

Фазовая зональность углеводородов в нефтегазоносных бассейнах складчатых областей (на примере некоторых бассейнов Европы и Юго-Восточной Азии)

ДУШАН ДЮРИЦА,* ЮРИЙ НАМЕСТНИКОВ,** ЛИДИЯ ФАЙНГЕРШ**

* Чешское геологическое учреждение 101 59 Прага 10, Коданьска 10

** ВНИИ Зарубежгеология, Москва Б-49, Крымский вал 22

(2 табл. в тексте)

Принято 8 июля 1983 г.

Фазовая зональность углеводородов в нефтегазоносных бассейнах складчатых областей (на примере некоторых бассейнов Европы и Юго-Восточной Азии)

На основании оценки результатов исследовательских и разведочных работ нефтегазовых месторождений в неогеновых впадинах, залегающих на осадочном фундаменте, постигнутом альпийской складчатостью, был установлен новый метод прогнозирования фазового положения углеводородов. Этот вывод был сделан на основании результатов анализа нефти и природного газа во впадинах: Венской, Паннонской, Адриатической, Северояванской, Сиамской и впадине Уэцу в Японии в связи с теорией возникновения углеводородов Вассоевича. Основными параметрами для этого метода являются: геотермический градиент и осадочная скорость терригенного неогена. Аппликация метода на чехословацкую часть Венской впадины и Паннонской впадины имеет особое значение для дальнейших поисков нефти и природного газа в Чехословакии.

Hydrocarbons phase zonality of oil-bearing basins in the alpinotype-folded areas (on the example of some European and SE Asian basins)

Based on detailed analysis of up to date results of investigation and prospection of oil and gas accumulations in Neogene basins superposed on alpinotype folded sedimentary basement, a new approach to the prognostic assesment of natural hydrocarbon phases has been elaborated. Conclusions may have been deduced from the analysis of data on oil and gas accumulations in the Vienna, Pannonian, Adriatic, North Java, Sarawak, Siamian and Uecu basins based on the Vassoyevich's theory of hydrocarbon genesis. Basic parameters for this method are the geothermal gradient and sedimentation velocity of terrigenous Neogene beds. Application to the conditions in the Czechoslovak part of the Vienna and Pannonian basin has considerable meaning for further prospection of natural hydrocarbons in these areas.

К нефтегазоносным бассейнам (НГБ) складчатого типа в Европе относятся Венско-Моравский, Паннонский, Адриатическо-Ионический, Северо-Эгейский, Трансильванский, Карпатский расположенные в пределах Альпийско-Карпатской складчатой области. Кроме того к этому типу бассейнов относится группа возможно нефтегазоносных складчатых бассейнов, приуроченных к узким грабенообразным прогибам, окаймляющим срединный массив под дном Тирренского моря. Это группа так называемых Циркум-тирренских бассейнов, где поисково-разведочные работы пока не проводятся и промышленная нефтегазоносность не установлена. В распределении скоплений нефти и газа по разрезу и площади упомянутых бассейнов намечается ряд закономерностей, обусловленных общностью их геологического строения и развития в связи с приуроченностью к единой геосинклинально-складчатой области (Наместников — Файнгерш, 1981; Файнгерш, 1977; Калинин — Наместников — Ротенфельд — Файнгерш, 1976). Анализ условий формирования месторождений нефти и газа проведен по трем крупнейшим внутрискладчатым бассейнам Западной Европы — Венско-Моравскому, Паннонскому и Адриатическому. Наиболее подробно приводятся данные по Венско-Моравскому бассейну, отличающемуся высоким уровнем геолого-геофизической изученности. Кроме того, авторы сочли необходимым привести имеющиеся в их распоряжении данные, характеризующие некоторые закономерности формирования нефтяных и газовых месторождений в отдельных нефтегазоносных бассейнах юго-западной части Тихоокеанского подвижного

пояса. Бассейны здесь связаны с внутрискладчатыми прогибами и впадинами (бассейны Сиамский, Уэцу) или зонами сочленения областей разновозрастной складчатости (Северо-Яванский, Саравакский). В геологическом строении этих бассейнов, характере формаций, слагающих осадочную толщу, условиях залегания скоплений нефти и газа можно найти черты сходства с внутрискладчатыми бассейнами Альпийско-Карпатского региона. Как правило, в составе осадочного чехла тихоокеанских бассейнов наибольшую роль играет мощная (до 12 км) толща кайнозойских отложений мелководно-морского и континентального генезиса, аналогичная породам, слагающим верхние структурные этажи внутрискладчатых НГБ Западной Европы.

В распределении нефте- и газоносности по разрезу и площади бассейнов Западной Европы и Тихоокеанского региона отмечаются не только черты сходства, но и различия. Проведенный анализ материалов позволил выявить основные факторы, определяющие условия формирования нефтяных и газовых месторождений в условиях складчатых областей.

Венско-Моравский нефтегазоносный бассейн

Для бассейна характерно гетерогенное строение осадочного чехла, состоящего из двух структурных этажей. Нижний, называемый донеогеновым основанием, сложен дислоцированными отложениями доальпийских и ранне-среднеальпийских осадочных комплексов. Верхний структурный этаж представлен преимущественно молассой неоген-четвертичного возраста. Промышленная нефтегазонос-

ность установлена по всему разрезу осадочного чехла бассейна. Отложения верхнего и нижнего структурных этажей продуктивны как в северной (чехословацкой), так и южной (австрийской) частях бассейна. В породах нижнего этажа месторождения выявлены во флишевых карпатских и известняковых альпийских покровах. Нефтегазоносность флишевых покровов установлена преимущественно на территории ЧССР (западная часть Моравской впадины — месторождения Ваценовице, Поддворов, Биловице-Жижков; Годонино-Гбельский горст — месторождения Ратишковице, Цунин, Тынец), а также Австрии (месторождения Санкт Ульрих-Хаускирхен, южное продолжение Моравской депрессии). Известняковые альпийские покровы продуктивны в австрийской части бассейна. Все залежи здесь территориально связаны с покровами Лунц, Франкенфельс и Отшер, продуктивны отложения триаса, юры и мела. В триасовых породах выявлены газовые (Адерклаа, Баумгартен, Шонкирхен Супертиф, Райерсдорф) и нефтяные (Шонкирхен Тиф, Проттес Тиф) залежи, юрских — небольшие нефтяные скопления (Адерклаа, Бритенли, Штрассоф Тиф), меловых — газовые (Адерклаа, Бритенли, Проттес Тиф, Шонкирхен Супертиф) и нефтяная (Проттес Тиф) залежи. Все известные в отложениях нижнего структурного этажа месторождения подразделяются на два типа, связанные с погребенными эрозионными выступами флишевых и карбонатных пород, или расположенные во внутренних частях разреза известняковых покровов. К скоплениям первого типа относятся залежи во флише (на территории ЧССР и Австрии), а также карбонатных породах в пределах Ав-

стрии — месторождения Адерклаа, Шонкирхен Тиф, Проттес Тиф, Баумгартен и др. Залежи второго типа установлены только в австрийской части бассейна (месторождения Шонкирхен Супертиф и Райерсдорф).

Для Венско-Моравского НГБ характерна высокая удельная нефтегазонасыщенность осадочного разреза. Промышленная нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом (от плиоцена до триаса) и гипсометрическом (от 50 м до 5688 м на австрийском месторождении Шонкирхен Супертиф) диапазонах. В распределении нефтяных и газовых месторождений по площади и разрезу бассейна отмечается определенная зональность, отражающая особенности генерации углеводородов и формирования их скоплений. В молассовом структурном этаже фиксируется преимущественная газоносность верхних стратиграфических подразделений разреза. Исключительно газоносными являются паннонские отложения (крупнейшие газовые месторождения ЧССР — Высока и его продолжение — Цверндорг в Австрии, Лаб, Сухоград, Якубов и др.). Все месторождения расположены в южной части Лабско-Лакшарского поднятия, отличаются меньшей сравнительно с более северными районами тектонической нарушенностью структурных форм. Преимущественно газоносными являются также сарматские отложения (уже упомянутые месторождения Лабско-Лакшарского поднятия, а также месторождения Моравской впадины — Поддворов, Ланжгот, Грушки и др.). В Моравской впадине газовые залежи в сармате также связаны с наименее тектонически нарушенными ловушками. Следует отметить, что верхняя газоносная зона в Венско-Моравском

НГБ значительно редуцирована по сравнению с Паннонским и Адриатическим бассейнами, которые отличаются более спокойным тектоническим строением и меньшей нарушенностью локальных структурных форм, контролирующих месторождения. Газ паннонских и сарматских (а иногда и более древних) залежей вероятнее всего сингенетичен вмещающим отложениям, а его генерация связана с ранними этапами катагенеза исходного органического вещества зоны протокатагенеза. Этой зоне соответствуют залежи сухого газа (по Н. Б. Вассоевичу). В составе газов паннонских и сарматских скоплений резко преобладает или присутствует только метан, содержание этана и пропана не превышает 3 %, гомологи выше C_3 обычно отсутствуют (Малацки, Сухоград, Якубов.) В небольших количествах иногда фиксируется углекислый газ (до 1,5 %), значительное количество которого сопровождает преобразование органического вещества на ранних стадиях катагенеза, и азот (до 1,1 %), имеющих, вероятно, атмосферный генезис. Возможность формирования газовых скоплений в верхней газоносной зоне контролируется временем формирования ловушек и, главным образом, условиями герметичности залежей. Аккумуляция газа возможна в ловушках, время образования которых синхронно или предшествовало генерации газа, сохранение образовавшихся скоплений обеспечивается надежными условиями консервации. При несоблюдении этих условий газ, обладающий высокой диффузионной способностью, рассеивается, не образуя скоплений. Значительная тектоническая нарушенность локальных структур в Венско-Моравском бассейне, в этой связи, может объяснить меньшие раз-

меры верхней газоносной зоны здесь по сравнению с Паннонским и Адриатическим НГБ.

