденсируются углеводороды, обладающие лучшей растворимостью в газах (например, низкомолекулярные алканы). При этом механизм формирования залежей каждой ловушки, тем же, как и при миграции газонефтяных систем, имеет свои собственные особенности, не имеющие аналогов в смежных структурах. Газовая составляющая газоконденсатной системы при дальнейшем – продвижении постепенно теряет го-мологи метана, что выражается в направлении снижения величины коэффициента жирности газов.

Латеральный массоперенос газоконденсатных систем характеризуется относительно широким набором геохимических критериев, семь из которых отнесены к безусловным. Все они связаны с термобарическими факторами преобразования газоконденсатных систем. Это подтверждается как экспериментальными исследованиями, так и хроматофизическими анализами состава флюидов в залежах. К разряду условных автор отнес показатели, полученные в ходе лабораторных исследований, так как они не всегда проявляются в природных условиях.

В.А. Чахмахчев внес значительный вклад в понимание миграционных процессов и определения направлений и масштабов миграции различных по фазовому состоянию углеводородных систем. Его исследования имеют большое значение при изучении особенностей формирования скоплений углеводородов и осуществления раздельного прогноза нефтегазоносности недр на локальном и зональном уровнях.

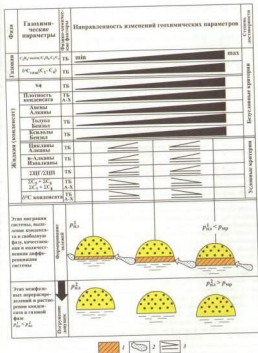


Рис. 11.22. Геохимические показатели процесса латеральной миграции газоконденсатных систем и принципиальная схема ее дифференциации: 1 – оторочка конденсата газоконденсатной залежи, 2 – направление миграции, 3 – ранние или поздние элементы геологической истории: ТБ – термобарический, АХ – аномально-хроматофизический

11.2. ФОРМИРОВАНИЕ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

11.2.1. МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Итак, мы подошли к изучению очень важного вопроса – как происходит формирование скоплений нефти и газа. Прежде всего, заглянем в краткую энциклопедию нефтегазовой геологии. Там написано: «Залежи нефти и газа – единичное (элементарное) скопление в ловушке нефти и/или газа». Немного уточним и сформулируем так: «Залежи нефти и газа это – **доказанное (единичное) скопление этих полезных ископаемых**».

Еще на заре становления нефтяной промышленности в нашей стране, И.М. Губкин высказал, что в мощной толще глинистых отложений майкопского возраста встречаются песчаные линзы, содержащие нефть. Изучая этот вопрос, он сделал единственный и правильный вывод: скопления нефти и газа, содержащиеся в толще нефтегазоматеринских свит, образовались «in situ» – «на месте» в результате первичной миграции углеводородов в нефтепроницаемых отложениях, то есть они сингенетичны (первичны) вмещающим отложениям. Так была разработана первая классификация залежей нефти и газа. Залежи могут быть первичными по отношению к нефтегазоматеринским отложениям и вторичными, если сформировались за ее пределами в результате вторичной миграции. О формировании первичных залежей нефти мы уже достаточно подробно говорили, рассматривая скопления нефти в баженовской свите.

Безусловно, этот механизм формирования залежей несомненно более прост, по сравнению с процессами образования вторичных локальных скоплений углеводородов.

Чтобы разобраться в этом, давайте вспомним поведение углеводородов в пластовом резервуаре. В результате первичной миграции углеводородов проникли в пластовый резервуар. Этот резервуар, как правило, залегают не строго горизонтально, а имеет уклон, который может спровоцировать миграцию углеводородов по региональному восставанию пластов. Даже если этот уклон недостаточен для регионального движения углеводородов, в течение геологического времени тектонические движения рано или поздно создадут благоприятные условия для миграции углеводородов.

В зависимости от интенсивности генерации углеводородов, термобарических условий и других факторов (о них мы говорили выше) проникшие в пластовый резервуар углеводороды могут находиться в свободном или растворенном в воде состоянии. Передаваясь в пласте-коллекторе вверх по восставанию пластов вследствие изменения термобарических условий, часть из них выделяется в свободную фазу и при наличии ловушек может сформировать скопления нефти и (или) газа (рис. 11.23).

Выделение углеводородов в свободное состояние может способствовать и другие факторы. Например, по А.А. Карцеву, при разгрузке подземных вод через флюидотурбулы повышается минерализация вод, вызывая эффект флюидационного эффекта, что обуславливает резкое снижение растворимости углеводородов в водах. По его расчетам, минерализация воды в ловушках, являющихся очагами разгрузки, только за счет флюидационного эффекта за 10 млн. лет может возрасти в 6 раз. Так, например, по данным А.А. Карцына, С.Б. Вагина, В.А. Кудрякова и Я.А. Ходжакулиева, простран-

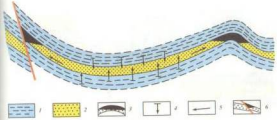


Рис. 11.23. Механизм формирования скоплений нефти и газа: 1 – глинистые слои; 2 – пластовый резервуар; 3 – нефтяная залежь; направления миграции углеводородов: 4 – первичной, 5 – латеральной; 6 – тектонической зоны

ственное размещение залежей нефти и газа в некоторых районах Туранской плиты контролировалось зонами расположения палеостиссионных, где происходила разгрузка подземных вод. Большое значение в процессах формирования залежей нефти и газа имеет струйная миграция углеводородов в свободном состоянии. При наличии свободной фазы капли нефти или пузырьки газа, объединяясь, могут образовывать струи, которые в силу плавуучести стремятся выйти. Гипотетически наиболее перспективные участки природного резервуара. Поэтому, если на пути мигрирующих углеводородов окажутся ловушки, то сформируются локальные скопления нефти и (или) газа. В этом случае ловушкой для углеводородов могут стать антиклинальная структура, тектонические экранированные части пласта-резервуара, зоны литологического выклинивания коллекторов или участки стратиграфического несогласия, линзовидные песчаные тела и т.д.

Таким образом, при формировании вторичных залежей существенную роль играют не только внутрирезервуарная (латеральная) миграция, но и межрезервуарная (вертикальная) миграция углеводородов.

Путями, благоприятными для перетока углеводородов из одних пластов-коллекторов или одних литолого-стратиграфических комплексов в другие, являются проводящие нарушения, микро- и макротрещины, поверхности стратиграфических несогласий, призовой вулканизм и т.д. Поэтому, встречая на своем пути подобные участки, углеводородные флюиды могут изменить направление миграции на вертикальное, а в некоторых случаях даже ступенчатое, при сочетании горизонтальной и вертикальной миграций в различных частях разреза, как это показано на рис. 11.24.

Этот процесс имеет широкое развитие в тектонически активных территориях: в геосинклиналях и передовых прогибах, характеризующихся значительной мобильностью и дислоцированностью слоев, а также широким развитием дислокационных нарушений, тризового вулканизма и т.д. Промышленные скопления нефти и газа здесь образуются в основном в результате вертикальной миграции, а внутрирезервуарная миграция играет подчиненную роль.

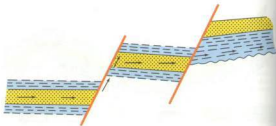


Рис. 11.24. Схема ступенчатой миграции углеводородов

В платформенных условиях, где отложения дислоцированы слабо, и разрывные дислокации встречаются достаточно редко, залежи, как правило, образуются в результате внутрирезервуарной (материальной) миграции.

По мнению В.П. Савченко и А.А. Козлова, существенную роль при формировании вторичных залежей нефти и газа может играть прорыв углеводородов через слабопроницаемые покровы вследствие избыточного давления, возникающего из-за значительного различия в плотностях флюидов. В результате в верхних горизонтах образуются скопления газа, которые вниз по разрезу замещаются газонефтяными и нефтяными залежами. Существует и другой процесс подобного распределения скоплений углеводородов по фазовому состоянию.

В природе в цепи ловушек довольно часто наблюдается распределение скоплений углеводородов различного фазового состояния, сформировавшихся по принципу «дифференциального улавливания».

Эту закономерность в распределении скоплений нефти и газа впервые объяснил канадский геолог У. Гассоу и почти одновременно известные ученые С.П. Максимов, А.А. Козлов и др. в нашей стране. Им было отмечено, что при ступенчатом расположении ловушек вверх по восстановно слоев, по мере повышения гипсометрических отметок ловушек газовые залежи сменяются газонефтяными и еще выше нефтяными залежами (рис. 11.25).

Принцип дифференциального улавливания нефти и газа возможен только в том случае, если ловушки расположены по пути миграции и углеводороды мигрируют в свободном состоянии в виде струй нефти и газа.

Струя газа, обладая большей миграционной способностью, опережает в своем движении струю нефти и занимает наиболее погруженную, первую по пути миграции ловушку. Эта ловушка, наполнившись газом, уже не может принимать нефть, и поэтому следующая по восстановно ловушка будет аккумулировать газ и нефть, а затем, когда газовая струя «иссякает» — только нефть.

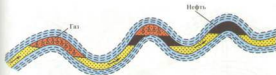


Рис. 11.25. Схема дифференциального улавливания нефти и газа

Если углеводородов окажется недостаточно для заполнения ловушек, расположенных гипсометрически еще выше, то они могут оказаться пустыми (водоснабжающими).

Совершенно иная картина наблюдается при миграции углеводородов в растворенном состоянии. При движении растворов по региональному восстановно слоев снижение давления и температуры будет способствовать выделению из них нефти и газа в свободном состоянии. Так как жидкие углеводороды растворяются хуже, чем газообразные, первой из растворов должна выделиться нефть, которая и заполнит первую, гипсометрически самую нижнюю ловушку.

В дальнейшем, по мере миграции раствора вверх по восстановно слоев и снижения пластовых давлений и температур наряду с жидкими углеводородами будут выделяться и газообразные, и поэтому в следующих ловушках будут аккумулироваться нефть и газ, а еще выше — только газ.

Такая дифференциация углеводородов по фазовому состоянию напоминает размещение их по принципу гравитационного разделения флюидов. С.П. Максимов допускает, что если в ловушках одновременно аккумулируются нефть и газ, то в результате дифференциации углеводородов по плотности газ, скапливаясь в присводовой части ловушки, постепенно вытеснит из нее нефть, и последняя будет мигрировать в следующую ловушку, расположенную гипсометрически выше по региональному восстановно слоев. Дифференциальное улавливание углеводородов является достаточно распространенным механизмом формирования залежей нефти и газа в осадочном чехле коры. Однако его проявление на различных территориях не одинаково. Во многих регионах, в особенности в пределах молодых платформ, принцип дифференциального улавливания проявляется редко. Как показали экспериментальные исследования В.А. Краюшкина, этот принцип формирования скоплений нефти и газа характерен для территорий с активной гидродинамической обстановкой. Поэтому наиболее часто распространены залежи, сформировавшиеся по принципу дифференциального улавливания, в пределах мобильных тектонических элементов: предгорные прогибы, межгорные впадины и т.д. Особенно наглядным примером проявления этого принципа является размещение скоплений нефти и газа в рифовых массивах савмаро-артинских отложений в Предуральском прогибе, в провинции Альберта в Канаде, где также развиты рифовые массивы девонского возраста, и на других территориях.

На основе теоретических и экспериментальных исследований, В.А. Краюшкин сделал вывод о возможности реализации принципа дифференци-

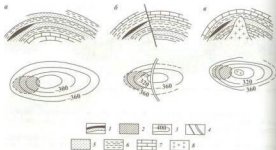


Рис. 11.26. Высочные залежи антиклинальных структур: а – незамытого строения; б – осложненные разрывными нарушениями; в – осложненные криптодизмом или вулканогенными образованиями; 1 – залежи нефти на профиле; 2 – залежи нефти в плане; 3 – изоэпсы по кровле продуктивного пласта; 4 – тектоническое нарушение; 5 – песчанник; 6 – глина; 7 – известняк; 8 – вулканогенные образования

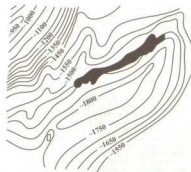


Рис. 11.27. Схематическая структурная карта (изогонсы, м) по кровле продуктивного горизонта Верхнеотложенный нижнего карбона (высокоглинистый) месторождения Кевин-Крик, Западный Вермонт (США) (по данным Т. Вассона)

ального улавливания и при вертикальной миграции углеводородов. Действительно, подобный механизм формирования залежей наблюдается в вертикальном распределении нефти и газа в Ферганской впадине, в Южно-Таджикской депрессии и других районах.

Следует особо отметить, что многие из вас столкнутся с тем, что в некоторых районах наблюдается чередование нефтегазоносных пластов и водоносных. Этот факт, зафиксированный в некоторых районах Аппалачского полуострова, в Западной Туркмении долгое время не находил объяснения, так как при вертикальной миграции одинаково хорошо выраженные ловушки с хорошими коллекторами не должны были бы избирательно аккумулировать нефть и (или) газ.

Детальное изучение геологического строения и истории геологического развития этих территорий показало, что чередование продуктивных и непродуктивных пластов обусловлено здесь различной гидродинамической активностью. В повышенной части природных резервуаров активное движение пластовых вод привело к вымыванию нефти из хорошо проницаемых пластов, на что указывает присутствие остаточной нефти в водоносных пластах.

В некоторых районах при обводнении сводовых частей структур пылаются скопления нефти на их краях или в периклинальных частях. Это – так называемые «всплывшие залежи».

Высочные залежи могут сформироваться в ненарушенных антиклинальных структурах, а также осложненных разрывными нарушениями, криптодизмом или вулканогенными образованиями (рис. 11.26).

Такие залежи встречаются не часто. Но еще реже известны залежи нефти в синклинальных прогибах, как например, нефтяная залежь в пес-

чанниках миссисипского возраста нижнего карбона на месторождении Кевин-Крик в Аппалачской нефтегазоносной провинции (рис. 11.27).

Не исключена возможность, что подобные залежи приурочены к литологически изолированным участкам пластов, а также веронты и другие причины их формирования, например, факторы, которые привели к образованию высочных залежей.

Однако в связи с тем, что к настоящему времени залежей подобного типа открыто очень мало, глубоких исследований их формирования не проводится, поэтому до сих пор однозначного ответа на этот вопрос не существует.

11.2.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ВРЕМЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Давайте сразу уточним, что под понятием «геологического времени формирования скоплений нефти и газа» мы понимаем длительность процессов аккумуляции углеводородов.

В этом случае геологическое время формирования скоплений нефти и газа тесно связано с циклическостью и длительностью процессов исторической миграции углеводородов в региональном плане.

Решению этих вопросов посвящено огромное количество исследований. Так, например, К.А. Клышев выяснил, что залежи в девонских терригенных отложениях Татарского свода возникли в кзыловское время, то есть всего на протяжении 1–3 млн лет.

На основании изучения залежей в палеогеновых отложениях Калифорнии, сформировавшихся в ловушках плейстоценового возраста, А. Леворсен (1970) пришел к выводу, что минимальное время для образования, миграции и аккумуляции нефти и газа в этом районе составляло приблизительно 1 млн лет.

По данным Н.А. Каминина в Прикаспийской впадине процессы миграции и аккумуляции углеводородов тесно связаны со стратиграфическими несогласиями и длительностью перерывов в осадконакоплении: чем меньше перерывы, тем большие запасы нефти аккумулируются под поверхностями несогласия. Причем, при значительных перерывах, когда, например, палеогеновые отложения несогласно залегают на юрских, ниже поверхности стратиграфического несогласия промышленных скоплений углеводородов не установлено. В то же время в районах, где наблюдается несогласное срезающее юрских отложений нижнемеловым конгломератом, в юрских отложениях обнаруживаются промышленные скопления нефти. Расчеты, проведенные в разное время Н.А. Еременко, Н.А. Каминным, У. Раселом и другими учеными показали, что процессы образования, миграции и аккумуляции нефти здесь продолжались в течение 35–100 млн лет.

Исследования месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, проведенные С.П. Максимовым, А.Н. Ивановым, В.А. Кирным и другими свидетельствуют, что месторождения в этом регионе сформировались в течение 30–60 млн лет. Таким образом, длительность геологического времени формирования скоплений нефти и газа обусловлена конкретными особенностями геологического строения конкретного региона и истории его геологического развития. Поэтому в одних регионах этот период составляет всего единицы миллионов лет, а в других может быть весьма продолжительным – десятки или даже сотни миллионов лет. Большую роль в формировании скоплений нефти и газа в конкретных регионах играет неоднородность процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Так, на южном борту Западно-Кубанского прогиба месторождения Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырское и некоторые другие нефтяные залежи сформировались в результате, как минимум, двух фаз миграции и аккумуляции.

Здесь по данным З.А. Табасаранского, в базальном конгломерате среднемайкопской толщи, трансгрессивно залегающей на осадках нижнего и среднего палеогена, обнаружены комки (оватиты) пород, пропитанные нефтью. Принадлежность этих комков к более древним (палеоген-эоценовым) слоям не вызывает никаких сомнений и указывает на то, что в период среднемайкопской трансгрессии сформировавшиеся здесь ранее залежи нефти были частично разрушены (рис. 11.28).

Таким образом, к началу майкопской трансгрессии в отложениях зона и палеозона в сводовых частях структур уже существовали залежи нефти более ранней фазы миграции и аккумуляции, которые подвергались разрушению в эоценое. Наряду с этим под поверхностью стратиграфического несогласия в головных частях эродированных зон-палеозонах пород, перекрытых глинистой майкопской толщей, обнаружены залежи легкой нефти. Несомненно, что подобные залежи образовались после майкопского времени, то есть в результате проявления второй послемайкопской фазы миграции и аккумуляции.

Наличие двух фаз формирования залежей получено и при изучении Ферганской впадины.

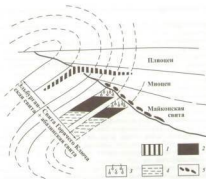


Рис. 11.28. Схема условий залегания нефти в Ахтырско-Бугуздарском месторождении: 1 – тяжелая скопистая нефть; 2 – легкая парафинистая нефть; 3 – газ; 4 – вода; 5 – конки (оватиты) пород, пропитанные нефтью

В результате комплексных геолого-геохимических исследований, проведенных А.А. Каревым и З.А. Табасаранским, установлено, что в Южном Адымшине скопления легких неизмененных нефтей находятся в головных, эродированных частях пластов палеогеновых и меловых отложений под поверхностью предбайкитского разлома. Это доказывает их формирование только в послемайкопское время.

