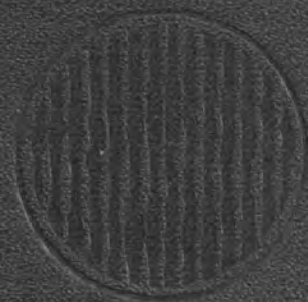


В.А.ЧАХМАХЧЕВ

ГЕОХИМИЯ
ПРОЦЕССА
МИГРАЦИИ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ
СИСТЕМ



В. А. ЧАХМАХЧЕВ

ГЕОХИМИЯ
ПРОЦЕССА МИГРАЦИИ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ
СИСТЕМ



МОСКВА «НЕДРА» 1983

Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М., Недра, 1983 с. 231

Рассматриваются особенности преобразования состава углеводородных систем в связи с термобарическими, адсорбционно-хроматографическими и диффузионными факторами их дифференциации при миграции. Значительное место уделено вопросам геохимической корреляции нефтей и их изменения в зонах катагенеза и гипергенеза. Описаны геолого-геохимические принципы и методы прогноза фазового состояния углеводородов в недрах и приведены региональные примеры качественной оценки перспектив нефтегазоносности отложений.

Для специалистов, работающих в области нефтегазопойсковой геологии и геохимии.

Табл. 28, ил. 40, список лит. — 40 назв.

Рецензент — д-р геол.-минер. наук *Т. А. Ботнева* (ВНИГНИ)

Миграция углеводородных систем и формирование их промышленных скоплений представляет собой один из сложнейших процессов, происходящих в недрах. Изучение и реконструкция этого процесса сопряжены с оценками пространственных закономерностей размещения залежей и прогнозированием в них фазового состояния углеводородов.

Автор не ставил перед собой задачу освещения всех аспектов данной проблемы и ограничился лишь геохимическим анализом систем и реконструкцией условий их массопереноса. Основой работы послужили уже известные представления о существенном влиянии физических факторов (давления, температуры, эффектов сорбции и диффузии) на состав газонефтяных и газоконденсатных систем при их перемещении в породах с разной литологической характеристикой. Отсюда ясна постановка и обратная задача — по физико-химическим особенностям углеводородных систем в залежах воссоздать палеоусловия миграции нефти и газа путем реконструкции механизма и направления перемещения углеводородов и локализации областей их генерации. Геохимические показатели этих процессов, как известно, обладают разной выраженностью для газоконденсатных и газонефтяных систем, а информативность критериев самого процесса зависит от форм миграции углеводородов. В работе большое внимание уделено изучению газоконденсатных систем, составляющих значительную долю в мировом балансе добываемого топливного сырья.

Значительное место в книге занимает обзор геолого-геохимических методов качественной оценки перспектив нефтегазоносности недр. Изложены, в частности, авторские разработки научных принципов и способов прогнозирования фазовых состояний углеводородов и типа их залежей по составу легкокипящих фракций нефтей и конденсатов.

Успехи в совершенствовании аналитической техники позволяют в настоящее время изучать состав каустобиолитов на молекулярном уровне. Данное обстоятельство, расширяющее возможности органической гео-

химии, учтено автором, который широко пользуется в работе методами изучения индивидуального углеводородного состава бензинов нефтей и конденсатов, а также их высокомолекулярных фракций. Это, во-первых, повышает достоверность полученных данных и, во-вторых, позволит в будущем внедрять результаты проведенных исследований в практику нефтегазопроисводческой геологии по мере освоения современных аналитических методов научно-производственными организациями.

Изложенный в книге материал основывается на итогах изучения состава большого числа проб (до 500) нефтей и конденсатов месторождений Предкавказья, Волго-Уральской, Тимано-Печорской провинций и других нефтегазоносных областей СССР и зарубежных стран. Немалое место отведено анализу материалов лабораторного моделирования миграции углеводородных систем в близких к пластовым термобарических условиях, а также в пористой среде различного минерального состава. Сочетание экспериментальных исследований с изучением природных объектов позволило существенно повысить надежность и однозначность полученных результатов.

Региональные и экспериментальные исследования выполнены в Лаборатории физико-химических процессов нефтяного пласта и миграции нефти и в Лаборатории геохимии осадочных пород ИГиРГИ. Отдельные исследования проведены автором в тесном сотрудничестве с Т. Л. Виноградовой, З. В. Якубсон, С. А. Пунаковой, Т. А. Крыловой, Г. Н. Юшкевич, Р. А. Твердовой, В. И. Тихомировым, И. О. Делоне, Г. С. Степановой, Н. И. Жарковым и В. С. Фониным, которым он выражает глубокую признательность.

За постоянную помощь и ценные консультации в ходе многолетней подготовки работы автор приносит благодарность профессорам Т. П. Жузе и Ал. А. Петрову.

Природа скупо информирует нас о процессах миграции углеводородов (УВ) и формирования их залежей в геологическом прошлом, практически почти не сохраняя в недрах признаки проявления этих процессов. Это и понятно, если учесть, что после этапа миграции УВ и формирования их залежей в осадочных бассейнах в большинстве случаев меняются углы региональных наклонных продуктивных пластов, их гидродинамические режимы, солевой и газовый составы вод, а также происходят частичные инверсии в развитии крупных геоструктурных элементов. Всю совокупность признаков или проявлений процессов палеоперемещения УВ можно разделить на две группы (по отношению к объекту миграции) — на косвенные и прямые. К первым относятся тектонические, литологические, гидродинамические, палинологические и другие признаки, не связанные с природой нефти или газа, а ко вторым — геохимические проявления, обнаруживаемые при непосредственном изучении состава углеводородных систем. Отсюда становится понятной значительная роль комплексного изучения процессов миграции, включающего палеотектонические, палеогидрогеологические и, если так можно выразиться, палеогеохимические виды исследований.

Хорошо известно, что геологические и геохимические исследования в своей основе опираются на принцип актуализма, подразумевающий правомерность действия физико-химических законов и природных процессов настоящего в геологическом прошлом, т. е. настоящее, как говорят, есть ключ к познанию прошлого. М. Руттен (1973 г.) предлагает выделять особую форму актуализма — униформизм. Последний следует применять по отношению к управляющим геохимическими процессами физико-химическим законам, которые не претерпели никаких изменений, т. е. всегда были однотипными, едиными (uniform) по своей природе. Отсюда следует, что как современный актуалистический метод, так и принципы униформизма вполне пригодны для изучения миграции таких геохимических систем, как углеводородные. Последние могут быть источником информации о процессах миграции, так как физико-химические условия

при перемещении УВ вызывают определенные изменения в их составе. Преобразование состава углеводородных систем может быть обусловлено главным образом физическими факторами, например такими, как явление адсорбционной хроматографии, диффузии, смещение фазовых соотношений и изменение состава углеводородных фаз под воздействием пластовых давлений и температуры и т. д.

Трудности изучения углеводородных систем объясняются необратимостью изменений их состава при миграции, которые происходят на этапе первичной миграции и продолжаются вплоть до конечной стадии разрушения залежей нефти и газа. Исследования осложняются еще и тем, что залежь сама по себе в ловушке не представляет строго изолированную термодинамическую систему, а состав нефти в ней в результате действия процессов физико-химического разрушения не всегда отражает истинную картину условий образования промышленного скопления. В залежах вследствие увеличения давления и температуры происходят фазовые превращения внутри систем. Тем не менее, как это будет показано ниже, углеводородные системы в залежах могут считаться главным объектом, дающим исчерпывающие геохимические сведения об условиях перемещения и образования скоплений нефти и газа.

Всестороннее изучение состава нефтей и газов только на природных объектах позволяет решать далеко не все задачи исследований и в значительной степени должно дополняться экспериментальными работами.

Еще в конце XIX в. норвежский геохимик Дж. Фохт писал, что внедрение идей физической химии в геологию может дать ей ту живительную силу и смысл, которые дали идеи эволюции биологическим наукам. Ныне геохимия во всех своих направлениях не обходится без экспериментов, необходимость которых бесспорна, так как они дают возможность познания многих явлений в условиях, обеспечивающих ход процесса в чистом виде. По выражению И. В. Назарова (1972 г.), «если наблюдение подслушивает природу, то эксперимент ее как бы допрашивает». Таким образом, строя работу по принципу «природная модель — эксперимент», исследователь получает объективную картину влияния тех или иных физических явлений на состав нефтей, конденсатов и газов в процессе их миграции в недрах.

При изучении особенностей дифференциации углеводородных систем при миграции необходимо проводить четкое разделение этих процессов для газонефтяных (ГНС), газоконденсатных (ГКС) и, в некоторой части, газовых (ГС) систем. Обычно в геохимии под системой понимается множество элементов и (или) соединений, находящихся в определенных и устойчивых соотношениях между собой. Система, характеризующаяся комплексом элементов, обладает структурой, которая выражает ее устойчивость и сохранность по отношению к внешним и внутренним преобразующим процессам. Углеводородные системы, не являясь в недрах абсолютно изолированными и термодинамически равновесными, не вполне отвечают этим критериям и выделены нами с некоторой долей условности. В конкретном случае под углеводородными системами понимаются современные скопления УВ (газонефтяные, газоконденсатные, газовые) с определенным составом и соотношением фаз как возможное отражение условий генерации и перемещения в геологическом прошлом жидких и газообразных флюидов. Особенно важно, что для каждой из названных систем, как будет показано ниже, свойственны свои особенности изменения состава под воздействием разных природных факторов.

С методических позиций большое значение приобретает оценка влияния указанных факторов преобразования углеводородных систем за счет не только явлений фильтрации и диффузии, но и вторичных химических процессов катагенеза и гипергенеза нефтей в залежах. Такой подход позволяет отдельно учитывать воздействие как физических, так и химических факторов на природные углеводородные системы. Тем самым повышается степень достоверности геохимических показателей изменения состава ГНС и ГКС, вызванного главным образом физикой процессов их перемещения в недрах.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ СОПОСТАВЛЕНИЯ И ТИПИЗАЦИИ НЕФТЕЙ

Сведения о свойствах нефтей, а также сравнительная оценка их химического состава широко используются в нефтяной геологии. Корреляционный анализ состава нефтей является одним из основных геохимических методов их изучения и применяется при решении следующих задач:

уточнение числа поисково-разведочных объектов и ориентировка бурения на перспективные литолого-стратиграфические комплексы;

рациональный выбор интервалов совместной разработки продуктивных горизонтов;

определение генетических типов нефтей как одни из способов диагностики продуцирующих комплексов в разрезе бассейнов;

изучение геохимических условий миграции углеводородных систем в недрах.

Решение указанных задач сейчас не представляется возможным без знания распределения УВ в различных фракциях нефтей, особенно их низкомолекулярных соединений. Интерес к последним вызван сравнительно повышенной лабильностью легких УВ (важное свойство УВ, которое должно учитываться при изучении процессов миграции) и возможностью их исследования на молекулярном уровне.

§ 1. ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА НЕФТЕЙ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ В НИХ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Углеводороды, найденные в нефтях, состоят главным образом из пяти основных видов соединений: нормальные алканы, алканы с разветвленной цепью (изоалканы), цикланы (моно-, би- и полициклические), арены (моно-, би- и полициклические), циклано-ареновые УВ (гибридные соединения). В низкикипающих фракциях нефтей цикланы представлены отдельно гекса- и пентаметиленовыми структурами голоядерных и алкилзамещенных типов.

В нефтях число атомов углерода (С) в соединениях каждого класса достигает 60 с молекулярной массой 850—880. С помощью новых аналитических методов в нефти установлено до 450 индивидуальных углеводородных соединений и 350 индивидуальных гетероатомных компонентов [23]. Изучение легких фракций нефтей отложений разного возраста и месторождений позволило установить ряд особенностей их состава. Ф. Россини (1953 г.) показал, что качественный состав бензинов всех нефтей одинаков, а различия между ними определяются количественными соотношениями содержания отдельных УВ. Тем не менее, даже при наличии в нефтях одинаковых индивидуальных УВ, двух идентичных по физико-химическим свойствам нефтей не существует.

В бензиновых фракциях, выкипающих до 130°С, обнаружены следующие парафиновые УВ состава C₅—C₈:

2,2-Диметилпропан (2,2-ДМПр)	<i>n</i> -Гептан (<i>n</i> -C ₇)
Изопентан (<i>i</i> -C ₅)	2,2-Диметилгексан (2,2-ДМГ)
<i>n</i> -Пентан (<i>n</i> -C ₅)	2,5-Диметилгексан (2,5-ДМГ)
2,2-Диметилбутан (2,2-ДМБ)	2,4-Диметилгексан (2,4-ДМГ)
2,3-Диметилбутан (2,3-ДМБ)	2,3,3-Триметилпентан (2,3,3-ТМП)
2-Метилпентан (2-МП)	3,3-Диметилгексан (3,3-ДМГ)
3-Метилпентан (3-МП)	2,3-Метилэтилпентан (2,3-МЭП)
<i>n</i> -Гексан (<i>n</i> -C ₆)	2,3-Диметилгексан (2,3-ДМГ)
2,2-Диметилпентан (2,2-ДМП)	2-Метилгептан (2-МГп)
2,4-Диметилпентан (2,4-ДМП)	2,2,3-Триметилпентан (2,2,3-ТМП)
2,2,3-Триметилбутан (2,2,3-ТМБ)	4-Метилгептан (4-МГп)
3,3-Диметилпентан (3,3-ДМП)	3,4-Диметилгексан (3,4-ДМГ)
2-Метилгексан (2-МГ)	3-Метилгептан (3-МГп)
2,3-Диметилпентан (2,3-ДМП)	3-Этилгексан (3-ЭГ)
3-Метилгексан (3-МГ)	<i>n</i> -Октан (<i>n</i> -C ₈)
3-Этилпентан (3-ЭП)	

В алканах, как было установлено, распределение изомеров состава C₆, C₇, C₈ и C₉ зависит от генезиса или типа нефти. В легких метановых нефтях преобладают *n*-алканы, а содержание их в бензинах достигает 50—70% от суммы алканов этой фракции. В более тяжелых, нафтеновых нефтях количество *n*-алканов снижается до 5—30% и существенную роль начинают играть их разветвленные изомеры. Здесь особенно возрастает доля ди- и тризамещенных изомеров, содержание которых увеличивается до 10—45% от суммы алканов.

Нафтеновые УВ в бензинах представлены следующими соединениями состава C₅—C₈:

Циклопентан (ЦП)
 Метилциклопентан (МЦП)
 Циклогексан (ЦГ)
 1,1-Диметилциклопентан (1,1-ДМЦП)
 цис-1,3-Диметилциклопентан (ц-1,3-ДМЦП)
 транс-1,3-Диметилциклопентан (т-1,3-ДМЦП)
 транс-1,2-Диметилциклопентан (т-1,2-ДМЦП)
 цис-1,2-Диметилциклопентан (ц-1,2-ДМЦП)
 1,1,3-Триметилциклопентан (1,1,3-ТМЦП)
 Метилциклогексан (МЦГ)
 Этилциклопентан (ЭЦП)
 транс,транс-1,2,4-Триметилциклопентан (т,т-1,2,4-ТМЦП)
 транс,транс-1,2,3-Триметилциклопентан (т,т-1,2,3-ТМЦП)
 1,1,2-Триметилциклопентан (1,1,2-ТМЦП)
 транс,цис-1,2,4-Триметилциклопентан (т,ц-1,2,4-ТМЦП)
 1,1,3,3-Тетраметилциклопентан (1,1,3,3-ТрМЦП)
 цис,транс-1,2,3-Триметилциклопентан (ц,т-1,2,3-ТМЦП)
 цис-1,3-Диметилциклогексан (ц-1,3-ДМЦГ)
 транс-1,4-Диметилциклогексан (т-1,4-ДМЦГ)
 1,1-Диметилциклогексан (1,1-ДМЦГ)
 цис-1,3-Метилэтилциклопентан (ц-1,3-МЭЦП)
 транс-1,3-Метилэтилциклопентан (т-1,3-МЭЦП)
 транс-1,2-Метилэтилциклопентан (т-1,2-МЭЦП)
 транс-1,2-Диметилциклопентан (т-1,2-ДМЦП)
 цис-1,4-Диметилциклогексан (ц-1,4-ДМЦГ)
 транс-1,3-Диметилциклогексан (т-1,3-ДМЦГ)
 цис-1,2-Диметилциклогексан (ц-1,2-ДМЦГ)
 Этилциклогексан (ЭЦГ)

В бензинах всех изученных нефтей метилзамещенные изомеры резко преобладают над голоядерными нафтенами состава C_5 и C_6 . Соотносятся эти УВ как 80 : 20 или 90 : 10. Количество этилзамещенных нафтен незначительно. Чаще всего цикланы состава C_7 , например по относительным концентрациям, образуют следующий ряд: МЦГ > Σ 1,3-ДМЦП > Σ 1,2-ДМЦП > ЭЦП > 1,1-ДМЦП.

Сопоставление общих свойств нефтей с изменением содержания отдельных изомеров цикланов выявило ряд закономерностей. В частности, в бензинах легких превращенных нефтей сумма циклопентанов состава C_7 практически всегда больше общего количества циклопентановых состава C_8 , т. е. двойное метильное замещение преобладает над тройным. В бензинах менее превращенных тяжелых нефтей обнаружена обратная тенденция — сумма циклопентановых C_8 начинает превышать сумму пятичленных изомеров C_7 . Аналогичные закономерности имеют место и в шестичленных нафтенах (Э. К. Брянская, 1967 г.; Е. Г. Бурова, 1970 г.).

Из ароматических УВ во фракции н. к. — 150 °С обычно содержатся бензол, толуол, этилбензол, *о*-, *м*- и

п-ксилол, а во фракциях до 200 °С — алкил- и пропилзамещенные изомеры бензола. Среди аренов в наибольшем количестве присутствуют толуол и *м*-ксилол. В бензинах соотношение содержания бензола и толуола составляет 10 : 90 или 20 : 80, а во фракции состава C_8 превалирует *м*-ксилол.

В легкой ароматической части нефтей установлено также преобладание изомеров с большим числом замещающих метильных радикалов по сравнению с изомерами с более длинной алкильной цепью. Например, во фракции C_9 в среднем по нефтям 56% составляют триметилбензолы, 31% метилэтилбензолы и только 13% пропилбензолы.

Алканы и цикланы высококипящих фракций нефтей

Последнее десятилетие ознаменовалось большими успехами в изучении алканов не только бензиновых фракций, но и фракций с более высокой температурой кипения, содержащих эти реликтовые соединения. По многочисленным определениям в относительно легких нефтях содержание *н*-алканов достигает 20—25%, в некоторых случаях их количество превышает 30%. В то же время существуют нефти, в которых УВ с прямой цепью не обнаружены, хотя в них и присутствуют изоалканы различного строения. Например, такие нефти были встречены в мезозойско-кайнозойских отложениях Западной Туркмении и Предкавказья (В. К. Солодков, В. С. Драгунская, В. Ф. Камьянов, 1975 г.). В нефтях *н*-алканы представлены соединениями с числом атомов C 34—42 (Г. И. Сафонова, 1980 г.).

При исследовании *н*-алканов обычно устанавливают количественное распределение их в нефтях и определяют в них соотношение соединений с четным и нечетным числом атомов C в молекуле. Как выяснено, нефти характеризуются двумя основными типами распределения *н*-алканов. В большинстве легких нефтей максимум концентрации их приходится на фракции C_{10} — C_{22} , более тяжелые нефти содержат *н*-алканы, преобладающие во фракциях C_{22} — C_{32} . Имеются указания на биомодальное распределение *н*-алканов, например, как это обнаружено в некоторых нефтях отложений венда и кембрия Сибирской платформы и мезозоя Ливии (А. Э. Конторович, Д. И. Дробот, Р. И. Преснова, 1974 г.; М. А. Бестужев, 1970 г.).

Э. Брей и Э. Эванс (1961—1965 гг.) ввели понятие о корреляционном индексе CPI — соотношении чисел нечетных (odd) и четных (even) атомов С. Опыт изучения *n*-алканов в нефтях показал, что величина этого индекса меняется в пределах 0,80—1,20. Многими как советскими [21], так и зарубежными (Е. Е. Brav, Е. D. Evans, 1965 г.; D. H. Welte, 1965 г.) авторами признается закономерное приближение данного индекса к 1 с увеличением глубины залегания вмещающих пород и возрастанием степени катагенетической превращенности нефтей.

Изоалканы в большинстве нефтей имеют неравномерное количественное распределение. Однако чаще всего их содержание понижается по мере увеличения молекулярной массы. Например, в нефти Понка-Сити от фракции C_{11} — C_{12} до фракции C_{26} — C_{38} их массовое содержание уменьшается от 2 до 0,8% на нефть (Ф. Россини, 1953 г.). По данным М. А. Бестужева (1970 г.), среди парафиновых изомеров высокомолекулярных фракций часто преобладают 2- и 3-монотилзамещенные соединения, менее распространены соединения с алкилзамещением в четвертом положении.

Среди изоалканов большое внимание специалистов привлекают так называемые изопреноидные соединения, открытые в нефтях Р. Дином и Е. Уайтхедом (R. Dean, E. Whitehead, 1961 г.). Эти соединения полиизопренового типа имеют метильную группу в цепи у каждого четвертого атома С. Присутствие изопреноидов отмечается практически во всех органических соединениях, находящихся в недрах как в рассеянной, так и концентрированной формах (в битумоидах, сапропелитах, торфах, углях, нефтях). По особенностям своего строения изопреноидные структуры получили название реликтовых, или маркирующих, представляя собой, по образному выражению их первооткрывателей, «отпечатки пальцев» (finger print) любой нефти.

В нефтях найдено 24 изопреноидных соединения с числом атомов С от 9 до 25 [18]. Среди них наиболее распространены и хорошо идентифицируются УВ от C_{14} до C_{21} , куда входят такие соединения, как фарнезан (*i*- C_{15}), пристан (*i*- C_{19}) и фитан (*i*- C_{20}). Концентрация изопреноидов в нефтях весьма различна и часто коррелируется с содержанием в них *n*-алканов. Общее массовое содержание изопреноидов в нефтях колеблется от 0,1 до 10%. В группе изопреноидов соединения с чис-

лом атомов С 12, 17, 22, 23, 24 представлены в исчезающих малых количествах, а в ряде нефтей они отсутствуют, что объясняется особенностями их генезиса.

Среди высокомолекулярных цикланов выделяется гомологический ряд моноциклических нафтеннов, представленный алкилзамещенными соединениями с числом атомов С до 20—22. Эти полизамещенные цикланы обычно содержат одну длинную боковую цепь при нескольких метильных радикалах.

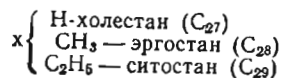
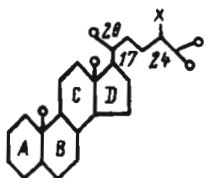
Бициклические нафтенны фракций, выкипающих при 150 °С и выше, содержат соединения с конденсированными пяти- и шестичленными циклами, имеющими в ряде случаев метильные заместители. К этой группе соединений отнесены бицикло-(3.3.0)-октан, бицикло-(4.3.0)-нонан, бицикло-(4.4.0)-декан и их метилзамещенные гомологи вплоть до УВ состава C_{13} [23].

Массовое содержание трициклических соединений состава C_{11} — C_{13} сравнительно невелико даже в нафтенных нефтях месторождений Грязевая Сопка, Котуртеп и т. д. (не более 0,5%). Среди них идентифицировано до 13 адамантановых УВ с преобладанием структур с этильными заместителями и метильными радикалами у вторичного атома С ядра. Массовое содержание этих соединений в трициклических УВ состава C_{11} — C_{13} колеблется от 5 до 13%. Научный интерес к адамантановым УВ определяется тем, что они представляют собой наиболее термодинамически устойчивую форму трициклических нафтеннов C_{11} — C_{13} и могут быть геохимическими показателями катагенеза нефтей. При этих процессах трицикланы изомеризуются в адамантаны (З. В. Якубсон, О. А. Арефьев, Ал. А. Петров, 1973 г.). Вместе с тем значение адамантановых УВ в оценке степени термометаморфизма нефтей еще до конца не выяснено.

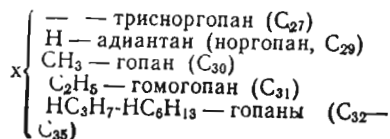
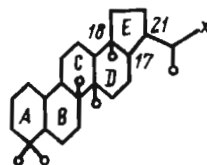
Весьма интересную группу с геохимической точки зрения представляют тетра- и пентациклические насыщенные УВ, находящиеся в нефтяных фракциях, выкипающих выше 420 °С. Эти реликтовые соединения, придающие нефтям оптическую активность, относятся к семейству стеранов и тритерпанов. Среди последних в нефтях преобладают УВ ряда гопапа, имеющие пятичленный цикл Е и характерную конфигурацию атомов С в молекуле 17 α H, 21 β H. Ниже по данным О. А. Арефьева, М. Н. Забродиной, В. М. Макушиной и

Ал. А. Петрова (1980 г.) приводятся отдельные представители этих соединений и их молекулярные структуры

Стераны



Гопаны



В каустобиолитах найден еще один гопан с конфигурацией атомов C 17βH, 21αH-моретан, обладающий цисориентацией изопропильной группы.

Абсолютные концентрации указанных УВ в нефтях сравнительно небольшие. Например, во фракции 430 °С — к. к. нефтей Восточной Сибири их массовое содержание колеблется от 0,5 до 2,1% [19]. Несмотря на это данным соединениям отводится значительная роль при решении ряда проблем органической геохимии (определяются источники образования нефти, пути их эволюции и т. д.).

В нефтях встречаются также и другие представители тритерпанов, имеющих в положении E не пятичленный, а шестичленный цикл 18α(H)-олеанен и 25α—18α(H)-олеанен. Такого рода соединения, в частности, были установлены Е. Уайтхедом в нигерийской нефти. Имеются указания на присутствие в некоторых нефтях мезозойских отложений США моноароматических стеранов, в которых бензольное кольцо находится в положении C [39].

Подавляющее большинство рассмотренных углеводородных соединений по молекулярной структуре имеет ряд аналогов в живых организмах, что позволяет их считать «биологическими метками». Известны, в частности, представления о том, что исходными для алканов могут быть биополипиды (высокомолекулярные жир-

ные кислоты, воски, кетоны). Экспериментально, например, показана возможность получения *n*-алканов и изоалканов из предельных и непредельных жирных кислот путем их декарбоксилирования в условиях низкотемпературного катализа (А. И. Богомолов, Л. И. Хотынцева, 1960 г.). Не составляют исключения изопреноидные УВ, биологическими предшественниками которых считают как молекулу α-каротена (J. Vondraitis, 1962 г.), так и непредельный спирт фитол, входящий в крупную молекулу хлорофилла [18].

Тетра- и пентациклические насыщенные УВ по молекулярному строению обнаруживают черты полного сходства с отдельными биологическими соединениями животных и растительных организмов. К такой группе природных соединений относятся, в частности, стероиды (холестерин, эргостерин, стигмастерин и др.), являющиеся основными компонентами растительных масел, спор и составляющие комплексные соединения с аминокислотами биологических систем. Все тетрациклические зоостеролы и фитостеролы характеризуются наличием гидроксидной группы OH у кольца A (в положении 5) и одной или двумя двойными связями в шестицикленном кольце B. В отличие от нефтяных стеранов природные стеролы в основном относятся к так называемому β-ряду, имеющему циссочленение циклов A и B. При их дальнейшей эволюции происходит образование соединений α-ряда, характеризующегося транссочленением циклов A и B. Экспериментально на примере преобразования холестерина в холестеран (при 150 °С) это было показано Дж. Эглинтоном и М. Мэрфи (1974 г.) и обосновано Ал. А. Петровым, С. Д. Пустильниковой, Н. Н. Абрутиной, Г. Р. Каграмановой (1976 г.) при детальном изучении нефтей ряда месторождений СССР.

Структурные аналоги пентациклических УВ также находятся в природных биологических соединениях, являющихся составной частью синезеленых водорослей, бактерий и других низших одноклеточных организмов (A. Ensminger, P. Albrecht, G. Ourisson, B. Tissot, 1977 г.). Одним из источников этих УВ обычно считают алифатический изопреноид — сквален. Природные гопаны в отличие от нефтяных имеют 17βH, 21βH-конфигурацию углеводородных атомов при транссочленении всех циклов в молекуле, обладающей к тому же низкой термодинамической стабильностью. Более устойчивые нефтяные гопаны 17αH, 21βH-конфигураций характери-

зуются диссоцированием колец *D* и *E* трансориентационной изопропильной группы (С. Д. Пустильникова, Н. Н. Абрютин, Г. Р. Каграманова, Ал. А. Петров, 1976 г.).

§ 2. ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И КОРРЕЛЯЦИЯ НЕФТЕЙ

Несмотря на большой опыт изучения нефтей, до сих пор еще не создана их полная классификация. Это и понятно, если учесть, что разработка такой классификации должна основываться на широком комплексе аналитических методов и предусматривать генетические, химические, геохимические аспекты, связанные с нефтью как природным образованием.

Вопросами классификации нефтей в разное время и во многих странах занималось значительное число исследователей (Н. Б. Вассоевич, Г. А. Амосов, 1958 г.; А. Ф. Добрянский, 1961 г.; В. А. Успенский, О. А. Радченко, 1964 г.; А. Э. Конторович, 1967 г.; А. А. Карцев, 1969 г.; Ал. А. Петров, 1974 г.; Т. А. Ботнева, 1978 г.; Г. Смит, 1968 г.; Р. Вугатjee, 1969 г.). Все классификации в основе строились на учете соотношения углеводородных классов (алканов, цикланов и аренов) и в некоторой части — на различиях компонентного, микроэлементного и изотопного (по *C* и *S*) состава нефтей. В большинстве случаев они были химическими, а иногда разрабатывались с учетом геохимических условий залегания нефти в недрах.

Геохимическая сущность классификации нефтей особенно широкое отражение нашла в работах А. А. Карцева (1960, 1969 гг.). В его схеме углеводородный состав легкой и масляной фракций нефтей тесно увязан со значениями геохронотермы¹. В результате все нефти им были отнесены к трем группам — кайнотипной, мезотипной и палеотипной. Таким образом, нефти более легкие с относительно высоким содержанием алканов оказались в палеотипной группе, а тяжелые, нафтеновые — в кайнотипной.

С развитием аналитических методов исследований УВ стало возможным разрабатывать классификации нефтей на более точной, молекулярной основе. В этом отношении интересна химическая типизация нефтей по качественному и количественному распределению пара-

¹ Геохронотерма — произведение возраста вмещающих пород на температуру пласта, 10^{-8} млн. лет. $^{\circ}$ С.

Таблица 1

Групповой состав и хроматографическая характеристика нефтей (О. А. Арефьев и др., 1978 г.)

Тип нефти	Массовое содержание, %			$\frac{I-C_{12}+I-C_{20}}{n-C_{17}+n-C_{18}}$	$\frac{I-C_{18}+I-C_{20}}{N_{\Phi}}$	$\frac{n-C_{17}+n-C_{18}}{N_{\Phi}}$
	Алканы	Цикланы	Арены			
A ¹	25—50	20—40	20—40	0,2—1,0	3—10	6—15
A ²	15—25	35—55	20—40	5,0—50,0	5—10	0,5—4
B ²	10—25	35—55	20—45	—	0,5—8	—
B ¹	6—10	50—65	25—50	—	—	—

финовых и нафтенных УВ на основе газожидкостной хроматографии (Ал. А. Петров, 1974 г.; О. А. Арефьев, В. М. Макушина, М. Н. Забродина, Ал. А. Петров, 1978 г.). В результате изучения фракции 200—430 $^{\circ}$ С, т. е. УВ состава C_{12} — C_{33} было выделено четыре типа нефтей — A¹, A², B² и B¹, различающиеся по распределению *n*-алканов, изопреноидов и концентрации нафеноароматических УВ, учитываемых на хроматограммах в виде так называемого нафенового фона (N_{Φ}). Принципиальные отличия типов нефтей авторами выведены на количественную основу, что отражено в табл. 1.

Одним из преимуществ данной классификации является тесная увязка данных о групповом составе насыщенных УВ с их хроматографической характеристикой, по которой облегчается экспрессная оценка состава нефтей.

Принципиальные различия нефтей указанных химических типов вытекают также из особенностей состава алканов и цикланов их бензиновых фракций. В нефтях типа A постоянно преобладают *n*-алканы состава C_6 , C_7 , C_8 , C_9 и т. д. Среди разветвленных УВ по содержанию идут моно-, ди-, а затем тризамещенные изоалканы. Нефти типа B характеризуются сравнительно низкими концентрациями *n*-алканов и значительным количеством три- и особенно дизамещенных изомеров, а также соединений с геминальным замещением¹. Легкие цикланы этих нефтей составляют основу бензиновой фракции и обычно представлены главным образом ди- и триалкил-

¹ Соединения, содержащие четвертичный атом C в молекуле.

замещенными УВ, в которых относительно завышена доля соединений с четвертичным атомом С в молекуле. Следует подчеркнуть, что далеко не все нефтеносные нефти данного типа содержат легкую фракцию. Ее отсутствие в ряде случаев истолковывается как следствие процессов биodeградации нефтей. Однако не следует исключать возможность генетической связи нефтеносных нефтей с ранними эволюционными процессами генерации УВ рассеянного органического вещества (ОВ) низких стадий катагенеза.

Следует отметить, что геохимическая и химическая типизация А. А. Карцева и Ал. А. Петрова, несмотря на разные подходы к их разработке, в достаточной мере близки и в целом составляют исходную основу для более детальной систематизации нефтей.

На современном уровне геохимического изучения нефтей стоят задачи более детальной их корреляции с выделением геохимических или генетических групп, соответствующих определенному химическому типу, но отличающихся друг от друга особенностями распределения УВ внутри различных классов и гомологических рядов. Так, например, одному химическому типу могут соответствовать нефти с разными количественными соотношениями реликтовых УВ (пристана, фитана, гопа-нов, стеранов, шести- и пятичленных цикланов и т. д.) и значениями $\delta^{13}\text{C}$. В то же время генетически родственные нефти могут принадлежать к разным химическим типам, как это происходит при частичной или полной биodeградации нефтей в залежах разновозрастных горизонтов, находящихся в разных геохимических зонах.

В понятие о типах (рядах) нефтей большинство исследователей вкладывают генетический смысл, выходя за рамки обычной химической классификации нефтей и придавая данному термину главным образом геохимическое звучание, связанное с условиями генезиса нефтяных УВ. Так, Т. А. Ботнева [1] под генетическим типом подразумевает такой ряд нефтей, специфичность состава которых обусловлена первичными факторами, проявившимися на стадии нефтеобразования. При этом формирование разных генетических типов нефтей связывается главным образом с различным по составу исходным ОВ продуцирующих пород и диагенетическими условиями преобразования органо-минеральных комплексов. Наличие генетических типов нефтей в определенных литолого-стратиграфических комплексах ряда неф-

тегазоносных бассейнов послужило надежным критерием для выделения в их границах конкретных циклов нефтеобразования.

Геохимическая оценка нефтей, как правило, основывается на данных различных аналитических методов. Обычно, чем шире и точнее примененный аналитический комплекс, тем обоснованнее представляются результаты сопоставления нефтей. Пример глубокого и комплексного подхода к изучению углеводородного состава каустобиолитов приводится в работе Дж. Деру, Дж. Пауэлла, Б. Тиссо и Р. Мак-Кроссана (1980 г.), применивших газожидкостную хроматографию с пламенно-ионизационным и пламенно-фотометрическим детекторами (одновременная запись) и масс-спектрометрию высокого разрешения при изучении состава нефтей и ОВ палеозойско-мезозойских отложений Западно-Канадского бассейна. Указанными исследователями количественно определялись: 1) *n*-алканы и изопреноиды состава C_{14} — C_{30} (с пламенно-ионизационным детектором); 2) алканы и циклоалканы с числом колец от одного до шести; 3) распределение ароматических УВ и тиофеновых соединений — бензо-, дибензо- и нафтобензотиофенов (с пламенно-фотометрическим детектором); 4) основные структурные типы ароматических УВ: моно- ($\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$ — $\text{C}_n\text{H}_{2n-14}$), ди- (C_{2n-12} — $\text{C}_n\text{H}_{2n-18}$) и триароматический ($\text{C}_n\text{H}_{2n-18}$ — $\text{C}_n\text{H}_{2n-20}$); 5) соединения гопанового и стеранового типов и т. д. Применение указанных методов позволило авторам выделить в границах бассейна три группы нефтей, залегающих в верхне- и нижнемеловых, юрско-каменноугольных и верхнедевонских отложениях.

Опыт изучения других зарубежных бассейнов подтверждает также существование различий в составе нефтей разных литолого-стратиграфических комплексов. Например, генетически дифференцированы нефти мезозоя и палеозоя (бассейн Биг-Хорн, США), ордовика, девона и карбона (бассейн Уиллистон, США), пермских, юрских и меловых отложений (бассейны Перт и Карпарвон, Австралия). Выявленные различия нефтей чаще всего обуславливаются спецификой состава исходного ОВ и геологическими условиями его преобразования (Р. Stone, 1967 г.; J. Williams, 1974 г.; T. Powell, D. McKirdy, 1974 г.).

Существует много способов геохимического сопоставления нефтей, отличающихся друг от друга как полнотой комплекса аналитических методов, так и перечнем

Исследуемых геохимических объектов и их параметров. В ряду геохимически информативных объектов, бесспорно, находятся низкомолекулярные УВ нефтей, по которым окончательно не выработаны единые унифицированные приемы интерпретации аналитических данных. Некоторые рекомендуемые способы, несмотря на кажущуюся привлекательность, вследствие применения статистических приемов порой лишены геохимического обоснования. Например, Дж. Эрдман и Д. Моррис (J. G. Erdman, D. A. Morris, 1974 г.) предлагают парное сопоставление нефтей, основанное на использовании 15 соотношений содержания индивидуальных УВ состава C_4 — C_9 . Для этих целей ими предложена формула:

$$R_{1-15} = \frac{C_a/C_b}{C_{a'}/C_{b'}} \cdot$$

где R — коэффициент корреляции; C_a/C_b и $C_{a'}/C_{b'}$ — отношение индивидуальных УВ a и b нефтей C и C' . При близком составе нефтей C и C' коэффициент $R_{1-15} \approx 1$. В нефтях разного типа значения данного показателя обычно в несколько раз выше или ниже 1. Нефти, и в частности их легкие фракции, различаются главным образом по распределению содержания индивидуальных УВ, составляющих основные гомологические ряды алканов, цикланов и аренов. Исходя из этого, для фракций нефтей н. к. — 130°C могут быть определены следующие показатели сравнительной оценки:

общий структурно-групповой состав фракции (содержание n -алканов, изоалканов, циклогексанов, циклопентанов, аренов);

отношение n -алканы/изоалканы во фракциях C_5 , C_6 , C_7 и C_8 ;

соотношение три-, ди- и монозамещенных изоалканов;

относительное содержание геминальнозамещенных соединений¹ в сумме разветвленных алканов фракции;

отношение циклогексановых УВ к циклопентановым ($\Sigma\text{ЦГ}/\Sigma\text{ЦП}$) во фракциях C_6 , C_7 и C_8 ;

концентрационные ряды шести- и пятичленных нафенов, а также изомеров алканов состава C_6 , C_7 и C_8 .

Изложенное не исключает привлечения данных по распределению высокомолекулярных насыщенных УВ,

особенно n -алканов и изопреноидов, генетически связанных с природными соединениями исходной биомассы разного происхождения. Показано, например, что ОВ континентального облика содержит n -алканы с концентрационным максимумом в области C_{26} — C_{35} , где преобладают молекулы с нечетным числом атомов C . Морское, планктоногенное ОВ способствует образованию n -алканов с преобладанием соединений в области C_{14} — C_{22} , особенно УВ состава C_{15} и C_{17} . Д. Вельте (D. H. Welte, 1970 г.), например, предложил в качестве показателя фациальной обстановки осадконакопления коэффициент $(n-C_{27} - n-C_{29})/(n-C_{17} - n-C_{18})$. При его значении больше 2 источником образования нефтяных УВ могло служить ОВ континентального генезиса, менее 1,5 — ОВ морского генезиса, сапропелевого типа.

В полном ряду изопреноидов (C_9 — C_{25}) сравнительно высокими концентрациями отличаются пристан и фитан, соотношение содержаний которых часто используется как генетический показатель при сопоставлении нефтей и битумоидов (К. Ф. Родионова, С. П. Максимов, 1971 г.; D. H. Welte, 1971 г.). Величина этого отношения в каустобиолитах меняется в широком диапазоне — от 0,5 до 12. Связь количественного распределения этих УВ с условиями накопления и преобразования ОВ еще не до конца выявлена. Величина данного показателя может варьировать в зависимости от фациально-генетического типа ОВ, окислительно-восстановительных условий диагенеза осадков, условий их накопления и дальнейших катагенетических преобразований. Большинство исследователей признано, что повышенное значение соотношения (3—12) характерно для гумусового ОВ, отлагавшегося в субконтинентальных условиях прибрежных равнин, сравнительно низкие величины данного показателя (0,5—2) генетически связаны с планктоногенным ОВ глубоководных морских фаций (D. Brooks, 1969 г.; J. Connan, 1973 г.; M. Rashid, 1979 г.; D. Leythaeuser, 1979 г.). Имеется и другое объяснение указанной закономерности в распределении фитана и пристана (D. H. Welte, 1973 г.; T. Powell, D. McKirdy, 1973 г.), согласно которому источником изопреноидов является фитол, а субокислительные условия способствуют образованию из промежуточных продуктов (фитеновой кислоты, пристена) пристана. В восстановительных же условиях происходят реакции, приводящие к преимущественному образованию фитана

¹ По мнению некоторых исследователей [18], они могут представлять собой фрагмент реликтовых соединений, обнаруживаемых в нефтях.

по схеме: фитол→дигидрофитол→фитен→фитан (R. Ikan, L. Baedeker, 1975 г.).

К настоящему времени еще нет четких представлений о связях тетра- и пентациклических УВ с биологическими предшественниками определенных фациально-генетических типов отложений. М. Роджерс [38], например, полагает, что в нефтях, образовавшихся из альгинитов, широко распространены стераны, которые практически отсутствуют в ОВ высшей наземной растительности. Другие исследователи (W. Jen Huang, W. Meinschein, 1979 г.) к оценке стероидных структур как экологических индикаторов подходят более дифференцированно. В частности, ими показано, что стеролы C_{27} (холестерол, 2,2-дигидрохолестерол) в количестве более 60% всех структур подобного типа найдены в фито- и зоопланктоне. Стеролы состава C_{29} (ситостерол и стигмастерол) обнаруживаются большей частью в ОВ континентального генезиса, так как они входят в состав масел высших растений. К этой же группе тяготеет эргостерол (C_{28}), концентрация которого сравнительно высока в почвенном ОВ, спорах и пыльце. Б. Тиссо и др. (B. P. Tissot, J. Oudin, R. Pelet, 1971 г.) на примере нефтей ряда бассейнов Южной Америки показывают использование в качестве показателя фациально-генетического типа исходного ОВ отношения моноароматических стеранов к диароматическим соединениям нафталинового ряда, относящимся к семейству УВ C_nH_{2n-12} , т. е. $C_{25}H_{38}$. При отношении равном 1 и более нефти связывались ими с морским генезисом, в нефтях континентального происхождения этот параметр обычно не превышает 0,6. В основе этих выводов лежат представления о большем содержании в исходной биомассе гумусовой природы полициклических соединений ароматического ряда.

Информация о возможном характере исходной биомассы по составу легких фракций (C_5 — C_8) нефтей и ОВ, к сожалению, крайне ограничена. Имеются указания Р. Мартина и др. (R. L. Martin, J. Winter, J. Williams, 1964 г.) на преобладание шестичленных наftenов над пятичленными в нефтях, образование которых непосредственно связывается с ОВ гумусового типа. Согласно ряду исследователей [35, 40], гумусовый тип ОВ характеризуется относительно высокой концентрацией в нем среди легких УВ (C_6 — C_7) бензола, массовое содержание которого в гексановой фракции достигает 80%.

Трудности в выявлении реликтов исходной биомассы в бензинах понятны, так как легкие УВ представляют продукт глубоких катагенетических преобразований углеводородной части ОВ.

На примере отдельных регионов рассмотрим возможности использования данных о составе легких УВ при геохимическом сопоставлении нефтей месторождений.

В пределах *Алжирской Сахары* размещаются две нефтегазоносные территории — Алжиро-Ливийская (с выявленной промышленной нефтегазоносностью) и Тиндуф-Регганская. Первая включает два крупных нефтегазоносных бассейна (или провинции), где сосредоточены основные промышленные запасы нефти и газа Алжира. Триасовая провинция — область интенсивных мезозойских погружений — состоит главным образом из палеозойского и мезозойско-кайнозойского структурных этажей, преимущественная продуктивность которых приурочена к зоне эпигерцинского несогласия. Здесь промышленно нефтеносны в основном кварциты и песчаники кембрия и ордовика и в некоторой части — песчаники девона и силура. В верхнем структурном этаже продуктивны гранулярные коллекторы пермо-триаса и среднего триаса, перекрытые мощной эвапоритовой толщей верхнего триаса. Бассейн Полиньяк (Иллизи), расположенный на востоке Алжирской Сахары, слагает мощная толща палеозойских отложений, в которых залежи связаны с продуктивными пластами ордовика, силура, девона и карбона (месторождения Альрар, Зарзайтин, Тин-Фуйе, Оханет и др.). С севера к бассейну примыкает крупная впадина Радамес. По мнению некоторых исследователей, она является областью нефтегазообразования в восточной части региона (А. Г. Алексин, А. Н. Шарданов, Х. Эших, 1972 г.).

Нефти Алжирской Сахары в основном легкие (плотность 0,790—0,830 г/см³), малосернистые (серы 0,07—0,30%) с относительно низкой концентрацией смол (1,7—5%) и асфальтенов (0,05—0,8%). Анализ группового состава бензинов показал, что нефти метановые, с содержанием алканов 64—77%. Концентрация цикланов в них составляет 16—27%, аренов — 3—8%.

В парафиновых УВ нефтей триасовых отложений наблюдается заметное преобладание изоалканов над *n*-алканами. Кривые изменения величины отношения *n*-алканы/изоалканы в УВ состава C_5 — C_8 , несмотря на сравнительно близкую конфигурацию, дают возможность

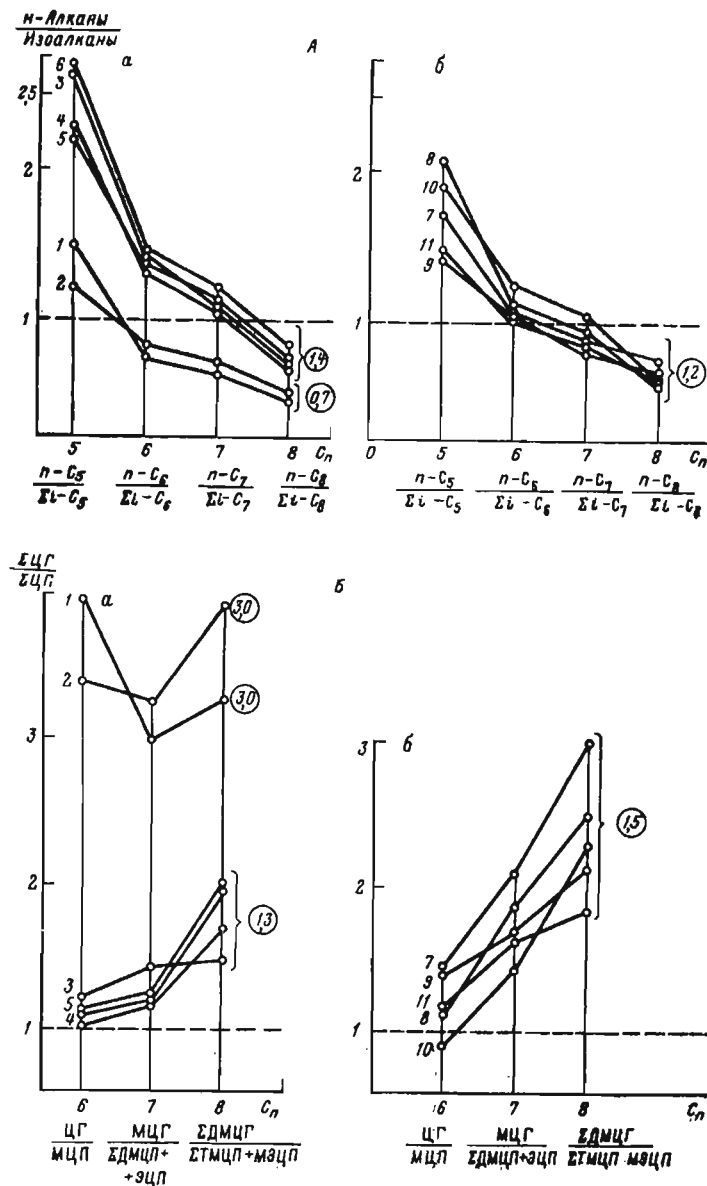


Рис. 1. Распределение величин отношений изомеров алканов (А) и цикланов (Б) фракции н.к. — 130 °С нефтей палеозойских и мезозойских отложений Алжирской Сахары.

разделить нефти триасовых и палеозойских отложений двух бассейнов (рис. 1, А). Эти же различия отражены в гомологических рядах УВ гептановой и октановой фракций:

Триас, фракция C_7

$n-C_7 > 2\text{-МГ} > 3\text{-МГ} > 2,3\text{-ДМП} > 2,4\text{-ДМП} > 2,2\text{-ДМП} > 3,3\text{-ДМП} > 2,2,3\text{-ТМБ} > 3\text{-ЭП}$

Палеозой, фракция C_7

$n-C_7 > 3\text{-МГ} > 2\text{-МГ} > 2,3\text{-ДМП} > 2,4\text{-ДМП} > 3\text{-ЭП} > 2,2\text{-ДМП} > 3,3\text{-ДМП} > 2,2,3\text{-ТМБ}$

Триас, фракция C_8

$n-C_8 > 2\text{-МГп} > 3\text{-МГп} > \dots > 2,3\text{-МЭП} > 2,2\text{-ДМГ} > 3,3\text{-ДМГ} > 3,4\text{-ДМГ} > 2,3,3\text{-ТМП}$

Палеозой, фракция C_8

$n-C_8 > 2\text{-МГп} > 3\text{-МГп} > \dots > 2,3\text{-МЭП} > 3,4\text{-ДМГ} > 3,3\text{-ДМГ} > 2,2\text{-ДМГ} > 2,3,3\text{-ТМП}$

Различие нефтей указанных групп проявляется также и при сравнении содержания в них гемзамещенных УВ (2,2-ДМП, 3,3-ДМП, 2,2,3-ТМБ, 3,3-ДМГ, 2,2-ДМГ и т. д.). Например, в бензинах нефтей триасовых образований содержание этих УВ (% на сумму изоалканов) равно 12—13%, тогда как в нефтях палеозойских отложений (кембрий, силур, девон) их не более 9%.

В цикланах всех нефтей шестичленные соединения систематически преобладают над пятичленными. Это особенно заметно в нефтях триасовых отложений главным образом за счет уменьшения содержания пентаметиленовых УВ. Благодаря этому отношение $\Sigma ЦГ / \Sigma ЦП$ для нефтей триаса равно 3, в нефтях палеозоя оно составляет 1,3—1,8. На графике изменения величины $\Sigma ЦГ / \Sigma ЦП$ во фракциях C_6 , C_7 и C_8 указанные различия еще более заметны как по конфигурации кривых, так и по расстоянию между ними (рис. 1, Б). Кроме того, некоторое несоответствие в ранговом распределении отдельных индивидуальных УВ подтверждает отсутствие единообразия в составе нефтей отложений триаса и палеозоя.

а — Триасовая провинция; б — бассейн Полиньяк (Иллизи)
Месторождения (возраст продуктивных отложений): 1 — Гасси-Туиль (триас), 2 — Хасси-Шерги (триас), 3 — Рурд-Эль-Багель (кембрий), 4 — Хасси-Месауд (кембрий), 5 — Эль-Агреб (кембрий), 6 — Зотти (кембрий), 7 — Зарзантин (девон), 8 — Оханет (девон), 9 — Тин-Фуйе (девон), 10 — Тин-Фуйе (силур), 11 — Зарзантин (карбон).
Цифры в кружках — средние значения углеводородных соотношений; C_n — число атомов углерода в молекуле

Триас, фракция С₇
 τ -1,2-ДМЦП > φ -1,3-ДМЦП > τ -1,3-ДМЦП > 1,1-ДМЦП > ЭЦП > φ -1,2-ДМЦП...

Палеозой, фракция С₇
 τ -1,2-ДМЦП > τ -1,3-ДМЦП > φ -1,3-ДМЦП > ЭЦП > 1,1-ДМЦП > φ -1,2-ДМЦП...

Триас, фракция С₈
 φ -1,3-ДМЦГ > ЭЦГ > τ -1,2-ДМЦГ > φ - τ -1,4+1,3-ДМЦГ...

Палеозой, фракция С₈
ЭЦГ > φ -1,3-ДМЦГ > τ -1,2-ДМЦГ > 1,1-ДМЦГ...

Материалы, полученные при изучении высокомолекулярных изопреноидных УВ, не опровергают представление о возможно разных источниках образования нефтей триасовых и палеозойских отложений. В частности, о сингенетичности нефтей мезозойским отложениям свидетельствует сравнительно большая величина отношения пристан/фитан (1,8—2), в то время как для нефтей кембро-ордовикских и девонских горизонтов она не превышает 1,1.

Результаты сопоставления нефтей по углеводородному составу подтверждаются данными по содержанию в нефтях никеля и железа. Как установлено, отношение Ni/Fe в нефтях триасовых отложений достигает 7, палеозойских — колеблется от 0,3 до 2.

Углеводородный состав нефтей (усредненные месторождений Пермско-Башкирского

Генетический тип нефти	Возраст продуктивных пластов	Число анализов	Фракция н. к.—130°C				
			выход фракции, %	$\frac{n\text{-Алканы}}{\text{Изоалканы}}$	$\frac{\Sigma ЦГ}{\Sigma ЦП}$	УВ с гетинальными цепями, % на сумму алканов	$\frac{\text{Арены}}{\text{Алканы}}$
Пермский	Сакмаро-артинский	5	33,0	1,0	5,0	4,6	1,2
Каменно-угольный	Фамен-турне, нижний визе, намюр-башкирский	25	19,0	1,4	1,3	2,5	0,2
Девонский	Пашийский, нижнефранский	5	9,0	0,8	0,7	0,9	0,03

Присутствие в отложениях Алжирской Сахары нефтей, очевидно, двух этапов генерации подтверждает представления А. Г. Алексина, А. Н. Шарданова и Х. Эшиха (1972 г.), которые условно отнесли к нефтегазопроизводившим, кроме палеозойских отложений, и темноцветные, битуминозные, песчано-глинистые фации пермо-триаса.

Территория Пермского Предуралья включает среднюю часть Предуральского прогиба (Соликамская, Юрюзано-Сылвенская впадины и Косьвинско-Чусовская седловина), а также смежные на западе платформенные структуры, осложняющие Пермский свод и северную часть Башкирского свода. Стратиграфический диапазон продуктивности распространенных здесь многопластовых месторождений достаточно широк. Залежи нефти выявлены в пашийском горизонте нижнефранского яруса, фамен-турнейском карбонатном, нижневизейском терригенном, визе-намюр-башкирском карбонатном и нижнепермском (сакмаро-артинском) карбонатном комплексах.

Исследованные нефти отбирались из залежей, располагающихся в интервале глубин 700—2300 м. Анализ компонентного состава нефтей и группового углеводородного состава их масел не выявил различий между неф-

Таблица 2
показатели)
Приуралья

Фракция 240—550°C	
$\frac{I-C_{19}}{I-C_{20}}$	$\frac{\text{Изопреноиды } I-C_{14}-I-C_{20}}{n\text{-Алканы } n-C_{18}-n-C_{30}}$
0,8	12
1,6	12
0,8	23

тями отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Исходя из общих физико-химических данных, подавляющее большинство нефтей можно классифицировать как нефтено-метановые, относящиеся к типу А¹ (см. табл. 1).

Более углубленный анализ и обобщение данных по углеводородному составу бензинов позволил в пределах Пермского Предуралья обособить три типа нефтей, условно названных нами по их преимущественному за-

леганию в отложениях того или иного возраста девонским, каменноугольным и пермским (табл. 2).

Девонский тип отвечает, главным образом, нефтям пашийского горизонта франского яруса. Легкие фракции нефтей данного ряда характеризуются относительно высоким содержанием алканов (67—73%) при систематическом преобладании изоалканов над их нормальными соединениями. Отношение n -алканы/изоалканы составляет для этих нефтей 0,6—0,8, не превышая 0,9. Данные нефти отличаются также и сравнительно низкой величиной отношения $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ (0,5—0,8) и небольшим содержанием аренов (1—2%), вследствие чего соотношение аренов и алканов не превышает 0,03.

Каменноугольный тип нефтей является наиболее представительным по числу исследованных проб. Содержание легких алканов в нефтях за малым исключением колеблется от 50 до 66%. При этом чаще всего n -алканы преобладают над их изо соединениями, а их отношение меняется в пределах 1—1,5. Количество цикланов колеблется от 20 до 40%. Нефти рассматриваемой группы богаче аренами по сравнению с девонскими (3—13%), а отношение арены/алканы составляют 0,2—0,3.

Пермский тип нефтей характеризуется сравнительно низким содержанием алканов (17—35%) при относительно выдержанной величине отношения n -алканы/изоалканы (1—1,1). В бензинах велико содержание цикланов (40—51%), в которых установлен аномально высокий процент шестичленных соединений, благодаря чему величина $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ возрастает до 5,6. В нефтях этого комплекса отмечается также значительное содержание аренов (16—33%).

По величине отношений n -алканы/изоалканы и $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ во фракциях C_6 , C_7 и C_8 также четко обособляются выделенные типы нефтей: девонский, каменноугольный и пермский (рис. 2).

Как уже указывалось, удовлетворительным коррелятивным критерием может быть величина содержания в бензинах соединений с геминальными связями. Обладая относительно высокой устойчивостью к процессам превращения, эти структуры реликтовой природы дают некоторое представление о возможном характере состава исходного ОВ. Как показали расчеты, гемзамещенных алканов (2,2-ДМБ, 3,3-ДМП, 2,2-ДМГ, 2,3,3-ТМП, 3,3-ДМГ и др.) в нефтях девонского типа

содержится не более 1% от суммы изоалканов, пермского до 6%, каменноугольного от 2,4 до 2,7%.

Наконец, показателем при сопоставлении нефтей может служить количественное распределение УВ в гомологических рядах. Например, для циклогексанов нефтей девонского типа характерен следующий порядок убывания УВ: $\Sigma ДМЦГ > МЦГ > ЭЦГ > ЦГ$. В другой группе установлено несколько иное распределение: $МЦГ > \Sigma ДМЦГ > ЦГ > ЭЦГ$ (каменноугольный тип). В нефтях же пермских отложений ранжированные значения концентраций УВ определены в следующей последовательности: $ЭЦГ > ЦГ > МЦГ > \Sigma ДМЦГ$ и т.д.

По распределению цикланов пятичленной природы заметно выделяются нефти пермского типа, характеризующиеся следующим рядом УВ: $МЦП > \Sigma ДМЦП > \Sigma ТМЦП >$

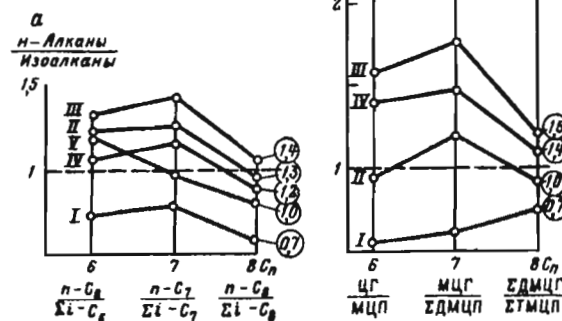


Рис. 2. Распределение величин отношений изомеров алканов (а) и цикланов (б) фракции н.к.—130 °С нефтей палеозойских отложений Пермского Приуралья (усредненные показатели по комплексам).

Литофациальные комплексы: I — терригенный девон (фран), II — карбонатный девон и карбон (фамен-турне), III — терригенный карбон (нижний визе), IV — известняки карбона (визе-намюр), V — карбонатная пермь (сакмаро-артинский комплекс).

Остальные усл. обозн. см. на рис. 1

$>ЦП>ЭЦП$. Нефти нижележащих комплексов по этому принципу не дифференцируются, а распределение в них легких циклопентанов отвечает порядку: $\Sigma ДМЦП > \Sigma ТМЦП > МЦП > ЭЦП > ЦП$.

Результаты анализов парафино-нафтовой фракции 250—550 °С были использованы для корреляции нефтей по отношениям пристан/фитан и изопrenoиды ($i-C_{14}$ — $i-C_{20}$)/ n -алканы ($n-C_{13}$ — $n-C_{30}$). По первому отношению (1,6) четко определяются нефти каменноугольного, а по второму (23,0) — девонского типов (см. табл. 2).

Аналогичные способы применялись также при геохимических сопоставлениях нефтей Предкавказья. Например, в пределах Восточного Предкавказья к самостоятельным генетическим типам были отнесены нефти меловых и верхнеюрских отложений (Терско-Сунженская зона), а также нефти продуктивных пластов верхнего мела-альба, юры-нижнего мела и в некоторой части триаса (Прикумско-Сухокумская зона).