Ниже по разрезу газоносная зона сменяется развитием скоплений нефти, приуроченных к отложениям сармата, бадена, карпата, эггенбург-оттнанга. Это, видимо, зона эпигенетичной нефтеносности, т. к. генерация жидких сингенетичных углеводородов здесь невозможна, поскольку органическое вещество не достигло стадий катагенеза (ранний и средний мезокатагенез), соответствующих фазе нефтеобразования. В австрийской части бассейна в указанной зоне располагается крупнейшее месторождение Матцен с залежами нефти в тортоне. Нефть этого месторождения, по классификации В. А. Успенского и О. А. Радченко, может рассматриваться как гибридная, обладающая чертами фильтратов и гипергенатов. Предположение о фильтрованной природе этой нефти подтверждается повышенным отношением смол к асфальтенам, изменением структурных индексов узких фракций, свидетельствующим о снижении цикличности высококипящих фракций, результатами исследования твердых парафинов и др. (Высоцкий — Файнгерш, 1969). В чехословацкой части бассейна также вполне реально ожидать развития зоны эпигенетичной нефтеносности, ибо скопления нефти, сингенетичные вмещающим отложениям, могут появиться в разрезе, начиная с глубин порядка 2000—2300 м (соответствующих поверхности геоизотермы 80 °C). Глубина верхней границы зоны сингенетичной нефтеносности принята по уровню геоизотермы 80 °C, соответствующей кровле главной зоны нефтеобразования. Таким образом, в Венско-Моравском НГБ в условиях

главной зоны нефтеобразования находятся, возможно; материнские отложения баденского и карпатского возраста в Моравской и Кутской впадинах, в приподнятых областях (Годонинско-Гбельский, Штефановско-Шаштинский горсты, Лабско-Лакшарское поднятие) на соответствующие глубины погружены более древние отложения.

Предположение о существовании зоны эпигенетичной нефтеносности в разрезе осадочного чехла чехословацкой части Венско-Моравского бассейна подтверждается анализом геохимических особенностей нефтей. Нефти сарматских залежей, как и тортона Матценского месторождения, могут быть отнесены к категории фильтратов утяжеленного типа, первоначальный фильтрованный облик которых завуалирован последующими изменениями, связанными с влиянием гипергенной зоны. Так, тяжелые сарматские нефти, которые по мнению В. Шиманека (1976) являются автохтонными (сингенетичными), отличаются, как правило, слабым увеличением, а в некоторых случаях и снижением цикличности с повышением температуры кипения фракций. Например, в сарматской нефти месторождения Ваценовице содержание углерода в нафтеновых и ароматических кольцах составляет: во фракции 200 — 300 °C — 59 %, во фракции 300 — 350 °C — 62 %, в целом на дистиллят 60 %. Алифатичность этой нефти также практически не меняется. Нефть содержит 17,7 % смол и лишь следы асфальтенов. Столь высокое отношение смол к асфальтенам, наряду с указанными особенностями структурно-группового состава, является весьма убедительным доказательством первоначально фильтрованной природы этой

нефти. Такой же характер отличает и нефть сарматской залежи месторождения Годонин (практически не изменяющаяся цикличность фракций 200 — 300 °C и 300 — 350 °C, высокое отношение смол к асфальтенам). Очень низкая цикличность дистиллята (C_N — 62 %, C_A — 6 %) свойственна и сарматской нефти месторождения Грушки. Кроме сказанного, отражением миграционной природы сарматских нефтей можно рассматривать инверсию в изменении плотностей с глубиной. Для нефтей Венско-Моравского бассейна устанавливается четкая обратная связь плотности и глубин залегания (Шиманек, 1976). Этой закономерности не подчиняются лишь нефти сарматских залежей, для которых увеличение глубины залегания сопровождается увеличением плотности. Подобная инверсия может быть следствием усиления хроматографического эффекта при увеличении пути миграции нефти, т. е. чем меньше глубины залегания залежей, тем длиннее путь миграции нефти и тем большее количество тяжелых гетероатомных соединений, обладающих высокими коэффициентами адсорбции, адсорбируется тонкодисперсной частью породы. Подобный же миграционно-фильтрационный облик имеют и нефти более древних продуктивных горизонтов некоторых залежей, приуроченных к приподнятым (горстовидным) зонам бассейна. К таким можно отнести нефть верхнебаденской залежи месторождения Штефанов (Штефановско-Шаштинский горст), обладающую пониженной цикличностью (содержание углерода в ароматических и нафтеновых циклах: на нефть — 66,3 %, на фракцию 200 — 300 °C — 63,3 %, на фракцию 300 — 350 °C — 68,8 %) и отсутствием асфальтенов

при содержании смол 3,1 ‰. Такой же характер имеет верхнебаденская нефть Годонина и карпатская нефть месторождения Тынец.

Ниже по разрезу на смену зоне эпигенетичной нефтеносности приходит зона сингенетичной нефтеносности, верхняя граница которой имеет четкую гипсометрическую привязку (1700 — 2000 м). Стратиграфическая приуроченность кровли зоны скользит от бадена (в опущенных участках бассейна) до карпатского, эггенбург-оттангского и эггенбургского ярусов (в зависимости от структурного положения отдельных районов). По заключению В. Шиманека, нефти карпатского яруса автохтонны (сингенетичны вмещающим отложениям) в пределах Годонинско-Гкельского горста (месторождения Грушки, Тынец), Штефановско-Шаштинского горста (месторождения Штефанов, Петрова Вес).

Скопления углеводородов в эрозионных выступах флишевых пород донеогенового основания генетически и гидродинамически связаны с неогеновым комплексом отложений и являются, таким образом, частью выделенной зоны сингенетичной нефтеносности или верхней газоносной зоны (месторождения Леднице, Подивин). Нефти флиша либо автохтонны (Шиманек, 1976), либо генетически связаны с неогеновыми отложениями, облекающими эрозионные выступы флишевых отложений. Принадлежащими к зоне сингенетичной нефтеносности рассматриваются также залежи в эрозионных выступах карбонатных альпийских покровов в австрийской части бассейна (Шонкирхен Тиф, Проттес Тиф и др.). Этот вывод подтверждается идентичностью состава нефтей оттангских залежей в Австрии и погребенных выступов донеогенового основания

бассейна (Кроль — Вессели, 1973). В кровельной части отложений нижнего структурного этажа в Венско-Моравском бассейне, в отличие от Паннонского и Адриатического, залежи содержат сравнительно легкие нефти, лишенные влияния древней гипергенной зоны. В названных бассейнах в верхней части нижнего этажа распространены нефти, современный гипергенный облик которых не соответствует катагенным условиям залегания. Это дало основания для заключения о древнем (донеогеновом) времени формирования их залежей (Гусева — Файнгерш, 1970) и об автономном характере нефтегазонасности донеогенового осадочного чехла. В выступах донеогенового основания Венско-Моравского бассейна, в отличие от бассейнов, связанных с межгорными впадинами, развитыми на срединных массивах, содержатся нефти, геохимический облик которых полностью соответствует современным условиям залегания, что позволяет считать возраст формирования этих залежей неогеновым. Подобная точка зрения для австрийской части бассейна была высказана А. Кролем и Г. Визенедером (1972), которые полагали, что залежи в погребенных выступах мезозойских карбонатов сформированы за счет миграции углеводородов из прилегающих отложений оттангского и карпатского возрастов. Такой вывод вполне убедителен еще и потому, что известняки и доломиты покрова Этшер практически лишены органического вещества и не могут рассматриваться в качестве нефтегазопроизводящих. Пластовые воды покрова Этшер и флишевых покровов слабо минерализованы и характеризуются низкой газонасыщенностью

(Келбль, 1971; Михаличек, 1971).