Примерно такая же картина наблюдается в Мухомов, где нижнепериские залежи легкой нефти залегают под несогласно перекрывающим их верхнеперискими слоями, определяющими нижний интервал геологического времени их формирования.

Во всех приведенных случаях нижний интервал геологического времени формирования залежей был установлен по стратиграфическому соотношению подстилающих и перекрывающих отложений и наличию легких нефтей, не подвергавшихся воздействию гипертермических процессов, в головных частях эродированных пластов.

Большое практическое значение имеет определение времени аккумуляции углеводородов в ловушках. Для этого применяются различные методы исследований, в том числе:

- палеотектонический анализ, позволяющий определить время образования ловушки, к которой приурочена залежь нефти и газа;
- определение глубины образования нефтяной залежи по «замороженному» давлению насыщения нефти газом (А. Леворсен, У. Гассоу);
- определение объема газа в ловушке с помощью использования закона газового равновесия (Н.А. Еременко);

- изучение изменений вмещающей способности палеолушек во времени;
- определение времени цементации и развития вторичной пористости коллектора;
- использование данных по избыточным давлениям в нефтяных и газовых залежах (В.Ф. Линецкий).

Среди всех этих методов наиболее эффективен метод палеотектонического анализа, позволяющий определять нижний возможный предел времени формирования ловушки, ранее которой залежь не могла сформироваться.

Все другие методы определения времени формирования залежей применяются в качестве дополнительного метода и поэтому на практике обычно применяются палеотектонический анализ в комплексе с каким-либо другим методом определения времени возникновения ловушек (в зависимости от наличия того или иного фактического материала).

Таким способом З.А. Табасаранский определял, например, время формирования крупной залежи газа в меловых отложениях месторождения Газлы в Западном Узбекистане, где нижний предел формирования залежи датируется концом палеогена и началом неогена, то есть временем начала формирования ловушки.

Однако палеотектонический метод имеет свои ограничения. Использование его для определения времени образования залежей в ловушках древнего заложения не может дать однозначного ответа. Залежи в таких ловушках могли формироваться в течение очень большого промежутка времени. Поэтому палеотектонический анализ надо применять с осторожностью в тех случаях, когда ловушки образовались одновременно с процессом осадконакопления (так называемые конседиментационные ловушки). Это объясняется тем, что формирование залежи могло начаться на любом из этапов развития ловушки. Поэтому для уточнения нижнего предела времени возникновения залежей необходимо применять несколько методов.

Для определения времени завершающего этапа формирования нефтяных залежей А. Ленорсен, У. Гассоу, В.П. Савченко и некоторые другие исследователи предлагают использовать «замороженное» давление насыщения нефти газом. Предполагается, что нефтяная залежь образовалась при пластовых давлениях, равных упругости растворенных в ней газов, что соответствует максимальной степени газонасыщенности нефти и, следовательно, наименьшей вязкости и наибольшей подвижности.

Зная давление насыщения нефти газом, можно в значительной мере приблизительно определить глубину, на которой находилась ловушка в момент образования в ней залежи и в комплексе с палеотектоническим анализом определить приблизительно время ее формирования.

Этот метод впоследствии был развит М.С. Модзелевским (1967, 1969). Он предложил начальное («замороженное») давление насыщения называть фоновым, а его соотношение с пластовым давлением – барическим параметром насыщения. Эти термины широко применяются и в настоящее время. В некоторых районах этот метод оказался весьма полезным для уточнения времени формирования нефтяных и газонефтяных залежей. Тем не менее, одним из существенных его недостатков является отсутствие возможности учета утечки газа из залежи в результате рассеяния газа за геологическое время существования залежи или, наоборот, притока газа в

залежь извне. Кроме этого, сформировавшаяся, нефтяная залежь может оказаться перенасыщенной газом.

В этом случае часть газа будет накапливаться в виде газовой шапки и затем, в результате погружения ловушки, свободный газ будет постепенно растворяться в нефти. Поэтому этот метод зафиксирует глубину ловушки, на которой газовая фаза полностью растворилась в нефти, то есть время превращения газонефтяной залежи в нефтяную. Другими словами, не время начала формирования залежи, а конечную стадию этого процесса.

Может быть и другой вариант. В зависимости от первоначального соотношения жидких и газообразных углеводородов нефтяная залежь может оказаться недонасыщенной газом, что будет существенно искажать результаты определения времени формирования залежи в сторону его уменьшения.

Другой метод установления времени формирования залежей был предложен канадским ученым У. Гассоу. Он основан на изучении гидростатического давления, контролирующего объем газа в ловушке и определяющего конечную стадию накопления. Недостатком этого метода является также недооценка возможности утечки или уничтожения углеводородов, заключенных в ловушках. Поэтому его можно использовать только для определения верхнего предела времени формирования залежей и только в комплексе с палеотектоническими построениями, которые позволяют проследить во времени и пространстве изменения вмещающей способности ловушек, в том числе изменения палеодавления и объема ловушки на различных этапах ее существования. Эти методы были использованы З.А. Табасаранским при изучении изменения во времени пластовых давлений и объемов структурных ловушек восточных районов Туранской плиты. Результаты исследований показали, что ни на одном из ранних этапов существования эти ловушки не в состоянии были вместить то количество углеводородов, которое заключено в них в настоящее время. Автор с достаточной степенью достоверности показал, что формирование залежей в этом районе продолжалось в неогене и антропогене, а в некоторых районах процесс формирования залежей, возможно, еще не закончен и в настоящее время.

Процессы нераспределения углеводородов могут быть обусловлены как раскрытием ловушек в результате изменения структурного плана, так и поступлением в них новых порций углеводородов за счет продолжающегося уплотнения нефтегазоматеринских толщ.

По данным З.А. Табасаранского такие процессы, возможно, продолжаются и в настоящее время в палеогеновых отложениях в Западно-Кубанской впадине. Аналогичный вывод сделали Н.А. Еременко, С.П. Максимов и И.И. Шмайс при изучении залежей в миоценовых отложениях Грозненского района и И.В. Высочкий для залежей в неогеновых отложениях в районе Карпат.

Поэтому в районах, где и в настоящее время процессы аккумуляции нефти и газа не завершены, говорить о верхнем пределе времени формирования залежей не представляется возможным.

Н.А. Еременко для определения времени формирования газовых залежей использовал законы газового состояния и формулу, по которой можно установить верхний предел времени образования залежи. Как и другие косвенные методы, этот способ также не лишен недостатков. В нем не учи-

тивается возможность изменения объема ловушки во времени за счет уплотнения пород, эпигетических изменений, цементации пор коллектора и т.д. Тем не менее, он в комплексе с палеотектоническим анализом в ряде регионов оказался весьма результативным, о чем свидетельствуют результаты исследований С.П. Максимова, А.И. Иванова и В.А. Карова при изучении времени формирования залежей нефти и газа в Саратовском Поволжье и Западном Предкавказье. Так, например, некоторые залежи девонских отложений Саратовского Поволжья не могли сформироваться раньше конца среднего карбона, а нижнемеловые газоконденсатные залежи в Ейско-Березанском районе Западного Предкавказья сформировались в олигоценное время.

Чрезвычайно важным вопросом при изучении времени формирования скопления углеводородов является выявление зависимости между временем заложения и продуктивностью ловушек.

Исследования С.Ф. Федорова, С.П. Коланко и К.А. Машковича доказали, что в Саратовском Поволжье между возрастом структурных ловушек и их продуктивностью существует определенная связь. Залежи в девонских отложениях преимущественно по структурам, сформировавшимся также в девонское время, а структуры более позднего заложения (верхний палеозой), как правило, содержат нефть лишь в отложениях карбона. Интересно отметить, что в ловушках, образованных в кайнозое, нефть отсутствует во всем продуктивном диапазоне, как в девоне, так и в карбоне.

Отсюда был сделан вывод, что молодые структуры образовались после завершения региональной миграции и аккумуляции нефти и потому оказались непродуктивными.

Исходя из этих результатов, авторы предложили при прогнозировании перспектив нефтегазоносности определять возраст ловушек в этом регионе, например, по данным сейсморефлекции. В результате этих исследований можно выявлять наиболее древние и считать их первоочередными для изучения глубочайшего бурения.

Аналогичная зависимость между возрастом структурных ловушек и их продуктивностью в мезозойских отложениях Скифской плиты выявила М.С. Буриштер в 1963 г. и К.В. Фомкин в 1964 г. Их исследования показали, что в Восточном Предкавказье в юрских отложениях подпадающее большинство нефтяных залежей связано с ловушками, образованными в допалеогеновое время. Ловушки в меловых отложениях позднемолового-палеогенового возраста также содержат залежи нефти. Все ловушки, сформировавшиеся в более позднее время (в конце палеогена – начале неогена) оказались пустыми. Авторы сделали вывод, что нижнемеловые залежи в восточной части Прикумской нефтегазональной области сформировались в эоцен-олигоценное время, когда уже намечался региональный наклон пластов на юг и юго-восток в сторону нефтегазосборных площадей. Аналогичная закономерность намечалась и в пределах Западного Предкавказья. Там промышленная газоносность в нижнемеловых отложениях (месторождения Киневское, Чобсарское, Староминское, Майкопское и др.) приурочена к ловушкам, сформировавшимся в течение нижне- и в начале верхнемелового времени, а все ловушки, сформировавшиеся в конце позднего мела и начале палеогена, оказались пустыми.

Однако связь времени формирования ловушек и их нефтегазоносности проявляется не во всех регионах. Так, например, по данным З.А. Таб-

гаранского и Н.И. Громадвой (1972) в пределах Туранской нефтегазональной провинции, особенно в ее восточных районах, строгой зависимости между возрастом ловушек и их продуктивностью обнаружено не было. Аналогичный вывод был получен Б.Я. Вассермалом и М.С. Моделевским, которые показали, что в Печорской синеклизе ловушки в подоманиковом неретическом комплексе (средний-верхний девон) продуктивны независимо от времени их формирования, если они расположены в непосредственной близости от регионального скрамма – границы выклинивания продуктивной толщи. Ловушки, удаленные от этого скрамма, оказываются продуктивными только в том случае, если они сформировались не позднее конца каменноугольного времени. Таким образом, метод изучения связи между временем формирования ловушек и их продуктивностью весьма эффективен, так как в случае наличия такой зависимости он позволяет прогнозировать перспектив нефтегазоносности еще не разбуренных структур, а в случае отрицательного результата говорит о необходимости проведения дополнительных исследований времени и длительности процессов нефтегазообразования и асинхронной миграции углеводородов.

11.3. РАЗРУШЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Разрушение залежей нефти и газа – это заключительный этап в жизненном цикле углеводородов (опитогенез), который схематически можно представить себе таким образом:

преобразование органического вещества ► генерация и первичная миграция нефти и газа ► вторичная миграция и аккумуляция углеводородов ► разрушение скоплений нефти и газа.

Глядя на эту цепочку и концентрируя ее с той информацией, которая содержится в предыдущих разделах этой книги, видно, что каждый последующий ряд жизненного цикла углеводородов тесно связан с предыдущим. И это очень часто встречается в природе: процессы формирования и разрушения скоплений нефти и газа нередко протекают одновременно даже в пределах одного и того же месторождения в различных его частях (тектонических блоках).

Некоторые факторы, на первом этапе обуславливающие формирование залежей нефти и газа, со временем начинают играть отрицательную роль, приводя к их разрушению. Тектонические движения, способствующие миграции и аккумуляции углеводородов, при последующих движениях могут привести к эрозии нефтегазосодержащих комплексов, а, следовательно, к частичному или полному разрушению залежей нефти и газа. Диффузионные процессы, как мы уже говорили, уже с момента начала формирования скоплений углеводородов действуют в направлении их распада, в особенности газа.

Наиболее часто разрушению залежей нефти и газа способствуют расклевывание ловушек, эрозиями, геосинклинальными (биоинженческие) и гидродинамическими (гидрогеологические) процессами, дегазация нефтей, а также глубочайший метаморфизм пород-коллекторов и содержащихся в них нефтей на больших глубинах. Изучение механизма формирования локальных структур методом палеотектонического анализа показало, что вследствие

дифференцированных подвижек блоков фундамента на отдельных этапах развития некоторые локальные структуры раскрывались. Залежи нефти и газа в таких структурных ловушках древнего заложения, развивающихся конседиментационно (одновременно с осадконакоплением), в результате изменения прежнего структурного плана подвергались частичному или полному разрушению или перестроированию. При раскрытии ловушек нефть и (или) газ перемещаются по региональному восстановлению слоев или по тектоническим нарушениям. В случае, если они на своем пути встречают новые ловушки, начнется процесс формирования нового скопления нефти и (или) газа. Если такие ловушки не повянут, то нефть и (или) газ, в конце концов, попадут на дневную поверхность. Газ улетучится в атмосферу, а нефть в конечном итоге образует скопления продуктов природного изменения нефтей – природные битумы.

Масштабы разрушения нефтяных скоплений могут быть различными. От небольших битумопроявлений на поверхности земли, до значительных, как, например, на Ашеровском полуострове, в Западной Туркмении, на Сахалине, или острове Тринидад и до катастрофических, как, например, в Канаде (штат Альберта), где асфальтовый пояс, в песках Атабаски, как мы уже говорили, протягивается на сотни километров (рис. 11.29).

По данным Д. Жардана (1974) запасы нефти в битумах, содержащихся в песках Атабаски составляет 800 млрд бар. (125 млрд м³). Этот битум является продуктом природного преобразования нефтей, мигрировавших на дневную поверхность, из-за разрушения крупных скоплений нефти.

Примеры значительных по запасам месторождений продуктов природного преобразования нефтей есть и в нашей стране, только меньше по масштабам.

Так, например, в Волго-Уральской нефтегазосной провинции (Татарстан) запасы асфальтов в пермских отложениях составляют около 18–20 млрд т.

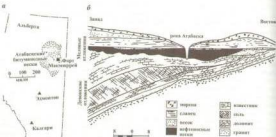


Рис. 11.29. Схема расположения битуминозных песков в штате Альберта (а) и геологический разрез Атабаски битуминозных песков (б) (D. Jardine, 1974)

Процессы разрушения скоплений углеводородов происходит и в недрах в зоне водонефтяного или газоводяного контакта. Там благодаря биогенным процессам происходит окисление и разрушение углеводородов, а также восстановление сульфатов, растворившихся в подземных водах при участии сульфатредуцирующих бактерий. В.А. Соколов подсчитал, что для окисления 1 грамма метана требуется 6 граммов сульфат-иона, то есть для окисления 1 млрд м³ газа (в основном метана) требуется около 6 млн т сульфатов. Сероводород, получающийся при окислении углеводородов, образует скопления свободной серы. По данным В.А. Соколова, в подавляющем большинстве случаев месторождения серы располагаются в разрезах выше залежей нефти и газа. Залежи серы, сформировавшиеся в результате разрушения нефтяных и газовых скоплений, известны в Туркмении, как, например, месторождение Серые Бугры, в пределах Центрально-Каракумского свода, серное месторождение в Гаурдаке. Подсчитано, что для формирования месторождений серы в Туркмении должно было разрушиться несколько триллионов кубических метров газа. Есть месторождения серы, образовавшиеся в результате разрушения нефти и газа в Ферганской впадине в Восточном Узбекистане, на Западной Украине, в солянокупольной провинции Мексиканского залива и во многих других регионах. В ряде случаев причиной разрушения залежей нефти и газа является гидродинамическая активность подземных вод, вымывающих углеводороды, в особенности нефть из малоамплитудных и слабовыраженных ловушек. По данным А.А. Карцева (1972), условием для сохранения залежей от механического разрушения водой является неравенство $Q < \alpha$, где Q – угол наклона водонефтяного или газоводяного контакта; α – угол падения пласта на крыле ловушки (рис. 11.30).

Из рис. 11.30 видно, что в случае, если угол наклона водонефтяного контакта меньше угла падения пласта на крыле ловушки, то соблюдаются условия для сохранения нефтяной залежи (а). Если угол наклона водонефтяного контакта равен углу падения пласта на крыле ловушки, то начинается процесс разрушения нефтяной залежи (б).

Большую роль в разрушении газовых, а возможно, и в некоторых случаях и нефтяных залежей, является процесс растворения углеводородов в подземных водах. Известно, что метан и его гомологи обладают большей растворимостью в водах по сравнению с жидкими углеводородами. Инфильтрационные воды, омывающие залежи газа и нефти, в зависимости от состава вод и термобарических условий, растворяют и выносят различное количество углеводородов. Таким образом, если на эволюционном этапе под-

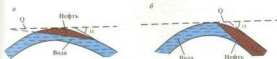


Рис. 11.30. Схема условий сохранения (а) и разрушения (б) нефтяной залежи в ловушке сводного типа при механическом действии пластовых вод

земные воды способствуют аккумуляции нефти и газа в ловушки, то с наступлением нефтяного этапа они, наоборот, выносят углеводороды из залежей и, в конце концов, приводит к разрушению их скоплений. Так, например, в среднекавказской части эпигеринской платформы большинство залежей газа в меловых отложениях и в настоящее время находится на стадии разрушения. В Предкавказье, наоборот, в отложениях палеогена (олигоцен) до сих пор происходит процесс формирования газовых залежей.

Следует отметить также разрушающее действие сверхвысоких температур на сохранность скоплений углеводородов в недрах. Если природные резервуары с заключенными в них скоплениями нефти и газа попадут в зону субдукции, то, естественно, такие месторождения будут разрушены.

Глава 12

ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ЛОКАЛЬНЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Разработке классификаций залежей и месторождений нефти и газа посвящены труды многих видных геологов нефтяников. Среди них выделяются работы И.М. Губкина, А.А. Бакирова, И.О. Брода, И.В. Высоцкого, Н.А. Еременко, Б.В. Оленева, Н.Ю. Успенской, В.Е. Ханна и некоторых других.

12.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Любая классификация залежей нефти и газа, прежде всего, должна отражать генетические особенности образования ловушек, в которых формируются залежи. Именно этот принцип был положен А.А. Бакировым, когда, обобщив все имеющиеся сведения о природных ловушках и приуроченных к ним залежей нефти и газа, он выделил четыре основных класса залежей (табл. 12.1).

