

В. Е. Бобров, В. В. Тихомиров

ГЕЛИЙ КАК КРИТЕРИЙ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА НЕФТЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА¹

Введение. Первый анализ распределения гелия в нефтях выполнен в России в 1968 г. [1]. Он показал, что нефти имеют 0,05–300 мл·л⁻¹ гелия, что почти в 10 раз выше, чем в пластовых водах, и очень высокие парциальные давления (0,08–0,064 кПа). В 1973 г. К. Б. Аширов, Н. И. Данилова, В. И. Данилов, А. Я. Литовченко и В. М. Сурудин опубликовали статьи, в которых рассмотрели распределение гелия в нефтях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), однако сделали разные выводы. В [2] они объяснили рост содержания He в нефтях его поступлением из пород фундамента, а в [3, 4] те же изменения концентраций He — дегазацией нефтей при вертикальной миграции. В том же году Л. М. Абрамова [5] также связывает содержание He в нефтях с их дегазацией, степень которой ставит в зависимость от мощности непроницаемых покрышек. За рубежом первые данные по содержанию благородных газов в нефтях опубликованы в работах [6, 7] и относятся к Парижскому и Центрально-европейскому НГБ. Однако их авторы исследовали пробы, отобранные не глубинным пробоотборником, а через сепаратор на устье скважин. Поэтому они имели дело не с пластовой нефтью, а со смесью дегазированной нефти, природного газа и пластовых вод. Доля воды в данных смесях достигала 14–88%, а содержание кислорода в природном газе — 0,7%. Тем не менее было отмечено присутствие в нефтях мантийных и избыток радиогенных изотопов He.

Таким образом, содержание He в нефтях рассматривается как результат двух конкурирующих процессов — накопления вследствие радиоактивного распада и массообмена с пластовыми водами и потерь при дегазации. Задачей настоящей работы является оценка относительной роли указанных процессов и возможности использования He для решения вопросов формирования нефтяных месторождений.

Геологические условия. Продуктивным на территории Волго-Уральского НГБ является средне-верхнепалеозойский комплекс, который включает: терригенные и терригенно-карбонатные породы среднего девона; карбонатные образования верхнего девона, карбона и нижней перми с подчиненным развитием терригенных пород в разрезах визейского и московского ярусов; отложения карбонатно-сульфатные в нижней и верхней перми и континентальные песчано-глинистые — в верхней. В этих на 90% морских отложениях преобладают карбонатные (60%) и существенную роль играют соленосные (10%) породы.

В целом на территории Волго-Уральской провинции открыто более 500 месторождений, содержащих свыше 1400 залежей нефти и газа. Промышленная нефтеносность связана с девонскими и каменноугольными отложениями, а газоносность — с пермскими.

Методы исследования. Работы проведены на основе результатов глубинного опробования нефтей лабораториями ОАО «Гипровостокнефть», которые были опубликованы в качестве руководящих материалов в 1974–1983 г. [8–11]. Все исследованные нефти отбирались глубинными пробоотборниками с забоя фонтанирующих скважин при режиме, обеспечивающем однофазное состояние пробы. Нефти исследовались в соответствии с требованиями ОСТ 39-112-80 «Типовое исследование пластовой нефти». В подавляющем большинстве проб (87%) содержание воды не превышало 3%.

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 00-05-65404).

Анализ нефтяного газа выполнялся в соответствии с требованиями ГОСТ 14920–69. Содержание гелия с 1965 г. определялось на хроматографе «ХЛ-4» по методике, разработанной в ОАО «Гипровостокнефть». Чувствительность прибора по гелию составляет 0,0023% объема, а относительная ошибка анализа не превышает $\pm 3\%$. В период с 1965 по 2001 г. концентрация Не установлена почти в 680 глубинных пробах из 392 залежей нефти Волго-Уральского НГБ. В настоящей работе содержание Не рассматривается в кубических метрах на 1 т дегазированной нефти.