Известные в австрийской части бассейна газовые скопления во внутренних частях альпийских покровов Лунц и Франкенфельс (Шонкирхен Супертиф и Райерсдорф) приурочены к высокобитуминозным темноокрашенным известнякам и доломитам. Пластовые воды этих покровов отличаются высокой минерализацией (до 130 г/л) и предельной газонасыщенностью. Такой характер пластовой гидродинамической системы вполне способен обеспечить аккумуляцию газовых скоплений. Газ в этих скоплениях сингенетичен вмещающим отложениям, время образования залежей коррелируется, видимо, с окончанием альпийских горообразовательных движений, когда закончилось формирование структуры нижнего этажа осадочного чехла. Современные температуры на глубинах 5400—6000 м, где расположены залежи, достигают 150—170 °С, что по данным И. И. Аммосова способно обеспечить жирную стадию катагенеза органического вещества (поздний мезокатагенез по Н. Б. Вассоевичу), символизирующую окончание главной фазы нефтеобразования. Можно считать, таким образом, что в этих залежах аккумулируется высокотемпературный газ нижней газогенетической зоны, которую иногда квалифицируют как главную зону газообразования. Доказательством высокотемпературной генерации этого газа могут служить некоторые особенности его состава: высокое содержание CO_2 , образование которого может быть обусловлено динамотермальным метаморфизмом известняков, и высокое содержание сероводорода, объясненного своим происхождением термохимическому высокотемпературному восстановлению сульфатов

пластовых вод.

В чехословацкой части бассейна промышленные притоки углеводородов зафиксированы в известняках донеогенового основания (покров Лунц) в пределах Лабско-Лакшарского поднятия на площади Завод. С глубины 4180 м (пластовые давления 480 ат) получен приток газоконденсата. Геологические, гидрогеологические и геохимические условия на Лабско-Лакшарском поднятии сходны с таковыми в районах Шонкирхен Тиф и Баумгартен. Здесь столь же высоко минерализованные и высокогазонасыщенные воды (Длабач — Шпичка, 1969). Однако, в австрийской части бассейна пластовые давления в известняках триаса соответствуют гидростатическим, на площади Завод отмечено аномально высокое пластовое давление, которое, видимо, и способствовало образованию газоконденсата.

Паннонский нефтегазоносный бассейн

Осадочный чехол бассейна, мощностью более 7 км, также имеет четко выраженное двухярусное строение. Верхний этаж представлен молассовой толщей неогенового возраста, нижний — миогеосинклинальными, субплатформенными и платформенными верхнепалеозойско-мезозойско-палеогеновыми отложениями.

Для хорошо изученной бурением части верхнего молассового этажа осадочного чехла (до глубин 3 км) устанавливается четкая закономерность в распределении углеводородов по фазовому состоянию по разрезу и площади бассейна. Сверху вниз преимущественно газоносная зона сменяется зоной развития газонефтяных и нефтегазовых скоплений, которая, в свою

очередь, уступает место зоне развития нефтяных залежей. В разрезе этого этажа, таким образом, также можно выделить верхнюю газоносную часть с эпигенетичной нефтеносностью и нижнюю, сингенетично нефтеносную. Генерация газа в верхней части разреза связывается с генерационной зоной протокатагенеза. В пределах территории бассейна отмечается высокий геотермический градиент (до $5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и выше). С увеличением глубин погружения материнских отложений (глинистые разности пannonского возраста) в составе газов увеличивается содержание гомологов метана, а с глубин порядка 1600 м, соответствующих температурам $80\text{—}100^{\circ}\text{C}$, в разрезе неогена появляются газовые залежи с нефтяными оторочками. Эти глубины, видимо, соответствуют термодинамическим условиям главной фазы нефтеобразования, знаменующей резкое увеличение новообразования высокомолекулярных (жидких и газообразных) углеводородов в широкое развитие процессов первичной миграции (Наместников — Файнгерш, 1981). Интервалу глубин 1600—3200 м (температуры $80\text{—}170^{\circ}\text{C}$) соответствует минимальное содержание метана в составе газов и максимальное — гомологов метана от C_2 до C_5 и выше. Характерный минимум отмечается и на кривой изменения коэффициента жирности газов $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{—C}_5+$. Важной особенностью состава газов Паннонского бассейна является высокое, иногда вплоть до резкого преобладания, содержание углекислого газа, образование которого, по мнению Д. Кертаи (1967), связывается с динамотермальным метаморфизмом пород метаморфического фундамента.

Распределение нефте- и газонос-

ности по площади бассейна, так же как и по разрезу, связывается с особенностями генерационных процессов, не одинаково протекающих в различных частях бассейна и, в свою очередь, являющихся отражением специфических черт истории геологического развития. Нефтяные и нефтегазовые скопления в панноне развиты, как правило, в областях накопления мощных толщ миоценовых отложений, в районах, где последние подстилают продуктивный плиоцен. Материнскими для образования нефти являются пелитовые толщи миоценового возраста, возможно материнские отложения в разрезе плиоцена находятся в термодинамических условиях верхней газогенетической зоны. Нефти в залежах пannonского возраста в этих районах (грабены Муры, Савы и Дравы) эпигенетичны вмещающим отложениям, о чем свидетельствует их миграционно-фильтрационный облик (месторождения Будафпуста, Ловаси, Лендава, Гойло, Ягнедовац и др.).

Впадины, образование которых относится к плиоценовому и постплиоценовому времени, отличаются распространением газовых и газонефтяных месторождений, при этом нефтяные оторочки в газовых залежах и нефтяные залежи в многопластовых месторождениях появляются в районах наиболее мощного развития выполняющих впадины отложений, начиная с глубин 1800—2000 м (месторождения Альдые, Пустафельдвар, Кикинда и др.). Эти нефти сингенетичны вмещающим отложениям, они образуют зону сингенетичной нефтеносности в противоположность описанному выше нефтям миграционно-фильтрационного генезиса, являющимся элементом зоны эпигенетичной нефтеносности.

Нижний структурный этаж, в противоположность Венско-Моравскому бассейну сложенный, в основном, платформенными и субплатформенными отложениями, отличается преимущественной нефтеносностью. Изучение условий залегания и состава нефтей в залежах этого этажа приводит к заключению о значительном влиянии на его нефтеносность длительного перерыва в осадконакоплении, предшествовавшего накоплению моласс (Гусева — Файнгерш, 1970). Нефти в залежах этого этажа (например, на месторождении Надьлендёл), несмотря на жесткие температурные условия (свыше 100 °C), отличаются очень высокой плотностью, сернистостью, смолистостью и относятся к разряду гипергенатов. Несоответствие их облика современным условиям залегания дает основания считать, что особенности их химического состава сформировались под воздействием условий палеогипергенной зоны.

Адриатический нефтегазоносный бассейн

Бассейн связан с межгорной впадиной гетерогенного строения, расположенной между складчатыми сооружениями Апеннин, Альп и Динарид. Фундаментом межгорной впадины служит срединный массив (Адриатическая платформа по М. Джонсону и др., 1971), на опущенных глыбах которого возникли неогеновые прогибы Апеннин, выполненные мощными толщами (свыше 6 км) неогеновых моласс. В осадочном чехле собственно Адриатической платформы неогеновые молассы имеют небольшую мощность (не более 1 км). Молассы несогласно перекрывают преимущественно карбонатный

комплекс отложений, возраст которых в различных частях бассейна не одинаков. Для осадочного чехла Адриатического бассейна, таким образом, также характерно двухъярусное строение, отражающее два основных этапа геологического развития. Верхний, молассовый этаж, связывается с посторогенным этапом развития бассейна, нижний этаж ассоциируется с одной из стадий развития срединного массива. Стратиграфический объем ярусов не равноценен в разных частях бассейна. В Предапеннинской части Паданского прогиба в состав верхнего комплекса входит толща терригенных отложений миоцена: южнее, в прогибе Марке-Абруцци миоцен, сложенный карбонатными породами, включается в состав нижнего, карбонатного комплекса.

Для этого бассейна также характерна четкая вертикальная зональность в распределении углеводородов по фазовому состоянию. В верхнем терригенном комплексе отложений сверху вниз выделены газоносная зона и зона эпигенетичной нефтеносности. Залежи газа связаны с песчаными прослоями миоценового, плиоценового и четвертичного возрастов, ловушки, как правило, образованы выклинивающимися или линзовидными пластами песчаников. Генерация газа терригенного комплекса миоцен-плиоцена связывается с ранними этапами катагенеза сингенетичного продуктивным отложениям органического вещества (ОВ) преимущественно алинового типа. ОВ находится на стадиях раннекатагенетического газообразования, что подтверждается: 1. широким развитием в отложениях плиоцена и миоцена бурых углей и лигнитов; 2. преимущественно метановым составом газов, содержание метана несколько снижает-

ся с увеличением возраста вмещающих отложений: 3. преобладанием легкого изотопа углерода в метане (средние значения δC^{13} составляют 50 — 60 ‰). Известные, в подавляющем большинстве непромышленные, скопления нефти в отложениях этого комплекса имеют явно выраженный фильтрованный облик и сформировались, очевидно, за счет миграции из подстилающих отложений. Генерация жидких углеводородов могла происходить в материнских породах миоценового возраста, залегающих на глубинах более 4 км, которым соответствуют температуры около 100 °C (геотермический градиент в бассейне является низким и не превышает 2 °C/100 м).