Таблица 12.1
Классификация залежей нефти и газа (А.А. Бакиров)

Класс	Группа	Подгруппа
Структурные	Залежи антиклинальных структур	Складчатые Тектонически экранированные Прикативные Высокие Экранированные разрывными нарушениями Связанные с флексурными образованиями Связанные со структурными впадинами
	Залежи моноклиналий	
	Залежи синклинальных структур	
Рафтовые Литологические	Связанные с рафтовыми массивами Литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов Приуроченные к участкам заклинивания пористых пород непроницаемыми Экранированные асфальтом или битумом
	Литологически ограниченные	Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек (направленные или радиальнообразные)

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
		Осложненная солянокупольной структурой
		Поднадвиговая
Прикладные		С соляным штоком
		С дивергентным ядром или образованием гризового вулканизма
		С вулканогенными образованиями

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Висечие		Ненарушенного строения
		Осложнение разрывными нарушениями
		Осложнение кристаллическим или вулканогенными образованиями

Условные обозначения в таблицах 12.2-12.3. Залежи нефти: 1 - на профиле; 2 - в плане; 3 - залежи продуктивного горизонта (с отрицательным значением); 4 - нарушение; 5 - песчанники; 6 - глины; 7 - известняки; 8 - вулканогенные образования; 9 - соль; 10 - вода.

Таким образом, залежи антиклинальных структур приурочены к локальным поднятиям различного вида. Сводные залежи формируются в локальных структурах, как простого строения, так и осложненными тектоническими нарушениями, дивергентизмом, гризвыми вулканизмом или солянокупольной тектоникой. Иногда встречаются, как уже упоминалось, так называемые «висечие» залежи, которые располагаются обычно на крыльях, реже на периклинах локальных структур простого или сложного строения, о чем подробнее будет рассказано далее.

На структурных картах этих залежей контуры водонефтяного контакта обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивных пластов, а секут их под разными углами.

Теперь рассмотрим группу залежей моноклиналией, в которой выделяются три подгруппы: залежи, окрашенные разрывными нарушениями, залежи, связанные с флексурными образованиями, и залежи, связанные со структурными носими (табл. 12.3).

Таблица 123

Группы залежей моноклиналией

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Экранированные разрывными нарушениями		В качестве экрана выступают разрывные нарушения
Приуроченные к флексури-вым осложнениям		Флексурное осложнение и структурный нос (см. след. подгруппу) хорошо видны на структурной карте
Осложненные структурными носами		То же

В настоящее время есть три основные гипотезы формирования этих залежей, весьма необычных с точки зрения антиклинальной теории. Первая гипотеза – тектоническая. Она объяснит их образование за счет изменения положения наклонно-сводов складки. Вторая – за счет окислительных процессов, происходящих в приконтурной зоне. И третья, наиболее распространенная, объяснит смещение залежи под напором пластовых вод.

Тектонически экранированные залежи формируются вдоль сбросов и взбросов, осложняющих локальные антиклинальные складки. В зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений эти залежи могут находиться на сводах, крыльях или периклиналях.

Приконтактные залежи образуются на контакте продуктивных горизонтов с солонным штоком, дваширным ядром или вулканогенными образованиями. Залежи моноклиналией могут быть связаны с флексурными образованиями: со структурными носами или разрывными нарушениями, осложняющими моноклинали.

Особое место в классификации занимают залежи синеклиналиных структур. Они были обнаружены в некоторых районах Аппалачской нефтегазоносной провинции США, в провинции Сычуань в Китае, в Бразилии и др. (табл. 124).

Таблица 124

Группа залежей синеклиналиных структур

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Залежи синеклиналиных структур. Подгрупп не имеют		Обнаружены в песчаных мезозойского возраста нижнего карбона в Аппалачской нефтегазоносной провинции США, в провинции Сычуань в Китае и др.

Перейдем к группе залежей, связанных с рифовыми массивами (табл. 125). Отдельный рифовый массив или их группа могут содержать единую нефтяную или газовую залежь, с общим водонефтяным контактом. В связи с тем, что каверзность и трещиноватость известняков очень часто имеют локальное распространение, емкостно-фильтрационные свойства

Таблица 125

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Залежи, связанные с рифовым массивом; подгрупп не имеют		Образование в едином рифовом массиве
		Образование в группе (исходящий) рифовых массивов

рифтовых массивов значительно меняются даже на небольших расстояниях. В связи с этим, при разработке таких залежей скважины в различных частях рифового массива практически не бывают одинаковыми.

Следующий предмет нашего рассмотрения – класс литологических залежей.

Этот класс содержит две группы: **литологически экранированные** и **литологически ограниченные залежи** (табл. 12.6).

Таблица 12.6

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Литологически экранированные. Приурочены к участкам выклинивания пласта-коллектора		В плане линия с вертикальями – линия выклинивания пласта-коллектора. Запирывающая область – скопление углеводородов
Приурочены к местам заочистки проницаемых пород непроницаемыми		То же
Залежь, запечатанная асфальтом		То же (запирывающая область – асфальт)
Литологически ограниченные. Приурочены к песчаным образованиям палеорек		То же

Продолжение табл. 12.6

Подгруппа	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Приурочены к прибрежным образованиям ископаемых баров		То же
Приурочены к лентам песчаных пород в слабопроницаемых глинистых отложениях		То же

Литологические залежи распространены практически на всех нефтегазоносных территориях. Из них экранированные залежи связаны с участками выклинивания пласта-коллектора по его восстановлению или с участками зачистки проницаемых пород непроницаемыми. В литературе такие залежи иногда называют залимообразными.

К этой же группе также относятся залежи, образование которых связано с экранированием коллектора асфальтом или битумом, образовавшимся в результате окислительных процессов.

Литологически ограниченные залежи могут образоваться в прибрежных песчаных валоводобных образованиях ископаемых баров (баровые залежи) или в линзобразных песчаных коллекторах, окруженных со всех сторон слабопроницаемыми глинистыми отложениями. Часто такие залежи формируются в песчаных образованиях русел и дельт палеорек.

Впервые эту подгруппу залежей открыл И.М. Губкин в 1911 г. в Майкопском районе. Помните, мы об этом рассказывали в самом начале книги, когда говорили, что на заре развития нефтяной промышленности при поисках нефти широко использовался метод «дикой кошки».

Залежи, приуроченные к песчаным образованиям русел и дельт палеорек, И.М. Губкин, с присущим ему юмором назвал «шнурковыми» или «рукавообразными».

И последний класс залежей – **стратиграфические залежи**. Это залежи в коллекторах, срезаемых эрозией и перекрытых непроницаемыми породами. Здесь выделяются две подгруппы: залежи, связанные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах и залежи, связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребенных останков палеорельефа или выступов кристаллических пород (табл. 12.7).

Таблица 12.7

Подрубри	Схема в разрезе и плане	Краткая характеристика
Связанные со стратиграфическими несогласиями в пределах локальной структуры (структур)		
Связанные со стратиграфическими несогласиями на моноклинали		
Связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к поверхности погребенных останцов рельефа		
Связанные со стратиграфическими несогласиями на поверхности погребенных выступов кристаллического ядра		

И в заключение следует отметить, что иногда в природе встречаются залежи, формирование которых обусловлено действием нескольких факторов, например литологического и стратиграфического. Хорошо известны случаи, когда залежи приурочены к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезаемых эрозией и перекрытых затем плохопроницаемыми отложениями более молодого возраста, как, например, месторождения Западный Тибук в Сибири, Ист-Тексас в США и др.

12.2. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Как мы уже говорили, в основу приведенной выше классификации залежей была положена генетическая связь залежей с ловушками нефти и газа. Естественно, что эта генетическая связь прослеживается и при образовании месторождений нефти и газа: ловушки → залежи нефти и газа → месторождения.

Месторождение нефти и(или) газа – участок земной коры, заключающий обособленную совокупность залежей (одиночную залежь) нефти или газа в ловушках (ловушке), формирование которых обусловлено генезисом и геологическим строением этого участка (В.В. Оленин). А.А. Бакиров все месторождения нефти и газа подразделял на пять типов: **структурный, рифогенный, литологический, стратиграфический и литолого-стратиграфический**, а затем каждый из них подразделял на группы и подгруппы (табл. 12.8)*.

Давайте посмотрим геологическое строение некоторых типов месторождений нефти и газа. Начнем с самого начала таблицы.

Месторождения антиклинальных структур простого, ненарушенного строения. Ловушками для них служат антиклиналы простого строения, характеризующиеся соответствием структурных планов стратиграфических подразделений, принимающих участие в их строении.

Ниже приведены примеры геологического строения некоторых типичных для этой группы месторождений. Для того чтобы было легче разобраться, для ряда из них кроме геологического разреза приведены структурные карты.

На рис. 12.1 приведена структурная карта и геологический разрез Романкинского месторождения (по П.И. Лунгаеву, А.И. Клещеву и Б.С. Темляковой).

Месторождение Романкино расположено на южной вершине Татарского свода в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Залежи нефти здесь в основном приурочены к терригенной толще девона и, в меньшей степени, нижнего карбона. Основная нефтяная залежь расположена на глубине 1100 м. Каждая залежь имеет свой водонефтяной контакт, который расположен горизонтально. Это можно проследить на структурной карте: водонефтяной контакт повторяет изгибы кровли продуктивных пластов. По запасам Романкинское месторождение относится к разряду гигантских. Введено в разработку в 1949 г. Эксплуатируется до сих пор.

К антиклинальной структуре простого ненарушенного строения приурочено и уникальное Уренгойское газоконденсатное месторождение (рис. 12.2).

Достаточно часто в практике поисково-разведочных работ встречаются месторождения, **приуроченные к антиклиналям, в которых наблюдается несоответствие структурных планов различных стратиграфических подразделений.** Эти несоответствия могут выражаться либо смещением складчатых частей в различных литолого-стратиграфических комплексах, слагающих структуру, либо существенным различием строения структурных этажей. Месторождения такого строения характерны как для платформенных территорий, так и переходных и складчатых областей.

*А.А. Бакиров использовал термин «несогласование», а не «месторождение», обосновано тем, что скопления УВ сформированы в процессе миграции и редко находятся в месте своего рождения.

Таблица 12.8

Классификация месторождений нефти и газа (по А.А. Бакраеву, 1960)

Тип месторождения	Группа месторождений	Подгруппа месторождений
1. Структурный тип, приуроченный к:	1.1. Антиклинальным структурам простого изогнутого строения 1.2. Антиклинальным структурам с несомкнутым структурным планом отдельных стратиграфических подразделений 1.3. Антиклинальным структурам, осложненным разрывной дислокацией 1.4. Антиклинальным структурам, осложненным солей тектоникой 1.5. Антиклинальным структурам, осложненным дилатриком или трещиной вулканизмом 1.6. Антиклинальным структурам, осложненным вулканическими образованиями 1.7. Моноклинальным 1.8. Оноклинальным 2.1. Одиночным рифовым массивом 2.2. Группе (ассоциации) рифовых массивов 3.1. Участкам выклинивания пластов-коллекторов по нормальному слою 3.2. К участкам замещения провиантных пород непроницаемыми или к провиантным породам, залегающим асфальтом 3.3. Прибрежным песчаным образованиям палеозоя 3.4. Прибрежным песчаным образованиям русел и долей палеозоя 3.5. Прибрежным песчаным выклиниваемым образованиям ископаемых баров 3.6. Лавовообразно залегающим пластов-коллекторов 4.1. На антиклинальных структурах 4.2. На моноклинах 4.3. На эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа	1.1.1. Антиклинальным структурам со сжатыми сводчатыми частями отдельных стратиграфических подразделений 1.2.2. Антиклинальным структурам с существенно размытым строением отдельных структурных этапов 1.5.1. Антиклинальным структурам, с открытым трещиновым вулканизмом или открытым дилатриком 1.5.2. Антиклинальным структурам, с погребенным трещиновым вулканизмом или кристодилатриком
2. Месторождения рифового типа, приуроченные к:		
3. Месторождения литологического типа, приуроченные к:		
4. Месторождения стратиграфического типа, приуроченные к участкам стратиграфических несогласий		
5. Месторождения литолого-стратиграфического типа, приуроченные к участкам выклинивания пластов-коллекторов, в пределах зонной и порегиональной со стратиграфическим несогласием и непроницаемыми отложениями		

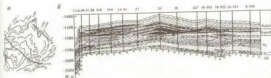


Рис. 12.1. Ромашкинское нефтяное месторождение. Структурная карта по кровле палеозойского горизонта (а) и геологический разрез пермической толщи доломита (б).

Черным цветом выделены нефтяные залежи

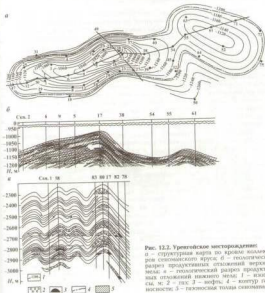


Рис. 12.2. Уренгойское месторождение: а - структурная карта по кровле коллекторов сеноманского яруса; б - геологический разрез продуктивных отложений черной мелы; в - геологический разрез продуктивных отложений нижней мелы; 1 - известняк; 2 - галс; 3 - нефть; 4 - контур палеонотности; 5 - палеонотная толща сеномана

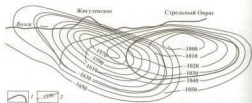


Рис. 12.3. Структурные карты месторождений Жигулевское по кровле пашинских отложений (девуи) и Стрельный овраг по кровле пласта Б₂ (нижний карбон): 1 – контур глубинности; 2 – изобатсы, м

Интересным примером ловушек со смещением сводовых частей являются некоторые структуры Жигулевского свода в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, как, например, расположенные рядом нефтяные месторождения Жигулевское и Стрельный овраг (рис. 12.3).

Из рис. 12.3 отчетливо видно, что для этих месторождений характерно несовпадение структурных поверхностей антропо-стратиграфических комплексов, содержащих залежи нефти и газа. А теперь, внимание. В пределах месторождения Стрельный овраг на месте сводовой части структуры по кровле пласта Б₂ (нижний карбон), находится далекое погружение восточной периклинальной соседней Жигулевской структуры по кровле пашинских отложений (девуи). В соответствии с этим на структуре Стрельный Овраг в пашинских отложениях нефти нет, продуктивны пласт Б₂ (нижний карбон), а на Жигулевской структуре нефтеносны как нижнекаменноугольные, так и пашинские (девуи) отложения.

Широко распространены также месторождения, приуроченные к структурам с существенными различиями в строении отдельных структурных этажей. Так, например, к таким группам месторождений приурочены значительные ресурсы нефти Юго-Западного Ирана и Северного Ирака (Месопотамская предгорная впадина). Многие из выявленных структур в этом регионе характеризуются существенным различием строения фарсидских отложений (миоцен) и знаменитой толщ известняков Асмари (нижний миоцен – верхний олигоцен), являющихся регионально-продуктивными отложениями. Фарсидские отложения сильно и дисгармонично дислоцированы из-за валичности в их разрезе мощной толщ пластичных гипс-ангидридовых и соленосных отложений нижнего фарса. Эта сложная дислоцированная толща почти полностью маскирует строение подстилающей ее известняковую толщу синты Асмари, в которой широко развиты крупные антиклинальные складки простого строения (рис. 12.4).

Следующий тип – это месторождения, приуроченные к антиклиналям, ослабленным разрывными дислокациями. Такие месторождения широко распространены в складчатых и переходных областях. Однако они не являются исключением и для платформенных территорий. В качестве примера приведем геологическое строение Каражаибасского нефтяного месторождения (рис. 12.5).

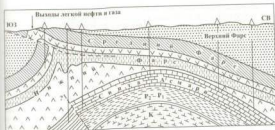


Рис. 12.4. Геологический разрез месторождения Нафт-Сефид (Месопотамская впадина)

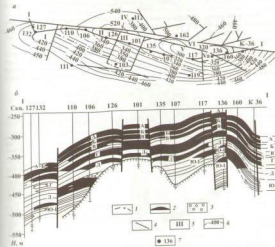


Рис. 12.5. Каражаибасское нефтяное месторождение: а – структурная карта, б – геологический разрез по профилю 1-1: 1 – изобатсы контур глубинности; 2 – изобатсы; 3 – нефть; 4 – газ; 5 – разрывные нарушения; 6 – блок залежи; 7 – скважины

Каражайбасское нефтяное месторождение расположено в Прикаспийской нефтегазоносной провинции в пределах Северо-Бузачинского свода. Месторождение приурочено к крупной брахантиклинальной складке, осложненной тектоническими нарушениями. Размер структуры 30×6 км. Амплитуда 180 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Нефтегазоносны среднеюрские и нижнемеловые отложения. Коллекторами служат песчано-алевритовые породы.

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным солевой тектоникой, широко распространены в пределах территорий, где в разрезе осадочного чехла имеются достаточно мощные соленосные толщи, как например, в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области, расположенной в пределах Прикаспийской впадины (месторождения Магат, Косватых, Байчунас и др.), в Приштетском прогибе, в Днепро-Донецкой впадине, Предкарпатском прогибе (месторождения Морина и др.), Причерноморской впадине (месторождение Барбес-Хилл и др., США) и многих других территорий (рис. 12.6).

Приведем еще один пример геологического строения месторождений, приуроченных к антиклиналям, осложненным солевой тектоникой. Этот пример интересен тем, что иногда на одном месторождении встречаются залежи разных типов, как на месторождениях Косватых (рис. 12.7, в).

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным диапиризмом или трещиновым вулканизмом распространены в различных регионах, в частности в нефтегазоносных областях Западной Туркмении, Азербайджана, Румынии, США и других территориях.

Для месторождений этой группы характерно наличие сводовых залежей над погребенным диапиром или трещиновым вулканом, а также трианктальные залежи, связанные с образованиями трещиноватого вулкана или диапиром. Кроме этого в пределах одного месторождения могут

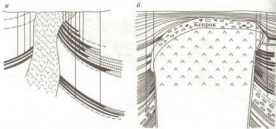


Рис. 12.6. Схематические геологические разрезы: а - месторождения Морина (Предкарпатский прогиб, Румыния); б - Барбес-Хилл (Причерноморская впадина, США)

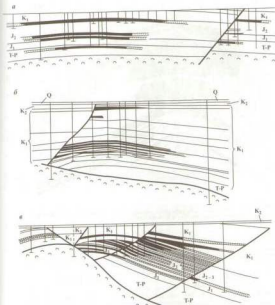


Рис. 12.7. Геологические разрезы месторождений: а - Магат; б - Байчунас; в - Косватых

быть тектонически экранированные, а также некоторые виды литологических и стратиграфических залежей (рис. 12.8, 12.9).

