

Член-корреспондент НАН Украины А. Е. Лукин, Г. Н. Ладыженский,
Ю. Потера

Изотопно-геохимические различия нефтей аллохтонных и автохтонных комплексов Предкарпатья (в границах польско-украинского сегмента)

The paper deals with the isotope-geochemical indices between the oils of different fields of the Carpathian Foredeep on the territory of Poland and Ukraine. Substantial distinctions by the indices $\delta^{13}\text{C}$, δD , and $\delta^{34}\text{S}$ are established between the oils of autochthonous and allochthonous complexes. In the light of isotopic criteria, the conclusion about a powerful practically non-realized hydrocarbon potential of the Ukrainian Carpathian autochthone is made.

Целенаправленные изотопно-геохимические исследования нефтей и конденсатов нефтегазоносных бассейнов различного тектоногеодинамического типа позволили установить их закономерные различия [1]. Наиболее чувствительным показателем является содержание дейтерия в водороде (δD). Именно благодаря δD выявились четкие различия между жидкими углеводородами (УВ), а также тяжелыми нефтями (битумами) рифтовых и аккреционных (субдукционно-аккреционных, стратисферно-аккреционных) бассейнов [1, 2]. Открытие этого феномена стало весомым аргументом в пользу геосинергетической концепции УВ-генерирующих систем [2, 3] — альтернативы как осадочно-миграционной теории, так и верхнемантийной гипотезе.

Показатели изотопного состава основных элементов нафтидов ($\delta^{13}\text{C}$, δD , $\delta^{32}\text{S}$, $\delta^{15}\text{N}$) дополняют друг друга, характеризуя в той или иной мере различные аспекты нафтидогенеза. Все они, прежде всего $\delta^{13}\text{C}$, характеризуют природу исходного органического вещества — субстрата различных УВ-генерирующих систем [2]. Показатели $\delta^{32}\text{S}$ и $\delta^{15}\text{N}$, кроме того, чутко реагируют на характер и интенсивность вторичных (в особенности, криптогипергенных) изменений уже сформированных залежей. Наряду с указанными аспектами, δD характеризует источник того водорода, с которым связана деструктивная гидрогенизация как завершающая стадия нафтидогенеза. Поэтому в координатах $\delta^{13}\text{C}$ — δD при изучении большой коллекции нефтей и конденсатов из разновозрастных комплексов различного формационного состава основных нефтегазоносных регионов Украины, а также Западной Сибири (Среднеширотное Приобье), Восточной Сибири (Юрубчено-Тохомская зона), Южно-Вьетнамского шельфа, Прикаспийской и Тимано-Печорской впадин четко выделились поля разновозрастных генераций нафтидов (их обособление в виде достаточно четко локализованных изотопно-геохимических полей носит характер пространственно-временной развертки) и нефтей (конденсатов) рифтовых и аккреционных (s.l.) бассейнов (комплексов, структурно-формационных зон) [1, 2]. Эти отличия позволяют рассчитывать на информативность изотопно-геохимических показателей как в региональном, так и зональном прогнозе нефтегазоносности в условиях тектонически и литогеодинамически обусловленной фазово-геохимической дифференциации нафтидов [4].

Подходящим полигоном для более детального изучения корреляции изотопного состава нафтидов с тектоникой и геодинамикой является Карпатский нефтегазоносный регион,

связанный с одноименной дугообразной в плане складчато-орогенной системой и зоной ее сочленения с Восточно-Европейской платформой.