Типичным примером нефтей фильтрованной природы в этом бассейне являются нефти месторождения Кортемаджоре, закономерности изменения состава которых по глубинам отражают влияние миграционно-фильтрационных процессов (таблица 1).

Возможности миграции нефти в неглубокозалегающие горизонты терригенного комплекса подтверждаются данными о распределении пластовых давлений. С увеличением глубин за-

легания увеличивается превышение пластовых давлений над гидростатическими: на глубинах 1500 м это превышение составляет 15 ‰, на глубинах 3000 м — 30 ‰.

Как и в Паннонском бассейне, нижний, карбонатный комплекс отложений Адриатического бассейна преимущественно нефтеносен.

Бассейны юго-западной части Тихоокеанского подвижного пояса

В этой части Тихоокеанского подвижного пояса выделяются, как уже отмечалось, две группы бассейнов — зон сочленения разновозрастных складчатых областей и внутрискладчатых прогибов и впадин, сопоставимых с внутрискладчатыми бассейнами Европы. Особенности распределения углеводородов по фазовому состоянию в бассейнах Тихоокеанского подвижного пояса находятся в тесной зависимости от характера изменения геотермического режима, который в регионе отличается значительным разнообразием. Высокие значения теплового потока (2 ЕТП и выше) в сочетании с повышенными значениями геотермического градиента свой-

Изменение состава нефтей месторождения Кортемаджоре (по Т. Лонгу и др., 1972)
Zmeny zloženia ropu ložiska Cortemaggiore (podľa Longa et al., 1972)

Таблица 1

Глубина, м	Возраст	Удельный вес нефти	Содержание Фракций (‰)	
			н. к.—200°	остаток
1493—1501	плиоцен	0,818	54,5	16,5
1535—1541	плиоцен	0,827	47	15
1598—1601	миоцен	0,829	48	17
1694—1698	миоцен	0,852	43	29
1928—1941	миоцен	0,852	31	32

ственные нефтегазоносным бассейнам зоны сочленения разновозрастной складчатости (Северо-Яванский, Саравакский, Суматринские бассейны) и некоторым внутрискладчатым бассейнам (Сиамский). Для ряда бассейнов внутрискладчатого типа (например, НГБ Уэцу в Японии) отмечается сравнительно низкий уровень теплового потока (1,5 ЕТП) и пониженные значения геотермических градиентов, сопоставимые с данными по внутрискладчатым НГБ западной части европейского континента. Эталонными для юго-западной части Тихоокеанского пояса являются два бассейна — Северо-Яванский, в качестве примера бассейнов с жестким геотермическим режимом, и Уэцу — с умеренным тепловым полем.

Для Северо-Яванского НГБ в среднем геотермический градиент составляет около $5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Бассейн выполнен мощной (до 9 км) толщей преимущественно терригенных отложений кайнозойского возраста, промышленные скопления нефти и газа установлены в неогене и олигоцене. Бассейн преимущественно нефтеносный. Верхняя часть разреза осадочного чехла (до глубин 800 м) исключительно нефтеносна, в более глубоких частях разреза появляются газонефтяные и нефтегазовые скопления. Начиная с глубин около 1700 м (температуры порядка 60°C) в разрезе отмечено появление газоконденсатных скоплений. Чисто газовых залежей известно очень немного, территориально они приурочены к районам с наиболее низким геотермическим градиентом.

В качестве вещества, исходного для генерации углеводородов, рассматривается ОВ, содержащееся в глинах и глинистых известняках верхнего олигоцена — нижнего миоцена. Нефте-

газопроизводящий потенциал этих отложений не высок, содержание $\text{C}_{\text{орг}}$ сравнительно не велико. В соответствии с палеотемпературными реконструкциями и данными по отражательной способности витринита (Рое — Полито, 1979), органическое вещество материнских отложений бассейна находится на стадиях катагенеза, соответствующих верхним подзонам мезокатагенеза (МК_1 — МК_2), по шкале Н. Б. Вассоевича, соответствующим окончанию среднекатагенетического газообразования и началу нефтеобразования.

Подобный вывод подтверждается характером распределения глинистых минералов в разрезе генерирующих отложений: присутствуют смешанно-слоистые глинистые минералы, отмечаются следы монтмориллонита, гидрослюдастые образования не встречаются.

Формирование преимущественной нефтеносности бассейна связано с целым рядом факторов, важнейшими из которых являются особенности палеотемпературного режима на протяжении кайнозойской истории бассейна. Довольно быстрое погружение в течение кайнозойской эры в условиях жесткого теплового режима (формированию высоких температур способствовала активная магматическая деятельность) привело к тому, что органическое вещество материнских отложений слишком быстро прошло термобарические условия зоны биохимического, раннекатагенетического и среднекатагенетического газообразования, рассматриваемой целым рядом исследователей в качестве главной зоны газообразования. В период, когда ОВ материнских осадков находилось в условиях верхней газогенетической зоны, продолжавшееся прогибание ра-

йона пренятствовало формированию структурных ловушек, ибо основная масса локальных структурных форм формируется не в периоды нисходящих движений, а во время региональных подъемов (Наместников — Ротенфельд и др., 1977).

Кроме отсутствия структурных ловушек, в период прохождения органическим веществом верхней газогенетической фазы в разрезе не существовало условий, обеспечивающих существование оптимальной зоны газообразования, особенности которой впервые описаны А. А. Геодекяном с соавторами (1976). В составе глинистых минералов в продуцирующих толщах к этому времени преобладали, видимо, набухающие разности группы монтмориллонита (судя по тому, что к настоящему времени в разрезе отмечаются следы перехода монтмориллонита в группу смешанно-слоистых минералов). Процессы дегидратации монтмориллонита, способствующие интенсивной эмиграции образующихся углеводородов, начались позднее. Потере газа ранней генерации способствовала и интенсивная тектоническая нарушенность осадочной толщи бассейна. Газоносными вследствие отмеченных причин в пределах бассейна оказались лишь ловушки раннего формирования (позднемиоценового), приуроченные к пологим спокойным антиклиналям, не нарушенным разрывами. Это газовые месторождения JS — 2, JS — 8, JS — 15, Тобо, Нгапус. Кроме того, эти месторождения тяготеют к наименее прогретым участкам бассейна с наименьшим геотермическим градиентом, что дает основание предположить, что верхняя фаза газообразования в этих районах была несколько растянута во времени и сменилась генерацией жид-

ких углеводородов позже, чем в районах с более жестким геотермическим режимом.

Подавляющая масса структурных ловушек, формирование которых относится главным образом к ранне- и позднеплейстоценовому этапам развития и характеризуется интенсивной раздробленностью, содержит нефтяные скопления. Нефти этих скоплений в средней части разреза с глубин более 800 м, по данным С. Саттона (1979), автохтонны вмещающим отложениям. Автором на основании изучения распределения нормальных парафинов, изотопного состава углерода фракции C_{15} и отношения пристана к фитану выделены три группы нефтей, генетически связанных с органическим веществом различного фациального облика. Прямые корреляционные связи между изученными параметрами нефтей и материнских отложений (особенно это касается отношения пристан-фитан) убеждают в том, что исследованные нефти сингенетичны вмещающим отложениям. Нефти, приуроченные к глубинам менее 800 м, судя по некоторым специфическим особенностям их состава, могут рассматриваться как эпигенетичные. Формирование их залежей может быть связано с миграцией по многочисленным нарушениям из более глубоких элементов разреза. Эти нефти, как правило, в отличие от нефтей более глубоких горизонтов характеризуются пониженным, вплоть до полного отсутствия, содержанием твердых углеводородов; низкой для нефтей, залегающих столь близко к поверхности, плотностью (например, нефть месторождения Ледок с глубины около 100 м имеет плотность 0,825); низкой сернистостью (менее 0,3 %); очень низкой температурой начала ки-

пения (0—5 °C), что свидетельствует о легком фракционном составе.