Анастасиевско-Троицкое месторождение расположено в Азово-Кубанской нефтегазоносной области в пределах Западно-Кубанского прогиба. Антиклинальная складка осложнена двумя одиночными куполами. На Анастасиевском подлинки зафиксировано диапирное ядро майкопских глин, доходящее до верхнепалеогеновых отложений. С ядром контактируют скопления нефти и газа. В разрезе месторождения выявлено девять про-

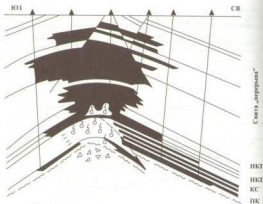


рис. 12.8. Геологический разрез нефтяного месторождения Баба-Зибет, осложненного погруженным гризовым вулканизмом (по Б.К. Баба-Зибет).
HKT, HKII, KC, PK – нomenclатура местных продуктивных толщ и горизонтов

дуктивных горизонтов. Из них Ia, II и III – газовые (Анастасиевская площади), IV и V – газонефтяные и VI, VIa и VII – нефтяные.
Основная газонефтяная залежь приурочена к VI горизонту мюитиче-

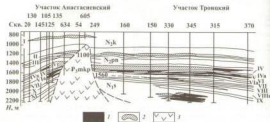


рис. 12.9. Геологический разрез Анастасиевско-Триунфного месторождения (Г.А. Габриелянц).
I – нефть; 2 – газ; 3 – дисперсионный адор

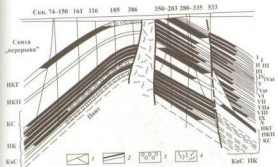


рис. 12.10. Геологический разрез месторождения Нефтяные Камини (по Г.А. Габриелянц, 2006).
I – разрывные нарушения; 2 – нефть; 3 – газ; 4 – брекчированные породы гризового вулканизма
HKT, HKII, KC, PK, PKK – нomenclатура местных свит и горизонтов

ского возраста и является общей для обеих площадей. Глубина залегания этого горизонта – 1350–1550 м. Особенностью этой залежи является то, что в ней содержится большая газовая шапка, высотой более 100 м.

По типу газонефтяная залежь является пластовой сводовой. Остальные залежи преимущественно литологического типа, так как они связаны с выклиниванием песчаных пластов.

Нам осталось показать геологический разрез месторождения, приуроченного к антиклиналям, осложненной гризовым вулканизмом. В качестве примера мы выбрали месторождение Нефтяные Камини (Азербайджан) (рис. 12.10).

Месторождение Нефтяные Камини расположено в акватории Каспийского моря. Продуктивная толща здесь разбита рядом разрывных нарушений. Нефтегазоносность выявлена на глубинах от 260 до 1590 м, где имеется 22 нефтегазовых толщ. Тектонические нарушения разбивают месторождение на три основных участка, отличающиеся друг от друга особенностями нефтегазоносности. На юго-западном поле нефтегазоносности продуктивны все свиты нижнего отдела продуктивной толщ. На северо-восточном крыле – отложения от сураханской до калинской свиты, а на своде структуры – нефтегазоносны только пласты калинской свиты.

Месторождения, связанные с антиклиналями, осложненными вулканическими образованиями. Месторождения такого типа встречаются достаточно редко, хотя это можно объяснить и тем, что открытие подобных месторождений чаще всего являлось как бы побочным продуктом при поисках и разведке нефти и газа. Только в последнее время, как мы уже говорили, с широким использованием в нефтегазовисковской геологии теории

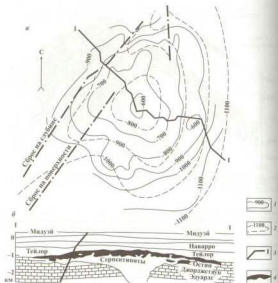


Рис. 12.11. Структурная карта по кровле продуктивного (а) горизонта и геологический разрез (б) месторождения Литтон-Спринг (по Ф. Дэй и В. Вер-Вейс). Изотипы по кровле продуктивного горизонта (а): 1 – серпентиниты, 2 – желтоватые отложения; 3 – линия профиля; 4 – нефть

литосферных плит, начались целенаправленные поиски скоплений углеводородов в выветреловых частях серпентинитов и погребенных выступах фундамента (Мексика, США, Куба и др.).

В качестве примера представим геологический разрез месторождения Литтон-Спринг (США) и очень наглядную схему ловушек, связанных с погребенными выступами рельефа (рис. 12.11, 12.12).

Месторождения, связанные с моноклиналями. Месторождения этой группы обычно приурочены к различным структурным осложнениям – фалскурам, структурным носам и нарушениям (рис. 12.13, 12.14).

Соколовское газоконденсатное месторождение расположено в Восточ-



Рис. 12.12. Схема ловушки, связанной с погребенным выступом рельефа (по У. Расселу)

но-Кубанском прогибе. Содержит гидродинамическую залежь в песчаном пласте I альбского возраста, приуроченного к структурному носу. Продуктивны только скважины, пробуренные в средней, относительно погруженной части структурного носа. На гипсометрически более приподнятой блоке пласт оказался водонесным. Поверхность раздела газ – вода имеет сложную форму, выпуклую в сторону подошвы пласта с общим наклоном в сторону направления регионального движения пластовых вод.

Посмотрим еще один пример строения Яряктинского нефтегазоконденсатного месторождения. Оно расположено в Лено-Тунгусской нефтегазозоной провинции в пределах юго-западного погружения Непского свода в районе моноклинального залегания пород (см. рис. 12.14).

Месторождения рифогенного типа. Ловушками для них служат рифовые массивы. Как правило, наиболее благоприятное сочетание условий для образования рифогенных построек создается в краевых частях впадин в зонах сочленения их с предорудными впадинами (З.А. Табасаранский). В этих территориях известны крупные зоны нефтегазоаккумуляции, как например, в Предуральской нефтегазозоной провинции, в нефтегазозоной области Тампитко-Тукспан, расположенной в юго-западной краевой части Примексиканской впадины, во впадине Альберта (Канада) и др. территориях. Приведем два примера. Один из них – это Столбовское месторождение, приуроченное к одиночному рифу (рис. 12.15) и месторождение Рейнбоу, приуроченное к группе рифовых построек (рис. 12.16).

Месторождение Рейнбоу расположено во впадине Альберта и приурочено к меридиональной цепочке среднедевонских рифов. Размеры зоны рифовых тел 180×30 км. Залежи в биогермных выступах массивные. Запасы нефти составляют более 40 млн т.

Месторождения литологического типа. Здесь выделяется шесть групп

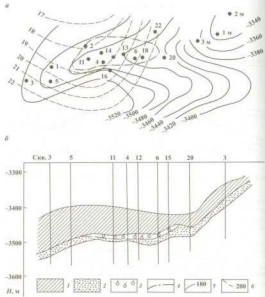


Рис. 12.13. Соколовское газоконденсатное месторождение (Г.А. Табризманд, 2006): а - структурная карта по кровле продуктивного пласта I (абс.); б - геологический разрез продольного пласта I (А.А. Плотников и Г.С. Короткий); 1 - глина; 2 - песчаный; 3 - по с конденсатом; 4 - контур гидродинамической замки газа с конденсатом в продуктивном пласте; 5 - изоэпия (м); 6 - гидроэпоэпия (МПа)

месторождений. Первая группа - месторождения, связанные с участками выклинивания пласта-коллектора по восставанию слоев.

Литологическая изменчивость пластов-коллекторов, чаще всего наблюдается на склонах платформенных впадин и сводовых поднятий, на склонах краевых впадин, на платформенных бортах предгорных впадин, а также в складчатых областях, в особенности в бортовых частях межгорных впадин. В связи с этим, месторождения подобного типа широко распространены практически во всех нефтегазоносных областях. Типичным примером

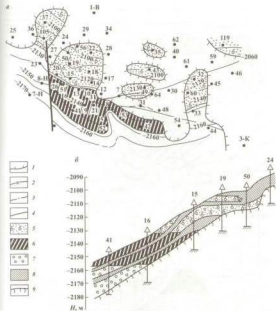


Рис. 12.14. Яртское нефтегазоконденсатное месторождение: а - структурная карта по кровле коллектора яртской фазы; б - геологический разрез продольного пласта; 1 - глина; 2 - песчаный; 3 - по с конденсатом; 4 - контур гидродинамической замки газа с конденсатом в продуктивном пласте; 5 - изоэпия (м); 6 - гидроэпоэпия (МПа); 7 - подкисленные; 8 - непродуктивные породы; 9 - кристаллический фундамент

такой группы месторождений может служить Ходыженское месторождение (рис. 12.17).

Ходыженское нефтяное месторождение расположено в пределах Западно-Кубанского прогиба. В нем содержатся три промышленных залежи нефти. Продуктивными являются майкопские песчаные отложения, мощ-

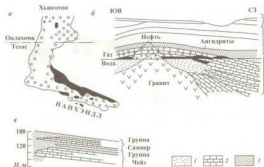


Рис. 12.18. Нефтегазовое месторождение Панксинда-Хяоготун (Г.А. Габриэлян, 2000): а – схематический план головной залежи и нефтяной оторочки; б – разрез структуры Панксинды (по Фиттерсону и Вершуту); в – схематический разрез литологически эквивалентной залежи в хяоготунской части месторождения (по Карду и Тойлеру). 1 – аркозные песчаники; 2 – известняки; 3 – непродуктивные покровы

палеомы, может служить одно из крупнейших газовых месторождений США – Панксинда-Хяоготун, расположенное на границе штатов Оклахома и Техас (рис. 12.18).

Месторождение Панксинда-Хяоготун приурочено к сложившейся платформе. Восточная ее часть (Панксинда) представляет собой антиклиналь, сложенную породами каменноугольного и пермского возраста, приуроченную к гранитному выступу фундамента. Северная часть (Хяоготун) представлена пологой моноантиклизой, с углом наклона в меридиональном направлении 1–2°. На площади Панксинды залежь газа связана с зоной выветрелого гранита, доломитизированными известняками верхнекаменноугольного возраста и пермскими доломитами. На площади газонасыщенные доломиты, известняки и солончатые известняки нижнепермского возраста. Обе площади имеют единый газовойодный контакт.

Месторождения, приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек. По мнению многих исследователей наиболее благоприятными условиями для нефтегазоаккумуляции этой группы месторождений являются уступные части палеорек, располагающиеся в прибрежных зонах палеоморей, то есть палеодельты.

Помните, еще до введения мы рассказывали о том, что И.М. Губкин еще в 1911 г. впервые изучил особенности формирования скоплений углеводородов этого типа, что позволило ему выявить крупную зону нефтегазоаккумуляции, приуроченную к линии выжания, имеющую сложные очертания русел крупных палеорек, впадинных когда-то в майкопское море.

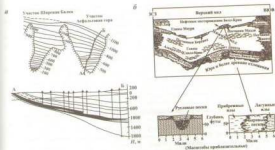


Рис. 12.19. Руковообразные месторождения: а – в Майкопском районе (по З.А. Табырская); б – нефтяное месторождение Белл-Крик (по Б. Тиссо)

Месторождения с руковообразными залежами распространены достаточно широко. Они выявлены также в Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции (месторождение Войвожское и др.). В США подобные месторождения называют «шнурковыми». Примеры строения подобных месторождений приводятся на рис. 12.19.

В верхней части рис. 12.19, б изображен геологический профиль седиментационного бассейна Паудер Ривер (Монтана, США), на котором показано нефтяное месторождение Белл-Крик, приуроченное к русловым и баровым пескам, играющим роль резервуаров (разрезы приведены внизу рисунка).

Залежь гигантского нефтяного месторождения Белл-Крик приурочена к низмелезовым отложениям и в тектоническом отношении контролируется лишь региональным падением пластов. Дельта сформировалась в зоне сопряжения акторальных морских баров и дельтовой системы с русловыми песками рукавов.

Геологические профили через такие русловые и баровые пески в глинистых отложениях отмечены стрелками.

Месторождения, приуроченные к песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров. Такие месторождения известны во многих нефтегазоносных областях США. Так, например, на территории штата Канзас и Оклахома открыто месторождение Бербанк, расположенное на западном склоне выступа Озарк. Оно приурочено к песчаным пластам свиты Чероки (каменноугольные отложения), которые полого (под углом около 1°) погружаются в западном направлении. На региональном моноантиклизальном фоне в пенсильванских отложениях карбона залегает вытнутые песчаные линзы, представляющие собой типичные прибрежные валоподобные образования (бары) палеоморя, существовавшего в пенсильванскую эпоху.

В мичиганской впадине обнаружены месторождения Сикс-Лейкс-Брукмад, Вернон-Остия и другие, приуроченные к так называемым «блуждающим» пескам свиты Мичиган (миссисипийский отдел карбона). Эти пески являются образованиями прибрежных валов, сформировавшихся на подводных отмелях трансгрессировавшего в нижнекаменноугольный период моря.

В качестве примера приведем месторождение Гей-Сенсер-Ричардсон, расположенное в Предпалеозойской впадине. Скопление нефти приурочено к песчаным образованиям свиты Берна (миссисипийский отдел карбона), представляющим собой ископаемый песчаный береговой вал, протяженностью более 90 км и шириной от 1 до 3,5 км (рис. 12.20).

На рисунке хорошо видно, как пробуренные нефтяные скважины повторяют контуры палеореки.

Месторождения, приуроченные к линзовидно залегающим пластам-коллекторам. Такие месторождения приурочены к песчаным линзам, расположенным в практически непроницаемых породах. Они встречаются в различных регионах мира, например в палеозойских отложениях Нижне- и Верхнеомуринской площадей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, на Орьобашской, Чекумуйской и Султанбекской площадях Башкирии, месторождение Гедек в Азербайджане и др. Впервые они были открыты в США. Так, например, месторождение Осейдж в штате Вайоминг приурочено к песчаной линзе внутри мощной толщи глинистых сланцев,

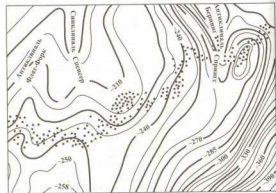


Рис. 12.20. Месторождение Гей-Сенсер-Ричардсон (США). Структурная карта по угловому слою пермского возраста свиты Вашингтон (шт. Гейсу). Точками показаны нефтяные скважины, точно укладывающиеся русло палеореки, изометры — в метрах

залегающих моноаклинально. В качестве примера приведем структурную карту линзовидной залежи нефти месторождения Гедек в Азербайджане (рис. 12.21).

Месторождения стратиграфического типа. Этот класс месторождений подразделяется на три группы, приуроченные к участкам несогласного перекрытия пластов-коллекторов породами-покрышками в пределах локальных антиклинальных структур, на моноклинах эродированной поверхности палеорельефа в результате перерыва в осадконакоплении, то есть они связаны со стратиграфическим несогласием.

Такие месторождения встречаются в пределах антиклинальных структур или на моноклинах, а также на эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа и приурочены к коллекторам, залегающим стратиграфически ниже поверхности несогласия.

Перерывы в осадконакоплении случались достаточно часто в истории геологического развития территорий. Поэтому они не редкость и складчатых, переходных и в платформенных территориях и, соответственно, месторождения углеводородов встречаются во всех нефтегазоносных провинциях мира.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нефтяные залежи достаточно широко развиты в песчаных горизонтах Δ_6 нашинской свиты девона на Туймазинской и Серафимовской площадях, где эти залежи приурочены к головным частям прощала, выклинивающихся по восточному пластов и несогласно перекрытых так называемым «верхним известняком».

В Западной Сибири скопления нефти стратиграфического типа обнаружены в нижнемеловых отложениях на Сосинской структуре, в юрских породах — на Мульминской площади, в низлах тарской свиты — на Усть-Балыкском месторождении и в других районах.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции месторождения этого типа известны на Западно-Тибукской, Нижнеомуринской и многих других площадях.

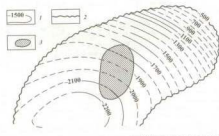


Рис. 12.21. Линзовидная нефтяная залежь в горизонте VIII продуктивной толщи месторождения Гедек (по Б.К. Каба-Заде): 1 — изометры по кровле VIII горизонта продуктивной толщи; 2 — линия выклинивания VII горизонта продуктивной толщи; 3 — нефтяная залежь

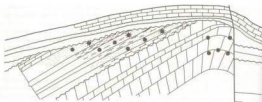


Рис. 12.22. Разрез месторождения Оклахома-Санта (по В.А. Вер-Бифел). Показаны несовпадения литологического строения и скопления в нем нефти и газа. Точка — нефть, штриховка — газ

За рубежом месторождения подобного типа встречаются в нефтегазоносных провинциях США, Канады, Алжира и других стран.

Рассмотрим геологический разрез одного из нефтяных месторождений подобного типа в США — Оклахома-Санта (рис. 12.22).

В месторождении Оклахома-Санта залежи нефти и газа расположены в головных частях песчаных горизонтов Унахоке и Симпсон ордоникского возраста, которые со стратиграфическим несогласием перекрыты слабопроницаемыми отложениями каменноугольной системы.

В геологическом прошлом на этом месте была антиклинальная структура, купол которой впоследствии был размыт и затем перекрыт более молодыми образованиями.

В первой части этой книги мы привели результаты геохимических исследований нефтей Алжирской Сахары. Поэтому в качестве примера при-

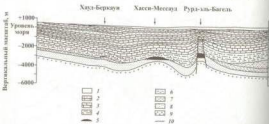
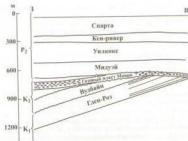


Рис. 12.23. Геологический разрез по профилю Рура-ма-Багел — Хассен-Мессауд — Хауд-Бер-Сати (по К. Тисси). 1 — карбонатные отложения; 2, 3, 4 — соответственно меловые, юрские и триасовые отложения; 5 — волюканские залежи; 6 — девонские отложения; 7 — нефтяносодержащие отложения силура; 8 — отложения кембрия-ордовика; 9 — породы фундамента; 10 — поверхность стратиграфического несогласия

Рис. 12.24. Разрез газового месторождения Монро (по Ж. Фергюссону)



ведем геологический разрез некоторых месторождений этого региона, приуроченных к поверхности стратиграфического несогласия, тем более, что антиклинальные складки здесь не подвергались столь значительной эрозии, как в предыдущем примере (рис. 12.23).

Месторождения литолого-стратиграфического типа. Природа многообразна, и поэтому достаточно часто встречаются нефтяные и газовые месторождения, в формировании ловушек, к которым они приурочены, принимая участие два фактора: стратиграфический и литологический. Поэтому они несут в себе признаки как одного, так и другого фактора. В качестве примера литолого-стратиграфического типа месторождений может служить одно из крупнейших газовых месторождений США Монро (штат Луизиана, США).

Общая площадь распространения этого месторождения составляет 900 км². Основные продуктивные горизонты приурочены к песчанкам позднемиоценового возраста (свиты Тейлор и Наварро).