Глава II

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ УСЛОВИЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ФОРМИРОВАНИЯ ИХ СКОПЛЕНИЙ

Методы геологических реконструкций включают немало показателей, используемых для оценки условий массопереноса углеводородных систем и установления закономерностей формирования их промышленных залежей. Определение этих показателей связано не столько с анализом состава объектов перемещения (т. е. нефти и газа), сколько с оценкой благоприятных геологических и гидрогеологических условий, при которых могли протекать процессы формирования скоплений УВ. Подобный подход, опирающийся на отдельные виды геологической информации, обычно позволяет исследователям устанавливать косвенные признаки или критерии условий миграции углеводородных систем. Полученные данные существенно дополняют результаты исследований состава самих систем как источников прямой геохимической информации. Естественно, максимальную эффективность научному поиску придает комплексное использование прямых (геохимических) и косвенных

(геологических) методов оценки миграционных процессов, особенно при прогнозировании нефтегазоносности недр.

§ 1. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ МИГРАЦИИ НЕФТИ

Определение информативных геохимических показателей миграции нефти составляет одну из основных задач ограниченной геохимии. Обычно исходным объектом для ее решения являются нефти многопластовых месторождений, где в первую очередь оценивается их сингенетичность или эпигенетичность по отношению к вмещающим отложениям. Если в разрезе многопластовой природной модели установлено наличие близких по свойствам нефтей, то выводы в таких случаях однозначны: формирование залежей происходило за счет вертикальной миграции УВ. Существование в разрезе разных по составу нефтей чаще всего объясняется наличием в бассейне двух или нескольких продуцирующих толщ. Аналитические методы изучения нефтей совершенствовались с годами, но принципы трактовки результатов оставались прежними. В литературе приводятся многочисленные примеры геохимических реконструкций условий межпластовых перетоков в пределах месторождений многих нефтегазоносных бассейнов мира. Они достаточно хорошо аргументированы и разночтений у исследователей практически не вызывают.

Однако при изучении латерального массопереноса нефтяных УВ возникают порой непреодолимые трудности при интерпретации конечных результатов. Прежде всего они объясняются тем, что приходится изучать нефти всего одного геохимического типа по простиранию разновозрастных коллекторских толщ. В условиях такого единообразия существенно снижается набор информативных геохимических признаков. В этих случаях необходим поиск степени геохимического соответствия состава нефтей геологическим и физико-химическим условиям вмещающих отложений.

Имеется небольшое число примеров, когда вопрос о направлении латеральной миграции нефти решается в принципе однозначно. В частности, С. Сильверман (1967 г.) приводит данные изучения нефтей континентальной формации плейстоцен-плиоценового возраста Кирикского месторождения (Венесуэла). Замеренная

величина $\delta^{13}\text{C}$ этих нефтей (1,9—2,3‰) не соответствует УВ, образовавшимся в континентальных отложениях, так как содержание тяжелого изотопа ^{13}C здесь относительно высокое. Это обстоятельство дало С. Сильверману основание считать, что нефти здесь не сингенетичны вмещающим отложениям, а мигрировали в них из морских глубоководных отложений эоцен-олигоценового возраста.

В восточной части Русской плиты в границах системы Камско-Кинельских прогибов выделяются три структурно-фациальных типа разрезов карбонатной толщи девона-турне: осевой, бортовой и палеосводовый, каждому из которых соответствует своя структурно-фациальная зона. В пределах бортовых и палеосводовых зон продуктивны отложения как терригенного девона, так и карбонаты франского, фаменского и турнейского ярусов. По распределению микроэлементов (V, Ni, Fe, Cu, Zn, Pb), отношению V/Ni, углеводородному и изотопному составу (по C и S) нефти указанных двух комплексов существенно различаются. Светлые известняки верхнего девона-турне бортовых и сводовых зон практически не содержат микроэлементов, а углеводородные составы рассеянного ОВ этих пород и нефтей слабо сопоставимы. В то же время битуминозные породы и ОВ доманиковых фаций осевых зон характеризуются теми же микроэлементами, сходными значениями их соотношений и углеводородных показателей, которые определены в нефтях верхнего девона — турне. Это позволило прийти к заключению, что образование залежей в светлых карбонатах связано с латеральной миграцией подвижных УВ из пород доманикового типа осевых зон по восстанию пластов в сторону бортовых и сводовых участков (В. А. Чахмахчев, Л. А. Гуляева, В. И. Тихомиров и др., 1977 г.).

Реконструкция направления латерального перемещения УВ может основываться также на сопоставительном анализе палеотемпературы вмещающих отложений и значений ряда углеводородных соотношений в нефтях. Как было показано ранее, в палеозойских отложениях Пермско-Башкирского Приуралья выделены нефти трех геохимических типов — пермские, каменноугольные и девонские. Последние распространены в пределах Русской плиты, тогда как пермская группа нефтей известна лишь на месторождениях, расположенных в пределах впадин Предуральяского прогиба. Нефти каменноуголь-

ного типа обладают широким территориальным распространением и установлены не только в залежах впадин Предуральяского прогиба, но и в пределах Башкирского и Пермского сводов. Данная закономерность в некоторой мере согласуется с представлениями о ведущей роли впадин прогиба (Соликамской, Юрюзано-Сылвенской и Косьюинско-Чусовской седловины) в формировании залежей нефти на платформе (Л. В. Шаронов, 1971 г.).

Широкая распространенность нефтей одного геохимического типа позволяет проследить региональные закономерности изменения некоторых химических параметров. Из них были выбраны отношения УВ состава $\text{C}_5\text{—C}_8$ (алканы+арены)/цикланы и $\Sigma\text{ЦГ}/\Sigma\text{ЦП}$, величины которых направленно возрастают с повышением па-

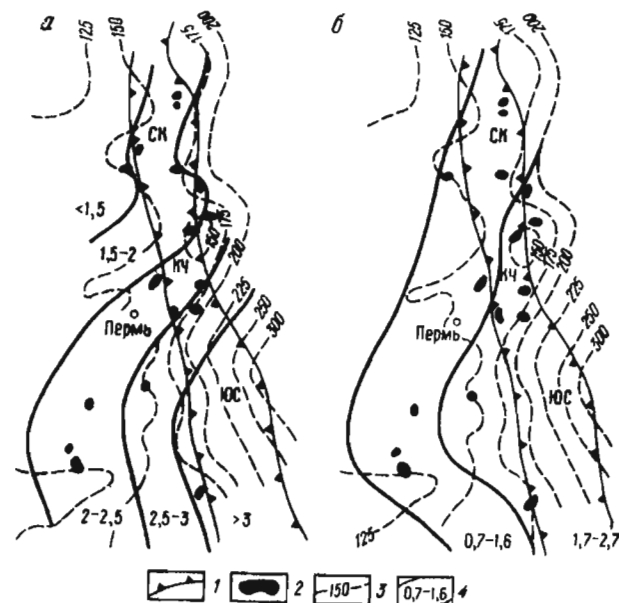


Рис. 3. Карты изменения величин отношений (алканы+арены)/цикланы (а) и $\Sigma\text{ЦГ}/\Sigma\text{ЦП}$ (б) в нефтях Пермского Приуралья в зависимости от палеотемпературы недр.

1 — граница Предуральяского прогиба; 2 — нефтяные месторождения; 3 — изотермы палеотемпературы, °С; 4 — геохимические зоны равных значений углеводородных соотношений. Впадины: СК — Соликамская, ЮС — Юрюзано-Сылвенская; КЧ — Косьюинско-Чусовская седловина.

палеотемпературы вмещающих пород¹. Значения углеводородных показателей, условно принимаемые за количественную меру катагенеза нефтей, были нанесены на карту палеотемператур терригенных нижневизейских отложений, составленную Г. С. Калмыковым (1971 г.) по данным изменения отражательной способности витринита. Как видно из рис. 3,а, Соликамская впадина характеризуется интервалом палеотемператур 150—175°С, которому соответствуют значения отношения (алканы+арены)/цикланы 1—2. В сторону Косьвинско-Чусовской седловины и Юрюзано-Сылвенской впадины (зона палеотемпературы 150—300°С) величина этого параметра возрастает до 3 и более. При этом области равных его значений пересекают разные зоны палеотемпературы. Таким образом, в залежах Башкирского и Пермского сводов, т. е. в менее прогретых структурных элементах, оказались нефти по данному показателю более превращенные, чем нефти Соликамской впадины и прилегающих к ней участков платформы. По относительно большой величине отношения (алканы+арены)/цикланы нефти залежей сводов отвечают палеотемпературе в границах Юрюзано-Сылвенской впадины и частично Косьвинско-Чусовской седловины. Карта распределения соотношения шести- и пятичленных наftenов отражает практически ту же закономерность, выявленную по данным анализа группового углеводородного состава легких фракций нефтей (рис. 3,б). Здесь, как можно видеть, значения параметра в южной части регионов увеличиваются к Уралу от 0,7—1,6 до 1,7—2,7. Характерно, что в Соликамской впадине максимальные значения (1,7—2,7) данного соотношения не установлены.

Таким образом, полученный геохимический материал позволил в значительной мере подтвердить, а в некоторой части и уточнить высказанные ранее представления об истоках и путях миграции нефти, а также об условиях формирования залежей в Пермском Предуралье. Здесь процессы латеральной миграции, очевидно, происходили не повсеместно. Сравнительно четко они прослеживаются в пределах Косьвинско-Чусовской седловины и Юрюзано-Сылвенской впадины, с территории которых в платформенные структуры поступали нефти со сравни-

тельной высокой степенью превращенности, отвечающей максимальной палеотемпературе 175—250°С.

Нефти месторождений Соликамской впадины, соответствующие интервалу палеотемпературы 150—175°С, по-видимому, сингенетичны бассейну нефтегазообразования, т. е. развитым здесь депрессионным фациям северо-восточного ответвления Камско-Кинельской системы прогибов. Исходя из пространственной ориентации геохимических и палеогеотермических зон на схематических картах (см. рис. 3), трудно допустить возможность массопереноса нефтяных УВ из этой впадины на запад, т. е. в смежные участки платформенного склона (В. А. Чахмахчев, В. Г. Глезер, С. А. Пуанова, 1976 г.).

Изложенный материал демонстрирует лишь некоторые возможности геохимических способов оценки процессов миграции. До сих пор приводились примеры реконструкции условий массопереноса нефтей по признакам их физико-химического сходства. Такой прием наиболее удобен при изучении вертикальных межпластовых перемещений нефти. Однако с помощью этого метода нельзя определить участки вертикальных перетоков и, самое главное, метод неприменим при изучении латеральной миграции углеводородных систем. Кроме того, показатель подобия состава систем не может быть использован для генетически единых ГКС, углеводородные составы которых значительно меняются по площади и разрезу бассейнов. Иными словами, информацию о процессах миграции в большей мере несут закономерные и направленные изменения углеводородного, фракционного, компонентного и изотопного состава систем, чем элементы их физико-химического сходства. Преобразование состава углеводородных систем под действием физических факторов, очевидно, начинаясь на этапах первичной миграции, получает широкое развитие в коллекторских толщах при формировании в них залежей УВ.

§ 2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ РЕКОНСТРУКЦИИ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Нефтегазоносный бассейн является крупной геологической моделью, в которой процессы осадконакопления, нефтеобразования, миграции и формирования залежей нефти и газа контролируются геотектоникой региона. При анализе развития седиментационных бассейнов большое значение придается изучению генетических вза-

¹ Подробно эти вопросы будут рассмотрены в гл. VII.

имоотношений областей нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления. В ходе геологических реконструкций исследователи акцентируют свое внимание на разных палеотектонических критериях нефтегазоносности. Однако в целом по областям нефтегазообразования и зонам накопления УВ обычно изучают следующие факторы.

Глубина и динамика погружения бассейна. Давно отмечена закономерная приуроченность нефтегазоносных территорий к определенным участкам погружения земной коры, где во времени и пространстве происходят активные процессы седиментогенеза и тектогенеза. И. М. Губкин (1937 г.) отмечал, что быстрое и контрастное погружение дна бассейна способствует, с одной стороны, захоронению и преобразованию ОВ, а с другой, — оказывает влияние на фациальный облик пород и дифференциацию структурных планов, что благоприятствует процессам вторичной миграции нефти и газа и образованию их залежей в зонах нефтегазонакопления. Соприженность последних с нефтегазосборными площадями или депрессиями является генетической основой общего прогнозирования нефтегазоносности, и данный принцип оценки их соотношения среди сторонников представлений об органическом происхождении нефти практически никем не оспаривается.

Признавая ведущую роль в процессах нефтегазообразования глубины погружения продуцирующих толщ, исследователи по-разному оценивают критические значения этого параметра. В одних случаях для генерации считаются благоприятными глубины 1,8—2 км (А. Э. Конторович, 1977 г., М. Я. Рудкевич, 1974 г.), в других — 3 км и более (Н. А. Крылов, 1975 г.). Однако с тектонических позиций этот вопрос не находит однозначного решения, так как нефтеобразование — процесс сложный и зависит от специфики исходного ОВ, геотермического режима бассейна, состава вмещающих отложений, темпов прогибания и прочих факторов. Вместе с тем, как правило, и это отмечается практически всеми исследователями, впадины и прогибы, имеющие незначительные мощности платформенного или геосинклинального чехла, по существу, не содержат промышленных запасов нефти и газа.

Тектоническое положение и морфологические особенности зон нефтегазонакопления. Эти факторы в существенной мере контролируют условия аккумуляции нефтя-

ных УВ. В целом геотектонический анализ регионов разной природы показал, что для одних бассейнов зонами максимальной концентрации запасов нефти и газа являются крутые борта впадин и прогибов (Н. А. Крылов, 1975 г.), для других — вершины платформенных сводов и валов (Г. Т. Юдин, 1974 г.; М. Я. Рудкевич, 1974 г.). Кроме того, установлена тесная связь продуктивности структур с величиной амплитуд ловушек разных порядков.

Время образования локальных поднятий. Впервые исследованиями С. Ф. Федорова (1953 г.), С. П. Козленко (1955 г.), К. А. Машковича (1961 г.) была отмечена зависимость нефтегазоносности структур от времени их заложения и формирования. В частности, на примере некоторых областей Волго-Урала была выявлена преимущественная продуктивность ловушек, сформировавшихся на ранних этапах дислокации осадочного чехла. Позднее эту закономерность удалось подтвердить в ряде других регионов, например, при анализе размещения платформенных залежей в нижнемеловых отложениях Западного и Восточного Предкавказья. Как выяснилось, на тех территориях, где ловушки в альб-аптских пластах были сформированы в палеоген-неогеновое время, коллекторы нижнего мела обычно оказывались водонасыщенными. В то же время промышленная нефтегазоносность этих же пластов подтверждалась всегда на тех структурах, образование которых завершилось еще в мезозойское время [25]. Анализ подтверждаемости указанных закономерных связей по значительному числу регионов показал, что они не универсальны и в подавляющем большинстве случаев свидетельствуют о возможно раннем геологическом времени миграции УВ и формирования залежей.

Региональный наклон проводящих толщ в пространстве и времени. Данный показатель весьма важен особенно при реконструкции условий латеральной миграции углеводородных систем и структурных условий формирования их залежей в границах регионов с элементами инверсионных режимов в геотектоническом развитии. Например, Л. В. Шаронов (1971 г.) в восточной части Волго-Урала среди нескольких этапов образования региональных наклонов толщ выделяет раннепермский как основной, в течение которого при широкой латеральной миграции УВ с востока на платформе образовались залежи нефти и газа. Этот главный этап совпал

с инверсией Уральской геосинклинали и началом образования впадин Предуральского прогиба.

В провинции Альберта (Канада) только с палеоценового и эоценового времени благодаря невадской и ларамийской фазам орогенеза региональный наклон поверхности девонских рифов резко увеличился до 41 м на 1,6 км. Это позволило с привлечением других показателей установить палеогеновое время образования залежей нефти в биогермах свиты Ледюк (У. Гассоу, 1961 г.).

Другой пример связан с палеоструктурным анализом положения кровли альбского продуктивного горизонта в платформенной части Западного Предкавказья. Здесь резкий региональный наклон отложений к югу в сторону Большого Кавказа обозначился только в верхнеолигоценное время, которое совпало по другим расчетным данным с этапом образования газоконденсатных залежей за счет боковой миграции УВ с юго-востока, т. е. со стороны Восточно-Кубанской впадины [25].

Гидрогеологические (гидродинамические и гидрохимические) показатели миграции. Гидрогеологические условия оцениваются обычно по соотношению седиментационных и инфильтрационных режимов в разрезе бассейнов в палеоплане и на современном этапе. В этом отношении надежные информативные показатели дает анализ седиментационного или элизионного режимов пластовых вод, направление движения которых часто совпадает с миграцией нефтяных УВ как в материнских, так и коллекторских толщах. Реликты этих режимов часто проявляются на современных этапах гидрогеологического развития бассейнов. Например, связь уплотнения осадков и отжатия вод отмечена в миоцен-плиоценовых отложениях Западно-Кубанского прогиба. Здесь от осевой зоны в сторону обрамления депрессии приведенные напоры пластовых вод уменьшаются от 800 до 100 м. Характер гидроизопьез и движение пластовых вод в геологическом прошлом и в настоящее время согласуются с закономерностями миграции и размещения залежей УВ в прогибе (Б. М. Яковлев, 1968 г.). Аналогичные явления падения напоров как показателя восходящих потоков вод отмечались в кайнозойских отложениях Западной Туркмении (В. В. Колодий, 1966 г.), в палеоцен-эоцене Восточного Предкавказья (Е. А. Барс, Ю. Л. Висковский, 1965 г.) и т. д. Известны публикации об исследованиях, связанных с реконструкцией направ-

ления движения и количества отжатых седиментационных вод по экспериментальным кривым уплотнения глинистых осадков (Н. А. Климанова, 1977 г.; G. R. Chapman, 1971 г.).

Гидрохимические, равно как и гидродинамические, исследования процессов миграции УВ обычно направлены на поиски аномалий, связанных, как правило, с зонами перетоков и разгрузки флюидов. Эти аномалии, по образному выражению В. Н. Корценштейна (1970 г.), являются «запоминающим устройством палеогидрогеологических процессов». Они как возможные показатели миграции устанавливаются по резким изменениям гидрохимических параметров: минерализации, градиента минерализации, коэффициентов Na/Cl , $(\text{Cl}-\text{Na})/\text{Mg}$, SO_4/Cl , Cl/Br , NH_4/SO_4 и т. д.

Органическая гидрогеохимия значительно обогатила гидрогеологические методы изучения условий миграции углеводородных систем. Согласно исследованиям Е. А. Барс, С. С. Коган (1974 г.), в направлении латеральной и вертикальной миграции подземных флюидов в составе ОВ увеличивается содержание летучих компонентов. Как было ими показано на примере бассейнов Предкавказья, Средней Азии и Западной Сибири, в направлении перемещения флюидов, например, возрастает величина отношения летучих веществ к общему содержанию углерода (от 25 до 100%). В этом же направлении увеличивается степень битуминизации нелетучих компонентов, возрастает содержание фенолов, а также степень восстановленности растворенных в воде битумоидов. Аномально высокие концентрации битумоидов ОВ часто служат показателем элизионных режимов перемещения седиментационных вод из генерирующих толщ в вышележащие отложения. Эти же высокие концентрации в породах-коллекторах свидетельствуют о возможных вертикальных перетоках флюидов на стадиях инфильтрационного режима.

Палинологические критерии оценки миграции нефти. Палинологические методы исследований особенно широкое развитие получили в начале 50-х годов благодаря работам отечественных ученых. Изучение нефтей позволило обнаружить в них споры и пыльцу растений, остатки водорослей (акритархи), синхронные не только вмещающим породам, но и более древним нижележащим отложениям. Собственно наличие в нефтях микрофоссилий древнего облика и позволило разработать ме-

тод определения истоков и масштабов вертикальной миграции УВ, как это было сделано на примере многопластовых месторождений Волго-Урала, Днепровско-Донецкой впадины и других регионов (К. Р. Чепиков, А. М. Медведева, 1972 г.; П. Г. Шкретта, 1975 г.).

Несомненно, что в сочетании с данными других методов палинологические критерии оценки процессов миграции могут оказаться достаточно эффективными. К сожалению, названный метод не позволяет трассировать пути латеральной, внутрирезервуарной миграции нефти из-за ограниченных возможностей его применения в единых и сравнительно узких стратотипичных интервалах разреза отложений.

Глава III

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ПРИ МИГРАЦИИ

В настоящем разделе рассматриваются результаты изучения влияния физических термобарических факторов на состав углеводородных систем. Характер воздействия этих факторов и особенности изменения состава для разных систем (ГНС, ГКС) могут быть различными. По этой причине анализ влияния давления и температуры, независимо от формы миграции УВ (латеральная или вертикальная), проводится отдельно для каждой системы.

§ 1. ГЕОХИМИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ И ПОПУТНЫХ ГАЗОВ

Нефти в залежах, как известно, всегда содержат растворенные (попутные) газы, количество и компонентный состав которых определяется такими природными факторами, как состав исходного ОВ, условия его диагенеза, процессы вторичного превращения нефтей в залежах, а также формы миграции УВ в недрах. Попутные газы (ПГ) характеризуются сравнительно высоким содержанием гомологов метана (C_2 — C_5) — от 3 до 55%, что заметно отличается от газов чисто газовых залежей, где доля гомологов метана редко превышает 4%. Статистические данные показали, что отношение этан/про-

пан в ПГ всегда меньше 1,3 и колеблется от 0,5 до 1,2, а в чисто газовых скоплениях в большинстве случаев достигает 4 (В. Ф. Никонов, 1961 г.).

Как давно установлено, углеводородный состав ПГ в некоторой степени зависит от свойств нефтей, возраста, литологии и глубины залегания вмещающих отложений. Еще в 1948 г. В. А. Соколов обратил внимание на различия в составе ПГ третичных и палеозойских отложений некоторых нефтегазоносных провинций СССР. Например, ПГ месторождений Волго-Урала содержат большее количество гомологов метана и азота по сравнению с залежами мезозойско-кайнозойских образований Предкавказья и Средней Азии. Имеются также работы, в которых отмечена связь состава ПГ с литолого-фациальными особенностями вмещающих отложений (Т. А. Ботнева, Р. Г. Панкина, В. А. Соколов, 1966 г.). В частности, в пределах Апшерона установлено возрастание коэффициента жирности ПГ (C_2H_6 +высш)/ CH_4 с увеличением песчанистости пород продуктивной толщи.

С. П. Максимов, Н. А. Еременко, Т. А. Ботнева и др. (1959 г.) при изучении ПГ Волго-Урала, Предкавказья и Эмбы обратили внимание на закономерное (сверху вниз) увеличение в них по литолого-стратиграфическому разрезу многопластовых месторождений доли гомологов CH_4 и азота. Ими отмечены также некоторое снижение концентрации метана и несистематические колебания в содержании углекислого газа и сероводорода с глубиной. Возросший объем бурения и накопленный в связи с ним фактический материал по новым месторождениям позволили в значительной мере подтвердить эту закономерность на большем числе примеров.

Увеличение жирности ПГ нефтей с глубиной отмечено нами по десяти крупным отечественным регионам (рис. 4). Данная закономерность согласуется с признаками катагенетического преобразования нефтей в недрах. В связи с этим имеется ряд указаний на приуроченность ПГ со значительным содержанием гомологов метана к нефтям легким, парафинистым, т. е. достаточно превращенным (А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. Н. Суббота, 1954 г.; А. А. Черепенников, 1955 г.). Таким образом, главная причина обогащения ПГ тяжелыми компонентами кроется в связи этого процесса с общей эволюцией нефтяных УВ как в продуцировавших толщах, так и в залежах.

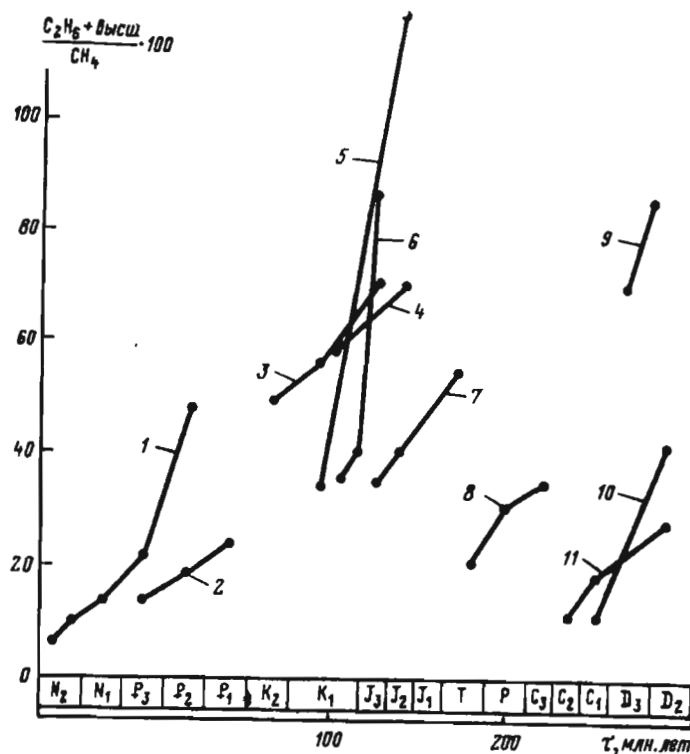


Рис. 4. Углеводородный состав ПГ нефтей в отложениях различного возраста.

Нефтегазоносные регионы: 1 — Апшерон, 2 — Западное Предкавказье, 3 и 4 — Восточное Предкавказье (соответственно Терско-Сулеймановская и Прикумско-Сухоумская зоны), 5 — Прикаспийская впадина, 6 — Западная Сибирь (Широтное Приобье), 7 — Мангышлак, 8 — Днепровско-Донецкая впадина, 9 — Припятская впадина, 10 и 11 — соответственно Саратовское и Волгоградское Поволжье

Качественные и количественные изменения попутных газов при миграции

Преобразование ПГ может быть также непосредственно связано с термобарическими условиями миграции, в процессе которой меняются количественные соотношения и состав углеводородных фаз в ГНС. Возможности для этого обычно создаются при сближении значений давления насыщения газом системы с пластовым давлением любого участка проводящего пласта-коллектора или дизъюнктивного нарушения. Критические условия,

вызывающие пластовую дегазацию нефтей, предопределяют перераспределение газовых компонентов системы.

Начнем изучение данного природного явления с анализа региональных изменений состава ПГ на примере месторождений, приуроченных к структурам разной геотектонической природы (передовые прогибы альпийской складчатости, молодые эпигерцинские и древние докембрийские платформы и т. д.). Сопоставления такого рода проводились по территориям, где, во-первых, имеются четко выраженные антиклинальные зоны или валлообразные, достаточно протяженные поднятия главным образом второго порядка, во-вторых, в разрезе зон прослежены регионально выдержанные продуктивные пласты и, в-третьих, антиклинальные зоны проявляют видимую сопряженность с областями генерации нефти и газа, т. е. впадинами и прогибами.

По каждой из рассматриваемых антиклинальных зон изучалось изменение компонентного состава ПГ нефтей в залежах в зависимости от глубины погружения продуктивных пластов (рис. 5). В результате обобщения полученных материалов были сделаны следующие выводы.

1. Независимо от геотектонической природы региона, возраста и литофациальной характеристики вмещающих пород, с погружением нефтяных и газонефтяных залежей в ПГ уменьшается отношение $(C_2H_6 + \text{высш.})/CH_4$ и возрастает газонасыщенность нефтей.

2. В изменении содержания углекислого газа и азота в ПГ не проявляются какие-либо четкие пространственные тенденции.

3. Региональные преобразования в составе ПГ в большей степени связаны с абсолютными глубинами залегания и пластовым давлением вмещающих отложений, чем со свойствами нефтей. Вопреки известным представлениям в изученных случаях снижение коэффициента жирности ПГ сопровождается главным образом уменьшением плотности и увеличением степени метанизации нефтей.

4. Углеводородный состав газовых шапок газонефтяных залежей в направлении их погружения претерпевает те же изменения, которые отмечены для ПГ.

5. Возрастание жирности ПГ и снижение газонасыщенности нефтей происходит в направлении от прогибов и впадин (в которых, возможно, происходили про-

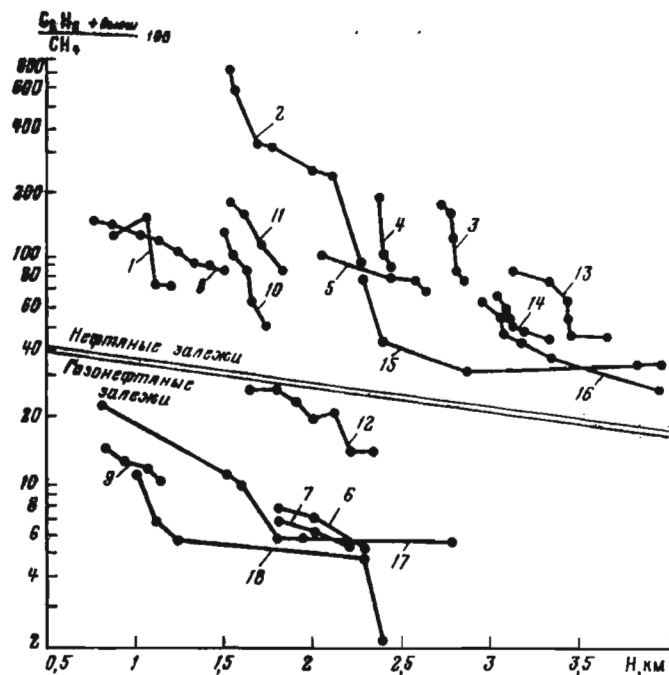


Рис. 5. Изменение углеводородного состава ПГ в зависимости от гипсометрического положения продуктивных горизонтов.

Нефтегазоносные территории, антиклинальные зоны. Урало-Поволжье: 1 — Жигулевская, карбон (бобриковский горизонт); 2, 3 — Самаркинская, карбон (бобриковский горизонт) и девон (пашийский горизонт); 4 — Большеки-нельская, девон (пашийский горизонт); 5 — Пашинско-Савинчоборская (Пред-уральский прогиб, поддоманниковый девон, горизонт 1а); 6, 7 — Степнов-ская, девон (старооскольский и воробьевский горизонты); 8 — Ишимбаев-ская, нижняя пермь; 9 — Елшанская, девон; 10 — Веслянская, карбон; 11 — Ярино-Каменнолозская, карбон; Днепроовско-Донецкая, карбон; 12 — антиклинальная зона западной части, нижний и средний карбон; Вос-точное Предкавказье: 13, 14 — Прикумско-Сухокумская, соответственно юра и нижний мел; 15 — Сунженская, верхний мел; 16 — Терская, верхний мел; Средняя Азия: 17 — Мубарекская, верхняя юра; 18 — Каганская, верхняя юра

цессы нефтегазообразования) к смежным зонам нефте-газонакопления.

Таким образом, в отличие от катагенетических изме-нений в составе ПГ региональное преобразование неф-тяных газов в границах разновозрастных комплексов имеет иную направленность. Это несоответствие или геохимический парадокс этого явления могут быть объ-яснены лишь со следующих позиций.

В недрах жидкие и газообразные УВ на любых эта-пах эволюции испытывают воздействие химических и

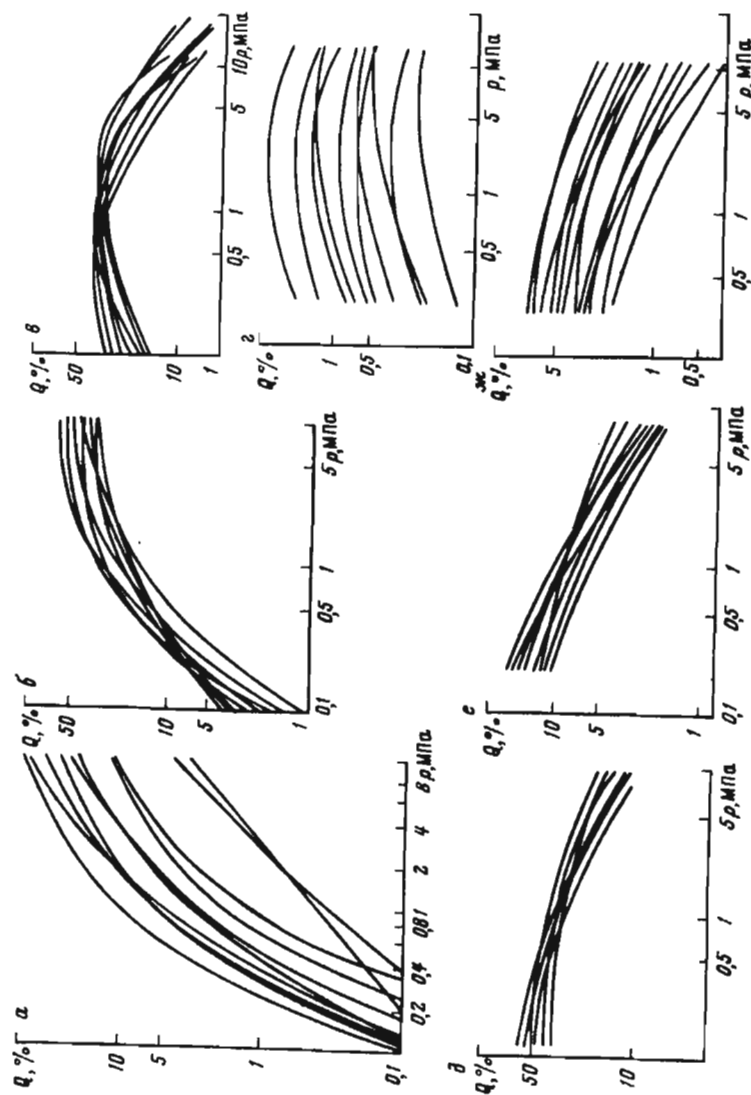
физических факторов преобразования. На разных эта-пах геологической истории в определенных условиях может превалировать тот или иной фактор. Очевидно, в зависимости от этого будут меняться состав УВ и фа-зовое соотношение в системе газ—нефть. Если по стра-тиграфическому разрезу бассейнов происходит химиче-ское, термокаталитическое преобразование ПГ, то в од-новозрастных комплексах состав ПГ, вероятно, контро-лируется в основном физическими процессами.

Воздействие физических факторов проявляется глав-ным образом в динамике изменения соотношения пла-стового давления и давления насыщения ПГ при лате-ральном массопереносе ГНС. При условии равенства этих параметров начинается дифференциация газов, при которой они выделяются из нефти в свободную фазу. В этих условиях происходит качественное и количест-венное перераспределение ПГ в соответствии с закона-ми растворимости в жидких УВ отдельных газовых компонентов.

Изучение растворимости компонентов газов в инди-видуальных жидких УВ и нефтях показало, что их со-любилизация при равных давлении и температуре уве-личивается в ряду: азот, метан, углекислый газ, этан, пропан, бутан, пентан и т. д. (Н. А. Тривус, К. В. Ви-ноградов, 1955 г.; Т. П. Жузе, Т. П. Сафронова, 1958 г. и др.). Установлено также, что влияние состава нефти на растворимость в ней газа значительно слабее влия-ния состава газа. Наибольшей растворяющей способ-ностью по отношению к газам обладают жидкие УВ па-рафинового ряда, наиболее низкой — ароматического.

Экспериментальные данные по растворимости газо-вых компонентов согласуются с лабораторными исследо-ваниями глубинных проб нефтей при их ступенчатом разгазировании. Как установлено, по мере снижения давления первые наиболее значительные объемы выде-ляющегося газа сильно обогащены метаном и азотом. Количество последних с уменьшением давления дегаза-ции значительно сокращается и газы последних ступеней обогащаются тяжелыми компонентами (этан, пропан, бутан и т. д.).

На рис. 6 представлено семейство кривых, построен-ных нами по экспериментальным данным разгазирова-ния нефтей разной плотности (0,810—0,910 г/см³) Куй-бышевского Поволжья. Фактический материал был за-имствован у Г. В. Черченко и К. М. Ольшанского



(1961 г.). Как следует из графиков, при снижении давления глубинных проб и в зависимости от степени растворимости компонентов максимумы кривых последовательно смещаются к оси ординат. Как можно видеть, углекислый газ и этан представляют по растворимости промежуточные соединения между крайними, контрастными компонентами (азот—метан и пентан—пропан).

Имеются указания на закономерные изменения соотношений изомеров бутана и пентана при разгазировании пластовых проб нефтей. Так, из-за сравнительно высокой упругости или летучести паров изосоединений по сравнению с нормальными отмечено некоторое возрастание, например, отношения *n*-бутан/изобутан по мере снижения давления разгазирования (В. П. Прончук, 1969 г.; К. Б. Аширов, 1973 г.).

Влияние свойств газовых компонентов на состав ПГ хорошо изучено в практике разработки нефтяных месторождений. В частности, многими исследователями отмечалось явление увеличения жирности ПГ за время эксплуатации нефтяных залежей (В. С. Мелик-Пашаев, 1952 г.; В. А. Соколов, 1971 г.; К. Б. Аширов, 1972 г.). В газах фонтанных скважин обычно содержится большее количество азота, метана и этана по сравнению с ПГ тех же скважин на этапе глубоконасосной добычи, при которой заметно увеличивается в газе доля гомологов метана. Наряду с этим происходит заметное возрастание плотности нефти.

Длительность эксплуатации залежи влияет также на величину отношений *n*-C₄/*i*-C₄ и *n*-C₅/*i*-C₅. Г. С. Долгова (1972 г.) наблюдала эту закономерность на примере залежи в бобриковском горизонте Фурмановского месторождения, где за период 1962—1966 гг. названные отношения увеличились соответственно с 1,3 и 1,7 до 2,7 и 2,4.

Изложенное позволяет думать, что в пластах при латеральной миграции ГНС возникают все условия для селективной дегазации нефтей, приводящей к перераспределению газовых компонентов в соответствии с их растворимостью в жидких УВ. В ходе этих процессов по направлению миграции газы становятся более тяже-

Рис. 6. Зависимость молярного содержания выделяющихся газовых компонентов от давления многократного разгазирования глубинных проб (по Г. В. Черченко и К. М. Ольшанскому, 1961 г.)

а — азот; б — метан; в — этан; г — углекислый газ; д — пропан; е — бутан; ж — пентан

лыми, а степень газонасыщенности нефтей снижается (С. Ф. Федоров, В. А. Чахмахчев, 1969 г.; В. А. Чахмахчев, 1973 г.).

Величины отношений нормальных и изомерных соединений бутана и пентана не имеют устойчивых тенденций в своем изменении. А. К. Карпов (1968 г.), обработав аналитические материалы по распределению бутана в ПГ 355 нефтяных залежей, пришел к выводу, что отношение $n\text{-C}_4/i\text{-C}_4$ меняется независимо от возраста вмещающих пород, абсолютной глубины их залегания и пластовой температуры. Отмечено лишь некоторое увеличение этого параметра по стратиграфическому разрезу отложений с ростом в ПГ доли гомологов метана. На примере нескольких зон Восточного Предкавказья нами проанализировано изменение величины отношения $n\text{-C}_4/i\text{-C}_4$ в региональном плане. Как оказалось, вариации значений этого параметра по простиранию зон слабые и несогласованные.

При анализе материалов о распределении в недрах углеводородных газовых компонентов практически не удавалось отметить полного соответствия полученных данных результатам экспериментальных наблюдений. В первую очередь это касается поведения таких компонентов, как азот и углекислый газ, которые имеют в недрах несколько геохимических зон новообразования. В целом, из-за особенностей генезиса и распределения в недрах углекислый газ и азот не могут считаться газами, информирующими об условиях миграции ГНС.

Таким образом, углеводородные компоненты в ПГ являются единственными известными геохимическими объектами, отражающими в своем распределении сложные процессы массопереноса ГНС. Кроме того, дополнительными критериями следует считать параметры, характеризующие газонасыщенность нефтей (газовый фактор, давление насыщения, коэффициент газонасыщенности нефти¹).

В рассмотренных примерах изменение коэффициента жирности ПГ происходит, очевидно, не только за счет колебаний концентрации метана при пластовой дегазации нефти. Вполне допустимо также внедрение высокотемпературного метана в систему путем «метанового

дыхания» пластовых вод, омывавших нефтяные залежи глубинных зон осадочного чехла. Однако такое явление фактическим материалом однозначно не подтверждается. Тем не менее высокотемпературное метанонакопление в залежах не следует полностью исключать из числа возможно протекающих природных процессов.

Лучшим способом доказательства реальности физического механизма дифференциации ПГ при миграции ГНС является анализ в них количественных соотношений гомологов метана. Для этих целей было исследовано несколько хорошо изученных структурных зон Восточного Предкавказья, в которых по вероятностному направлению миграции ГНС наряду с возрастанием коэффициента $(\text{C}_2\text{H}_6 + \text{высш})/\text{CH}_4$ в ПГ удалось подтвердить закономерные изменения в несколько сглаженной форме отношений $(\text{C}_4 + \text{C}_5)/\text{C}_2$ и $\text{C}_3/(\text{C}_4 + \text{C}_5)$. Они отражают известные различия в растворимости этих газов в жидких УВ, а также их разную способность количественно дифференцироваться при дегазации нефтей.

Итак, анализ количественного соотношения отдельных компонентов гомологического ряда метана приводит к определенному заключению, что видимые преобразования в углеводородном составе ПГ происходят главным образом под воздействием термобарических факторов на ГНС при ее внутрирезервуарной миграции. Подобное преобразование состава ПГ следует рассматривать как составной элемент общей геохимической эволюции нефтей и ПГ в недрах.

Кажущаяся геохимическая парадоксальность изменения состава ПГ при миграции ГНС является отражением воздействия на углеводородные системы преимущественно физических, а не химических факторов преобразования. Вместе взятые качественная и количественная оценка ПГ позволяют трассировать пути миграции ГНС и определять условия их поступления в зоны нефтегазонакопления. Выявленные на этой основе геохимические закономерности массопереноса ГНС согласуются с геологическими условиями формирования залежей по рассмотренным регионам (см. рис. 5).

В Восточном Предкавказье, в платформенной части региона, подтвердился факт поступления УВ с востока и юго-востока в результате их латеральной миграции в западном и северо-западном направлениях, из наиболее погруженных участков Терско-Кумской и Восточно-Маньчжурской впадин, где развиты юрские

¹ Отношение $p_{\text{нас}}/p_{\text{пл}}$ или $(p_{\text{пл}} - p_{\text{нас}})/p_{\text{пл}}$, где $p_{\text{нас}}$ и $p_{\text{пл}}$ — соответственно давление насыщения и пластовое.

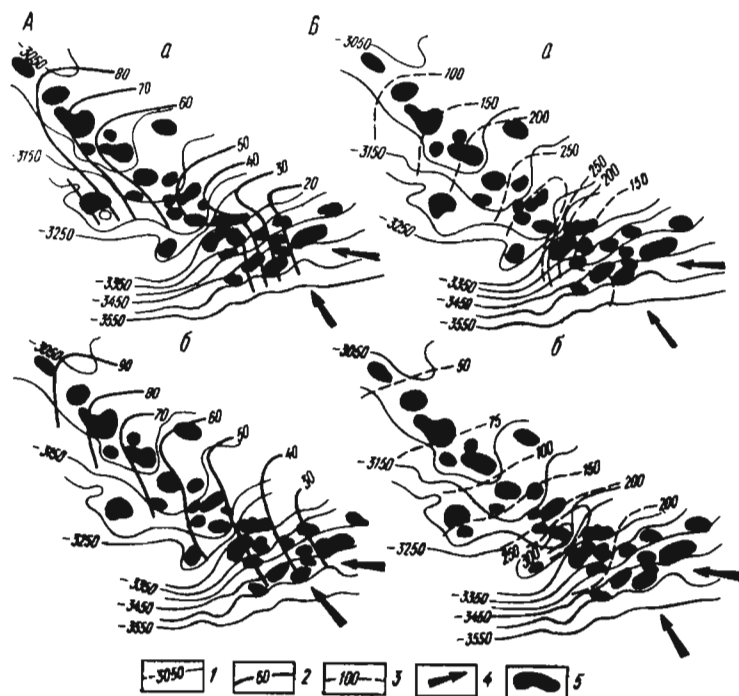


Рис. 7. Схематические карты изменения коэффициента жирности ПГ (А) и газонасыщенности нефтей (Б) отложений нижнего мела, пласты VIII—IX (а) и средней юры, пласты II—III (б), Прикумско-Сухокумской зоны поднятий.

1 — изогипсы кровли нижнемеловых отложений, м; 2 — линии равных значений: 2 — коэффициента жирности ПГ $10^3 (C_2H_6 + \text{высш})/C_{H_4}$; 3 — газового фактора, м³/т; 4 — направление миграции ГНС; 5 — нефтяные и газоконденсатонефтяные месторождения

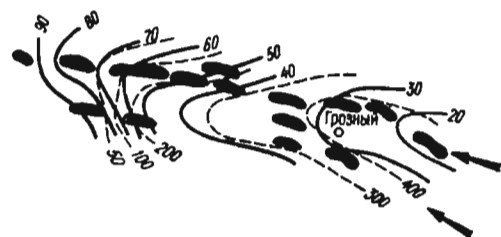


Рис. 8. Схематическая карта изменения коэффициента жирности ПГ и газонасыщенности нефтей верхнемеловых залежей Терско-Сунженской зоны.

Усл. обозн. см. на рис. 7

отложения большой мощности (рис. 7). В Терско-Сунженской зоне определено примерно аналогичное направление миграции ГНС, образование которых связывается с осевой зоной Терско-Каспийского прогиба и территорией Дагестанского клина, где также развиты юрские отложения (рис. 8).

В Бухаро-Хивинской области геохимически обосновывается возможность миграции УВ по регионально выдержанным терригенно-карбонатным пластам верхней юры из зон Заунгузского, Карабекаульского и Бешкентского прогибов в сторону структур Чарджоуской и Бухарской ступеней. Как установлено, в направлении с юго-запада на север и северо-восток снижается общая газонасыщенность нефтяных оторочек, а в газовых шапках растёт доля гомологов метана. В прогибах же установлено увеличение мощности средне- и верхнеюрских отложений, в которых предполагается возможность нефтегазообразования.

По Урало-Поволжью в целом не подтверждаются представления о региональной миграции с юга и востока (т. е. со стороны Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба), способствовавшей формированию большинства месторождений провинции. По отдельным территориям такое предположение вполне допустимо, если рассматривать дислокации Саратовского и Волгоградского Поволжья. Здесь представления многих исследователей о поступлении сюда УВ со стороны Прикаспийской впадины подтверждаются общей направленностью уменьшения газонасыщенности нефтей и повышения жирности ПГ вверх по восстанию пород платформенного склона. В Куйбышевском поволжье ГНС в антиклинальные зоны, очевидно, мигрировали из внутриплатформенных впадин (Мелекес-Радаевской, Латырьско-Карамышской, Бузулукской и др.), в сторону которых повышается газонасыщенность нефтей и увеличивается в ПГ содержание метана. Латеральная миграция ГНС по хорошо выдержанным бобриковскому и пашийскому горизонтам из этих депрессий в полной мере обосновывается общегеологическими и гидрогеологическими данными.

Пермское Предуралье представляет яркий пример связи продуктивности зон нефтегазоаккумуляции восточных и северо-восточных склонов Пермского и Башкирского сводов со впадинами Предуральского прогиба. Результаты геохимического анализа ПГ только

двух наиболее крупных зон этого района подтверждают значительное число геологических предпосылок, свидетельствующих о широких процессах латеральной миграции УВ в пермское и в более позднее время в сторону платформенных зон нефтегазоаккумуляции. Сходные геохимические закономерности изменения ПГ были получены в цепи залежей Ишимбаевской зоны рифогенных поднятий сакмаро-артинского возраста, что также подтверждает представление многих исследователей о формировании здесь залежей за счет латеральной миграции УВ с юга, т. е. со стороны осевых зон южных впадин Предуральского прогиба.

В Тимано-Печорской провинции геохимический анализ качественных и количественных изменений ПГ в пласте I-в живецкого яруса Пашнинской зоны поднятий существенно дополнил представления о возможности формирования здесь залежей нефти за счет дальней боковой миграции УВ со стороны осевой зоны Верхне-Печорской впадины Предуральского прогиба. Данный вывод увязывается с геологическими и гидрогеологическими материалами, аргументирующими указанную схему образования промышленных скоплений нефти в отложениях среднего и верхнего девона платформенной части провинции.

§ 2. ГЕОХИМИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Значение всестороннего изучения природных ГКС возрастает с каждым годом в связи с интенсивным освоением больших глубин осадочной оболочки земной коры, с которыми связывается преимущественное размещение газоконденсатных скоплений. Теоретические основы фазовых равновесий углеводородных систем, качественная и количественная характеристика термобарических условий перехода жидких УВ в газовую фазу и обратных процессов ретроградной конденсации рассмотрены и экспериментально изучены многими зарубежными и отечественными учеными, занимающимися исследованием ГКС.

Не останавливаясь детально на хорошо известных теоретических положениях по этому вопросу, отметим только, что образование природных многокомпонентных ГКС тесно связано с явлениями перехода жидких УВ в газовую фазу при давлении и температуре выше критических. Для каждой углеводородной системы имеются

максимальное давление — критическое давление, при котором еще существует газовая фаза, и максимальная температура — критическая температура, при которой еще сохраняется жидкая фаза. Процессы надкритических фазовых переходов протекают в сравнительно узких и специфичных интервалах давления и температуры и по отношению к прямым процессам испарения и конденсации являются обратными, или ретроградными. Ретроградные явления испарения и конденсации происходят в узкой термобарической области между критической точкой и критической температурой, с одной стороны, и критическим давлением — с другой.

Чтобы представить сложность указанных явлений в природных условиях, достаточно указать, что константы фазовых равновесий ГКС в недрах зависят от большого числа переменных величин, таких, как пластовое давление и температура, углеводородный состав жидкой и газовой фаз, объемные или массовые соотношения фаз, литология пород, степень их увлажненности и т. д.

Общие геолого-геохимические сведения о газоконденсатных залежах нефтегазоносных провинций СССР публиковались в сводках многих исследователей. В целом по известным данным можно сделать ряд общих заключений о природных условиях размещения и физико-химических особенностях газоконденсатных залежей в недрах.

1. Гипсометрический диапазон распространения газоконденсатных залежей достаточно широк: от небольших глубин 710—825 м (Средняя Азия, Волго-Урал) до глубин более 4600 м (Западная Туркмения, Апшерон).

2. Термобарические условия залегания ГКС также очень разнообразны. Минимальные давление и температура составляют 7,5 МПа и 25 °С, максимальные — 62 МПа и 185 °С.

3. Количество растворенного газоконденсата в сжатых газах, т. е. конденсатный фактор K_f меняется в широких пределах — от 4 до 950 см³/м³. Известны месторождения, например Талалаевское на Украине, где аномальное значение K_f составляет 1300—1500 см³/м³. Во многих регионах наблюдается прямая зависимость K_f от пластового давления (С. Ф. Федоров, В. А. Чахмахчев, 1964 г.; И. С. Старобинец, 1966, 1974 гг.; Б. А. Шнейдер, А. С. Великовский, 1969 г.). Подобная зависимость прослежена как по разрезу месторождений, так и по простиранию продуктивных пластов. А. М. Волков (1968 г.),

статистически обобщив массив данных по этим параметрам, выявил, что эта зависимость носит экспоненциальный характер.

4. Газоконденсатам свойственны широкие вариации изменения углеводородного состава, особенно в распределении ароматических соединений, концентрация которых колеблется от 2 до 48% (таких колебаний углеводородного состава в нефтях не встречено). Известна общая закономерность возрастания плотности конденсата и доли в них нафтеновых и главным образом ароматических УВ по мере роста глубины залегания пород и увеличения пластового давления в залежах (В. А. Чахмахчев, 1964 г.; И. С. Старобинец, 1966 г.). Параллельно с этим утяжеляется и фракционный состав, т. е. выход фракции н. к. — 150 °С с погружением залежей уменьшается от 60—75 до 30—50%.

5. Состав газов ГКС может быть разным. Однако чаще всего, как показывают статистические данные, встречаются газы с содержанием метана 86—88% и его гомологов 12—14%. В чисто газовых скоплениях концентрация метана достигает 92—94% (А. И. Волков, 1968 г.). На повышение жирности газов ГКС в ряде случаев влияет близость нефтяных залежей или наличие оторочек. Для ГКС, лишенных нефтяных оторочек, увеличение содержания гомологов метана связывается с глубиной погружения залежей и возрастанием K_f . И. С. Старобинец [24] приводит случаи аномального состава газов ГКС, в которых доля углекислого газа достигает 73, а порой и 92%.

§ 3. РАСТВОРИМОСТЬ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СЖАТЫХ ГАЗАХ

Явления растворимости и переноса жидких УВ сжатыми газами в земной коре лежат в основе генезиса газоконденсатных месторождений. В связи с открытием большого числа газоконденсатных скоплений интерес к этим процессам в недрах неуклонно возрастает.

Экспериментальными работами был установлен ряд особенностей растворения жидких УВ в сжатых газах и рассмотрены теоретические основы данного явления. Ниже кратко излагаются основные результаты этих работ.

Как было показано, растворимость жидких УВ в сжатых газах зависит от многих показателей — давления,

температуры, состава нефти и растворяющего газа, их количественных соотношений и т. д.

Растворимость жидких УВ в газах (метане) уже заметна даже при невысоких давлениях и температуре. Так, при 40 °С и 10 МПа растворимость парафиновых УВ в метане составляет 50—70 г/м³, а ароматических — 10—49 г/м³. В природном сухом газе растворимость нефти месторождения Кумдаг при 90 МПа и 200 °С оказалась равной 500—630 г/м³ (Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, 1957 г.; Т. П. Жузе, 1974 г.).

Фракционный состав нефтей оказывает большое влияние на растворимость УВ в газах. При равных давлении и температуре переход жидких УВ одного гомологического ряда в газовую фазу снижается с увеличением их молекулярной массы. Более того, присутствие в нефти легких фракций облегчает сольubilизацию в газе ее высокомолекулярных углеводородных компонентов (Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, Г. С. Ушакова, 1972 г.). Смолы и асфальтены растворяются при более жестких термобарических условиях и высокой концентрации в газах гомологов метана. В частности, на примере двух нефтей было установлено, что при 65 МПа и 100 °С содержание смол в составе растворившихся в газе фракций достигало 6,1 и 10% при содержании их в исходных нефтях соответственно 9,4 и 10,4%. В этих опытах появление асфальтенов в сжатых газах происходило при максимальных давлениях и температуре (65 МПа и 100 °С) и добавках в систему до 30% гомологов метана, среди которых значительную долю составлял пропан (Л. И. Ковалев, 1961 г.). Кроме того, в серии опытов с нефтью месторождения Хаудаг (Южный Узбекистан) было установлено, что в систему нефть—пропан при 50 МПа переходят также металлургические соединения. В пересчете на золу растворимость микроэлементов в газе достигает 70—80%. При этом практически не нарушается соотношение содержания ванадия и никеля, определенное в исходной нефти (Л. А. Гуляева, Т. П. Жузе, Л. Н. Ковалев, 1965 г.).

Экспериментальные исследования бинарных и тройных углеводородных систем выявили неодинаковую растворимость в сжатых газах УВ различных классов, но с одинаковой молекулярной массой (А. С. Великовский, Я. Д. Саввина, 1956, 1962 гг.). Это же явление было прослежено на примере многокомпонентных природных систем (Т. П. Жузе, Г. С. Юшкевич, 1963 г.).

Например, алканы в экспериментах при одинаковых давлении и температуре лучше растворялись в сжатых газах по сравнению с аренами, а цикланы в этом отношении занимали промежуточное положение.

Селективные свойства газов проявляются при относительно невысоком давлении (10—30 МПа). При более высоких значениях термобарических параметров состав модельных конденсатов и исходной нефти сближается. Для некоторых нефтей (месторождения Степновское и Кумдаг) при соотношении жидкой и газообразной фаз 1:1 давление 100 МПа и температура 200°C оказались критическими, т. е. в газовую фазу перешли все компоненты нефти, за исключением незначительного количества асфальтенов (Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, Г. С. Ушакова, 1963 г.).

По ограниченным экспериментам в бинарных системах с метаном (триметилбутан—*n*-гептан) получены данные о лучшей растворимости изоалкана в газе при равных давлении и температуре по сравнению с *n*-алканом (Я. Д. Саввина, А. С. Великовский, 1962 г.).

Растворяющая способность углеводородных и неуглеводородных газов по отношению к нефти возрастает в ряду: N_2 — CH_4 — CO_2 — C_2H_4 — C_2H_6 — C_3H_8 — C_4H_{10} —*i*- C_4H_{10} и т. д. Присутствие в газе гомологов метана и углекислого газа значительно снижает критические давления и температуру перехода жидких УВ в газовую фазу. Например, наличие в составе газа 10—15% гомологов метана оказывает такое же влияние на растворимость нефти, как повышение давления опыта более, чем на 35 МПа (Л. Н. Ковалев, Т. П. Жузе, 1960 г.).

Первые исследования влияния свойств вмещающих пород на критическое давление системы нефть—газ показали, что значения его существенно снижаются (до 42%) в пористой среде. Объяснялось это адсорбцией породой высокомолекулярных УВ и смолисто-асфальтовых компонентов нефти (М. А. Капелюшников, Т. П. Жузе, С. Л. Закс, 1953 г.). Последующие экспериментальные работы подтвердили реальность этих явлений (Ф. А. Требин, Г. И. Задора, 1968 г.). Более того, И. С. Старобинец [24] показал, что максимальное влияние на формирование ГКС оказывают алевролиты, минимальное — карбонаты и песчаники.

Присутствие воды во вмещающих породах ведет к повышению критического давления системы нефть—

газ, так как влага, вероятно, блокирует адсорбционные центры на поверхности минеральных зерен пород (М. А. Капелюшников, 1958 г.; Н. И. Гриценко, 1964 г.).

С развитием высокоточных аналитических методов появилась возможность изучения влияния термобарических условий растворения нефтяных УВ на изменение не только их группового, но и индивидуального углеводородного состава легких фракций (н. к. — 130°C). Результаты этих экспериментов приводятся ниже.

Методика получения конденсата путем растворения нефти в газе описана в литературе (Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, Г. С. Ушакова, 1963 г.). В нашем эксперименте в сжатом газе растворялась широкая фракция нефти, выкипающая в пределах н. к. — 400°C. Плотность фракции 0,801 г/см³, молекулярная масса 152. Объемное содержание фракции, выкипающей до 250°C, составляло 58%. Групповой углеводородный состав ее был следующий (%): парафиновые УВ 45, наftenовые 41 и ароматические 14. Фракция н. к. — 400°C растворялась при 50 и 100°C и давлении 20, 30 и 40 МПа и природном газе следующего состава (массовое содержание, %): C_1 77,5; C_2 13,9; C_3 4,7; C_4 2,8 и C_5 1,1. Исходное соотношение масс широкой фракции и газа в опытах составляло 1,3:1.

Жидкие УВ из равновесной газовой фазы конденсировались в ловушке, охлаждаемой до —60°C. Их содержание в газе (K_f) при 50°C и 20, 30 и 40 МПа соответственно составляло 91, 150 и 360 г/м³. При повышении температуры до 100°C содержание конденсата в газе увеличивалось и равнялось при 20 и 30 МПа 125 и 224 г/м³.

Фракционный состав исходной фракции н. к. — 400°C и модельных конденсатов исследовался методом высокотемпературной газожидкостной хроматографии. Анализ показал, что исходная фракция содержит парафиновые УВ состава C_5 — C_{26} . Конденсат, полученный при 50°C и 20, 30 и 40 МПа, соответственно имел в своем составе УВ C_5 — C_{11} , C_5 — C_{23} и C_5 — C_{26} , т. е. при 40 МПа те же УВ, что и исходная нефтяная фракция.

В конденсате, полученном при 50°C и 20 МПа, содержание УВ C_5 — C_8 оказалось более высоким, а количество УВ C_9 — C_{11} более низким, чем в исходной нефтяной фракции. Индивидуальный углеводородный состав исходной широкой фракции нефти определялся во фракции н. к. — 130°C (C_5 — C_8), отогнанной на ректифика-

Состав исходной нефти и модельных конденсатов (массовое содержание индивидуальных УВ, % от фракции), полученных при разных давлениях и температуре

Углеводороды и их соотношения	Исходная нефть	Конденсат					
		температура 50°С, давление, МПа:			температура 100°С, давление, МПа:		
		20	30	40	20	30	
Алканы							
Алканы (C ₅ —C ₈)	54,2	65,9	62,0	57,4	66,4	63,4	
n-Алканы	27,9	33,0	31,3	29,0	32,1	31,3	
Изоалканы	26,3	32,9	30,7	28,4	34,3	32,1	
n-C ₅ /Σi-C ₅	1,5	1,2	1,2	1,3	1,1	1,1	
n-C ₆ /Σi-C ₆	1,1	0,9	1,1	1,1	1,0	1,1	
n-C ₇ /Σi-C ₇	1,3	1,2	1,2	1,3	1,1	1,1	
n-C ₈ /Σi-C ₈	0,8	0,4	0,5	0,7	0,4	0,5	
n-Алканы/изоалканы	1,2	0,9	1,0	1,1	0,9	1,0	
Цикланы							
Цикланы (C ₆ —C ₈)	44,9	33,8	37,2	41,7	33,2	36,1	
Циклогексаны	24,2	15,3	18,9	22,2	15,8	18,9	
Циклопентаны	20,7	18,5	18,3	19,5	17,4	17,2	
ЦГ/МЦП (C ₆)	0,9	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8	
МЦГ/ΣДМЦП (C ₇)	1,5	1,2	1,4	1,5	1,2	1,4	
ΣДМЦГ/ΣТМЦП (C ₈)	1,1	0,7	1,0	1,0	0,7	1,0	
ΣЦГ/ΣЦП	1,2	0,8	1,0	1,1	0,9	1,1	
Арены							
Бензол	0,1	—	0,3	0,2	0,1	0,2	
Толуол	0,8	0,3	0,5	0,7	0,3	0,3	
Арены (C ₆ +C ₇)	0,9	0,3	0,8	0,9	0,4	0,5	
Алканы (C ₅ +C ₆)/(C ₇ +C ₈)	0,7	1,8	1,5	0,9	2,1	1,5	
ΣЦП (C ₅ +C ₆)/(C ₇ +C ₈)	2,2	3,0	3,5	2,9	4,9	4,4	
ΣЦГ (C ₆ +C ₇)/C ₈	0,4	0,5	0,6	0,4	0,6	0,6	
Изоалканы $\frac{\Sigma \text{мз}^*}{\Sigma \text{дз} + \Sigma \text{тз}}$	3,8	5,4	6,0	5,0	5,6	6,6	

* мз, дз и тз — изоалканы моно-, ди- и тризамещенные

ционной колонке. Полученные модельные конденсаты пропускались через препаративный хроматограф, где отделялась легкая фракция C₅—C₈ от высокомолекулярных УВ (C₉ и более). Анализ этой фракции проводился на хроматографе ЛХМ-7А с капиллярной колонкой по методике, разработанной Э. К. Брянской, З. К. Олениной и Ал. А. Петровым (1969 г.).