Отсутствие верхней газоносной зоны отмечается и в других бассейнах региона, характеризующихся жестким геотермическим режимом. К таким, как уже говорилось, относятся Саравакский, Южно- и Центральносуматринские, Гипсленд. Во всех этих бассейнах в верхних частях осадочного разреза развита зона эпигенетичной нефтеносности с нефтями миграционно-фильтрационного облика. Исключение составляет Сиамский бассейн, в котором верхняя часть осадочного чехла мощностью свыше 1 км (плиоцен-плейстоцен) представлена монолитной толщей глин, в которых отсутствуют коллекторы. Толща эта бесперспективна для формирования углеводородных скоплений, в связи с этим зона эпигенетичной нефтеносности в бассейне отсутствует.

В бассейне Уэцу средний геотермический градиент изменяется от 2,5 до 3,4 °C/100 м. Бассейн выполнен плейстоцен-миоценовой толщей отложений мощностью до 6 км, промышленно нефтегазоносны породы неогена.

Подобно западноевропейским внутрискладчатым бассейнам, в НГБ Уэцу можно выделить верхнюю газоносную зону с развитой в нижних ее частях эпигенетичной нефтеносностью. Эпигенетичный характер нефтей в этой зоне (месторождения Амаруме, Митцуке, Кубики и др.) устанавливается на основании несоответствия их состава условиям залегания. Столь близко к поверхности (200—900 м) залегают нефти, имеющие плотность 0,760 — 0,830 (в среднем 0,815), очень низкий выход неперерабатываемого остатка (в среднем 6 — 9 %), пологий ход кривой структурных индексов и их невысокие зна-

чения (от 34 для фракций н. к. 200 °C до 39 для фракций, выкипающих выше 400 °C). Характер изменения структурных индексов свидетельствует о легком фракционном составе и повышенной алифатичности высококипящих фракций. Подобный облик нефтей рассматривается как результат адсорбционных давлений, сопровождающих нефть на пути миграции.

Зона сингенетичной нефтеносности японскими исследователями достаточно четко отбивается по целому ряду показателей, важнейшими из которых являются изменение по разрезу отношения содержания углеводородов к органическому углероду в породе и пористости глинистых отложений. Так, на месторождении Минамиага (Асакава — Фуджита, 1979) на глубине 1800 м зафиксировано резкое уменьшение количества углеводородов в породе и увеличение пористости глинистых пород. Эти изменения наряду с другими показателями (отражательная способность включений витринита, которая повсеместно выше 0,5 %, распределение нормальных алканов и др.) свидетельствуют о наступлении главной фазы нефтеобразования. Глубине 1800 м соответствует температура 75 °C. По данным упомянутых авторов, генерация жидких углеводородов в осадочных бассейнах Японии из органического вещества материнских отложений миоценового возраста начинается при температуре 72 °C. При этом палеотемпературы миоценовой эпохи практически соответствуют современным. Начало генерации жидких углеводородов в плиоценовых материнских отложениях контролируется более жесткими геотермическими условиями (110 °C). В связи с этим вертикальная зональность в бассейне Уэцу имеет и стра-

тиграфическую приуроченность — плиоценовые отложения, как правило, газonosны, нижняя часть плиоцена и верхний миоцен содержат скопления газа и легких фильтрованных нефтей, сингенетично нефтеносными являются среднемиоценовые отложения.

Приведенное выше описание некоторых нефтегазосных бассейнов, основную роль в строении осадочного чехла которых играют сходно построенные, но имеющие различную мощность, толщи кайнозойских, преимущественно неогеновых отложений, позволяет сделать следующие выводы. Как видно из таблицы 2, распределение углеводородов по фазовому состоянию в разрезе кайнозойских отложений описанных бассейнов контролируется, главным образом, двумя факторами — интенсивностью теплового режима и скоростью осадконакопления. Повышенный фон геотермического поля, как это неоднократно

отмечалось в нефтяной геологической литературе, интенсифицирует процессы генерации углеводородов и их эмиграции из генерирующих отложений. Геотермический режим в сочетании со скоростью накопления осадков определяет время попадания и прохождения нефтегазоматеринскими отложениями различных зон генерации углеводородов. В бассейнах с интенсивным тепловым режимом и высокоамплитудным прогибанием (скорость осадконакопления выше 0,3 мм в год) имеет место генерация преимущественно жидких углеводородов, т. к. происходит быстрое прохождение зон биохимического, раннего и среднекатагенетического газообразования. В связи с этим верхняя газосная зона в таких бассейнах отсутствует, встречаются лишь единичные газовые скопления в конседиментационных ловушках (линзах, выклинивающихся песчаных прослоях) с высокогерметичными крышками. К

Сравнительная характеристика нефтегазосных бассейнов Западной Европы и Тихоокеанского подвижного пояса (по данным М. Харпера, 1972; Файнгерш—Зориной, 1980; Наместникова и др., 1981)

Porovnávacia charakteristika roponosných a plynonosných bazénov západnej Európy tichooceánskeho mobilného pásu (podľa údajov autorov: Harper, 1972; Fajngerš — Zorina, 1980; Namestnikov et al., 1981)

Таблица 2

Бассейн	Среднее значение		Мощность неогеновых отложений, км	Средняя скорость осадконакопления в кайнозое, мм/год	Вертикальная зональность распределения углеводородов по фазовому состоянию
	Тепловой поток, ЕТП	геотермич. градиент °C/100 м			
Венско-Моравский	1,2	2,5—3,5	5,0	0,20	газ — нефть
Паннонский	1,8	4,5—5,0	7,0	0,28	газ — нефть
Адриатический		2,0	7,0	0,28	газ — нефть
Северо-Яванский	2,0	3,5—5,0	9,0	0,36	нефть
Саравакский	2,0	3,5—5,0	14,0	0,56	нефть
Сиамский	2,0	4,8—7,3	12,0	0,48	нефть + газ
Уэцу	1,5—2,0	2,5—3,4	9,0	0,36	газ — нефть

описанному типу бассейнов относятся Северо-Яванский, Саравакский, Сиамский, в которых высокие геотермические градиенты (до $5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) сочетаются с высокими скоростями накопления осадков (до 0,56 мм в год). В случае отсутствия такого сочетания, материнские отложения успевают реализовать свой газовый потенциал, формируя в бассейне верхнюю газоносную зону. При этом возможны следующие соотношения геотермического градиента и скорости осадконакопления. Так, в Паннонском бассейне, при повышенном уровне теплового режима (геотермический градиент до $5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) скорость прогибания на неогеновом этапе развития не очень велика (менее 0,3 мм осадков в год). Это привело к тому, что в то время, когда материнские отложения находились на стадиях ранне- и среднекатагенетического газообразования, в разрезе сформировались условия для образования газовых месторождений. В НГБ Уэцу — наоборот, достаточно высокие скорости неогенового прогибания сопровождались пониженным уровнем теплового поля (в бассейне сравнительно низкий геотермический градиент). В этом бассейне также фиксируется верхняя газоносная зона. И, наконец, в Адриатическом НГБ сочетаются низкие значения геотермического градиента и невысокие скорости осадконакопления в неогене. В этом бассейне отмечается наибольшая, из всех анализируемых бассейнов, мощность верхней газоносной зоны и наиболее глубокое положение кровли зоны сингенетичной нефтеносности (свыше 4 км, в Паннонском — до 2 км).

Полученные закономерности могут быть использованы для прогнозирования фазовых состояний углеводоро-

дов при поисково-разведочных работах в нефтегазоносных бассейнах, выполненных кайнозойскими отложениями. Использование описанных связей для более древних отложений затрудняется из-за происходящих в течение геологического развития перестроек структурных планов и связанного с ними переформирования месторождений.

Рецензовал З. Ротг

ЛИТЕРАТУРА

- Asakawa, T. — Fujita, Y. 1979: Organic metamorphism and hydrocarbon generation in sedimentary basins of Japan. In: Generation and maturation of hydrocarbons in sed. bas. *Proc. of the seminar Manila, 1977. Iss. CCOP, pp. 142—163.*
- Высоцкий, В. И., — Файнгерш, Л. А. 1969: Образование нефти и газа в Венском бассейне. *Геол. Нефти Газа, № 12, с. 61—64.*
- Геодекян, А. А. и др. 1976: Особенности нефти — и газообразования под дном акваторий. — В кн.: Горючие ископаемые. Доклады советских геологов на XXV сессии МГК. Изд. Наука Москва, с. 76—88.
- Гусева, А. Н. — Файнгерш, Л. А. 1970: О древнем гипергенезе нефтей. *Нефтераз. Геол. Геофиз. (Москва) № 6, с. 39—42.*
- Harper, M. 1971: Approximate geothermal gradient in the North Sea basin. *Nature (London), 230, pp. 235—236.*
- Dlabač, M. — Spička, V. 1969: Príspevek k metodice průzkumu ropy a zemního plynu v mezozoickém podkladu Vídeňské pánve. *Geol. průzk., 11.*
- Зорина, Ю. Г. — Файнгерш, Л. А. 1980: Условия формирования газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений в нефтегазоносных бассейнах юго-западной части Тихоокеанского подвижного пояса. *Обзорная информация, вып. 5. ВНИИ, Эгазпром, с. 46.*
- Калинин, Н. А. — Наместников, Ю. Г. — Ротенфельд, В. М. — Файнгерш, Л. А. 1976: Время формирования залежей и распределение углеводородов различного фазового состояния в некоторых нефтегазоносных бассей-