Предкарпатский передовой прогиб является классическим примером системы, представленной пограничными структурами альпийской складчато-орогенной “области Карпат и прилегающего к ней форланда”¹ [5, с. 45]. В геологическом строении гигантского, простирающегося на 1500 км в пределах пяти стран, соответствующего пояса нефтегазонакопления принимают участие два основных мегатектонических элемента, различные по строению, формационному составу и условиям формирования (залегания) месторождений нефтей (нефть, газ, газоконденсат, битумы) — аллохтонный и автохтонный [5–7]. Они, в свою очередь, разделяются на структурные элементы более низкого иерархического ранга [6, т. 4; 7]. Для Карпатского аллохтона это — Скибовая, Кросненская (Силезская), Дуклянская, Черногорская, Поркулецкая и другие структурно-фациальные зоны. В составе Предкарпатского прогиба выделяются также аллохтонные Бориславско-Покутская и Самборская зоны, надвинутые на Бильче-Волицкую (Внешнюю) зону. Таким образом, применительно к Карпатскому поясу можно говорить о двух основных нефтегазоносных мегакомплексах: 1) Карпатском мегапоясе (Карпатский аллохтон и Внутренняя зона Предкарпатского прогиба) и 2) подпокровно-надвиговой зоне или автохтонном “фундаменте Прикарпатья” [7, с. 36]. Последний включает в себя Внешнюю зону Предкарпатского прогиба и другие структурные элементы области перикратонных опусканий. Такая “пограничная ситуация” исключительно благоприятна для изучения закономерностей формирования нефтяных и газовых месторождений.

Задача данного исследования заключалась в сравнительном изотопно-геохимическом изучении нефтей Карпатского мегапояса и Прикарпатского автохтона (фундамента), далее условно называемые аллохтоном и автохтоном. Трудности в ее решении заключались, с одной стороны, в сложном характере фазово-геохимической дифференциации УВ, а с другой — в очень низкой плотности глубокого бурения на территории обширной перикратонной области в пределах Украины. Основная часть известных месторождений нефти открыта в аллохтонной Бориславско-Покутской зоне (аллохтон), где из 39 месторождений, сосредоточенных в палеогеновых отложениях, 37 являются нефтяными [6, т. 5]. С комплексами автохтона в западной части Украины связана преимущественно газоносность. 43 газовых и газоконденсатных многопластовых месторождений (с залежами преимущественно в нижнем сармате, а также в более древних отложениях — от бадена до верхней юры) сосредоточено в Бильче-Волицкой зоне. На территории Вольно-Подольской окраины платформы пока известны лишь два месторождения, причем оба газовые: Великомоствовское (залежь в среднем девоне) — во Львовском прогибе и Локачинское (7 залежей в нижнем и среднем девоне) — в зоне сочленения Львовского прогиба и Днестровского перикратона.

Во Внешней зоне Предкарпатья, наряду с многочисленными газовыми и газоконденсатными месторождениями, до недавнего времени [8] было известно только два нефтяных месторождения: Кохановское и Лопушнянское. Кохановское месторождение находится на границе с Польшей, на крайнем северо-западе украинского сегмента Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Скопления тяжелой (плотностью 949 кг/м³) высокосернистой (5,14%) нефти залегают здесь в верхнеюрских известняках (палеокарстовых карбонатных коллекторах) в интервале глубин от –857 до –1121 м под многопластовым Свидницким газовым

¹Форланд — край кратона, на который опрокинута и надвинута формация осадочно-орогенического пояса.

месторождением [6, т. 4]. Нефтяная залежь примыкает к границе с Польшей, на территории которой в юрских известняках присутствует небольшая залежь еще более тяжелой (1038 кг/м^3) высокосернистой (содержание серы до 8%) нефти со своеобразной газовой шапкой — газоконденсатной залежью [6, т. 4]. Польская часть этой единой зоны нефтегазонакопления называется Любачувским месторождением [7]. Лопушнянское месторождение расположено на противоположном юго-восточном конце украинского сегмента этой же зоны. Нефтяные залежи установлены здесь в интервале глубин от 4080 до 4300 м в терригенных палеогеновых, альб-сеноманских и карбонатных верхнеюрских отложениях. Нефти, в отличие от Кохановского месторождения, легкие малосернистые (содержание серы 0,13–0,35%).