Наиболее обогащены УВ C₅—C₆ бензиновые фракции конденсатов, полученных при 20 МПа как при 50, так и при 100°С. С повышением давления в опытах распределение УВ в конденсатах приближается к таковому в бензиновой фракции исходной нефти. Обращает на себя внимание увеличение растворимости УВ C₅—C₈ при повышении температуры от 50 до 100°С в применяемом интервале давления (табл. 3).

Характерные закономерности установлены при анализе растворимости УВ метанового ряда в сжатых газах. Величина отношения нормальных и разветвленных алканов фракций C₅—C₆ и C₇—C₈ максимальна при 20 МПа. При повышении давления сжатого газа величина отношения снижается до значения, определенного в исходной широкой фракции. Для цикланов максимум отношений сумм (C₅+C₆)/(C₇+C₈) и (C₆+C₇)/C₈ несколько смещен в область давления 30 МПа. Такого рода сдвиг, очевидно, связан с лучшей растворимостью алканов в сжатых газах по сравнению с нафтеновыми УВ. Изобарическое повышение температуры (до 100°С) приводит к повышению растворимости в газах всех УВ (см. табл. 3).

Изучение группового углеводородного состава фракции н. к. — 130°С показало, что модельные конденсаты обогащаются парафиновыми УВ за счет снижения доли нафтеновых и ароматических соединений. С увеличением давления различия в составе конденсатов и исходной фракции нефти заметно сглаживаются в результате повышения растворяющей способности газа и снижения его селективных свойств. Повышение температуры до 100°С мало изменяет селективные свойства сжатого газа.

Парафиновые УВ состава C₆ по содержанию в конденсатах располагаются в том же порядке, как и в исходной фракции нефти: n-гексан > 2-МП > 3-МП > 2,2-ДМБ > > 2,3-ДМБ и т. д. Но в конденсатах заметно увеличивается содержание членов этого ряда. Аналогичная преобладанность наблюдается и в гептановой фракции:

n-гептан > 3-МГ > 2-МГ > 2,3-ДМП > 3-ЭП и т. д. Содержание УВ данного ряда в модельных конденсатах также увеличивается, но в меньшей степени. Общее количество УВ в конденсатах возрастает, достигая максимума (65,9%) при 20 МПа (см. табл. 3). При давлении выше 20 МПа содержание алканов падает, а при 40 МПа — не превышает 57,4%, что приближается к количеству алканов в легкой фракции нефти (54,2%).

В конденсатах, полученных при разном давлении, соотношение нормальных парафинов и изопарафинов состава C_5 — C_8 уменьшается по сравнению с исходной системой, что можно объяснить лучшей растворимостью в газах разветвленных парафиновых УВ по сравнению с соединениями с неразветвленной цепью. Минимальную величину данного соотношения имеют конденсаты, полученные при 20 МПа. При повышении давления растворения это соотношение приближается по величине к отношению *n*-алканы/изоалканы для легкой фракции исходной нефти. Селективность в растворении четко проявляется в области относительно меньших давлений (20—30 МПа).

Нафтеновые УВ располагаются по содержанию в модельных конденсатах в том же порядке, что и во фракции н. к. — 130°С исходной нефти: МЦГ > Σ 1,2-ДМЦП (цис- и трансизомеры) > Σ 1,3-ДМЦП (цис- и трансизомеры) > 1,1-ДМЦП > ЭЦП и т. д. Содержание этих УВ в конденсатах так же, как и общая концентрация нафтенных УВ, уменьшается по сравнению с легкой фракцией исходной нефти. При этом общее снижение доли циклогексановых УВ происходит интенсивнее, чем это имеет место для циклопентановых соединений. Отношение ΣЦГ/ΣЦП в конденсатах поэтому составляет 0,8—1,1, а в исходной нефти — 1,2 (см. табл. 3). Эта закономерность свидетельствует о лучшей растворимости пентаметиленов в сжатых газах по сравнению с гексаметиленами. Как можно видеть, повышение давления приближает отношение ΣЦГ/ΣЦП к его значениям в легкой фракции исходной нефти. Селективность в растворении изомеров алканов и цикланов, очевидно, объясняется неодинаковой упругостью паров этих соединений. Относительно большими величинами этого показателя обладают изоалканы и циклопентаны, лучше растворяющиеся (при прочих равных термобарических условиях) в сжатых газах, чем нормальные алканы и циклогексаны.

Содержание ароматических УВ в конденсате, полученном при 20 МПа, оказалось в три раза меньше, чем в легкой фракции нефти, ввиду низкой растворимости аренов в газе по сравнению с цикланами и особенно алканами.

Проведенные эксперименты показали, что при ретроградном испарении УВ нефтей в газовую фазу модельные конденсаты обогащаются изоалканами и пятичленными цикланами. Однако при высоком давлении (35—40 МПа) эффект избирательности растворения в сжатых газах затухает, в результате чего происходит выравнивание составов конденсатов и легкой фракции исходной нефти. Это важное обстоятельство свидетельствует о том, что в формировании различных конденсатов при высоких температуре и давлении большую роль играет состав исходной нефти. Даже максимальные сдвиги в составе конденсатов, полученных при 20 МПа, не затмевывают природу исходной нефти (Г. Н. Юшкевич, В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, Т. П. Жузе, 1972 г.).

Важно отметить, что для нефтей существенная разница в групповом составе является основным признаком их генетического различия. В конденсатах же этот признак свидетельствует о влиянии вторичных (термобарических) факторов, порой существенно видоизменяющих углеводородную характеристику системы. Однако, несмотря на различия в групповом составе, такие конденсаты тождественны по количественному распределению структурных и геометрических изомеров во всех классах УВ. В этих особенностях кроется еще один признак различия нефтей и конденсатов, высокоароматические разновидности которых за редким исключением не имеют прямых аналогов в нефтях.

Данные экспериментальных исследований согласуются с закономерностями распределения УВ легких фракций конденсатов и нефтей газоконденсатнонефтяных залежей. Как можно видеть из табл. 4, направленные изменения концентрации алканов и аренов, а также величин соотношений *n*-алканы/изоалканы и ΣЦГ/ΣЦП отражают генетическую связь конденсатов газовых шапок с легкими фракциями нефтей оторочек и селективность растворения отдельных УВ в сжатых газах. Согласно И. С. Старобинцу [24], конденсаты сравнительно обогащены нечетными нормальными алканами и цис-изомерами циклопентанов. Наши исследования конденсатов и нефтей залежей таких отличий не выявили.

Таблица 4

Состав легких фракций конденсатов и нефтей
газоконденсатнонефтяных залежей

Месторождение	Возраст продуктивного пласта	Пластовое давление, МПа	Содержание, %		н-Алканы/изоплены	ΣП/ΣЦП
			алканов	аренов		
Оренбургское	Нижняя пермь	20,6	71,3	4,7	0,7	0,8
			52,5	13,0	1,0	1,4
Красно-Камышанское	Нижний мел	22,5	68,5	0,6	1,3	1,5
			57,7	1,1	1,5	1,7
Восточно-Камышанское	То же	22,0	70,4	0,8	1,1	1,7
			58,8	1,2	1,6	1,8
Шуртепе	Верхняя юра	13,0	75,9	2,2	0,8	5,7
			58,1	9,5	0,8	6,7
Ташлы	То же	14,2	64,4	12,0	0,8	3,0
			60,0	13,5	0,9	10,3
Северный Мубарек	»	20,2	64,9	15,2	0,7	15,5
			58,9	18,6	0,7	17,7

Примечания. 1. Над чертой—данные по конденсатам, под чертой—по нефтям. 2. По месторождениям Шуртепе, Ташлы и Северный Мубарек использованы аналитические данные И. С. Старобинца, И. Д. Чапалы (1970 г.).

Еще одна серия экспериментов была посвящена изучению влияния сжатых газов на углеводородный состав высококипящих фракций нефти. Эти работы были поставлены в связи с существующими представлениями о якобы значительном влиянии селективного растворения УВ на трансформацию ряда генетических углеводородных показателей, определяющих геохимический тип нефти.

Опыты проводились в изотермическом режиме (при 50 °С) в интервале давления 11—36 МПа на установке высокого давления. Из сосуда равновесия эвакуировался воздух и туда вводились определенное количество ширококипящей фракции нефти и природный газ. Система перемешивалась при температуре и давлении опыта до установления равновесия между фазами. Затем при постоянных давлении и температуре производился отбор газовой и жидкой фаз на анализ. Все указанные операции повторялись при каждом заданном

Таблица 5

Состав алканов (массовое содержание, % на фракцию)
при разном давлении растворения

Алканы	Исходная фракция	Фракция при давлении, МПа				
		11	16	26	30	36
<i>н-Алканы</i>						
C ₁₃	15,1	15,0	14,9	13,5	12,0	14,4
C ₁₄	14,1	14,0	13,9	13,1	12,0	13,4
C ₁₅	13,4	12,9	13,1	12,6	11,8	12,7
C ₁₆	11,4	11,3	11,3	11,1	11,0	11,1
C ₁₇	10,1	9,9	9,8	10,1	10,3	10,0
C ₁₈	8,0	7,9	7,7	8,3	8,6	7,9
C ₁₉	7,1	7,2	7,1	7,6	8,0	7,3
C ₂₀	6,6	6,7	6,7	7,0	7,7	6,9
C ₂₁	5,8	6,0	6,1	6,6	7,4	6,5
C ₂₂	4,7	5,1	5,1	5,5	6,1	5,4
C ₂₃	3,7	3,9	4,2	4,6	5,2	4,4
<i>Изопреноиды</i>						
C ₁₄	26,2	25,3	23,0	25,0	20,3	21,2
C ₁₆	19,0	18,7	17,7	17,8	18,5	17,5
C ₁₈	13,1	13,2	14,3	11,6	13,0	13,7
C ₁₉	28,6	28,6	29,9	30,3	30,5	31,2
C ₂₀	13,1	14,3	15,0	15,2	17,5	16,2

давлении (В. А. Чахмахчев, Т. П. Жузе, З. В. Якубсон, Г. С. Ушакова, 1979 г.).

В качестве ширококипящей фракции (250—450 °С) использовалась смесь нефти месторождения Узень (66%) с добавлением конденсата Усть-Лабинской площади (34%). Плотность исходной фракции — 0,784 г/см³, молекулярная масса — 135. В экспериментах применялся природный газ месторождения Жетыбай состава (массовое содержание, %): C₁ 67,7; C₂ 13,0; C₃ 9,3; C₄ 6,5 и C₅ 3,5. Соотношение масс жидкой и газовой фаз во всех опытах было близким к 1.

Жидкие УВ жидкой фазы системы анализировались методом газожидкостной хроматографии [29]. Анализ результатов опытов (табл. 5 и 6) показал, что с увеличением давления и глубины растворения жидких УВ: 1) практически не меняется принимаемое за генетиче-

Таблица 6

Углеводородные соотношения алканов жидкой фазы
при разном давлении

Углеводородные соотношения	Исходная фаза	Жидкая фаза при давлении, МПа				
		10	16	26	30	36
$i-C_{19}/i-C_{20}$	2,1	2,0	2,0	2,0	—	1,9
$i-C_{19} + i-C_{20}$	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1
$n-C_{17} + n-C_{18}$						
$\Sigma (i-C_{14} - i-C_{18})$	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
$\Sigma (n-C_{14} - n-C_{17})$						
$i-C_{19} + i-C_{20}$	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
$i-C_{14} + i-C_{18} + i-C_{18}$						
$\Sigma (n-C_{18} - n-C_{22})$	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7
$\Sigma (n-C_{12} - n-C_{17})$						

ское отношение пристан/фитан; 2) не проявляется при равных давлениях и температуре селективность в растворении *n*-алканов и изопреноидов с одинаковым числом атомов С в молекуле; 3) происходит уже известное явление закономерного повышения растворимости в сжатых газах низкомолекулярных соединений по сравнению с высокомолекулярными.

Таким образом, результаты опытного моделирования ставят под сомнение тезис о возможно глубокой трансформации сжатыми газами алкановой части нефтей вплоть до потери ею исходных генетических признаков, которые устанавливаются по распределению реликтовых УВ. Согласно экспериментам, происходят незначительные преобразования лишь общего содержания и фракционного состава алканов, не предопределяющие их генетические различия.

§ 4. ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ГАЗОКОНДЕНСАТОВ КАК ОТРАЖЕНИЕ ПРОЦЕССА ИХ МИГРАЦИИ

Основываясь на экспериментальных наблюдениях, М. А. Капелюшников (1954 г.) высказал предположение о возможности дифференциации состава газоконденсатных растворов в условиях недр за счет изменения

пластовых параметров. Несколько позднее Т. П. Жузе (1960 г.), рассматривая в теоретическом аспекте явление растворимости веществ в сжатых газах, указывала также на реальность влияния этих процессов на физико-химические свойства нефтей.

С открытием крупных газоконденсатных регионов появился ряд публикаций, в которых в той или иной степени освещались закономерности изменения физико-химических свойств конденсатов. В целом на примере месторождений Западного Предкавказья и Бухаро-Хивинской области было показано, что с увеличением глубины залегания продуктивных пластов, т. е. с возрастанием давления и температуры в ГКС повышаются K_f , плотность конденсатов и концентрация в последних ароматических УВ при одновременном снижении доли парафиновых УВ. Однако эти закономерности объясняются по-разному. Одни исследователи связывают преобразования ГКС с влиянием давления и температуры при миграции, допуская при массопереносе сжатых газов возникновение благоприятных термобарических условий, при которых в ловушках начинают происходить явления ретроградной конденсации и дифференциации системы (В. А. Чахмахчев, 1965 г.; И. С. Старобинец, 1966 г.). Другие представления основываются на возможности ароматизации конденсатов в залежах при их термометаморфизме на больших глубинах (А. Н. Гусева, Ю. К. Бурлин, О. К. Скарятин, 1960 г.) или же на допущении, что ГКС образуются из нефтей катагенетического облика высокотемпературных зон осадочного чехла (А. С. Гаджи-Касумов, 1968 г.).

С целью обоснования представления о термобарической природе преобразования ГКС была поставлена серия опытов, моделирующая влияние давления и температуры на состав газовой и жидкой фаз, как это могло бы происходить при перемещениях системы в естественных условиях направленного уменьшения пластового давления. Опыты производились на установке высокого давления по уже известной методике. Смесь жидких УВ растворялась в газе при определенных давлении и температуре, а затем давление в системе ступенчато изотермически снижалось (В. А. Чахмахчев, Г. Н. Юшкевич, Т. Л. Виноградова, Т. П. Жузе, 1974 г.). При каждом давлении достигалось равновесие между фазами, после чего производился отбор газовой фазы на анализ. В газе растворяли конденсат Усть-Лабинского место-

рождения Краснодарского края. Плотность конденсата — 0,782 г/см³, молекулярная масса — 107.

Фракция н. к. — 300 °С конденсата содержала (%): алканов 30,6, цикланов 34,6 и аренов 34,8. В опытах использовался природный газ следующего состава (массовое содержание, %): C₁ 78,0; C₂ 11,5; C₃ 6,1; C₄ 2,9. Отношение масс газовых и жидких компонентов в опытах равнялось 1,66. Эксперименты проводились при 55 °С, а образцы конденсатов отбирались при давлении 30, 24, 17 и 10 МПа. При 30 МПа исходный конденсат практически полностью растворялся в газе. Количество жидких УВ в газовой фазе по мере снижения давления закономерно уменьшалось за счет частичной конденсации жидких УВ из газовой фазы.

Как установлено, по мере снижения давления в конденсатах газовой фазы уменьшается содержание тяжелых УВ и увеличивается количество легких УВ. Так, при давлении 30 МПа состав конденсата близок к составу исходного продукта, содержащего УВ от C₅ до C₂₇; при давлении 24 МПа в составе конденсата отмечены УВ от C₅ до C₁₇, при 17 МПа — от C₅ до C₁₁, а при 10 МПа только УВ C₅—C₁₀.

Индивидуальный углеводородный состав исходного и модельных конденсатов определялся во фракции н. к. — 130 °С методом газожидкостной хроматографии. Как показал анализ, алканы состава C₅, C₆, C₇ и C₈ в модельных конденсатах располагаются по содержанию в таком же порядке, какой имел место в соответствующих фракциях исходного конденсата. Например, для УВ C₆ определен следующий порядок: *n*-гексан > 2-МП > >3-МП > 2,2-ДМБ > 2,3-ДМБ. Во фракции C₇ последовательность следующая: *n*-гептан > 3-МГ > 2-МГ > >2,3-ДМП > 2,4-ДМП > 3-ЭП и т. д. Общее количество алканов во всех модельных конденсатах выше, чем в исходном конденсате и возрастает от 43,5 до 56,3% по мере снижения давления (табл. 7). В этих же условиях отношение нормальных к разветвленным алканам состава C₅—C₈ закономерно уменьшается.

Среди алканов с одинаковым числом атомов С в молекуле лучшей растворимостью обладают дизамещенные соединения по сравнению с монозамещенными. Эта особенность наиболее четко проявляется при давлении 10 МПа и согласуется с выводом о лучшей растворимости в метане неопентана (2,2-ДМП) по сравнению с

Таблица 7

Состав модельных конденсатов (массовое содержание индивидуальных УВ, % на фракцию) при разном давлении в изотермическом режиме (при 50 °С)

Углеводороды и их соотношения	Исходный конденсат	Конденсат при давлении, МПа			
		30	24	17	10
Структурно-групповой состав					
Алканы (C ₅ —C ₈)	39,1	43,5	46,9	51,5	55,3
Цикланы (C ₅ —C ₈)	46,9	43,1	41,5	38,7	36,4
Арены (C ₆ —C ₇)	14,0	13,4	11,6	9,8	7,3
<i>n</i> -Алканы	14,1	18,3	19,9	21,4	23,5
Изоалканы	25,0	25,2	27,0	30,1	32,8
Циклогексаны	31,5	23,5	26,5	24,1	22,7
Циклопентаны	18,4	14,6	15,0	14,6	13,7
Алканы					
<i>n</i> -C ₅ /Σ <i>i</i> -C ₅	1,1	1,3	1,2	1,2	1,1
<i>n</i> -C ₆ /Σ <i>i</i> -C ₆	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6
<i>n</i> -C ₇ /Σ <i>i</i> -C ₇	0,8	0,8	0,8	0,7	0,6
<i>n</i> -C ₈ /Σ <i>i</i> -C ₈	0,3	0,4	0,3	0,2	0,2
<i>n</i> -Алканы/изоалканы	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7
Σ <i>m</i> з/Σ <i>d</i> з (C ₆)	7,7	6,1	6,2	6,5	5,4
Σ <i>m</i> з/Σ <i>d</i> з (C ₇)	3,4	3,3	3,3	3,3	2,2
Σ <i>m</i> з/Σ <i>d</i> з (C ₈)	2,5	2,4	2,4	2,0	2,4
Цикланы					
ЦГ/МЦП (C ₆)	2,1	1,9	1,8	1,7	1,8
МЦГ/ΣДМЦП (C ₇)	2,8	3,4	2,8	3,5	2,4
ΣДМЦГ/ΣТМЦП (C ₈)	0,9	1,4	1,6	0,4	1,3
ΣЦГ/ΣЦП	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7
Алканы, цикланы, арены					
Σ (C ₅)	3,7	9,2	11,2	16,1	21,7
Σ (C ₆)	26,5	29,5	31,5	35,7	35,7
Σ (C ₇)	44,8	41,8	33,8	35,2	31,1
Σ (C ₈)	24,6	19,2	18,2	13,0	11,9
ΣC ₅ + ΣC ₆ /ΣC ₇ + ΣC ₈	0,4	0,6	0,8	1,1	1,3
Количество конденсата (г на 1 л газа)	—	0,47	0,39	0,18	0,08

изопентаном (2-метилбутаном) в интервале давлений от 2 до 14 МПа (N. Prodany, B. Williams, 1971 г.).

Цикланы во фракции н. к. — 130 °С модельных конденсатов располагаются по содержанию в том же порядке, что и в исходном конденсате (см. табл. 7). Например, для УВ состава C_7 этот порядок выражен следующим образом: МГЦП > Σ 1,2-ДМЦП (цис- и трансизомеры) > Σ 1,3-ДМЦП (цис- и трансизомеры) > 1,1-ДМЦП > ЭЦП. Закономерность того же плана установлена и для цикланов C_6 и C_8 . Содержание цикланов во всех модельных конденсатах меньше по сравнению с исходным продуктом. Общая их концентрация по мере снижения давления закономерно сокращается от 43,1 до 36,4%. Одновременно уменьшается и величина соотношения шести- и пятичленных наftenов, что однозначно говорит о лучшей растворимости в сжатых газах циклопентановых УВ по сравнению с циклотексановыми.

Общее количество аренов, представленных бензолом и толуолом, со снижением давления также уменьшается от 13,4 до 7,3%.

Лучшей растворимостью в газе обладают низкомолекулярные УВ, что нашло отражение в изменении величины отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ во фракции н. к. — 130 °С для всех углеводородных классов, которое при снижении давления систематически возрастает от 0,6 до 1,3.

Опыты также показали, что при снижении давления среди газовых компонентов возрастает доля метана наряду с уменьшением содержания его гомологов. Коэффициент $(C_2H_6 + \text{высш}) / CH_4$ при падении давления уменьшается (табл. 8).

Повышение сухости газов, по-видимому, следует рассматривать как результат уменьшения K_f в интервале 30—10 МПа, т. е. снижения в системе доли жидких УВ. Отношение нормального бутана к его изомеру в исходной системе составляло 2,1, в области 30—17 МПа оно заметно повысилось до 2,3—2,6, а затем при 10 МПа — уменьшилось до 2,2. Эти изменения закономерны и объясняются худшей растворимостью *n*-бутана в жидких УВ, из которых на первых этапах опытов при конденсации уходили в газовую фазу преимущественно УВ *n*- C_4 , а не *i*- C_4 . В целом наиболее контрастно и направленно меняется содержание метана и его гомологов.

При снижении давления опытов в модельных конденсатах по сравнению с исходным преобразуются:

Таблица 8

Характеристика газов, полученных при разном давлении в опытах

Давление, МПа	Объемное содержание, %						CH ₄ Гомологи (C ₂ -C ₄)	C ₂ H ₆ +высш. CH ₄ · 100
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	CO ₂		
Исходный газ								
	76,50	12,87	4,07	0,56	1,20	1,99	2,80	24
Опыты								
30	69,75	12,20	4,98	0,67	1,70	1,73	8,9	28
24	73,80	12,49	4,74	0,61	1,40	1,90	5,0	26
17	73,35	11,82	4,33	0,48	1,23	1,81	6,5	24
10	76,50	12,10	4,06	0,43	0,96	1,93	4,0	23

групповой, фракционный составы, а также соотношения изомеров отдельных классов УВ. В целях сравнительной оценки степени преобразования, а следовательно, и информативности каждого из перечисленных показателей миграции ГКС были взяты фракции C_6 и C_7 и прослежены их вариации при экстремальных значениях давлений — 30 (p_1) и 10 (p_2) МПа. Так называемый градиент вариаций ΔK рассчитывался по разности $\Delta K = K_1(p_1) - K_2(p_2)$. В случаях, когда концентрация или величины углеводородных соотношений при p_1 оказывались большими, чем при p_2 , градиент рассчитывался с положительным знаком. При обратном соотношении ΔK имел знак минус. Однако для поставленной задачи характер знака не играет решающей роли и отражает не столько алгебраическую сущность равенства, сколько разнонаправленность изменения отдельных параметров углеводородного состава конденсатов при снижении давления в системе.

Несложные расчеты показывают, что наиболее контрастно меняются величины соотношений алканы/арены и цикланы/арены (—2,1 и —1,7). Минимальные градиенты получены по соотношениям изомеров парафиновых

Таблица 9

Физико-химические свойства конденсатов и газов ГКС (значения параметров) при разных

Группа конденса- тов	Глубина, м	Пластовые		Плотность конденсата, г/см³	К _ф , см³/м³	Фракция н.	
		давление, МПа	темпера- тура, °С			выход, %	Мас Алка- ны
I	1380—2200	14,8—22,8	42—95	0,717—0,761	48	58,0	46,8
II	2300—2900	24,6—30,2	91—127	0,764—0,824	55	52,6	37,5
III	3000—3700	30,7—37,0	131—142	0,809—0,825	72	52,8	33,7

Месторождения. с конденсатами I группы: Кушевское, Староминское, Ленинградское, Майкопское, Бесскорбненское, Советское; III группы: Кавказское, Южно-Советское.

Западного Предкавказья (приводятся средние арифметические термобарических условий

к.—130 °С		Массовое содержание, % на фракцию н. к.—250 °С			Объемное содержание, %		
Цикланы	Арены	Алканы	Цикланы	Арены	C ₁₁ —C ₁₄	C ₁₅ —C ₁₈ +высш.	CO ₂
48,3	4,9	48,2—68,5	29,1—36,5	2,6—8,1	36—92	7—13	1,0
43,7	18,7	27,0—46,4	22,4—29,1	23,9—38,0	30—83	15—17	2—3
41,3	24,9	21,7—36,0	15,4—20,1	40,0—48,0	76—85	19—29	5—6

Каневское, Челбасское; II группы: Крыловское, Сердюковское, Березанское, Усть-Лабинское, Некрасовское, Юбилейное, Митрофановское, Соколовское.

и нафтеновых УВ (0,5 и 0,2). Преобразования фракционного состава конденсатов занимают промежуточное положение, т. е. в них значения градиентов колеблются в пределах 0,2—0,8. По характеру вариаций углеводородного и фракционного составов максимальная информативность показателей, очевидно, может быть получена при анализе алканов и аренов, минимальная — при учете количественных перераспределений нормальных, разветвленных алканов, циклогексанов и цикlopентанов.

Данные экспериментальных исследований находят подтверждение и в практике разработки газоконденсатных месторождений. Техногенный фактор снижения пластовых давлений в эксплуатируемых залежах приводит со временем к уменьшению плотности конденсатов, снижению в них концентрации аренов и увеличению доли алканов и цикланов [2]. Имеются указания на обогащение газов в процессе разработки месторождений гомологами метана (Н. А. Тривус, Э. С. Садых-Заде, 1963 г.). Такая направленность понятна и однозначно коррелируется с постепенным увеличением в газоконденсатных залежах объема их жидкофазной углеводородной части. В ряде случаев отмечены изменения свойств нефтей в оторочке газоконденсатнонефтяных залежей в процессе их эксплуатации. Например, снижение плотности нефти на 0,003—0,004 г/см³ зафиксировано в нескольких скважинах площади Карадаг. Указанные изменения объясняются примешиванием части вы-

павшего в пласте конденсата к нефти, находящейся в оторочке (А. А. Джавадов, 1972 г.).

Сопоставимость результатов лабораторного моделирования с данными изучения природных изменений состава ГКС определилась на примере нескольких регионов, к числу которых относится Западное Предкавказье. К настоящему времени количество открытых здесь газоконденсатных залежей значительно возросло, и установленные ранее только по Каневско-Березанской зоне критерии миграции (В. А. Чахмахчев, 1965 г.) требуют дополнительного обоснования и уточнения по представительному фактическому материалу. В пределах платформенного склона и смежных впадин региона газоконденсатные залежи в нижнемеловых отложениях приурочены к базальным песчаникам, постепенно сменяющим с юго-востока на северо-запад коллекторы неокома, апта, а затем альба в соответствии с характером развития нижнемеловой трансгрессии моря. Месторождения расположены на обрамлениях Восточно-Кубанской впадины, а также в пределах Ейско-Березанского сводового поднятия. На некоторых площадях впадины газоконденсатные залежи выявлены в отложениях средней и верхней юры. На восточном склоне Адыгейского выступа и в предгорьях Большого Кавказа установлено также небольшое число нефтяных залежей в мезозое (площади Баракаевская, Безводная, Ширванская, Мирная Балка и т. д.).

При региональном рассмотрении физико-химических свойств конденсатов и газов здесь выделяются три их основные группы (табл. 9). Изменение свойств ГКС и смена групп конденсатов обнаруживают закономерную связь с глубиной залегания продуктивных пластов и их термобарическими параметрами. По мере погружения залежей увеличиваются плотность конденсатов, K_d и содержание аренов. При этом заметно уменьшается концентрация алканов и в некоторой части цикланов, а в составе газов увеличиваются доля гомологов метана и содержание углекислого газа.

В целях выявления закономерностей миграции ГКС по более широкому спектру геохимических критериев этих процессов было проведено исследование индивидуального состава фракции н. к. — 130 °С конденсатов и нефтей региона. Всего было изучено 27 проб конденсатов и 7 проб нефтей мезозойских отложений.

Каждой группе конденсатов соответствует определенный состав легких фракций, свидетельствующий о значимых количественных изменениях алканов и аренов. При преобладании в конденсатах цикланов доля их шестичленных соединений колеблется в пределах 27—33, а пятичленных 14—15%. Соотношение указанных изомеров в конденсатах меняется слабо и составляет 2—2,2. В алканах преобладают разветвленные соединения (19—26%), концентрация нормальных парафинов не превышает 21%. Характерной особенностью конденсатов всех групп является постоянство отношения n -алканы/изоалканы (0,7—0,8).

Анализ наиболее информативных показателей миграции ГКС по соответствию экспериментальных и региональных (природных) закономерностей изменения их углеводородного состава позволил установить несколько направленно меняющихся показателей. К их числу были отнесены отношения: Σ аренов (C_6-C_7)/ Σ алканов (C_6-C_7); толуол/бензол; (Σ ксилолов+этилбензол)/бензол и (C_2H_6 +высш)/ CH_4 . На рис. 9 и 10 представлены, в частности, схематические карты, на которых выделено несколько геохимических зон равных значений найденных параметров, закономерно меняющихся по региону с юго-востока на северо-запад.

Как удалось установить, конденсатам групп I и II, распространенным в северной части региона, соответствуют зоны с пониженными величинами всех указанных диагностических соотношений. Для конденсатов груп-

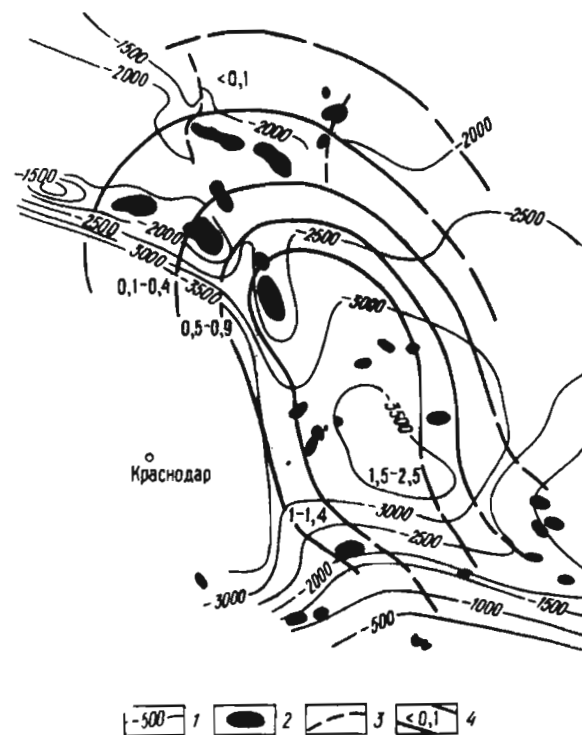


Рис. 9. Схематическая карта количественного распределения алканов и аренов фракции н.к. — 130 °С конденсатов, отобранных из залежей Западного Предкавказья.

1 — изогипсы кровли нижнемеловых отложений, м; 2 — газоконденсатные месторождения; 3 — нарушения; 4 — области равных значений отношения Σ аренов (C_6-C_7)/ Σ алканов (C_6-C_7)

пы III их значения максимальны, а распределение в плане соответствует границам Восточно-Кубанской впадины. Направленные, но менее четкие закономерности выявлены при анализе изменения величины отношения Σ аренов (C_6-C_7)/ Σ цикланов (C_6-C_7), уменьшающейся от центральных зон впадины в сторону воздымания пластов на северо-запад.

Не получено однозначных результатов при изучении региональных вариаций значений таких соотношений, как цикланы/алканы, n -алканы/изоалканы, $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$, что находится в близком соответствии с результатами лабораторного моделирования.

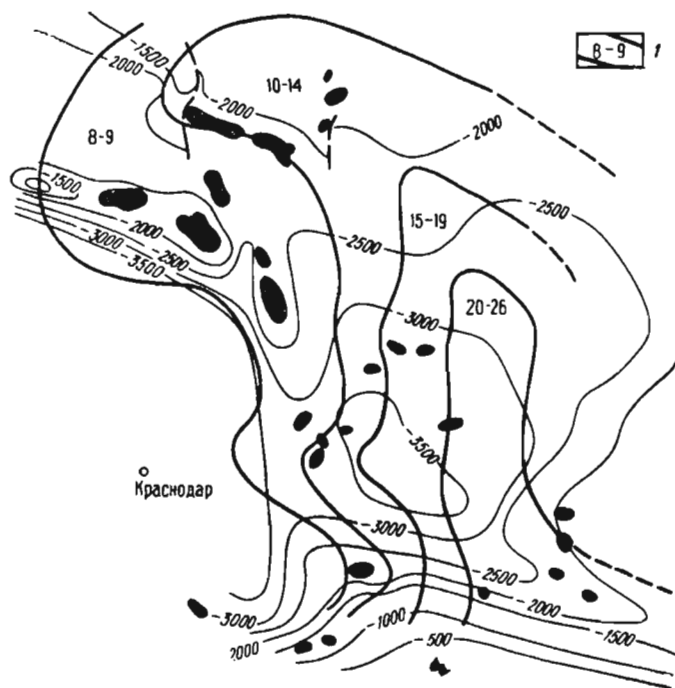


Рис. 10. Схематическая карта изменения соотношения содержания метана и его гомологов в газоконденсатных залежах Западного Предкавказья.

1 — области равных значений отношения $10^2 (C_2H_6 + \text{вышш})/CH_4$.
Остальные усл. обозн. см. на рис. 9

Таким образом, максимальные значения ряда характеристических показателей состава конденсатов группы III вполне четко оконтуривают область центральной части Восточно-Кубанской впадины, откуда, по-видимому, происходила миграция ГКС в сторону аккумулирующих зон, расположенных к северу и северо-западу, т. е. в границах платформенного склона. Расположение областей генерации и направление перемещения ГКС подтверждаются также данными битуминологических исследований. В частности, установлены сравнительно высокие битуминозность и содержание ОВ в отложениях нижней и средней юры, имеющих значительные мощности в Восточно-Кубанской впадине (Т. А. Ботнева, 1972 г.; Д. В. Жабрв, Е. С. Ларская, 1968 г.). Геохи-

мическая зональность изменения ряда параметров (см. рис. 9,10) позволила также уточнить возможные пути латеральной миграции ГКС и связать их образование главным образом с юго-восточной частью Азово-Кубанской впадины, исключив при этом ранее предполагаемую область генерации УВ, т. е. Западно-Кубанскую впадину [25].

В Восточном Предкавказье в границах Прикумско-Сухокумской и Озексуат-Бажиганской зон, как известно, происходит смена фазово-генетических типов залежей, переходящих на погружении продуктивных пластов от нефтяных к газоконденсатным и газовым. На участке газоконденсатных залежей в пластах II, III средней юры с ростом пластовых давления и температуры конденсаты метанового основания (группа I) сменяются конденсатами ароматико-нафтового и ароматического типов (группы II и III) (табл. 10). Обращает на себя внимание тенденция в распределении конденсатов по составу в зависимости от пластовых термобарических условий, близка к углеводородным системам Западного Предкавказья.

При расчетах и геохимических построениях подтвердилась информативность ранее рассмотренных отноше-

Т а б л и ц а 10

Структурно-групповой состав (массовое содержание индивидуальных УВ, %) легких фракций конденсатов Восточного Предкавказья (в скобках средние арифметические значения)

Углево- роды C_6-C_8	Конденсаты		
	метанового основа- ния, группа I	ароматико-нафто- вого основания, группа II	ароматического ос- нования, группа III
Алканы	53,7—76,1 (62,8)	26,3—75,4 (30,8)	24,8—25,6 (25,2)
n-Алка- ны	24,8—48,8 (38,3)	11,4—16,1 (13,7)	9,5—9,9 (9,7)
Изоалка- ны	17,2—33,7 (24,5)	14,9—19,3 (17,1)	14,9—16,1 (15,5)
Цикланы	23,5—45,8 (35,1)	45,5—50,0 (47,7)	33,9—46,2 (40,0)
Цикло- пентаны	9,2—19,9 (13,5)	12,4—14,4 (13,4)	10,2—12,0 (22,2)
Цикло- гексаны	13,1—28,3 (21,7)	33,1—35,6 (34,3)	23,7—34,2 (28,9)
Арены	0,3—11,7 (1,3)	19,1—23,7 (21,4)	29,0—40,5 (34,7)

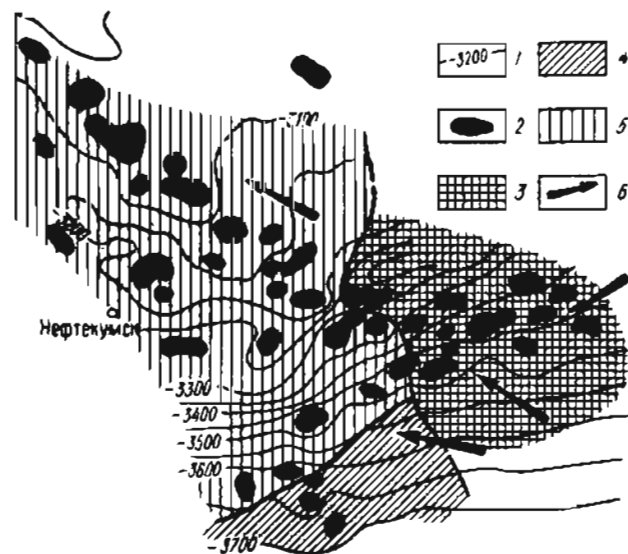


Рис. 11. Схематическая карта изменения соотношения содержания алканов и аренов во фракции н.к. — 130 °С нефтей и конденсатов, отобранных из юрских пластов месторождений платформенной части Восточного Предкавказья.

1 — изогипсы кровли нижнемеловых отложений, м; 2 — нефтяные и газоконденсатнонефтяные месторождения; 3 — области равных значений отношения Σ аренов (C_6-C_7)/ Σ алканов (C_6-C_7): 3 — 4—1, 4 — 1—0,1, 5 — 0,1—0,01; 6 — направление миграции углеводородных систем

ний Σ аренов (C_6-C_7)/ Σ алканов (C_6-C_7), толуол/бензол. На схематической карте распределения первого из указанных параметров (рис. 11) локализуются области распространения конденсатов групп II и III. Поле со значениями отношения менее 1 соответствует нефтям и конденсатам группы I. По отношению толуол/бензол также однозначно определяются границы распространения конденсатов групп II—III сравнительно высокими его величинами (4,8—5,2), тогда как для группы I оно не превышает 3,5. Представляют интерес направленные изменения соотношений изомеров цикланов. В границах распространения конденсатов групп II и III отношение Σ ЦГ/ Σ ЦП возрастает с 1,1—1,6 до 1,7—3 (рис. 12). Показатели распределения изомеров алканов и цикланов, несмотря на меньший размах количественных вариаций, в ряде случаев на природных объектах представляются



Рис. 12. Схематическая карта изменения величины отношения Σ ЦГ/ Σ ЦП в бензинах нефтей и конденсатах юрских пластов месторождений платформенной части Восточного Предкавказья.

Области равных значений отношения Σ ЦГ/ Σ ЦП: 1 — 3—1,7; 2 — 1,6—1,1. Остальные усл. обозн. см. на рис. 11

достаточно информативными (Т. Л. Виноградова, В. А. Чахмахчев, 1975 г.).

Итак, особенности дифференциации состава конденсатов Восточного Предкавказья подтвердили сделанные ранее выводы о размещении областей генерации УВ и зон их накопления. На материале изучения двух углеводородных систем (ГНС и ГКС) путем использования различных геохимических показателей существенно уточнена единая схема миграции УВ и формирования их залежей в границах региона. По результатам предшествующих химико-битуминологических и геохимических исследований толща среднеюрских отложений справедливо рассматривалась как нефтегазопродуцирующая (С. Г. Неручев, 1962 г.; М. С. Бурштар, 1966 г.). Глинистые высокобитуминозные образования этого комплекса особенно широко развиты в наиболее прогнутых восточных, северо-восточных частях Терско-Кумской впадины и Восточно-Маньчского прогиба, где установлены их максимальные мощности. Из этих областей, по нашим данным, углеводородные системы

мигрировали в западном и северо-западном направлениях, т. е. в сторону развитых здесь зон нефтегазоаккумуляции.

Подобная закономерность прослеживается и при анализе состава газовых конденсатов залежей Бухаро-Хивинской области. Здесь при погружении верхнеюрских терригенно-карбонатных отложений с северо-востока на юг и юго-запад конденсаты обогащаются ароматическими УВ параллельно с сокращением в системе доли парафиновых УВ (рис. 13). Высокие значения отношения арены/алканы в конденсатах (2—1) совпадают с границами наиболее погруженной Багдажикской ступени и смежными с ней Заунгузским, Карабекаульским и Бешкентским прогибами, где юрские отложения имеют максимальные мощности. В сторону Чарджоуской и Бухарской ступеней (т. е. на север и северо-восток) этот показатель уменьшается до 0,4—

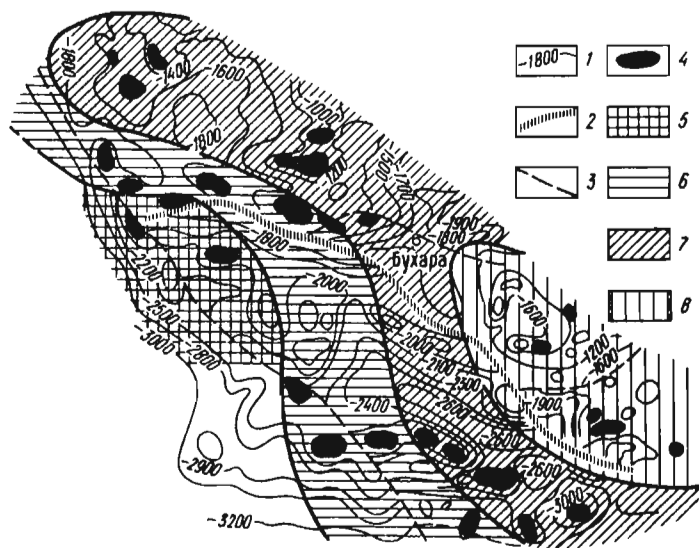


Рис. 13. Схематическая карта изменения величины отношения арены/алканы фракции н.к. — 200 °С конденсатов пластов XV—XVa верхней юры Бухаро-Хивинской области (составлена по аналитическим данным С. Р. Сергиенко, В. С. Толстенева, С. Ф. Монсейкова и др.).

1 — изогипсы кровли пласта XV, м; 2 — разлом в фундаменте; 3 — нарушения в осадочном чехле; 4 — газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения; области равных значений отношения арены/алканы: 5 — >2, 6 — 1,9—1, 7 — 0,9—0,5, 8 — 0,4—0,1

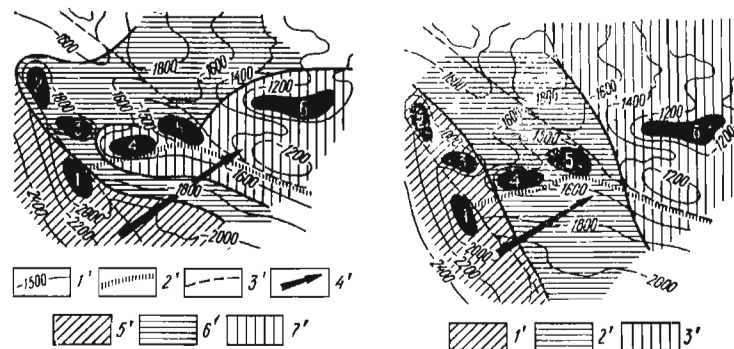


Рис. 14. Схематическая карта изменения величины отношения ΣЦГ/ΣЦП в бензиновой фракции конденсатов залежей Газлинской и Кабаклы-Дарганатинской группы поднятий.

1' — изогипсы кровли верхнеюрских отложений, м; 2' — разломы в фундаменте; 3' — нарушения в осадочном чехле; 4' — направления миграции углеводородных систем; области равных значений отношения ΣЦГ/ΣЦП: 5' — 6—5, 6' — 4—3, 7' — 3—2.

Месторождения: 1 — Кабаклы; 2 — Гугуртли; 3 — Даяхгын; 4 — Кульбешак; 5 — Учкыры; 6 — Газли

Рис. 15. Схематическая карта изменения величины отношения н-алканы/изоалканы в бензиновой фракции конденсатов залежей Газлинской и Кабаклы-Дарганатинской группы поднятий.

Области равных значений отношения н-алканы/изоалканы: 1' — 1,1—1; 2' — 0,9—0,8; 3' — 0,7—0,6.

Остальные усл. обозн. см. на рис. 14

0,1. Полученные данные увязываются с другими геологическими и гидрогеологическими материалами, свидетельствующими о формировании здесь газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в результате миграции углеводородных систем с юга и юго-запада, т. е. из прогибов в сторону Каганской, Мубарекской и других зон нефтегазоаккумуляции приподнятых тектонических ступеней.

В качестве примера, подтверждающего эти представления, рассмотрим месторождения Газлинской и Кабаклы-Дарганатинской группы поднятий (рис. 14, 15). Как видно, региональная направленность изменения соотношения алканов и аренов совпадает с закономерным уменьшением в конденсатах верхней юры и неоконма величины отношений ΣЦГ/ΣЦП и н-алканы/изоалканы. Дифференциация конденсатов по данным признакам происходит по мере уменьшения пластовых давлений и температуры в северо-восточном направлении.

Т а б л и ц а 11

Физико-химические свойства конденсатов
по разрезу многопластовых месторождений

Продуктивный пласт (горизонт), возраст	Средняя глубина, м	Начальное пластовое давление, МПа	К _ф , см ³ /м ³	Плотность конденсата, г/см ³	Массовое содержание, % на фракцию н. к.—200 °С		
					Арены	Цик- ланы	Алка- ны
Западное Предкавказье							
Майкопское							
I, альб	2290	26,6	35	0,795	26,7	25,5	47,8
II, апт	2380	28,0	42	0,808	33,6	26,7	39,7
III, баррем	2550	30,2	51	0,818	39,7	26,2	34,1
Южно-Советское							
II, апт	2950	30,5	He опр.	0,788	28,0	30,0	42,0
III, апт	3050	31,0	То же	0,795	36,0	30,0	34,0
II, келловей	3200	34,0	»	0,804	45,0	32,9	22,0
Бухаро-Хивинская область							
Газли							
X, сеноман	1000	8,0	2—3	0,720	9,0	66,0	25,0
XI, альб	1100	11,0	5—8	0,776	15,0	45,0	40,0
XII, апт	1250	12,0	20—22	0,780	28,0	37,0	35,0
XIII, неоком	1400	13,5	28—32	0,790	34,0	21,0	45,0
Учкуйр							
XII, апт	1280	13,2	He опр.	0,725	9,0	23,0	63,0
XIV, верх- няя юра	1750	18,0	То же	0,780	26,0	24,0	50,0
XV, верх- няя юра	1850	19,5	»	0,810	32,3	21,2	41,0
Гугуртли							
Апт	1730	17,2	5	He опр.	21,0	40,0	39,0
Неоком	1815	18,1	8	То же	27,0	37,0	36,0
XIV, верх- няя юра	1880	18,9	12	»	34,0	34,0	32,0
XV, верх- няя юра	1950	19,6	20	»	36,0	36,0	28,0

Продолжение табл. 11

Продуктивный пласт (горизонт), возраст	Средняя глубина, м	Начальное пластовое давление, МПа	К _ф , см ³ /м ³	Плотность конденсата, г/см ³	Массовое содержание, % на фракцию н. к. — 200 °С		
					Арены	Цикланы	Алканы
Ачак							
II, апт	1550	16,2	14	0,743	5,0	23,9	67,0
IV, неоком	1760	18,2	29	0,771	14,0	36,0	50,0
V, неоком	1920	20,2	35	0,773	21,0	36,0	43,0
X, верхняя юра	2120	23,4	43	0,828	29,0	42,0	29,0
Шуртепе							
XII, альб	1250	13,0	49	0,713	9,1	14,9	76,0
XIII-а, неоком	1403	13,9	Не опр.	0,725	9,8	16,6	73,6
XIII-б, неоком	1520	14,9	43	0,727	15,5	15,4	69,7
XIII-д, неоком	1630	15,7	52	0,763	17,0	21,9	61,1
Явгиказган							
XIV, верхняя юра	1510	15,2	14	Не опр.	27,0	28,0	45,0
XV, верхняя юра	1670	16,9	36	То же	40,5	10,6	42,9
Каракумский свод							
Шинх							
IV, верхний апт	905	8,9	6	0,734	4,6	42,5	52,9
IV-а, верхний апт	950	9,4	12	0,745	7,0	46,0	47,0
V, верхний апт	990	10,0	18	0,747	8,0	44,4	47,6
VI, нижний апт	1020	10,5	31	0,781	12,6	40,8	46,6
Такыр							
II, средний альб	830	8,1	Не опр.	0,739	4,9	45,8	49,3
V, верхний апт	1010	9,8	То же	0,752	7,8	43,6	48,6

Продолжение табл. 11

Продуктивный пласт (горизонт), возраст	Средняя глубина, м	Начальное пластовое давление, МПа	К _ф , см ³ /м ³	Плотность конденсата, г/см ³	Массовое содержание, % на фракцию н. к.—200 °С		
					Арены	Цикланы	Алканы

Шахпакты

I, верхняя юра	1615	16,1	5—8	0,756	2,0	10,8	87,2
III, верхняя юра	1780	18,2	10—20	0,776	7,7	26,8	65,5

Сакарчага

VI, апт	1180	11,5	15	0,747	6,6	35,0	58,4
IX, неоком	1480	15,1	26	0,774	23,7	30,3	46,0

Мангышлак—Устюрт

Тенге

I, верхняя юра	1850	Не опр.	Не опр.	0,746	6,9	25,1	68,0
X, средняя юра	2140	То же	То же	0,767	15,0	29,0	56,0

Тасбулат

I, верхняя юра	1880	Не опр.	Не опр.	0,745	12,3	21,3	66,7
XI, средняя юра	2540	То же	То же	0,770	17,9	23,7	58,4

Апшерон

Карадаг

VII, ПТ	3400	39,0	Не опр.	0,770	10,4	37,6	52,0
VIII, ПТ	Не опр.	41,0	»	0,766	10,4	22,0	67,7
ПК	4750	48,0	»	0,801	25,3	23,6	50,7
Миоцен	Не опр.	Не опр.	»	0,800	23,0	31,0	45,0

Продолжение табл. 11

Продуктивный пласт (горизонт), возраст	Средняя глубина, м	Начальное пластовое давление, МПа	К _ф , см ³ /м ³	Плотность конденсата, г/см ³	Массовое содержание, % на фракцию н. к.—200 °С		
					Арены	Цикланы	Алканы

Украина

Талалаевское

B-1, карбон	3514	38,4	1050	0,781	19,5	41,8	38,7
B-4, карбон	3756	40,5	1360	0,795	22,6	43,2	34,2

Перецепинское

Средний карбон	1900	Не опр.	Не опр.	Не опр.	13,0	29,0	58,0
Нижний карбон	2200	То же	То же	То же	29,0	33,0	38,0

Физико-химические законы, определяющие фазовое состояние ГКС, универсальны и в равной мере проявляются не только при латеральной, но и при вертикальной миграции в недрах. Данные табл. 11 показывают, что вертикальные межпластовые перетоки достаточно уверенно прослеживаются по снижению значений K_f , плотности конденсатов, увеличению в них концентрации алканов и сокращению доли аренов. Более того, они хорошо определяются и по ряду дополнительных геохимических показателей, установленных при изучении индивидуального углеводородного состава фракции $C_5—C_8$ конденсатов (табл. 12). Как можно видеть, соотношение изомеров и сравнительная их информативность выдерживаются при оценке любых форм миграции (латеральной или вертикальной) и находятся в соответствии с данными лабораторного моделирования. В частности, как и в экспериментах, показатель ШЦГ/ШЦП в цикланах оказался на месторождениях более контрастным, чем соотношение нормальных и разветвленных алканов. Сущность этих различий еще до конца не выяснена, равно как и не определены термобарические и геохимические условия ретроградной конденсации в недрах, при которых начинаются процессы количественного перераспределения изомеров алканов и цикланов в ГКС в ходе их миграции. Здесь следует лишь отметить, что

Таблица 12

Углеводородные показатели фракции н.к.—130°C
конденсатов отложений ряда месторождений СССР

Месторождение	Средняя глубина, м	Фракция н. к.—130°C			
		Арены Алканы	Толуол Бензол	ЩЦГ/ЩЦП	н-Алканы Изоалканы
Майкопское	2290	0,7	2,0	1,8	0,8
	2330	0,9	2,3	1,9	0,7
	2550	1,2	2,4	2,0	0,8
Южно-Советское	2950	0,3	0,9	1,4	0,8
	3050	0,4	1,1	1,5	0,8
	3200	1,0	3,1	2,2	0,9
Гугуртли	1815	0,4	1,6	3,4	0,8
	1900	1,2	2,2	4,0	0,9
Ачак	1760	0,2	Не опр.	3,7	0,9
	1920	0,5	То же	5,0	1,0
Талалаевское	3515	0,07	»	2,1	1,2
	3770	0,10	»	2,5	1,2
Ислим	1047	0,5	»	3,8	0,6
	2320	0,7	»	6,4	0,9
Южное Тан-дырлы	1820	0,03	»	2,0	0,9
	1900	0,05	»	3,8	1,1

эти процессы в природных условиях далеко не всегда следуют за преобразованиями общего группового состава конденсатов, надежно и повсеместно отражающими перемещение ГКС в недрах.

Глава IV

АДСОРБЦИОННО-ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ И ДИФфуЗИОННЫЕ ЯВЛЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Миграция УВ в недрах представляет собой сложное сочетание механических (филтрация) и молекулярных (диффузия) форм массопереноса. Обе эти формы движения протекают в крайне неоднородной литологической среде и, естественно, сопровождаются явлениями разделения сложных углеводородных систем по ходу их перемещения. Эти процессы порождают хроматографические эффекты адсорбционной и диффузионной приро-

ды. Изучение особенностей разделения систем в недрах может дать дополнительную геохимическую информацию об условиях миграции нефти и газа.

Как известно, адсорбция — это физическое явление, приводящее к дифференциации состава флюидов главным образом за счет потери ряда компонентов перемещающихся жидких или газообразных веществ. Адсорбция возникает вследствие действия молекулярных (ван-дер-ваальсовых) сил присоединения частиц жидкости или газа к поверхностям межфазовых разделов (твердое тело — жидкость — газ). Эти явления физической сорбции в отличие от хемосорбции являются наиболее типичными при движении углеводородных систем в недрах. Процессы сорбции моно- или полимолекулярных слоев на поверхности частиц не бесконечны, а протекают до установления определенного равновесия между концентрацией сорбирующегося вещества в молекулярном слое и объемом сорбируемого флюида над ним. В этих случаях наступает адсорбционное насыщение поверхности частиц, или равновесие, при котором прекращается дифференциация состава фильтрующихся соединений. Это явление, подчиняющееся закону Больцмана, достаточно подробно описано в специальной и учебной литературе, и нет необходимости на нем останавливаться. Следует лишь указать, что концентрация вещества в поверхностном слое зависит от его количества в общем объеме, от соотношения энергий сорбционного удерживания молекулы и ее теплового движения, а также от температуры и давления в системе. С возрастанием температуры адсорбционные процессы ослабевают, а повышенное давление в определенных интервалах значений, наоборот, усиливает это явление. В конкретных физико-химических условиях сорбционное равновесие всегда динамично, т. е. при количественном постоянстве молекул последние в условиях движения системы непрерывно меняются на поверхности сорбента.

Диффузия, т. е. молекулярное движение в определенной среде газообразных или жидких веществ, возникает при существовании градиентов различных параметров — концентрации веществ, температуры, давления, электромагнитного поля и т. д. Молекулярная диффузия (количество переносимого вещества), описанная первым и вторым законами Фика, прямо пропорциональна величине градиента концентрации и коэффици-

енту диффузии жидких или газообразных соединений и существенно зависит от их молекулярной массы.

Необходимо отметить, что процессы фильтрации и диффузии в недрах не исключают, а скорее дополняют друг друга. Для углеводородных систем логичнее предположить более продолжительный и распространенный характер диффузионных переносов, тогда как механизм фильтрации действует в сравнительно узких рамках геологического времени. Другими словами, фильтрация УВ практически всегда сопровождается их диффузией, которая вследствие своей молекулярной специфики может действовать до начала и после затухания фильтрации.

В литературе известно значительное число обобщающих работ по экспериментальным и региональным исследованиям, связывающим дифференциацию состава углеводородных систем с процессом их массопереноса. Однако еще в недостаточной степени учитывается геохимическая информативность проявлений того или иного процесса в зависимости от формы миграции (латеральная или вертикальная), литолого-физической характеристики вмещающих пород и т. д.

§ 1. ЭФФЕКТЫ СОРБЦИОННОГО РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ПО ДАННЫМ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Явления адсорбционно-хроматографического разделения нефтей известны с давних времен. Еще в 1911 г. (D. Gilpin, O. Bransky) было отмечено, что при фильтрации тяжелых нефтей через фуллерову землю легкие масла перемещались на относительно большие расстояния, чем их тяжелые фракции. Эффект адсорбционно-хроматографического воздействия пород на нефть весьма часто используется геологами при объяснении различных форм миграции УВ. Так, например, Н. А. Еременко (1941 г.) установил зависимость положительного градиента изменения плотности нефтей с глубиной по многим месторождениям Апшерона от вертикального перемещения УВ при формировании залежей. Дж. Ходсон и Б. Бейкер (J. Hodson, B. Baker, 1959 г.) обнаружили, что направленное уменьшение в нефтях провинции Альберта (Канада) содержания асфальтенов, смолистых и сернистых соединений, ванадия и никеля вызвано хроматографическим эффектом при латеральном перемещении нефти через карбонатные породы рифогенных обра-

зований девона. К аналогичным выводам о закономерных связях преобразования нефтей с их миграцией пришли А. Ван Эггелпул (A. Van Eggelpoel, 1960 г.) при изучении ряда месторождений Франции, С. Г. Неручев (1962 г.) при анализе состава углеводородных систем по разрезу месторождений Восточного Предкавказья и т. д.

Р. Рикер (R. Riecker, 1962 г.), изучая гетеросоединения в нефтях провинции Альберта, установил, что основными причинами, определяющими их содержание в нефтях, являются масштабы миграции углеводородных систем. У. Коломбо и Ж. Сирони (J. Golombo, G. Sironi, 1961 г.) отмечают обогащение нефтей в верхних частях продуктивного разреза ряда месторождений Италии парафиновыми УВ как результат селективной фильтрации нафтеновой нефти через глины «олигострома». По мнению многих исследователей, процессы миграции УВ через породы различного литологического облика также привели к направленным изменениям углеводородного, компонентного и микроэлементного состава нефтей ряда месторождений США, Канады, Чили и ФРГ (P. Nutting, 1934 г.; R. Erickson, 1954 г.; Z. Bonham, 1956 г.; H. Danning, G. Moor, 1957 г.; B. Didyk, G. Ober 1973 г.; H. Wehner, 1973 г.). Был определен так называемый фильтрационный тип нефтей на дальних путях миграции по уменьшению их плотности, смолистости, содержанию парафинов, ванадия, никеля и железа, а также по возрастанию концентрации низкомолекулярных УВ.

Данные изучения природных объектов в значительной мере подтверждаются результатами лабораторного моделирования процессов миграции нефти через породы различного вещественного состава. Результаты экспериментов в целом показали, что на фильтрацию, и особенно разделение нефтей, оказывают влияние минеральный состав пород, их влажность, удельная поверхность частиц, а также температура, давление опытов и объемы фильтрующихся жидкостей.