Продуктивные горизонты выклиниваются по восстановлению пластов на склоне погребенного водонития и несогласно перекрываются и залегают толщей глини и глинистых сланцев свиты Мидуэй (рис. 12.24).

12.3. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ

Завершая рассмотрение классификации локальных скоплений нефти и газа, следует отметить, что история развития поисково-разведочных работ на нефть и газ показывает, что в пределах нефтегазоносных территорий отдельные месторождения нефти и газа встречаются крайне редко. Обычно они группируются и образуют так называемые зоны нефтегазоаккумуляции.

Выяснение геологических особенностей формирования и закономерностей размещения таких зон имеет огромное теоретическое и практическое значение.

Впервые понятие «зоны нефтегазонакопления» было предложено И.О. Бродом. С тех пор исследования в области выявления особенностей формирования и размещения зон нефтегазонакопления проводили многие известные ученые-нефтегазы: А.А. Бакиров, И.О. Брод, И.В. Высоцкий, Н.А. Еременко, В.Б. Олевин, Г.Е. Рыбухин, Н.Ю. Успенская, В.Е. Ханя и другие.

Практически все исследователи в своих работах исходили из того, что основным признаком выделения зон нефтегазонакопления является генетическая близость строения месторождений нефти и газа, входящих в эту зону.

Однако до сих пор единой и общепринятой классификации зон нефтегазонакопления не существует. Прежде всего потому, что взгляды различных исследователей относительно содержания и объема понятий, заключающихся в этом термине, существенно отличаются друг от друга.

А.А. Бакиров предложил зоной нефтегазонакопления называть ассоциацию (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений (месторождений) нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой ловушек.

На основе этой формулировки была разработана классификация зон нефтегазонакоплений, в основу которой был положен принцип выделения различных их генетических типов с учетом геологических факторов, которым принадлежит главенствующая роль в формировании зон нефтегазонакопления каждого выделяемого класса, группы и подгруппы.

Это позволило создать классификацию, в которой сохранена логическая цепочка выделения и классификации различных по иерархии и генетическому типу геологических объектов:

Ловушка нефти и газа → залежь → месторождение → зона нефтегазонакопления.

В соответствии с этим были выделены зоны нефтегазонакопления структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов с дробным делением каждого класса на группы и подгруппы.

Таким образом, учитывая факт, что одиночные месторождения нефти и газа встречаются крайне редко, уже на первом этапе поисково-разведочных работ главным нефтегазовым критерием прогнозирования зон нефтегазонакопления является описание первого же открытого месторождения к той или иной подгруппе (а в случае отсутствия таковой, к группе или классу), характеризующей зону нефтегазонакопления.

«Зона нефтегазонакопления» является уже категорией, относящейся к региональному скоплением УВ, подробная характеристика которых будет рассмотрена при изучении курса «Теоретические основы и методы поисков и разведки нефти и газа».

Глава 13

ЗОНАЛЬНОСТЬ РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Фактические данные о размещении скоплений нефти и газа в пределах различных регионов мира свидетельствуют о том, что скопления нефти и газа распространены не повсеместно, а приурочены к определенным геоструктурным элементам и литолого-стратиграфическим комплексам, образуя в совокупности региональные скопления (нефтегазоносные области и провинции) и в их пределах – регионально нефтегазоносные комплексы.

В свою очередь, регионально нефтегазоносные комплексы продуктивны лишь в пределах тех крупных геоструктурных элементов, где существовали благоприятные условия для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Наряду с этим в пределах тех же регионов имеются геоструктурные элементы и литолого-стратиграфические комплексы, в которых отсутствуют сколько-нибудь значительные скопления углеводородов.

Иными словами, в разрезе и по площади осадочного чехла наблюдается неравномерность размещения скоплений нефти и газа, т.е. зональность регионального нефтегазонакопления.

Познание факторов, обуславливающих зональность размещения углеводородов в осадочном чехле различных регионов мира, а том числе преимущественно скоплений нефти или газа, способствует расширению и углублению наших знаний по фундаментальным проблемам нефтегазовой геологии и повышению эффективности поисково-разведочных работ.

Однако, как в применяемой терминологии, так и в генетической значимости факторов, определяющих зональность размещения углеводородных скоплений, среди исследователей нет единой точки зрения. Это объясняется тем, что в само понятие «зональность» часто вкладывается различное содержание и, следовательно, разный подход к выделению зон регионально нефтегазонакопления.

Несмотря на имеющиеся разногласия, большинство исследователей признают наличие самого факта неравномерности (зональности) размещения скоплений углеводородов в разрезе литосферы и по площади. Поэтому выделяемые вертикальной и площадной зональности размещения скоплений нефти и газа является общепризнанным.

При изучении вертикальной зональности, как правило, рассматривается фазовая зональность, а именно, приуроченность преимущественно газообразных или жидких углеводородов к различным интервалам разреза литосферы.

Многочисленные исследования, проведенные А.А. Бакировым, И.О. Бродом, Н.Б. Вассоевичем, Н.А. Еременко, В.И. Ермошкиным, И.И. Нестеровым, А.З. Конторовичем, В.А. Соколовым и многими другими известными учеными, показали, что в пределах крупных геоструктурных элементов в каждом конкретном литолого-стратиграфическом комплексе могут возникнуть условия для возникновения процессов нефтегазообразования. Эти условия зависят от благоприятного сочетания геотектонических, термобарических и других факторов и определяются режимом и направленностью тектонических движений на определенных этапах геологического развития, что в совокупности и определяет активизацию процессов нефтегазообразования на различных глубинах.

Поэтому более правильно говорить не о глубинной, а о **вертикально-стратиграфической зональности нефтегазообразования**, которая может проявляться в разных регионах на различных глубинах. Таким образом, современная зональность регионального нефтегазообразования является функцией сочетания долгого комплекса благоприятных факторов, определяющих процессы генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа.

В соответствии с этим, необходимо выделить два основных генетических ряда зональности: **зональность регионального нефтегазообразования (генерационная зональность)** и **функциональную** связанную с ней **зональность регионального нефтегазоаккумуляции (миграционно-аккумуляционная зональность)**.

По характеру проявления в разрезе литосферы или по площади генерационной и миграционно-аккумуляционной зональности они дифференцируются на **геоструктурную и вертикально-стратиграфическую**.

Имеется два вида геоструктурной зональности. **Зональность размещения региональных скоплений углеводородов**, подразумеваемая под этим совокупность всех имеющихся в ней скоплений углеводородов, без подразделения их на нефтяные или газовые и **фазовая зональность размещения региональных скоплений преимущественно жидких или газообразных углеводородов**.

Таким образом, под зональностью регионального нефтегазоаккумуляции следует понимать специфическую особенность распределения нефти и газа в разрезе и по площади литосферы в пределах крупных геоструктурных элементов земной коры, характеризующуюся неравномерным размещением региональных скоплений углеводородов, в том числе и по фазовому составу.

Вертикально-стратиграфическая зональность размещения выявленных скоплений углеводородов четко прослеживается в каком-либо одном регионе при изучении особенностей распределения скоплений нефти и газа по глубинам и литолого-стратиграфическим комплексам осадочного чехла. Однако прослеживаются и некоторые общие закономерности, характерные для всех регионов в планетарном масштабе, особенно это прослеживается на суммарном распределении ресурсов выявленных месторождений.

Исследованиями, проведенными в разные годы, показано, что основные концентрации ресурсов углеводородов приурочены строго к определенным интервалам глубин.

В качестве примера приведем результаты исследований распределения начальных извлекаемых разведенных запасов нефти и газа крупных месторождений по глубинам, выполненные А.А. Бакировым в 1979 г. и резуль-

ты изучения распределения выявленных запасов нефти и газа по глубинам, выполненные Г.А. Габриэлянцем в 1991 г. (рис. 13.1).

Сравнение этих графиков показывает, что максимальные запасы нефти и газа в планетарном масштабе приурочены к глубинам 1000–3000 м и эта картина достаточно объективна.

В период исследований, проведенных А.А. Бакировым, средние глубины поисков нефти и газа, как правило, составляли 4 км, а максимальные глубины, на которые бурились поисково-разведочные скважины, 5–3,5 км.

В наши дни картина кардинально изменилась. Благодаря научно-техническим достижениям, средние глубины поисков нефти и газа достигли 5–6 км, а максимальные – иногда более 9 км.

Во всем мире на различных глубинах, в том числе и в глубоких горизонтах (более 6 км) было открыто более 1000 месторождений нефти и газа. В 2009 г. компания BP на глубине 10,6–12 км (глубина моря 1260 м) открыла гигантское нефтяное месторождение T11BP в Мексиканском заливе на расстоянии 1400 км к юго-востоку от Хьюстона. Нефтяные отложения палеогенового и неогенового возраста. Геологические запасы оцениваются в сотни миллионов тонн. Бурение проводилось платформой, которая в 2010 г. попала в результате взрыва и последующего пожара, что вызвало экологическую катастрофу в акватории залива. Однако эти открытия практически никак не повлияли на общую закономерность распределения запасов нефти и газа по глубинам, выявленные А.А. Бакировым еще в 1979 г.

В каких же литолого-стратиграфических комплексах сконцентрированы выявленные ресурсы нефти и газа?

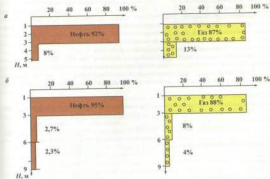


Рис. 13.1. Сравнительный анализ распределения запасов нефти и газа по глубинам: а – на 1979 год (А.А. Бакиров) и б – на 1991 год (Г.А. Габриэлянц)

Ответ на этот вопрос получен в результате изучения распределения разведанных запасов крупных месторождений мира по стратиграфическим подразделением (табл. 13.1).

Из таблицы следует, что основная доля выявленных мировых запасов нефти и газа сконцентрирована в разрезе литосферы в отложениях мезозойской системы, причем отложения мезозойского возраста наиболее продуктивны. Относительно менее продуктивны юрские и триасовые отложения. По мнению В.Ф. Раабена (1976), приуроченность основных выявленных мировых запасов нефти и газа к мезозойским отложениям объясняется тем, что в этом стратиграфическом комплексе процессы генерации и аккумуляции углеводородов завершились сравнительно недавно, а интенсивность этих процессов была близка к максимальной. Рассеивание углеводородов по сравнению с палеозойскими комплексами было относительно невелико.

В палеозойских отложениях процессы генерации и аккумуляция завершались намного раньше, чем в мезозое, и вследствие этого месторождения подвергались процессам разрушения значительно большее время, чем мезозойские. Здесь следует непременно отметить, что, как показали детальные комплексные исследования, в кайнозойских отложениях в некоторых регионах процессы генерации и аккумуляции углеводородов не завершились и до настоящего времени.

Очень важные результаты были получены при изучении геоструктурной зональности, которая в пределах конкретных территорий проявляется не одинаково. В качестве объектов для детальных исследований были изучены особенности проявления геоструктурной зональности размещения региональных скоплений углеводородов в пределах различных нефтегазовых провинций мира, в частности в пределах Северо-Американской, Русской, Аравийской платформы и Западно-Сибирской, Туранской плит. Эти исследования в течение многих лет были проведены А.А. Бакоровым, В.И. Ермолакиным, И.И. Нестеровым и многими другими учеными. Исследования показали, что в каждом отдельном регионе геоструктурная зональность проявляется неодинаково и зависит в основном от режима и направленности региональных тектонических движений.

Так, например, в пределах Ближнего Востока (по В.И. Ермолакину) четко выделяется зональность, характеризующаяся смещением ареалов распространения региональных скоплений углеводородов. На западе Аравийской плиты противопоставляется зона, в которой регионально нефтегазоносны

Таблица 13.1

Распределение начальных разведанных запасов нефти и газа крупных месторождений мира по стратиграфическим подразделением

Стратиграфическое подразделение	Запасы, %	
	нефть	газ
Кайнозой (неоген + палеоген)	25,5	11,3
Мезозой	67,67	62,4
Мел	36,2	45,5
Юра	28,35	4,0
Триас	9,1	12,9
Палеозой	6,8	26,3
Пермь, карбон, девон	3,7	25,8
Силур, ордовик и кембрий	3,1	0,5
Докембрий (кристаллические и метаморфические породы)		0,1

юрские отложения и к ним приурочены крупные месторождения в Саудовской Аравии, Катар, Абу-Дави. Северо-восточнее от этой зоны выделяется другая зона, в разрезе которой наиболее крупные скопления нефти содержится в меловой терригенной толще, к которой приурочены крупнейшие нефтяные месторождения Кувейта, Ирака и Саудовской Аравии. Далее к востоку в пределах Месопотамского прогиба находится третья зона, регионально нефтегазоносность в которой связана с олигоцен-миоценовыми отложениями.

Таким образом, на территории Ближнего Востока наблюдается четкая закономерность: в направлении погружения пород фундамента появляются более молодые нефтегазоносные толщи и значительно расширяется стратиграфический диапазон нефтегазоносности.

К аналогичным выводам пришли И.И. Нестеров, В.В. Потеряева и Ф.К. Салманов, отмечавшие, что одним из основных факторов, способствующих высокой концентрации запасов нефти или газа в каком-либо стратиграфическом комплексе, являются его толщина и глубина погружения, являющаяся функцией интенсивности тектонических движений.

Так, например, в Западной Сибири юрская, неокимская и алт-альб-сибирская толща являются основными нефтегазоносными толщами только в тех районах, где их толщина максимальна.

Нельзя не отметить связь между геологическими запасами нефти и газа крупных месторождений мира и толщиной вмещающих комплексов. Эта связь, по мнению И.И. Нестерова, В.В. Потеряевой и Ф.К. Салманова, свидетельствует о том, что крупные залежи нефти и газа сингенетичны вмещающим отложениям и формировались практически без участия вертикальной миграции. Именно поэтому крупные скопления нефти и газа, как правило, связаны только с одним стратиграфическим комплексом.

Авторы изучили зависимость суммарного содержания запасов нефти и газа в крупных залежах Перского бассейна (США), Аравийской плиты и Волго-Уральской провинции от степени влияния различных геологических факторов. Наиболее яркая картина выявилась на графике зависимости суммарных запасов нефти и газа от средней объемной скорости осадконакопления вмещающих их нефтегазоносных комплексов. Причем эта картина наблюдалась для каждого отдельного взятого региона. Исследования выявили, что чем больше объемная скорость накопления осадков, тем больше запасов углеводородов содержится в этом литолого-стратиграфическом комплексе.

Причем в каждом нефтегазоносном регионе при наличии нескольких продуктивных толщ, основные запасы углеводородов содержит толща, характеризующаяся максимальной скоростью осадконакопления.

Ряд исследователей отмечает, что одним из факторов, формирующих современную зональность размещения концентраций ресурсов углеводородов, является цикличность осадконакопления.

Так, например, известный ученый Н.Ю. Успенская (1952, 1967) выявила закономерную связь между размещением региональных скоплений нефти и газа, ритмичностью седиментации и скоростью осадконакопления. Впоследствии, закономерную связь регионального нефтегазоаккумуляции и особенностей осадконакопления в пределах Западно-Сибирской плиты обнаружил Ю.Н. Карагодин (1974), а несколько позднее С.П. Максимов (1977) при изучении Скифской и Туранской плит.

Принципиально новые результаты были получены И.И. Нестеровым, В.В. Потеряевой и Ф.К. Салмановым (1975). На основе геолого-статистического анализа они выяснили, что имеется зависимость между количеством региональных несогласий и числом нефтегазосодержащих комплексов в разрезе региона, а также концентрацией запасов углеводородов. Авторы разработали так называемый коэффициент концентрации, представляющий собой отношение запасов в крупных залежах (месторождениях) к общей сумме запасов во всех месторождениях (залежах) в районе, области или нефтегазоносной провинции. Обнаружено, что значения коэффициента концентрации уменьшаются с увеличением числа перерывов, а также количества нефтегазосодержащих толщ. Так, для Северо-Американской платформы значение коэффициента концентрации составляет 0,29, а для Волго-Уральской провинции 0,62. Иными словами, степень концентрации запасов в Волго-Уральской провинции более чем в два раза выше, чем в платформенных областях США. Следует отметить, что в разрезе Северо-Американской платформы зафиксировано восемь региональных перерывов в осадконакоплении, а в Волго-Уральской провинции только четыре, причем три перерыва расположены выше нефтегазосодержащих толщ палеозоя (пермо-триасовый, позднеюрский и неоген-четвертичный).

Эти данные указывают, что важнейшим фактором, определяющим размещение зон регионального нефтегазоаккумуляции в пределах тех или иных геоструктурных элементов, является история геологического развития и условия накопления осадков. Скопления углеводородов в том или ином литолого-стратиграфическом комплексе приурочены, как правило, к областям наибольшего прогибания и накопления значительных толщ осадков, в основном в морских или прибрежно-морских условиях. При этом скопления углеводородов могут быть приурочены как к бортовым, так и к центральному частям палеовпадин.

Размещение региональных скоплений нефти и газа в литолого-стратиграфических комплексах крупных геоструктурных элементов может пространственно совпадать в случае усложненного развития областей прогибания, или смещаться ввиду за смещением областей прогибания в пространстве и во времени.

Таким образом, зональность размещения региональных скоплений углеводородов при прочих равных условиях (наличии ловушек, коллекторов, региональных покрышек и пр.) в решающей степени определяется условиями осадконакопления, режимом и направленностью региональных коллективных движений крупных геотектонических элементов в пределах бассейнов седиментации.

Очевидно, что выявленные критерии размещения региональных скоплений углеводородов крайне необходимы для разработки направленных поисково-разведочных работ, но кроме этого, при оценке перспектив нефтегазоносности всегда необходимо детализировать, преимущественно какого фазового состояния будут выявлены скопления углеводородов. Об этом мы подробно расскажем в следующей главе.

Глава 14

ФАЗОВАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Как мы только что говорили, одной из важнейших проблем нефтегазовой геологии является выявление основных факторов, определяющих формирование фазовой зональности нефте- и газонакопления и на этой основе разработка надежных критериев раздельного прогноза поисков скоплений преимущественно нефти или газа.

Изучению фазовых состояний углеводородов в недрах, а также анализу влияния различных факторов на образование и размещения скоплений углеводородов различного фазового состояния в разрезе осадочного чехла, посвящены работы многих ученых: А.Г. Дурнишина (1979), А.А. Полюстров и Ю.А. Висковский (1984), В.И. Еромошкин (1977, 2004, 2009), В.И. Еромошкин и Е.И. Сорокина (1978, 1989, 1991, 2004), В.Г. Осадчий, А.И. Лурье (1976), И.И. Нестеров, В.Ф. Раабен (1978), А.З. Когортович (1973, 1976), В.А. Соколов (1971), А.А. Трофимук (1973), И.С. Старобинец (1986), А.П. Сафронов (1979, 1992), В.А. Чихачев (1983, 2002) и др.