Структурно-фациальная позиция этих месторождений в свое время позволила предположить здесь наличие нефтегазоносных зон, связанных с верхнеюрской барьерно-рифовой системой и структурами облекания рифов в мелу и палеогене [9]. Подтверждением этого предположения стало недавнее открытие Орховицкого месторождения с нефтяной залежью в верхнеюрских известняках, расположенного на северо-западном участке Внешней зоны между Рудками и Кохановкой [8]. Как и на Кохановском месторождении, нефть здесь тяжелая ($963\text{--}972 \text{ кг/м}^3$) высокосернистая (6,36%). Кроме того, на ряде площадей (Судова Вишня, Никловицы, Вижомля и др.) отмечены нефтепроявления и непромышленные притоки такой же нефти из разновозрастных (верхнеюрские известняки, меловые и палеогеновые песчаники) отложений.

По изотопному составу нефти Кохановского, Орховицкого месторождений, а также проявлений на указанных площадях практически идентичны и в то же время резко отличаются от нефти Лопушнянского месторождения.

Для более полного изучения характера изотопно-геохимических различий нефтей аллохтона и автохтона были привлечены данные по шести месторождениям на территории Польского Предгорья и прилегающего Люблинского синклиория (табл. 1, рис. 1). Пять из них (Гробля, Плаволице, Ястжомбка Стара, Бжезувка, Носувка) приурочены к Внешней зоне Предкарпатского прогиба, ширина которой на востоке польского сегмента достигает 90–100 км. Как и на территории Украины в ее формационном составе доминирующими являются неогеновые комплексы (прежде всего, морские среднемиоценовые отложения), под которыми залегают структуры автохтона, сформированные мезозойскими, палеозойскими и докембрийскими формациями. Они погружаются на юг под надвиг Флишевых Карпат.

Нефтяные залежи месторождений Гробля, Плаволице (их нередко рассматривают как одно месторождение, состоящее из двух залежей с суммарными разведанными запасами около 4 млн т — одно из самых крупных на юге Польши), Ястжомбка Стара, Бжезувка находятся в мезозойском тектоноформационном этаже автохтона и связаны с сантон-ту-

Таблица 1. Пробы нефти, отобранные на территории Польского Предгорья и прилегающего Люблинского синклиория

Месторождение-скважина	Глубина отбора пробы, м	Стратиграфия	Литология
Гробля-113	815	Сеноман ($K_2 \text{ cm}$)	Песчаники
Ястжомбка Стара-20	1416	Сантон + турон ($K_2 \text{ sn} + \text{t}$)	Мергели
Плаволице-53	586	Верхняя юра (J_3)	Известняки
Бжезувка-24	1930	Кимеридж ($J_3 \text{ km}$)	То же
Носувка-2	3353	Нижний карбон (C_1)	”
Глинник-3	2294	Фамен ($D_3 \text{ fm}$)	Песчаники