Как установлено, на воздушно-сухих природных песках и глинах хорошо сорбируются высокомолекулярные нефтяные и жирные кислоты, асфальтены и смолы, являющиеся полярными и поверхностно-активными соединениями (М. И. Гербер, 1957 г.; Г. А. Бабалян, 1961 г.). При этом было показано, в частности, что асфальтены из нефти сорбируются на породе более интенсивно, чем смолы. Присутствие асфальтенов как бы по-

давляет сорбцию смол, хотя предельная величина сорбции последних (33—55 мг/г) заметно выше, чем у асфальтенов (15—25 мг/г). Это явление объясняется разными размерами их молекул. Смолы благодаря малым размерам своих молекул способны проникать в более тонкие поры и каналы пород, нежели молекулы асфальтенов (эффект молекулярных сит).

Однако, как установлено рядом исследователей, высокая поверхностная активность асфальтенов, блокирующих в первую очередь сорбционные центры, устраняет в действительности эти различия. Кроме того, экспериментально показано, что присутствие смол на поверхности частиц способствует усиленной сорбции твердых парафинов при движении нефтей в пористой среде (И. С. Старобинец, 1966 г.). Влажность породы существенно снижает ее адсорбционные свойства. Например, при наличии в пористой среде остаточной воды в количестве 14—15% концентрация сорбируемых асфальтенов уменьшается на 30—33% (М. И. Гербер, 1957 г.). Согласно П. С. Маковецкому (1966 г.), фильтрация нефтей через образцы природных глин и глинистых алевролитов карбона и девона Днепровско-Донецкой впадины сопровождалась активным захватом породами до 75% смол и 86% асфальтенов от общего их количества в нефтях. Последние практически полностью теряли в результате этих процессов порфириновые комплексы.

В другой серии экспериментов по фильтрации нефтей через глины фракционирование по углеводородному составу выражалось в заметном увеличении по сравнению с исходной нефтью отношений парафиново-нафтенных УВ к ароматическим, а также суммы углеводородных фракций к смолам. В нефтях, сорбированных породой, как установлено, сосредотачиваются в большей мере ароматические УВ и смолы (Н. А. Еременко, А. Г. Милешина, 1961 г.; А. Г. Милешина, Г. И. Сафонова, 1963 г.; R. Thomson, 1961 г.).

Минеральный состав пород, помимо их гранулометрии, оказывает сильное воздействие на интенсивности сорбционных процессов.

Лучшими сорбентами из породообразующих минералов являются монтмориллонит, гидрослюда, более слабыми — каолинит, известняк, песок. Повышение сорбционной способности в ряду глинистых минералов сопровождается уменьшением в фильтрах числа атомов С в

кольцах и процента колец в молекулах ароматико-нафтенных УВ при возрастании числа атомов С в алкильных цепях. В целом адсорбируемость УВ с одинаковым числом атомов С снижается в ряду ароматические — нафтенные — парафиновые УВ (А. Г. Милешина, Г. И. Сафонова, 1965 г.).

Интересные данные приводит Я. С. Эвентов (1971 г.), указывая на возможность фильтрации нефти (без каких-либо признаков ее разделения) через каменную соль, имеющую пористость от 0,5 до 2% и проницаемость $(2-4) \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$.

В ходе изучения воздействия фильтрационных сред на состав *n*-алканов масляных фракций нефтей установлена большая подвижность сравнительно низкомолекулярных соединений состава $C_{12}-C_{20}$ с нечетным числом атомов С в молекуле (Г. И. Сафонова, Л. М. Булева, Т. И. Рябова, 1972 г.). Указанная особенность свойств нечетных *n*-алканов в связи с сорбционными явлениями в породах весьма необычна и пока не находит должного объяснения. В этих же углеводородных фракциях Г. П. Курбский (1966 г.) и В. А. Азимов (1970 г.) отмечают сравнительно высокую информативность аренов, в которых по направлению вертикальной миграции нефти происходит уменьшение величин отношений аяраненов к нафталинам, би- и трициклических ароматических УВ к моноциклическим и т. д.

Хроматографическими эффектами характеризуются также процессы фильтрации как газов, так и газовых растворов при высоком давлении. Например, разделение газовых смесей (C_1-C_5) наблюдал И. С. Старобинец [25], установивший более четкую дифференциацию при прохождении их через природные алевроито-глинистые породы в хроматографических колонках по сравнению с карбонатами и песчаниками, в которых эффект разделения полностью отсутствовал. Аналогичное разделение метана и пропана ранее было проведено У. Ропером и др. (W. Roper, T. Doscher, R. Kobayashi, 1958 г.) при моделировании движения смеси газов в разных пористых средах.

Фильтрация газовых растворов, содержащих бинарные, тройные и малокомпонентные смеси УВ различных классов, показала, что присутствие высокомолекулярных УВ снижает сорбцию более легких компонентов. Из соединений одного гомологического ряда первыми в

выходящем растворе определялись легкие УВ, а затем высокомолекулярные УВ. В зависимости от вещественного состава модельной породы адсорбционное равновесие наступает при прохождении смеси в количестве одного-двух (в песчаниках) и двух-четырех (в глинах) поровых объемов. В этих случаях состав пропускаемого фильтрата максимально приближен к составу исходной смеси (Т. П. Сафронова, Т. П. Жузе, 1969 г.).

При общей оценке результатов экспериментальных работ возникает естественный вопрос об адекватности лабораторных хроматографических эффектов существующим закономерностям изменения состава нефтей в природных резервуарах. Изучение движения нефти в кварцевых песках выявило в ходе этого процесса некоторые потери полярных компонентов нефтью и постепенное затухание ее фильтрации. Это явление ранее наблюдалось П. А. Ребиндером, М. М. Кусаковым и К. Е. Зинченко (1940 г.), объяснившими уменьшение скорости фильтрации нефти образованием на поверхности стенок пор коллоидизированных слоев значительной толщины. При этом скорость фильтрации при постоянном градиенте давления, затухая, асимптотически приближается к некоторой постоянной величине. Возрастание температуры замедляет этот процесс. В более поздних публикациях отмечалось, что при фильтрации нефти в пористых песках и песчаниках сорбция асфальтенов на поверхности минеральных зерен не оказывает существенного влияния на нефтепроницаемость коллектора. Из-за малой толщины пленки асфальтенов происходит только лишь некоторое снижение величины данного параметра в породах (Г. А. Бабалян, И. Л. Мархасин, Г. В. Рудаков, 1961 г.). Из этого следует, что адсорбция гетерокомпонентов не прекращает массоперенос нефти в коллекторах. Однако характер дифференциации этих компонентов и тяжелых фракций нефтей при их незатухающем движении в пористой среде представляется не до конца ясным.

С целью изучения этих вопросов нами была поставлена серия экспериментальных работ (моделирующих, на наш взгляд, процессы латеральной миграции флюидов) по фильтрации тяжелых фракций нефти и смеси углеводородных соединений в пористой среде. Установка состояла из металлической трубки длиной около 2 м при диаметре 4,5 см. В качестве движущего агента использовался сжатый азот, который через промежуточный со-

суд (автоклав) пропускал и перемещал УВ по трубке, куда загружался адсорбент.

В первой серии опытов использовалась отбензиненная нефть типа газойля, предварительно насыщенная метаном. Фильтрация проводилась при 40 °С. Пористая среда, заполнявшая модель, состояла из песка (70%) и монтмориллонитовой глины (30%) с увлажнением всей модельной породы до 1% (по массе). Нефть насыщалась метаном при 5 МПа в автоклаве, затем давление поднималось до 10 МПа, и при этих условиях смесь подавалась в модель пласта, заполненную предварительно той же откакумированной нефтью. Фильтрация проводилась со скоростью 0,15 см/мин при постоянном перепаде давления [27].

В ходе нескольких экспериментов было неоднократно отмечено изменение коэффициента светопоглощения отбираемой из модели пласта жидкости по отношению к поступающей в трубку нефти. Сначала жидкость становилась светлее исходной нефти, а затем после прокачки четырех поровых объемов значительно ее темнее. Так как коэффициент светопоглощения пропорционален содержанию в нефти смол и асфальтенов, то его изменение при фильтрации соответствовало в первых поровых объемах адсорбции гетероатомных компонентов на породе ($-0,1 \div -0,3$), а затем их последующей десорбции ($+0,1 \div +0,5$), максимум которой совпал с закачкой пятого порового объема нефти.

Следующая серия экспериментов проводилась на модельной бинарной смеси *n*-гептан — гексадекан (*n*-C₇ и *n*-C₁₆) с целью изучения влияния скорости фильтрации, вещественного состава и влажности пористой среды на свойства фильтрующейся жидкости, которые на выходе из модели определялись по показателю преломления. Скорость фильтрации при 20 °С поддерживалась на уровне 0,15 см/мин. Данные моделирования показали, что состав выходящей смеси значительно меняется в начале эксперимента в первых поровых объемах. Далее эти изменения происходят с меньшей интенсивностью (рис. 16, кривая а). Незатухающие колебания концентрации гексадекана проявлялись даже после прокачки 10 и более поровых объемов смеси при скорости фильтрации 0,15 см/мин (рис. 16, кривая з). При предварительном насыщении пористой среды водой (1—2%) колебания состава смеси резко уменьшались в конце прокачки одного порового объема (рис. 16, кривая б). Уве-

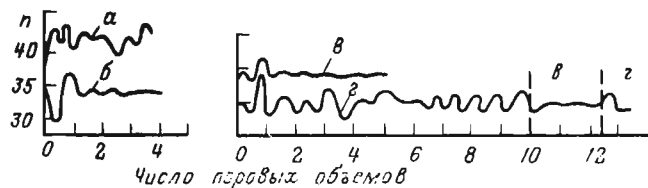


Рис. 16. Изменение состава фильтратов смеси *n*-гептан—гексадекан (по показателю преломления *n*).

Кварцевый песок, скорость фильтрации 0,15 см/мин: *a* — сухой, *b* — увлажненный (до 1% по массе); кварцевый песок (70%) и монтмориллонит (30%), порода воздушно-сухая, скорость фильтрации (см/мин): *a* — 1,5, *z* — 0,15

личение скорости фильтрации до 1,5 см/мин приводило к значительному уменьшению колебаний в содержании гексадекана, которые после прокачки первых объемов практически исчезли (рис. 16, кривая *в*).

Таким образом, результаты экспериментов приводят к следующим заключениям.

1. Фильтрация многокомпонентных и бинарных углеводородных смесей в достаточно пористой и проницаемой среде не приводит к устойчивому и направленному хроматографическому разделению жидкости по длине сорбента. Наоборот, изменения состава фильтрующихся жидкостей носят дискретный, амплитудный характер.

2. Указанные особенности эффектов разделения обусловлены динамикой процессов адсорбции и десорбции, т. е. динамическим равновесием между концентрациями сорбирующегося вещества на поверхности твердой фазы и в объеме жидкости (нефти). Между поверхностным адсорбционным слоем и обтекающей его жидкостью происходит непрерывный молекулярный обмен. Насыщаясь в избытке одним компонентом, слой начинает десорбировать его молекулы, сорбируя при этом молекулы второго компонента, и т. д. В пористой среде адсорбционные равновесия наступают сравнительно быстро, что приводит к последующему срыву слоев и изменению состава фильтратов.

3. При относительно высоких скоростях фильтрации не происходит достаточно полного обмена между компонентами жидкой и твердой фаз, вследствие чего состав фильтрующейся жидкости быстро выравнивается. В частности, флуктуация скорости потока может привести к срыву части адсорбционной пленки с дальнейшим перераспределением сорбата на фазе и изменением состава фильтрующейся жидкости. Такой непрерывно-

прерывистый процесс разрушения структурируемых (адсорбционных) слоев может вызвать неравномерное распределение концентрации сорбируемых компонентов в нефти по направлению ее миграции с сохранением этих особенностей на всем протяжении пласта-коллектора.

4. В опытах с увлажненными породами сравнительно быстрое выравнивание состава фильтрующейся жидкости объясняется влиянием пленочной воды, блокирующей активные центры минеральных зерен и уменьшающей интенсивность сорбции отдельных углеводородных и гетероатомных компонентов.

В результате проведенных экспериментальных исследований возник ряд новых вопросов, для решения которых стала целесообразной постановка опытов с более широким изучением физико-химических свойств нефтей, фильтрующихся в модельных образцах разного вещественного состава, с различными степенью их увлажнения и емкостными характеристиками.

Наряду с изучением компонентного и углеводородного состава фильтратов особое внимание в новой серии экспериментов было уделено распределению микроэлементов, входящих в углеводородные фракции и гетероатомные комплексы нефтей. Как представляется, задача использования микроэлементов при геохимических реконструкциях условий миграции нефти может решаться двояко — путем непосредственного изучения их распределения в углеводородных фракциях, гетероатомных соединениях и в процессе лабораторного моделирования фильтрации в различных пористых средах.

Сведения об особенностях распределения микроэлементов в нефтях в литературе имеются и, в частности, свидетельствуют о том, что такие биофильные элементы, как V и Ni, концентрируются главным образом в тяжелых УВ и гетероатомных компонентах, тогда как Cu, Zn и Pb — в сравнительно легких нефтяных фракциях (Л. А. Гуляева, 1945 г.; С. М. Катченков, 1959 г., С. А. Пуанова, 1974 г.). В развитие уже имеющихся представлений нами проведено изучение микроэлементов узкофракционированных нефтей юго-западной Туркмении методом нейтронно-активационного анализа. В каждой из фракций определялась концентрация комплекса микроэлементов — J, Cl, Br, Rb, Cr, Mn, Fe, Co, Hg, Sb и Sc (В. А. Чахмахчев, Э. В. Курганская, С. А. Пуанова, 1981 г.). Изучение содержания микро-

Условия опытов и коллекторские свойства

Параметры фильтрации	П	ПГ
Объем смеси V_n , см ³	790	775
Высота столба нефти, см	92	91
Эффективная пористость, %	38,0	37,0
Проницаемость, 10^{-12} м ²	33,8	2,5
Влажность, %		Воздушно-су-
Начальный объем нефти V_n , см ³	700	600
Температура, °С	22	21,5
Время просачивания нефти через колонку до 1-го фильтра, мин	56	400
Давление, МПа	0,021	0,040
Объем нефти, профильтровавшейся через смесь V_f , см ³	620	419
Объем сорбированной нефти $V_c = V_n - V_f$, см ³	80	181
Количество нефти, оставшейся в колонке V_c/V_n , %	11,4	30,0
Сорбционная способность смеси V_c/V_n , %	10,1	23,4

Примечания. 1. П—чистый кварцевый песок, ПГ—смесь песка с тремя — смеси песка с известняком (75:25), ПГС_{1,2,3}—смеси ПИ₁, ПГС_{1,3}) и 57 (ПИ₂, ПГС₂).

элементов в отдельных температурных фракциях нефтей позволило прийти к следующим выводам.

1. Большинство изученных микроэлементов обнаруживается в разных количествах практически во всех фракциях. Следовательно, можно предполагать существование широкого спектра металлорганических соединений, различающихся по молекулярной массе.

2. Выявлена общая тенденция повышения концентрации микроэлементов по мере возрастания температуры кипения нефтяных фракций.

3. Тип нефти оказывает влияние на концентрацию микроэлементов в одинаковых температурных фракциях. В частности, повышенные концентрации Fe, Co, Mn, Rb характерны для фракций тяжелых нафтенных нефтей, а Hg, Sb, Sc — наоборот, для сравнительно легких метановых нефтей.

4. Независимо от типа нефти выделены микроэлементы, для которых отмечена четкая приуроченность, с одной стороны, к легким фракциям (Sb, Cl, Rb), а с другой, — к тяжелым (Co, Cr, Ni).

Таблица 13

литологических смесей

ПИ ₁	ПИ ₂	ПГС ₁	ПГС ₂	ПГС ₃
786	721	984	718	720
92	80	78	79	98
33,0	27,7	34,0	37,6	18,2
0,3	Не опр.	0,9	Не опр.	1,4
хле смеси				13
600	700	600	900	800
21,5	50	22	30	23
800	4110	380	470	215
0,156	0,37	0,065	0,13	0,213
394	500	368	663	744
206	200	232	232	56
34,3	28,6	38,7	25,8	7,0
26,2	27,7	23,6	32,3	7,7

глинами—аскангелем, каолинитом, гидрослюдой (в соотношении 85:15), ПИ_{1,2}—песка с гидрослюдой (35:15). 2. Исходная нефть из скв. 345 (смеси П, ПГ,

И. С. Старобинец и Э. В. Курганская (1979 г.), проведя анализ концентрационного распределения ряда микроэлементов в нефтях и конденсатах Амударьинской впадины, обнаружили, в частности, преимущественное накопление в конденсатах J, K, Zn, Fe, в отличие от Br, Na, Ni, V, относительное количество которых в нефтях постоянно высокое.

Найденные связи определяемых микроэлементов с легкими и тяжелыми фракциями имеют большое значение при оценке условий миграции нефтей по комплексу геохимических признаков. Например, V, Ni, Co, Cr и другие элементы, находящиеся в высококипящих углеводородных фракциях и смолисто-асфальтеновых компонентах, активнее сорбируются породами. Поэтому содержание их в нефтях при миграции будет уменьшаться, тогда как количество элементов, сопряженных с легкокипящими фракциями (J, K, Zn, Cu, Sb, Cl, Hg, Rb), должно закономерно увеличиваться. Эффект остаточного накопления микроэлементов легких фракций обычно хорошо регистрируется по направленному изменению

Свойства и состав нефти при фильтрации

Смесь	Номер фильтрата	$\frac{V_{\text{ф}}}{V_{\text{п.п}}}$	Оптичес- кая плот- ность**	Плотность, г/см ³	Содержание, %		
					смоли- стые веще- ства	арома- тиче- ских УВ (А)	насы- щен- ных УВ (Н)
Исходная нефть (скв. 345)			0,200	0,866	12,8	29,9	57,4
П	1	0,08	0,177	0,856	13,7	28,5	57,8
	12	1,9	0,214	0,866	13,0	29,0	57,0
ПИ ₁	1	0,03	0,062	0,861	11,3	25,00	63,6
	6	0,4	0,164	0,866	14,1	28,7	57,2
ПГ	10	1,1	0,187	0,866	13,0	30,1	56,0
	1	0,03	0,039	0,849	5,9	30,5	63,6
	6	0,4	0,160	0,862	13,1	28,6	53,3
	13	1,4	0,204	0,863	12,8	27,6	59,6
ПГС ₁	1	0,01	0,009	0,825	4,6	18,4	77,0
	4	0,09	0,024	0,847	4,3	30,8	64,9
	12	0,8	0,195	0,867	12,5	31,4	56,2
	1	0,04	Не опр.	0,867	Не определялись		
ПГС ₂	12	1,5	То же	0,868	То же		
	18	2,5	»	0,870	»		
Исходная нефть (скв. 57)			1,000	0,843	7,1	23,9	74,00
ПГС ₂	1	0,02	Не опр.	Не опр.	4,5	16,3	81,1
	14	0,7	0,700	0,834	6,4	24,5	73,3
	22	2,3	0,850	0,836	6,9	25,0	72,4
	1	0,01	0,670	0,842	4,7	20,5	77,1
ПИ ₂	8	0,8	0,970	0,855	5,2	23,0	74,7
	13	2,0	0,950	0,845	5,7	24,9	75,9

* $V_{\text{ф}}$ —объем нефти, профильтровавшийся через смесь; $V_{\text{п.п}}$ —объем пор литологических смесей.

** Замеры произведены при длине волны 600 нм (для нефтей скв. 345) и 380 нм (для нефтей скв. 57).

величины соотношений противоположных по свойствам и нахождению в нефтях элементов.

В настоящей серии экспериментов ставились задачи по определению воздействия вещественного состава фильтрующей среды, ее влажности, минерализации вод, природных свойств и количества фильтруемой нефти на особенности ее дифференциации по комплексу показателей, включая распределение микроэлементов. В ранее проводимых экспериментах (С. А. Пунанова, 1974 г.) было показано, что металлический прибор не обеспечивает чистоту и корректность опытов, так как в нем про-

через различные модели пород

Таблица 14

H	Содержание микроэлементов, 10 ⁻⁶ г/мл				V NI	V Cu	NI Cu	Co Cu
	A	V	NI	Co	Cu			
1,9	10,0	2,4	0,5	0,4	4,2	25,0	6,0	1,2
2,0	11,3	3,4	0,5	0,4	3,3	28,2	8,5	1,2
1,9	12,8	4,0	0,4	0,2	3,2	64,2	20,0	2,0
2,5	5,2	1,4	0,09	0,2	3,7	26,0	7,0	0,4
2,0	12,8	3,4	0,09	0,4	3,8	32,0	8,5	0,2
1,9	12,8	3,4	0,2	0,3	3,8	42,7	11,3	0,7
2,1	0,5	0,02	0,15	1,0	25,0	0,5	0,03	0,1
2,0	11,3	2,3	0,3	0,9	4,9	12,5	2,6	0,3
2,2	12,0	2,4	0,4	0,5	5,0	24,0	4,8	0,8
4,2	Не определялись							
2,1	5,9	0,4	0,05	0,7	14,7	8,4	0,6	0,07
1,8	14,0	2,6	0,3	0,4	5,4	35,0	6,5	0,7
	12,8	3,0	0,2	0,5	4,3	25,6	6,0	0,4
	12,0	3,4	0,2	0,8	3,5	15,0	4,2	0,2
	12,8	3,6	0,2	0,7	3,6	18,3	5,1	0,3
3,10	7,0	1,7	0,4	0,9	4,1	7,8	1,9	0,4
4,9	0,8	0,03	0,02	1,0	26,7	0,8	0,03	0,02
3,0	2,6	0,6	0,3	0,5	4,3	5,2	1,2	0,6
2,9	4,9	1,1	0,4	0,8	4,4	6,1	1,4	0,5
3,7	1,8	0,2	0,1	0,3	9,0	6,0	0,7	0,3
3,2	7,9	2,0	0,1	0,5	4,0	15,8	4,0	0,2
3,1	5,7	2,4	0,1	0,7	4,4	8,1	3,4	0,1

исходит загрязнение нефти марганцем, цинком и медью. Для проведения работ по фильтрации была разработана специальная установка, лишенная металлических узлов. Нефть помещается в емкость объемом до 2 л, из которой под давлением сжатого азота поступает в кварцевую трубку (диаметр 2—3 см, высота 100 см), наполненную модельной смесью. Фильтраты в количестве от 10 до 20 проб и объемом от 5 до 50 мл отбираются из нижнего конца трубки в мерный цилиндр. Нефти фильтруются через искусственно приготовленные воздушно-сухие, а также увлажненные бидистиллятом и пластовой

водой смеси различного состава — чистый песок, песок с глиной (85:15), песок с известняком (75:25) (табл. 13). Сорбционная способность смеси определяется в процентах как отношение объема нефти, сорбированной на смеси, к объему смеси. Минимальная и максимальная ее величины установлены в смеси песка с гидрослюдой: во влажной 7,7%, в воздушно-сухой 32,3%. Исследовались две нефти из месторождения Нижняя Омра (скв. 345 и 57), различные по плотности и содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов (В. А. Чахмахчев, С. А. Пуанова, Н. И. Жарков, 1981 г.).

Результаты моделирования представлены в табл. 14. Как можно видеть, наиболее ощутимые преобразования в составе нефти происходят при фильтрации через смесь ПГС₁. Например, в первом же фильтрате уменьшились оптическая и физическая плотность, содержание смолисто-асфальтеновых компонентов и ароматических УВ и увеличилось содержание насыщенных УВ. С шестого фильтрата было зафиксировано возрастание содержания гетероатомных компонентов, количество которых достигло исходного значения лишь в двенадцатом фильтрате. Характерно, что углеводородный состав фильтратов восстанавливался значительно быстрее по сравнению со смолами и асфальтенами. По содержанию ароматических УВ уже четвертый и все последующие фильтраты проявляли сходство с исходной нефтью. Концентрация насыщенных УВ достигла исходных значений лишь с седьмого фильтрата.

Интересными с геохимической точки зрения являются вопросы возможного влияния сорбции на перераспределение нормальных алканов и изопреноидов в нефтях при их миграции. С этих позиций были выбраны и подсчитаны значения следующих углеводородных отношений: $(i-C_{19}+i-C_{20})/(n-C_{17}+n-C_{18})$, $(i-C_{19}+i-C_{20})/(n-C_{19}+n-C_{20})$, $\Sigma(i-C_{16}-i-C_{18})/(i-C_{19}+i-C_{20})$, $\Sigma(n-C_{14}-n-C_{20})/\Sigma(n-C_{21}-n-C_{30})$. Первые два отношения отражают изменение содержания УВ с близкой молекулярной массой, но разного строения, вторые два — обычно указывают на возможные изменения в распределении УВ одинакового строения, но с разной молекулярной массой. При анализе результатов и полученных данных не выявлено каких-либо закономерных и направленных преобразований этих показателей в нефтях при фильтрации. Не обнаружены также отклонения величин отношений пристан/фитан, пристан/гептадекан и фитан/ок-

тадекан, которые часто используются при геохимических сопоставлениях нефтей и оценке степени их катагенетической превращенности. Проведенные исследования позволяют сделать заключение, что процессы сорбции, сопутствующие миграции, очевидно, не трансформируют исходные, генетически сложившиеся соотношения алканов в нефтях.

В фильтратах проводилась также проверка возможного перераспределения моно- и полициклических голоядерных и алкилзамещенных цикланов и аренов. Углеводородный состав определялся (С. Б. Остроуховым) на хроматомасс-спектрометре LKB-2091. Масс-спектры получены при высокой энергии ионизации порядка 70 эВ, температура источника иона 275°С. В исходной нефти и фильтратах количественно идентифицировались моно-, би-, три- и тетрацикланы, алкилбензолы, тетралин, нафталин, их алкилпроизводные, а также моно- и динафтеннафталины. Для получения более четких показателей перераспределения по каждому из классов УВ использовались соотношения сумм сравнительно просто построенных, низкомолекулярных и более сложных поликонденсированных соединений (табл. 15). При фильтрации нефти через смесь песка с глинами происходит заметное перераспределение УВ в сторону повышения доли высокомолекулярных и полициклических соединений практически во всех фильтратах. При фильтрации нефти через смесь песка с известняком наблюдается довольно четко выраженная тенденция сближения величин соотношения моно- и би- и полициклических соединений в последних фильтратах и в исходной нефти.

В целом на общем фоне увеличения в первых фильтратах содержания метановых УВ при направленном уменьшении концентрации цикланов и аренов по сравнению с исходной нефтью в последних двух классах УВ отмечено их устойчивое перераспределение в сторону повышения содержания более сложных полициклических соединений. С позиций сорбционных явлений указанное перераспределение УВ не находит должного объяснения и, по-видимому, связано с эффектом молекулярных сит. Иными словами, в порах фильтрующих сред в основном задерживаются молекулы меньшего размера.

Сведения о характере перераспределения тетра- и пентациклических соединений ряда гопанов и стеранов в нефтях при миграции крайне ограничены. В частности, имеются указания (W. K. Seifert, R. Moldovan,

Таблица 15

Содержание нафтеновых и ароматических УВ в фильтрах

Номер фильтра	$\frac{V\phi}{V_{п.н.}}$	Нафтеновые УВ, %			Ароматические УВ, %			Фильтрующая среда (ноз-душно-сухая)
		Моно- и бициклические (а)	Три- и тетрациклические (б)	$\frac{a}{b}$	Алкилбензолы + тетралины (с)	Нафталин + ди- и тринафталины (д)	$\frac{c}{d}$	
Исходная нефть		27,3	2,5	10,9	15,5	6,0	2,6	Песок с глиной (85:15)
1	0,02	26,5	1,9	13,9	10,8	4,2	2,6	
2	0,04	23,0	2,6	8,8	13,6	7,0	1,9	
7	0,20	23,4	2,7	8,7	11,5	8,1	1,4	
13	0,60	24,0	3,1	7,7	15,0	7,6	2,0	
18	1,60	23,7	3,7	7,0	11,6	7,9	1,5	
21	2,20	23,3	3,8	6,1	13,3	9,1	1,5	
22	2,40	22,6	3,0	7,5	13,7	9,1	1,5	
1	0,02	23,5	2,8	8,4	11,1	7,4	1,5	Песок с известняком (75:25)
2	0,05	22,6	4,5	5,0	11,4	8,3	1,4	
8	1,00	23,4	3,2	7,5	12,5	7,9	1,6	
10	1,75	26,5	2,6	10,2	12,0	6,6	1,8	
11	2,00	24,5	2,9	8,4	13,7	6,8	2,8	
12	2,30	23,9	2,0	11,9	13,9	5,7	2,4	
13	2,50	Не определялись			15,6	7,4	2,1	

1979 г.) на то, что в группе терпанов гопановые соединения в нефтях мигрируют медленнее по сравнению с трициклическими УВ. В группе стеранов соединения с расположением колец А/В *цис*-(5 β) и С/Д *цис*-(14 β) перемещаются при фильтрации нефти в породах активнее, чем УВ типа А/В *транс*-(5 α) и С/Д *транс*-(14 α):

При фильтрации нефти через смесь песка с глинами (смесь ПГ) тенденции изменения физических свойств, компонентного и углеводородного состава нефтей аналогичны смесям ПГС_{1,2,3}. Однако эти преобразования выражены гораздо слабее. Содержание смолисто-асфальтеновых компонентов уже с шестого фильтра приобретает исходное значение, а количество ароматических УВ практически не меняется при некотором увеличении в первых двух фильтрах доли насыщенных УВ. В опы-

тах со смесью песка с известняком (смесь ПИ₁) лишь первый фильтрат несколько отличался от исходной нефти пониженным содержанием смол, асфальтенов и ароматических УВ. При фильтрации нефти через песок выявить эффекты сорбционной хроматографии не представилось возможным.

Концентрация микроэлементов в фильтруемых нефтях, как показали опыты, существенно меняется (см. табл. 14). Например, содержание V, Ni и Co варьирует параллельно с изменением плотности фильтратов, их компонентного и углеводородного состава. Очевидно, эти элементы связаны с тяжелыми смолисто-асфальтеновыми компонентами, так как их концентрация резко убывает с уменьшением количества смол и асфальтенов при фильтрации нефтей через песчано-глинистые смеси. Есть основание полагать, что Си сопутствует масляным фракциям, так как ее содержание возрастает вместе с увеличением в первых фильтрах доли светлых углеводородных продуктов. При фильтрации нефтей через смеси песка с известняком проявляется та же тенденция уменьшения количества V, Ni и Co в начальных фильтрах, однако выражена она гораздо слабее.

В связи с различиями в поведении отдельных микроэлементов в процессе фильтрации закономерно меняются и их соотношения. Например, отмечено явное возрастание отношения V/Ni в первых фильтрах, полученных из песчано-глинистых моделей. При перемещении нефти через песчано-известняковые смеси величина этого отношения практически остается неизменной. Нарушение ванадий-никелевого соотношения, очевидно, следует объяснить преимущественным нахождением Ni в асфальтенах, которые лучше сорбируются на поверхности тонкодисперсных глинистых образований. В этом заключается существенное различие фильтратов, полученных из карбонатных и глинистых моделей пласта. Во многих опытах первые фильтраты характеризуются заниженными величинами отношений V/Cu, Ni/Cu, Co/Cu.

Интересные закономерности обнаружены в опытах с увлажненными породами (рис. 17). Как можно видеть, в ходе эксперимента происходят весьма частые флуктуационные отклонения исследуемых параметров в фильтрах от их величины в исходной нефти. Эти отклонения разного знака носят незатухающий характер даже при прокачке трех поровых объемов нефти. Причиной

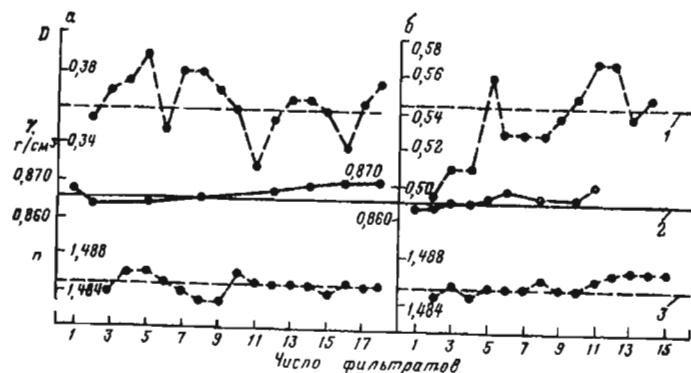


Рис. 17. Изменение оптической плотности D , плотности γ (г/см^3) и показателя преломления n нефти в процессе ее фильтрации через увлажненные смеси.

Смеси песка с гидрослюдой, увлажненные (массовое содержание воды): а — дистиллированной водой (13%), б — водой с минерализацией 4 г/л (7%). 1, 2, 3 — линии исходных значений соответственно D , γ и n нефти до фильтрации

этого, по-видимому, служат быстро сменяющиеся процессы сорбции и десорбции отдельных компонентов и фракций нефти ввиду блокировки водой активных сорбционных центров на поверхности частиц пород. Аналогичные результаты были получены в описанных экспериментальных исследованиях по фильтрации нефти через увлажненную песчано-глинистую смесь [27]. В увлажненных породах эффект сорбции определенным образом проявляется лишь по отношению к кобальту (см. табл. 14), его содержание в фильтрах ниже, чем в исходной нефти. Поэтому уменьшается и отношение Co/Cu так же, как это наблюдалось в опытах с воздушно-сухими смесями.

Таким образом, в процессе фильтрации нефтей происходит сорбция на частицах пород тяжелых компонентов нефти. В результате уменьшаются значения таких показателей, как оптическая и физическая плотность, содержание асфальтенов и смол, количество аренов, а из микроэлементов — ванадия, никеля и кобальта. Одновременно с этим отмечено возрастание содержания низкомолекулярных углеводородных фракций, насыщенных УВ и меди. Наиболее резко эти изменения проявляются при фильтрации нефти через сухие песчано-глинистые смеси, которые обладают максимальными сорбционными свойствами. Описанные преобразования в наиболее контрастной форме отражаются в составе

первых фильтратов. При дальнейшей прокачке всего 1—1,5 поровых объемов эти различия постепенно сглаживаются и фильтраты по свойствам приближаются к исходной нефти. Восстановление исходных свойств происходит медленнее при фильтрации легкой нефти через смесь песка с гидрослюдой (смесь ПГС₂).

Для того чтобы проследить, какие из полученных параметров изменяются при фильтрации нефтей наиболее контрастно (т. е. могут служить однозначными показателями миграции углеводородных флюидов в недрах), были подсчитаны градиенты изменения свойств нефтей. Искомый градиент показывает, во сколько раз величина исследуемого параметра в фильтрате больше (знак +) или меньше (знак —) той же величины в исходной нефти. Расчеты показали, что в нефтях наиболее резко меняются при их фильтрации через песчано-глинистые модели оптическая плотность, количество смол и асфальтенов, содержание и соотношения микроэлементов. Для увлажненных моделей оказалось информативным лишь отношение Co/Cu .

На рис. 18 показана динамика сближения соотношений содержаний металлов в фильтрах и исходных нефтях. Как можно видеть, в первых фильтрах отношение V/Ni возрастает почти в 6 раз, а отношения V/Cu , Ni/Cu , Co/Cu резко уменьшаются (почти на два порядка) за счет разнонаправленных изменений кон-



Рис. 18. Изменение микроэлементного состава фильтрующихся нефтей.

$V_\phi/V_{н.н}$ — соотношение объемов профильтровавшейся нефти и пор породы; $R = \frac{(Me_1/Me_2)_\phi}{(Me_1/Me_2)_н}$, где Me_1 и Me_2 — содержание микроэлементов в фильтрате (ϕ) и исходной нефти ($н$). 1 — V/Ni ; 2 — V/Cu ; 3 — Co/Cu ; 4 — Ni/Cu

центраций микроэлементов в числителе и знаменателе. По мере фильтрации нефти разница в соотношениях микроэлементов сглаживается, приближаясь к 1.

Найденные экспериментальным путем вышеописанные показатели были апробированы на нефтях месторождений Прикумско-Сухокумской зоны поднятий Восточного Предкавказья. Здесь многими исследователями отмечался миграционный характер нефтей нижнего мела, поступивших в коллекторские пласты из юрских отложений. Распределение микроэлементов в нефтях ряда месторождений подтвердило эту точку зрения. Так, содержание V, Ni и Co в нефтях от юрских к меловым залежам уменьшается соответственно от 78, 9,1 и 1,2 до 36,5, 1,5 и 0,16 мг/л. Содержание Cu, наоборот, увеличивается от 0,3 до 0,5 мг/л. Снизу вверх по разрезу значения соотношений микроэлементов V/Cu, Ni/Cu, Co/Cu резко уменьшаются, соответственно от 260, 30 и 4 до 73, 3 и 0,3.

Таким образом, характер изменения содержания микроэлементов, углеводородного состава нефти при фильтрации контролируется литологическими особенностями коллектора, его влажностью, типом нефти и количеством ее, прошедшим через поровый объем пласта.

В целом исследования показали, что отношения V/Ni, V/Cu, Ni/Cu и Co/Cu, изменения содержания которых в нефтях носят закономерный характер, могут служить достаточно надежными и универсальными геохимическими показателями процессов как первичной, так и вторичной миграции каустобиолитов. Однако указанные критерии представляются наиболее применимыми при оценке условий перемещения битумоидов в тонкодисперсной среде, а также при вертикальной миграции нефти через слабопроницаемые глинистые покровы и разделы. Степень информативности этих показателей в нефтях при латеральной миграции в достаточно емких и водонасыщенных породах-коллекторах оценивается как крайне низкая. Эти представления основываются на экспериментальных данных, свидетельствующих о плохих сорбционных свойствах гранулярных увлажненных коллекторов и о значительных количествах мигрирующих в них УВ, что обеспечивает сравнительно быстрое достижение сорбционного равновесия в системе коллектор-нефть.

Влияние сорбционных эффектов на возможное преобразование состава легких УВ, растворенных в сжатых

газах, проверялось также экспериментально на установке, позволяющей изучать перемещение УВ при высоких давлениях. Фильтрация газовых растворов через модельные породы (смесь монтмориллонита, маршалита, песка и известняка) сопровождалась незначительными явлениями хроматографического разделения. Они выразились в увеличении, по сравнению с аренами, доли алканов и цикланов ($C_6—C_7$) в первых фильтрах опытов. Полное выравнивание состава последующих фильтратов и исходной смеси достигалось после прохождения через породу 1,5—3,5 поровых объемов. В сжатых газах при их перемещении определены одинаково низкая сорбируемость легких алканов и цикланов и относительно высокая — аренов (Т. П. Сафронова, Т. Л. Виноградова, А. В. Сушили, В. А. Чахмахчев, 1978 г.). Обращает на себя внимание единая направленность в перераспределении легких УВ по классам в газоконденсатах при воздействии на них в ходе миграции разных природных факторов — снижения давления и температуры (ретроградная конденсация) и сорбционного воздействия пород.

§ 2. РАЗДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ И ФОРМАХ МИГРАЦИИ

Формы миграции УВ и вещественный состав среды перемещения, несомненно, оказывают влияние на степень и характер дифференциации природных систем. В одних случаях эффект разделения может быть сглажен, в других — достаточно четко выражен. В качестве примера рассмотрим этот вопрос с точки зрения влияния процесса латерального и вертикального массопереноса УВ.

Для этих целей были выбраны природные объекты, т. е. антиклинальные зоны, по которым уже в соответствии с геохимическими и геолого-гидрогеологическими данными определены реальные возможности латеральной миграции нефти из смежных впадин и прогибов. В качестве показателей миграции было использовано соотношение содержания в нефтях смол и асфальтенов¹ и плотность нефтей. Экспериментально было определе-

¹ Использовать этот показатель для определения фильтрационного типа нефти было предложено В. А. Успенским и О. А. Радченко (1947 г.).

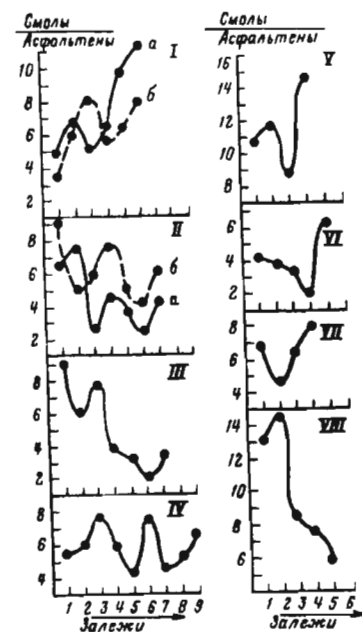


Рис. 19. Изменение величины отношения смолы/асфальтены в нефтях залежей антиклинальных зон нефтегазоносных территорий СССР.

Урало-Поволжье. I — Большекиргинская зона, залежи в песчаниках пашийского (а) и бобринского (б) горизонтов: Тарханская (1), Сулайгуловская (2), Загладинская (3), Красноярская (4), Аманаская (5), Сосново-Дерюжинская (6); II — Самаркинская зона, песчаник пашийского (а) и бобринского (б) горизонтов: Дмитриевская (1), Михайловская (2), Мухомовская (3), Хилковская (4), Алакаевская (5), Чубовская (6), Красноярская (7). Восточное Предкавказье. III — Терско-Сунженская зона, известняки верхнего мела: Брагунская (1), Хаянкорская (2), Эльдаровская (3), Алиюртская (4), Малгобекская (5), Ахловская (6), Арадалтерекская (7); IV — Прикумско-Сухокумская зона, песчаники нижнего мела (горизонты VIII, IX): Южно-Сухокумская (1), Русско-Хуторская (2), Безводненская (3), Восточная (4), Зимне-ставкинская (5), Поворковская (6), Правобережная (7), Величаевская (8), Колодезная (9). Тимано-Печорская провинция. V — Омра-Сойвинская зона, песчаники девона (горизонт III): Нижнеомринская (1), Верх-

неомринская (2), Нибельская (3), Вой-Вожская (4); VI — Савиноборская зона, песчаники девона (горизонты II, III): Пашининская (1), Восточно-Савиноборская (2), Северо-Савиноборская (3), Мичаюсская (4), Западно-Тэбукская (5). Средняя Азия. VII — Каганская зона, известняки верхней юры (горизонт XV): Зекры (1), Караул-Базар (2), Джаркак (3), Сеталантепе (4); VIII — Мубарекская зона, известняки верхней юры (горизонт XVa): Култук (1), Северный Мубарек (2), Хаджихайрам (3), Кызыл-Рават (4), Карабаир (5). Стрелками указано направление миграции УВ по восстановлению пластов антиклинальных зон.

но, что асфальтены лучше сорбируются на породе, чем смолы, поэтому отношение смолы/асфальтены по направлению миграции закономерно увеличивается, а плотность нефти — уменьшается. Фактические данные показывают, что значения параметров меняются в пределах каждой рассмотренной зоны дискретно, а не закономерно и направленно (рис. 19). Изменение отношения смолы/асфальтены характеризуется кривыми с частой сменой максимумов и минимумов на всей протяженности зон. Такая неупорядоченность кривых распределения согласуется с экспериментальными данными по фильтрации нефтей через увлажненные породы. Кривые (по экспериментальным и природным данным) свидетельствуют об активной динамике процессов адсорбции и десорбции компонентов при латеральной миграции нефти. При этом срыв молекулярных слоев в состоянии

адсорбционного равновесия, очевидно, и приводит к неупорядоченному распределению смол и асфальтенов нефтей по всей длине проводящего коллектора. Не исключена возможность аналогичного эффекта и по тяжелым углеводородным фракциям нефтей, о чем, вероятно, свидетельствует бессистемное изменение плотности нефти от залежи к залежи.

Результаты геохимического изучения нефтей среднего и нижнего палеозоя (штат Вайоминг, США), а также пермско-пенсильванских и триасовых отложений (штаты Колорадо и Юта, США), согласуются с нашими данными. В частности, по региональному простиранию названных отложений практически не происходит закономерного изменения состава нефтей, хотя имеются доказательства их латеральной миграции по геологическим и гидрогеологическим данным (N. Wood Bass, 1963 г.; W. Barbat, 1967 г.).

Приведенный геохимический и экспериментальный материал не только не опровергает, а, наоборот, дополняет представления о существовании внутрирезервуарных форм миграции нефти в коллекторских толщах. В последних из-за больших объемов массопереноса УВ и низкой сорбционной емкости пород не создаются условия непрерывного хроматографического разделения даже высокомолекулярных углеводородных и гетероатомных соединений. Данное обстоятельство не позволяет рассматривать сорбционные процессы как стимулирующие закономерную дифференциацию углеводородных систем при боковой миграции. Вместе с тем эти процессы, по-видимому, однозначно фиксируются при вертикальных перемещениях УВ через слабопроницаемые глинистые разделы, покрышки, литологические окна и т. д.

В геологии нефти и газа экранирующим свойствам перекрывающих залежи отложений придают большое значение, так как эти особенности пород в ряде случаев предопределяют региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа. По этим вопросам имеется достаточное число публикаций, рассматривающих возможности межпластовых перетоков в связи с геометрией, мощностью покрышек, их минерально-петрографическим составом, а также физическими свойствами пород. В частности, для большинства залежей Куйбышевской области выявлены корреляционные зависимости между мощностью покрышек и газонасыщен-

ностью нефтей, а также компонентным составом попутных газов. Например, в большинстве залежей установлена прямая статистическая зависимость газового фактора (G_{ϕ}), а также содержания метана и этана в попутных газах от мощности перекрывающих покрышек (К. Б. Аширов, 1971 г.). Доказано также влияние мощности природных экранов на высоту залежей (А. А. Плотников, 1968 г.; В. П. Строганов, 1971 г.; Г. Е. Дикенштейн, 1965 г.).

Широкие исследования связаны с прогнозированием размещения слабозэранирующих толщ на основании изучения их минерально-петрографических, литологических и физических свойств. Т. Т. Клубова (1973 г.), например, считает, что, помимо минерального состава, на проницаемость покрышек влияют количество терригенного материала и ориентация в породах глинистых частиц, содержание ОВ и структурируемой воды на поверхности минеральных зерен. Интересны попытки количественной оценки экранирующих свойств пород по структуре порового пространства, проницаемости пород и величине давления прорыва газа. На этой основе А. А. Ханину, К. А. Абдурахманову, М. И. Колосковой и др. (1975 г.) удалось выделить шесть групп флюидоупоров, размеры пор и проницаемость которых соответственно составляют 0,01—1 мкм и 10^{-5} — 10^{-9} мкм². Имеются также классификации покрышек и по минеральному составу, анализ которого, в частности, позволил И. А. Мухаринской и О. В. Зарицкой (1968 г.) выделить пять классов глинистых водоупоров. К экранам высокого качества, например, отнесены пластичные глины монтмориллонитового состава, а к пятому, низшему, классу — глинистые трещиноватые сланцы, лишенные открытой пористости.

Однако, на наш взгляд, достаточно информативными природными объектами, которые могут быть использованы для оценки проводящих свойств покрышек, являются также и углеводородные флюиды. По анализу их состава создаются реальные возможности проверки надежности таких экранов.

В качестве примера рассмотрим месторождения Прикумско-Сухокумской и Озексуат-Бажиганской зон. Здесь мощные отложения юры несогласно перекрываются комплексом пород нижнего и верхнего мела. Продуктивные пласты VIII—IX нижнего мела и II—VI сред-

ней и нижней юры слабо разобщены глинистыми разделами, мощность которых изменяется от единиц до 10—30 м. В ряде месторождений (Озек-Суат, Колодезное и др.) такие разделы отсутствуют, а проуктивные пласты контактируют между собой, образуя «гидродинамические окна». На подавляющем большинстве площадей западной части зон песчано-алевролитовые пласты нижнего мела и средней юры разделены полупроницаемыми глинисто-аргиллитовыми покрышками. Аргиллиты состоят из гидрослюд, каолинита и в меньшей мере из неупорядоченных смешаннослойных образований гидрослюдисто-монтмориллонитового состава. Последние характеризуются отсутствием в составе ассоциации глинистых минералов, разбухающих компонентов, что приводит к увеличению их трещиноватости, т. е. к понижению экранирующей способности при достаточно низких фильтрационных показателях (М. М. Файер, 1974 г.). В юго-восточной части региона, на территории Равнинного Дагестана мощность разделов увеличивается примерно до 50 м. Здесь же наблюдается широкое развитие отложений верхней юры, которые представлены терригенно-карбонатными (келловей), карбонатными (оксфорд) и гипсо-ангидритовыми (кимеридж-титон) фациями. Таким образом, в указанной части платформы фиксируется заметная разобщенность коллекторов средней юры и нижнего мела.

По данным сравнительного битуминологического анализа пород и нефтей по разрезу месторождений многими исследователями средне- и нижнеюрские отложения отнесены к возможно нефтегазопродуцировавшим. Наши исследования индивидуального углеводородного состава нефтей подтвердили ранее высказанные представления о генетической близости нефтей нижнемеловых и юрских отложений [26].

Вместе с тем между нефтями мела и юры установлены некоторые различия, не исключающие возможности их принадлежности к единому генетическому или геохимическому ряду. Например, нижнемеловые нефти по сравнению с юрскими характеризуются более низкой плотностью, несколько меньшим содержанием асфальто-смолистых компонентов, твердых парафинов и большим выходом легких фракций. Нижнемеловые нефти имеют газонасыщенность 120—300 м³/т, юрские — 70—150 м³/т. Попутные газы последних отличаются заметно высоким содержанием гомологов метана.

Таблица 16

Состав нефтей месторождений Прикумско-Сухокумской зоны поднятий

Месторожде- ние	Возраст пород	Пласт	Средняя глубина фильтра, м	Выход фракции в. к.— 200 °С, %	Содержание УВ до фракции н. к.—130 °С.			Цик- ланы	Аре- ны	Алка- ны	М-Алканы	ΣЦП ΣЦП	Смола Асфальтены	$\frac{C_{57}+C_{58}}{C_{57}+C_{58}}$
					Алка- ны	Цик- ланы	Аре- ны							
Величаевское	K ₁	VIII	3085	26,0	64,5	34,6	0,9			0,5	1,6	1,7	4,0	0,6
Зимняя Ставка	J	IX	3093	25,0	57,9	41,4	0,7			0,5	1,5	1,2	5,0	0,3
	K ₁	IV	3453	15,0	64,5	34,9	0,6			0,5	1,6	1,1	3,4	0,2
Восточное	J	VIII	3075	Не опр.	65,3	33,5	1,2			0,5	1,4	1,4	3,4	0,6
	K ₁	IX	3096	27,5	66,6	32,7	0,7			0,5	1,5	1,6	3,7	0,3
Приграничное	J	I	3481	16,4	71,4	28,1	0,6			0,4	1,3	1,1	2,8	0,3
	K ₁	VIII	3406	27,0	61,7	37,9	0,4			0,5	1,5	1,2	3,5	0,4
Безводное	J	II	3159	18,2	67,2	32,0	0,8			0,3	1,9	1,5	3,0	0,2
	K ₁	IX	3324	25,4	58,8	40,0	1,2			0,7	1,8	1,6	5,3	0,5
Русский Хутор (Центральный)	J	I	3120	19,2	57,8	41,1	1,1			0,7	2,4	1,9	2,8	0,3
	K ₁	VIII	3478	24,8	66,5	32,8	0,7			0,5	1,5	1,5	11,4	0,6
Южно-Сухокум- ское	J	II	3158	17,3	66,3	33,0	0,7			0,5	1,5	1,3	8,0	0,3
	K ₁	VIII	3158	Не опр.	65,4	33,7	0,9			0,5	1,5	1,3	5,0	0,5
Курган-Амур	J	IX	3183	31,4	60,2	38,9	0,9			0,6	1,5	1,7	5,4	0,2
	K ₁	VI	3478	20,0	67,8	31,4	1,0			0,5	1,4	1,5	3,7	0,1
	J	VIII	3276	Не опр.	60,7	38,8	0,5			0,6	1,9	1,7	8,9	0,3
	K ₁	IX	3282	26,1	60,6	38,7	0,7			0,6	1,8	1,6	6,3	0,2
	J	VI	3645	16,2	63,8	34,6	1,6			0,5	1,0	0,7	6,5	0,5
	K ₁	XIII	3398	Не опр.	55,5	43,0	1,5			0,8	1,9	2,0	Не опр.	0,4
	J	II	3472	То же	59,1	39,4	1,5			0,7	1,4	1,7	То же	0,5

Данные об изменении свойств нефтей по разрезу позволили вскрыть закономерности, связанные с явлением вертикальных перетоков УВ (табл. 16). Как можно видеть, при переходе от юрских к меловым нефтям по разрезу месторождений систематически растет величина отношения смолы/асфальтены. Состав легких фракций по разрезу практически не дифференцируется ни по соотношению углеводородных классов, ни по распределению структурных изомеров. Все это свидетельствует о том, что разделением при миграции нефти через покрывки были затронуты главным образом гетероатомные соединения, величины соотношений которых на природных моделях меняются так же, как и в экспериментах.

Вместе с тем четкие различия между нефтями намечаются по другим признакам, не связанным с природой углеводородных классов и их молекулярной структурой. Как оказалось, нефти нижнемеловых пластов сравнительно обогащены УВ состава C_5 и C_6 , тогда как в легких фракциях нефтей юры повышены концентрации соединений всех классов состава C_7 и C_8 . Наиболее четко эта закономерность проявляется при анализе изменения отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$, которое для юрских нефтей северо-западной части зон составляет 0,1—0,3, а для нижнемеловых — возрастает до 0,5—0,7 (см. табл. 16). Характерно, что высокие значения этого соотношения выявлены в нефтях мела только в северо-западной части платформы, где над юрскими пластами отсутствуют карбонатно-эвапоритовые покрывки оксфорд-титонского возраста. На юге и юго-востоке, где развиты эти фации верхней юры, эффект перераспределения УВ по молекулярной массе не установлен (месторождения Южно-Сухокумское, Мартовское, Дахадаевское и др.). На этих площадях, наоборот, в нефтях юры сравнительно высока концентрация УВ состава C_5 и C_6 , что соответствует общеизвестной тенденции обогащения нефтей легкими УВ с увеличением глубины залегания и степени катагенеза (рис. 20).

Особенности молекулярного распределения УВ в нефтях разных пластов свидетельствуют о диффузионной природе этого явления (рис. 21) [26]. Как видно, разница в величинах отношений концентраций УВ между пластами наиболее выражена для соединений состава C_5 — C_6 . С увеличением числа атомов С эта разница сглаживается, а для УВ состава C_8 она практически

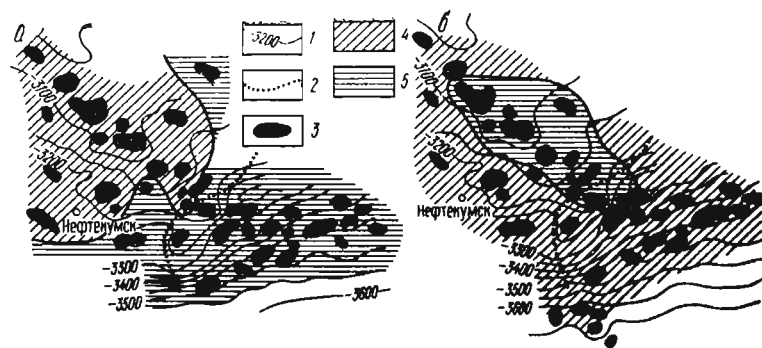


Рис. 20. Схематические карты фракционного состава бензинов нефтей в пластах VIII, IX нижнего мела (а) и продуктивных пластах средней и нижней юры (б) Прикумско-Сухокумской зоны поднятий. 1 — изогипсы кровли нижнемеловых отложений, м; 2 — линия выклинивания оксфорд-кимеридж-титонских отложений; 3 — нефтяные и газоконденсатно-нефтяные месторождения; области равных значений отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$: 4 — 0,7—0,5 (а) и 0,7—0,4 (б), 5 — 0,4—0,1 (а) и 0,3—0,1 (б)

исчезает. На месторождениях, где имеется непосредственная связь юрских и меловых пластов через «гидродинамические окна» (Озек-Суат, Курган-Амур и др.) или же присутствует экранирующая карбонатно-эвапоритовая покрывка верхней юры (Южно-Сухокумское и др.), содержание УВ состава C_5-C_6 в разных пластах примерно равно.

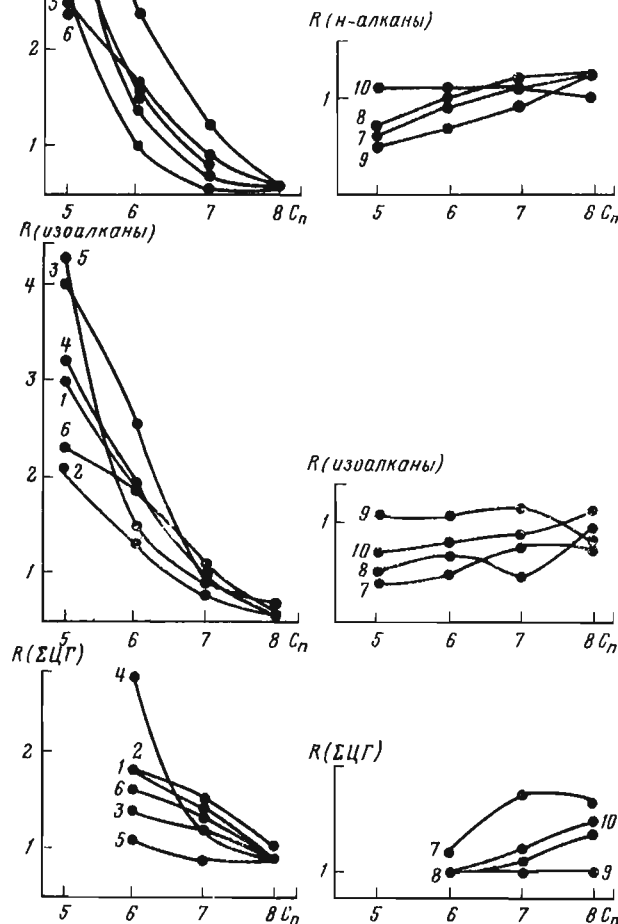
Диффузия, как фильтрация, являясь одной из форм массопереноса УВ, может протекать даже в условиях затухания или прекращения процессов фильтрации. В соответствии с энергетическими факторами, механизмом и формой перемещения молекул обычно различают конвективную, молекулярную диффузию, баро- и термодиффузию.

В зависимости от особенностей геологического строения региона и характера перераспределения УВ, изменение состава легких фракций может происходить под влиянием молекулярной, поверхностной диффузии и, особенно, бародиффузии. При вертикальной миграции нефтей молекулярная и поверхностная диффузия, очевидно, приводят к выравниванию концентрации легких УВ между залежами.

Однако существующий градиент давления между пластами способствует дальнейшему бародиффузионному переносу легких УВ. В таких случаях по направле-

Рис. 21. Графики количественного распределения n -алканов, изоалканов и циклогексанов в бензинах нефтей нижнемеловых и юрских отложений. R — соотношение содержания индивидуальных УВ в нефтях нижнемеловых и юрских отложений; C_n — число атомов углерода в молекуле.

Месторождения: 1 — Величаевское, 2 — Зимняя Ставка, 3 — Восточное, 4 — Русский Хутор (Северный), 5 — Приграничное, 6 — Безводное, 7 — Южно-Сухокумское, 8 — Курган-Амур, 9 — Озек-Суат, 10 — Закумское



нию падения давления, т. е. снизу вверх, происходит преимущественное перемещение УВ с относительно меньшей молекулярной массой. Для рассматриваемых месторождений современный перепад пластовых давлений между юрскими и меловыми пластами составляет 3—5 МПа, очевидно, в геологическом прошлом он был таким же. Процессы бародиффузионного массопереноса идут не бесконечно и при определенных физико-химических условиях (в зависимости от соотношения таких параметров, как абсолютная величина градиента давления, размеры пор и каналов в матрице пород, коэффициенты диффузии УВ и т. д.) затухают.

Важным фактором, определяющим скорость диффузионного переноса, является соотношение размеров молекул диффундирующих УВ и порово-трещинного пространства пород-покрышек. Как известно, кнудсеновская диффузия, характеризующаяся малыми скоростями переноса, имеет место в порах, размеры которых значительно ограничивают свободный пробег молекул вещества. По мнению Т. П. Жузе (1978 г.), в природных условиях перенос УВ в осадочных породах может протекать при участии как молекулярной, так и кнудсеновской диффузии. Согласно П. Уитерспуну и Дж. Сахоресу (1972 г.) размеры молекул УВ разных классов состава C_1 — C_8 колеблются от $4,94 \cdot 10^{-8}$ до $7,62 \cdot 10^{-8}$ см. Размеры поровых каналов и трещин в породах на несколько порядков больше диаметров молекул УВ с числом атомов С, доходящим до 25. Например, рассчитано, что для глинистых пород с абсолютной пористостью 0,4% при размере частиц 0,01 мм диаметр пор равен $1,9 \cdot 10^{-4}$ см, а при размере частиц 0,001 мм диаметр уменьшается всего до $2 \cdot 10^{-5}$ см (И. И. Нестеров, 1969 г.). Ширина микротрещинных каналов обычно больше и колеблется от $4 \cdot 10^{-4}$ до $25 \cdot 10^{-4}$ см (Л. Б. Васильева, 1970 г.). Все это позволяет считать вполне реальным действие механизмов молекулярного и бародиффузионного переноса части легких УВ через полупроницаемые разделы между залежами.