- нах зарубежной Европы. — В кн.: *Время формирования залежей нефти и газа*. Москва, Изд. Наука, с. 226—233.
- Kertai, Gy. 1967: The origin in hydrocarbon resources and their carbon dioxide content in Hungary. *Acta. Sci. hung.* 11, pp. 261—278.
- Kölbl, L. 1971: Herkunft und Chemismus von Tiefenwässern aus dem Beckenuntergrund von Aderklaa-Breitenlee. *Erdöl-Erdgas-Z.* (Wien), 86, 52—58.
- Kröll, A. — Wessely, G. 1973: Die neuen Ergebnisse beim Tiefenaufschluss im Wiener Becken. *Erdöl-Erdgas. Z.* (Wien), 89, S. 400—413.
- Kröll, A. — Wieseneder, H. 1972: The origin of oil and gas deposits in the Vienna basin (Austria). 24 IGC, section 5, pp. 153—160.
- Лонг, Г. — Нелия, С. — Рубино, Е. 1972: Распределение флюидов на структуре Кортемаджоре (долина р. По). Сб. Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. Москва, Изд. Недра, с. 214—226.
- Michalíček, M. 1971: Naftova hydrogeochémie centralně karpatského podloží Vídeňské pánve. *Zbor. geol. vied, rad ZK*, 14, s. 69—81.
- Наместников, Ю. Г. — Ротенфельд, В. М. — Файтельсон, А. Ш. 1977: Цикличность развития осадочных бассейнов и тектоника Балтийской синеклизы. В кн.: *Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов*. Москва, Изд. Наука, с. 201—209.
- Наместников, Ю. Г. — Файнгерш, Л. А. 1981: Некоторые особенности формирования и размещения месторождений нефти и газа на территориях социалистических стран Европы и Республики Куба. В кн.: *Нефтегазоносные бассейны социалистических стран Европы и Республики Куба*. Москва, Изд. Секретариата СЭВ, с. 377—390.
- Наместников, Ю. Г. — Файнгерш, Л. А. 1981: О возможности формирования газоконденсатных месторождений в глубоководных горизонтах Паннонского бассейна. — В кн.: *Условия формирования газоконденсатных месторождений*. Тр. ВНИГНИ, вып. 229, с. 64—76.
- Roe, G. — Polito, L. 1979: Source rocks of oils in the Arjuna sub-basin of the north-west Jawa basin, Indonesia. In: *Generation and maturation of hydrocarbon in sed. bas. Proc. of the seminar Manila*. Sept. 177, Iss. CCOP, pp. 180—194.
- Sutton, C. 1979: Depositional environments and their relation to chemical composition of Java sea crude oils. In: *Generation and maturation of hydrocarbons in sed. bas. Proc. of the sem. Manila*, Sept. 1977. Iss. by CCOP, pp. 163—179.
- Файнгерш, Л. А. 1977: Основные закономерности размещения месторождений и разведанных запасов нефти и газа в Западной Европе. — В кн.: *Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран*. Ленинград, Изд. Недра, с. 101—110.
- Šimánek, V. 1976: Geochemie ropy a genese ropných ložisek čs. části Vídeňské pánve. *Nauka o Zemi, Ser. Geol.*, 10, s. 71.

Fázová zonálnosť uhľovodíkov v roponosných a plynonosných bazénoch vrásnených oblastí

DUŠAN ĐURICA — JURIJ NAMESTNIKOV — LIDIA FAJNGERŠOVÁ

Medzi roponosné a plynonosné bazény vrásneného typu v západnej Európe patrí vídenský, panónsky, jadransko-iónsky, severoegejský, transylvánsky a karpatský bazén. Všetky sú na území alpsko-karpatského vrásneného systému.

Do tohto typu bazénov patrí aj skupina viažúca sa na úzko priekopové depresie lemujujúce medzihorský masív pod dnom Tyrrenského mora. Je to skupina tzv. cirkumtyrrhenských bazénov, v ktorej sa prieskumné práce doteraz nevykonávajú. V distribúcii

ropných a plynových ložísk v profile a ploche týchto bazénov možno pozorovať rad zákonitostí podmienených spoločnými znakmi ich geologickej stavby a vývoja v súvislosti s ich prislusnosťou do jednotnej geofyzikálnej — vrásnenej oblasti. Podmienky vzniku ložísk ropy a plynu sme analyzovali v troch veľkých bazénoch západnej Európy — vídenskom, panónskom a jadranskom.

Okrem uvedených zistení pokladáme za nevyhnutné uviesť údaje charakterizujúce niektoré zákonitosti formovania ropných a ply-

nových ložísk roponosných a plynonosných bazénov juhozápadnej časti tichooceánskej mobilnej zóny. Tam sa bazény viažu na vnútorné prehyby a depresie vnútri vrásneného pásma (thajský bazén, Uecu) alebo na zóny, v ktorých susedia dve oblasti vrásnenia nerovnakého veku (severojávsky, sarawacký bazén). V geologickej stavbe týchto bazénov, v charakteristike formácií tvoriacich ich sedimentárne súvrstvia, v podmienkach uloženia koncentrácií ropy a plynu možno nájsť črty, ako majú bazény vnútri vrásneného alpsko-karpatského regiónu.

Viedensko-moravský roponosný a plynonosný bazén

Pre tento bazén je charakteristická heterogénna stavba sedimentárneho pokryvu. Skladá sa z dvoch štruktúrnych etáží. Spodná, označovaná ako predneogénny podklad, sa skladá z tektonicky porušených predalpínskych uloženín a z ranoalpínskych a stredoalpínskych sedimentačných komplexov. Vrchnú štruktúrnu etáž predstavuje hlavne molasa neogénneho až kvartérneho veku. Uloženie vrchnej a spodnej štruktúrnej etáže sú produktívne ako v severnej (československej), tak aj v južnej (rakúskej) časti panvy. V horninách spodnej etáže boli objavené ložiská vo flyšových príkrovoch Karpát aj vo vápencových príkrovoch Álp. Roponosnosť a plynonosnosť flyšových príkrovov sa zistila prevažne na území ČSSR (západná časť moravskej depresie), ale aj v Rakúsku (v južnom pokračovaní moravskej depresie). Vápencové príkrovy Álp sú produktívne v rakúskej časti bazénu. Všetky horizonty sa tu regionálne viažu na lunszký, frankenfelský a ötscherský príkrov, produktívne sú uloženie triasu, jury a kriedy. V triasových horninách sú overené plynové aj ropné horizonty, v jurských malé akumulácie ropy, v kriedových plynové horizonty a jeden ropný (Prottes Tief). Všetky známe ložiská spodnej štruktúrnej etáže sa rozdeľujú na dva typy: na ložiská viažúce sa na pochované erózne vyvýšeniny flyšových a karbonátových hornín a na ložiská vnútri vápencových príkrovov. Medzi akumulácie prvého typu patria horizonty vo flyši (na území ČSSR aj Rakúska) a v Rakúsku aj v karbonátových horninách (ložisko Aderklaa, Schönkirchen Tief, Prottes Tief, Baumgarten atď.). Horizonty druhého typu boli objavené iba v rakúskej

časti panvy (ložisko Schönkirchen Supertief a Rainersdorf).

Priemyslová roponosnosť a plynonosnosť viedensko-moravského bazénu sa zistila v širokom stratigrafickom (od pliocénu do triasu) a hypsometrickom rozsahu (od 50 do 5688 m) v rakúskom ložisku Schönkirchen Supertief.

V distribúcii ložísk ropy a plynu v ploche aj reze panvy sa prejavuje istá zonálnosť, ktorá odráža osobitosti vzniku uhľovodíkov a formovania ich ložísk. Na molasovú štruktúrnu etáž sa viaže najmä plynonosnosť vrchných stratigrafických častí profilov. Plynonosné sú panónske a sarmatské sedimenty. Ložiská sú aj v južnej časti lábsko-lakšárskej elevácie a v moravskej depresii. V tejto depresii sa plynové ložiská v sarmate viažu aj na najmenej tektonicky porušené pasce. Treba zdôrazniť, že vrchná plynonosná zóna viedensko-moravskej panvy je v porovnaní s panónskym a jadranským bazénom veľmi redukovaná. Plyn panónskych a sarmatských súvrství je syngenetický s uloženinami a jeho vznik sa viazal na rané etapy katagenézy organickej hmoty v zóne protokatagenézy. Tejto zóne zodpovedajú ložiská suchého plynu (podľa Vassojeviča). V zložení plynu panónskych a sarmatských ložísk prevláda, resp. je prítomný iba metán, obsah etánu a propánu nepresahuje 3 %. Homológov vyššie ako C₃ zvyčajne chýbajú (Malacky, Suchohrad, Jakubov). Možnosť tvorby ložísk vo vrchných plynonosných zónach vznikla v čase tvorby pascí, a hlavne ich utesnením. Významné tektonické porušenie štruktúr vo viedensko-moravskom bazéne môže objasniť menšie rozmery vrchnej plynonosnej zóny v porovnaní s panónskym a jadranským bazénom.