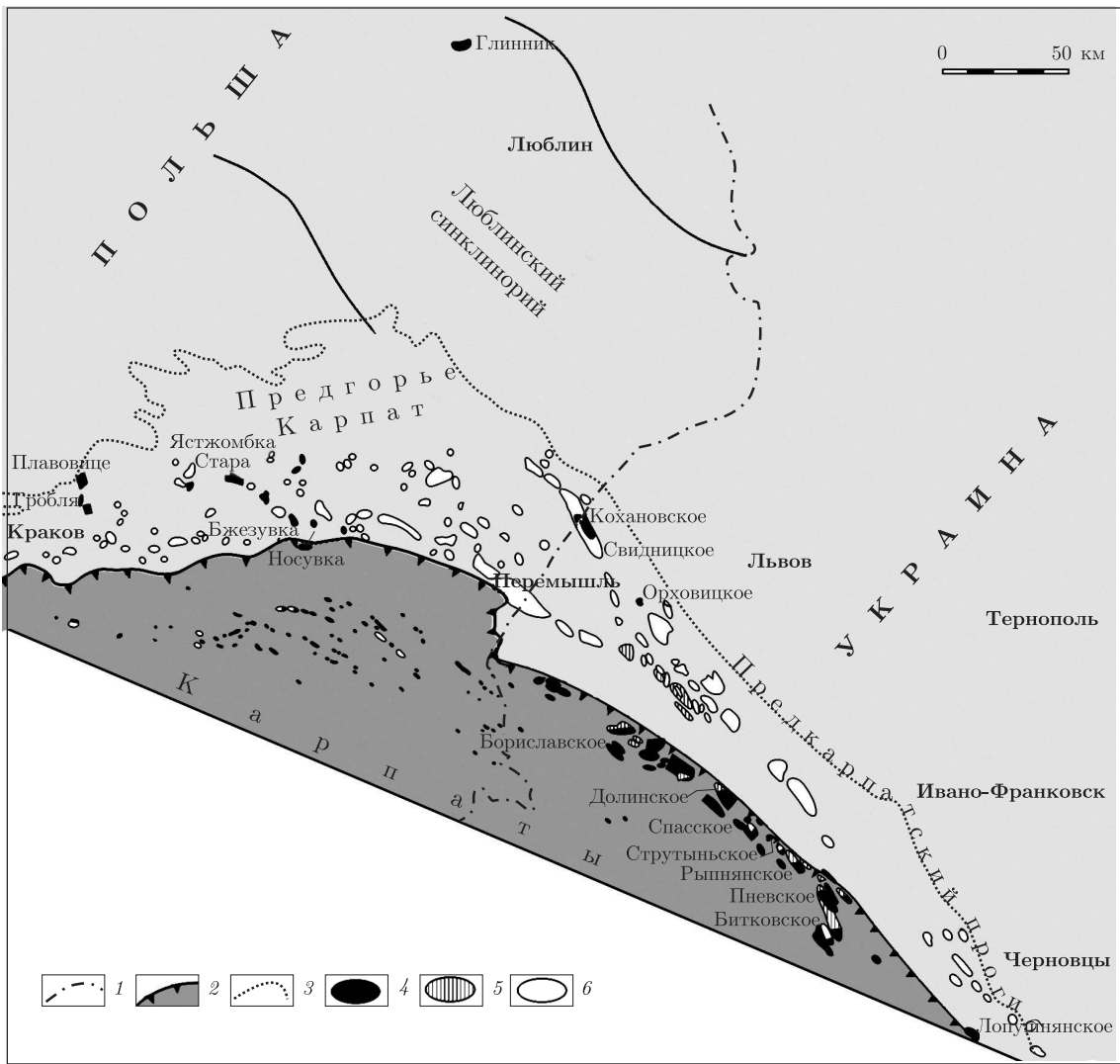


Рис. 1. Схема размещения месторождений, нефти которых охарактеризованы изотопно-геохимическими данными.

Условные обозначения: 1 — украинско-польская государственная граница; 2 — Карпатский аллохтон; 3 — Предкарпатский фундамент — автохтон; месторождения: 4 — нефтяные, 5 — газоконденсатные, 6 — газовые

ронскими трещиноватыми мергелями (Ястжомбка Стара), песчаниками сеномана (Гробля) и верхнеюрскими известняками (Плавовице, Бжезувка). Нефти месторождений Носувка и Глинник связаны соответственно с нижнекаменноугольными известняками и верхнедевонскими песчаниками. Тектоническая и палеогеографическая позиция месторождения Глинник, расположенного севернее уже в пределах прилегающего Люблинского синклинория (см. рис. 1), соответствует Великомоствовскому месторождению (газовая залежь в среднем девоне Львовского прогиба).

Состав стабильных изотопов углерода, водорода и серы изученных нефтей месторождений украинского и польского сегментов Предкарпатского прогиба характеризуется широким диапазоном значений $\delta^{13}\text{C}$, δD и $\delta^{34}\text{S}$ (табл. 2). При этом на всех графиках обособляются поля, соответствующие аллохтону и автохтону.