Масштабы и интенсивность диффузионных процессов зависят также и от коэффициента диффузии D соединений и вещественного состава среды, в которой происходит молекулярный перенос. Так, диффузия в свободном объеме газа или воды происходит быстрее, чем в пористой среде (П. Л. Антонов, 1962 г.; А. Е. Гуревич, 1969 г.). К сожалению, в литературе содержится

мало сведений о коэффициенте диффузии для УВ применительно к изучению этого процесса в пористой среде осадочных пород. Для метана, например, установлено, что D меняется в зависимости от вещественного состава пород. Высокий D (10^{-3} см²/с) получен для песчаников и алевролитов, крайне низкий (10^{-7} — 10^{-9} см²/с) — для аргиллитов и плотных известняков (П. Л. Антонов, 1964 г.). Кроме этого, экспериментально доказано, что величина D при прочих равных условиях переноса уменьшается по мере увеличения молекулярной массы соединения. Методом «неполного насыщения», например, были определены значения D (табл. 17) для алканов на образце каолиновой глины влажностью 22% при 20°С (П. Л. Антонов, 1970г.). Легко заметить, что от пентана и выше происходит наиболее резкое уменьшение D . Для n -октана, согласно экспериментальному моделированию, диффузионная проницаемость практически отсутствует (при D $4,3 \cdot 10^{-8}$ см²/с).

Аналогичные выводы были получены для алканов состава C_1 — C_5 при изучении их диффузии в воде при 20°С (П. Уитерспун, Дж. Сахорес, 1972 г.). С увеличением молекулярной массы D снижался от $1,5 \cdot 10^{-5}$ см²/с (для метана) до $0,8 \cdot 10^{-5}$ см²/с (для пентана).

Приведенные экспериментальные данные согласуются с особенностями перераспределения, в частности, n -алканов легких УВ нефтей юрских и меловых пластов (см. рис. 21). Здесь также с увеличением молекулярной массы и размеров молекул соотношение n -алканов от C_5 до C_8 в нефтях разных залежей снижается до минимума и для n -октана его величина, близкая к 1, делается практически постоянной по всем месторождениям.

Таблица 17
Параметры диффузионной проницаемости алканов C_1 — C_8
(по П. Л. Антонову, 1970 г.)

Угле- дороды	Молеку- лярная масса М	D , 10 ⁻⁸ см ² /с	$D \cdot M$, 10 ⁻⁸ см ² /с	Угле- дороды	Молеку- лярная масса М	D , 10 ⁻⁸ см ² /с	$D \cdot M$, 10 ⁻⁸ см ² /с
Метан	16	3,95	15,0	n -Пентан	72	1,80	15,3
Этан	30	3,50	19,1	n -Гексан	86	0,440	4,1
Пропан	44	2,67	17,8	n -Гептан	100	0,150	1,5
n -Бутан	58	2,48	18,9	n -Октан	114	0,043	0,46

Диффузионная проницаемость алканов и цикланов

Месторождение	Алканы			Цикланы		
	K_6	K_7	ΔK	K_6	K_7	ΔK
Величаевское	1,3	0,9	0,4	1,3	1,2	0,1
Зимняя Ставка	1,4	0,9	0,5	1,5	1,3	0,2
Восточное	1,8	0,7	1,1	1,4	0,9	0,5
Приграничное	1,2	0,9	0,3	1,0	0,9	0,1
Безводное	1,7	0,9	0,8	1,4	1,0	0,4
Русский Хутор (Центральный)	3,0	1,2	1,8	2,3	1,1	1,4

Чтобы установить, для каких классов УВ при прочих равных условиях диффузионный перенос осуществляется наиболее интенсивно, по шести месторождениям раздельно для алканов и цикланов определялись величины отношений содержания УВ по следующей схеме: $K_6 = \Sigma C_6(K) / \Sigma C_6(J)$ и $K_7 = \Sigma C_7(K) / \Sigma C_7(J)$, где K_6 и K_7 — условные коэффициенты концентрации соответственно для УВ состава C_6 и C_7 в меловых (К) и юрских (J) отложениях. Разница между ними $\Delta K = K_6 - K_7$ позволяет характеризовать эффект диффузионного перераспределения УВ определенного класса между юрскими и нижнемеловыми пластами (табл. 18). Из приведенных данных следует, что ΔK для алканов по всем месторождениям систематически выше, чем для цикланов. Некоторый разброс значений ΔK свидетельствует лишь о многообразии условий диффузионного переноса УВ через покрывки с разными мощностью, текстурой и литологией на каждом из месторождений. Здесь важно отметить наличие закономерности, свидетельствующей о лучшей диффузионной проницаемости алканов по сравнению с цикланами.

Характерно, что сравнительная оценка соединений внутри углеводородных классов, т. е. структурных изомеров, каких-либо различий по данному признаку между ними не выявила. Величины ΔK оказались близкими как для нормальных и разветвленных алканов, так и для пяти- и шестичленных цикланов.

Изложенный материал соответствует данным экспериментальных работ по диффузии УВ в водной среде, в которой при 60°C коэффициент D составлял ($\text{см}^2/\text{с}$) для: бензола $2,6 \cdot 10^{-5}$, *n*-гексана $2,1 \cdot 10^{-5}$ и циклогексана $1,9 \cdot 10^{-5}$ (П. Уитерспун, Дж. Сахорес, 1972 г.). Однако имеются указания на то, что рост температуры не ведет к пропорциональному увеличению D . В области относительно высокой температуры (выше 100°C) D для алканов становится примерно на 50% больше, чем для аренов и цикланов (D. Gubbins, 1973 г.). Это явление хорошо объясняет четкую обособленность по данному показателю алканов в наших региональных примерах, где рассматривались нефти в условиях пластовых температур, достигающих 150°C.

Явления диффузионного разделения легких УВ обнаружены также в нефтях месторождений Терско-Сунженской зоны. В мезозое здесь региональная продуктивность связана с верхнемеловыми известняками, а на

некоторых площадях выявлена промышленная нефтеносность терригенных образований нижнего мела (баррем-апт). Сопоставительный анализ состава нефтей верхнего и нижнего мела выявил их сходство, что позволило ряду исследователей связать образование залежей в известняках верхнего мела с вертикальной миграцией нефти из нижнемеловых природных резервуаров. По анализу индивидуального углеводородного состава бензиновых и масляных фракций подтверждена принадлежность нефтей двух литолого-стратиграфических комплексов к единому генетическому ряду. Вместе с тем во всех суждениях о вертикальных перетоках их пространственное положение в границах отдельных площадей оставалось неясным.

Для выявления участков перетоков по легким УВ нефтей верхнего мела месторождений Терско-Сунженской зоны были определены численные выражения отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$:

Месторождение	$\frac{\Sigma C_5 + \Sigma C_6}{\Sigma C_7 + \Sigma C_8}$	Месторождение	$\frac{\Sigma C_5 + \Sigma C_6}{\Sigma C_7 + \Sigma C_8}$
Ахлово	0,3	Гудермес	0,2
Малгобек	0,3	Заманкул	0,4
Али-Юрт	0,2	Карабулак	0,5
Эльдарово	0,3	Серноводское	0,3
Хаян-Корт	0,6	Октябрьское	0,2
Брагуны	0,2	Старогрозненское	0,2

Из приведенных данных и на рис. 22 видно, что максимальными значениями этого параметра характеризуются нефти месторождений Хаян-Корт, Карабулак и Заманкул. Именно на этих площадях по результатам бурения были выявлены глубоко проникающие дизъюнк-

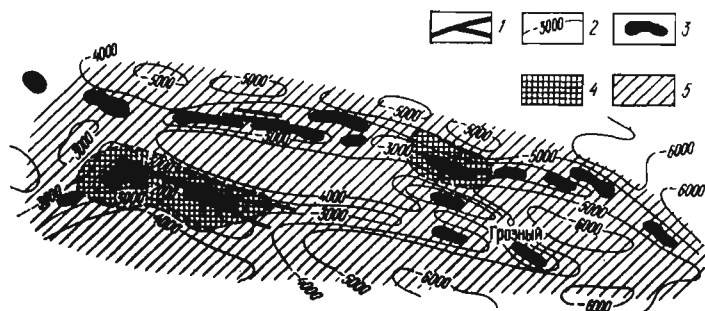


Рис. 22. Схематическая карта распределения углеводородных фракций C_5 , C_6 , C_7 и C_8 в бензинах нефтей верхнемеловых отложений Терско-Сунженской зоны.

1 — разрывные нарушения; 2 — изогипсы кровли верхнемеловых отложений; 3 — нефтяные месторождения; 4 — области равных значений отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$; 5 — 0, -0,4, 5 — 0,3-0,2.

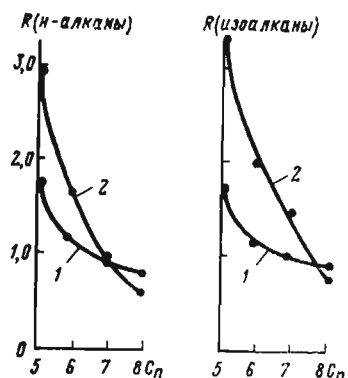


Рис. 23. Графики количественного распределения n -алканов и изоалканов в бензинах нефтей верхне- и нижнемеловых отложений Терско-Сунженской зоны.

R — соотношение содержания индивидуальных УВ в нефтях верхне- и нижнемеловых отложений; C_n — число атомов углерода в молекуле.

Месторождения: 1 — Карабулак, 2 — Заманкул

тивные нарушения. Величина отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ в нефтях нижнего мела указанных месторождений не превышает 0,2.

В целях уточнения природы преобразования легких УВ нефтей верхне- и нижнемеловых отложений были построены графики, аналогичные описанным для нефтей Прикумско-Сухокумской зоны (рис. 23). Как можно видеть, характер распределения кривых соответствует диффузионной природе фракционирования легких УВ. Ввиду значительной мощности нижнемеловых глинистых покрышек, разделяющих верхне- и нижнемеловые залежи (80—210 м), предполагается, что диффузионная

хроматография УВ здесь вызвана их массопереносом по плоскостям разрывных нарушений. Молекулярная и поверхностная диффузия УВ по разломам, по-видимому, имеет место и в тех случаях, когда нарушения, утратив свои проводящие свойства, уже не обеспечивают перемещение УВ в соответствии с законами фильтрации.

Примечательно, что сравнительно высокое содержание легких УВ состава C_5 и C_6 в нефтях верхнего мела площади Хаян-Корт, установленное еще до открытия залежи в нижележащих песчаниках апта, рассматривалось как прямое доказательство продуктивности этих отложений.

При оценке влияния диффузионных процессов на состояние залежей в историческом аспекте исследователи придерживаются разных точек зрения. Одни приписывают этим процессам созидующую роль в формировании промышленных скоплений УВ (Ю. С. Шилов, Ф. А. Макаренко, 1973 г.), другие считают их только разрушающими (П. А. Антонов, 1963 г.; S. Horter, 1973 г.). По нашим представлениям, диффузия приводит лишь к частичному разрушению залежей и ни в коей мере не способствует формированию промышленных скоплений УВ. В одних случаях, когда над залежью имеются водонасыщенные пласты, диффузия приводит к необратимому и невосполнимому уходу части легких газообразных и жидких УВ вместе с пластовыми водами. В других случаях, диффузионный массоперенос только перераспределяет УВ между залежами в многопластовых месторождениях. Судя по ореольно-хроматографическому распределению легких УВ вокруг залежи как в пластовых водах, так и в породах, диффузионные процессы в недрах нестационарны. При стационарных процессах состав УВ в залежах и у поверхности был бы одинаков, чего практически не наблюдается в природных условиях. Например, для углеводородных газов подсчитано, что концентрации, близкой к стационарной, они могут достигнуть при диффузии через покрывку мощностью 1000 м по истечении времени от 30 млн. до 24,4 млрд. лет при D от $5 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-9}$ см²/с (П. Л. Антонов, 1970 г.). В большинстве случаев это время намного превосходит возраст углеводородных скоплений. В целом, давая сравнительную оценку адсорбционной и диффузионной хроматографии углеводородных систем в соответствии с формами и геологическими условиями их миграции, следует указать, что эти про-

цессы разделения в большей степени проявляются при вертикальных массопереносах нефти и газа. В условиях такого перемещения (в отличие от внутрирезервуарной миграции) адсорбционное равновесие для систем наступает позже, чем в коллекторах, из-за относительно небольших объемов нефти, фильтрующихся на расстоянии, определяемом только мощностью слабопроницаемых пород-покрышек над залежами. Более того, эффект разделения нефти в ходе межрезервуарной миграции усиливается высокой удельной поверхностью глинистых частиц и их сорбционной активностью. Движение по вертикали благоприятно и с энергетических позиций для осуществления диффузионного переноса УВ, так как на сравнительно малом отрезке пути наиболее контрастно выражены различия в концентрации УВ, пластовых давлениях и температуре. Не случайно, что в подавляющем большинстве природных объектов хроматографические эффекты легче устанавливаются при сопоставлении углеводородных систем по разрезу отложений месторождений или осадочных бассейнов, нежели по региональному простиранию природного резервуара.

Глава V

ИЗМЕНЕНИЕ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ПРИ МИГРАЦИИ

Изучение стабильных изотопов углерода, серы, водорода и других элементов вскрыло большие возможности их применения в геологии, особенно при решении проблемных вопросов органической геохимии. В частности, отмечается значительная информативность соотношения легкого (^{12}C) и тяжелого (^{13}C) изотопов углерода в ОВ, нефтях и газах.

В настоящее время знание особенностей изотопного состава С позволяет освещать некоторые стороны проблем условий преобразования ОВ и генезиса нефти и газа, миграции УВ и образования их промышленных скоплений, а также вопросы геохимической или генетической типизации нефтей.

Вопросы миграции УВ представляются весьма интересными и менее разработаны применительно к природным углеводородным системам. В самом деле, явления, приводящие к изменению величины $\delta^{13}\text{C}$ в газах, конденсатах и нефтях, еще недостаточно раскрыты,

а имеющиеся сведения еще не дают четких и однозначных представлений о факторах и масштабах изотопного (по углероду) фракционирования УВ в недрах и его связи с физико-химическим преобразованием самих систем.

Важность исследования изотопных эффектов при миграции углеводородных систем очевидна, особенно при отдельной оценке формирования изотопного состава УВ на стадиях генезиса, миграции и образования залежей. Известно также, что вторичные процессы перемещения УВ в ряде случаев способны существенно трансформировать исходную изотопную характеристику нефти и газа, благодаря воздействию физических факторов разделения систем.

Закономерности изотопного фракционирования УВ при миграции сравнительно полно охарактеризованы для чисто газовых систем. Впервые У. Коломбо, Ф. Газзарини и Ж. Сирони (1967 г.) на примере газового многопластового месторождения Челлино (Италия) показали, что за счет вертикального диффузионного перераспределения метана через покрышки изотопный состав его вверх по разрезу становится легче. Эту природную закономерность они же подтвердили экспериментально, фильтруя чистый метан через гидрогенизированный бентонит в 20-метровой колонке. При этом было достигнуто фракционирование на 0,3% в сторону обогащения метана изотопом ^{12}C . Т. А. Крылова (1970 г.) аналитическим и расчетным путем на примере Днепровско-Донецкой впадины показала, что при диффузии метана от залежи к поверхности действительно происходит его фракционирование в сторону уменьшения отношения $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$.

При фильтрации метана через влагонасыщенную пористую среду эффект разделения может быть обратным вследствие повышенной растворимости в водах метана с изотопом ^{12}C . Очевидно, этим явлением следует объяснять возрастание значений $\delta^{13}\text{C}$ в метане вверх по разрезу продуктивных пластов на месторождении Лангензалц (ГДР) (Е. Müller, 1968 г.). Вследствие неодинаковой растворимости изотопов ^{12}C и ^{13}C в воде при ее миграции с растворенным метаном газы по направлению перемещения в данном случае обогащаются более тяжелым изотопом.

Аналогичные эффекты разделения наблюдали Э. Д. Сынгаевский, В. С. Лебедев, Т. П. Сафронова (1978 г.), моделировавшие перемещение газовых раст-

воров через фильтрующие среды разного вещественного состава. В первых же филтратых ими было установлено значительное обогащение метана (от 0,1 до 1%) изотопом ^{13}C . В ходе последующего прохождения раствора через модельную породу наблюдалось существенное возрастание в метане доли изотопа ^{12}C . По мнению авторов, это объясняется тем, что легкоизотопные молекулы метана, интенсивнее диффундируя, активно сорбируются на породе, пропускающей на первых этапах молекулы метана с преимущественным содержанием в них тяжелых изотопов. В дальнейшем обогащение филтратов легкоизотопным метаном происходит за счет его вытеснения высокомолекулярными углеводородными соединениями (бензолом, толуолом, циклогексаном и т. д.), характеризующимися лучшей сорбируемостью на породах. При струйном перемещении газов в высокопористой и трещинной среде какие-либо эффекты изотопного разделения отсутствуют.

Вариации изотопного состава ГКС при миграции изучены сравнительно хуже. Т. А. Крыловой (1970 г.) был смоделирован процесс дифференциации газоконденсатного раствора, полученного при растворении нефти Жетыбайского месторождения в газе при давлении 55 МПа и температуре 100 °С. Дифференциация модельной ГКС осуществлялась при давлении 45, 35, 25 и 10 МПа. Результаты моделирования показали, что при одном и том же давлении жидкие УВ жидкой фазы были обогащены изотопом ^{12}C по сравнению с жидкими УВ

газовой фазы. Эти опыты вскрыли важные тенденции, связанные с отсутствием преемственности в изотопном составе исходной нефти и полученных из нее конденсатов.

Для уточнения полученных ранее результатов и приведения их в соответствие с данными по индивидуальному углеводородному составу флюидов были проведены экспериментальные работы по растворению в газах конденсата Усть-Лабинской площади при 35 МПа и 55 °С (В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, Т. А. Крылова, 1978 г.). Условия моделирования подробно описаны в § 4 гл. III. Из результатов опытов (табл. 19) следует, что: 1) с уменьшением давления в широкой метано-нафтовой фракции модельных конденсатов увеличивается доля изотопа ^{13}C ; 2) в более узких бензиновых фракциях модельных конденсатов установлены те же тенденции роста доли изотопа ^{13}C , но в менее контрастной форме; 3) вариации в изотопном составе происходят главным образом под воздействием изменений фракционного, а не углеводородного состава модельных конденсатов. В бензинах конденсатов возрастание доли УВ состава C_5 и C_6 , как можно видеть, приводит к увеличению концентрации изотопов ^{13}C . В целом, следует отметить, что во всех модельных конденсатах С бензиновых фракций (н. к. — 130 °С) тяжелее в изотопном отношении суммарного С широких фракций. Это различие сглаживается в направлении снижения давления.

Экспериментальные данные находят ряд подтвержде-

Состав модельных конденсатов полученных при разном

Давление опытов, МПа	Состав широкой фракции конденсатов	$\delta^{13}\text{C}$ широкой фракции конденсатов, ‰	Фракция		
			Содержание УВ, %		
			Алканы	Цикланы	Арены
Исходный кон-денсат	$\text{C}_3\text{—C}_{30}$	—2,66	39,5	47,9	13,6
30	$\text{C}_5\text{—C}_{27}$	—2,56	43,5	43,1	13,4
24	$\text{C}_5\text{—C}_{17}$	—2,49	46,9	41,5	11,6
17	$\text{C}_5\text{—C}_{11}$	—2,34	51,5	38,7	9,8
10	$\text{C}_5\text{—C}_{10}$	—2,25	56,3	36,4	7,3

* Значения $\delta^{13}\text{C}$ даны в ‰ относительно международного стандарта PDB.

Таблица 19

давлении и температуре 55 °С, и изотопный состав углерода

н. к. — 130 °С					Объемное содержание, %		
$\frac{\Sigma \text{C}_5 + \Sigma \text{C}_6}{\Sigma \text{C}_7 + \Sigma \text{C}_8}$	Цикланы Алканы	Арены Алканы	Толуол Бензол	$\delta^{13}\text{C}$, ‰	CH_4	$\text{C}_2\text{H}_6 + \text{высш.}$ +высш.	$\frac{\text{C}_2\text{H}_6 + \text{высш.}}{\text{CH}_4} \cdot 100$
0,4	1,2	0,4	2,2	—2,39	76,5	18,6	24
0,6	1,0	0,3	1,6	—2,36	69,8	19,6	28
0,8	0,9	0,2	1,3	—2,39	73,8	19,2	26
1,1	0,8	0,2	0,7	—2,30	73,4	17,8	24
1,3	0,6	0,1	0,7	—2,25	76,5	17,6	23

$$\delta^{13}\text{C} = \frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{обр}} - (^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{станд}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{станд}}} \cdot 100$$

ний при региональных исследованиях конденсатов, например, Западного Предкавказья. Здесь, как уже упоминалось в гл. III, по вероятному направлению региональной латеральной миграции ГКС с юго-востока на северо-запад конденсаты ароматической группы сменяются ароматико-метановыми и метано-нафтеновыми. Соответственно смене групп в том же направлении $\delta^{13}\text{C}$ конденсатов увеличивается от $-2,96$ до $-2,51\%$. Эта направленность, как известно, совпадает с уменьшением пластовых давлений (от 37 до 14,8 МПа) и температуры (от 142 до 42 °C). Параллельно с этим отмечено уменьшение плотности конденсатов от 0,825 до 0,717 г/см³ и облегчение их фракционного состава.

Данные по групповому и индивидуальному углеводородному составу бензиновых фракций конденсатов и нефтей¹ мезозоя Западного Предкавказья позволяют отнести их к одному генетическому типу. В них преобладают нафтеновые УВ (36—52%), доля циклогексановых меняется в пределах 24—36%, содержание циклопентановых не превышает 18%, разветвленные УВ составляют более 50% общего содержания алканов. Указанное сходство позволило сделать вывод о едином генезисе конденсатов и нефтей данного региона и предположить, что небольшие нефтяные залежи являются реликтами газоконденсатных скоплений, существовавших в геологическом прошлом.

Однако, несмотря на видимое генетическое сходство нефтей и конденсатов, изотопный состав С в них различен. Так, например, в нефтях $\delta^{13}\text{C}$ составляет $-3,15 \div -3,07\%$, а в конденсатах $-2,51 \div -2,96\%$. Тем не менее, наблюдаемое обогащение конденсатов тяжелым изотопом по сравнению с нефтями не может свидетельствовать об их генетическом различии. Как уже было экспериментально показано, для генетически единых нефтей независимо от углеводородного состава содержание изотопа ^{12}C в них тем меньше, чем выше концентрация низкомолекулярной бензиновой фракции.

Изотопный состав С метана ГКС Западного Предкавказья нами не изучался, но имеются сведения, что на всех участках продуктивного комплекса $\delta^{13}\text{C}$ меняется закономерно. Независимо от углеводородного и

фракционного состава газовых конденсатов $\delta^{13}\text{C}$ варьирует в интервале от $-3,54$ до $-3,83\%$ (В. А. Лобков, 1977 г.). Отсутствие направленных изотопных эффектов фракционирования метана в данном регионе вполне соответствует известным представлениям о струйных латеральных формах миграции ГКС при формировании здесь залежей (С. Ф. Федоров, В. А. Чахмахчев, 1964 г.).

О поведении изотопов углерода ГНС при их миграции имеется ограниченное число сведений. Впервые У. Коломбо, Ф. Газзарини, Ж. Сирони (1967 г.) провели эксперимент по определению возможного фракционирования изотопов С в метане при выделении его из раствора в нефти. Опытами, проводившимися при 25 °C и 20 МПа, было установлено, что метан, выделяющийся из нефти в свободную фазу при снижении давления, обогащается изотопом ^{12}C по сравнению с растворенной его частью. Аналогичные результаты были получены Т. А. Крыловой (1970 г.), которая подтвердила эту закономерность по более широкому спектру термобарических параметров (45, 35, 25 и 10 МПа). В этих экспериментах было показано, что при разных режимах давления во всех модельных системах метан газовой фазы обогащался изотопом ^{12}C по сравнению с метаном жидкой фазы. Максимальное различие в значениях $\delta^{13}\text{C}$ в опытах наблюдалось при первоначальном снижении давления (до 45 МПа) и составляло 0,70%.

Результаты лабораторного моделирования в значительной мере подтвердились при изучении углеводородных систем ряда антиклинальных зон Тимано-Печорской провинции, Волгоградской и Саратовской областей. Здесь установлено обогащение изотопом ^{12}C метана чисто газовых скоплений ($-5,20 \div -5,68\%$). При переходе к газонефтяным и нефтяным залежам, т. е. по направлению предполагаемой латеральной миграции ГНС, $\delta^{13}\text{C}$ метана закономерно увеличивается соответственно до $-4,62$ и $-4,73\%$ (Т. А. Крылова, 1970 г.).

Изотопная характеристика жидкофазной части ГНС в аспекте их миграции изучена еще не в полной мере, хотя уже известны некоторые примеры физического фракционирования нефтей и его возможного влияния на формирование и направленность природных эффектов. С целью их выявления были замерены $\delta^{13}\text{C}$ нефтей и их бензиновых фракций по разрезу ряда месторождений платформенной части Восточного Предкавказья. В гл. IV уже рассматривались вопросы диффузионного перерас-

¹ Имеются в виду нефти верхнесреднеюрских и нижнемеловых отложений площадей Баракаевская, Ширванско-Безводненская, Дагестанская, Мирная Балка, расположенных на склонах Адыгейского выступа Восточно-Кубанской впадины.

пределах УВ состава C_5 , C_6 , C_7 и C_8 по разрезу месторождений этого региона. Напомним, что здесь с переходом от юрских к нижнемеловым продуктивным пластам в северо-западной части платформы в легких УВ направленно увеличиваются значения отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$, т. е. облегчается фракционный состав бензинов нефтей. Оказалось также, что величина данного отношения контролирует изотопный состав их легких УВ [10]. Если бензины пластов нижнего мела характеризуются значениями $\delta^{13}C$ $-2,22 \div -3,10\%$, то эта же фракция в юрских породах имеет $\delta^{13}C$ от $-2,83$ до $-3,30\%$ (табл. 20). За малым исключением (месторождения Южно-Сухокумское и Курган-Амур) бензины нижнего мела, как показано, в изотопном отношении тяжелее юрских (рис. 24). Таким образом, чем больше во фракции УВ состава C_5 и C_6 , тем

Таблица 20

Изотопный состав С нефтей Прикумско-Сухокумской зоны поднятий

Месторождение	Возраст пород	Пласт	$(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$		$\delta^{13}C$, %	
			Алканы + цикланы + арены	Алканы	Фракция н. к. $-130^\circ C$	Нефть
Величаевское	K_1	I	0,7	0,8	$-2,22$	Не опр.
		IX	0,3	0,4	$-2,39$	$-3,07$
J_2	K_1	IV	0,2	0,2	$-2,97$	$-3,19$
		VIII	0,6	0,8	$-2,56$	Не опр.
Зимняя Ставка	J_2	IX	0,6	0,8	$-2,56$	То же
		I	0,3	0,3	$-2,87$	"
Восточное	K_1	VIII	0,4	0,6	$-2,77$	$-2,92$
		II	0,2	0,2	$-2,97$	$-3,02$
Приграничное	J_2	IX	0,5	0,7	$-3,10$	Не опр.
		I	0,3	0,4	$-3,30$	То же
Безводное	K_1	VIII	0,6	0,8	$-2,52$	"
		II	0,3	0,3	$-2,83$	"
Русский Хутор (Центральный)	J_2	VIII	0,5	0,6	$-2,74$	"
		VI	0,1	0,1	$-2,92$	"
Южно-Сухокумское	K_1	IX	0,2	0,3	$-2,89$	"
		VI	0,5	0,6	$-2,89$	"
Курган-Амур	J_2	XIII	0,4	0,6	$-3,19$	"
		II	0,5	0,7	$-2,70$	"

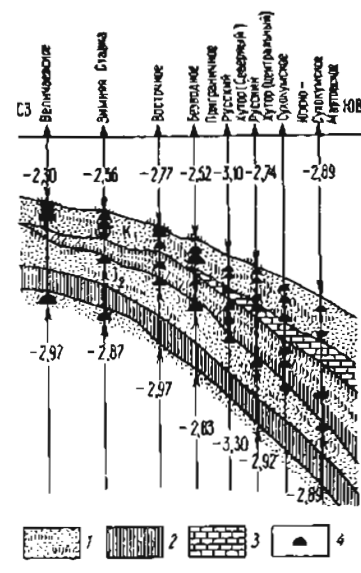


Рис. 24. Изменение величины $\delta^{13}C$ (‰) фракции н. к. $-130^\circ C$ нефтей по разрезу месторождений Прикумско-Сухокумской зоны поднятий.

1 — песчаники с прослоями глин и алевролитов; 2 — глины; 3 — известняки; 4 — залежи нефти

более высоким содержанием изотопа ^{13}C она характеризуется. Ясно видно, что выявленные изменения в изотопном составе С не связаны с углеводородным составом бензинов, в частности, с величиной соотношений цикланов, алканов и аренов (см. табл. 20).

Иная картина наблюдается при изменении величины $\delta^{13}C$ нефтей по разрезу месторождений Южно-Сухокумское и Курган-Амурское, где не зафиксирован диффузионный характер перераспределения УВ между пластами из-за наличия достаточно мощных экранирующих покрышек в верхней юре, получивших развитие на востоке платформы. Это нашло свое отражение и в своеобразном распределении изотопов С в бензинах по разрезу этих месторождений (см. табл. 20). Однако, как и во всех нефтях этого района, обогащены изотопом ^{12}C фракции с относительно малым содержанием низкомолекулярных соединений состава C_5 и C_6 .

Подобные же тенденции изменения $\delta^{13}C$ наметились при изучении изотопного состава С легких УВ нефтей мезозоя Терско-Сунженской зоны Восточного Предкавказья. Как уже отмечалось, здесь сравнительно высокие значения отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ были обнаружены в бензинах нефтей верхнемеловых известня-

ков на площадях Заманкул, Карабулак и Хаян-Корт. Эти небольшие аномалии совпали со структурами, на которых прослежено диффузионное перераспределение УВ по молекулярной массе в ходе миграции нефти по разломам из нижнемеловых в верхнемеловые отложения. Изотопный состав С бензинов полностью соответствует установленному молекулярному распределению УВ по разрезу. В бензинах верхнего мела с относительно высоким значением отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ определены максимальные величины $\delta^{13}C$ (‰): —2,46 Заманкул; —2,67 Карабулак и —2,56 Хаян-Корт. Та-

Таблица 21

Групповой состав и изотопный состав углерода нефти месторождений Терско-Сунженской зоны

Месторождение	Возраст продуктивного пласта	Массовое содержание УВ, % на фракцию п. к.—130 °С			Цикланы Алканы	$\frac{\Sigma C_5 + \Sigma C_6}{\Sigma C_7 + \Sigma C_8}$	$\delta^{13}C$, ‰
		Алканы	Цикланы	Арены			
Ахлово	K ₂	50,9	47,6	1,5	0,9	0,3	—2,77
Малгобек	»	54,1	43,3	2,6	0,8	0,3	—2,59
Али-Юрт	»	53,4	44,2	2,4	0,8	0,2	—2,60
Эльдарово	»	55,2	41,1	3,7	0,7	0,3	—2,73
Хаян-Корт	»	65,4	33,8	0,3	0,5	0,6	—2,56
Брагуны	»	57,1	41,8	1,1	0,7	0,2	—2,86
Гудермес	»	55,6	40,9	3,5	0,7	0,2	—2,67
Заманкул	»	60,5	38,2	1,3	0,6	0,5	—2,46
Карабулак	K ₁ , баррем	65,4	33,7	0,9	0,5	0,6	—2,57
	K ₂	59,7	40,1	1,3	0,6	0,6	—2,67
	K ₁ , апт	59,3	38,3	2,4	0,6	0,4	—2,75
Серноводское	K ₂	59,0	40,2	0,8	0,6	0,3	—2,50
Старогрозненское	»	57,9	40,2	1,9	0,7	0,2	—2,66
Октябрьское	»	61,5	37,1	1,4	0,6	0,2	—2,64

Таблица 22

Изотопный состав С узких фракций нефтей

Месторождение	$\delta^{13}C$ (‰) разных фракций (°С)						
	150—200	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	450—500
Кумдаг Котуртепе	—2,51	—2,82	—2,77	—2,85	—2,97	—3,15	—2,97
	—3,01	—3,15	—3,28	—3,19	—3,29	—3,51	—3,44

ким образом, обогащение нефтей вверх по разрезу изотопом ^{13}C (табл. 21) уверенно трассирует вертикальный массоперенос УВ между продуктивными пластами.

Обратная зависимость между величиной молекулярной массы УВ и $\delta^{13}C$ подтверждается также и лабораторными исследованиями изотопного состава С узких фракций нефтей (табл. 22).

Полученные результаты говорят о постепенном увеличении содержания изотопа ^{12}C в УВ по мере возрастания температуры кипения их фракций. Как и в известных исследованиях С. Сильвермана (1967 г.), отношение $^{13}C/^{12}C$ достигает минимума в диапазоне температуры 400—450 °С, с которым связана основная часть реликтовых УВ типа стеранов и гопанов. Вместе с тем имеются данные, свидетельствующие о том, что при достаточно глубоком фракционировании за счет сорбционных явлений в нефтях по направлению их миграции повышается доля изотопа ^{12}C . По-видимому, такая направленность предопределяется существенными потерями нефтью асфальто-смолистых компонентов и полициклических аренов, обладающих сравнительно высокими значениями $\delta^{13}C$.

В наших экспериментальных исследованиях фильтрации нефти через смесь песка с гидрослюдой (см. гл. IV) изотопный состав С в начальных фильтратах становится легче, чем в исходной нефти (от —2,86 до —3,02‰). При движении нефти через песок ее фракционирование по величине $\delta^{13}C$ не наблюдалось. К аналогичным выводам пришли Т. А. Ботнева, А. Г. Милешина и В. С. Фонин (1980 г.), определившие в ходе экспериментов сравнительно низкие значения $^{13}C/^{12}C$ для фильтрованных нефтей.

Глава VI

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ УСЛОВИЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И ФОРМИРОВАНИЯ ИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Совокупность природных факторов преобразования состава нефтей и газов при их миграции позволяет систематизировать все проявления этого процесса в виде критериев разной степени достоверности. Более того,

возникает возможность на основе использования этих критериев уточнить ряд положений, характеризующих условия миграции углеводородных систем, а также теоретические принципы формирования залежей нефти и газа.

Представление о возможности миграции углеводородных систем в виде недискретных фаз и ее энергетических предпосылок не ново в геологии нефти и газа. На реальность такого механизма перемещения УВ указывалось в исследованиях И. О. Брода и Н. А. Еременко (1947 г.), В. А. Соколова (1948 г.), В. П. Савченко (1952 г.), С. П. Максимова (1954 г.), М. А. Капелюшников (1954 г.), А. Л. Козлова (1960 г.), Дж. Рича (J. Rich, 1927 г.) и др. Мнение о перемещении УВ в виде гомогенных фаз складывалось на основе наблюдений за продвижением фронта нефти в добывающих скважинах, экспериментальных работ, а также расчетов гравитационных и гидродинамических факторов, предопределяющих энергетическую сторону процесса. В литературе, как известно, эти воззрения были сформулированы как теория струйной миграции нефти и газа (В. П. Савченко, 1954 г.; А. Л. Козлов, 1960 г.). Обладая достаточной физико-геологической аргументацией, эта концепция длительное время не имела должного геохимического обоснования, что делало уязвимыми отдельные ее положения.

В целом разночтения в оценке механизма и форм переноса углеводородных систем в пластах повлекли за собой ряд порой взаимоисключающих представлений не только об условиях миграции, но и закономерностях формирования залежей нефти и газа. Кратко они могут быть изложены в виде следующих положений.

1. При формировании залежей доминируют вертикальные формы перемещения углеводородных систем. Латеральная миграция играет подчиненную роль и проявляется в локальных масштабах, т. е. в границах очагов перетока (Н. А. Кудрявцев, 1959 г.; В. Ф. Линецкий, 1962 г.; К. Б. Аширов, 1969, 1971 гг.). В отдельных случаях предполагается вертикальная миграция газоконденсатных растворов, фазовые превращения которых приводят к формированию газонефтяных и газоконденсатных залежей на этапе уже внутрирезервуарной миграции (С. С. Цатурянц, 1972 г.).

2. Принцип «опережения углеводородных фаз» впервые рассматривался для условий латеральной миграции

нефти и газа в водорастворенном состоянии. Пути перемещения флюидов вверх по региональному наклону при этом связываются с пониженными межкупольными участками антиклинальных зон. В частности, согласно В. А. Соколову (1965, 1971 гг.), в процессе выделения УВ в свободную фазу газ как наиболее легкоподвижная часть системы, опережая нефть, обычно насыщает структуры, наиболее удаленные от источников миграции. В соответствии с этим по направлению перемещения УВ нефтяные залежи замещаются газонефтяными, а последние — газовыми. Подобная схема размещения типов залежей в пределах бассейнов отвечает также принципу «гравитационного перераспределения» УВ (К. В. Фомкин, 1964 г.; Д. А. Мирзоев, 1970 г.), согласно которому в ходе миграции газ и легкие нефти концентрируются в сравнительно приподнятых ловушках, осложняющих периферические зоны нефтегазоносных бассейнов.

3. Постулат о «локальных фазовых превращениях» основывается на представлениях об аддитивном накоплении в ловушке продуктов разных катагенетических стадий преобразования ОВ (К. Ф. Фомкин, Г. Т. Юдин, 1965 г.; М. С. Бурштар, 1973 г.). В этих условиях залежь может пройти все эволюционные типы — от газовых, газоконденсатных до газоконденсатнонефтяных и нефтяных. При этом считается, что полный цикл формирования проходят те структуры, в которых оказывается нефть, т. е. наиболее древней по поступлению считается газовая, а более поздней — нефтяная фаза. В связи со стадийностью поступления УВ в ловушки тип залежей в последних также определяется их гипсометрическим положением, что перекликается с элементами изложенных принципов региональных гравитационных перераспределений УВ.

4. Принцип «дифференциального улавливания УВ» был описан одновременно и независимо друг от друга в 1954 г. С. П. Максимовым и У. Гассоу. Позднее С. Ф. Федоров (1956 г.), основываясь на направленности изменения типов залежей в границах антиклинальных зон, ввел понятие о «ступенчатой миграции и распределении углеводородных фаз». В основу ими было положено свойство жидкостей и газов дифференцироваться в гравитационном поле в объеме ловушек в соответствии с их плотностью. При аккумуляции УВ это свойство проявляется в том, что более тяжелые флюиды вытесняются из ловушки легкими, что приводит к

образованию газовых залежей в наиболее погруженных структурах. Жидкие УВ в соответствии с их плотностью заполняют вышележащие ловушки. Ниже по региональному падению пласта вновь могут быть встречены нефтяные залежи с большим газовым насыщением (С. П. Максимов, 1964 г.).

Необходимые условия для начала дифференциации обычно возникают при незначительном превышении или равенстве давления насыщения пластовому давлению. Возникнув впервые в пласте-коллекторе, эти условия ($p_{пл} < p_{нас}$) для ГНС сохраняются и в других сообщающихся ловушках, расположенных по восстанию пласта. С чисто физических и геологических позиций гравитационного перераспределения флюидов по ловушкам рассматриваемый принцип достаточно хорошо аргументирован и вряд ли может быть истолкован иначе. В целом такого рода дифференциация приводит к нарушению исходного соотношения нефти и газа в системе и диспропорционированию газонасыщенности ловушек, т. е. к ее уменьшению по направлению миграции флюидов. Благодаря этим явлениям в том же направлении происходит смена типов залежей (газовые — газонефтяные — нефтяные).

Вместе с тем при сравнительном изучении залежей и для оценки критериев принципа дифференциального улавливания до сих пор учитывались главным образом объемные соотношения, а не состав фаз ГНС. При таком положении оценка однофазовых нефтяных залежей с указанных позиций встречала определенные трудности. Более того, в этом аспекте практически не рассматривались газоконденсатные залежи. Геохимически, таким образом, принцип слабо аргументировался данными анализа закономерностей в составе самих фаз.

Рассмотрим геохимические критерии принципа дифференциального улавливания для разных углеводородных систем.

Газонефтяная система. Современная картина распределения (по соотношению и составу) фаз системы определяется главным образом участием в процессах миграции УВ и формирования их залежей трех природных явлений, таких как:

дегазация в ловушках нефтей при $p_{пл} \leq p_{нас}$ и гравитационное перераспределение УВ по фазам и внутри фаз;

остаточное накопление УВ с близкими физико-химическими свойствами при многократном прохождении ГНС через ловушку в условиях $p_{пл} \leq p_{нас}$;

последовательное увеличение в ГНС, непрерывно поступающей в зону накопления, содержания продуктов поздних стадий катагенеза пород и рассеянного ОВ.

В целом процесс миграции ГНС и формирования залежей представляется следующим образом.

Продуцирующая толща, находясь на стадии (или в фазе) нефтеобразования поставляет в смежный пласт-коллектор жидкие УВ с растворенным в них газом. Из-за высокой газонасыщенности (и в связи с этим минимальной вязкости) система обладает на этой стадии значительной подвижностью. В зоне перехода ГНС в коллектор между системой и вмещающей средой могут иметь место следующие соотношения давлений: $p_{пл} > p_{нас}$ и $p_{пл} \leq p_{нас}$. В условиях первого неравенства система в виде сплошной фазы продолжает латеральное перемещение без выделения из нефти растворенного газа. Во втором случае выход газа в свободную фазу происходит тут же при удалении системы из материнской толщи. В любых случаях возникающие условия $p_{пл} \leq p_{нас}$ уже не меняются и сопровождают ГНС при ее перемещении по антиклинальной зоне.

Известно, что в системе из двух углеводородных фаз высокую лабильность при изменении давления и температуры проявляет растворимая, т. е. меньшая по объему фаза. В ГНС эту роль играют попутные газы. При миграции ГНС в условиях $p_{пл} \leq p_{нас}$ ловушки, находящиеся ближе к зоне генерации, аккумулируют большие объемы свободного газа, в котором как менее растворимые в нефти преобладают этан и особенно метан (см. §1 гл. III). По направлению миграции снижается как объем свободного газа, так и содержание в нем метана и этана при одновременном возрастании доли гомологов метана. Указанная дифференциация невозможна без вмешательства процесса остаточного накопления, т. е. морфологического фактора, делающего каждую ловушку «зеркалом» особенностей термобарических преобразований ГНС при непрерывно-прерывистом ее прохождении через всю зону накопления. Поэтому среди безусловных критериев латеральной миграции ГНС выделяются главным образом термобарические, всегда направленно изменяющиеся и определяющие газовые

параметры системы — давление насыщения, газовый фактор, коэффициент жирности попутных газов и изотопный состав С последних (рис. 25). Эти показатели трассируют направление движения системы и служат подтверждением принципа дифференциального перераспределения УВ.

К числу условных отнесены признаки, характеризующие катагенетические показатели преобразования жидкой фазы систем. В большинстве случаев они по залежам распределяются дискретно. Особое внимание следует уделить изменению плотности нефти. Еще ранее было отмечено, что при дифференциальном улавливании плотность нефти по направлению миграции увеличивается за счет гравитационного фактора оттеснения к контурам и дальнейшего перемещения вверх по восстанию тяжелых компонентов нефти (С. П. Максимов, 1964 г.). В некоторой части нашими работами, а также исследованиями В. В. Иванцовой и Г. П. Сверчкова по Западной Сибири (1971 г.) информативность этого критерия подтверждается однозначно. Остальные условные показатели косвенно указывают на направление движения системы из прогретых зон в сравнительно охлажденные, что было проиллюстрировано примером нефтей Пермского Предуралья (гл. III). Однако эти же параметры в других условиях могут в равной мере свидетельствовать о степени катагенетического преобразования нефтей после формирования залежей. Это и позволило отнести данные критерии к разряду условных.

Наконец, полное отсутствие каких-либо закономерных изменений обнаруживают параметры, характеризующие адсорбционно-хроматографические и диффузионные эффекты при латеральной миграции (см. рис. 25). Например, бессистемные вариации значений отношений смолы/асфальтены и $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ в нефтях практически всех изученных антиклинальных зон не позволяют соглашаться с представлениями о существовании эффектов сорбционного или диффузионного разделения нефти при ее внутрирезервуарном массопереносе.

В соответствии с принципом дифференциального улавливания в цепи сообщающихся ловушек при завершении миграции ГНС формируются главным образом газонефтяные залежи с различным качественным и количественным соотношением фаз. Дальнейшая эволюция залежей зависит от темпов прогибания зоны, от соотно-

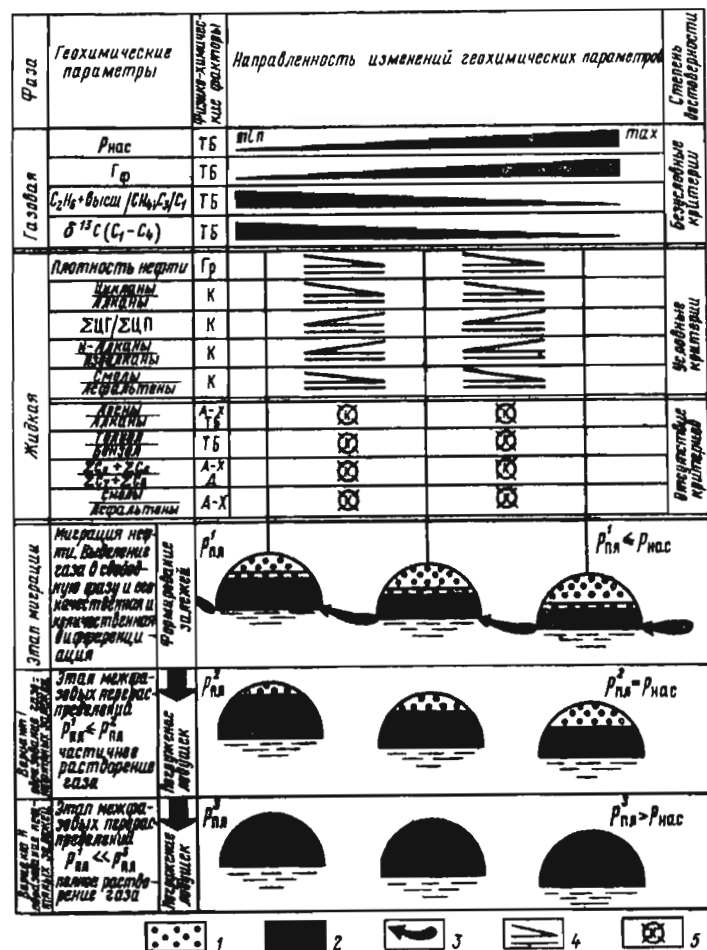
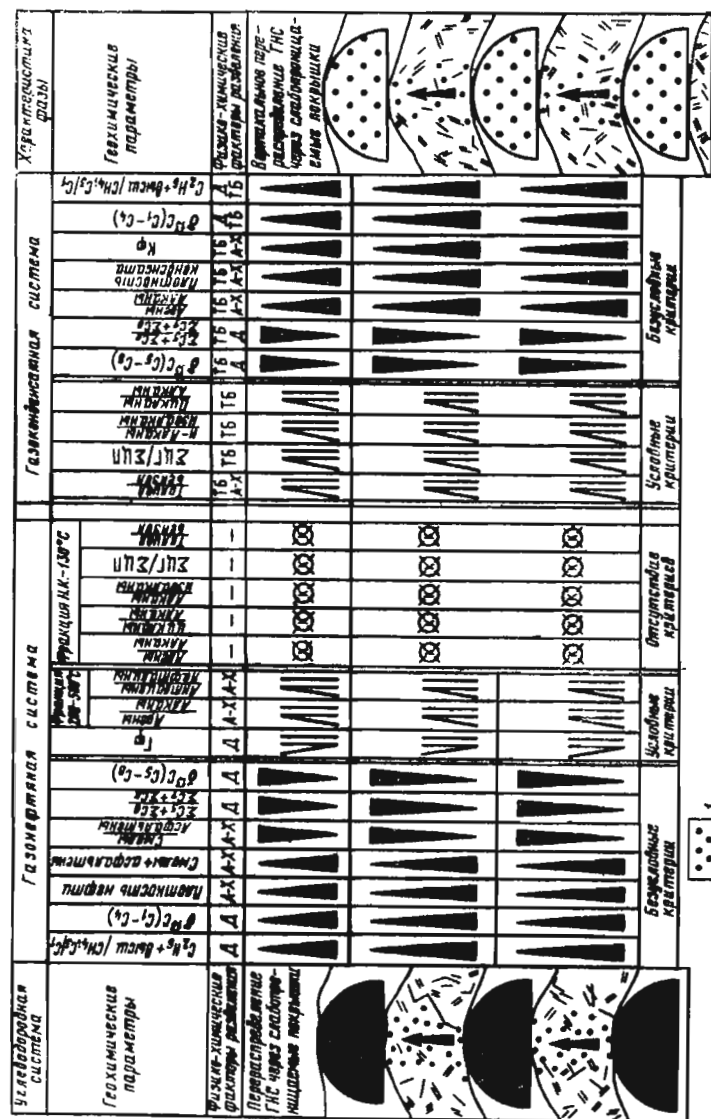


Рис. 25. Геохимические показатели процесса латеральной миграции ГНС и принципиальная схема ее дифференциации. 1 — газ; 2 — нефть; 3 — направление миграции ГНС; 4 — равные значения или направленное изменение показателя, 5 — незакономерные (дискретные) изменения показателя. Природные факторы преобразования: ТБ — термобарический, Гр — гравитационный, К — катагенетический, А-Х — адсорбционно-хроматографический, Д — диффузионный



шения в ловушках количества газа и нефти в оторочке, углеводородного состава обеих фаз. При небольших объемах газовых шапок, быстром погружении зон и росте $p_{пл}$ нефтегазовые залежи вследствие процессов растворения газов трансформируются в нефтяные, которые сохраняют все особенности состава газа, приобретенные на этапе миграции и образования скоплений (см. рис. 25). Значительные объемы газовых шапок и низкие темпы погружения бассейна способствуют сохранению до последних этапов смешанного газонефтяного типа скоплений. В некоторых случаях эти же газонефтяные залежи при резком и значительном возрастании пластовых давления и температуры и благоприятном сочетании объемного соотношения и состава фаз оказываются исходными для образования вторичных газоконденсатных залежей.

При анализе вертикальных форм перераспределения ГНС число надежных критериев процесса значительно возрастает, так как дифференциация связана практически целиком с явлениями адсорбционной и диффузионной хроматографии. В частности, при рассмотрении миграции через слабопроницаемые покрывки в качестве безусловных выделяются критерии, объединяющие такие параметры, как соотношения содержаний метана и его гомологов, смол и асфальтенов, фракций C_5-C_6 и C_7-C_8 , а также плотность нефтей, изотопный состав C фракции н.к. — $130^\circ C$ и т.д. (рис. 26). Очевидно, рассматриваемая форма миграции не влияет на углеводородный состав бензиновых фракций нефтей, что позволяет отнести этот показатель к группе слабоинформативных критериев.

Массоперенос ГНС по разломам характеризуется значительно меньшим числом достоверных критериев, так как в данном случае исключаются проявления сорбционных эффектов. Однако, как показал анализ флюидов ряда природных объектов, диффузионное фракционирование здесь еще имеет место. Например, оно выражается в увеличении Γ_f , доли метана в попутных газах, а также отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6)/(\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ в бензинах

Рис. 26. Геохимические показатели процесса вертикальной миграции ГНС и ГКС и принципиальная схема их дифференциации.

1 — газоконденсатная залежь.
Остальные усл. обозн. см. на рис. 25, 26

нефтей по направлению вертикального перемещения ГНС.

Газоконденсатная система. Долгое время оставалось неясным, какое место в теоретических представлениях о миграции и формировании залежей должна занимать ГКС. Однако тщательный анализ соотношения и состава углеводородных фаз системы позволил прийти к выводу о формировании ее залежей в соответствии с тем же принципом дифференциального улавливания. Современное распределение ГКС по объему и составу фаз также предопределяется тремя природными явлениями, сопутствующими процессам латеральной миграции, таковыми как:

ретроградная конденсация жидкой фазы в ловушках при $p_{пл} < p_{т.р.}$ (давление начала конденсации или точки росы);

остаточное накопление жидких УВ с близкими физико-химическими свойствами при многократном прохождении системы через ловушку в условиях $p_{пл} < p_{т.р.}$;

последовательное увеличение в ГНС, поступающей в зону накопления, содержания продуктов поздних стадий катагенеза пород и рассеянного ОВ.

Для ГКС в отличие от ГНС характерно, что жидкие УВ являются растворимой фазой, а газообразные — растворяющей. Как следствие этого, геохимическая информативность жидкой фазы ГКС по сравнению с газовой несоизмеримо возрастает. Наглядно это можно представить, исходя из следующей схемы миграции и образования залежей ГКС. Поступающие из продуцирующей толщи в коллектор сжатые газы, очевидно, попадают в условия $p_{пл} < p_{т.р.}$. Далее система, перемещаясь вверх по восстанию проводящей толщи, объединяющей сообщающиеся ловушки, начинает терять жидкую фазу вследствие самопроизвольных явлений ретроградной конденсации. При тех же давлении и температуре в первую очередь и в большом количестве в свободную фазу выделяются УВ, наименее растворимые в сжатых газах. К их числу, как известно, относятся арены и частично цикланы, а также в целом высокомолекулярные УВ всех трех классов. В результате подобного массопереноса ловушки, расположенные ближе к области генерации мигрирующих УВ, обогащаются легкоконденсируемыми соединениями (аренами, твердыми парафинами и т. д.). В наиболее удаленных от этой области структурах в соответствии с таким перераспределением

в больших количествах концентрируются УВ, легко растворимые в газах (низкомолекулярные алканы и частично цикланы). При указанном механизме формирования скоплений УВ каждая ловушка является отражением особенностей состава системы, не имеющей аналогов в смежных структурах.

Газовая составляющая ГКС из-за нарастающих потерь жидких УВ в ходе миграции постепенно теряет гомологи метана, что выражается в направленном снижении коэффициента жирности газов. При завершении процессов аккумуляции жидкие УВ в виде рассеянной фазы в поровом пространстве коллектора составляют всего лишь 0,004—0,0005% объема газовой части залежи. При последующем прогибании бассейна и росте пластовых давления и температуры вновь возникают все необходимые условия для ретроградного перехода выпавших ранее конденсатов в газовую фазу (рис. 27). Латеральный массоперенос ГКС характеризуется относительно широким набором геохимических критериев, семь из которых отнесены к безусловным (см. рис. 27). Все семь параметров связаны с термобарическими факторами преобразования систем и подтверждаются как экспериментальными исследованиями, так и анализом состава флюидов в залежах. К разряду условных отнесены показатели, полученные при лабораторном моделировании, но не всегда проявляющиеся в природных условиях.

Геохимические критерии вертикального массопереноса ГКС (см. рис. 26) по количеству и показателям близки к критериям, характеризующим латеральную миграцию газовых конденсатов. Однако при дифференциации их состава по разрезу месторождения существенно повышается роль сорбционных и диффузионных эффектов, особенно влияющих на величину отношений $C_2H_6 + \text{высш.} / CH_4$, арены/алканы, $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6 / \Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ и т. д. По ряду показателей, к сожалению, граница влияния термобарических, адсорбционно-хроматографических и диффузионных факторов проводится весьма условно. Скорее всего в разделении ГКС при ее перемещении через полупроницаемые разделы или экраны принимают участие термобарический и адсорбционно-хроматографический факторы. Тем не менее результаты их воздействия единонаправлены и приводят к однозначным преобразованиям большого числа параметров.

Сравнительный анализ геохимических критериев ла-

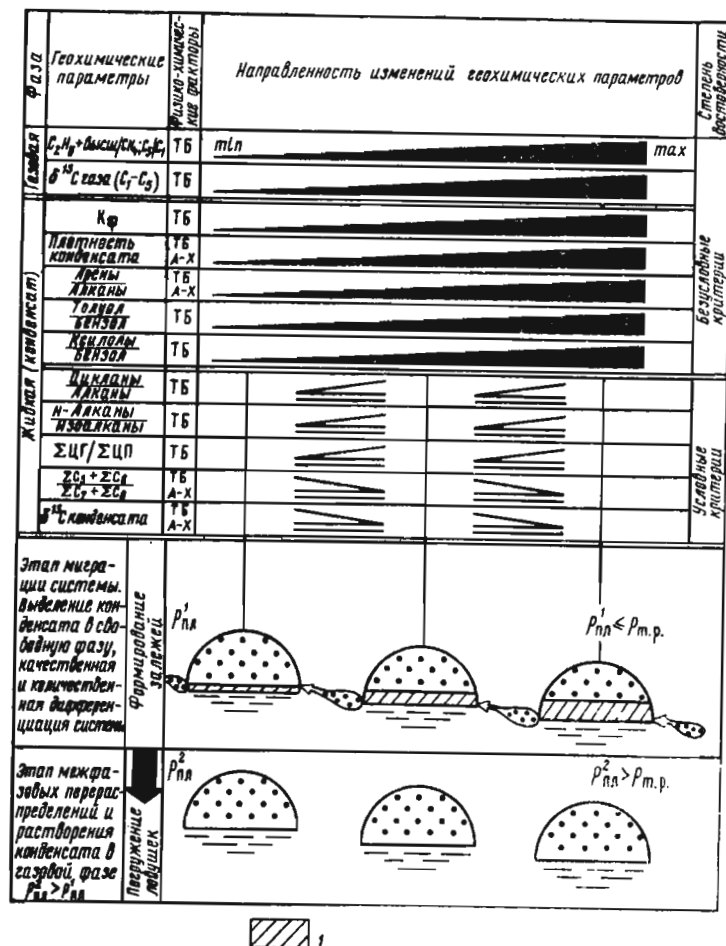


Рис. 27. Геохимические показатели процесса латеральной миграции ГКС и принципиальная схема ее дифференциации.

1 — оторочка конденсата газоконденсатной залежи. $P_{т.р.}$ — давление начала конденсации или точки росы. Остальные усл. обозн. см. на рис. 25, 26

теральной миграции ГНС и ГКС выявил ряд характерных особенностей их дифференциации. Сопоставляя рис. 25 и 27, легко обнаружить, что параметры критериев для ГНС и ГКС далеко не равноценны. Даже там, где эти критерии обозначены для обеих систем как безусловные, закономерности их изменения по направлению миграции могут быть разнонаправленными. Так, например, происходит с параметрами состава газов, их изотопной характеристикой, G_F , K_F , а также плотностью флюидов. Более того, признаки, информативные для одной системы, утрачивают эти качества для другой. Так, соотношения арены/алканы, толуол/бензол, $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$, относимые для ГКС к безусловным критериям, применительно к ГНС не дифференцируются. Другие условные критерии (соотношения изомеров алканов и цикланов), несмотря на одинаковую направленность преобразований, отражают разную природу вызывающих их явлений. Так, величина этих отношений по направлению миграции уменьшается для ГНС из-за снижения интенсивности катагенетических процессов, а для ГКС — при процессах ретроградной конденсации [15]. Существуют и некоторые различия между системами в критериях, определяющих вертикальную миграцию УВ, что отражено на рис. 26, однако они менее значительны, чем при внутрирезервуарной миграции.

Изучение геохимических критериев миграции позволило уточнить отдельные аспекты проблемы условий формирования залежей. Рассмотрим главные показатели этих условий.

Механизм переноса углеводородных систем во многом предопределяет направленность изменения геохимических параметров ГНС и ГКС. Анализ их состава свидетельствует о струйной форме их миграции. Если даже допустить, что УВ переносятся в водорастворенном состоянии, то, не углубляясь в детали процессов растворения и высаливания из вод жидких УВ, можно представить иной порядок изменения физико-химических свойств нефтей по направлению их движения, определяемый в основном характером растворимости компонентов. При этом должен образоваться ряд нефтей с резким уменьшением содержания смол, асфальтенов, высокомолекулярных аренов и цикланов по мере удаления залежей от зон генерации. При таком механизме последние ловушки на пути миграции содержали бы залежи легких метановых нефтей, практически лишенных

гетероатомных соединений и высокомолекулярных УВ. Однако подобные закономерности в природе не наблюдаются, скорее, они имеют обратный характер. Можно привести и другие доводы, опирающиеся на физико-химические законы, против механизма миграции углеводородных систем в водорастворенном состоянии.

1. Истинная растворимость жидких УВ сильно снижается в присутствии растворенных в воде газов. При 100°C и 33,4 МПа при добавлении в систему азота, углекислого газа, гелия, метана, этана растворимость бензола уменьшается от 0,33 до 0,09 г/100 г (В. И. Сергеевич, Т. П. Жузе, 1972 г.). В той же мере солюбилизация УВ сильно снижается с увеличением минерализации пластовых вод.

2. Растворимость смеси УВ не подчиняется правилу аддитивности, т. е. растворимость смеси значительно ниже растворимости наиболее растворимого в воде УВ.

3. Коллоидное растворение УВ в водах обусловлено количеством природных поверхностно-активных веществ (солей жирных кислот, нефтяных кислот и т. д.), при которых этот процесс ускоряется. Критические концентрации мицеллообразования по своим абсолютным значениям весьма велики (0,01—1,10 моль/л). Таких концентраций в пластовых водах нет (В. И. Сергеевич, 1972 г.).

4. Механизм эмульсионного переноса и перехода УВ в свободную, концентрированную форму еще не изучен.

5. Не выдерживает критики представление (М. С. Бурштар, И. В. Машков, 1963 г.) о возможности растворения газоконденсатных систем в пластовых водах. В соответствии с физико-химическим законом растворения вода в этих случаях, независимо от высокого давления, проявляя селективность, преимущественно растворяет метан и его гомологи и практически не затрагивает жидкие высокомолекулярные УВ.