Hlbšie v reze prechádza plynonosná zóna do zóny s ložiskami ropy viažúcej sa na súvrstvie sarmatu, bádenu, karpátu, egenburgu a otnangu. Je to zrejme zóna epigenetickej roponosnosti, lebo tekuté syngenetické uhľovodíky tu vznikaf nemôžu, pretože organická hmota nedosiahla štádium katagenézy, ktoré zodpovedá fáze vzniku ropy (je v ranej a strednej mezokatagenéze). V rakúskej časti bazénu je v tejto zóne najväčšie ložisko Matzen s ropnými horizontmi v tortóne. Podľa V. A. Uspenského a O. A. Radčenska možno ropu tohto ložiska pokladať za hybridnú, majúcu črty filtrátov a hypergenátov. Aj v čs. časti panvy možno celkom reálne očakávať rozšírenie zóny epigenetickej roponosnosti, lebo koncentrácie ropy syngenetické so sprievodnými sedimentmi sa môžu

objavil od hĺbky asi 2000—2300 m, zodpovedajúcej geoterme 80 °C.

Predpoklady o existencii zóny epigenetickej roponosnosti v sedimentárnej výplni čs. časti viedensko-moravského bazénu potvrdzuje analýza geochemických osobitostí ropy. Ropu sarmatských ložísk a tortónu matzenského ložiska možno počítať medzi ťažšie filtráty, ktorých pôvodný ráz zastrelí zmeny viažúce sa na vplyv hypergénnej zóny. Ťažké sarmatské ropy, ktoré sú podľa V. Šimánka (1976) autochtónne (syngenetické), sa takto spravidla odlišujú slabým zvýšením alebo znížením cyklickosti so zvýšením bodu varu frakcií.

Hlbšie v reze po epigenetickej zóne nastupuje zóna syngenetickej roponosnosti, ktorej vrchná hranica má zreteľnú hypsometrickú väzbu (1700—2000 m). Stratigrafická príslušnosť stropu zóny prechádza z bazénu (v poklesnutých častiach panvy) do karpátu, egenburgu a otnangu (podľa štruktúrnej polohy rájónu). Podľa záverov V. Šimánka je ropa karpátu autochtónna (syngenetická so svojím horninovým prostredím) na hodonínsko-gbelskom hraste (ložisko Hrušky, Týnec) a na štefanovsko-šaštínskom hraste (ložisko Štefanov a Petrova Ves).

Akumulácie uhlíkovodíkov v erózných eleváciách flyšu predneogénneho podkladu panvy sa geneticky a hydrodynamicky viažu na neogénny komplex uložení, a preto sú súčasťou zóny syngenetickej roponosnosti alebo vrchnej plynosnej zóny (ložisko Lednice, Podivín). Do zóny syngenetickej roponosnosti sa zaraďujú aj ložiská v erózných eleváciách karbonátových alpíných príkrovov rakúskej časti panvy (Schönkirchen Tief, Prottes Tief atď.). Tento predpoklad potvrdzuje zhoda v zložení ropy otnanských ložísk v Rakúsku a ložísk v zakrytých eleváciách predneogénneho podkladu (Kröl — Wessely, 1973). Ďalším dôležitým zistením je, že vápenec a dolomit príkrovu Ötscher prakticky nemajú organickú hmotu, a preto sa nemôžu pokladať za zdroj uhlíkovodíkov.

Plynové ložiská známe v rakúskej časti bazénu vnútri alpíných príkrovov Lunz a Frankenfels (Schönkirchen Supertief a Rainersdorf) sú v tmavých bituminóznych vápencoch a dolomitoch. Vrstvová voda týchto príkrovov sa vyznačuje vysokou mineralizáciou (do 130 g/l) a úplným nasýtením plynom. Takýto charakter vrstvomého hydrodynamického systému je schopný úplne zabezpečiť akumuláciu plynových ložísk. Plyn je syn-

genetický aj s horninami prostredia a vek ložísk je pravdepodobne totožný s koncom alpíných horotvorných pohybov, keď sa ukončila štruktúra spodnej sedimentárnej etáže. Súčasne teplota v hĺbke 5400—6000 m, kde sa ložiská vyskytujú, dosahuje 150—170 °C, čo je podľa I. I. Ammonosova schopné zabezpečiť žirné štádium katagenézy organickej hmoty, ktoré značí ukončenie hlavnej fázy tvorby ropy. Preto možno predpokladať, že sa v týchto ložiskách akumuluje plyn spodnej plynovej genetickej zóny, ktorá vzniká pri vysokej teplote. Vysokoteplotný vznik tohto plynu dokazujú niektoré osobitosti jeho zloženia, napr. vysoký obsah CO₂ a sírovodíka.

V čs. časti panvy sa priemyslové prítoky uhlíkovodíkov zistili vo vápenci predneogénneho podkladu (lunzský príkrov) v oblasti lábsko-lakšárskej elevácie v ložisku Závod. Z hĺbky 4180 m sa získal prítok kondenzátu s plynom. Geologické, hydrogeologické a geochemické podmienky sú na tejto elevácii rovnaké ako v rájone Schönkirchen Tief a Baumgarten.

Panónsky roponosný a plynosný bazén

Sedimentárny pokryv v bazéne mocný viac ako 7 km má tiež zreteľnú dvojťazovú stavbu. Vrchnú etáž tvorí molasové súvrstvie neogénneho veku, spodnú miogeosynklinálne, subplatformové a platformové vrchnopaleozoické, mezozoické a paleogénne uloženy.

Vo vrchnej molasovej etáži možno vyčleniť vrchnú plynosnú časť s epigenetickou roponosnosťou a spodnú so syngenetickou roponosnosťou. Vznik plynu vo vrchnej časti profilu sa spája so zónou protokatagenézy. Od hĺbky 1600 m, zodpovedajúcej teplote 80—100 °C, sa v neogéne objavujú plynové ložiská s ropnými lemmami. Táto hĺbka zrejme zodpovedá termodynamickým podmienkam hlavnej fázy vzniku ropy, ktorou sa vyznačuje výrazne zvýšená produkcia novotvorených vysokomolekulárnych (tekutých a plyných) uhlíkovodíkov a široký rozvoj procesov prvej migrácie (Namestnikov — Fajngerš, 1981).

Výskum uloženia a zloženia ropy v obzorochoch spodnej štruktúrnej etáže vedie k záverom, že veľký vplyv na jeho roponosnosť mala dlhá prestávka v sedimentácii, ktorá predchádzala vzniku molás (Guseva — Fajngerš, 1970). Ropa v obzorochoch tejto etáže (napr. ložiska Nagylendel), a to bez ohľadu

na náročné teplotné podmienky (viac ako 100 °C), sa odlišuje veľmi vysokou hustotou, obsahom síry a živíc. Takáto ropa patrí medzi hypergenáty. Nesúlad jej povahy so súčasnými podmienkami jej uloženia naznačuje, že osobitosti v jej chemickom zložení vznikali v podmienkach paleohypergénnej zóny.

Rozloženie plynosnosti a roponosnosti v ploche bazénu a v jeho profile je späté s osobitosťami generačných procesov, ktoré v rozličných častiach neprebíhali jednotne a samy odrážajú špecifické črty geologického vývoja.

Jadranská roponosná a plynosná panva

Táto panva sa viaže na medzihorskú depresiu s heterogénnou stavbou ležiacou medzi vrásnenými pásmami Apenín, Alp a Dinár. Podložie tejto depresie tvorí medzihorský masív (adriatická platforma), na ktorého poklesnutých kryhách vznikli predhlbne Apenín vyplnené mocným súvrstvím (viac ako 6 km) neogénnych molás. Vrchné, molasové, pásmo zodpovedá postorogénnej etape vývoja bazénu, spodná etáž súvisí s jedným zo štádií vývoja medzihorského masívu. Stratigrafické stupne nie sú v rozličných častiach bazénu zastúpené rovnako. V predapeninskej časti pádskej depresie tvoria vrchnú etáž terigénne uloženiny miocénu. Južnejšie, v depresii Marke — Abruzzi, sa miocén zahŕňa do spodného karbonátového komplexu.