Обычно фазовая зональность образования и размещения скоплений углеводородов связывается с составом (типом) исходного органического вещества и степенью его катагенетической преобразованности. Исследования последних лет показали, что наряду с этим в формировании фазовой зональности играют и другие не менее важные условия. Особое место среди них занимают факторы, определяющие фазовое состояние углеводородных систем, их фазовые равновесия и фазовые переходы в недрах, которые, прежде всего, зависят от термобарической обстановки.

В предыдущей главе было отмечено, что **генерационная** (первичная) и **миграционно-аккумуляционная** (современная) **зональности углеводородов** формируются под воздействием многих факторов, возникающих в истории геологического развития конкретного региона. Среди них в миграционно-аккумуляционной зональности углеводородов значительную роль играют фазовые равновесия и фазовые переходы, которые зависят от взаимосвязанных сочетаний температуры и давлений.

На основе этих исследований была построена фазовая диаграмма, отражающая взаимосвязь изменения палеотемпературных условий недр (Т_{палео}, °C) и изменения коэффициента сверхгидростатичности пластовых давлений K, а также связь этих параметров с фактическими данными разделения скоплений углеводородов по фазовому состоянию и в пределах основных нефтегазоносных провинций мира (рис. 14.1).

Физическим смыслом разработанной модели фазовой зональности углеводородов является известное положение термодинамики, заключающее-



Рис. 14.1. Диаграмма генетической фазовой зональности углеводородов. Месторождения: 1 – газовые; 2 – нефтяные; 3 – газоконденсатные (первичные); 4 – газоконденсатные (вторичные), нанесены по данным современных температур. Зоны образования вторичных конденсатов: I – в результате прямого испарения нефти; II – в результате растворения нефти в скважинном газе.

Первичные конденсаты: А – слабопереконденсированные, Б – переконденсированные, В – сильно переконденсированные.

ся в том, что давление способно передавать критическую температуру кипения жидкости, а также плавления твердых тел. Чем выше давление, тем выше должны быть температуры, при которых протекает тот или иной процесс, и тем быстрее он протекает. Аналогично происходит и процесс преобразования органического вещества: чем выше пластовые давления, тем более высокими должны быть температуры, при которых могут протекать процессы преобразования органического вещества, а также деструкция углеводородов.

Это явление объясняется тем, что при высоких давлениях происходит сжатие молекул, в связи с чем значительная часть тепловой энергии расходуется на преодоление этого сжатия. Поэтому образование и существование жидких углеводородов возможно даже в условиях очень высоких тем-

ператур, если их воздействие нивелируется высокими давлениями. Такими давлениями в недрах являются сверхгидростатические пластовые давления, темпы нарастания которых с глубиной, как правило, значительно опережают темпы нарастания температур.

Анализируя фазовую диаграмму, можно констатировать, что образование и размещение углеводородных скоплений в разрезе осадочного чехла происходит в двух основных термобарических мегазонах: в верхней и нижней.

Для верхней мегазоны характерны нормальные гидростатические и аномально низкие пластовые давления. В ней коэффициент сверхгидростатичности (K_s) составляет всего 0,75–1,0.

Для нижней мегазоны характерны повышенные, высокие и сверхгидростатические пластовые давления. Коэффициент сверхгидростатичности здесь колеблется в пределах 1,1–2,2.

Граница термобарических мегазон была проведена в пределах значений коэффициента сверхгидростатичности на уровне от 1,0 до 1,1.

В зависимости от сочетания палеотемператур и коэффициентов сверхгидростатичности в генетической фазовой зональности углеводородов выделяются различные зоны нефтегазообразования, которые для области высоких температур (глубоких горизонтов нижней термобарической мегазоны) могут соответствовать зонам нефтегазоаккумуляции, так как здесь палеотемпературы близки к современным.

Здесь можно выделить газовую (низкотемпературную) зону, газонефтяную, нефтяную, первичную газоконденсатную и высокотемпературную газовую. При этом, в условиях нормальных гидростатических давлений процесс генерации нефти начинается приблизительно при температуре 65 °C и затухает на рубеже 120–125 °C. Однако это не исключает образование и существование нефтяных углеводородов и при более высоких температурах (до 200 °C и более), если эти температуры в недрах скомпенсированы сверхгидростатическими пластовыми давлениями ($K_s = 1,2–1,95$).

В пределах роста палеотемператур от 65 до 85 °C и при коэффициенте сверхгидростатичности, равном единице, выделяется газонефтяная зона, содержащая жидкой фазы в которой увеличивается по мере роста температуры. При возрастании коэффициентов сверхгидростатичности и одновременном увеличении пластовых палеотемператур до 110 °C, границы фаз быстро сближаются, и на границе $K_s = 1,6$ и палеотемпературы 110 °C, газонефтяные смеси исчезают. Исчезновение газонефтяной зоны здесь связано с ретроградными явлениями. С ростом сверхгидростатичности пластовых давлений свыше 1,3 увеличивается роль межмолекулярного взаимодействия в сжатом газе, свойства которого начинают приближаться к свойствам жидкости, что ведет к резкому возрастанию растворимости нефтяных углеводородов в сжатом газе и образованию качественно нового состояния углеводородной системы – вторичных газовых конденсатов.

На схеме отчетливо видны и две различные зоны газозаобразования: низкотемпературная (<65 °C) и высокотемпературная (> 150 °C), которые, очевидно, следует связывать соответственно с образованием газов ранней и поздней генерации.

Среди углеводородных систем различного фазового состояния между зонами образования нефти и высокотемпературного газа отчетливо выделяется газоконденсатная зона, палеотемпературные пороги которой в условиях гидростатических давлений составляют от 120 до 150 °C, а в ус-

ловных сверхгидростатических пластовых давлений ее нижний порог составляет 180 °С. Это зона образования первичных газоконденсатов, которые являются самостоятельным продуктом преобразования органического вещества.

Таким образом, при одних и тех же температурах могут встречаться различные типы углеводородных скоплений в зависимости от того, с какими давлениями взаимосвязаны эти температуры. И напротив, один и тот же тип углеводородных флюидов благодаря нарастающему сверхгидростатическим пластовым давлений может наблюдаться в тепловом поле, температура которого колеблется в значительных пределах.

Для нефтяных УВ интервал составляет от 65 до 200 °С и, по-видимому, это еще не предел. Например, при температуре 140 °С образование и существование тяжелой нефти возможно в том случае, если значения K_c колеблются в пределах 1,45–1,75. При этих же температурах для образования и существования первичных газоконденсатов K_c могут составить не более 1,0–1,45, а для растворения нефтяных фракций в сжатом газе (вторичные газоконденсаты) необходимы очень высокие значения коэффициента сверхгидростатичности – 1,75–2,2.

Образование и сохранение жидких углеводородов в глубоких недрах, где температура составляет 200 °С и более, возможно только в области развития сверхгидростатических давлений, которые оцениваются коэффициентами K_c не менее, чем 1,65–1,95.

Таким образом, вертикальная фазовая зональность УВ зависит от того, на каких глубинах наблюдаются благоприятные сочетания температур и давлений, необходимые для образования и сохранения того или иного углеводородного типа.

В разновозрастных регионах эти благоприятные сочетания встречаются на различных глубинах. Следует подчеркнуть, что нефтегазомигренские свиты по мере погружения не обязательно начинают последовательно генерировать весь набор известных фазовых сочетаний углеводородов. Даже в пределах одного нефтегазового региона на одних крупных геоструктурных элементах, в зависимости от темпов прогибания и воздымания, могут наблюдаться сочетания температур и давлений, благоприятные для образования и существования только преимущественно жидких нефтяных углеводородов, а в пределах других на тех же глубинах – преимущественно газовых или газоконденсатов.

Для верхней термобарической мегазоны в условиях гидростатических давлений, где K_c равны 1,0, важную роль в формировании генетических зон наряду с палеотемпературой играет геологическое время.

Результаты проведенных исследований позволяют представить схему изменения фазового состояния углеводородной системы в зависимости от геотермических условий (табл. 14.1).

Таким образом, основными признаками выделения генетических зон фазовой зональности УВ нижней термобарической мегазоны являются палеотемпература и коэффициенты сверхгидростатичности пластовых давлений.

Для надежности выделения зон в условиях гидростатических давлений ($K_c = 1$) верхней термобарической мегазоны, наравне с палеотемпературой и коэффициентом сверхгидростатичности необходимо также учитывать время воздействия нарастающих температур на органическое вещество пород.

Таблица 14.1

Изменения фазового состояния углеводородной системы в верхней термобарической мегазоне в зависимости от геотермических условий

Генетические зоны	Палеотемпература, °С	Геологическое время, млн лет	Средние скорости нарастания температур во времени, °С/млн лет
Газовая	< 65	< 15	4,3
Газовая и легкая нефть	65–93	15–30	2,0
Газовая и тяжелая нефть	93–110	30–40	1,5
Газоконденсатная	110–120	40–50	1,0
Нефтяная	120–130	50–100	0,5
Газоконденсатная	130–150	> 100	0,5

Одним из важнейших факторов, определяющих нефтегазообразование в разрезе осадочного чехла, являются катагенетические процессы. В связи с этим были проведены исследования взаимосвязи между палеотемпературным фактором, переходом пластовых давлений от гидростатических к сверхгидростатическим и стадиями катагенеза осадочных пород. Исследования проводились на большом фактическом материале, часть которого представлена на рис. 14.2.



Рис. 14.2. Модель генетической фазовой зональности углеводородов.

1 – Западно-Кубанский прогиб, глубины (Н) 4,5–3 км; 2 – Западно-Кубанский прогиб, Н = 3,8 км; 3 – Промысловский прогиб, Н = 3 км; 4 – Галфост, Н = 4,5; 5 – Прикаспийская впадина (Барановская св.), Н = 3,3 км; 6 – Провал Амадео (св., Берто-Рамонс), Н = 3–3,5 км; 7 – Туруфанский регион Сибирской платформы (ЮВ Сибирской платформы), Н = 2,5 км; 8 – Н = 4,2 км

На рис. 14.2 показано, что в Западно-Кубанском прогибе кумская и майкопская нефтегазоматеринские свиты кайнозойского возраста погружены на глубину до 5,5 км. Максимальные температуры здесь достигают 165–176 °C, $K_c = 1,5$ –1,6. Преобразованность ОВ соответствует стадия катагенеза МК₂.

Из этого следует, что на глубине 4,5–5 км в термобарической обстановке при температуре 165 °C и коэффициенте сверхгидратности 1,5 возможна генерация нефти и первичных газоконденсатов, в более глубокой части разреза на глубине 5,5 км, температуре 176 °C, $K_c = 1,6$ объемы генерации жидкой фазы углеводородов возрастают (точки 1, 2).

В Предкарпатском прогибе на аналогичных глубинах при температуре 140 °C, $K_c = 1,4$ –1,5 в кремнеземных образований майкопской свиты кайнозой, обогащенной органическим веществом, стадия катагенеза соответствует МК₂. Более низкая степень катагенеза по сравнению со стеновым катагенеза в Западно-Кубанском прогибе объясняется пониженными (на 30–40 °C) температурами при относительно близких значениях K_c .

На глубинах, превышающих 5 км, с ростом температур возрастает и нефтегазоматеринский потенциал (точка 3).

В пределах внешней части Мексиканского залива в миоценовых отложениях Галф-Коста на глубине 4,5 км температуры составляют 130 °C, а коэффициент сверхгидратности $K_c = 1,43$. Это зона генерации нефти (точка 4). Нельзя не согласиться, что в данном регионе на глубине 5 км наблюдается лишь начало интенсивной генерации углеводородов, о чем убедительно свидетельствуют залежи нефти, приуроченные к глубине 6,5 км и характеризующиеся достаточно высокими температурами 200–230 °C. В Бинкжалской скважине, пробуренной в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в интервале глубин 4–6 км стадия катагенетического преобразования ОВ терригенных каменноугольных отложений относительно небольшая МК₁–МК₂. Прикаспийская впадина, главным образом ее восточная часть, имеет низкое термальное поле, характерное для древних платформ. Здесь на глубине 5,7 км современные температуры не превышают 120 °C, а палеотемпературы близки к современным, $K_c = 1,7$. По всей вероятности, генерация нефтяных УВ в карбонатных отложениях происходит до возникновения в них сверхгидратационных пластовых давлений (СППД). В обстановке гидростатических давлений температура 120 °C определяет оптимальные условия генерации жидких углеводородов (точка 5). Относительно небольшие температуры, а также образовавшиеся СППД, затормозили дальнейший процесс преобразования органического вещества и предопределили сравнительно низкие стадии катагенеза на больших глубинах. В то же время имеются многочисленные данные о том, что и на больших глубинах, превышающих 7 км в условиях АВПД, органическое вещество остается незрелым. В качестве примера этого можно привести кероген триасовых отложений в скважине Агис Каноника в Германии (С. Нагман, 1990).

Не менее интересные данные о замедленном катагенетическом преобразовании органического вещества в мезозойских и палеозойских отложениях в сверхглубоких скважинах США, которые характеризуются достаточно высокой прогрессностью недр, были получены А.С. Прайсом.

Очень интересная сводка результатов этих работ опубликована в статье А.Н. Резникова, А.А. Ярошенко и Н.В. Скиба (2009), которую мы приводим в табл. 14.2 с сокращениями.

Таблица 14.2

Исторические геохимические показатели органического вещества пород сверхглубоких скважин США (А.Н. Резников, А.А. Ярошенко и Н.В. Скиба, 2009 г., с сокращениями)

Скважина	Средняя глубина отбора образцов, м	Возраст пород	Пластовая температура, °C	Отражательная способность витринита (R_o , %)	Содержание S_{org} , %	Содержание битуменов (S_{bitum}), мг/кг породы	Содержание УВ (S_{UW}), мг/кг породы
Форстер-1	3240	Верхняя юра	218	3,36	0,48	828	545
Райф-1	7000	Миссисипский (нижний карбон)	216	3,57	3,46	1410	1030
Райф-1	7395	Миссисипский (нижний карбон)	225	3,83	2,87	3590	1610
Джаксб-1	6401	Нижний мел	254	4,60	0,86	1800	1100
Джаксб-1	6700	Нижний мел	260	3,72	0,42	1300	950
Джаксб-1	7540	Нижний мел	296	7,50	0,23	163	104
Берта	8370	Миссисипский (нижний карбон)	224	5,20	0,11	306	140
Роджерс-1		Миссисипский (нижний карбон)					
Берта	8490	Миссисипский верхний девон	226	5,30	3,59	3010	1450
Роджерс-1	8640 (забоек 9383)	Верхний девон	230 (на забое 200)	5,70	0,24	389	232

Из табл. 14.2 видно, что отражательная способность витринита в интервале глубин 5240–8640 м колеблется от 3,36 до 5,7 %, что соответствует стадия апокатагенеза АК₂–АК₄ ($R_o = 3,5$ –11,0). Как известно, на стадиях преобразования органического вещества МК₂–АК₄ генерируется в основном сухой метановый газ, а на стадиях АК₂–АК₄ интенсивность метанообразования снижается до минимума и в составе газа преобладает углекислый газ и сероводород.

Однако, в действительности, по данным А.С. Прайса, на этих глубинах содержание органического вещества колеблется в широких пределах, достигая в ряде случаев 3,59 %.

Самое главное, что во всех образцах при пластовых температурах 218–296 °C и отражательной способности витринита 3,36–5,7 %, в органическом веществе содержится битуминозные вещества, а в их составе – жидкие углеводороды строения C_{15-400} .

Это является безусловным свидетельством того, что жидкие углеводороды могут существовать при очень высоких температурах при соответствующих давлениях. О чем, например, свидетельствует открытие месторождения нефти Тибр в Мексиканском заливе в 2009 г.

Детальные исследования геологического строения скважины Берта Роджерс-1, а также история геологического развития прогиба Анадарко показали, что замкнутость и герметичность прогиба Анадарко позволяли сохранить в течение длительного времени высокие сверхгидратационные давления (K_c до 1,85), которые могли способствовать образованию жидкой углеводородной фазы на глубине даже 7–7,5 км при температурах, превышающих 200 °C (см. рис. 14.2, точка 6).

Несколько иная картина наблюдается на древней Сибирской платформе в зонах траппового магматизма Тулунского региона, связанного с

кембрийскими и верхнепалеозойскими образованиями, где температура достигает 200 °С.

По результатам исследований органического вещества, проведенных О.В. Барташевич, органическое вещество пород туингуской серии прошло все стадии катагенетической преэволюции вплоть до графитизации включительно и на каждой стадии генерирует газ, битуминозное вещество специфического состава. Мы склонны это явление связывать с импульсивным, сверхбыстрым ростом температур и значительно замедленным нарастанием давлений в нефтематеринских системах. В этом регионе давления, как правило, не превышают гидростатические и при высоких температурах не способны затормозить процессы деструкции органического вещества (см. рис. 14.2, точка 7).

На юге Сибирской платформы (Невско-Чонский мегасвод и Ангаро-Ленская моноаклина) вдали от трещиновых интрузий палеотемпературы в рифей-вендских и нижнекембрийских отложениях на глубине 2,5–4,2 км составили 65–110 °С, давления не превышали гидростатические (см. рис. 14.2, точки 8, 9). Эти термобарические условия характерны для образования газонефтяных и нефтяных углеводородных систем. Таким образом, повышенные температуры значительно ускоряют процесс генерации углеводородов, а возрастающие сверхгидростатические давления тормозят деструкцию органического вещества и направляют процессы их преобразования в сторону генерации преимущественно жидких или газообразных углеводородов. Возвращаясь к вопросу о вертикальной фазовой зональности в литосфере, следует всегда учитывать, что общих универсальных закономерностей распределения нефти и газа для всех нефтегазоносных регионов мира не обнаружено. При совместном исследовании палео- и современной фазовой зональности углеводородов в разрезе осадочного чехла выясняется, что в большинстве случаев генетические и фактические ряды имеют существенные отличия от традиционной классической последовательности генерации углеводородных флюидов:

газ → газ + нефть → нефть → газоконденсат → газ.