Условия миграции и формирования залежей во многом уточняются данными геохимического анализа углеводородных систем (см. рис. 25 и 27). Соответствие качественного и количественного распределения УВ в ГНС и ГКС принципам дифференциального улавливания очевидно и не требует дополнительных геохимических пояснений. Интересно привести другие геолого-геохимические доказательства реальности этого процесса при миграции и аккумуляции УВ.

Еще в 1963 г. А. Г. Дурмишьян обратил внимание

на наличие остаточной нефти в газовой шапке газоконденсатнонефтяных залежей месторождений Карадаг и Калмас. Здесь нефтенасыщенность коллектора составляла 3—27% порового объема породы. Впоследствии это явление на примере большого числа залежей (месторождения Узень, Мубарек, Мыльджинское, Лучинецкое и т. д.) было подтверждено другими исследователями (А. С. Гаджи-Касумов, 1969 г.; И. С. Старобинец, 1966 г.; N. Bailey, E. D. Evans, C. Milner, 1974 г.). Остаточная нефтенасыщенность пород газовой части этих залежей составляла 12—25%. Реликты нефтей, например, в виде эпибитумоидов (0,1—10%) обнаружены также и в газовой шапке крупнейшего Оренбургского месторождения [15]. Все сказанное не оставляет сомнения в том, что УВ эпибитумоидов газовой шапки и нефтяной оторочки находятся в едином генетическом ряду. В свою очередь, это свидетельствует о широком распространении процессов вытеснения газом нефти из залежей при их формировании в соответствии с принципом дифференциального улавливания УВ. И. С. Гольдберг (1975 г.), установивший наличие больших включений керитов и антраксолитов в газовых шапках Вуктыльской, Джебольшкой, Нижнеомринской газоконденсатных залежей, объясняет их присутствие также внедрением газа, осадившего в коллекторе асфальтены из нефти. Однако более правильным было бы считать наличие указанных нафтидов результатом глубокой экстракции сжатыми газами остаточной нефти в шапках.

Экспериментальное подтверждение реальности процесса формирования залежей в соответствии с принципом дифференциального улавливания дал В. А. Краюшкин (1961, 1967 гг.), который на пластовых моделях провел серию оригинальных опытов, обнаружив при этом, что дифференциальное перераспределение УВ происходит в гидродинамических условиях струйного перемещения нефти и газа. Как оказалось, движущийся гидравлический поток не поднимается к своду «антиклинали», а обтекает ее вдоль подошвы. Тем не менее заполнение ловушки нефтью и газом происходит за счет всплывания и вытеснения застойной воды к подошве «антиклинали». В одной из своих работ А. И. Хазнаферов (1976 г.) провел термодинамические расчеты соотношения фаз и состава УВ в ловушках и убедительно доказал реальность механизма дифференциального перераспределения углеводородных фаз при формировании

залежей. Результаты расчетов подтвердили описанную выше схему разделения ГНС при латеральной миграции и направленность изменения ряда геохимических параметров.

О масштабах или расстоянии миграции углеводородных систем у разных исследователей пока не сложилось единого мнения. Во многом решение этого вопроса зависит от правильной оценки пространственного соотношения областей генерации УВ и зон нефтегазо-накопления. Сторонники концепции дальней латеральной миграции, например, указывают на существование генетической связи нефтегазоносности платформ с примыкающими к ним геоксинклинальными областями, откуда происходило поступление УВ (А. Л. Козлов, 1957 г.). Конкретизируя эти представления, В. П. Савченко, Н. Д. Кованько (1968 г.) на основании изучения газонасыщенности нефтей и состава газов отложений Русской плиты прямо указывают на возможность формирования здесь залежей за счет поступления УВ со стороны Предуральяского прогиба и Прикаспийской впадины. При этом расстояние перемещения углеводородных систем оценивается в несколько сот или тысяч километров.

Противоположной точки зрения придерживаются Н. А. Еременко и С. П. Максимов (1960 г.), считая крупные масштабы переноса углеводородных систем нереальными из-за резких литолого-фациальных изменений осадочных толщ при переходе от геосинклиналей к платформам, а также из-за наличия большого числа внутриплатформенных впадин, в которых происходили процессы нефтегазообразования.

Наконец, имеется третья категория представлений, по которым формирование залежей связывается с вертикальной миграцией УВ по глубинным разломам (Н. А. Кудрявцев, 1959 г.; В. Б. Порфирьев, 1967 г.). После генерации в мантийной зоне УВ, мигрируя вверх по разломам, преодолевают при этом путь в несколько десятков километров (по неорганической гипотезе образования нефти). В данной схеме В. Б. Порфирьев полностью отрицает боковую миграцию, а Н. А. Кудрявцев допускает ее возможность лишь на первых десятках километров.

Уточнение этого вопроса с геохимических позиций проводилось нами путем использования ряда безусловных критериев миграции ГНС и ГКС на примерах кон-

кретных антиклинальных зон, т. е. в их пределах определялись дистанции направленных преобразований уже известных параметров, отражающих массоперенос систем. Те участки зон, где величины наложенных геохимических критериев, проявляя дискретность, теряли свою закономерную направленность, исключались из анализа как имеющие, очевидно, другой источник поступления УВ со своими особенностями изменения состава. По не-скольким крупным нефтегазоносным провинциям указанным методом выявлены экстремальные значения расстояний как латеральной, так и вертикальной миграции (рис. 28). Как видно, по геохимическим признакам латеральная миграция проявляется на расстоянии от 80—100 до 220—240 км. Большие масштабы массопереноса углеводородных систем не зафиксированы, что свидетельствует о сравнительной близости нефтегазосборных площадей к областям генерации УВ. Количество последних в пределах молодых и древних платформ, очевидно, вполне достаточно для формирования скоплений УВ во внутриплатформенных зонах нефтегазонакопления. Все указанное определенно исключает возможность участия в процессах формирования залежей нефти и газа УВ более отдаленных областей геосинклинальных прогибов и впадин.

По геохимическим данным вертикальное перераспределение УВ имеет значительно меньшие масштабы, чем латеральное перемещение систем. Для нефтей одного генетического типа диапазоны вертикальных перетоков оцениваются от 200—300 до 1100—1500 м (см. рис. 28). Нигде не подтверждается сквозная по разрезу форма миграции, при которой УВ поступали бы из фундамента. Этим представлениям противоречат часто встречаемые в разрезах месторождений нефти, относящиеся к двум и более генетическим типам. Последнее обстоятельство свидетельствует о существовании нескольких продуцировавших комплексов в границах осадочных бассейнов и ставит под сомнение постулат о едином глубинном источнике нефти.

В целом применение методов геохимических реконструкций подтвердило генетическую связь углеводородных систем со впадинами и прогибами, где происходили процессы нефтегазообразования и перемещение этих систем в смежные зоны нефтегазонакопления. Однако качественный прогноз нефтегазоносности недр не может ограничиваться только оценкой условий и путей миграции

углеводородных систем. При этом требуются глубокие знания отличительных особенностей углеводородного состава ГНС и ГКС, который формируется на стадиях эволюционного преобразования рассеянного ОВ и дальнейшими процессами вторичной миграции существенно не трансформируется. Для более глубокого понимания путей формирования состава углеводородных систем до и после их аккумуляции в ловушках рассмотрим особенности их катагенетических и гипергенетических преобразований в залежах.

Глава VII

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЕЙ В ЗАЛЕЖАХ

После генерации УВ нефтяного ряда в недрах происходит их дальнейшее преобразование: на последующих этапах эволюции УВ исходный состав нефтей трансформируется как при миграции, так и в уже сформировавшихся залежах, благодаря продолжающемуся воздействию на УВ природных физико-химических факторов.

Известно несколько основополагающих гипотез о путях химического и биохимического преобразования нефтей в недрах. Согласно представлениям В. А. Успенского и О. А. Радченко (1947, 1970 гг.), исходная нефть — легкая, метановая и в достаточной мере восстановленная; последующая ее эволюция связывается в зависимости от геологических условий с процессами биохимического или прямого химического окисления УВ. По схеме А. Ф. Добрянского (1948 г.) за исходную принимается тяжелая, нафтеновая и смолистая нефть, переходящая в легкую, парафинистую в результате термokatалитических превращений. Н. Б. Вассоевич (1953, 1958 гг.) считает нижнюю границу биосферы поверхностью, от которой вверх и вниз процессы преобразования нефтей идут по-разному, а характер их эволюционных изменений противоположен. Автор придерживается последней концепции преобразования свойств нефтей в определенных геохимических зонах осадочной толщи под действием как катагенетических, так и гипергенетических процессов.

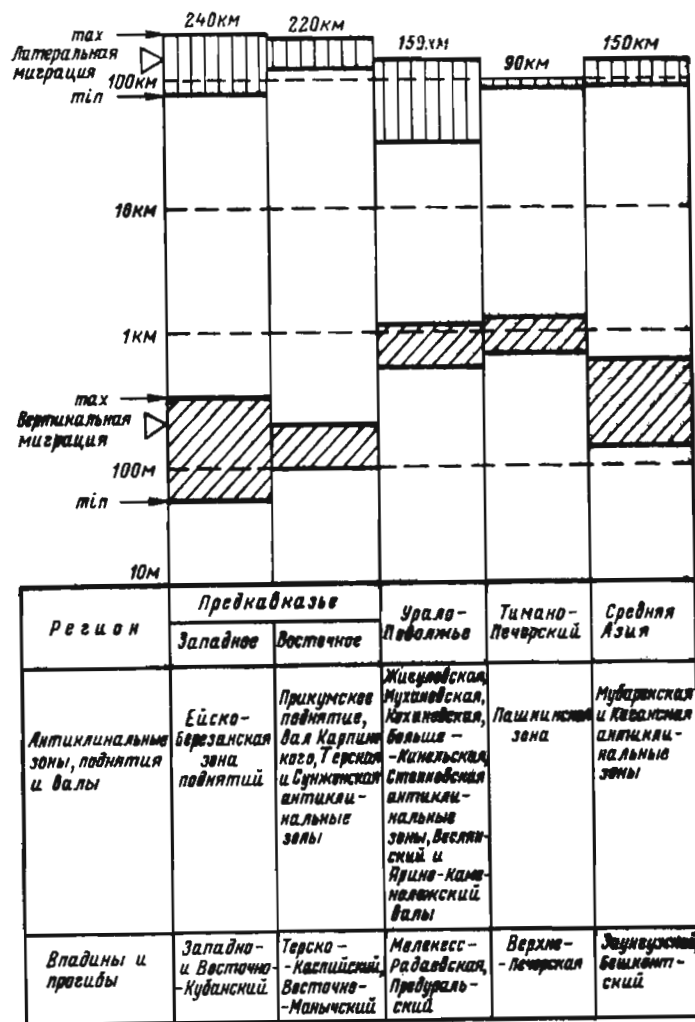


Рис. 28. Соотношение масштабов латеральной и вертикальной миграции (по анализу геохимических критериев этих процессов)

Разрушение нефтей в залежах представляет собой сложный процесс окисления, осернения, биodeградации, а также физического выветривания углеводородных соединений. В геохимическом аспекте с этим процессом связывается увеличение плотности, смолистости и сернистости нефтей и уменьшение в них концентрации парафиновых УВ. Попутные газы таких нефтей обеднены гомологами метана, а в общем балансе газообразных соединений заметную роль играют кислые компоненты (углекислый газ, сероводород), а также азот.

В механизме гипергенного преобразования УВ отводится также важное место бактериальному разрушению нефтей. Это было показано еще в ранних работах Т. Л. Гинзбург-Карагичевой, С. И. Кузнецова, М. А. Могилевского, В. О. Таусон, Л. Д. Штурм, Э. Бирштейера, Ц. Э. Зо-Белла и др. К числу наиболее интересных выводов, полученных при экспериментальных и региональных исследованиях последних лет, могут быть отнесены следующие.

1. При анаэробном и аэробном микробиальном разрушении независимо от типа нефтей повышается их плотность, увеличивается содержание смолисто-асфальтеновых соединений, серы и уменьшается концентрация парафиновых УВ в системе. При этом отмечено остаточное накопление нафтеновых УВ и новообразование ОВ углеводно-белкового характера (Т. Л. Симакова, З. А. Колесник, И. К. Норенкова, 1970 г.; Н. И. Шмонова, 1971 г.).

2. Снижение парафинового потенциала нефтей при биохимическом окислении происходит за счет удаления из модельных систем *n*-алканов как веществ, преимущественно потребляемых микроорганизмами. Среди *n*-алканов бактериями лучше усваиваются низкомолекулярные соединения, что было доказано на УВ ряда от C_{14} до C_{20} . Кроме того, не установлено какой-либо избирательности в биоокислении УВ с четным или нечетным числом атомов С в молекуле (И. К. Норенкова, М. Н. Карпенко, Р. А. Архангельская и др., 1973 г.; Р. М. Гудкова, 1973 г.).

3. При изучении природных биоценозов было обнаружено присутствие в пластовых водах аэробных и анаэробных форм бактерий, окисляющих также *n*-алканы состава C_1 — C_{10} . Установлено к тому же, что метан

потребляется бактериями значительно труднее, чем его гомологи. Среди микроорганизмов в водах не выявлены формы, окисляющие легкие арены и цикланы. В наиболее поздних экспериментальных исследованиях (W. Stahl, 1980 г.) по биodeградации нефтей, находящихся в контакте с морской водой, определена интенсивность разрушения соединений, отвечающая следующему ряду по убывающему порядку: *n*-гексан > изогексаны > циклогексан > бензол. По мнению указанного автора, ароматические УВ практически не затрагиваются процессами бактериального разрушения.

Как известно, биodeградация, окисление и осернение УВ составляют основную группу процессов, изменяющих состав нефтей в зоне гипергенеза. Необходимо рассмотреть результаты воздействия этих процессов на состав бензиновых и масляных фракций нефтей, т. е. выяснить, в какой мере и как при гипергенезе преобразуется не только групповой, но и индивидуальный углеводородный состав нефтей. Нами были изучены нефти ряда месторождений Предкавказья и Тимано-Печорской провинции с точки зрения изменения их состава под действием гипергенетических процессов. Полученные результаты привели к следующим выводам (В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, А. П. Бабенюшев, 1978 г.):

во фракциях *n*. к. — 130 °С нефтей зон гипергенеза незначительно увеличивается доля нафтеновых УВ за счет снижения концентрации алканов;

параллельно с частичным разрушением (до 10%) *n*-алканов происходит слабое уменьшение количества легких парафиновых УВ;

процессы гипергенеза (или биodeградации) нефтей практически не находят отражения в перераспределении легких изопарафиновых, нафтеновых и ароматических УВ бензиновых фракций.

Совершенно иную картину дает хроматографический анализ фракции 250—550 °С нефтей, отобранных в разных подзонах гипергенеза. На рис. 29 показаны стадии преобразования насыщенной части УВ этой фракции в зависимости от глубины залегания и степени биodeградации нефтей Старогрозненского месторождения. Например, отобранные на глубинах 1823—1825 м (зона умеренного катагенеза или раннего криптогипергенеза) пробы дают хроматограмму, типичную для парафинистых нефтей Восточного Предкавказья: на них четко

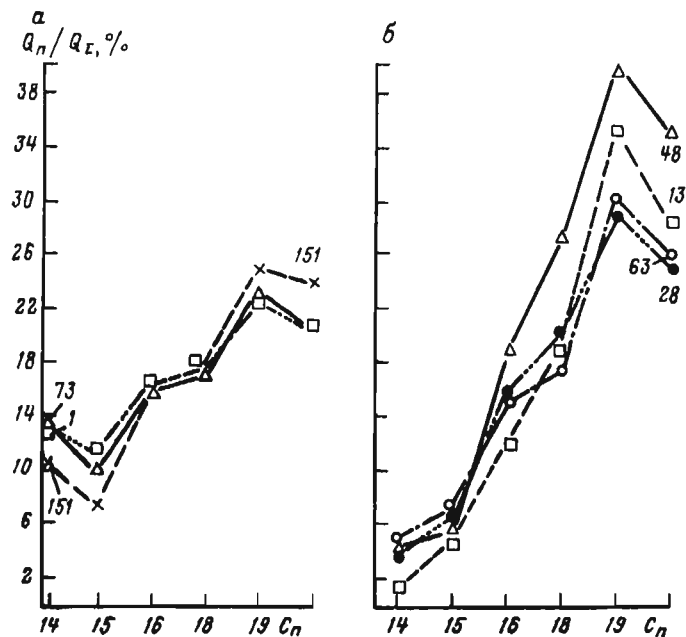
Таблица 23

Углеводородные показатели нефтей Западно-Тэбукского месторождения

Положение скважины относительно ВНК	Номер скважины	Глубина, м	$\frac{i-C_{18}}{i-C_{20}}$	$\Sigma (i-C_{14}-i-C_{16})$	$\Sigma (n-C_{14}-n-C_{16})$	$\frac{i-C_{18}+i-C_{20}}{n-C_{14}+n-C_{16}}$	$\frac{i-C_{18}+i-C_{20}}{\Sigma (i-C_{14}-i-C_{16})}$
Биодеградированные нефти							
В зоне размыва рифа	63	1362—1377	1,2	1,7	2,2	2,1	
В зоне ВНК	13	1410—1439	1,2	0,9	1,3	3,5	
	213	1465—1481	1,2	0,7	1,2	1,9	
	28	1907—1912	1,1	0,6	0,7	2,1	
Близко к ВНК	48	1390—1465	1,1	0,8	0,9	2,6	
	149	Нет данных	1,1	3,3	3,9	3,3	
Неизмененные нефти							
На удалении от ВНК	35	1893—1909	1,1	0,6	0,8	1,5	
На значительном удалении от ВНК	151	Нет данных	1,1	0,4	0,6	1,4	
	73	1876—1880	1,1	0,6	0,8	1,1	

более устойчивых пристана и фитана. Все это указывает на то, что при прочих равных условиях при гипергенезе в нефтях интенсивнее разрушаются более легкие изопреноиды. Характерно также, что в пределах залежи биодеградация нефти не оказывает видимого влияния на величину соотношения пристан/фитан (З. В. Якубсон, В. И. Тихомиров, В. А. Чахмахчев, 1980 г.).

Результаты выполненных нами анализов согласуются с данными других исследователей. В частности, Н. Бейли с соавторами (N. J. Bailey, A. M. Jobson, M. A. Rogers, 1973 г.) при изучении закономерностей изменения состава нефтей месторождений провинции Саскачеван (Канада) пришли к выводу, что ведущую роль в преобразовании нефтей здесь играют процессы их биодеградации, разрушающие в первую очередь n -алканы состава C_{10} — C_{25} , а затем изопреноиды. При этом моноядерные цикланы и арены захватываются

Рис. 30. Распределение изопреноидных УВ C_{14} — C_{20} в нефтях Западно-Тэбукского месторождения.

Нефть отобрана из скважин (цифры у кривых — номера скважин): а — удаленных от ВНК, б — расположенных вблизи ВНК.
 Q_n/Q_Σ — содержание УВ с разным числом атомов углерода в молекуле (C_n) на сумму изопреноидов, %

этим процессами в значительно меньшей мере; конденсированные полициклические молекулы аренов и цикланов практически не метаболизируются. Эти представления подтверждены результатами исследований нефтей Восточного Предкавказья и Средней Азии (М. Н. Забродина, О. А. Арефьев, Ал. А. Петров, 1978 г.). Независимо от степени биодеградации нефтей, в цикланах практически не изменяются количественные соотношения би-, три-, тетра- и пентациклических соединений.

§ 2. КАТАГЕНЕЗ НЕФТЕЙ

Катагенетические изменения в составе нефтей происходят при погружении вмещающих пород и увеличении пластовой температуры. Первые исследования свойств нефтей на месторождениях провинции Галф-Кост

(D. C. Barton, 1934 г.) проводились в прямой взаимосвязи с глубиной и температурными условиями их залегания. Позже большое число исследователей на примере многих регионов мира показали, что с глубиной погружения залежей плотность нефтей уменьшается, в их составе начинают преобладать парафиновые УВ (Н. Б. Васюкович, 1958 г.; А. А. Карцев, 1958, 1960 гг.; К. Krejci-Graf, 1934 г.; J. McNab, 1952 г.; J. Hunt, 1957 г.). В последующие годы «закон глубины» (depth rule), а значит, и температуры, получил широкое признание и только в редких случаях не находил регионального геохимического подтверждения.

Представления о катагенетическом превращении нефтей складывались на основе комплекса данных, полученных при термодинамическом анализе вероятности этого процесса, лабораторном моделировании и изучении геохимических превращений на природных объектах. Рассмотрим особенности изменения индивидуального углеводородного состава нефтей в залежах под влиянием катагенетических процессов.

В алканах легких фракций нефтей ($C_5—C_9$) их метаморфизм в ряде регионов приводит к заметному возрастанию содержания *n*-алканов по сравнению с их разветвленными изомерами. В последних при этом начинают преобладать монометилзамещенные изомеры, а среди них — УВ с метильным замещением во втором положении. В цикланах бензиновых фракций превращенных нефтей увеличивается концентрация монометилзамещенных изомеров циклогексана и циклопентана и уменьшается доля УВ с этильными заместителями. В легких аренах ($C_6—C_9$) на фоне закономерного роста их содержания при катагенезе нефтей определено направленное увеличение отношения $(C_6—C_8)/(C_9—C_{10})$; в них возрастает содержание бензола, толуола и *m*-ксилола при одновременном снижении концентрации этилбензола. В составе аренов $C_9—C_{10}$ вскрыты тенденции к увеличению моно- и диалкилбензолов по сравнению с три- и диметилбензолами (В. К. Шиманский, 1967 г.; Е. Г. Бурова, 1970 г.; Р. Мартин, Дж. Уинтерс, Дж. Уильямс, 1965 г.). В алканах широких фракций ($C_9—C_{34}$) с увеличением степени катагенеза нефтей происходит перераспределение нормальных изомеров в сторону возрастания концентрации низкомолекулярных УВ. При этом установлен также сдвиг концентрационных максимумов изопреноидов в область низкомолеку-

лярных УВ [21]. В ряде нефтей, испытавших сильное воздействие температуры, изопреноидные УВ практически не идентифицируются.

Направленность в снижении содержания изопреноидов в нефтях хорошо проявляется на фоне количественного распределения *n*-алканов. В частности, М. Н. Забродина, О. А. Арефьев, В. М. Макушина (1978 г.) на основе изучения большого числа нефтей СССР установили закономерное возрастание в них величины отношения $(i-C_{19}+i-C_{20})/(n-C_{17}+n-C_{18})$ по мере увеличения температуры и глубины залегания вмещающих отложений.

Пути катагенетических превращений тетра- и пентациклических соединений ряда стеранов и гопанов изучены весьма слабо, сведения по геохимии этих УВ отрывочны. На примере исследований нефтей отложений венда и нижнего кембрия юга Восточно-Сибирской платформы выявлено, например, закономерное уменьшение количества реликтовых УВ от 1,8—2% (на фракцию 430 °C — к. к.) до 0,1—1,3% по мере увеличения глубины залегания вмещающих пород от 1400 до 3100 м. Совершенно отсутствуют эти соединения в высокометаморфизованных нефтях Братского вала (В. М. Макушина, О. А. Арефьев, Ал. А. Петров, 1979 г.). Эти же авторы нашли, что в ряду полициклов пентациклические соединения типа 17α H-гопаны ($C_{27}, C_{29}—C_{35}$) обладают меньшей термической устойчивостью, чем стераны, поэтому отношение Σ гопанов/ Σ стеранов ими предложено использовать в качестве показателя катагенеза нефтей. С ростом глубины продуктивных горизонтов это отношение в нефтях венда и кембрия уменьшается от 2,5—2 до 1,7—1,4.

С геохимической точки зрения особого внимания заслуживают стераны, представленные в нефтях как новообразованными изостеранами (*цис*-сочленение колец *C/D*), так и соединениями, сохранившими пространственное строение природных молекул (α -стераны). Величина отношения α -стераны/изостераны, варьирующая в пределах 1,5—0,2, уменьшается в ряду нефтей, залегающих в кайнозойских, палеозойских и протерозойских отложениях [19]. Однако еще существует неопределенность в интерпретации аналитических данных; неясно, являются ли указанные превращения результатом эволюции нефтей или они отражают их генетические различия.

Имеются также некоторые разночтения направлен-

ности преобразований тетра- и пентацикланов. Например, не обнаружено признаков их распада в условиях жесткого лабораторного термолитического разложения (375—550 °С). В. Зайферт [39], проводивший эти эксперименты, вскрыл возможности количественного перераспределения соединений при высокой температуре. В частности, удалось установить возрастание отношений 17α Н-гопан/ 17β Н-моретан и тритерпаны (C_{27} — C_{30})/стераны (C_{27} — C_{29}).

Ниже излагаются результаты нашего изучения влияния катагенеза на общие физико-химические свойства нефтей, и особенно на индивидуальный углеводородный состав их бензиновых и масляных фракций на примере ряда нефтегазовых районов Предкавказья, Урало-Поволжья и других регионов Советского Союза.

Восточное Предкавказье. Терско-Сунженская зона, осложняющая южный борт Терско-Кумской впадины и имеющая сложное геологическое строение, характеризуется наличием двух структурных этажей — миоценового и эоцен-мелового. В настоящем разделе будут рассмотрены генетические однотипные нефти отложений нижнего и верхнего мела, отличающиеся разными условиями залегания в недрах.

Верхнемеловые известняки, вмещающие нефтяные залежи Терской и Сунженской зон, с запада на восток плавно погружаются с 2,3 до 4,7 км. В этом же направлении увеличиваются современная пластовая температура (от 90 до 170 °С), давление насыщения и газовый фактор. В попутных газах отмечено весьма устойчивое снижение доли гомологов метана. В сторону погружения верхнемеловых пластов уменьшается плотность нефтей от 0,865 до 0,817 г/см³, количество смол — с 8,3 до 1,2% и асфальтенов — с 4 до 0,1%.

Проведенные исследования показали, что групповой состав бензиновых фракций всех нефтей сходен: бензины имеют высокое содержание парафиновых (51—65%) и нафтеновых (34—48%) УВ и малое — ароматических УВ (0,7—5%).

Несмотря на видимое единообразие нефтей, в изменении состава бензинов просматривается ряд устойчивых тенденций. В пределах верхнемелового известнякового комплекса по мере погружения залежей в восточном направлении содержание нормальных и разветвленных алканов растет. При этом величина отношения n -алканы/изоалканы практически не меняется и со-

ставляет 1,2—1,3. Сохраняются также углеводородные соотношения и внутри разветвленных алканов состава C_6 , C_7 и C_8 . Во всех бензинах нефтей соотношение ди- и монозамещенных алканов характеризуется величиной одного порядка — 0,2—0,3.

По мере увеличения глубины залежей, пластовой температуры и давления отмечается снижение количества нафтеновых УВ, а отношение цикланы/алканы уменьшается от 0,9 до 0,6. Внутри группы цикланов УВ ведут себя по-разному. В указанном направлении происходит устойчивое снижение содержания циклопентановых УВ и рост доли циклогексановых соединений. Отношение $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ увеличивается от 0,8 до 1,5. Эта тенденция согласуется с направленностью роста пластовой температуры с запада на восток по региону от 90 до 170 °С. Коэффициент корреляции между отношением $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ и ростом температуры в недрах составляет 0,90 для бензинов нефтей верхнемеловых залежей (В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, 1972 г.).

При рассмотрении состава парафино-нафтеновых УВ, выкипающих в температурном интервале 250—550 °С, обращает на себя внимание относительно равномерное и близкое распределение n -алканов (C_{13} — C_{30}) и изопреноидов (C_{14} — C_{20}) в нефтях залежей, находящихся в различных температурных условиях (табл. 24). Как

Таблица 24
Углеводородный состав масляных фракций нефтей
(при разной пластовой температуре T)

Месторождение	Возраст пород	Глубина, м	$T, ^\circ C$	Углеводородные соотношения		
				$\frac{I-C_{12}}{I-C_{10}}$	$\frac{\Sigma(I-C_{12}-I-C_{10})}{\Sigma(n-C_{13}-n-C_{30})}$	$\frac{I-C_{19}+I-C_{20}}{\Sigma(I-C_{14}-I-C_{16})}$
Карабулак	K_1	2440	90	2,1	14,0	1,4
Малгобек	K_2	3100	85	2,0	12,6	2,0
Ахлово	»	3085	99	2,1	14,0	2,1
Октябрьское	»	4260	150	2,0	16,6	1,7
Брагуны	»	4200	150	2,0	13,1	1,1
Гудермес	»	4650	170	2,0	10,0	2,1

Состав нефтей Пермского Предуралья и пластовые температуры вмещающих отложений

Месторождение	Температура, °С		Фракция н. к.—130°С			$\Sigma (i-C_{14}-i-C_{20})$ $\Sigma (n-C_{13}-n-C_{20})$
	современная	палеотемпература*	Цикланы	н-Алканы	ΣЦГ/ΣЦП	
			Алканы	Изоалканы		
Соликамская впадина						
Каменноложское	25	150	0,5	1,3	1,0	15,0
Касибское	30	150	0,7	1,1	1,0	13,1
Цепельское	Не опр.	160	Не опр.	1,1	1,1	Не опр.
Яборовское	То же	160	0,6	1,2	1,0	То же
Гежское	31	170	0,7	1,2	1,5	12,4
Бельское	30	175	0,7	1,2	1,7	12,3
Ветосское (Шахта Ленина)	Не опр.	190	0,5	1,1	1,7	9,4
Юрюзано-Сылвенская впадина						
Шагиртское	27	125	0,5	1,1	1,1	8,8
Куединское	19	130	0,5	1,1	1,4	9,0
Кокуйское	27	150	0,5	1,0	1,7	9,7
Комарихинское	35	160	0,5	1,4	2,1	Не опр.
Красноуфимское	46	175	0,4	1,7	1,7	4,2

* По данным Г. С. Калмыкова (1974 г.).

можно видеть, отношение пристан/фитан стабильно в нефтях всего региона. Другие показатели — соотношения изопреноидов и *n*-алканов и изопреноидов с разной молекулярной массой — используются главным образом для оценки влияния природного термоллиза на углеводородный состав нефтей. Легко заметить, что изменение этих показателей не связано с увеличением современной пластовой температуры. Вместе с тем воздействие температуры начинает ощущаться в интервале 160—170°С, по-видимому, за счет частичного разрушения изопреноидов, отразившегося на снижении величины их соотношения с *n*-алканами до 10.

Пермское Предуралье. В пределах региона, как было показано ранее, выделено три типа нефтей — пермский, девонский и каменноугольный. Нефти, отнесенные к каменноугольному типу, залегают главным образом в отложениях верхнего девона-турне и угленосной свиты нижнего визе и обладают широкой региональной распространённостью как в границах впадин Предуралья, прогиба, так и на прилегающих к нему участках платформенной территории.

В целом по Пермскому Предуралью для нефтей этого типа установлена четкая меридиональная зональность в изменении ряда физико-химических параметров. Так, например, в восточном и северо-восточном направлениях (от платформы к Предуральскому прогибу) снижаются плотность нефтей (от 0,930 до 0,800 г/см³) и содержание в них смол и асфальтенов (от 33 до 1,2%) (С. А. Винниковский, А. З. Коблова, 1977 г.).

Результаты анализов состава бензиновых и масляных фракций нефтей каменноугольного типа были сопоставлены с данными о палеотемпературе терригенной толщи визейского яруса, полученными Г. С. Калмыковым (1974 г.) методом определения отражательной способности витринитовых включений. В районе Соликамской впадины погружение залежей с запада на восток не отразилось на современной пластовой температуре, которая колеблется в пределах 25—31°С. Однако палеотемпература здесь направленно увеличивается от 150—160°С на платформе (месторождения Каменноложское, Касибское) до 175—190°С на участках восточного склона впадины (Дуринское, Ветосское, Шахта Ленина). При этом в нефтях весьма слабо изменяются величины соотношений цикланов и алканов состава C₅—C₈ и *n*-алканов и изоалканов. Более существенные изменения

отмечены при анализе *n*-алканов, изопреноидов масляной фракции, а также шести- и пятичленных цикланов в бензинах. Как видно из табл. 25, заметное снижение величины отношения $(i-C_{14}-i-C_{20})/(n-C_{13}-n-C_{20})$ происходит в интервале палеотемпературы 175—190°С, очевидно, за счет уменьшения доли изопреноидных соединений. Более направленно возрастает отношение ΣЦГ/ΣЦП (от 1 до 1,7). Эта закономерность фиксируется уже при температуре 170°С. В Юрюзано-Сылвенской впадине в диапазоне палеотемпературы 125—175°С прослежены аналогичные тенденции возрастания указанных углеводородных соотношений.

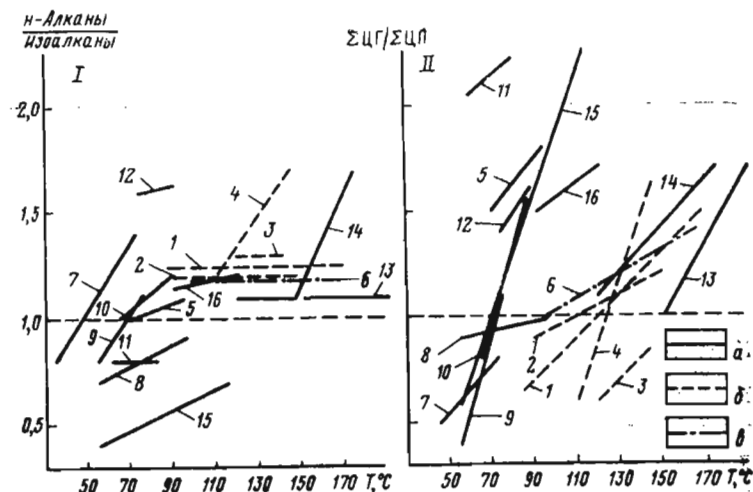


Рис. 31. Изменение величин отношений n -алканы/изоалканы (I) и $\Sigma C_6/\Sigma C_5$ (II) в зависимости от пластовой температуры (T).
Возраст продуктивных пластов: а — палеозойский; б — мезозойский; в — кайнозойский.

Нефтегазоносные бассейны, области или антиклинальные зоны: 1 — Терская зона (верхний мел), 2 — Сунженская зона (верхний мел), 3 и 4 — Прикумско-Сухокумская зона (соответственно верхний и нижний мел), 5 — Алжирская Сахара, бассейн Иллизи (девон), 6 — Западное Предкавказье (эоцен), 7 и 8 — соответственно Куйбышевское и Саратовское Поволжье (девон), 9 — Припятская впадина (карбон), 10 — Прибалтика (кембрий), 11 — Ферганская впадина (неоген-палеоген), 12 — Куйбышевское Поволжье (карбон), 13 — Соликамская впадина (верхний девон-нижний карбон), 14 — Юрюзано-Сычевская впадина (верхний девон-нижний карбон), 15 и 16 — Волгоградское Поволжье (соответственно карбон и девон).

С целью уточнения характера зависимости между пластовой температурой и углеводородным составом легкокипящих фракций нефтей был систематизирован дополнительный материал по некоторым нефтегазоносным бассейнам различной геотектонической природы (Е. Г. Бурова, 1967 г.; В. И. Данилов, В. И. Исаев, 1973 г.; Г. И. Сафонова, 1974 г.; В. К. Солодков, 1975 г.; Н. Н. Гурко, А. И. Богомолов, В. К. Шиманский и др., 1975 г.; Р. А. Твердова, 1976 г.). Эти данные, обобщенные по залежам крупных антиклинальных зон и представленные на рис. 31, позволили прийти к заключению, что из всех рассмотренных углеводородных соотношений количественное распределение шести- и пятичленных нафтенных составов C_5 — C_8 является наиболее тонким индикатором влияния пластовой температуры на метаморфизм нефтей. Величины соотношений легких цикланов и алканов, а внутри последних — нормальных

и разветвленных изомеров в ряде примеров неоднозначно отражают явления катагенеза нефтей. В отличие от легких УВ, метано-нафтенные фракции (250 — $550^\circ C$) нефтей, очевидно, более инертны при процессах их термолитиза в залежах. Это заключение вытекает из фактов сравнительно устойчивого сохранения величин ряда соотношений изопреноидов и n -алканов в достаточно широком диапазоне пластовой температуры. Заметные изменения в их перераспределении появляются лишь при более высокой температуре от 160 — $170^\circ C$.

Во всех рассмотренных нефтях метаморфизм не приводит к уменьшению в их легких фракциях отношения нормальных алканов к изо соединениям. Наоборот, в 50 случаях из 100 это отношение возрастает, а в остальных оно сохраняется неизменным (см. рис. 31), что необъяснимо с позиций процессов изомеризации. Во всех проявлениях природного крекинга величина данного соотношения в бензинах, по-видимому, тесно связана с потенциальным запасом углеводородных структур с прямой цепью в высокомолекулярных фракциях нефтей. В тех из них, где ресурсы n -алканов превышают концентрацию изоалканов, деструкция алкильных цепей при катагенезе приводит к увеличению отношения n -алканы/изоалканы. При равенстве содержаний этих соединений в высококипящих фракциях этот же баланс сохраняется и в бензинах.

Природным крекингом объясняется также и устойчивый рост величины соотношения шести- и пятичленных цикланов в легких продуктах распада нефтяных УВ. Указанная направленность в распределении УВ может быть объяснена двумя причинами: во-первых, пятичленные кольца как более напряженные по сравнению с шестичленными при нагреве обладают и большей способностью к разрыву, образуя насыщенные соединения с открытой цепью, и, во-вторых, повышенное содержание циклогексанов в легких продуктах распада обеспечено относительно высокими ресурсами шестичленных колец в высокомолекулярных соединениях конденсированного и мостикового типов (к их числу относятся трицикланы состава C_{11} — C_{13} , стераны, тритерпаны и т. д.).

Изложенный материал дает основание считать, что именно деструктивные, а не изомеризационные процессы изменяют соотношение УВ отдельных классов в нефтях после образования их промышленных скоплений.

Катагенез в залежах, как показал рассмотренный материал, не трансформирует генетические, исходно сложившиеся углеводородные показатели нефтей, несмотря на некоторое количественное перераспределение УВ в гомологических рядах. Все это позволяет думать, что состав нефти формируется на стадиях ее образования в материнских толщах. В концентрированных же формах нефть сохраняет все признаки своего генетического типа, несмотря на некоторые вторичные преобразования ее состава.

Следует особенно подчеркнуть, что величина соотношения шести- и пятичленных цикланов в бензинах как наиболее чувствительный индикатор катагенеза может быть использована и как максимальный палеотермометр с относительной для каждого региона температурной шкалой.

В литературе имеется достаточное число публикаций, в которых делались попытки дать численное выражение степени катагенеза нефтей путем введения специальных расчетных коэффициентов. Так, А. Ф. Добрянский (1948 г.) предложил использовать отношение суммы выхода фракции н.к. — 150 °С и содержания в ней метановых УВ к плотности нефти как коэффициент ее метаморфизма. В. К. Шиманский (1967 г.) с учетом геохимического обобщения данных об индивидуальном углеводородном составе бензиновых фракций нефтей дал несколько иную расчетную основу коэффициента метаморфизма ($K_{мет}$): $K_{мет} = n \cdot C_6 / (\sum i \cdot C_6 + \sum ЦГ + \sum ЦП)$.

Значения его от 0,17 до 0,29 характеризуют слабо-метаморфизованные нефти, а более 0,70 — высокометаморфизованные. В таком выражении $K_{мет}$ приобретает свойства универсального параметра.

Однако, исходя из наших выводов, $K_{мет}$ нефтей по легким фракциям (н.к. — 130 °С) корректнее представить в несколько ином, уточненном виде: $K_{мет} = B \cdot (\text{алканы/цикланы}) \cdot (n\text{-алканы/изоалканы}) \cdot \sum VL / \sum ЦП$, где B — коэффициент выхода бензиновой фракции (в долях единицы).

В зависимости от особенностей состава нефтей в каждом регионе пределы изменения данного параметра могут быть различными. В связи с этим, как нам представляется, настоящий коэффициент не может быть универсальным для нефтей всех типов, а его использование правомерно лишь в локальных границах определенных нефтегазоносных бассейнов, где имеются в бла-

гоприятном пространственном соотношении области генерации УВ и зоны нефтегазоаккумуляции. В таких бассейнах обычно встречаются нефти одного или нескольких генетических рядов, по каждому из которых использование численного выражения $K_{мет}$ представляется вполне обоснованным.

Глава VIII

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

Освоение перспективных территорий и глубинных зон земной коры неразрывно связано с поисками закономерностей пространственного размещения как нефтяных, так и газоконденсатных и газовых скоплений и разработкой геохимических методов их прогноза. Значение проблемы раздельного прогнозирования неуклонно возрастает в связи с постепенным истощением нефтяных ресурсов, приуроченных к средним гипсометрическим интервалам разреза осадочных образований, и выходом поисково-разведочного бурения на большие глубины. Исследования в данном направлении уже выходят за рамки чисто теоретических разработок, приобретая с годами практическую направленность.

В зависимости от степени изученности поисковым и разведочным бурением того или иного осадочного бассейна задачи геохимических методов прогнозирования могут быть различными, а в соответствии с этим отличаются друг от друга и модификации этих методов. На пороге освоения новых территорий оценка прогнозных запасов нефти и газа подгрупп D_1 и D_2 осуществляется главным образом объемно-генетическим или геологостатистическим методами, в основе которых лежат геохимические методы аналогий или модельных способов исследований процессов нефтегазообразования. С расширением объемов разведочного бурения, обеспечивающих преимущественно оценку перспективных запасов категорий C_1 и C_2 , возникает последовательный ряд новых задач.

Например, в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) с доказанными промышленными запасами УВ проблемы прогноза фазовых состояний УВ локализуются уже на

менее изученных частях бассейнов или сравнительно глубокозалегающих геологических объектах. Относительно высокая степень достоверности прогноза на этом этапе обеспечивается не только установленной продуктивностью отдельных комплексов, но и широтой фактического материала.

§ 1. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗДЕЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕ- И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Любой метод прогноза должен опираться в первую очередь на научно обоснованную теорию, без которой он теряет достоверность и право на применение. К настоящему времени практически вся мировая нефтегазовая геология и органическая геохимия базируются на эволюционной органической, осадочно-миграционной концепции преобразования рассеянного ОВ пород и генерации УВ нефтяного ряда.

В числе первых, кто пытался генетически связать характер нефтегазоносности недр с термобарическими условиями преобразования рассеянного ОВ, был В. А. Соколов (1948 г.), предложивший выделять в разрезах НГБ биохимическую, переходную и нижнюю термokatалитическую зоны образования нефти и газа. Последующими исследованиями эта схема была существенно детализирована путем более четкой локализации в геологическом пространстве и времени зон генерации УВ различного фазового состояния. В частности, временной интервал, соответствующий значительным новообразованиям битумоидов и УВ, получил название главной фазы нефтеобразования (ГФН) [5]. А. Э. Конторовичем (1967 г.) была предложена схема, на которой интервалы разрезов НГБ со значительными битумопроявлениями выделены как главная зона нефтеобразования (ГЗН). Пытаясь генетически увязать термобарические условия преобразования рассеянного ОВ с типами формирующихся скоплений УВ, И. В. Высоцкий (1967 г.) разработал схему вертикальной иммерсионной зональности, которая, в частности, предусматривает размещение интервала газовых конденсатов под интервалом нефтеобразования.

Все предложенные в последующие годы схемы зональности нефтегазообразования не имеют больших различий и основываются на выделении двух зон газообра-

зования: верхней (биохимической) и нижней (высокотемпературной).

Однако главным звеном, органически связывающим отдельные виды геолого-геохимических методов, являются представления об эволюционности, стадийности процесса генерации различных углеводородных систем, зависящего в значительной мере от термобарической обстановки недр. Эти условия всегда учитываются при анализе геологического развития НГБ и являются главным фактором, обуславливающим закономерности размещения преимущественно нефтяных или газовых скоплений. Другое важное обстоятельство, которое обычно принимается во внимание при геологическом анализе зон размещения жидких и газообразных УВ, — это различие фациальных типов отложений и исходной биомассы (преимущественно гумусовой или сапропелевой) в материнских толщах.

Геологические предпосылки раздельного прогнозирования чаще всего определяются знанием:

- времени и темпов прогибания осадочных бассейнов и прохождения материнской толщей зон разных стадий катагенеза;

- пространственно-временных соотношений процессов генерации УВ разного фазового состояния и формирования ловушек и залежей;

- размещения областей генерации УВ и зон нефте- и газонакопления;

- литолого-физических свойств покровов и пространственного соотношения пород-коллекторов с продуцировавшими толщами;

- условий вертикальной и главной латеральной миграции углеводородных систем и особенностей их качественной и количественной дифференциации;

- влияния позднегеологических и неотектонических движений на условия переформирования залежей и изменения в них фазового состояния УВ.

Значение каждого из указанных условий раздельного нефте- и газонакопления в НГБ оценивается по-разному, в зависимости от преобладающего влияния того или иного природного фактора. Например, в границах Среднеазиатского региона формирование газовых скоплений связывается с ранним и длительным прогибанием НГБ, в которых продуцировавшие толщи находились в нижней высокотемпературной зоне газообразования. Бассейны позднего интенсивного прогибания рассматри-

ваются как существенно нефтеносные (К. Н. Кравченко, Н. И. Кошелев, Л. Н. Смирнов, 1978 г.). Другие авторы, отводя решающую роль диффузионным потерям УВ и степени надежности покрышек, приходят к заключению о преобладающем нефтенакоплении на плитах древних платформ и в геосинклинальных областях и газонакоплении на молодых эпипалеозойских платформах. В границах последних зоны газонакопления совпадают с молодыми по возрасту структурами, тогда как зоны нефтенакопления проявляют связь с ловушками более древнего заложения (И. И. Нестеров, А. Г. Потеряев, В. В. Потеряева, Н. Х. Кулахметов, 1978 г.).

Анализ пространственного положения продуцировавших толщ, их литолого-фациальной характеристики и типа рассеянного ОВ на примере эпипалеозойских плит был проведен Н. А. Крыловым [13]. Им было показано, что юрская терригенная субугленосная формация на тех территориях, где она контактирует с морскими битуминозными известняками триаса, преимущественно нефтеносна. Эта же формация в аналогичных палеогеотермических условиях оказывается газонасыщенной в тех случаях, когда она подстилается пестроцветными континентальными образованиями триаса или метаморфизованными породами палеозойского фундамента.

Существенным при раздельном прогнозировании является правильная оценка пространственного соотношения областей генерации УВ и зон нефтегазонакопления, а также сопоставление масштабов миграции углеводородных систем и характера их дифференциации по составу и количественному соотношению углеводородных фаз. Как известно, при прочих равных условиях (степени катагенеза пород, типе исходного ОВ и геотектоническом развитии НГБ) перераспределение УВ по их фазовому состоянию в залежах может происходить вследствие процессов латеральной миграции УВ в антиклинальных зонах и аккумуляции в последних флюидов в соответствии с принципом дифференциального улавливания. При этих условиях с приближением к областям генерации УВ нефтяные скопления переходят в газоконденсатнонефтяные, газоконденсатные и газовые. Региональных примеров указанного распределения УВ в зонах накопления достаточно много как в границах отечественных, так и зарубежных НГБ. В описанном ряду ГКС с нефтяными оторочками чаще всего размещаются в зонах преимущественного нефтенакопления в

отложениях, достигших стадий катагенеза, отвечающих РФН. Прогноз таких вторичных ГКС достаточно сложен и требует знаний весьма широкого набора физико-химических пластовых параметров в уже выявленных нефтяных скоплениях (объемные или массовые соотношения газовой и жидкой фаз, их углеводородные составы, пластовое давление, температура и т. д.).

На ранних этапах изучения залежей рядом авторов рекомендуются более простые и приближенные приемы прогноза вероятностей открытия газоконденсатных скоплений на участках погружения нефтеносных комплексов. Эти методы основаны на анализе величин газового фактора вскрываемых углеводородных систем. Пределы значений $G_{\text{ф}}$, характеризующего систему, по данным многих авторов, весьма различны. Тем не менее они создают определенные представления о возможностях перехода нефтяных систем в газоконденсатные в рамках зон нефтегазонакопления. Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг (1962 г.), описывая пять разновидностей систем по фазовому состоянию УВ, выделяли, в частности, «конденсатный газ», для которого граничные значения $G_{\text{ф}}$ составляют $1200\text{—}12\,500\text{ м}^3/\text{м}^3$ и более при плотности жидкой фазы $0,740\text{—}0,780\text{ г/см}^3$. Нефти с «высокой и низкой усадкой» ($0,780\text{—}0,850\text{ г/см}^3$), по их данным, попадают в интервал значений $G_{\text{ф}}$ от 1200 до $180\text{ м}^3/\text{м}^3$. В ряде сводок указывается на целесообразность выделения так называемого промежуточного интервала $G_{\text{ф}}$ $535\text{—}1070\text{ м}^3/\text{м}^3$: ниже $535\text{ м}^3/\text{м}^3$ система определяется как нефтяная, выше $1070\text{ м}^3/\text{м}^3$ — как газоконденсатная (Д. Катц, 1965 г.). По материалам других публикаций верхний предел $G_{\text{ф}}$, еще характеризующий систему как нефтяную, колеблется в диапазоне $552\text{—}574\text{ м}^3/\text{м}^3$.

За последнее десятилетие ни один из природных факторов, пожалуй, так тесно не связывается с процессами нефтегазообразования, как температура недр, контролирующая интенсивность процессов генерации жидких и газообразных УВ. Поэтому практически во всех геолого-геохимических построениях палеотемпература и (или) современная температура являются параметрами, предопределяющими закономерности размещения УВ разных фазовых состояний. В среднем температуру $60\text{—}90$ и $130\text{—}150^\circ\text{C}$ исследователи называют соответственно верхним и нижним пределами нефтеобразования. Определению положения главной зоны нефтеобразования в пространстве и времени посвящено нема-

ло принципиальных разработок, в которых учитывались глубина, геологический возраст вмещающих пород, а также современный геотермический градиент различных НГБ (К. Landes, 1967 г.; W. Pusey, 1973 г.; D. Barker, 1979 г.). При этих исследованиях на примере североамериканских месторождений была выявлена приуроченность зон нефтенакпления к температурному интервалу 65—150 °С и обратная связь глубины их размещения с величиной ныне существующих геотермических градиентов в бассейнах.

Ранее неоднократно отмечалось, что зоны с соответственной температурой начала нефтеобразования располагаются на разных гипсометрических уровнях в НГБ различной геотектонической природы. Иными словами, ГЗН в материнских толщах опускается на большие глубины последовательно в районах докембрийских, эпигерцинских платформ и альпийских впадин или прогибов. В. Ф. Раабен (1978 г.), например, показал, что верхняя зона распространения нефтяных залежей смещается от 40—50 °С (1—1,5 км) до 100—120 °С (3,5—4 км) при переходе от палеозойских отложений древних плит к кайнозойским формациям альпийских геосинклиналей. Причиной такого смещения чаще всего считают продолжительность в геологическом летоисчислении пребывания материнских толщ в температурных условиях, отвечающих ГФН. С позиций данных представлений геологическому времени придается значение множителя при ведущем факторе катагенеза — температуре.

Сторонники подобных воззрений полагают, что более продолжительное время преобразования рассеянного ОВ (cooking time по Ж. Коннану) может вполне компенсировать сравнительно низкие температуры процессов нефтеобразования в отдельных регионах. В частности, Ж. Коннан (J. Connan, 1974 г.), используя химические термодинамические расчеты, вывел уравнение регрессии: $\ln t \text{ (10}^6 \text{ лет)} = 6,942 \cdot 1/T \text{ (K)} - 14,965$. Расчетные данные послужили ему основой для построения диагностирующего графика, куда вошли обобщения по ряду НГБ мира. Другие исследователи по материалам мезозойско-кайнозойских бассейнов Новой Зеландии разработали шкалу «уровней органического метаморфизма» (LOM), используя для этого величины современной пластовой температуры и абсолютного возраста пород (A. Hood, C. Gutjahr, R. Heacock, 1973 г.). Шка-

ла, разбитая на 20 уровней (от буроугольной до антрацитовой стадий углефикации), предусматривает интервал зоны нефтеобразования на уровнях 9—16 LOM. Существуют и другие методы, использующие температурно-временные показатели катагенетических процессов нефтегазообразования. В частности, один из них основан на расчете «суммарного теплового импульса» (СТИ) с использованием данных о современных геотермических градиентах и скорости непрерывного прогибания НГБ (В. И. Ручнов, 1978 г.).

Изложенные способы оценки метаморфизма пород ОВ, к сожалению, основаны на учете только современных пластовой температуры или геотермических градиентов. Ориентация на эти параметры без привлечения данных о палеогеотермии недр существенно снижает универсальность и достоверность всех рассмотренных методов и делает их пригодными лишь для прогноза нефтегазоносности кайнозойского осадочного чехла молодых альпийских бассейнов, в которых значения древних и современных температур существенно сближены. Более того, нам представляется, что значение фактора времени в процессах метаморфизма сильно преувеличивается. Действие его, по-видимому, становится существенным при последовательном достижении органо-минеральными системами определенных температурных порогов, соответствующих энергии активации отдельных видов химических реакций. Поэтому геологическое время не в состоянии компенсировать тот дефицит температуры, которого нехватает для реализации термokatалитических процессов преобразования ОВ в недрах.

Касаясь способов оценки палеотемпературы недр, необходимо подчеркнуть, что лучшим методом ее реконструкции является изучение рассеянных и концентрированных в породах форм ОВ и прежде всего включений компонентов витринитовой группы, отражательная способность которых дает представление о палеотемпературном режиме их преобразования. Постепенная молекулярная перестройка витринита при повышении температуры недр и удалении из системы летучих продуктов углефикации (CH_4 , CO_2 , N_2 и т. д.) приводит к изменению показателя отражения витринита ($R^{\circ}\%$, $R_m^{\circ}\%$), по которому восстанавливается максимальная температура его метаморфизма. Метод получил широкое распространение в СССР и за рубежом благодаря широкой публикации

основополагающих разработок И. И. Аммосова (1961 г.), Н. П. Гречишниковой (1975 г.), Г. М. Тайхмюллер (1961 г.), П. Робера (P. Robert, 1971 г.), Н. Бостика (N. Bostick, 1974 г.) и др.

Обобщение данных о постдиagenетических изменениях осадочных пород, полученных по отражательной способности витринита в отложениях палеозоя, мезозоя и кайнозоя ряда основных бассейнов СССР, показало, что наиболее часто при прочих равных условиях залежи нефти находятся в терригенных породах, прогревавшихся в интервалах температуры 100—125 и 125—150 °C. Основная доля суммарных промышленных запасов нефти (около 80%) приурочена к интервалу палеотемпературы 95—150 °C. Зона палеотемпературы 150—175 °C характеризуется значительным снижением запасов нефти в недрах, а при 185—200 °C и выше наступают условия, исключающие формирование скоплений жидких УВ [17].

Аналогичные палеогеотермические закономерности размещения залежей нефти и газа определены в Западно-Канадском бассейне. Здесь 88% первоначальных (геологических) запасов нефти приходится на зону палеотемпературы 68—125 °C. В отложениях, где температура превышала 145 °C, залежи нефти не установлены (П. Хаквибард, 1980 г.). Обобщая опыт изучения палеогеотермических режимов многих зарубежных бассейнов, Н. Бостик (N. Bostick, 1979 г.) пришел к заключению, что «нефтяное окно» (oil window, W. Pusey) надежно прогнозируется пределами палеотемпературы 90—170 °C.

По нашему мнению, удачную схему термоглубинной зональности нефтетазональности недр предложил В. И. Горшков (1980 г.), формально использовавший методы построения К. Ландеса и У. Пасея (K. Landes, 1967 г.; W. Pusey, 1973 г.), но разработавший качественно иную основу учета палеотемпературы и палеогеотермических градиентов ряда НГБ СССР (рис. 32). Как можно видеть, независимо от глубины залегания вмещающих отложений интервал палеотемпературы 175—200 °C во всех бассейнах контролирует границу исчезновения нефтяных скоплений. Эта так называемая «мертвая линия» нефти, как и следовало ожидать, расположена в мезозойско-кайнозойских отложениях гипсометрически ниже по сравнению с палеозойскими образованиями.

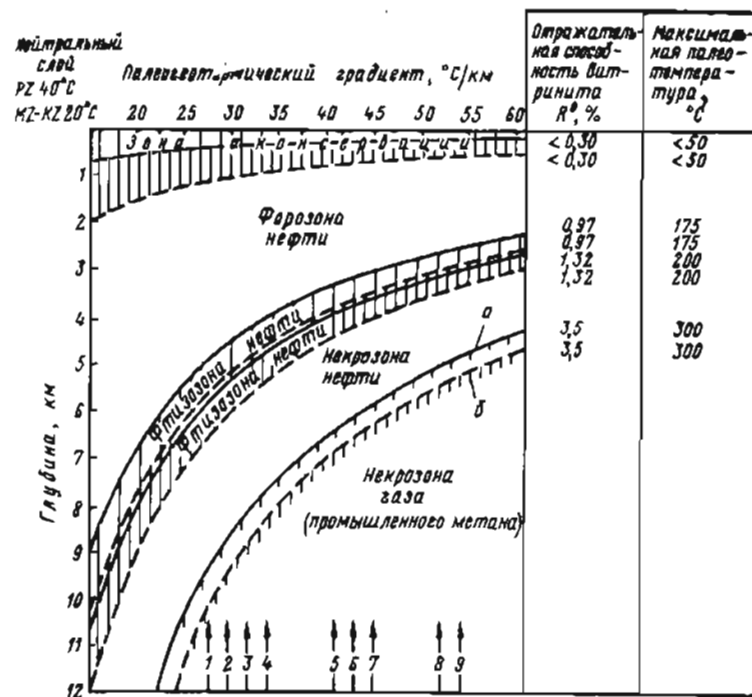


Рис. 32. Термоглубинная зональность нефтетазональности древних докембрийских (а) и молодых мезозойско-кайнозойских (б) отложений.

Регионы: 1 — Северный Сахалин (северный борт Южно-Эхабинского поднятия), 2 — Тимано-Печорская провинция, 3 — восточный борт Прикаспийской синеклизы, 4 — север Западно-Сибирской провинции, 5 — юго-восток Русской плиты, 6 — Северный Устюрт, 7 — центральная часть Западно-Сибирской провинции, 8 — Северная Туркмения, 9 — север Волго-Уральской провинции

Помимо микрокомпонентов гуминитовых и витринитовых групп, для определения палеотемператур используются также и лейптинитовые разности типа споринитов, кутинитов, альгинитов и т. д., обладающие свойством изменять цвет (в проходящем свете) от бледно-желтого и желтого до коричневого, темно-коричневого и черного по мере возрастания степени метаморфизма вмещающих пород. Превращенность лейптинитовых мацералов регистрируется также путем изменения цвета их флуоресценции (от зеленого, желтого — к красному) при облучении образцов синим или ультрафиолетовым светом с интервалом длин волн 365—675 нм. По цвету спор в проходящем свете разработана шкала «термаль-

ного индекса преобразования» (TAI), вполне удовлетворительно согласующаяся с показателями отражательной способности витринита. Однако применение данного метода существенно ограничивается доверительным пределом температуры 140—150 °C (стадия МК₂). При этих палеогеотермических условиях спориниты теряют прозрачность, приобретая черную окраску. По мнению ряда исследователей (F. Staplin, 1969 г.; G. Bayliss, 1976 г.), диапазон шкалы свечения (от 1 до 5) полностью охватывает температуру основных нефтегенерирующих стадий мезокатагенеза. В целом, метод в достаточной мере эффективен при определении палеотермических условий нефтеобразования в карбонатных толщах, лишенных витринитовых включений.

Для преимущественно карбонатных толщ приемлем также метод определения степени метаморфизма по изменению цвета конодонтов — древних микроорганизмов, распространенных в отложениях от кембрия до триаса. В диапазоне температуры от 50 до 300 °C они изменяют цвет от палево-желтого до коричневого и черного. Индексы изменения цвета конодонтов использовались при построении карт изоград отдельных литологических комплексов Аппалачского бассейна (A. Harris, 1979 г.).

С изучением структуры ОБ связаны и другие методы определения метаморфизма пород. В частности, за последние годы широкое развитие получают исследования эволюции керогена путем электронно-микроскопического определения размеров поликонденсированных ароматических молекул и степени их упорядоченности и пространственной ориентировки. С увеличением катагенеза ОБ чешуйки ароматических молекул размером от 1 до 10 нм приобретают параллельную ориентировку, а расстояния между ними закономерно уменьшаются (J. Rouzand, A. Oberlin, M. Vandenbroucke, 1978 г.; J. Boulmier, 1976 г.).

Несомненно, возможностями обладают методы реконструкции палеогеотермических условий, основанные на анализе состава минеральных образований пород. Один из них, например, заключается в гомогенизации газожидких включений в галитах. При этом предполагается, что температура консервации включений отражает геотермические условия, при которых происходила перекристаллизация галита в процессе погружения эвапоритовых толщ. Палеотемпература недр определяется также методом декрипитации вторичного кальцита, по

минеральному составу глины (по количественному соотношению иллита и смектита, иллита и хлорита), по изотопному составу кислорода (¹⁸O/¹⁶O) в парагенетических минералах и т. д. Следует отметить, что большинство из указанных методов дает сравнительно завышенные значения палеотемпературы, превышающие в 1,5—2 раза температуру, определяемую по отражательной способности витринита и другим органическим включениям. Например, палеотемпература пермских и каменноугольных отложений востока Волго-Уральской провинции, определенная методами гомогенизации галита и декрипитации кальцита (от 250 до 380 °C), более чем в 2 раза превышает данные витринитовой палеотермометрии для данного региона (В. В. Панов, 1978 г.).