Наиболее четкое разделение нефтей аллохтонных и автохтонных комплексов наблюдается по изотопному составу водорода (рис. 2). В соответствии с ранее установленными геодинамически обусловленными различиями по показателю δD жидких УВ рифтовых и аккреционных нефтегазоносных бассейнов [1, 2], нефти автохтона изотопно существенно тяжелее по водороду, по сравнению с нефтями аллохтона (см. рис. 2). Это, в свою очередь, свидетельствует о существенных различиях источников водорода (как фактора деструктивной гидрогенизации керогена) и того субстрата, взаимодействие с которым высокоэнталпийных флюидов определяло конкретный тип УВ-генерирующей системы [2]. О его литолого-стратиграфическом диапазоне можно судить по значениям $\delta^{13}C$ нефтей. Нефти аллохтона характеризуются весьма узким ($\delta^{13}C -25,5 - -27,1\%$) диапазоном по сравнению с автохтоном ($\delta^{13}C -25,3 - -30,2\%$). С учетом ранее опубликованных данных об изотопном составе углерода керогена и термолизных жидких УВ разновозрастных гидрокарбонатов (“черных сланцев”) сводного стратиграфического разреза Карпатского региона [2], это позволяет предположить, что для аллохтона роль субстрата УВ-генерирующей системы играли гидрокарбонаты менилитовой свиты (олигоцен), а для автохтона — различные черносланцевые толщи верхнего протерозоя (венда), палеозоя и мезозоя.

Наибольшим разбросом значений характеризуется изотопный состав серы изученных проб нефтей. Им соответствует и более сложный характер распределения полей фигуративных точек на диаграммах $\delta^{34}S - \delta^{13}C$ (рис. 3) и $\delta^{34}S - \delta D$ (рис. 4). Это отражает

Таблица 2. Состав стабильных изотопов углерода, водорода и серы нефтей Карпатского аллохтона, автохтона и прилегающего Люблинского синклиория

Месторождение	Номер скв.	Глубина, м	$\delta^{13}C$, ‰	δD , ‰	$\delta^{34}S$, ‰
Территория Польского Предгорья (автохтон) и прилегающего Люблинского синклиория					
Гробля	113	815	-27,2	-98	+22,7
Ястжомбка Стара	20	1416	-25,3	-111	+8,4
Плавовице	53	586	-26,6	-97	+26,9
Бжезувка	24	1930	-30,2	-110	+16,9
Носувка	2	3353	-29,2	-123	+15,8
Глинник	3	2294	-25,9	-119	+12,5
Территория украинского сегмента Внешней зоны Предкарпатского прогиба (автохтон)					
Кохановское	1	1120	-27,2	-60	-7,5
Судова Вишня (нефтепроявления)	10	1754	-27,3	-61	-7,3
Орховицкое	2	1880	-28,0	-58	-8,2
Лопушнянское	11	4150	-27,1	-120	-1,6
Территория украинского сегмента Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (аллохтон)					
Бориславское	78	1327	-27,2	-120	+2,5
Долинское	825	2770	-27,1	-138	+1,3
Долинское	632	1725	-26,5	-135	+0,8
Спасское	9	1088	-26,6	-156	+2,5
Спасское	52	945	-26,9	-152	0,0
Струтыньское	107	2378	-27,1	-130	+1,3
Струтыньское	107	2428	-27,1	-130	+1,2
Рышнянское	29	1060	-26,9	-132	+1,2
Старуньское	10	1153	-27,0	-136	+2,7
Пневское	3	2406	-26,8	-135	+1,9
Битковское	310	1800	-25,5	-137	0,0