Это объясняется тем, что ведущими факторами в формировании и становлении фазовой зональности углеводородов в разрезе и пространстве являются температуры и давления. Эти показатели связаны функциональной зависимостью как с генерацией углеводородов, так и с формированием фазовой зональности. Поэтому они взаимосвязаны с фактором геологического времени и играют решающую роль в формировании фазовой зональности в недрах. Наиболее эффективными при выявлении различий по фазовому состоянию зон преимущественного нефте- и газонакопления, являются комплексные исследования палео- и современной фазовой зональности углеводородов с разграничением их по генетическим типам, по данным молекулярного состава нефтей и конденсатов, о чем мы подробно говорили в первой части этой книги. Применение геохимических исследований существенно повышает точность и однозначность прогнозных оценок фазовых состояний углеводородных систем как по площади, так и в разрезе осадочного чехла в пределах конкретных территорий.

Пока модель генетической фазовой зональности углеводородов и методика раздельного прогнозирования нефтеносности и газоносности считаются универсальными. Они позволяют выявлять зоны нефтегазообразования, а также установить границы различных зон фазового состояния угле-

водородов в пределах соответствующих сочетаний палеотемператур и коэффициента сверхгидростатичности практически во всех нефтегазовосных территориях мира.

Мы говорим «пока», так как наука не стоит на месте. По мере освоения все больших глубин и новых регионов (в том числе акваторий) современные научные концепции и взгляды, в том числе и на фундаментальные проблемы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, несомненно будут совершенствоваться и уточняться. Как когда-то сказал известный французский писатель Жюль Ренел, «...умный человек тот, который в чем-либо почти уверен, но только лишь... почти». Потому что в науке любые догмы или общепризнанные суждения постоянно должны подвергаться сомнению. И он абсолютно прав. Именно благодаря сомнениям, наука стремительно продвигается вперед. Иначе и мы с вами до сих пор были бы уверены, что «земля покоится на трех китах».

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Итак, мы изучили основные природные факторы обуславливающие процессы генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа. Теперь нам необходимо выяснить и четко сформулировать основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в земной коре.

Понятно, что эти закономерности по своей сути являются основными критериями оценки перспектив нефтегазовости на региональном этапе изучения той или иной территории.

Наверное, этот вопрос интересовал людей с момента, когда они впервые узнали, что благодаря природным источникам нефти они могут значительно облегчить условия своей жизни, получая тепло, свет и материал для военных и бытовых нужд. Об этом мы уже достаточно подробно говорили в разделе о становлении нефтяной промышленности. Действительно, стоит задуматься, почему выход нефти имеется именно здесь, и совсем недалеко отсюда его нет? И это не могло не интересовать исследователей того далекого времени. Поэтому мы можем сделать вывод, что становление нефтяной геологии началось уже в то время, как исследователи обратили внимание на неравномерность размещения вывешенных скоплений нефти и газа в осадочном чехле и приступили к исследованию различных факторов, обуславливающих эту неравномерность. Поэтому на первых этапах развития нефтяной геологии появилась возможность применить только геологические методы исследования и была разработана антиклинальная теория формирования скоплений углеводородов. Немного позднее были разработаны палеогеологические, палеотектонические, литолого-фациальные, гидрогеологические, геохимические, термобарические и другие методы изучения условий формирования и размещения углеводородных скоплений.

Как мы уже неоднократно повторяли, «наука движется толчками, в зависимости от успехов, сделанных методикой...». Поэтому в настоящее время мы обладаем достаточно глубокими знаниями об условиях образования и закономерностях размещения скоплений нефти и газа в земной коре и на этой основе можем сформулировать теоретические принципы прогнозирования нефтегазовости недр. Комплексный анализ условий размещения скоплений нефти и газа в различных геологических условиях в пределах континентов и акваторий свидетельствует о том, что формирование скоплений углеводородов в осадочном чехле обусловлено совокупностью

генетических факторов, что, в конечном счете, и предопределяет закономерности размещения скоплений нефти и газа по разрезу и площади осадочного чехла. А теперь четко сформулируем основные факторы, определяющие закономерности размещения скоплений углеводородов в земной коре (А.А. Бакиров, В.И. Ермаков):

1. Скопления нефти и газа в разрезе литосферы распределены неравномерно. В пределах каждой нефтегазовой провинции в разрезе осадочных образований выделяются один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, которые характеризуются региональной нефтегазоносностью на обширных территориях, охватывающих нередко территорию всей нефтегазовой провинции или несколько нефтегазовых областей в ее составе, и содержат максимальную концентрацию ресурсов нефти и газа.

2. Регионально нефтегазовые отложения (комплексы) могут быть представлены терригенными, карбонатными и смешанными терригенно-карбонатными образованиями морского, лагунового, а местами и континентально-морского происхождения, накопление которых происходило в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой на фоне относительно устойчивого прогибания бассейна седиментации. В отдельных нефтегазовых провинциях регионально газосные отложения (комплексы) могут образовываться как в субаквальной анаэробной среде, так и в угленосных формированиях континентального происхождения.

3. Количество эпох (циклов) регионально нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах отдельных нефтегазовых провинций неодинаково и тесно связано с режимом и направленностью тектонических движений крупных структурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени. Периодичность и региональный характер процесса нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции обуславливают наличие в разрезе осадочных образований каждой нефтегазовой провинции нескольких самостоятельных регионально нефтегазовых комплексов, отделенных друг от друга толщами газонепроницаемых пород-покрышек.

4. Циклы (эпохи) регионально нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции чередовались с отрезками времени, отличавшимися неблагоприятными условиями для развития этих процессов. В отложениях указанных отрезков геологического времени скопления нефти и газа или вовсе не встречаются или же имеют спорадический, вторичный, то есть эпигенетический, по отношению к вмещающим отложениям, характер.

5. В пределах каждой нефтегазовой провинции регионально нефтегазовые комплексы в большинстве случаев содержат нефтегазотранспортирующие породы, которые сформировались в благоприятных палеогеографических условиях (в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой) в фазы развития преимущественно движений прогибания бассейна седиментации, что способствовало развитию процессов нефтегазообразования.

В фазы развития преимущественно положительных движений земной коры (движений воздымания) в тех случаях, когда рассматриваемая территория попадала в зону активного водообмена и воздействия процессов эрозии и химической денудации, местами происходило частичное, а иногда и полное разрушение ранее образовавшихся зон нефтегазоаккумуляции.

6. Во многих нефтегазоносных провинциях отложения одних и тех же литолого-стратиграфических комплексов, которые накапливались в близких или даже одинаковых палеогеографических и палеогеохимических условиях, в одних областях могут быть регионально нефтегазоносны, а в других — нет.

Это объясняется тем, что региональная нефтегазоносность, как правило, связана с территориями, которые в течение соответствующего отрезка геологического времени испытывали прогибание с более или менее значительной амплитудой. При этом амплитуда погружения во время накопления осадков рассматриваемого комплекса и в последующие эпохи была достаточна для создания термобарических условий, необходимых для образования и последующей эмиграции углеводородов из нефтематеринских комплексов в коллекторы.

Таким образом, регионально нефтегазоносные комплексы, как правило, приурочены к территориям, где:

а) осадки в течение истории геологического развития территории накапливались в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой преимущественно в фазы развития движений прогибания;

б) в фазы развития восходящих движений, сменяющие за стадий прогибания, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации;

в) в строении регионально нефтегазопосного комплекса имеются отложения, характеризующиеся хорошими коллекторскими свойствами;

г) регионально нефтегазоносный комплекс перекрыт практически газонепроницаемыми породами с достаточной толщиной для обеспечения сохранности сформировавшихся скоплений нефти и газа от разрушения в последующие этапы геологической истории;

д) в разрезе регионально нефтегазоносного комплекса имеются геоструктурные и литологические условия, необходимые для формирования различных типов скоплений углеводородов: структурного, литологического, стратиграфического и др.

Области региональной нефтегазоносности в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других могут оказаться территориально смещенными.

В первом случае это возникает тогда, когда общая направленность и режим колебательных движений крупных геотектонических элементов, к которым приурочены исследуемые нефтегазоносные области, в течение рассматриваемых периодов были близки.

В тех же случаях, когда общая направленность и режим колебательных движений крупных геотектонических элементов в течение отдельных геологических периодов были неодинаковыми, области региональной нефтегазоносности комплексов пространственно смещены.

7. В земной коре единичные скопления (залежи и месторождения) нефти и газа, как правило, не встречаются. Они группируются в зоны нефтегазоаккумуляции, совокупность которых, в свою очередь, образует нефтегазоносные области, которые объединяются в крупные нефтегазоносные провинции.

8. Выявленные запасы нефти и газа на всех континентах Земли распространены и в разрезе литосферы распределены неравномерно. Абсолютно большая их доля в каждой нефтегазоносной провинции сосредоточена в пределах весьма ограниченного количества крупных и крупнейших

зон нефтегазоаккумуляции. В палеотектоническом плане зоны концентрации наибольших запасов углеводородов, как правило, приурочены к палеовадинам.

9. В осадочном чехле наблюдается зональность в размещении скопленных преимущественно нефти, преимущественно газа или же совместно нефти и газа. Она может быть вертикально-стратиграфической и геоструктурной. Зональность в размещении скопленных преимущественно нефти или газа обуславливается:

а) составом исходного нефтегазоматеринского органического вещества сапропелевого, гумусового или же смешанного гумусово-сапропелевого типа;

б) палеогеографическими (геохимическими) условиями накопления и захоронения органического вещества в осадке;

в) характером и степенью метаморфизма исходного нефтегазоматеринского органического вещества;

г) термобарическими условиями пребывания исходного органического вещества и углеводородов во вмещающих отложениях;

д) скоростью нарастания палеотемператур, действующих на ОВ в зонах активного нефтегазообразования;

е) палеотектоническими условиями бассейна седиментации, то есть направленностью и режимом тектонических движений в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории исследуемого бассейна седиментации;

ж) условиями, способствующими или препятствующими вертикальной миграции жидких и газообразных углеводородов, в том числе наличием и особенностями распространения над нефтегазоносным комплексом практически газонепроницаемых толщ, пород-покрышек.

10. В зависимости от определенного сочетания перечисленных геологических, геохимических и термобарических факторов абсолютные величины глубины нахождения углеводородов в том или ином фазовом состоянии в разрезе осадочных образований платформенных и складчатых территорий могут колебаться в широких пределах. Поэтому в различных территориях генетические и фактические ряды распределения скопленной нефти и газа в разрезе осадочного чехла могут иметь существенные отличия от традиционной классической последовательности генерации углеводородных флюидов:

газ → газ + нефть → нефть → газоконденсат → газ.

Это объясняется тем, что ведущими факторами в формировании и становлении фазовой зональности углеводородов являются температуры и давления. Причем возвышенные температуры в условиях гидростатического давления значительно ускоряют процесс генерации углеводородов, а возрастающие сверхгидростатические давления тормозят деструкцию органического вещества и направляют процессы их преобразования в сторону генерации преимущественно жидких углеводородов.

11. Наиболее эффективными при выделении различных по фазовому состоянию зон преимущественного нефти- и газонакопления, являются комплексные исследования палео- и современной фазовой зональности углеводородов с разграничением их по генетическим типам, по данным молекулярного состава нефтей и конденсатов. Применение геохимических ис-

следований на молекулярном уровне существенно повышает точность и однозначность прогнозных оценок фазовых состояний углеводородных систем как по площади, так и в разрезе осадочного чехла в пределах конкретных территорий.

Перечисленные выше закономерные связи распространения регионально нефтегазоносных территорий с определенными геоструктурными, палеотектоническими, палеогеографическими, литолого-фациальными и палеогидрогеологическими условиями характерны для всех без исключения нефтегазоносных регионов.

Поэтому в настоящее время они могут рассматриваться как всеобщие закономерности размещения региональных скоплений углеводородов в литосфере и служить в совокупности теоретической основой их прогнозирования.

Нефтегазogeологическое районирование – это разделение исследуемой территории в зависимости от геотектонического строения, литолого-фациального состава и региональной нефтегазоносности осадочных формаций.

Основная задача нефтегазogeологического районирования – установление закономерных связей генетически различных групп и категорий регионально нефтегазоносных территорий с теми или иными типами крупных геоструктурных элементов земной коры, связанными с ними формациями, а также сравнительная дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с определением мест возможной концентрации наибольших ресурсов нефти и газа.

Эти материалы, как правило, лежат в основе выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ. Главное в нефтегазogeологическом районировании – научно обоснованные принципы его проведения.

16.1. ПРИНЦИПЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Впервые при нефтегазogeологическом районировании территорий И.М. Губкин выделял как самостоятельные геологические объекты нефтегазоносные провинции, области и районы. Предложенные им принципы выделения и классификации нефтегазоносных территорий получили широкое признание и выдержали проверку временем и практикой поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Более поздние исследования, посвященные принципам выделения и классификации крупных нефтегазоносных территорий, проводились многими крупными учеными, в частности А.А. Бакировым, И.О. Бродом, М.И. Варенцовым, Н.Б. Вассоевичем, В.Г. Васильевым, И.В. Высоцким, Н.А. Еременко, А.Я. Кремсом, В.Б. Олениным, Г.Е. Рыбушкиным, А.А. Трофимчуком, А.В. Ульяновым, Г.А. Хеммаксистом, Н.Ю. Успенской, В.Е. Ханьшиным и др.

Однако к разработке принципов выделения и классификации нефтегазоносных территорий многие из них подходили с принципиально разных позиций.

Некоторые исследователи, развивая взгляды И.М. Губкина, в качестве основных подразделений крупных нефтегазовых территорий выделяют нефтегазовые провинции, области и районы (хотя и здесь достаточно часто в указанные термины вкладывается разное содержание); другие – в качестве основных подразделений крупных нефтегазовых территорий рассматривают нефтегазовые бассейны.

Поэтому, нередко в современной научной литературе и производственных отчетах используются разные классификации нефтегазовых территорий, что в значительной степени затрудняет однозначную интерпретацию фактических геологических материалов.

Безусловно, для повышения научного уровня прогнозирования нефтегазовости недр необходимы общепринятые унифицированные принципы нефтегазogeологического районирования. При этом районирование, как и любая другая классификация природных геологических объектов, должно базироваться на установленных наукой и практикой объективных закономерных связях между размещением регионально нефтегазовых территорий и геологическими факторами, определяющими это размещение.

Обобщая сказанное выше, следует, что при выделении и классификации крупных нефтегазовых территорий необходимо принимать во внимание тектонический, литолого-фашиальный, гидрогеологический и другие факторы с учетом ведущей роли в истории геологического развития территории палеотектоники.

6.2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ТИПЫ РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Базирываясь на принципах нефтегазogeологического районирования, разработанных И.М. Губкиным, А.А. Бакиров разработал генетическую классификацию регионально нефтегазовых территорий. В основу классификации положен тектонический принцип, то есть крупные регионально нефтегазовые территории подразделяются на более мелкие категории по их принадлежности к различным тектоническим элементам.

В качестве основных подразделений региональных скоплений нефти и газа выделены нефтегазовые пояса, ассоциации нефтегазовых провинций, нефтегазовые провинции, области и зоны нефтегазонакопления (рис. 16.1).

Давайте посмотрим, что представляют собой нефтегазовые пояса, ассоциации нефтегазовых провинций, нефтегазовые провинции, нефтегазовые области и зоны регионального нефтегазонакопления.

Нефтегазовый пояс – совокупность нефтегазовых провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с формированием этой системы. Соответственно ассоциация нефтегазовых провинций это – совокупность нефтегазовых провинций в пределах платформ, генетически связанных с этой платформенной территорией.

Нефтегазовая провинция – единая геологическая провинция, объединяющая смежные нефтегазовые области со сходными главными чертами региональной геологии, в том числе стратиграфическим положением основных регионально нефтегазовых комплексов в ее разрезе.



Рис. 16.1. Схема нефтегазogeологического районирования (по А.А. Бакирову, с изменениями)

Нефтегазовая область – территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов нефтегазовой провинции, характеризующаяся общностью геологического строения и истории развития, включая палеогеографические и литолого-фашиальные условия нефтегазoобразования и нефтегазонакопления в течение значительных периодов геологической истории.

Зона нефтегазонакопления – ассоциация смежных и сходных по своему геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных к определенной группе генетически связанных между собой локальных ловушек.

По принадлежности к платформенным, переходным и складчатым территориям выделяются три типа нефтегазовых провинций: платформенные, складчатые, переходные.

Нефтегазовые области в пределах платформ связаны со сводными поднятиями, изометрическими платформенными впадинами, линейно вытянутыми поднятиями внутриплатформенных складчатых сооружений, внутриплатформенными грабенами-алякогенами и др.

Нефтегазовые области складчатых территорий могут быть приурочены к внутрискладчатым (межгорным) впадинам, грабенам, срединным массивам. В пределах территорий переходного типа выделяются нефтегазовые области, связанные с предгорными впадинами, поднятиями в пределах предгорных прогибов.

16.3. НЕФТЕГАЗOГEOЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КРУПНЫХ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ЦИКЛОВ

В разрезе осадочных образований нефтегазовой провинции выделяется обычно несколько литолого-стратиграфических комплексов, харак-

теризующихся региональной нефтегазонасыщенностью в пределах обширных территорий, охватывающих ряд крупных геоструктурных элементов, а нередко и всю геологическую провинцию.

Это свидетельствует о том, что в истории геологического развития этой территории процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления имели, с одной стороны, региональный, а с другой – веретидический характер и были тесно связаны с цикличностью процессов осадконакопления. Число циклов регионального развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах крупных геоструктурных элементов одной и той же геологической провинции неодинаково и обусловлено режимом и направленностью колебательных движений в каждый рассматриваемый отрезок времени истории геологического развития.

В связи с этим изучение нефтегазонасыщенности и оценка ресурсов нефти и газа в каждой нефтегазонасыщенной области должны проводиться раздельно для отложений каждого цикла литогенеза. Отсюда вытекает необходимость при выделении в пределах геологической провинции крупных геоструктурных элементов, к которым могут быть приурочены нефтегазонасыщенные области, проведение нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов для отдельных отрезков времени в истории геологического развития этой территории на уровне эпохи или века.

При этом следует выделять бассейны и их расчленять на области и зоны, соответствующие определенным циклам осадконакопления и характеризующимся определенными палеотектоническими, палеогеографическими, литолого-фациальными и палеогидрогеологическими условиями. Для того чтобы было легче разобраться во всем, что было сказано в этом разделе нашей книги, давайте еще раз посмотрим по каким основным принципам расчленяются осадочные бассейны и что необходимо сделать, чтобы оценить перспективы их нефтегазонасыщенности:

1. Палеотектонические условия:

а) выделяются области по режиму колебательных движений: с устойчивым прогибанием, чередованием движений прогибания и воздымания, при преобладании движений прогибания, и наоборот, преобладании движений воздымания и т.д.;

б) по амплитуде прогибания или толщине отложений рассматриваемого цикла (м): 0–500, 500–1000, 1000–2000 и т.д. Наряду с этим на картах необходимо показывать границы современного распространения отложений соответствующего цикла.