Использование методов палеогеотермических реконструкций, какими бы точными и достоверными они ни были, требуют жесткой привязки их данных к геологической основе НГБ. Производить это необходимо в связи с тем, что размещение миграционноспособных жидких и газообразных УВ в отдельных случаях может не соответствовать диагностическим показателям палеогеотермии из-за существенного несовпадения в пространстве областей генерации и зон накопления углеводородных флюидов разного фазового состояния. Здесь особенно важен анализ условий латеральных и вертикальных форм перемещения углеводородных систем и особенностей их качественной и количественной дифференциации.

На начальных стадиях катагенеза пород никакой из природных факторов, пожалуй, не влияет так ощутимо на качественные и количественные характеристики генерируемых углеводородных систем, как тип исходной биомассы. На прямую связь исходных соотношений лигнино-гумусовых и белково-липидных веществ с формированием разных химических типов нефтей указывалось многими исследователями.

В настоящее время большинством ученых признается трехчленное деление ОБ по его типу — сапропелевое, смешанное и преимущественно гумусовое, соответственно типы I, II и III по принятой за рубежом индексации. Стали также общепризнанными представления о несравнимо больших потенциальных возможностях генерации жидких и газообразных УВ сапропелевым ОБ по сравнению с гумусовым. В частности, по разным оценкам при преобразовании ОБ типов I и III от буро-

угольной стадии до жирно-коксовой первое из них регистрирует УВ состава C_{15} + высш. в 3—4 раза (Т. Rowell, A. Foscolos, P. R. Gunther, Z. R. Snowdon, 1978 г.), в 10 раз (Ю. И. Корчагина, 1979 г.) и в 6—7 раз [35] больше, чем второе. Для бензиновых фракций состава C_4 — C_8 эта разница в соотношениях масс образующихся УВ достигает нескольких порядков. В общих оценках принято считать, что сапропелиты дают начало жидким, а гумолиты — газообразным УВ. Однако фазовое состояние углеводородных систем чаще всего зависит при прочих равных условиях катагенеза от соотношения отдельных компонентов в ОВ обоих типов. Например, по Западной Сибири В. И. Ермаков, З. В. Кабанова, В. Б. Вельдер и др. (1978 г.) выявили закономерность, связывающую типы залежей УВ с количественным содержанием гумусового (угольного) ОВ, формами его накопления и петрографическим составом. При соотношении концентрированных и рассеянных форм гумусового ОВ более 1 исследователями прогнозируются газовые и газоконденсатные залежи. Значения 1—0,3 этого показателя связываются с газонефтяными, а менее 0,3 — с нефтяными скоплениями. Кроме того, изучение петрографического состава ОВ на стадиях $МК_2$ — $МК_3$ позволило вскрыть генетическую связь нефтяных зон с витринито-лейптинитовым, газоконденсатных — с лейптинито-семифузено-витринитовым и газовых — с витринито-фузинитовым типом угольного вещества.

Достижения в области органической геохимии дают возможность к настоящему времени разработать вполне надежную основу реконструкции типа исходной биомассы путем привлечения не только традиционных петрографических, но и совершенных, высокоточных физико-химических методов изучения органических включений. Существует много способов аналитического определения типа ОВ. Некоторые из них заслуживают краткого рассмотрения.

Известно, что по содержанию водорода, углерода, серы, азота и кислорода сапропелевое и гумусовое ОВ не равнозначны. Последнее отличается повышенным содержанием O_2 по сравнению с первым, в котором сравнительно высоки концентрации S , N_2 и H_2 . Поэтому исследователи часто обращаются к построению графиков Ван-Кревелена, на которых ОВ морского генезиса выделяется областью точек со значениями отношений H/C

1,7—0,8 и O/C 0,04—0,08. Для континентального ОВ характерны H/C 0,8—0,5 и O/C 0,1—0,2 (B. Tissot, B. Durand, J. Espitalie, A. Combaz, 1974 г.). При пиролизитическом разложении керогена до 500 °C в термогравиметрическом анализе тип ОВ может определяться и по количественному соотношению H_2O и CO_2 , как это было выполнено С. Суроном и др. (С. Souron, R. Boulet, J. Espitalie, 1974 г.). При значениях H_2O/CO_2 от 0,7 до 1,1 кероген соответствовал гумусовому типу, тогда как в сапропелитах величина этого показателя возрастала до 1,2—2,8.

Произведя оценку кислородсодержащих функциональных групп, А. Э. Конторович (1976 г.) пришел к заключению, что гумусовое ОВ отличается преобладанием в его составе карбонильных и гидроксильных (фенольных) групп, тогда как в сапропелевом ОВ доминирует карбоксильный кислород, входящий в структурный фрагмент жирных кислот.

Анализ более широкого спектра элементов в составе ОВ позволил Н. Б. Вассоевичу и И. Е. Лейфману (1979 г.) предложить следующее эмпирическое уравнение: $F = [H - 2(O + N + S)]/C$. Показатель F , превышающий 0,7, соответствует образованиям белково-липидной природы, меньшие 0,7 — отвечает чаще всего ОВ лигнинно-углеводного состава. Разумеется, все указанные сравнительные определения типа ОВ дают наиболее точные результаты при анализе пород, находящихся в изостатических условиях катагенеза.

Разная природа ОВ отражается и в распределении в нем микроэлементов. Так, рядом авторов была отмечена закономерная связь сравнительно высоких концентраций ванадия с ОВ сапропелевого типа, а железа и никеля — с ОВ континентального происхождения (И. Н. Ушатинский, 1978 г.; С. М. Катченков, 1978 г.).

Связи с биологическими предшественниками проявляются и в особенностях углеводородного состава ОВ, принадлежащего к различным фациально-генетическим типам. Например, биомасса прибрежно-морского и континентального происхождения (высшая наземная растительность и водорослевые покровы) характеризуется в ОВ:

сравнительно низким содержанием подвижных битуминозных компонентов;
относительно высокой концентрацией полицикличе-

ских аренев типа перилена, ретена, гомологов хризена и т. д.;

существенным преобладанием в алканах УВ нормального строения с максимальной концентрацией в области $C_{25}-C_{35}$;

высокими значениями отношения пристан/фитан (от 2,5 до 10);

повышенными концентрациями каротиноидов, три-терпанов $C_{27}-C_{35}$ и отдельных стеранов, т. е. эргостана (C_{28}), ситостана (C_{29}), стигматана (C_{29}).

Сапропелевое же ОВ сравнительно глубоководных морских фаций (зоо- и фитопланктон) обычно определяется по:

высокой битуминозности ОВ;

преобладанию в масляных фракциях метано-нафтеновых УВ с примерно равным соотношением в алканах нормальных и разветвленных изомеров;

максимуму *n*-алканов в области $C_{14}-C_{22}$, в которой чаще всего выделяются УВ состава C_{15} и C_{17} ;

низким значениям отношения пристан/фитан (от 0,5 до 2) и сравнительно высоким концентрациям изопреноидов $C_{15}-C_{20}$;

низкой степени конденсированности ароматических циклов;

преимущественному распространению стеранов, а среди них — главным образом холестерана (C_{27}).

Основываясь на особенностях углеводородного состава ОВ в зависимости от его типа, С. Лартер и А. Дуглас (S. Larter, A. Douglas, 1978 г.) предложили метод диагностики исходной биомассы, заключающийся в применении пиролитической деструкции витринитов, споринитов и альгинитов. Как было установлено, продукты пиролиза витринитов представлены главным образом ароматическими УВ, тогда как пиролизаты альгинитов состоят преимущественно из парафиновых УВ. Исходя из этого, отношение *m*-ксилол/*n*-октен (олефиновый непредельный УВ) авторами было предложено использовать в качестве критерия, определяющего тип исходного ОВ. Для альгинитов значение данного соотношения оказалось систематически ниже 0,3, в споринитах оно варьировало от 0,3 до 1, а в витринитах — от 1,5 до 20.

Еще раз следует обратить внимание на то, что геохимические способы реконструкции типа исходного ОВ более достоверны и применимы для осадочных толщ, находящихся на ранних этапах катагенеза, не превы-

шающих в отдельных случаях газовую или жирную стадию углефикации рассеянного ОВ ($МК_2-MK_3$ по Н. Б. Вассоевичу). Более высокая степень метаморфизма пород, как будет показано ниже, существенно трансформирует ОВ, нивелируя частично или полностью его генетические признаки.

Раздельный качественный прогноз продуктивности недр не представляется возможным, если он не опирается на эволюционные принципы стадийности нефте- и газообразования. Известно, что каждый эволюционный этап характеризуется определенными качественными и количественными преобразованиями пород и ОВ, определяющими формирование в коллекторах углеводородных систем разного фазового состояния. Практические задачи прикладной геохимии в связи с этим должны быть посвящены разработке таких битуминологических методов, которые могли бы позволить оценивать возможные свойства генерируемых УВ и предопределять пространственное размещение различных типов их скоплений. Для этого недостаточно знать направленность процессов преобразования состава ОВ. Нужны также количественные показатели этих процессов, строго привязанные к определенным стадиям катагенеза пород и их палеотермии. Только выход на «меру и число» может расширить возможности битуминологических методов вплоть до прогнозирования с их помощью залежей с определенным фазовым состоянием УВ в них.

Изучению процессов катагенеза каустобиолитов посвящено большое число публикаций, и нет надобности подробно на них останавливаться. Следует лишь отметить, что воздействие давления, и особенно температуры, приводит к однонаправленным и необратимым превращениям ОВ независимо от его генетического типа. Катагенез характеризуется последовательным отщеплением периферических функциональных и гетероатомных групп, диспропорционированием водорода при деполимеризации, с одной стороны, и конденсации — с другой, соединений с новообразованием сравнительно низкомолекулярных УВ. Эти процессы на ранних и средних стадиях катагенеза увеличивают степень битуминозности ОВ, содержание в нем углеводородной части при уменьшении концентрации гетероатомных компонентов.

Вместе с тем пути эволюции каждого из показателей состава ОВ весьма своеобразны. Однако почти ни об одном из этих показателей пока нельзя говорить как

о достаточно надежном критерии, отвечающем условиям генерации УВ определенного фазового состояния. Для этого необходимы более углубленные исследования не только качественных, но и главное количественных показателей изменений битуминологических параметров с тесной их увязкой с данными о палеогеотермии недр.

В указанном плане приведем краткий анализ тенденций изменения углеводородного состава ОВ в ходе его эволюции.

Алканы представляют собой соединения, доля которых в углеводородной части ОВ неуклонно растет от стадии МК₁ до МК₃ в среднем до 70% (Ю. И. Корчагина, 1979 г.). На этом фоне коэффициент нечетности для *n*-алканов приближается к 1, а их концентрационный максимум смещается в область низкомолекулярных соединений. На большом числе примеров отмечено закономерное снижение абсолютного содержания изопреноидов состава C₁₄—C₂₁, особенно четко проявляющееся на фоне *n*-алканов. Например, Ж. Коннан (J. Connan, 1978 г.), используя соотношение $i\text{-C}_{19}/n\text{-C}_{17}$ в ОВ, пришел к заключению, что его величина более 0,5 соответствует зонам генерации слабопревращенных нефтей (палеотемпература до 100 °С). В интервале более высокой палеотемпературы (110—205 °С) значение данного соотношения в ОВ (менее 0,5) соответствует залежам высокометаморфизованных нефтей и «зрелых» конденсатов. Аналогичные закономерности выявлены Н. Д. Гуляевой (1978 г.) при исследовании углеводородной части углей и сапропелевых сланцев. В них соотношение изопреноиды (C₁₆—C₂₅)/*n*-алканы (C₁₄—C₃₄) от стадий буроугольной — длиннопламенной до жирной — коксовой уменьшается от 0,60—0,30 до 0,09—0,07.

В ряде публикаций рассматривается влияние палеотемпературы на величину отношения пристан/фитан. Экспериментально и путем изучения природных объектов было показано, что значения этого отношения незначительно возрастают в углеводородной части ОВ с углублением процессов его катагенетического преобразования (Н. Д. Гуляева, 1979 г.; В. Tissot, 1971 г.; J. Connan 1972 г.; D. Leythaeuser, 1979 г.; M. Rashid, 1979 г.). Однако, по мнению тех же авторов, небольшие колебания этого генетического коэффициента не выходят за рамки значений, указывающих на принадлежность ОВ к исходной биомассе определенного типа. По предварительным данным наших исследований вскрыта

обратная тенденция — уменьшение этого соотношения в ОВ на более поздних стадиях его катагенеза (МК₅—АК).

Преобразование нафтенно-ароматических соединений при катагенезе ОВ изучено в меньшей мере. Имеются, например, указания на то, что полицикланы более подвержены термической деструкции вплоть до их полного распада в условиях жесткого метаморфизма пород (M. S. Louis, B. P. Tissot, 1967 г.). Даже в сравнительно узком диапазоне стадий от МК₁ до МК₃ общее содержание цикланов в углеводородной части битумоидов снижается от 70—60 до 40%. В сохранившейся части нафтенных УВ доминируют главным образом их моно- и бициклические соединения. На этих же стадиях катагенеза происходит уменьшение гибридности молекул, увеличение числа ароматических колец на общем фоне сокращения доли углерода в нафтенных циклах. Пути превращения тетра- и пентациклических соединений семейства C_nH_{2n-12} и C_nH_{2n-14} хорошо изучены на примере ОВ тоарских сланцев Парижского бассейна. С увеличением глубины их залегания от 715 до 2500 м установлено существенное уменьшение содержания стеранов и тритерпанов состава C₂₇—C₃₀ в ОВ при возрастании в нем количества гомологов нафталина и фенантрена (B. P. Tissot, J. Oudin, R. Pelet, 1971 г.).

Представления исследователей об эволюции газовой составляющей ОВ во многом совпадают и основываются на признании инверсионного характера распределения метана, его гомологов и кислых газов. С зоной ПК и МК₁, как известно, связываются высокие концентрации CH₄, CO₂ и N₂ и непредельных углеводородных компонентов преимущественно биогенной природы. В верхних зонах мезокатагенеза (МК₂—МК₃) в газах концентрированного и рассеянного ОВ, помимо CH₄, начинают преобладать гомологи метана, независимо от типа ОВ. Здесь практически нет кислых газов и непредельных УВ. Наконец, в самой нижней зоне (МК₅—АК) преобладают высокотемпературный метан и кислые газы (CO₂, H₂S и др.).

Содержание гомологов метана в поровых газах пород используется часто как критерий нефтематеринского потенциала ОВ, т. е. показатель способности его в определенных условиях генерировать главным образом жидкие УВ. В указанном плане интересные исследования провел К. Ле Тран [36], проследивший эволюцию сорбированных газов отложений мезозоя Аквитанского и

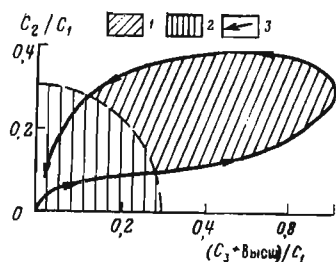


Рис. 33. Соотношение зон генерации нефти и газа по анализу состава газовых компонентов пород [36]

Зоны: 1 — нефтеобразования ($i-C_4/n-C_4 < 0,8$; H_2S 40–80 мг на 1 г $C_{орг}$); 2 — газообразования ($i-C_4/n-C_4 > 0,8$; H_2S 80–180 мг на 1 г $C_{орг}$); 3 — направление эволюции газовых компонентов ОВ

Парижского бассейнов. Сопоставив статистический график $C_2/C_1 = f((C_3 + \text{высш})/C_1)$ с другими битуминологическими параметрами, он пришел к заключению, что для данных бассейнов показатели, отвечающие зоне нефтеобразования, находятся в пределах величин C_2/C_1 0,3–0,4 и $(C_3 + \text{высш})/C_1$ 0,3–0,7 (рис. 33). Как можно видеть, области образования ранне- и позднекатагенетических газов обозначились минимальными значениями соотношений. По сероводороду переход от нефтей к высокотемпературной газовой зоне отмечен повышением его концентрации от 40 до 180 мг на 1 г $C_{орг}$.

Немалые возможности сравнительной оценки стадий катагенеза каустобиолитов открываются при изучении изотопного состава углерода. По данным Э. М. Галимова, Т. А. Ботневой, Ф. А. Алексеева, В. С. Лебедева, А. Э. Конторовича и др. в целом свойства ОВ гумусового типа отражены в повышенном содержании ^{12}C по сравнению с сапропелевым ОВ в изостадиальных условиях катагенеза. Вместе с тем в ОВ обоих типов с ростом катагенетической преобразованности установлено направленное и систематическое утяжеление изотопного состава С керогенов. Диапазон изменения $\delta^{13}C$ керогенов достаточно широк и в интервале стадий ПК–МК_{4–5} составляет $-24,5 \div -28,8\text{‰}$. Наиболее показателен в этом отношении метан, $\delta^{13}C$ которого благодаря росту содержания тяжелого изотопа может увеличиваться от -7 до $-2,5\text{‰}$, как это было установлено В. С. Лебедевым (1979 г.) в газах ОВ гумусового типа мезозойских отложений Восточной Сибири.

Аналогичный вывод о повышении в метане содержания изотопа ^{13}C был получен в ходе пиролиза (до $500^\circ C$) ОВ аргиллитов (Н. Chung, W. Sackett, 1979 г.), когда было обнаружено, что с увеличением степени катагенеза ОВ разница между величинами $\delta^{13}C$ метана и ис-

ходного ОВ уменьшается от $-8,9$ до $-0,3\text{‰}$. Эта тенденция к сближению величин $\delta^{13}C$ метана и керогена связывается с кинетическим эффектом и последовательным увеличением в CH_4 доли изотопа ^{13}C за счет вовлечения в крекинг функциональных групп и полициклических соединений органической матрицы.

Поведение порфиринов на разных стадиях метаморфизма ОВ пород изучено еще слабо. Имеются принципиальные представления о последовательных этапах новообразования этих соединений по схеме: хлорофилл → медьхлорины → никелевые порфирины → ванадилпорфирины (Т. В. Белоконь, В. А. Чиненов, А. З. Коблова, 1979 г.). При этом ГФН сопровождается появлением в ОВ никелевых порфиринов, а затем ванадилпорфиринов. На глубинах 2,5–3,5 км отмечено максимальное содержание металлопорфиринов (до 1% на битумоид), концентрация которых резко снижается на отметке 4 км вплоть до полного исчезновения этих соединений в интервале глубин 5–6 км. Нестабильны при высокой температуре соединения пяти гомологических рядов ванадилпорфиринов, среди которых по сравнительно высокому содержанию хорошо выделяются алкилпорфирины (М) и моноциклоалкилпорфирины (М-2). Термолиз ОВ и нефтей (до $260^\circ C$), содержащих эти комплексы, показал, что на фоне общего снижения их концентрации более интенсивно уменьшается количество соединений группы М-2. Это выражается в направленном снижении соотношения М-2/М от 1,02 до 0,45. В процессе термолиза прослежено уменьшение средней молекулярной массы смеси нефтяных порфиринов за счет сокращения содержания высокомолекулярных соединений (В. Н. Буркова, О. В. Серебренникова, В. И. Титов, 1980 г.; Е. Baker, S. Palmer, W. Huang, 1978 г.). Имеется ряд указаний на то, что в ОВ отложений глубокопогруженных зон порфирины отсутствуют как в результате термодеструктивных процессов, так и по причине частичного перехода в высокомолекулярные гетероатомные компоненты ОВ. В частности, порфирины не обнаружены в битумоидах среднепалеозойских отложений центральных впадин Предуральяского прогиба, где палеотемпература достигала $150\text{--}200^\circ C$ (В. А. Чиненов, Т. В. Белоконь, А. З. Коблова, 1977 г.).

Преобразование состава микроэлементов в битумоидах при катагенезе ОВ происходит в полном соответствии с их количественным распределением в масляных

и гетероатомных компонентах. Например, V и Ni, как известно, связаны со смолисто-асфальтеновой частью ОВ, тогда как Fe, Pb и Cu находятся (на 60—80%) в его углеводородной составляющей. Углубление процессов метаморфизма пород и ОВ приводит к закономерному уменьшению в битумоидах соотношений V/Fe, V/Pb и Ni/Cu за счет остаточного накопления и частичного новообразования масляных фракций, а также перехода некоторого количества смол и асфальтенов в нерастворимую часть ОВ. На стадиях от МК₁ до МК₅, по данным наших исследований ОВ верхнедевонских и пермских отложений Тимано-Печорской провинции, в хлороформном битумоиде определено уменьшение отношений V/Fe (от 21 до 0,6) и V/Pb (от 130 до 4). При этом в области умеренного мезокатагенеза (МК₃) металлопорфирины уже не устанавливаются (В. А. Чахмахчев, И. Ф. Лосицкая, В. И. Тихомиров, Р. А. Семенова, 1982 г.).

§ 2. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ РАСПОЗНАВАНИЯ ТИПА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Повышенный интерес к перспективам нефте- и газоносности глубинных зон осадочных образований неуклонно ведет к концентрации внимания геохимиков на изучении каустобиолитов, находящихся на стадиях позднего мезокатагенеза и апокатагенеза, отвечающих интервалу температуры 160—250 °С. Располагаясь ниже ГЗН, этот интервал характеризуется сравнительно жесткими термобарическими условиями преобразования ОВ.

Следует сказать, что из большого числа принципиальных схем зональности нефтегазообразования только в трех из них отечественные исследователи расположили зону генерации газоконденсатов под ГЗН (Н. Б. Васюкович, 1954 г.; И. В. Высоцкий, 1967 г.; А. Л. Козлов, 1975 г.). В ряде более поздних зарубежных сводок газоконденсатная зона также выделена как промежуточная между нефтяной и газовой (G. Bayliss, 1975 г.; M. A. Rogers, 1979 г.; J. Heroux, A. Chagnon, R. Bertrand, 1979 г.). Так же как и другие, схема М. Роджерса учитывает генерацию газовых конденсатов независимо от типа исходной биомассы, но ниже интервалов нефтеобразования, т. е. в более жестких условиях катагенеза (рис. 34). Практически на всех схемах зона газовых конденсатов соответствует стадиям низы МК₃—МК₄₋₅ катагенеза пород и ОВ или температуре 160—210 °С.

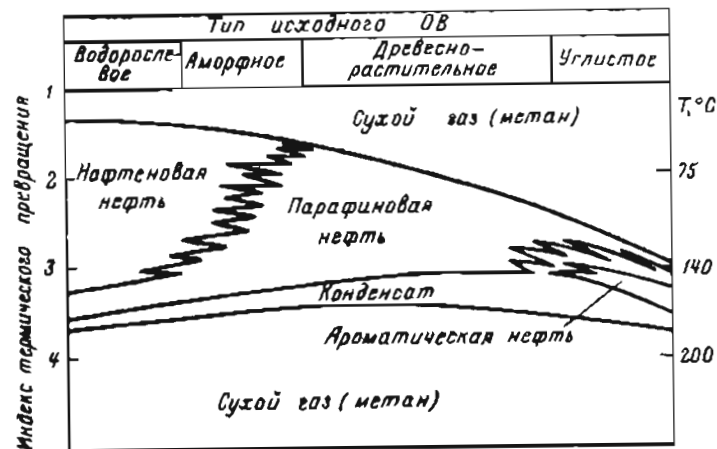


Рис. 34. Схема формирования углеводородных систем с разными фазовым состоянием и свойствами в зависимости от типа исходного ОВ и стадий его катагенеза (по М. А. Роджерсу, 1979 г.)

К настоящему времени возросший уровень изученности природных ГКС позволяет вполне уверенно классифицировать газоконденсатные залежи по их генетическим типам. Исследователями все ГКС делятся на две принципиально отличающиеся друг от друга группы — первичные (исходные) и вторичные (новообразованные). Выделение указанных двух групп продиктовано не только различиями в составах и соотношениях газообразных и жидких углеводородных фаз в пласте, но и своеобразием геолого-геохимических условий их генезиса и пространственного размещения в недрах.

Для первичных ГКС характерно, за малым исключением, отсутствие в залежах нефтяной оторочки и размещение их на значительных глубинах (более 2—2,5 км) в сравнительно жестких термобарических условиях. Эти ГКС характеризуются низкими значениями конденсатных факторов, преобладанием в жидкой фазе ароматических УВ (от 20 до 45% на фракцию н. к. — 200 °С), а в газах — метана и углекислого газа. В отдельных случаях, по данным И. С. Старобинца [24], молярное содержание CO₂ достигает 50—80%. Генезис первичных ГКС большинством авторов связывается с нижней зоной мезокатагенеза МК₄—МК₅, расположенной под ГЗН (МК₁₋₂ и МК₃). Формирование такого рода первичных систем происходит, очевидно, непосред-

ственно в матрице рассеянного ОВ материнских толщ в условиях преимущественной газогенерации при дефиците новообразующихся жидких УВ. Данная система как гомогенная проходит в дальнейшем все эволюционные этапы первичной и вторичной миграции с последующим образованием в коллекторах промышленных скоплений.

Вторичные ГКС характеризуются прежде всего наличием под газовой шаткой оторочек нефти, разных по объему и физико-химическим свойствам. Вторичные ГКС располагаются на небольших глубинах (до 2,5 км). В большинстве случаев в них преобладают алканы в бензиновых фракциях конденсатов (до 60—70%), состав которых сходен с составом нефтей оторочки. Газы в ГКС жирные с содержанием гомологов метана до 15—20%. Количество конденсата в рассматриваемом типе ГКС велико и колеблется от 120 до 900 см³/м³, порой достигая 1300—1500 см³/м³. Вторичные ГКС имеют двоякое происхождение. Подавляющее их большинство, относящееся к ГЗН (МК₁—МК₃), является дериватами газонефтяных систем. Возникновение вторичных ГКС обычно объясняется диспропорционированием газовой и нефтяной фаз в процессе латеральной и вертикальной миграции ГНС, когда в ряде залежей создается избыток газовой фазы, благоприятствующий ретроградному испарению низкокипящих УВ нефтяных оторочек в газовую шапку. Эти процессы особенно усиливаются при общем тектоническом погружении сформировавшихся газонефтяных залежей с параллельным возрастанием в них пластовых давления и температуры.

Другая, значительно уступающая по числу примеров категория вторичных ГКС генетически связана с первичными системами, которые в результате тектонических инверсий или же разгерметизации залежей оказались в менее жестких термобарических условиях. В этих случаях из газовой фазы происходит ретроградная конденсация жидких УВ, образующих подчиненные по объему оторочки легких нефтей. Последние, по заключению И. С. Старобинца (1980 г.), обладают большим выходом низкокипящих углеводородных фракций (при сравнительно повышенной температуре начала кипения) и имеют крайне низкую концентрацию смол и твердых парафинов. В газах таких систем молярная доля гомологов метана не превышает 7%. В целом, несмотря на принадлежность к одному типу, вторичные ГКС имеют неф-

тяные оторочки разного происхождения — остаточного и конденсационного (по И. С. Старобинцу) или нефтяного и ретроградно-конденсационного (по А. Г. Дурмишьяну). Изложенные сведения особенно необходимы при поисках критериев прогноза типов вскрываемых залежей УВ.

Рассмотрим кратко особенности зоны генерации первичных ГКС. Эта зона высоких температуры и давления характеризуется ускоренными процессами обуглероживания ОВ, диспропорционирования в нем водорода, более глубокого крекирования алкильных цепей, разрушения мостиковых связей и дециклизации крупных молекул. Разукрупнение последних происходит параллельно с поликонденсацией преимущественно ароматических циклов, лишенных метильных радикалов. По данным Ж. Коннана (J. Connan, 1974 г.), в этой зоне протекают реакции, требующие более высоких энергий активации (от 168 до 252 кДж/моль) по сравнению с ранними стадиями мезокатагенеза (46—59 кДж/моль).

В геохимическом отношении зона своеобразна тем, что со стадии МК₄ (или коксовой) происходит сближение свойств ОВ гумусового и сапропелевого типов, определяемое, например, по элементному составу. В интервале МК₅ в ОВ обоих типов отношение Н/С и О/С имеют близкие значения соответственно 0,8—0,6 и 0,08—0,05. Одновременно, очевидно, происходит новообразование продуктов распада, слабо различающихся по своим физико-химическим свойствам. Имеются все основания полагать, что углеводородные системы, генерируемые в этой зоне, соответствуют первичным газоконденсатам. В пользу данного заключения говорят следующие факты. При исследованиях последних лет было обращено внимание на существование определенной ритмичности в процессах катагенетического преобразования ОВ пород. Прямые причины этих явлений кроются в различных уровнях энергий активации и констант скоростей реакций. По справедливому заключению Е. А. Глебовской (1974 г.) и Н. В. Лопатина (1976 г.) последовательность реакций контролируется ростом температуры до критических величин, дающим начало новым процессам преобразования ОВ.

На пульсационный или ритмичный характер новообразований жидких УВ обратили внимание Е. П. Шишенина, В. Т. Работнов, И. Б. Кулибакина (1978 г.) при изучении ОВ песчано-глинистых толщ верхней юры —

нижнего мела Момо-Зырянской впадины. Здесь ими были выделены две зоны резкой перестройки молекулярной структуры битумоида — верхняя на стадии МК₂ (так называемая ГЗII) и нижняя — на стадиях МК₄—МК₅. Это позволило им прийти к заключению о генезисе жидких УВ в период как раннего, так и позднего мезокатагенеза. Аналогичные явления были отмечены при лабораторном термоллизе (до 300—400 °С) сапропелевого и гумусового ОВ. В частности, для сапропелевого ОВ первый так называемый материальный скачок выделения продуктов новообразования был определен на переходе стадии МК₁ к МК₂, а второй — в конце МК₃ (Е. А. Глебовская, Т. Н. Мельцянская, Л. А. Леглер, 1977 г.). Косвенное подтверждение ритмичности процессов генерации битумоидов было получено С. Н. Белецкой, Л. П. Басуковой и Л. И. Сергеевым (1968 г.) при изучении процессов эмиграции легких УВ состава С₇—С₁₄ в осадочных отложениях Западной Сибири, Дагестана, Волго-Урала и других регионов. По исследованию ОВ дробленых и недробленых пород установлены две фазы эмиграции легких УВ — на стадиях МК₁—МК₂ и МК₄—МК₅. При этом на последних этапах катагенеза была определена максимальная эмиграция легких УВ, количество которых достигало 70% от имевшихся в породах битумоидов.

Химические реакции на последних этапах мезокатагенеза идут в направлении интенсивного разукрупнения молекул и новообразования наиболее термодинамически стабильных соединений, обладающих минимальными уровнями свободной энергии. С одной стороны, им отвечают газообразные и низкокипящие жидкие УВ (гомологи циклогексана и бензола), а с другой, — поликонденсированные и высокообуглероженные графитизированные образования.

Эволюция алканов происходит и в зоне, расположенной ниже ГФН, и характеризуется постепенным снижением их абсолютной концентрации в углеводородной части ОВ. При изучении достаточно широкой фракции УВ концентрированного и рассеянного ОВ была выявлена тенденция более интенсивного новообразования изопарфинов по сравнению с *n*-алканами. Например, Н. Д. Гуляева (1979 г.) при изучении углеводородной части углей Донбасса разной степени метаморфизма нашла, что отношение изопарфинов (С₁₆—С₂₅)/*n*-алканы (С₁₄—С₃₄) от стадии длиннопламенной и газовой до

жирной и коксовой уменьшается от 0,26—0,31 до 0,07—0,09, а затем увеличивается до 0,18—0,20 на стадиях ПА и А. С другой стороны, Т. Пауэлл и др. (Т. Powell, A. Foscolos, P. R. Gunter, L. K. Snowdon, 1978 г.) при исследовании ОВ меловых и кайнозойских отложений бассейнов северо-западной части Канады обнаружили, что при переходе к коксовой стадии, т. е. при палеотемпературе более 170—180 °С в высокомолекулярных насыщенных УВ существенно снижается доля *n*-алканов. Единого мнения о причинах этого явления пока не существует.

Насыщенные алициклические, а также ароматические УВ в рассматриваемых условиях обогащаются моно- и бициклическими соединениями при распаде конденсированных структур. Данные изучения ОВ юрских отложений Парижского бассейна и меловых отложений бассейна Дуала, например, указывают на сравнительно быстрое разрушение нафто-ароматических (тетрацикланов) и трициклических структур с последующим новообразованием гомологов бензола и нафталина. В то же время в углеводородной части ОВ накапливаются моно- и бициклические нафтенy, в которых преобладают молекулы с шестичленными ядрами [30, 33].

Результаты экспериментального моделирования процессов катагенетических преобразований каустобиолитов подтверждают описанные тенденции изменения углеводородного состава ОВ природных объектов. В частности, пиролиз эоценовых сланцев Грин-Ривер (США) показал, что с интервала температуры 420—510 °С практически полностью прекращается новообразование алканов. Продукты пиролиза при этой температуре состояли главным образом из моноядерных аренов и газообразных УВ (M. Vandenbroucke, M. Mandengue, 1977 г.).

Все изложенное свидетельствует о том, что на глубоких стадиях метаморфизма пород в органической матрице истощаются ресурсы, обеспечивающие генерацию высокомолекулярных преимущественно насыщенных УВ. При этих условиях ОВ становится в основном газопродуцирующим, сохраняя ограниченные возможности образования жидких низкомолекулярных, но термодинамически устойчивых УВ. Указанные условия соответствуют геохимической обстановке формирования первичных ГКС. Процессы, способствующие их образованию, эволюционны, необратимы и не контролируются на этих

жестких стадиях катагенеза типом исходного ОВ. Влияние типа ОВ, по-видимому, может лишь сказываться в смещении в пространстве и времени интервалов начала генерации таких первичных систем в материнских толщах отдельных НГБ. Из сказанного следует, что каждой стадии эволюционных преобразований рассеянного ОВ и пород должны соответствовать залежи с определенными объемными соотношениями и составом углеводородных фаз. Установление этой закономерности представляет весьма важную и еще не до конца решенную задачу органической геохимии.

Наиболее достоверные оценки типов залежей могут быть получены при вскрытии продуктивного пласта скважиной-первооткрывательницей. Особенностью этого этапа является, прежде всего, наличие открытого продуктивного объекта, по которому следует выявить тип залежи. В большинстве случаев главные методические трудности возникают при определении характера газоконденсатного скопления, т. е. наличия или отсутствия в нем нефтяной оторочки. Для достижения этих целей исследователи в одних случаях прибегают к изучению состава газовой фазы, в других — к анализу свойств конденсата. Практически не существует методов, использующих комплекс геохимических критериев для установления типа залежи на основании результатов испытания первой скважины. Наиболее распространены способы оценок, основывающиеся на учете физико-химических свойств газовой части ГКС.

Генетический тип ГКС в определенной степени влияет на компонентный состав их газов. В целом по содержанию гомологов метана газы ГКС занимают промежуточное положение между газами ГНС и ГС. Статистически показано, что отношение этана к пропану C_2/C_3 в нефтяных газах всегда меньше 1,3 и колеблется в пределах 0,5—1,2. В чисто газовых скоплениях C_2/C_3 меняется от 2 до 4, а в газоконденсатных — от 1 до 2,5 (В. Ф. Никонов, 1961 г.). Газы ГКС часто имеют следующий состав (молярное содержание, %): гомологи метана 4—25, азот 0,2—7, углекислый газ 0,1—5, метан 68—95.

Еще в начале 60-х гг. рядом исследователей было обращено внимание на сравнительно высокое содержание в газах гомологов метана в ГКС с нефтяной оторочкой. Опираясь на эту закономерность, многие авторы в последующем разрабатывали геохимические критерии

определения типа залежей УВ. Так, например, А. С. Великовский, В. П. Савченко, Я. Д. Саввина (1965 г.) указывали на то, что молярное содержание C_5 +высш 1,75% и более характеризует газы ГКС с нефтяными оторочками. При меньшей концентрации гомологов метана в газах чаще всего определялись газоконденсатные залежи с небольшими оторочками или вообще без них.

Значительный вклад в разработку способов прогнозирования скоплений УВ был сделан с помощью применения математической обработки исходных данных по составу пластовых флюидов. В частности, Ю. П. Коротаев, Г. С. Степанова, С. Л. Критская (1974 г.) провели классификацию газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, используя статистические методы (ассоциативный и корреляционный анализы, метод главных компонент). Они пришли к заключению, что наиболее четкое деление на группы наблюдается при использовании в качестве признака величины $Z = A + B$, где $A = C_2/C_3$ и $B = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4)/(C_5 + \text{высш})$.

При $Z > 450$ залежи относятся к газовым, при $80 < Z < 450$ — к газоконденсатным без нефтяной оторочки, при $60 > Z > 15$ — к газоконденсатным с нефтяной оторочкой, при $15 > Z > 7$ — к нефтегазоконденсатным и при $Z < 7$ — к нефтяным.

В другой работе эти же авторы (1974 г.) методом ассоциативного анализа решали предварительную задачу по выбору наиболее характеристических параметров для пластовых газов. Из девяти показателей только четыре — $(C_2 + C_3 + C_4)/(C_5 + \text{высш})$, сумма $C_5 + \text{высш}$, $C_1/(C_5 + \text{высш})$ и C_2/C_3 оказались связанными с определенными типами залежей. С помощью найденных показателей для 95 газоконденсатных скоплений СССР были рассчитаны главные компоненты: $Z_1 = [0,88(C_5 + \text{высш}) + 0,99 C_1/(C_5 + \text{высш}) + 0,97 C_2/C_3 + 0,99(C_2 + C_3 + C_4)/(C_5 + \text{высш})] : 3,71$ и $Z_2 = [0,79(C_5 + \text{высш}) + 0,98 C_1/(C_5 + \text{высш}) + 0,95 C_2/C_3 + 0,99(C_2 + C_3 + C_4)/(C_5 + \text{высш})] : 3,71$.

Результаты расчетов показали, что залежи с нефтяной оторочкой характеризуются значениями Z_1 и Z_2 менее 17. В области $17 < Z_1 < 21$ и $17 < Z_2 < 20,5$ оказались точки, отвечающие газоконденсатным залежам с незначительной нефтяной оторочкой. Эта группа точек, по мнению Ю. П. Коротаева и соавторов, отражает переход газоконденсатнонефтяных залежей к газоконденсатным.

Наконец, величины Z_1 и Z_2 более 21 соответствуют чисто газоконденсатным скоплениям.

Другой заслуживающий внимания способ основан на учете концентрационных вариаций азота в газах ГКС. Как известно, нефти отличаются наиболее высокой упругостью азота, а в газовых залежах она наиболее низкая. Средняя упругость азота в нефтях составляет 27, в пластовых водах менее 10, а в газовых залежах 0,5 МПа (А. Н. Воронов, А. Х. Махмудов, З. Н. Несмелова и др., 1976 г.). Отсюда и концентрация азота в нефтях заметно выше, чем в газовых скоплениях. Это явление, очевидно, отражено в неравномерном распределении азота в ГКС разных типов. Например, по статистическим данным А. С. Великовского и Я. Д. Саввиной (1969 г.), в газах ГКС, контактирующих с нефтью, содержание азота превышает 3,3%, в газоконденсатных же залежах, лишенных оторочек, содержание азота, как правило, колеблется в пределах 0,6—2,3%.

Присутствие нефтяной оторочки в подошве газоконденсатных залежей оказывает влияние и на распределение изоалканов и *n*-алканов состава C_4 , C_5 , C_6 , которое проявляется в снижении доли изомеров бутана, пентана и гексана в составе углеводородных газов (табл. 26).

Информация о генетических типах газоконденсатных скоплений может быть получена при изучении состава самих конденсатов. Содержание последних в природных сжатых газах меняется в достаточно широких пределах — от первых десятков до 1300—1500 см³/м³. Величина конденсатности систем находится в прямой зависимости от многих природных факторов, главными из

Т а б л и ц а 26

Углеводородные соотношения в газах залежей разного типа
(по материалам А. С. Великовского, Я. Д. Саввиной,
А. К. Карпова и др., 1974 г.)

Углеводородные соотношения	Газоконденсатно-нефтяные системы	Газоконденсатные системы
$i-C_4/n-C_4$	0,5—0,8	0,9—1,1
$i-C_5/n-C_5$	0,4—1,0	1,0—2,8
$i-C_6/n-C_6$	0,5—0,9	1,1—3,0

которых считают глубину (или пластовое давление) и близость нефтяной оторочки. Последний из них, по нашим представлениям, является доминирующим. Еще в начале 60-х годов было обращено внимание на то, что в ГКС без нефтяных оторочек K_{ϕ} чаще всего не превышает 80 см³/м³, в то время как в газоконденсатнонефтяных залежах (при $p_{пл}$ менее 16 МПа) величина K_{ϕ} систематически выше 80—100 см³/м³ (А. С. Великовский, В. П. Савченко, Я. Д. Саввина, 1965 г.). В большинстве случаев ГКС, контактирующие с нефтями, обогащены гомологами метана и высокопарафинистыми (до 55—60%) конденсатами, подобными по углеводородному составу нефтям. В противоположность им, ГКС с нафтеновыми и ароматическими конденсатами отличаются низким содержанием жидких УВ в сжатых газах.

В ряде случаев в практике поисковых работ создаются трудности определения типа вскрытого скопления УВ, в частности, при субкритических фазовых состояниях флюидов в пласте. Такого рода залежи, как описывалось выше, характеризуются высоким конденсатосодержанием (более 1000 см³/м³), значительной концентрацией гомологов метана в газах, G_{ϕ} более 600 м³/т и т. д. Для уточнения фазового состояния УВ в пластовых условиях чаще всего используют способы распознавания типа добываемого флюида по некоторым физико-химическим различиям между нефтями и конденсатами.

Прежде всего, эти отличия установлены по распределению ароматических УВ в узких температурных фракциях. В конденсатах примерно до 200 °С концентрация этих УВ растет, резко снижаясь при более высокой температуре кипения фракции, в нефтях же содержание аренов постоянно растет с повышением температуры кипения.

Известно также, что в большинстве случаев конденсаты характеризуются высоким выходом УВ легких фракций н.к. — 200 °С, концентрация которых резко снижается с повышением температуры кипения. В нефтях фракционный состав УВ выглядит более равномерным с некоторым смещением концентрационного максимума в сторону высокомолекулярных УВ. Это различие обычно кладется в основу определения типа углеводородного флюида, т. е. из какой части залежи (газосной или нефтеносной) он получен в скважине. Например, для этих целей Г. С. Степановой (1975 г.) предложено соотношение выходов фракций 100—150 и 150—

200 °С: при значении его более 1,3% добытый флюид характеризуется как конденсат, а менее 1,3% — как нефть.

Одной из особенностей нефтей, отличающей их от конденсатов, является присутствие в нефтях гетероатомных компонентов (смола и асфальтенов), намного превышающих по содержанию таковые в конденсатах. Чаще всего гетеросоединения практически отсутствуют в конденсатах. Объясняется это плохой растворимостью асфальто-смолистых компонентов в сжатых газах, даже при сравнительно высоких давлении и температуре.

Конденсаты по групповому составу характеризуются большим разнообразием, зависящим от многих природных факторов: типа исходной биомассы, стадии катагенеза ОВ, соотношения в залежи газообразных и нефтяных УВ, их состава, пластовых давления и температуры и т. д. Наиболее распространены метановые конденсаты, реже метано-нафтеновые, обычно приуроченные к системам, контактирующим с нефтяными оторочками. Одним из отличительных признаков таких конденсатов является сравнительно низкое содержание нафтеновых и особенно ароматических УВ. Этот признак А. С. Великовским, Я. Д. Саввиной, А. К. Карповым и др. (1974 г.) был положен в основу одного из показателей, определяющего наличие в газоконденсатной залежи нефтяной оторочки. Статистически присутствие оторочки, например, определялось по содержанию во фракции 60—200 °С конденсатов метановых УВ свыше 57% при концентрации ароматических УВ не больше 15% (при $p_{пл}$ более 25 МПа).

§ 3. ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО СОСТАВУ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ

Особенности углеводородного состава конденсатов во многом отражают происхождение и тип ГКС. Это и понятно, так как по сравнению с газами жидкие УВ несут в себе несравненно больше исходных данных о составе систем. Справедливость такого вывода подтверждается возможностью проведения ныне сравнительного анализа флюидов по индивидуальному углеводородному составу, что значительно повышает степень достоверности геохимических обобщений.

Легкие УВ состава C_5 — C_{10} , будучи лабильной частью нефтей и конденсатов, вносят сравнительно весомый

вклад в познание не только условий миграции углеводородных систем, но и процессов, ведущих к образованию залежей разных фазово-генетических типов. С годами наблюдается повсеместное расширение применения методов изучения индивидуального состава легких УВ, что в значительной мере способствует разработке критериев прогнозирования типов залежей на основе детального геохимического изучения бензиновых фракций нефтей и конденсатов.

В природных условиях зафиксированы весьма частые случаи совместного размещения в ловушках ГКС и ГНС. Поэтому нет ничего удивительного в том, что преимущественно метановые составы бензиновых фракций флюидов обеих систем весьма схожи. Генезис ГКС в этих случаях связан с непосредственным переходом части легких УВ нефти в газовую фазу при их ретроградном испарении. Эти вторичные (новообразованные) системы физического происхождения размещаются обычно в геохимических зонах преимущественного развития нефтяных залежей, т. е. в ГЗН для конкретных литолого-стратиграфических комплексов, слагающих нефтегазоносные бассейны. Генетическое сходство конденсатов и нефтей (по их низкомолекулярным УВ) и пути его возникновения изучались не только на природных объектах, но и методами лабораторного моделирования (см. гл. III).

Другая разновидность конденсатов (первичные), в составе которых могут преобладать разные УВ (метановые, ароматические, ароматико-метановые) и которые не имеют в подавляющем большинстве случаев нефтяных оторочек, были описаны еще в начале 60-х годов на месторождениях Западного Предкавказья и Бухаро-Хивинской области (В. А. Чахмахчев, 1964 г.; И. С. Старобинец, 1965 г.).

Конденсаты с содержанием во фракции н. к. — 200 °С ароматических УВ 30—50% обычно свойственны системам с весьма низким K_f (60—80 см³/м³). В них преобладают легкие арены состава C_6 (бензол), C_7 (толуол) и C_8 (изомеры ксилола и этилбензол) на фоне относительного снижения концентрации УВ состава C_9 и C_{10} (изомеры пропилбензола, триметилбензола и т. д.). Найдено, в частности, что с ростом ароматичности конденсатов отношение суммы аренов состава C_9 к сумме УВ того же класса состава C_8 снижается [24]. Важным показателем типа ГКС является также соотношение этилбензола

и изомеров ксилола (*o*-, *m*- и *p*-ксилолов состава C_8), обладающих по А. Ф. Добрянскому, неодинаковыми уровнями свободной энергии (большим в этилбензоле и меньшим в термодинамически устойчивых изомерах ксилола). С возрастанием степени метаморфизма углеводородных систем величина соотношения заметно снижается. Этот показатель был предложен как генетический при сравнении газовых конденсатов, так как при миграции он сохранялся сравнительно постоянным, несмотря на изменение абсолютных концентраций аренов фракции C_8 (А. С. Великовский, Я. Д. Саввина, 1969 г.). Имеются указания на то, что соотношение этилбензола и суммы ксилолов в ГКС уменьшается от 0,15 до 0,05 по мере увеличения палеотемпературы продуцировавших отложений Туранской плиты от 90 до 150°C (В. И. Ермолкин, Е. И. Сорокова, А. А. Бобылева, 1980 г.). Более глубоких исследований этого параметра для ГКС разного типа не проводилось.

Первичные конденсаты отличаются также от нефтей и вторичных метановых конденсатов по распределению в них циклогексановых и цикlopentanовых соединений (З. К. Оленина, Ал. А. Петров, 1967 г.). Для большинства изученных конденсатов из залежей без нефтяных оторочек сумма циклогексановых УВ фракций C_6 , C_7 и C_8 в среднем в 3—4 раза превышает сумму цикlopentanовых. Если количество цикланов, выкипающих до 130°C, принять за 100%, то в конденсатах, полученных из газоконденсатных месторождений без нефтяной оторочки, содержание цикlopentanовых УВ составит 12—24%. В нефтях и конденсатах залежей с нефтяной оторочкой концентрация пятичленных цикланов достигает 40—45%. В бензинах нефтей они обычно составляют 50—60%.

Первичные конденсаты своеобразны и по особенностям распределения в них изомеров алканов. В их составе установлено:

равное содержание 2-метил- и 3-метилзамещенных алканов (фракция C_7 — C_9);
относительно низкая концентрация 2,3-ДМГп и 2,6-ДМГп;

ощутимое преобладание монозамещенных изоалканов (35—45%) над дизамещенными, количество которых не превышает 10%.

Принципиальные различия между флюидами ГКС двух типов следует объяснять разной степенью эволюци-

онного преобразования материнского ОВ, а в дальнейшем — углеводородных систем в залежах.

При изучении бензинов нефтей месторождений Предкавказья было показано, что при катагенезе нефтей в углеводородном составе этой фракции достаточно хорошо сохраняются их генетические признаки (В. А. Чахмахчев, 1972 г.). Однако обнаружена и некоторая трансформация состава, а именно: незначительно возрастает концентрация алканов (до 10—12%) при несистематическом повышении при этом доли их нормальных соединений и заметно уменьшается содержание легких цикланов, внутри которых прослежено устойчивое возрастание величины соотношения циклогексановых и цикlopentanовых УВ от 0,5—1 до 2—2,5 (см. гл. VII). Последняя закономерность позволила прийти к заключению, что из всех рассмотренных показателей распределение шести- и пятичленных нафтен в бензинах является наиболее надежным и устойчивым индикатором возрастания пластовой температуры и катагенеза нефтей.

В плане изложенного нетрудно провести аналогию между возрастанием доли шестичленных нафтен при катагенезе нефти и сравнительно высоким содержанием этих же соединений в первичных конденсатах. Очевидно, здесь просматриваются звенья одной эволюционной цепи последовательной генерации органическим веществом ГНС, а на более жестких стадиях катагенеза ОВ—ГКС первичного типа.

Таким образом, намечаются определенные различия между вторичными и первичными ГКС как по пространственному размещению, так и по природным факторам и условиям их генезиса. Если образование вторичных систем происходит в коллекторах залежей за счет главным образом физических процессов ретроградного испарения легких УВ нефтей, то формирование первичных систем связано с материнскими толщами. В последних преобладают химические факторы формирования систем, т. е. жесткий метаморфизм ОВ и активная деструкция его углеводородной части с преимущественным новообразованием газовых компонентов. Указанные генетические различия следует рассматривать как принципиальные, определяющие не только соотношение, но и состав формирующихся углеводородных фаз и систем.

Заслуживает также внимания необычный тип ГКС, характеризующихся небольшими глубинами залегания (до 1,5 км), редким присутствием нефтяных оторочек небольшой мощности, низким конденсатосодержанием (до 40 см³/м³) и метано-нафтеновым, чаще нафтеновым составом конденсатов, и содержащих сухой метановый газ. Природные ГКС с нафтеновыми конденсатами выявлены на месторождениях Западной Сибири (Медвежье, Русское и т. д.), Западного Предкавказья (Анастасиевское), Бухаро-Хивинской области (Газли, Джаркак, Гугуртли), Центрально-Каракумского свода (Дарваза, Шиих) и т. д. Состав бензиновой фракции этих конденсатов отличается высоким содержанием цикланов, в которых преобладают пятичленные структуры. Среди парафиновых УВ практически отсутствуют *n*-алканы, а изоалканы представлены преимущественно ди- и тризамещенными изомерами.

Пока нет ясности в принадлежности нафтеновых конденсатов к какому-либо типу ГКС, первичному или вторичному. Генетически связывая его как с первичными, так и вторичными ГКС, И. С. Старобинец (1980 г.) объясняет происхождение данного типа газовых конденсатов их дифференциацией и трансформацией на дальних путях миграции в толще осадочных образований. Условно тип данных ГКС им назван вторично-миграционным. Такая условность в некоторой мере оправдывается отсутствием исчерпывающих объяснений природных факторов и процессов миграции, способствовавших обогащению конденсатов данного типа нафтенами, изоалканами и т. д. В равной мере можно допустить, что образование этой системы произошло или при непосредственном контакте газов с нафтеновыми нефтями в залежи, или при ее генерации в продуцирующих отложениях на стадиях их позднего протокатагенеза и раннего мезокатагенеза.

Представления о существовании «верхней газоконденсатной зоны» подтверждаются сведениями о верхней термобарической границе распространения ГКС, генерация которых при сравнительно умеренных давлениях и температуре стимулируется значительным преобладанием здесь газовой фазы над жидкой. Если все это найдет достаточную аргументацию, то в классификации ГКС займет свое место еще один первичный тип газовых конденсатов относящийся к верхней ветви эволюционных преобразований ОВ пород.

Согласно воззрениям А. Л. Козлова (1975 г.) и нашим представлениям, системы с такими конденсатами должны иметь свою геохимическую зону образования. Обратимся для уточнения данного вопроса к конкретным примерам изучения углеводородного состава рассеянного ОВ.

Легкие УВ (C₄—C₈) в малых количествах присутствуют почти во всех осадочных породах. В последнее время благодаря применению высокочувствительных аналитических методов они обнаружены в современных, молодых осадках и широко представлены в древних осадочных образованиях. Многие исследователи занимаются изучением их состава с целью решения задач по оценке нефтегенерирующего потенциала материнских толщ, определения степени созревания ОВ, установления связи выхода легких УВ с типом ОВ и т. д. В результате этих работ собран большой фактический материал, позволяющий представить предварительную картину последовательной генерации и преобразования легких УВ по мере возрастания температуры и глубины вмещающих пород. Как показал К. Томпсон [40] по данным 2000 анализов, в составе легких УВ (C₂—C₇) рассеянного ОВ, исследованных по разрезу осадочных бассейнов, можно выделить четыре типа смесей, отвечающих определенным интервалам температуры и в меньшей степени глубин.

Тип I, ароматическая стадия генерации легких УВ (температура от 15 до 45 °С, глубина до 900 м). В этой смеси много бензола и толуола, имеются непредельные УВ, вода, много газообразных УВ C₂—C₄ (рис. 35, а). Бензол по содержанию преобладает над толуолом, затем при дальнейшей эволюции состава ОВ происходит инверсия в распределении бензола и его количество снижается. Сумма ароматических УВ на фракцию C₂—C₇ составляет 68,32%. В малых количествах присутствуют УВ *n*-C₄, *n*-C₅, *n*-C₆ и метилциклопентан. Отмечаются следы *n*-гептана и метилциклогексана. Выход легких УВ составляет до 10 нг на 1 г породы.

Тип II, нафтеновая стадия (температура от 45 до 93 °С, глубина от 900 до 1800 м). Хроматограмма (рис. 35, б) показывает значительное увеличение количества УВ состава C₄—C₇, особенно нафтенов и алканов. Содержание нафтеновых УВ (46% на фракцию) превышает количество парафиновых. Во фракции C₆ и C₇ преобладают по содержанию метилциклопентан над УВ

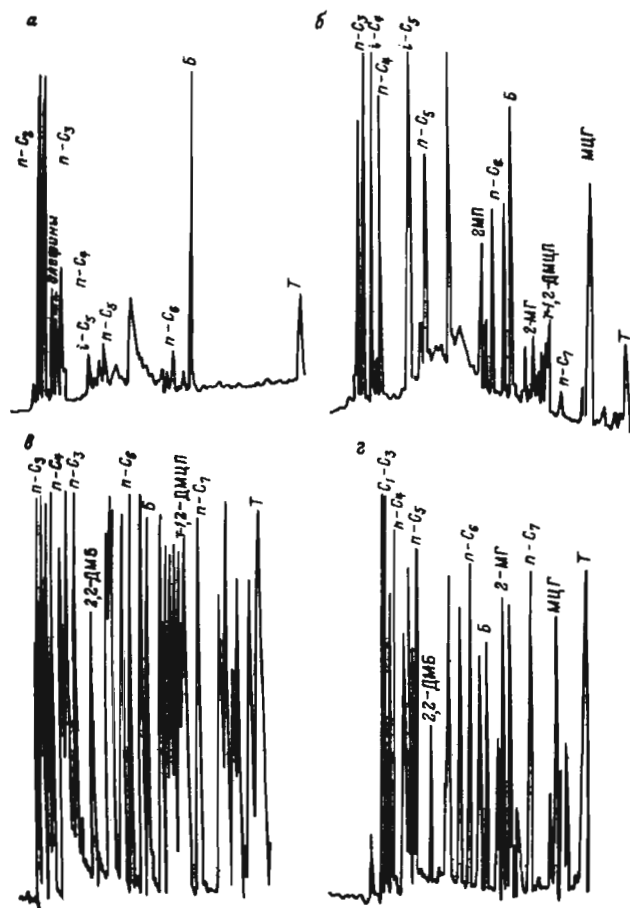


Рис. 35. Типовые хроматограммы легких углеводородных фракций рассеянного ОВ молодых и древних отложений [40].

Стадии генерации легких УВ: а — ароматическая (плейстоцен, Мексиканский залив, пластовая температура 41 °С, глубина отбора 625 м); б — нафеновая (плейстоцен, Мексиканский залив, 66 °С, 1510 м); в — парафиновая (миоцен, сланец Монтерей, 103 °С, 2500 м); г — деструктивная (нижний мел, Луизиана, 193 °С, 5900 м). Б — бензол, Т — толуол.

n-C₆, циклогексан и диметилциклопентаны над 2- и 3-метилгексаном, метилциклогексан над УВ *n*-C₇, изопентан над *n*-пентаном.

Тип III, парафиновая стадия (температура от 66 до 121 °С, глубина от 1800 до 2600 м). Смесь характеризуется значительным выходом легких УВ по сравнению с предыдущими стадиями (1 мг на 1 г породы). На хроматограмме (рис. 35, в) показаны особенности состава УВ бензинового ряда. Алканы, особенно нормальные соединения являются доминирующей группой, количество которой достигает 44% (на фракцию).

Тип IV, так называемая деструктивная стадия (по К. Томпсону) — температура 193 °С, глубина до 5974 м. В смеси происходит увеличение содержания легких алканов до 66,8% на фракцию C₂—C₇ (рис. 35, г).

Рассмотренные типы составов легких УВ К. Томпсон предлагает принять за основу при распознавании стадий катагенеза (созревания) рассеянного ОВ пород.

Установленные К. Томпсоном закономерности согласуются с данными, полученными в разное время другими исследователями. В частности, в работах В. К. Шиманского А. И. Шапиро, В. В. Иванцовой (1976 г.), А. И. Шапиро (1977 г.) приводятся результаты изучения бензиновой фракции сапропелевого ОВ пород, находящихся в зоне катагенеза стадий от ПК₃ до МК₂. При изучении мезозойских и палеозойских отложений Западной и Восточной Сибири, Башкирии и Прибалтики было установлено, что с увеличением степени катагенетического преобразования ОВ (от ПК₃ до МК₂) происходит: увеличение содержания алканов и аренов и уменьшение доли цикланов в легких УВ;

повышение количества нормальных изомеров алканов, а в разветвленных соединениях возрастание величин соотношений моно- и диметилзамещенных УВ, 2- и 3-метилизомеров;

повышение в цикланах содержания изомера с меньшим числом заместителей в молекуле, а также доли циклогексанов;

изменение соотношения между стереоизомерами цикланов в сторону увеличения наиболее устойчивого изомера;

накопление в аренах бензола, толуола и моноалкилбензолов C₉, увеличение отношений 1,3- и 1,4-изомеров к 1,2-изомеру в диалкилбензолах C₈ и C₉, а также

1,3,5-триметилбензола к 1,2,3-изомеру в триалкилбензолах.

Интересные данные по составу ОВ и нефтей кайнозойских отложений калифорнийских бассейнов Лос-Анджелес и Вентура приводятся Дж. Филиппи [37]. Здесь породы находятся на стадиях протокатагенеза и слабого мезокатагенеза. По мере увеличения глубины залегания и возраста пород в них повышается общее содержание УВ, алканов и *n*-алканов, особенно в области C_{15} — C_{25} . Количество легких УВ увеличивается от $8 \cdot 10^{-6}$ до $680 \cdot 10^{-6}$ г на 1 г породы. Одновременно происходит уменьшение показателя нечетности алканов и нефтяного индекса. Углеводородный состав ОВ и нефтей становится одинаковым.

Наиболее интересные данные получены при сравнительном анализе составов фракции C_6 и C_7 ОВ и нефтей кайнозойских отложений бассейна Лос-Анджелес. Среди УВ состава C_6 , за небольшим исключением, доминируют нефтяные УВ. Для фракции C_6 характерно высокое содержание метилциклопентана, в несколько раз превосходящее количество циклогексана и *n*-гексана, причем для ОВ это превышение на несколько порядков выше, чем для нефтей. Из приведенных данных следует, что для бензинов ОВ зон протокатагенеза и слабого мезокатагенеза по сравнению с нефтями типично более высокое содержание изоалканов, циклопентанов и в некоторой части аренов.

Эти выводы в определенной мере подтверждаются результатами исследований слабо преобразованных эоценовых и меловых отложений Бискайского залива, залегающих на глубинах 300—400 м (J. K. Whelan, J. M. Hunt, 1979 г.). Во фракции C_6 и C_7 битумоидов пород, в частности, было отмечено присутствие главным образом гемзамещенных изоалканов (2,2-ДМБ, 2,2-ДМП, 3,3-ДМП и т. д.) и толуола. По мнению исследователей, эти УВ могли быть продуктами начальных стадий распада терпеноидных соединений ОВ.

Таким образом, разные авторы приходят к однозначному выводу, что температура является главным фактором, контролирующим выход и перераспределение УВ. С увеличением степени катагенеза ОВ в его бензиновых фракциях происходит рост содержания алканов фракций C_6 и C_7 , а среди них — доли нормальных соединений.