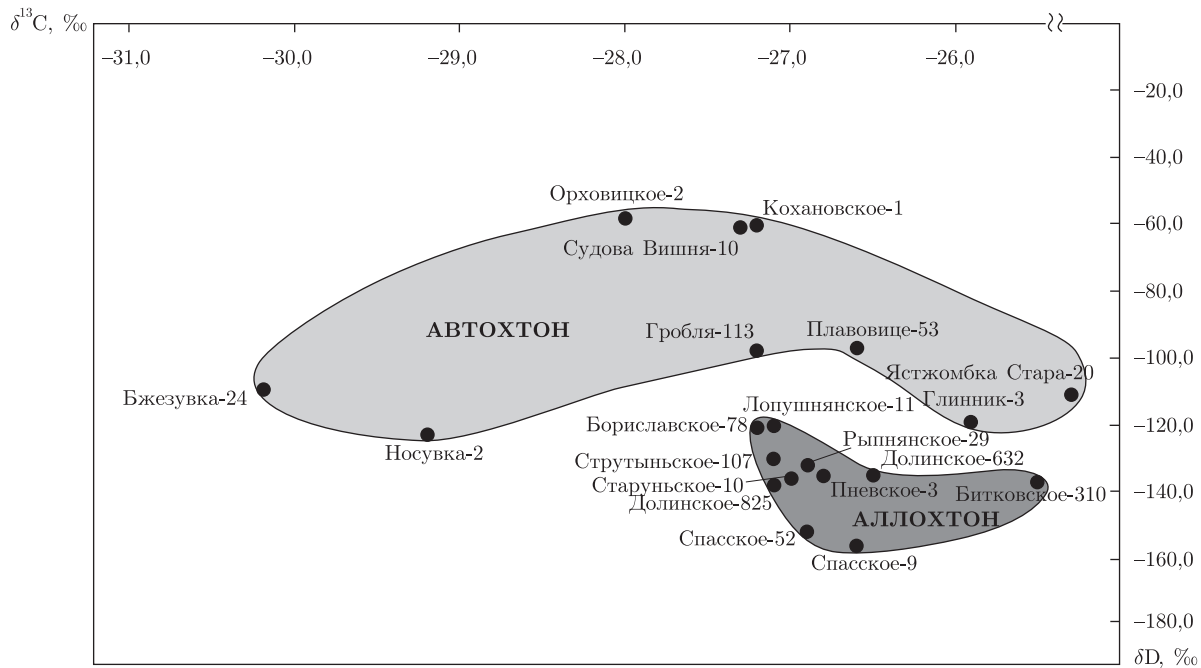


Рис. 2. Диаграмма изотопного состава углерода и водорода нефтей Карпатского аллохтона и автохтона