Были использованы средние концентрации Не в отдельных залежах нефти. Так как Не в этих залежах распределен неравномерно, достоверность данных заметно зависит от количества опробований. Это важно, так как большая часть залежей (73%) исследована 1–2 пробамии. К. В. Аширов, В. И. Данилов, Н. И. Данилова, А. Я. Литовченко, О. А. Малахова, В. М. Сурудин [12–15], которые анализировали вариации Не в залежах, к сожалению, пользовались его концентрациями не в нефтях, а в их природных газах. Потому их работы имеют ограниченное значение.

Для оценки вариации концентраций Не внутри залежи были исследованы статистические параметры его содержания в 5 залежах, опробованных 10 раз и более. Результаты показали, что разброс значений и величины стандартного отклонения растут вместе со средним значением концентрации. Поэтому коэффициент вариации в меньшей степени зависит от концентрации Не в залежи и может быть принят для объемных концентраций равным приблизительно 0,28.

Анализ данных. Концентрации Не в нефтях Волго-Уральского НГБ находятся в очень широком интервале — от 0,00035 до 1,94 м³·т⁻¹. Статистические параметры концентраций Не в нефтях пород разного возраста даны в табл. 1. Из ее данных следует, что наблюдаемые средние концентрации Не в нефтях быстро увеличиваются с возрастом вмещающих пород. В итоге содержание Не в среднедевонских нефтях почти в 44 раза выше, чем в пермских. Столь широкий диапазон нельзя объяснить только возрастом пород. Вероятно, необходимо учитывать влияние пород фундамента на больших глубинах и интенсивного водообмена у поверхности.

Таблица 1. Статистические параметры распределения концентраций Не в нефтях (м³·т⁻¹) коллекторов разного возраста

Параметры	D ₂	D ₃	C ₁	C ₂	P ₁
Число залежей	25	79	154	62	5
Среднее значение	0,1132	0,0575	0,0100	0,0094	0,0026
Медиана	0,0584	0,0384	0,0083	0,0055	0,0023
Минимум	0,0086	0,0014	0,0003	0,0004	0,0009
Максимум	0,4971	0,2726	0,1068	0,0951	0,0050

На рис. 1 видно, что концентрация Не в исследованных нефтях Волго-Уральского НГБ также динамично растет с глубиной. При аппроксимации наблюдаемой логарифмической зависимости кубической функцией коэффициент корреляции *R* достигает 0,76. Эта зависимость лучшим образом выражена на больших глубинах. На глубинах менее 1600 м, где в нефтях N₂ часто больше, чем CH₄, низкое содержание Не зависит от глубины в меньшей степени. Однако такая зависимость может быть следствием дегазации. Прямым показателем степени дегазированности нефтей является величина их газового фактора. На рис. 2 показана логарифмическая зависимость между концентрацией Не и газовым фактором *Q*. Эта связь лучше выражена в газонасыщенных нефтях и ослабевает при содержании газовой фазы менее 10 м³·т⁻¹, когда в ее газовом

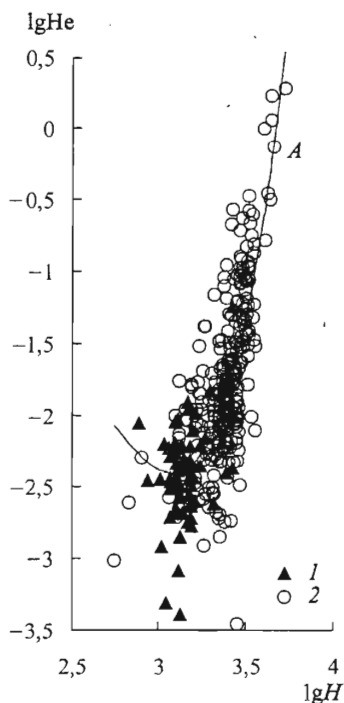


Рис. 1. Зависимость содержания He в нефтях ($\text{м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$) от глубины их залегания H (м).