2. Палеогеографические и литолого-фациальные условия:

а) выделяются области, характеризующиеся в основном развитием отложений: морских, лагуновых, прибрежно-морских, континентальных, смешанных (следует указывать области сноса и по возможности направления сноса по каждому циклу);

б) фацис: морских терригенных, морских карбонатных, морских терригенно-карбонатных, лагуновых смешанных, континентальных озерных, аккумулятивных равнин (временами заливавшихся морем), континентальных.

По каждой из перечисленных разновидностей фацис необходимо приводить фактические данные, характеризующие коллекторские свойства слогающих их пород (емкостные и фильтрационные).

3. Палеогидродинамические условия. Приводится характеристика каждого этапа: преимущественно эвклизионный (седиментационный), преиму-

щественно инфильтрационный, чередование эвклизионного и инфильтрационного при преобладании последнего; выделяются области (территории с различной степенью гидрогеологической закрытости) питания, разгрузки, вододобыва затрудненного, слабого, интенсивного.

4. Геохимические условия накопления и последующего развития осадков и захороненного в них органического вещества. В связи с этим выделяются области:

а) по геохимическим показателям, а именно по геохимическим фациям (восстановительная, слабовосстановительная, окислительная обстановки) и по типу исходного органического вещества (гумусовый, сапропелевый, смешанный), по характеру и степени метаморфизации органического вещества, его составу и, при наличии соответствующих данных, по количественным характеристикам;

б) по гидрогеохимическим показателям, включающим общую минерализацию пластовых вод, рассматриваемого комплекса, содержание тяжелых углеводородов, растворенных в пластовых водах, газонасыщенности вод, содержащую в них микроэлементов (в том числе иода, аммония и др.) и некоторых органических соединений (нафтеновых кислот, фенолов и т.д.), характерных для регионально нефтегазонасыщенных территорий.

5. Палеотермические условия. Необходимо выделять области, характеризующиеся определенными параметрами палеотермического поля.

При изучении условий формирования самостоятельных регионально нефтегазонасыщенных этажей в различных частях бассейна надо, прежде всего, в исследуемом цикле выявить условия сохранности скоплений нефти и газа, выделить области распространения региональных покрышек (нефтегазонепроницаемых толщ, перекрывающих потенциально нефтегазопроизводящие отложения) с указанием их мощности, литологической характеристики, строения и физических свойств (плотности, пористости, проницаемости, трещиноватости) и т.д.

Заключительный этап нефтегеологического районирования бассейнов крупных циклов осадконакопления – составление сводных (обобщающих) карт перспектив нефтегазонасыщенности и оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в отдельности по каждому из рассмотренных циклов осадконакопления (эпохи, века).

Карты составляются с учетом всех рассмотренных основных геологических, геохимических и гидрогеологических факторов, контролирующих формирование и размещение регионально нефтегазонасыщенных территорий и зон нефтегазонакопления.

На картах оценки нефтегазонасыщенности отложений отдельных циклов осадконакопления выделяются территории: с выявленной региональной нефтегазонасыщенностью отложений рассматриваемого геологического возраста, перспективные и бесперспективные в отношении региональной нефтегазонасыщенности отложения исследуемого цикла.

Территории с выявленной региональной нефтегазонасыщенностью, а также перспективные территории при наличии соответствующих данных делятся на нефтегазонасыщенные области с учетом плотности ресурсов нефти и газа (отдельно по выявленным, перспективным и прогнозным категориям) и на зоны нефтегазонакопления (выявленные и прогнозируемые) с расчленением их на структурные, литологические или другие типы.

На завершающем этапе нефтегазогеологического районирования со-

Заключение

ставляется сводная карта перспектив нефтегазоносности и оценки прогнозных ресурсов нефти и газа исследуемой геологической провинции в целом на основе обобщения результатов нефтегазгеологического районирования по всем рассмотренным бассейнам седиментации на отдельных отрезках истории геологического развития этого осадочного бассейна. На этой обобщающей карте показывают:

- **крупные геоструктурные элементы** платформенных, переходных и складчатых территорий, к которым приурочены или могут быть приурочены нефтегазоносные области с нанесением установленных и предполагаемых их контуров;

- **сводные типовые разрезы** различных частей (мегаблоков) крупных структурных элементов (сводовых поднятий, мегаблоков, впадин, алакагов и т.д.) с нанесением на них в укрупненном виде литологии коллекторов и покровных для отдельных циклов осадконакопления с указанием мощностей, а также перерывов регионального значения, выявленных и прогнозируемых регионально продуктивных комплексов (преимущественно нефтеносных, газоносных или нефтегазоносных);

- составляются **схемы внутрирезервуарной и внеерезервуарной миграции** углеводородов и изменений фазового состояния углеводородов, происходивших в процессе миграции.

Для этого наряду с общегеологическими, геохимическими, гидрогеологическими и термобарическими построениями должны применяться различные методы математической статистики и бассейнового моделирования на ЭВМ прежде всего для создания геологических моделей локальных и региональных геологических объектов, а также научно обоснованной интерпретации результатов анализов, проводимых по единым методикам и схемам. Комплексные и углубленные исследования следует проводить для уточнения критериев при диагностике потенциально нефтегазомагматических и преимущественно нефте- или газонефтемагматических свит.

Особое место в этих исследованиях занимают геохимические исследования, проводимые современными аналитическими методами на молекулярном уровне. Эти исследования необходимы для выявления основных очагов генерации углеводородов, прогнозной оценки ресурсов нефти и газа, а также для применения прямых геохимических методов при поисках скопления углеводородов.

Несмотря на значительные успехи в области геологии и геохимии нефти и газа, к сожалению, до сих пор остаются нерешенными очень многие вопросы. Ответить на них предстоит следующему поколению геологов-нефтяников и газоников, тем, кто еще сидит на студенческой скамье. Успехов Вам.

Мир вошел в XXI век с энергетическим балансом, обеспечиваемым, в основном, горючими ископаемыми – нефтью, газом, каменным углем. Более половины его приходится на нефть и газ.

Решающее место нефти и газа определяется не только и не столько местом их в балансе энергоносителей, но, главным образом, нарастающей зависимостью от них таких ветвей существования человечества, как быт, транспорт, электроснабжение.

Поскольку нефть и газ составляют примерно две трети производимой и потребленной энергии, очевидно, что и огромная масса потребляющих энергию мощностей мира (двигатели, ТЭС и другие) соответствует именно этим типам энергоносителей. Другие типы (солнечные, ветровые) либо не созданы, либо экологически опасны (АЭС). Следовательно, расчеты на их «альтернативность» в ближайшие десятилетия в технологическом плане, по меньшей мере, ниваны.

Сегодня мир должен ориентировать свою экономическую стратегию на нефть и газ. В то же время необходимо активно вести поиски реальных альтернативных источников энергии, так как истощаемость ископаемых источников в отдаленной перспективе очевидна.

Развитие теоретических основ нефтегазообразования и формирования месторождений неизмеримо расширило понимание процессов формирования осадочно-породных комплексов и их сложной внутренней структуры. На этой основе формируются современная оценка перспектив и направления поисков нефти и газа, принципиально расширяющие ресурсы изученных и новых бассейнов.

Важнейшими результатами исследований в XX веке в области геологии и геохимии явились установление генетических связей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции с лито- и тектоногенезом, выявление главных закономерностей формирования и размещения месторождений нефти и газа в земной коре, разработка представлений об «очагах нефтегазообразования», «главной зоне нефтеобразования» («нефтяное окно»), зональности нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, что является научной основой определения стратегии и тактики поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В последние годы в нефтегазовой геологической науке и практике появились новые теоретические идеи, накоплено много фактического материала, требующего осмысления в рамках новых научных теорий.

Это, в первую очередь:

- теоретические разработки в области создания геодинамической модели нефтегазообразования на основе тектоники литосферных плит;

– представление о роли фазово-динамических процессов нефтегенерации, миграции, в создании фильтрационно-емкостных свойств природных резервуаров, в формировании и разрушении скоплений УВ;

– концепция, разрабатываемая китайскими геологами о так называемых «низкорельефных нефтях», механизм образования которых значительно отличается от такого в теории термической дегградации керогенов, а также представления о существенной роли угленосных отложений и пластовых углей в генерации нефти;

– выявление скоплений УВ в газогидратном состоянии;

– открытие залежей нефти в гранитоидных породах фундамента и в зонах крупных надвигов под пластинами фундамента;

– открытие залежей нефти на глубинах более 9 км и др.

Все это требует разработки более полного представления о глобальных закономерностях нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

По мере освоения все больших глубин, новых регионов (в том числе акваторий) и получения нового фактического материала будут совершенствоваться и развиваться современные научные концепции и взгляды, в том числе и на фундаментальные проблемы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в земной коре.

Сегодня наши знания о вещественном составе глубоких горизонтов коры фактически определяются единственной скважиной, пробуренной на Колыском полуострове, глубиной несколько превышающей 12 километров. Как справедливо заметил выдающийся геохимик А.Е. Ферсман, «...если представить Землю величиной с арбуз, то наше проникновение в нее измерялось бы десятками долями миллиметра...». Мы многого еще не знаем.

Вперед – огромное поле деятельности в области дальнейшего исследования проблемы нефтегазоносности Земли.

Известный швейцарский ученый Г. Эйхельберг в своей книге «Человек и техника», исходя из мнения, что возраст человечества порядка 600 тыс. лет, представил его развитие в виде бегу на 60 км, который, начинаясь где-то в неопределимых сейчас стартовых пределах, устремлен к финишной ленточке наших дней, и нарисовал впечатляющую и поучительную картину исторического развития.

Абсолютно большая часть этого долгого пути пролегает по маршруту, о котором мы практически ничего не знаем, ибо только в самом конце, на пятидесят восьмом километре, найдены первобытные орудия. Древние пещеры, а в них – первые признаки культуры в виде настенных рисунков.

Только на шестидесятом километре путь бегунов проходит по местности, на которой заметны все больше и больше признаки земледелия. За двести метров до финиша марафонцы выбегают на дорогу, покрытую каменными плитами, проходящую мимо речных укреплений. За сто метров они видят средневековые городские строения. За пятьдесят метров – проносятся мимо мудрого старца, умными и понимающими глазами наблюдающего бег. Это Леонардо да Винчи.

Остается только десять метров. В их начале дорога освещена светом факелов, скудным мерцанием масляных горелок.

Но рывок на последних пяти метрах дарит бегунам ошеломляющее зрелище: яркий свет освещает дорогу, мчатся автомобили и поезда, с ревом проносятся самолеты и ракеты, бег марафонцев транслирует телевидение.

Мы с вами – марафонские бегуны этого длинного и тернистого пути человечества на промежуточном финишном этапе!

Возраст человеческого познания столь же древен, как и возраст самого человечества. И на всем историческом пути наука развивалась, ширилась, никто и ничто не могли и не могут остановить ее вечное движение, ибо оно есть не что иное, как реализация естественной потребности людей в знаниях.

Творческое освоение основ современных научных знаний, изложенных в учебнике, в котором геология и геохимия нефти и газа рассматривается как фундаментальная проблема естествознания – необходимое условие создания фундамента, хорошо подготовленной стартовой площадки для достижения молодым специалистом «сияющих вершин» науки о нефти и газе.

1. Брод Н.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: Гостиптехиздат, 1957.
2. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров и др. – М.: Недра, 1982.
3. Лавина фаз нефтеобразования / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корсагина, Н.В. Лопатин и др. // Вестник МГУ. Сер. Геол. – 1969. – № 6.
4. Гордеев Г.Н. Термолит органического вещества в нефтегазоносной геологии. – М.: ИГиРГИ, 2002.
5. Губин И.М. Учение о нефти. – 3-е изд. – М.: Наука, 1975.
6. Еременко Н.А., Языков Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996.
7. Ермаков В.И. Зональность нефтегазоаккумуляции на платформенных территориях. – М.: Недра, 1986.
8. Казанская Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран. – М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
9. Кашко М.К. Геология и геология нефтяных. – М.: Недра, 1986.
10. Карцев А.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1978.
11. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. – М.: Изд. Академии горных наук, 1999.
12. Ермаков В.И., Бакиров Э.А., Сорокин Е.И. и др. Критерии прогнозирования фазовой зonalности УВ в осадочных толщах земной коры. – М.: Недра, 1986.
13. Лавров А.И. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1976.
14. Моталович А.А., Фукс И.Г. Истоки российской нефти исторический очерк. – М.: Дремельксизм, 2006.
15. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984.
16. Соболев Е.В. Состав нефтяных – геолого-геохимическая история нефти / Вестник МГУ, сер. 4. Геология. – 2003. – № 2.
17. Теоретические основы поисков и разведки скопелен нефти и газа (4-е издание) / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.Ю. Керюнов, А.П. Мстиславская. – М.: Недра, 2012.
18. Тиссо Б., Фомель Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1961.
19. Хали В.Е. Нефть: условия залегания в природе и происхождение / Соросовский образовательный журнал. – Т. 7. – 2001. – № 7.
20. Хали Дж. Геология и геология нефти и газа (под редакцией Вассоевича Н.Б., Арсипова А.В.). – М.: Мир, 1962.

Предисловие	3
Введение. Нефть и газ. Вчера, сегодня, завтра	5
Часть 1. ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА	13
Глава 1. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОХИМИИ УГЛЕРОДА И ВОДОРОДА	15
Глава 2. КАУСТОБИОМИТЫ – ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ	30
Глава 3. ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПОРОД И ЕГО ПРЕОБРАЗОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ ЛИТОГЕНЕЗА	41
3.1. Образование и преобразование органического вещества на стадии диатеза	41
3.2. Особенности распределения органического вещества в литосфере	59
3.3. Битумыны и кероген – важнейшие компоненты органического вещества	67
3.4. Генетические типы органического вещества и основные стадии его преобразования в процессе катагенеза. Образование нефти и газа	84
3.5. Нефтегазолатеритский потенциал и методы его определения	108
Глава 4. НЕФТЯНЫЕ СИСТЕМЫ	119
4.1. Общая характеристика нефтяных систем	119
4.2. Физико-химические свойства нефти	121
4.3. Элементный, изотопный, фракционный и групповой углеводородный составы нефти	131
4.4. Углеводородные компоненты, входящие в состав нефти	133
4.5. Неуглеводородные компоненты, входящие в состав нефти	157
4.6. Геохимическая классификация нефти	163
4.7. Продукты природного изменения нефти. Природные битумы	173
Глава 5. ГАЗОВЫЕ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ	181
5.1. Природные горючие газы	181
5.2. Газовые гидраты	190
5.3. Газоконденсатные системы	197
Глава 6. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛОИДОВ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД	207
6.1. Газожидкостная хроматография	208
6.2. Масс-спектрометрия и хромато-масс-спектрометрия	216
6.3. Спектры электромагнитного излучения в спектроскопических методах исследования	224
6.4. Ядерно-магнитный резонанс	231
6.5. Электроно-парамагнитный резонанс	235
Часть 2. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА	241
Глава 7. ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ	243

Глава 8. ГОРНЫЕ ПОРОДЫ – ВЕЩЕСТВА НЕФТИ И ГАЗА. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

8.1. Горные породы-коллекторы	265
8.2. Классификация пород-коллекторов	265
8.3.1. Интрузивные коллекторы в разрезе осадочного чехла	272
8.3.2. Интрузивные коллекторы в разрезе осадочного чехла	286
8.4. Горные породы-покрышки (фациодеузоры)	292
8.5. Литолого-фациальные и палеогеографические особенности формирования пород-коллекторов и пород-покрышек в осадочном чехле	297
8.6. Классификация природных резервуаров нефти и газа	302
8.7. Локация нефти и газа и их классификация	307
8.8. Термобарические условия природных резервуаров	314
	321

Глава 9. ФОРМАЦИИ И ФАЦИИ, БЛАГОПРИЯТНЫЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ

9.1. Фации и применение фациального анализа в нефтегазовой геологии	328
9.2. Формации и применение формационного анализа в нефтегазовой геологии	330

Глава 10. РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Глава 11. МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ, ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ИХ СКОПЛЕНИЙ

11.1. Миграция нефти и газа	340
11.1.1. Первичная миграция нефти и газа	340
11.1.2. Вторичная миграция нефти и газа	341
11.1.3. Классификация миграционных процессов	362
11.1.4. Основные факторы, обуславливающие процессы миграции нефти и газа	368
11.1.5. Механизмы (расстояния) миграции углеводородов в земной коре	369
11.1.6. Определение направления миграции углеводородов	374
11.2. Формирование скоплений нефти и газа	376
11.2.1. Механизмы формирования залежей нефти и газа	382
11.2.2. Геологическое время формирования скоплений нефти и газа	387
11.3. Разрушение залежей нефти и газа	393

Глава 12. ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ЛОКАЛЬНЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

12.1. Классификация залежей нефти и газа	397
12.2. Классификация месторождений нефти и газа	397
12.3. Зоны нефтегазоаккумуляции	403

Глава 13. ЗОНАЛЬНОСТЬ РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ

Глава 14. ФАЗОВАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Глава 15. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Глава 16. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

16.1. Принципы нефтегазогеологического районирования	429
16.2. Классификация и основные типы регионально нефтегазовых территорий	444
16.3. Нефтегазогеологическое районирование осадочных бассейнов крупных осидинативных циклов	449
16.4. Заключение	450
16.5. Список использованной литературы	451
	455
	458

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Ермошкин Виктор Иванович
Керимов Вагиф Юнусович

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор Т.А. Рубинский
Переплет художника Н.И. Терехова
Художник-график С.В. Опин
Технический редактор Г.В. Алевина
Корректор Е.М. Федорова
Компьютерная верстка Ю.А. Титова

Подписано в печать 01.04.12. Формат 70×100 1/16. Гарнитура «Балтика». Печать офсетная.
Усл. печ. л. 37,41. Уч.-изд. л. 41,5. Тираж 1500 экз. Заказ 2303/002-2012

ООО «Издательский дом Недра»
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

E-mail: biblioteka@nedrainform.ru
www.nedrainform.ru

ООО «Типография «Возрождение»
117105, Москва, Барышевское ш., д. 32А, стр. 2

ISBN 978-5-8365-0381-9



9 785836 503819