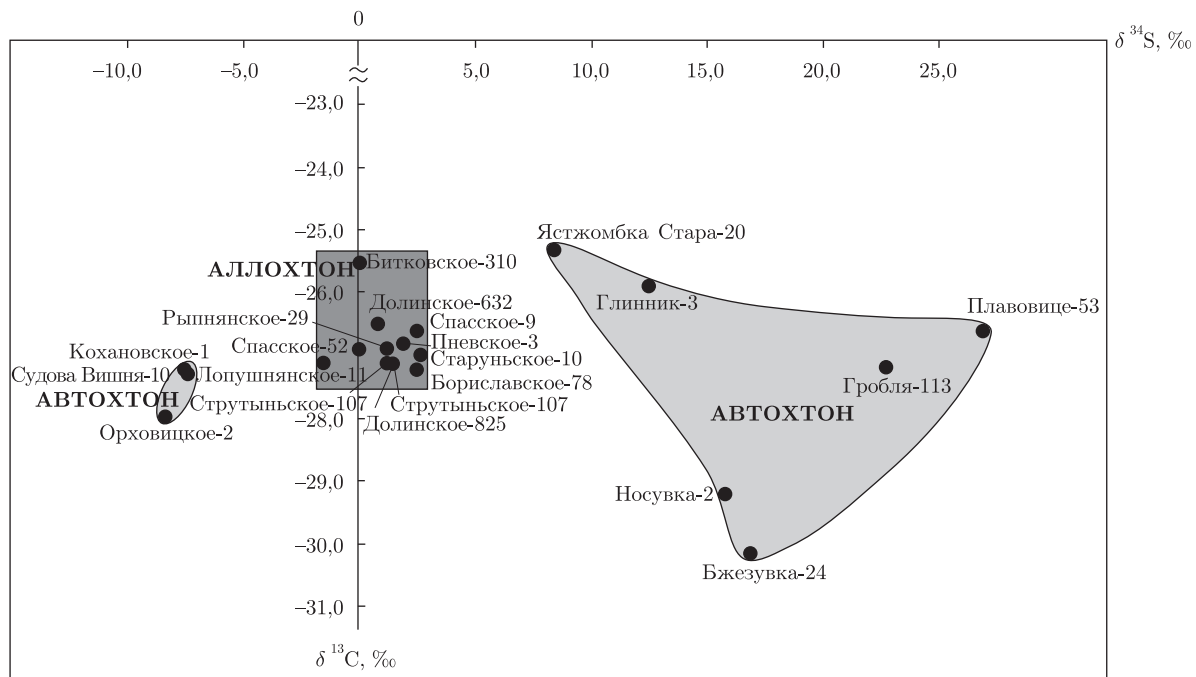


Рис. 3. Диаграмма изотопного состава углерода и серы нефтей Карпатского аллохтона и автохтона

диверсификацию источников серы в нефтях, осернение которых обусловлено следующим:
 1) редукцией сульфатов в разновозрастных системах нефтиды — породы — подземные воды (органическое вещество — илы — иловые воды — на стадиях седиментогенеза, диагенеза);
 2) привнесом серы глубинными флюидами; 3) криптогипергенными процессами вторичного

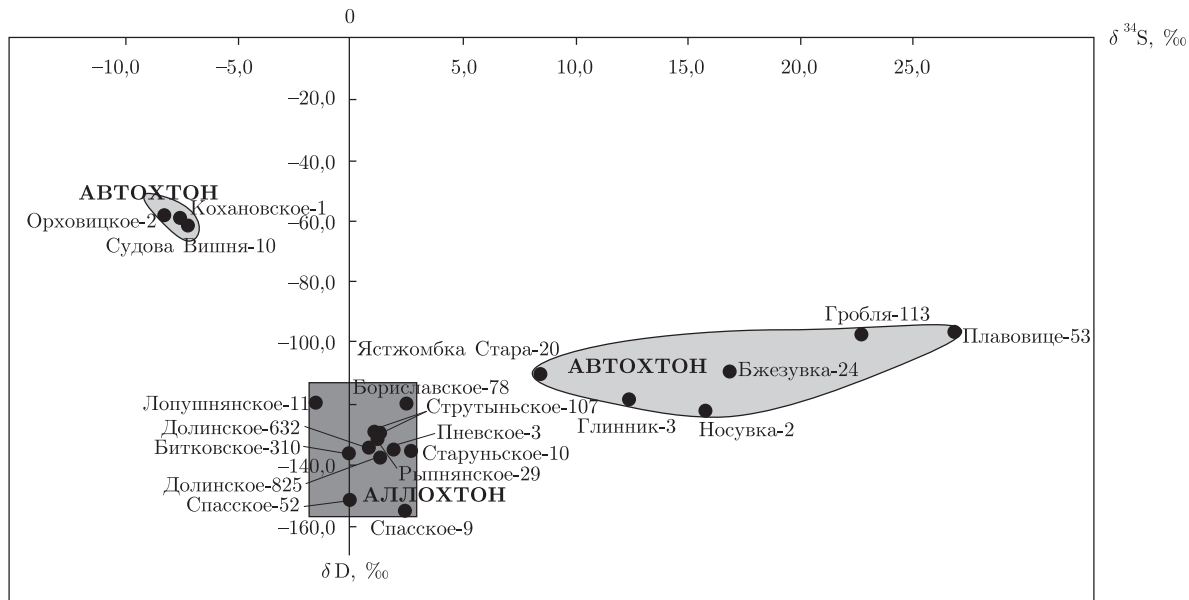


Рис. 4. Диаграмма изотопного состава водорода и серы нефтей Карпатского аллохтона и автохтона

осернения нефтей в зоне сульфатных вод затрудненного водообмена (восстановление сульфат-иона метанотрофными и другими анаэробными микроорганизмами).