Pre tento bazén je charakteristická aj výrazná vertikálna zonálnosť v rozložení uhľovodíkov podľa fázového stavu. Vo vrchnom terigénnom komplexe je (zhora dole) plynosná zóna a zóna epigenetickej roponosnosti. Vznik plynu v terigénnom komplexe miocénu a pliocénu sa spája s ranými etapami katabény organického hmoty prevažne alinového typu syngenetickej s produktívnymi vrstvami. Akumulovaná ropa v uloženinách tohto komplexu má zreteľne ráz filtrátu a vznikla zrejme migráciou z podložných uloženín. Typickým príkladom ropy filtrátového povahy je ropa ložiska Cortemaggiore, ktorej zákonitosti zmien zloženia podľa hĺbky odrážajú vplyvy migračno-filtrčných procesov (tab. 1).

Bazény juhozápadnej časti tichooceánskeho pásu

Ako etalóny juhozápadnej časti tichooceánskeho mobilného pásu boli vybraté dva ba-

zény — severojávsky, ako príklad bazénov s výrazným geotermickým režimom, a Uecu v Japonsku, s miernym tepelným poľom.

Pre severojávsky bazén je priemerný geotermálny gradient okolo 5 °C/100 m. Bazén je vyplnený mocným (až 9 km) komplexom prevažne terigénnych uloženín kenozoického veku. Priemyslové akumulácie ropy a plynu sú v neogéne a oligocéne. Vrchná časť profilu sedimentárneho komplexu (do 800 m) je výhradne roponosná. Od hĺbky 1700 m (teplota radu 60 °C) sa v profile objavujú plynokondenzátové akumulácie. Čisto plynových horizontov je veľmi málo a viažu sa na rajóny s najnižším geotermálnym gradientom.

Za zdroj uhľovodíkov sa pokladá organická hmota obsiahnutá v íle a ílovitom vápenci vrchného oligocénu až spodného miocénu. V súlade s paleoteplotnými rekonštrukciami a údajmi o reflexívnosti vitrinitu je organická hmota materských uloženín panvy v štádiách mezokatagenézy zodpovedajúcich tvorbe plynu a počiatku tvorby ropy.

Roponosnosť bazénu závisí od radu faktorov, z ktorých najdôležitejšia je osobitosť paleoteplotného režimu počas kenozoickej histórie bazénu (aktívna magmatická činnosť, vysoká teplota a rýchly pokles sedimentov). Organická hmota materských uloženín rýchlo prešla termobarickými podmienkami biochemickej ranokatagenickej tvorby plynu.

V období, keď bola organická hmota materských sedimentov v podmienkach vrchnej plynogenetickej zóny, pokračujúci pokles rajónu bránil vzniku štruktúrnych pascí. Hlavná masa lokálnych štruktúrnych foriem vznikla až v období regionálnych zdvihov. K strate plynu ranej generácie prispela aj intenzívna tektonická činnosť.

Ložiská ropy sa viažu na pleistocénne etapy vzniku štruktúrnych pascí. Ropa týchto ložísk je v hĺbke väčšej ako 800 m a je syngenetickej so sprievodnými uloženinami.

Neprítomnosť vrchnej plynosnej zóny je charakteristická pre ďalšie bazény regiónu s výrazným geotermickým režimom (napr. sarawacký, južnú a strednú časť sumatrianskeho bazénu). V týchto bazénoch, vo vrchnej časti sedimentárneho profilu, je vyvinutá zóna epigenetickej roponosnosti s ropou migračnofiltrčného lemu.

V bazéne Uecu dosahuje sedimentárny pokryv (pleistocén — miocén) mocnosť až 6 km. Ložiská plynu a ropy sú neogénneho veku. Geometrický gradient sa pohybuje od 2,5 do 3,4 °C/100 m.

Podobne ako v západoeurópskych vrásnených bazénoch možno aj v bazéne Uecu vyčleniť vrchnú plynonosnú zónu s epigenetickou roponosnosťou v jej spodných častiach. Zónu syngenetickej roponosnosti japonskí vedci pre rad ukazovateľov odmietajú. Medzi najdôležitejšie patria zmeny v profile vo vzťahu obsahu uhlíkovodíkov v hornine a pórovitosti ílových sedimentov (v hĺbke 1800 m sa výrazne znižuje obsah uhlíkovodíkov v hornine a podstatne sa zvyšuje pórovitosť ílových sedimentov).

Za syngenetickú sa v tejto panve pokladá ropa vrchného miocénu. Pliocénne sedimenty a sedimenty vrchnej časti miocénu sú prakticky plynonosné, miestami s ložiskami ľahkej filtrátovej ropy.

Doterajšie výskumy v sledovaných roponosných a plynonosných bazénoch — prevažne neogénneho veku — umožnili urobiť konkrétne závery. Je to zrejme z tab. 2. Rozloženie uhlíkovodíkov podľa fázového zloženia v profile kenozoických sedimentov ovplyvňujú dva hlavné faktory — intenzita tepelného režimu a rýchlosť sedimentácie. V bazénoch s intenzívnym tepelným režimom a vrásami s vysokými amplitúdami (rýchlosť

sedimentácie väčšia ako 0,3 mm/l rok) sú prevažne tekuté uhlíkovodíky, pretože sa rýchlo striedali biochemické, ranokatagenické a stredokatagenické zóny tvorby plynov. Tento fakt ovplyvnila absencia vrchnej plynonosnej zóny napr. v severojávskom, sarawackom a thajskom bazéne, kde sa geotermický gradient (do 5 °C/100 m) spája s vysokou rýchlosťou sedimentácie (do 0,56 mm/l rok). Naproti tomu je v panónskom bazéne geotermický gradient tiež 5 °C/100 m, ale rýchlosť sedimentácie nižšia ako 0,3 mm/l rok. Tento fakt vedie k náhľadu, že v období, keď boli materské horniny v štádiu ranokatagenickej až strednokategenickej tvorby plynu, nastávala akumulácia plynových ložísk.

Najväčšiu mocnosť vrchnej plynovej zóny a najhlbšie uloženie zóny syngenetickej roponosnosti (viac ako 4 km v jadranskom bazéne) možno vysvetliť nízkymi hodnotami geotermického gradientu a relatívne malou rýchlosťou sedimentácie neogénu.

Získané poznatky o zákonitostiach možno využiť na prognózovanie fázového obsahu uhlíkovodíkov pri prieskumných vyhľadávacích prácach v roponosných a plynonosných bazénoch kenozoického veku.

RECENZIA

František Čech: *Ložiská palív — vzťah k hlbinskej stavbe panonskej panvy a karpatského oblúka*

Geologický ústav D. Štúra v Bratislave vydal ve své edici Západné Karpaty, séria geológia, pod číslom 8 s vročením 1982 monografiu profesora ložiskové geologie na Univerzite Komenského (rozsah knihy 148 stran a prílohy, cena výtisku 30 Kčs).

Jde o práci u nás svého druhu průkopnickou, protože řeší problematiku kaustobilitu viděnou ze zcela nového zorného úhlu. Dosavadní geologické pohledy na ložiska kaustobilitu se ve své většině geotektonickému způsobu řešení buď vyhýbaly, nebo se mu věnovaly jen okrajově. Současný stav geologického výzkumu ukazuje, že pro prospekci je nutný přechod od detailních strukturně-geologických postupů k širším regionálním či nadregionálním geotektonickým studiím.

V recenzované monografii byly učiněny kroky k takovému modernímu výzkumu. Práce se soustřeďuje na několik hlavních okruhů. Předně je to problém obecného vzniku pánví vycházející z předpokladu

existence zlomů a poruchových zón, aplikovaný dále na neogenní pánve Karpat a zvláště Západních Karpat. Zde se opírá o poznatek, jak bloková stavba hlubokého fundamentu způsobuje při pohybech i pod nasunutými jednotkami propracovávání zlomů k povrchu, kde v nasunutých jednotkách kopírují pak svazky lineárních flyšových vrás hlubinná rozhraní. Protože geofyzikální údaje svědčí o tom, že hlubinné zlomy pocházejí z pláště, jehož povrch vykazuje největší výškové rozdíly na hranici jednotek, vychází autor z oprávněného předpokladu, že diskontinuity se uplatňovaly a dědičné ovlivňovaly rozdílnou mobilitou jednotek i po stovky milionů roků. Základ geologického vývoje vedoucího ke genezi ložisek uhlí, resp. i ropy a zemního plynu, vidí autor ve vzniku hlubinné blokové (kerné) stavby v širších regionálních souvislostech.

Knihou svým pojetím není určena jen prospekčním geologům, ale neméně užitečnou četbou je i po regionální geologii a vůbec pro geology zajímající se o soudobý geotektonický přístup.

R. Kvěť