Интересные особенности в составе легких УВ (C_5 — C_8) ОВ были отмечены при изучении молодых отложений залива Нортон побережья Аляски [34]. В бензиновой фракции циклические и разветвленные молекулы значительно превалируют над молекулами с прямой цепью. Нормальные алканы в породах присутствуют, но их концентрация весьма низка по сравнению с нефтяными соединениями. Среди алканов доминируют ди- и монозамещенные изомеры. Даже в углеводородных газах изобутан существенно преобладает над *n*-бутаном. Все это позволило авторам прийти к выводу, что по распределению легких УВ в бензиновой фракции ОВ сходно с нефтяными («незрелыми») конденсатами. Поэтому генезис последних ими связывается с «незрелым» ОВ, находящимся на ранней, низкотемпературной стадии преобразования в недрах.

Другими исследователями [31] показано, что с последовательными стадиями созревания ОВ могут быть связаны разные типы углеводородных скоплений: сухой газ и «незрелые» конденсаты → высокопарафинистые нефти и жирный газ → сухой газ и «зрелые» конденсаты. Причем «незрелые» конденсаты приурочены к молодым отложениям и размещаются на небольших глубинах с низкой температурой. Ж. Коннан и А. Кассоу обнаружили также связь высокопарафинистых нефтей и «зрелых» конденсатов с более древними мезозойско-палеозойскими отложениями, находящимися на глубинах до 4,6 км, где температура достигает 190—200 °C. Важным в их заключении является вывод о том, что ОВ на низких стадиях катагенеза (до 75 °C) способно генерировать наряду с сухим газом и небольшое количество конденсата. В сухих газах этой верхней зоны отмечаются высокие величины отношения $i-C_4/n-C_4$ (1—1,7). В составе «незрелых» конденсатов много изоалкановых УВ с высокой концентрацией изопреноидов C_{15} , C_{16} , C_{18} и C_{20} , а также повышено значение отношения $i-C_{19}/n-C_{17}$.

Все изложенное свидетельствует о прямой связи особенностей перераспределения легких УВ рассеянного ОВ с эволюционными катагенетическими стадиями их преобразования в недрах. Поэтому ряд исследователей видит в детальном анализе индивидуального углеводородного состава бензинов нефтей и конденсатов реальные пути для определения степени созревания не только самих флюидов, но и ОВ, генерирующего эти УВ. Напри-

мер, К. Томпсон [40] предложил учитывать два критерия созревания ОВ по составу легких УВ — парафиновые индексы I и II. Индекс I представляет собой отношение $\Sigma (2\text{- и } 3\text{-МГ}) / \Sigma (i\text{-}1,3\text{-ДМЦП} + i\text{-}1,3\text{- и } i\text{-}1,2\text{-ДМЦП})$, которое при воздействии на УВ температуры и по мере преобразования ОВ увеличивается от 0,1 до 8. Индекс II — отношение *n*-гептана к сумме соединений, выходящих на хроматограммах от циклогексана до метилциклогексана (в основном алканы и цикланы состава C_7), — с увеличением степени катагенеза пород также возрастает от 0,5 до 30—40%. Все это позволило К. Томпсону рекомендовать оба индекса в качестве дополнительных показателей палеотемпературы недр и катагенеза ОВ.

В породах степень созревания ОВ устанавливалась также по соотношению алканов и цикланов фракции C_6 и C_7 [37]. По разрезу отложений бассейнов Лос-Анджелес и Вентура показатель по C_6 увеличивался с глубиной от 0,4 до 0,9, по C_7 — от 0,1 до 0,6. При этом максимальные значения показателей для ОВ полностью соответствовали количественным соотношениям парафиновых и нафтеновых УВ нефтей бассейнов. На аналогичные эволюционные закономерности указывает Ж. Дюруше [32], установивший статистические зависимости между величинами отношений *n*-гексан/МЦП, *n*-гептан/1,2-ДМЦП и ЦГ/МЦП и отражательной способностью витринита, т. е. палеотемпературой недр. Рост палеотемпературы приводит к устойчивому повышению указанных углеводородных соотношений.

Подводя итоги изложенному, следует еще раз подчеркнуть, что количество и состав легких УВ непосредственно связаны со степенью катагенеза рассеянного ОВ пород и со стадиями их литогенеза. Так, для стадии позднего диагенеза характерен малый выход легких УВ и их ароматико-нафтеновый состав; стадии протокатагенеза отвечает более высокий выход легких УВ нафтенового основания (10 нг на 1 г породы), а слабому и умеренному мезокатагенезу соответствует генерация преимущественно метановых легких УВ в количестве 10^3 — 10^5 нг/г.

Рассмотренные углеводородные показатели катагенеза ОВ пород и нефтей представляют собой достаточно надежные геохимические критерии для установления принципиальных различий между ГКС разного типа. Важным объектом изучения при определении отлич-

тельных особенностей состава углеводородных систем, на наш взгляд, являются легкие УВ состава C_5 — C_8 .

Для распознавания принципиальных различий в составе легких УВ определенных типов конденсатов и нефтей нами были обобщены результаты 272 анализов бензиновых фракций по данным автора и Т. Л. Виноградовой, а также других отечественных и зарубежных исследователей. Сравнивались составы бензиновых фракций нефтей и конденсатов, отобранных из 58 газоконденсатных, 28 нефтегазоконденсатных и 186 нефтяных залежей месторождений Предкавказья, Средней Азии, Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, Азербайджана, Сахалина, Украины, США, Канады, Ближнего Востока. На первых этапах рассчитывались соотношения между отдельными индивидуальными УВ и углеводородными группами с последующим сопоставлением их между собой. Это позволило к наиболее информативным отношениям, отражающим различия между углеводородными системами разных типов, отнести следующие (табл. 27): арены/алканы (1), цикланы/алканы (2), $\Sigma ЦГ / \Sigma ЦП$ (3), *n*-алканы/изоалканы (4), бензол/*n*-гексан (5), толуол/*n*-гептан (6), ЦГ/*n*-гексан (7), МЦГ/*n*-гептан (8), ЦГ/МЦП (9).

Далее была построена серия графиков, на которых были нанесены значения этих отношений, характеризующие нефти типов A^1 , A^2 , Б, конденсаты газоконденсатнонефтяных залежей (вторичные) и конденсаты газоконденсатных залежей без нефтяной оторочки (первичные). Как видно из рис. 36, в области минимальных значений параметров расположились нефти метанового основания A^1 и A^2 нефтяных залежей и часть конденсатов и нефтей из газоконденсатнонефтяных скоплений. В противоположность им точки, отвечающие газоконденсатным залежам без нефтяных оторочек, сгруппировались в области максимальных значений выбранных соотношений. Указанные две области отделены друг от друга полем переходных точек. Сюда вошли нефти высокой степени катагенеза, конденсаты метанового основания первичных ГКС и некоторая часть вторичных конденсатов газоконденсатнонефтяных скоплений. На рис. 36 не показаны нефти нафтенового основания (тип Б), характеризующиеся большими величинами отношений нафтеновых УВ к *n*-алканам (см. табл. 27).

Анализ полученных материалов позволяет сделать следующие выводы.

Углеводородные соотношения бензиновой фракции, определяющие состав

Зоны катагенеза по Н. Б. Вассоевичу	Залежи	Состав флюида	Арены Алканы (1)	Цикланы Алканы (2)
Протокатагенеза (ПК ₂ —ПК ₃)	Нефтяные, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные	Нафтенный (тип Б)	0,01—0,5	2,0—8,0
Слабого мезокатагенеза (МК ₁ —МК ₂)	Нефтяные, газоконденсатные (вторичные)	Метановый (типы А ¹ , А ²)	0,01—0,1	0,3—0,8
Умеренного мезокатагенеза (МК ₃ —верхи МК ₄)	Нефтяные (переходного состояния), газоконденсатные (промежуточной зоны)	Метановый (тип А ¹)	0,1—0,6	0,3—0,9
Сильного мезокатагенеза (МК ₄ —МК ₅)	Газоконденсатные (первичные)	Метановый, ароматико-метановый, ароматический	0,6—4,0	0,7—1,9

1. Для нефтей и конденсатов нафтенного основания (тип Б) информативны отношения 2, 3, 4. Флюиды данного типа характеризуются низким содержанием алканов, а в последних — *n*-алканов. В цикланах, определяющих тип нефти, в большинстве случаев доминируют соединения с пятичленными циклами. Из-за незначительного содержания *n*-алканов отмечаются довольно высокие значения отношений 7 (3—5) и 8 (8—12).

2. Нефтяным и нефтегазоконденсатным залежам с флюидами метанового основания (тип А) отвечают минимальные значения отношений 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8 (см. рис. 36). В цикланах увеличивается доля циклогексанов. В группе алканов преобладают нормальные соединения, а в изоалканах — триметил- над диметилзамещенными УВ. Концентрация ароматических УВ невелика. Рассмотренные газоконденсатнонефтяные залежи этой группы можно отнести к вторичным, так как распределение УВ в бензиновых фракциях их конденсатов близко

Таблица 27
щие генетическую зональность углеводородных систем и их

ΣЦГ ΣЦП (3)	<i>n</i> -Алканы Изоалканы (4)	Бензол <i>n</i> -Гексан (5)	Толуол <i>n</i> -Гептан (6)	ЦГ <i>n</i> -Гексан (7)	МЦГ <i>n</i> -Гептан (8)	ЦГ МЦП (9)
0,4—0,8	0,04—0,4	0,1—0,3	0,2—1,0	3,0—5,0	8,0—12,0	0,1—1,4
0,6—1,6	1,1—2,4	0,01—0,2	0,01—0,2	0,1—0,8	0,2—1,8	0,1—1,2
1,7—2,3	0,6—1,1	0,2—1,0	0,2—1,4	0,8—1,2	1,8—2,4	1,2—1,9
1,7—8,4	0,6—1,0	1,0—5,0	1,4—5,0	1,2—7,0	2,4—5,0	1,9—4,0

к таковому в нефтях типа А¹, подстилающих газовые шапки.

3. Газоконденсатные залежи, не имеющие нефтяных оторочек, хорошо выделяются по сравнительно высоким значениям отношений 1, 3, 5, 6, 7, 8, 9. Отличительные признаки конденсатов данного типа залежей определяются сравнительно резким увеличением в них концентраций бензола, толуола, циклогексана и метилциклогексана. На этом фоне несколько снижено количество алканов, а в них — *n*-алканов, вследствие чего величина отношения 4 не превышает 1. Среди изоалканов диметилзамещенные соединения заметно преобладают над триметилзамещенными.

4. Для флюидов газоконденсатнонефтяных и нефтяных залежей переходного состояния характерны повышенные (по отношению к нефтям типа А¹) значения рассмотренных отношений. Распределение УВ в бензиновых фракциях близко к распределению их в первич-

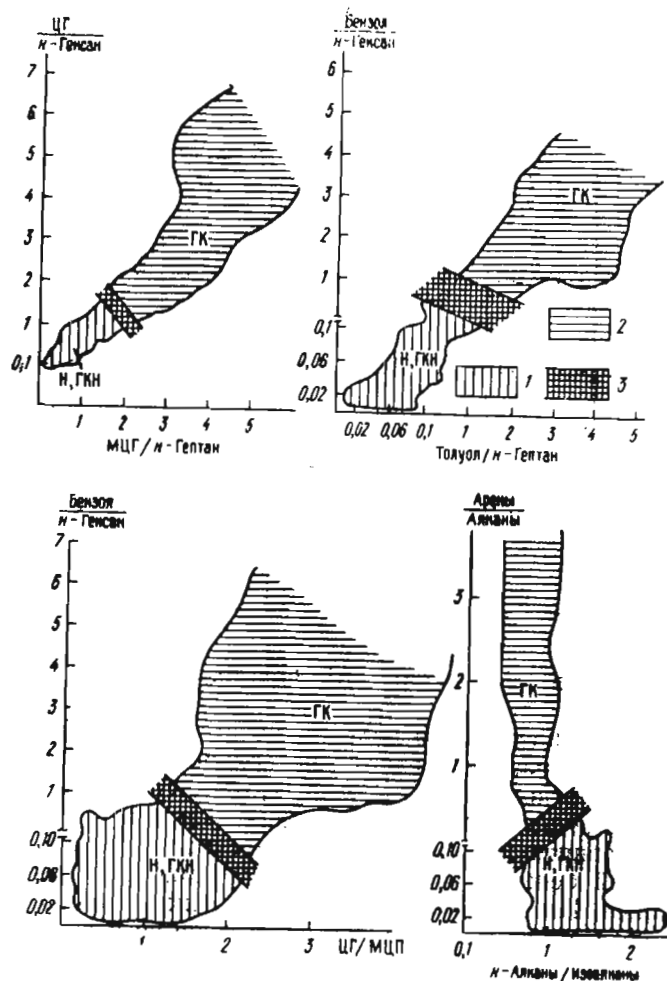


Рис. 36. Графики углеводородных показателей типов залежей (В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, 1979 г.).

Области точек, характеризующих: 1 — нефтяные (Н) и газоконденсатнонефтяные вторичные (ГКН) залежи, 2 — газоконденсатные, первичные залежи без нефтяных оторочек (ГК), 3 — переходную область промежуточных значений

ных конденсатах. Они обогащены аренами, шестичленными цикланами, изоалканами. Обычно эти типы газоконденсатнонефтяных залежей характеризуются большими значениями K_f . Генезис этих залежей можно связать с промежуточной зоной, находящейся ниже ГЗН, но выше зоны образования первичных газоконденсатов. Системы указанного типа целесообразно именовать промежуточными.

Найденные закономерности отвечают степени катагенетической преобразованности ОВ в породах и являются отражением этого процесса в составе флюидов в залежах. Наблюдаемый параллелизм в изменении углеводородного состава ОВ на разных стадиях катагенеза и флюидов углеводородных систем в залежах может служить основой для прогнозирования типов залежей и углеводородного состава их флюидов. Руководствуясь значениями показателей, характеризующих природу углеводородной системы (см. табл. 27), можно прогнозировать тип открываемой залежи по данным опробования скважины-первооткрывательницы.

Если значения параметров отвечают переходной области от ГНС к ГКС (см. рис. 36), то тип залежи уточняется путем привлечения данных о K_f системы и количестве в ней ароматических УВ. Этим целям служит график K_f ($\text{см}^3/\text{м}^3$) = f арены (фракции н. к. — 200 °С), в основу которого легли фактические материалы И. С. Старобинца [24], А. Г. Дурмишьяна (1974 г.), С. Н. Павловой, З. В. Дриацкой, М. А. Мехчян (1967 г.), Е. Ф. Шевченко, Л. М. Габинет, Г. М. Карпенко (1971 г.), С. Р. Моисейкова, В. С. Толстенева, С. Р. Сергиенко и др. (1974 г.), В. Г. Васильева, И. П. Жабрева, И. С. Львова и др. (1975 г.). Как видно из рис. 37, область первичных ГКС (I) ограничивается значениями содержания аренов от 20 до 50% и K_f до 100 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Небольшая зона промежуточных значений (II) отделяет эту область от поля точек газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками (III), для которых характерны высокий K_f (100—900 $\text{см}^3/\text{м}^3$) при сравнительно низкой концентрации аренов в конденсатах.

Анализ особенностей количественного и качественного изменения углеводородных систем в залежах позволяет решать обратную задачу, т. е. определять их место в схеме вертикальной зональности эволюции ОВ и образования нефти и газа в осадочном бассейне. С ис-

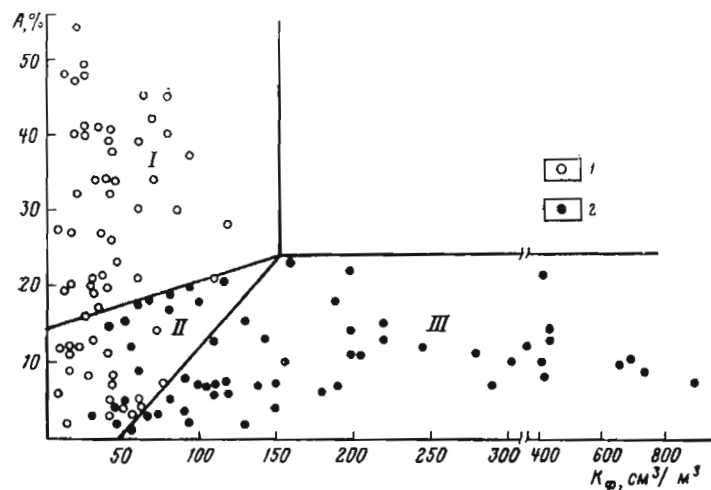


Рис. 37. График соотношения массового содержания ароматических УВ фракции н.к.—200 °С (А) и количество стабильного конденсата в газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежах (K_{ϕ}).
Залежи: 1 — газоконденсатные; 2 — нефтегазоконденсатные.
Области: I — первичных ГКС, II — промежуточных значений параметров, III — вторичных ГКС

пользованием уже известных вариантов зональности процессов нефтегазообразования построена схема последовательной генерации жидких и газообразных УВ и распределения типов залежей нефтей и конденсатов (рис. 38).

1. С зоной биогенного газа БЗГС и верхней зоной газоконденсатнонефтяных систем ВЗГКНС связаны залежи сухого метанового газа, конденсатов и нефтей нафтенового основания (тип Б). Для этих конденсатов и нефтей характерны высокая концентрация изомерных структур в группе алканов и значительное содержание циклопентанов. В зоне ВЗГКНС распространены газовые, газонефтяные, газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи. Последние содержат нафтеносодержащие конденсаты, близкие по составу подстилающим нефтям.

2. Нижняя зона газоконденсатнонефтяных систем НЗГКНС соответствует ГЗН. К ней приурочены широко распространенные нефти типов A^1 и A^2 , отличающиеся повышенной концентрацией n -алканов, слаборазветвленных изоалканов и низкоконденсированных цикланов. В зоне НЗГКНС формируются нефтяные залежи, кото-

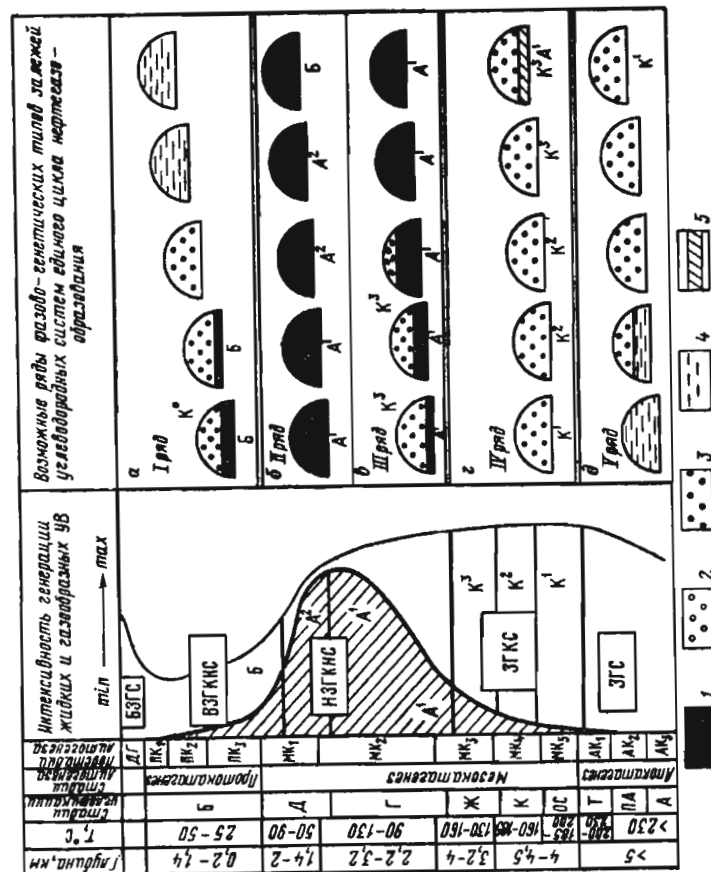


Рис. 38. Принципиальная схема зональности нефтегазообразования и формирования типов залежей.

1 — нефть; 2 — газ; 3 — газоконденсат; 4 — вода; 5 — оторочка конденсата газоконденсатной залежи.
БЗГС — биогенная зона газовой системы; ВЗГКНС и НЗГКНС — соответственно верхняя и нижняя зоны газоконденсатнонефтяной системы; ЗГКС — зона газоконденсатной системы; ЗГС — зона газовой системы (высокотемпературная).
А¹, А², Б — химические типы нефтей (см. табл. 1); конденсаты: К¹ — нафтеносодержащие, К² — ароматические, К³ — метановые.

Этапы формирования: а — газовых, газоконденсатнонефтяных и нефтяных залежей (первый верхний этаж ГКС); б — нефтяных залежей, в — нефтяных и газоконденсатнонефтяных залежей (второй верхний этаж вторичной ГКС), г — газоконденсатных залежей (нижний этаж первичной ГКС), д — газовых залежей

рые в зависимости от конкретных геологических условий переходят в газонефтяные и газоконденсатнонефтяные. Последние представляют собой верхний этаж вторичных, или новообразованных, ГКС, связанных с дифференциацией ГНС и переходом части легких УВ нефтяных оторочек в газовую фазу при погружении залежей. На этом уровне образуются конденсаты типа A^1 , близкие по составу подстилающим нефтям.

3. К зоне газоконденсатных систем ЗГКС приурочены газоконденсатные скопления, не имеющие нефтяных оторочек и образовавшиеся в результате миграции газоконденсатных растворов. Эта зона продуцирует конденсаты метанового, ароматико-метанового и ароматического оснований, существенно отличающиеся по составу от УВ вторичных ГКС зоны нефтеобразования.

4. Между зонами НЗГКНС и ЗГКС целесообразно выделять промежуточную область, где располагаются нефтяные залежи переходного состояния и газоконденсатнонефтяные залежи с большими G_f и K_f . По своим свойствам флюиды этих залежей близки к первичным конденсатам.

5. С зоной газовых систем ЗГС связаны чисто газовые залежи с преимущественным содержанием в них высокотемпературного метана и кислых газов.

Соответственно с рассмотренной схемой любая битуминозная толща, пройдя все стадии литогенеза или полный цикл преобразований, может теоретически дать широкий набор фазово-генетических типов залежей, имеющих своеобразные черты качественного и количественного распределения углеводородных систем (см. рис. 38). Однако в действительности такая полнота последовательной смены типов залежей наблюдается в недрах не всегда. Тем не менее по большинству крупных НГБ при погружении продуктивных комплексов нефтяные залежи замещаются газоконденсатнонефтяными, газоконденсатными и газовыми. Все это свидетельствует о том, что нефтематеринские толщи в них испытали максимальное воздействие катагенетических процессов, что проявилось в широком наборе типов углеводородных систем.

Расположение и частичное наложение в границах антиклинальных зон разных систем (ГНС, вторичной ГКС, первичной ГКС) с характерными особенностями изменения состава по каждой из них позволили выявить последовательные во времени этапы миграции ГНС, а

затем ГКС в цепи сообщающихся ловушек (В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, 1975 г.). Указанное качественное и количественное распределение углеводородных систем в антиклинальных зонах является вполне убедительной аргументацией эволюционной последовательности генерации УВ, отраженной в их составе в пределах зон нефтегазонакопления.

Основываясь на концепции эволюционной зональности нефтегазообразования и принципе дифференциального перераспределения углеводородных систем при их миграции, можно представить формирование по крайней мере пяти рядов фазово-генетических типов залежей. Первые три из них образуются в результате перемещения газонефтяных систем (см. рис. 38, ряды I, II, III). В зависимости от глубины катагенетических преобразований ОВ и его исходного типа в толще коллектора система может иметь разное соотношение нефти и газа, приводящее к формированию не только чисто нефтяных (II ряд), но и газовых, газонефтяных и газоконденсатнонефтяных залежей (I и III ряды). Последние являются не обязательным, но весьма часто встречающимся типом скоплений, характеризующим процессы дифференциации ГНС. Ряд IV образуется при участии в миграции только первичных ГКС и, наконец, V — в результате миграции газообразных УВ. На основе выявленных геохимических критериев в каждом ряду может быть получена информация о направлении миграции углеводородных систем и выделены зоны генерации нефти и газа.

Представленные ряды могут найти применение в качестве исходной модели при прогнозировании нефтегазоносности продуктивных комплексов в направлении их погружения или источников миграции. При этом возникают следующие варианты оценок:

ряды I и III дают максимальное вероятностное число типов залежей (нефтяные, газонефтяные, газоконденсатнонефтяные, газоконденсатные);

ряд II предусматривает открытие в основном нефтяных скоплений;

ряды IV и V позволяют предполагать открытие только газоконденсатных и газовых залежей.

Важно отметить, что наличие промежуточных значений углеводородных показателей нефтей и конденсатов открывает еще одну возможность прогнозирования первичных газоконденсатных скоплений по признакам,

Углеводородные соотношения, определяющие переход ГНС в первичные ГКС

Углеводородные системы	Месторождения	Возраст продуктивных пластов	Бензол	Толуол	ЦГ	МЦГ	Арены	ЦГ
			н-Гексан (5)	н-Гептан (6)	н-Гексан (7)	н-Гептан (8)	Алканы (1)	МЦП (9)
Восточное Предкавказье								
ГНС	Русский Хутор, Величаевское и др.*	Средняя юра	До 0,2	До 0,1	До 0,9	До 1,2	До 0,2	До 1,3
Переходная зона от ГНС к ГКС	Сухокумское Тюбинское Капиевское	То же	2,4	3,8	3,7	2,8	3,2	2,6
			0,3	0,6	0,9	2,6	0,8	1,9
			0,5	0,5	1,2	1,5	0,4	1,8
ГКС	Равнинное Степное Солончаковое	»	3,8	10,3	5,5	3,1	7,9	3,5
			1,6	4,5	6,0	3,7	3,4	3,1
			2,5	8,2	8,1	4,9	5,8	3,6

Пермско-Башкирское Предуралье

ГНС	Куединское Чайкинское и др.	Верхний девон—нижний карбон	0,04 0,05	0,09 0,10	0,1 0,2	0,4 0,4	0,06 0,1	0,4 0,4
Переходная зона от ГНС к ГКС	Усть-Айское Красноуфимское	То же	0,5 0,3	1,0 0,7	0,6 0,6	0,6 1,0	0,8 0,7	0,7 2,2

Тимано-Печорская провинция

ГНС	Пашнинское, Восточно-Савинское и др.	Верхний девон—нижняя пермь	0,1	0,04	0,3	0,3	0,1	0,5
Переходная зона от ГНС к ГКС	Вуктыльское	Нижний карбон—нижняя пермь	0,4	0,8	1,0	1,0	0,3	2,2

* В эту зону входят большое число нефтяных залежей региона.

характерным для конденсатов и обнаруженным в нефтях в уже выявленных залежах.

Найденные закономерности в распределении легких УВ оказываются применимыми не только для распознавания типа залежей, но и для раздельного прогнозирования на нефть и газ отдельных геологических объектов, не вскрытых поисковым бурением. Такая качественная оценка опирается на данные по составу флюидов достаточно полно изученных частей бассейнов с последующей региональной экстраполяцией результатов анализа на прогнозируемые продуктивные комплексы.

Например, в Восточном Предкавказье с погружением юрских продуктивных пластов с северо-запада на юго-восток нефтяные залежи сменяются газоконденсатнонефтяными и далее — газоконденсатными. Этот переход от одного фазово-генетического типа залежей к другому в пределах Прикумско-Сухокумской и Озексуат-Бажиганской зон поднятий происходит плавно и закономерно. В ряде нефтяных залежей, соседствующих с газоконденсатными, в составе бензинов нефтей уже регистрируются признаки первичных ГКС (месторождения Сухокумское, Тюбинское, Капиевское и др.). Это выражается в увеличении углеводородных соотношений, которые по абсолютным значениям отвечают переходной зоне (табл. 28). Наконец, максимальные величины этих диагностических параметров выявлены только в конденсатах первичных газоконденсатных залежей (месторождения Равнинное, Степное и др.).

В границах Пермско-Башкирского Приуралья в направлении к Юрюзано-Сылвенской впадине возрастают палеотемпература и глубина залегания верхнедевонских и каменноугольных продуктивных отложений. В отличие от залежей платформенной части региона в западной прибортовой части впадины обнаружены нефти, приближающиеся по своему составу к первичным конденсатам (Усть-Айская, Красноуфимская и другие площади). Показатели углеводородных соотношений соответствуют в этих нефтях зоне перехода к газоконденсатным скоплениям. Этот факт в течение последних лет подтвержден открытием в осевой части впадины нескольких газоконденсатных месторождений (Бухаровское, Кедровское и т. д.).

В Тимано-Печорской провинции более прогретые отложения карбона и нижней перми Верхне-Печорской впадины содержат нефти и конденсаты (Вуктыл), соот-

ветствующие по своим характеристикам переходной зоне (см. табл. 28). Это, в свою очередь, означает, что здесь в коллекторах девона и карбона могут быть открыты главным образом газоконденсатные и в меньшей мере нефтяные скопления. Углеводородные флюиды западного платформенного склона по составу отвечают зоне преимущественного распространения ГНС (месторождения Пашнинское, Восточно-Савиноборское, Западно-Тэбукское и др.).

Имеются различные точки зрения на прогнозную оценку запасов нефти и газа северных территорий Западно-Сибирской провинции. Нет лишь разночтений в оценке преимущественной газоносности отложений верхнего мела и верхов нижнего мела. Что касается юрских и валанжинских отложений, то характер их продуктивности оценивается далеко неоднозначно.

Комплексный анализ размещения залежей по разрезу осадочного чехла провинции с учетом геолого-геохимических данных позволил И. И. Нестерову, Ф. К. Салманову, А. Э. Конторовичу, М. Х. Кулахметову, Н. Н. Немченко, А. С. Ровенской и др. выявить наличие вертикальной зональности в распределении скоплений УВ разных типов и фазовых состояний. По соотношениям жидких и газообразных УВ выделены три основные зоны: верхняя (газовая), средняя (нефтяная) и нижняя (преимущественно нефтегазоконденсатная). Верхняя зона преимущественного газонакопления в апт-альб-сеноманских отложениях (покурская серия) отличается сравнительно низкой пластовой температурой (до 50 °C), ОВ гумусового типа здесь находится на сравнительно низких стадиях катагенеза (стадиях углефикации Б, Б—Д, Д). Средняя зона включает в себя берриас-валанжин-готеривские отложения, сапропелевое ОВ которых находится на стадиях метаморфизма Д, Г и Ж. Нижняя зона охватывает отложения юрского возраста, содержащие в нижнем и среднем отделе ОВ гумусового типа, а в верхнем отделе — ОВ сапропелевого типа. Стадии метаморфизма пород, особенно на севере региона, достаточно высокие (Ж, К, ОС), отвечающие палеотемпературе 150—200 °C. Как и средняя, нижняя зона нефтеносна в районах Широкого Приобья.

С целью уточнения качественных оценок перспектив нефтегазоносности северных территорий Западной Сибири нами совместно с А. С. Ровенской был обобщен массив аналитических данных по составу бензиновых фрак-

ций нефтей и конденсатов 190 залежей¹. Предварительные расчеты диагностических углеводородных отношений показали, что четыре из них (толуол/н-гептан, ЦГ/н-гексан, МЦГ/н-гептан и ЦГ/МЦП) оказались наиболее информативными при выделении крупных геохимических зон по выбранным двум продуктивным комплексам, по которым, в частности, приведем примеры использования этих геохимических показателей.

По пластам группы Б (берриас-валанжин) анализ значений диагностических коэффициентов позволил выделить три геохимические зоны — газонефтяную, промежуточную и газоконденсатную (рис. 39). Примечательно, что в границах переходной зоны на севере спорадически локализовались поля аномальных значений коэффициентов, соответствующие распространению первичных ГКС. Эти поля совпадают с контурами Медвежьего вала, Среднетазовского свода, Нурминского и Напалковского мегавалов и Тамбейского локального поднятия. Наличие зон первичных ГКС в этом комплексе снижает надежность оценки северных территорий региона как перспективных для поисков главным образом нефтяных скоплений.

В объеме продуктивных комплексов верхней юры выделены только две зоны — нефтяная и промежуточная. На севере четко обозначается граница переходной зоны, куда входят Губкинское, Тарасовское, Западно-Таркосалинское и другие месторождения. Обращает внимание одна характерная деталь — граница переходной зоны по верхнеюрским отложениям смещена несколько к югу в отличие от берриас-валанжинского комплекса, что согласуется с более высокой палеотемпературой юрской толщи по сравнению с меловой. В северных областях плиты палеотемпература по данным витринитовой термометрии достигает в верхней юре 140—160 °С, что делает (по И. И. Аммосову) низким коэффициент относительной вероятности размещения нефтяных ресурсов (0,3). Контуры распространения зон первичных ГКС здесь по имеющимся фактическим материалам уверенно не обозначаются. Однако путем вертикальной экстраполяции данных по неокомскому комплексу наличие этих зон прогнозируется достаточно на-

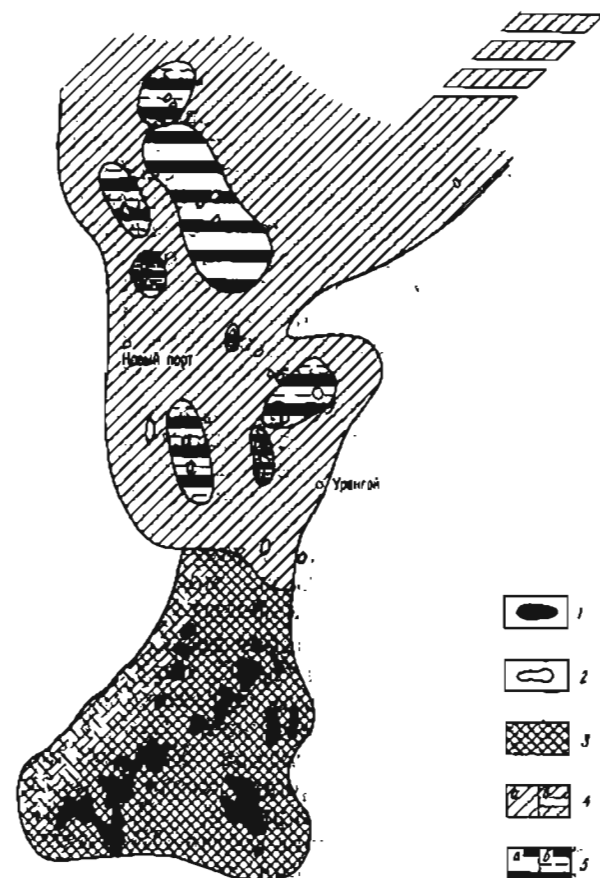


Рис. 39. Схематическая карта прогнозирования фазового состояния УВ неокомского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири (пласты группы Б, включая ачимовскую толщу). Составили В. А. Чахмахчев и А. С. Ровенская.

Залежи, по которым изучались составы бензиповых фракций: 1 — нефтяные; 2 — газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные.

Зоны различного фазового состояния УВ в недрах: 3 — газонефтяная, 4 — установленная (а) и предполагаемая (б) промежуточная (нефти и газоконденсаты переходного состояния), 5 — предполагаемая (а) и установленная (б) первичных газоконденсатов.

¹ Анализы нефтей и конденсатов были выполнены в Центральной лаборатории Главтюменгеологии Н. Ф. Вовк и любезно предоставлены нам чл.-кор. АН СССР И. И. Нестеровым и канд. геол.-минер. наук А. В. Рыльковым.

дежно. Очевидно, эта зона по верхнеюрскому комплексу должна совпасть с большей частью Надым-Пурской (включая Медвежий и Уренгойский мегавалы) и Южно-Ямальской областей (Нурминский мегавал).

Диапазон возможностей использования данных о низкокипящих углеводородных фракциях состава C_4 — C_8 весьма широк. Описанный методический подход и диагностические углеводородные коэффициенты могут применяться также и при изучении особенностей преобразования состава легких УВ рассеянного ОВ пород с целью прогнозирования во вскрытых битуминозных комплексах скоплений УВ определенных фазового состояния и типа. Исследования в указанном направлении еще ведутся и не достигли пока завершающих стадий.

Неоднородность состава УВ C_4 — C_8 и его зависимость от степени метаморфизма ОВ, т. е. ценные свойства этой фракции как показателя изменения состава углеводородных систем должным образом еще не используются в практике прямых геохимических методов поисков нефти и газа. Особенно перспективны в указанном плане исследования современных осадков, молодых и древних отложений суши и морских шельфовых зон.

Научные принципы таких работ должны базироваться на том факте, что фракция C_5 — C_8 определенного состава как продукт сравнительно глубокого метаморфизма ОВ не может быть сингенетичной ОВ молодых и современных осадков. В них легкие УВ, близкие по распределению к нефтяному ряду, всегда находятся во вторичном залегании. Например, Р. Мак-Ивер (R. McIver, 1974 г.), изучавший состав ОВ и легких УВ отложений юры (Мексиканский залив), плейстоцена (поднятие Шацкого, Тихий океан) и миоцена (о-в Сардиния, Средиземное море), установил разные качественные и количественные характеристики УВ состава C_4 — C_7 . Это позволило ему прийти к выводу, что в осадках Тихого океана ОВ не генерировало легких УВ, а в Средиземном море и Мексиканском заливе они находятся во вторичном залегании. Интересные факты приводит Дж. Хант (J. M. Hunt, 1975 г.), установивший в осадках нижнего плиоцена (шельф Северной Калифорнии) и нижнего плейстоцена (Красное море) присутствие в небольших концентрациях легких УВ C_4 — C_7 . В своих выводах он не дал определенного заключения о происхождении этих УВ, допуская возможность как их син-

генетичности вмещающим отложениям, так и вторичного залегания за счет подтока УВ снизу.

Наши расчеты коэффициентов ЦГ/ n -гексан и МЦГ/ n -гептан по аналитическим данным Дж. Ханта показали, что их значения для Калифорнийского побережья соответствуют слабо метаморфизованным нефтям зоны умеренного мезокадагенеза. В осадках Красного моря состав фракции соответствует высокопревращенным углеводородным системам, близким к первичным газовым конденсатам. Это приводит к заключению о вторичном залегании в отложениях плейстоцена легких УВ, появившихся там за счет диффузионных или фильтрационных подтоков из более глубоких и древних толщ. Кстати сказать, возможность подобных процессов переноса УВ (особенно диффузии) могут быть учтены при прогнозировании залежей по разрезу отложений бассейнов или месторождений.

Как уже говорилось в гл. IV, независимо от характера вертикального массопереноса УВ через слабопроницаемые экраны или по разломам, верхние залежи вследствие конвективного и бародиффузионного перераспределения обогащаются УВ фракции C_5 и C_6 по сравнению с C_7 и C_8 . Это явление приводит к возрастанию отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$ до значений (0,5—0,9) выше фоновых в углеводородных системах вышележащего литолого-стратиграфического комплекса (0,1—0,4). На рис. 40 отображены возможные варианты геологических условий, способствующих процессам вертикального диффузионного перераспределения УВ, а также параметры этих процессов. Последние могут происходить между залежами, разобленными маломощными полупроницаемыми разделами или отложениями, затронутыми нарушениями. При наличии мощных непроницаемых эвапоритовых или глинистых экранов подобный механизм фракционного перераспределения, очевидно, не реализуется.

Помимо отношения $(\Sigma C_5 + \Sigma C_6) / (\Sigma C_7 + \Sigma C_8)$, теоретически допустимо при прогнозировании первичных ГКС нижних продуктивных этажей применение таких соотношений как бензол/ n -гексан, толуол/ n -гептан и т. д. Их использование основано на существовании различий в составе легких фракций конденсатов и нефтей. Последние при сообщаемости залежей должны обогащаться гомологами бензола и циклогексана (см. рис. 40).

Еще раз следует отметить, что рассмотренные геохимические критерии прогнозирования продуктивности нижних этажей не универсальны. Возможности их использования практически сводятся к нулю при наличии в разрезе надежных экранов, если даже под ними имеются залежи УВ. Однако преимущество этих показателей заключается в том, что там, где позволяют природные условия, с их помощью можно определить в границах зон нефтегазонакопления участки перетоков. Аномальные значения ряда показателей в нефтях верхних залежей вполне надежно указывают таким образом на существование нижнего этажа нефтегазоносности.

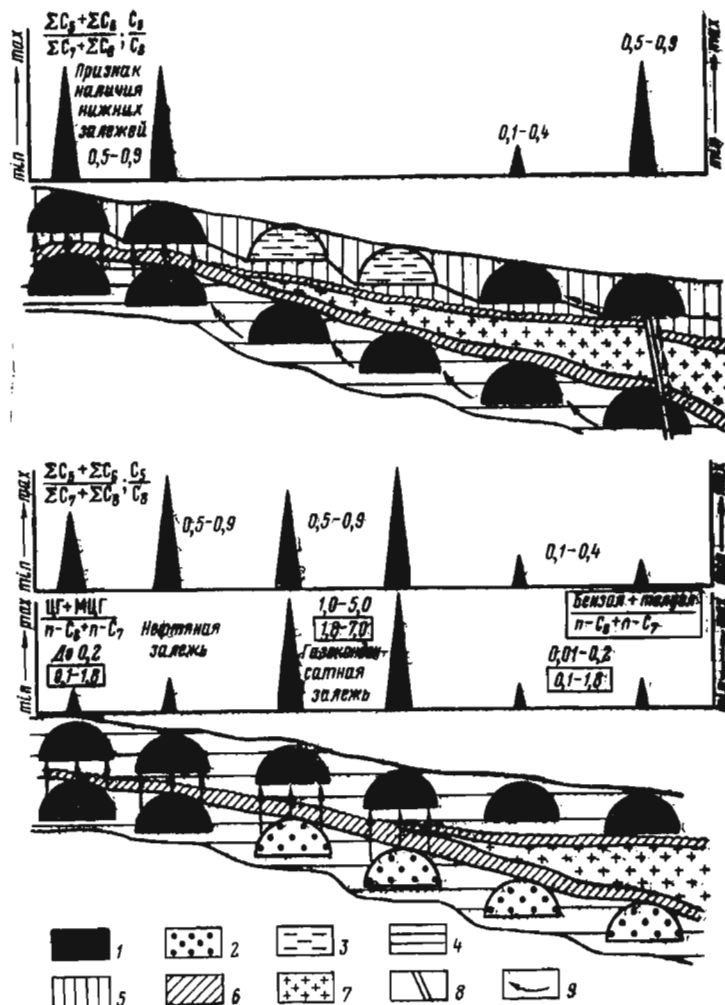


Рис. 40. Принципиальная схема прогнозирования нефтегазоносности недр по распределению геохимических аномалий.

Залежи: 1 — нефтяная, 2 — газоконденсатная; 3 — вода; 4 — нефтепродукцировавший комплекс; 5 — отложения, не продуцировавшие нефть; 6 — слабозакрывающие глинистые покровы; 7 — надежно экранирующие запорные образования; 8 — нарушение; 9 — направление миграции углеводородных систем

Результаты проведенных исследований и основные научные положения, изложенные в книге, не исчерпывают, естественно, все геохимические аспекты проблемы вторичной миграции углеводородных систем и качественного прогнозирования нефтегазоносности недр. Вместе с тем в работе ряд положений получил однозначное объяснение, что можно в итоге свести к следующим кратким выводам.

1. Экспериментально и путем изучения природных объектов выявлены направленные и закономерные изменения объемных соотношений и состава фаз ГНС и ГКС при их миграции под действием термобарических факторов дифференциации. При изучении интенсивности качественных и количественных преобразований углеводородных систем определена сравнительно высокая геохимическая информативность газовой фазы в ГНС и жидкой фазы в ГКС. Установлена также возможность разделения систем по соотношениям в них различных классов углеводородных соединений и их фракций. Менее четко фиксировались преобразования структурных изомеров внутри углеводородных классов. Показано, что эффекты сорбционного и диффузионного разделения проявляются при вертикальных формах миграции систем и преимущественно при их фракционном и компонентном разделении.

2. Разработаны и классифицированы по степени информативности отдельные геохимические критерии условий латеральной и вертикальной миграции ГНС и ГКС. Применительно к каждой из систем выделены безусловные, а также условные критерии, определенные по экспериментальным данным, но не всегда подтверждающиеся на природных объектах. Подавляющее число геохимических показателей внутрирезервуарных форм миграции обнаружило при этом тесную связь с процессами фазовых превращений УВ т. е. с термобарическими факторами их преобразования. Вертикальные формы перемещения УВ, наоборот, охарактеризованы критериями, отражающими главным образом явления сорбционного и диффузионного разделения систем.

3. Подтверждены и геохимически дополнены теоретические принципы дифференциального улавливания УВ при их струйной латеральной миграции и формировании залежей. На примере ряда нефтегазоносных бассейнов СССР по геохимическим показателям конкретизированы масштабы латеральной и вертикальной миграции углеводородных систем.

4. Установлена генетическая связь высоких концентраций отдельных УВ фракции н. к. — 130 °С (бензола, толуола, циклогексана, метилциклогексана и т. д.) с первичными ГКС, в то время как для ГНС характерно сравнительно низкое содержание этих соединений. Обоснована принципиальная схема эволюции на стадиях мезокатагенеза рассеянного ОВ и формирования нефтяных, а затем газоконденсатных систем. Указанная последовательность генерации крайне различных (как по составу, так и по соотношению фаз) систем прослежена и по распределению залежей по их типам в границах антиклинальных зон. На основе генетических различий между системами и с учетом критериев миграции впервые на основе изучения легких УВ разработаны геохимические показатели и способы прогнозирования:

нефтяных оторочек в газоконденсатных залежах по данным опробования скважин-первооткрывательниц;

газоконденсатных скоплений по определенным химическим признакам состава легких УВ нефтей в уже открытых нефтяных или газонефтяных залежах;

продуктивности в разрезе месторождений нижних литолого-стратиграфических комплексов по характерным показателям состава нефтей верхних залежей.

Необходимо подчеркнуть, что материалы настоящей книги, конечно, не устраняют все существующие разночтения в геохимической оценке отдельных сторон процессов миграции УВ и прогнозных показателей их фазового состояния. Ряд вопросов еще проблематичен, сохраняет дискуссионность и требует дальнейших углубленных разработок и однозначной научной аргументации.

В частности, на незавершенной стадии находятся геохимические исследования процессов внутрирезервуарной миграции ГНС, особенно по данным изучения состава их жидкой фазы. По-видимому, это связано с нечеткими представлениями о механизме и энергетических факторах перемещения нефти и особенностями явлений сорбции и десорбции отдельных ее компонентов на пу-

тах миграции в водонасыщенных пористо-трещинных природных средах. Для ГКС не установлены также причины условности показателей миграции по соотношению изомеров в алканах и цикланах. По ряду регионов эти показатели, вопреки экспериментальным данным и благоприятным древним и современным термобарическим условиям, практически полностью неинформативны.

В области качественных прогнозных оценок продолжает оставаться низкой степень достоверности критериев распознавания типов залежей по данным изучения состава газов и нефтяных конденсатов верхней протокатагенетической зоны их генерации. Это связано с тем, что пока не имеется определенных представлений об условиях образования, качественных и количественных характеристиках формирующихся здесь углеводородных систем. Более того, не поддаются диагностике оторочки конденсатоподобных флюидов залежей по анализу состава первичных конденсатов их газовых шапок. Трудности заключаются в том, что процессы геологической инверсии, снижения пластового давления и частичной ретроградной конденсации жидкой фазы в оторочку не меняют существенно состав конденсатов в газовых шапках. В этих случаях, очевидно, требуются иные геохимические пути разработки способов распознавания залежей указанных типов. Эти методы должны быть основаны на учете комплексных показателей состава газов, жидких УВ и ОВ пластовых вод и пород.

Большой проблемой является познание путей эволюции ОВ и отражающих их особенностей состава нефтей и конденсатов. По этому поводу единых представлений еще нет. Например, размещение на сравнительно небольших глубинах нефтяных нефтей типов B_1 и B_2 позволило ряду исследователей считать их производными от легких парафинистых нефтей исходного типа A_1 , образовавшимися за счет разной интенсивности их гипергенеза, включая процессы биологической деградации. Известно, что такой путь естественного преобразования нефтей был указан В. А. Успенским и О. А. Радченко. Позднее к тем же выводам пришли Ал. А. Петров, О. А. Арефьев и др. в итоге изучения состава нефтей зоны гипергенеза на молекулярном уровне. Было показано, в частности, что химический тип нефтей меняется главным образом в связи с разрушением алканов, тогда как распределение моно- и полициклических аренов и

цикланов сохраняется практически неизменным. В данном варианте пути преобразования, или «инволюции» (по Ал. А. Петрову и др.), нефтей можно показать следующей схемой: исходная нефть тип $A_1 \rightarrow$ тип $A_2 \rightarrow$ тип $B_1 \rightarrow$ тип B_2 , глубокая стадия гипергенеза нефти.

В соответствии с данной точкой зрения процессы нефтеобразования в материнской толще представляются сравнительно кратковременными в геологическом летоисчислении, а самое главное, во всех НГБ они связываются с образованием нефти химического типа A_1 . С этим можно было бы согласиться, если бы не имелись принципиальные различия в углеводородном составе легкокипящих фракций нефтей типов А, Б и высокоароматических конденсатов первичного типа. Следует при этом указать, что ни в лабораторных условиях при биологическом разрушении нефтей, ни при изучении гипергенеза природных объектов химический тип бензина А не меняется, т. е. не переходит в тип Б. Другими словами, независимо от глубины процесса разрушения n -алканов состава $C_{14}—C_{35}$ исходный химический тип бензиновой фракции в нефти остается неизменным, хотя та же нефть приобретает уже нефтяной облик по составу более высокомолекулярных фракций.

Все это подводит к естественному выводу о возможности генерации материнскими толщами нефтей исходного нефтяного типа Б («незрелых» по зарубежной терминологии) на ранней протокатагенетической стадии эволюции рассеянного ОВ. Такой вывод не исключает, конечно, допущения о трансформации алкановых нефтей в циклановые при их гипергенезе. Более логично представить несколько иную схему эволюции типов нефтей и конденсатов как основу для дальнейших более глубоких геохимических разработок:

Геохимические Нафтеносодержащие Парафинистые Ароматические
нефтяные УВ $\rightarrow$ нефти, тип Б $\rightarrow$ нефти, тип A_1 $\rightarrow$ конденсаты, тип К

↓
Гипергенез
нефти $\rightarrow$ Тип $A_2 \rightarrow$ Тип $B_1 \rightarrow$ Тип B_2 .

Таким образом, в двух случаях в недрах могут быть встречены нефти типа Б, химически однотипные по составу высокомолекулярных фракций, но соответствующие по генезису разным уровням эволюционной ветви преобразования ОВ. По каждому конкретному объекту получить правильное представление о происхождении выявленного нефтяного типа нефти, очевидно, следует

путем глубокого изучения индивидуального углеводородного состава бензиновой фракции. Ее нафтеновая характеристика в одних случаях должна соответствовать «незрелому» типу нефти (Б). В других случаях наличие алкановых бензинов при нафтеновой характеристике масляных фракций может свидетельствовать о процессах биодеградаций «зрелых» нефтей типа A_1 или A_2 .

Следует отметить, что в данном вопросе осталось еще немало сложностей. В частности, это касается условий образования нафтеновых нефтей и конденсатов. Предстоит, например:

выявить, имеет ли данный химический тип углеводородных флюидов генетические связи с преимущественно гумусовым исходным ОВ, или же в генезисе нафтеновых углеводородных систем в равной мере могут принимать участие органические предшественники как континентального, субконтинентального, так и глубоководно-морского происхождения;

определить термобарические и литолого-фациальные условия генезиса нафтеновых флюидов и закономерности формирования их скоплений;

установить происхождение конденсатов данного типа, т. е. представляют ли они собой образования, сингенетичные ОВ материнских толщ, или формируются только в залежах при процессах ретроградного испарения легких УВ в газовую фазу оторочек нафтеновых нефтей.

Вместе с тем мало сделано и в области изучения особенностей состава нефтей и конденсатов в плане их связи с эволюционным преобразованием рассеянного ОВ на разных стадиях его катагенеза. Информативные диагностические показатели прогноза фазового состояния УВ в залежах найдены пока лишь по анализу легких УВ состава C_5 — C_8 . Для высокомолекулярных фракций углеводородных систем (C_{10} — C_{35}) в указанном аспекте практически пока ничего не определено. Исследования в этом направлении представляются достаточно перспективными в связи с высокой стабильностью состава нефтей в залежах по отношению к процессам термометаморфизма. По нашим данным, как можно было видеть, некоторые перераспределения в углеводородном составе алканов и цикланов начинают слабо проявляться лишь при определенных геотермических условиях (при температуре, превышающей $180^\circ C$). При этом химический тип нефтей в залежах практически остается

неизменным. Все вместе взятое приводит к заключению, что термokatалитические процессы в залежах протекают вяло и при сравнительно высокой пластовой температуре, а химические типы нефтей и особенности распределения в них УВ разных классов формируются только в ОВ продуцирующих толщ. Таким образом, любая углеводородная система, попадая из материнской толщи в коллектор, сохраняет в нем свой химический «код» независимо от дальнейшего углубления катагенетических процессов в залежах.

Работы в области создания научно обоснованных битуминологических методов раздельного прогнозирования нефте- и газоносности недр пока только начаты. Несмотря на большие успехи в изучении рассеянного ОВ на разных стадиях его эволюции и в установлении направленных закономерностей преобразования его состава, исследователи, к сожалению, не вышли за пределы чисто качественных, аппроксимированных оценок свойств ОВ в области точных определений реализованных и потенциальных возможностей генерации им углеводородов разных фазовых состояний, их состава и количественных соотношений углеводородных фаз. Здесь необходимо выделить в составе концентрированного и рассеянного ОВ отдельные компоненты или соединения, обладающие сравнительно высокой гомогенностью и свойствами необратимости изменения их физико-химических показателей при термических преобразованиях органоминеральных комплексов. В концентрированном ОВ таким компонентом, как известно, является витринит. В рассеянном ОВ для указанных целей могут быть использованы данные о количественном распределении отдельных индивидуальных углеводородных соединений, микроэлементов, порфиринов и т. д. Перспективным представляется изучение легких УВ в ОВ разных типов и стадий катагенеза пород. Опыт изучения этих УВ как конечных продуктов катагенеза нафтидов уже подтвердил их высокую информативность при оценке уровня термометаморфизма генерируемых в органической матрице углеводородных систем разных типов.

1. Ботнева Т. А. Цикличность процессов нефтегазообразования. М., Недра, 1972.
2. Гаджи-Касумов А. С., Карцев А. А. Газонефтепромысловая геохимия. М., Недра, 1975.
3. Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., Недра, 1973.
4. Геодекян А. А. Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине. М., Недра, 1968.
5. Главная фаза нефтеобразования/Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина, Н. В. Лопатин, В. В. Чернышев. — Вестник МГУ, 1969, № 6, с. 3—27.
6. Добрянский А. Ф. Химия нефти. Л., Гостоптехиздат, 1961.
7. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. М., Недра, 1979.
8. Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., Недра, 1968.
9. Жузе Т. П. Сжатые газы как растворители. М., Наука, 1974.
10. Изменение углеводородного состава легкокипящих фракций нефти и изотопного состава их углерода при миграции/Ф. А. Алексеев, В. А. Чахмахчев, Т. А. Крылова, Т. Л. Виноградова. — Советская геология, 1974, № 2, с. 25—31.
11. Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., Недра, 1969.
12. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976.
13. Крылов Н. А. Геологические критерии выделения нефтегазопроявляющих свит. Обзорная информация. Сер: Нефтегазовая геология и геофизика. М., ВНИИОЭНГ, 1979.
14. Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., Недра, 1964.
15. Максимов С. П., Чахмахчев В. А., Большаков Ю. Я. Геохимические аспекты принципа дифференциального улавливания нефти и газа и газоконденсатные месторождения. — Геология нефти и газа. 1976, № 3, с. 37—46.
16. Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Шпильман К. А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М., Недра, 1971.
17. Палеогеохимические критерии размещения нефтяных залежей/И. И. Аммосов, В. И. Горшков, Н. П. Гречишников, Г. С. Калмыков. М., Недра, 1977.
18. Петров Ал. А. Химия алканов. М., Наука, 1974.
19. Петров Ал. А., Пустильникова С. Д., Абрюткина Н. Н. Нефтяные стертаны и тритерпаны. — Нефтехимия, 1976, № 3, с. 2—17.
20. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах Мира. М., Наука, 1978.
21. Сафонова Г. И. Катагенетические изменения нефтей в залежах. М., Недра, 1974.
22. Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., Недра, 1965.
23. Соколов В. А., Бестужев М. А., Тихомолова Т. В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М., Недра, 1972.
24. Старобинец И. С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л., Недра, 1974.
25. Федоров С. Ф., Чахмахчев В. А., Яковлев Б. М. Формирование нефтяных и газоконденсатных залежей в Западном Предкавказье. М., Наука, 1968.
26. Чахмахчев В. А., Виноградова Т. Л. Возможная роль диффузии в изменении состава легких углеводородов нефти при миграции. — Геология нефти и газа, 1973, № 11, с. 19—36.
27. Чахмахчев В. А., Степанова Г. С. Влияние адсорбционно-хроматографических эффектов на состав нефтей при процессах вторичной миграции. — Геология нефти и газа, 1976, № 7, с. 37—42.
28. Шиманский В. К., Шапиро А. И., Иванцова В. В. Закономерности индивидуального состава аренов C_6 — C_{10} низкокипящих фракций РОВ пород Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1976, № 4, с. 14—18.
29. Якубсон Э. В., Лосицкая И. Ф., Чахмахчев В. А. Геохимические особенности состава нефтей палеозойских отложений в Пермском Прикамье. — Геология нефти и газа, 1977, № 1, с. 64—69.
30. Albrecht P., Vandembroucke M., Mandengue M. Geochemical studies on the organic matter from the Douala basin (Cameroon). Part 1. — Geoch. at cosmochem. acta, 1976, vol. 40, N 7, p. 118—1141.
31. Connan J., Cassou A. M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. — Geoch. at cosmochem. acta, 1980, vol. 44, N 1, p. 1—23.
32. Durouchet J. Indices chimigues pour l'evaluation de l'etat diagenetique des huiles et des roches sapropetigues. — Rev. Inst. franc. petrole; 1978, 33, N 1, p. 33—45.
33. Durand B., Espitalie J. Geochemical studies of the organic matter from the Dual basin. Part 11. Evolution of kerogen. — Geoch. et cosmochem. acta, vol. 40, N 7, 1976, p. 1124—1130.
34. Kvenvolden K. A., Claypool G. E. Origin of gasoline-range hydrocarbons and their migration by solution in carbon dioxide in Norton basin, Alaska. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1980, vol. 64, N 7, p. 1078—1086.
35. Leythaeuser D., Schaefer R., Weiner B. Generation of low molecular weight hydrocarbons from organic matter in source beds as a function temperature and facies. — Chem. geol., 1979, vol. 25, N 1—2, p. 95—108.
36. Le Tran K. Analyse et etude des hydrocarbures gazeux occlus les sediments. — Bull. Centre Pan-SNPA, vol. 9, N 2, 1975, p. 225—241.
37. Philippi G. T. The deep subsurface temperature controlled origin or the gaseous and gasoline-range hydrocarbons of petroleum. — Geoch. et cosmochem. acta, 1975, vol. 39, p. 1353—1373.
38. Rogers M. A. Application of organic facies concept to hydrocarbon source rock evaluation: 10-th World Petroleum congress, Bucharest, 1979, PD-1, p. 1—8.
39. Seifert W. K. Steranes and terpanes in kerogen pyrolysis for correlations of oils and source rocks. — Geoch. at cosmochem. acta, 1978, vol. 42, p. 473—484.
40. Thompson K. Light hydrocarbons in subsurface sediments. — Geoch. at cosmochem. acta, 1979, vol. 43, N 5, p. 657—672.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава I. Геохимические способы сопоставления и типизации нефтей	8
§ 1. Особенности состава нефтей и распределения в них индивидуальных углеводородов	8
§ 2. Генетические типы и корреляция нефтей	16
Глава II. Методы оценки условий миграции углеводородов и формирования их скоплений	30
§ 1. Геолого-геохимические показатели миграции нефти	31
§ 2. Геологические принципы реконструкций условий образования залежей	35
Глава III. Термобарические факторы и показатели преобразования углеводородных систем при миграции	40
§ 1. Геохимия газонефтяных систем и попутных газов	40
§ 2. Геохимия газоконденсатных систем	52
§ 3. Растворимость жидких углеводородов в сжатых газах	54
§ 4. Изменение состава газоконденсатов как отражение процесса их миграции	64
Глава IV. Адсорбционно-хроматографические и диффузионные явления дифференциации углеводородных систем	84
§ 1. Эффекты сорбционного разделения нефти и газа по данным моделирования	86
§ 2. Разделение углеводородных систем при различных геологических условиях и формах миграции	105
Глава V. Изменение изотопного состава углерода нефтей и конденсатов при миграции	120
Глава VI. Геохимические критерии условий миграции углеводородных систем и формирования их залежей	129
Глава VII. Преобразование нефтей в залежах	147
§ 1. Гипергенез нефтей	148
§ 2. Катагенез нефтей	153

Глава VIII. Геохимические методы качественной оценки перспектив нефтегазоносности недр	163
§ 1. Геолого-геохимические основы раздельного прогнозирования нефте- и газонакопления	164
§ 2. Геохимические принципы и методы распознавания типа углеводородных залежей	182
§ 3. Прогноз фазового состояния углеводородов по составу легких фракций	192
Заключение	222
Список литературы	228