Для всех изученных польских нефтей, судя по относительно тяжелому изотопному составу серы и широкому разбросу значений $\delta^{34}\text{S}$ (+8,4 – +26,9‰), источником осернения являлись седиментационные (эвапоритовые) и катагенетические сульфаты.

В отличие от них, значения $\delta^{34}\text{S}$ нефтей украинских месторождений аллохтона близки к нулю (от 0 до +2,6‰), соответствуя метеоритному стандарту, что свидетельствует в пользу глубинного (мантийного) источника серы. Знаменательно, что метеоритному стандарту соответствует и изотопный состав серы нефти Лопушнянского месторождения (–1,6‰).

Что же касается Кохановского и Орховицкого месторождений, то резкая изотопная облегченность серы этих тяжелых нефтей однозначно свидетельствует о криптогипергенном характере их интенсивного осернения. Это хорошо согласуется с представлениями о крупной зоне древнего нефтенакпления в Предкарпатской верхнеюрской барьерно-рифтовой системе автохтона.

Физико-химические особенности нефти Лопушнянского месторождения, также приуроченного к данной зоне, свидетельствуют о процессах замещения этих более древних тяжелых нефтей (мальт) нефтегазовыми (газонефтяными, нефтегазоконденсатными) флюидами при воздействии глубинных факторов на этот тип субстрата УВ-генерирующих систем [2]. Если рассматривать аллохтон и автохтон как автономные нефтегазоносные системы (бассейны), это месторождение является пока единственным примером их геофлюидодинамической взаимосвязи.

Таким образом, изотопно-геохимические особенности нефтей аллохтона и автохтона области сочленения Карпат и форланда свидетельствуют об участии в нефтидогенезе — нефтегазонакоплении различных УВ-генерирующих систем и о многофазности этого процесса, что позволяет высоко оценить перспективы Карпатского региона и смежных платформенных структур в широком (докембрий — кайнозой) возрастном диапазоне. Даль-

нейшие изотопно-геохимические исследования нефтидов позволят существенно повысить эффективность раздельного прогноза УВ в поднадвиговых комплексах. Судя по геологическим и геохимическим данным, здесь сосредоточены большие прогнозные ресурсы нефти, газа и битумов. Особо следует подчеркнуть низкую степень реализации, по-видимому, весьма значительного углеводородного потенциала украинского сегмента автохтона.

1. *Лукин А. Е.* О геодинамически обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефтей и конденсатов нефтегазоносных регионов Украины // Докл. АН. – 1999. – **369**, № 3. – С. 351–353.
2. *Лукин А. Е.* О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
3. *Лукин А. Е.* Синергетика нафтидогенеза // Синергетика геологических систем. – Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 1991. – С. 51–53.
4. *Лукин А. Е.* Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 225 с.
5. *Доленко Г. Н., Бойчевская Л. Т., Ярош Б. И.* Нефтегазоносность надвиговых и поднадвиговых структур Предкарпатского прогиба // Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. – Москва: Наука, 1990. – С. 45–52.
6. *Атлас родовищ нафти і газу. Західний нафтогазоносний регіон.* – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. 4. – 328 с.; Т. 5. – 363 с.
7. *Нафта і газ Прикарпаття / Під ред. Ю. Рачковського, Ю. Зарубіна.* – Краків; Київ: Ін-т нафти і газу; Наук. думка, 2004. – 572 с.
8. *Павлюх Й. С., Павлюх О. Й.* Нафтові поклади Орховицького родовища у контексті загальної нафтогазоносності Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Нафтова і газова пром-сть. – 2005. – № 3. – С. 15–19.
9. *Грачевский М. М., Котык В. И., Лукин А. Е., Калиж Н. Я.* Барьерные рифы – новое направление поисков нефти и газа на Украине. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1974. – 34 с.

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев
Санокский отдел Польской нефтяной и газовой
компании*

Поступило в редакцию 12.03.2008