1 — нефти, в которых $\text{N}_2 > \text{CH}_4$; 2 — нефти, в которых $\text{N}_2 < \text{CH}_4$. А — кривая аппроксимирующей функции $\lg \text{He} = 4,37(\lg H)^3 - 36,1 \times (\lg H)^2 + 97,6 \lg H - 88,8$ при $R = 0,76$.

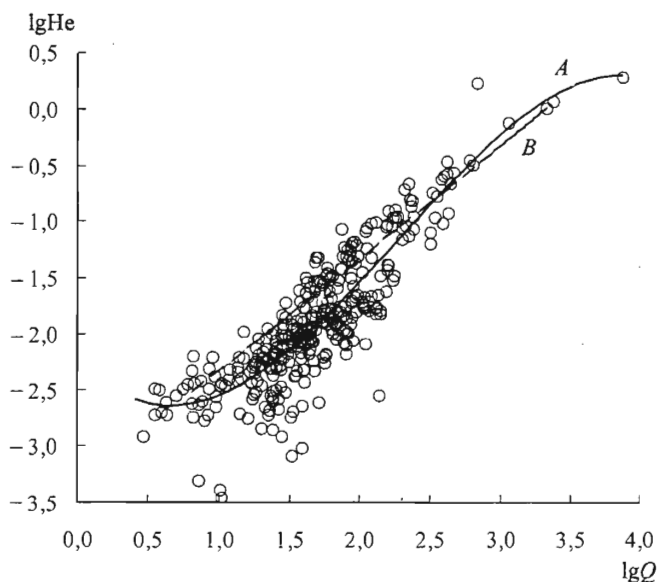


Рис. 2. Зависимость концентрации He в нефтях Волго-Уральского НГБ ($\text{м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$) от величины их газового фактора Q ($\text{м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$).

А — кривая аппроксимирующей функции $\lg \text{He} = -0,18 \times (\lg Q)^3 + 1,21(\lg Q)^2 - 1,36 \lg Q - 2,22$ с $R = 0,88$; В — кривая функции смешивания.

составе часто преобладает N_2 . При аппроксимации тренда кубической функцией R достигает 0,88 и заметно увеличивается, когда используются более достоверные средние концентрации гелия (по 3–10 пробам).

Так как величина больших газовых факторов обеспечивается в основном содержанием растворенного CH_4 и его гомологов, логично рассмотреть связь между концентрациями самых летучих компонентов в составе нефтей, He и CH_4 . На рис. 3, I показана логарифмическая зависимость между ними, которая также имеет очень жесткий характер, и величина R при ее аппроксимации кубической функцией достигает 0,88. Аналогичная, но менее жесткая зависимость наблюдается между содержаниями He, с одной стороны, и C_2H_6 , C_3H_8 и C_4H_{10} — с другой (см. рис. 3, II). Зависимости концентрации He от содержания углеводородов лучше выражены при высокой газонасыщенности и хуже — при низкой. Лишь когда содержание CH_4 или C_3H_8 меньше $1 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$ и ниже, чем N_2 , концентрация He в нефтях почти не меняется и стремится к $0,003 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$.

Указанные зависимости свидетельствуют, что концентрации He в нефтях в большей мере зависят от их газового состава, чем от возраста вмещающих пород или положения в геологическом разрезе. Такая связь He с газовыми углеводородами в составе нефтей

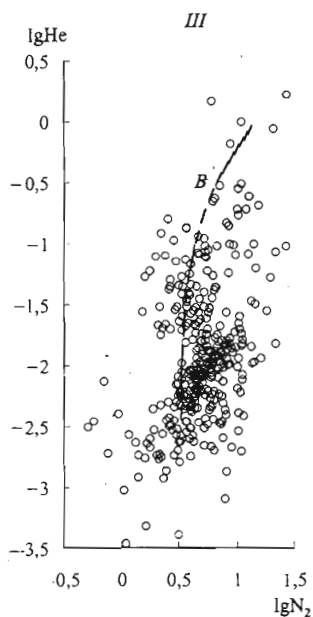
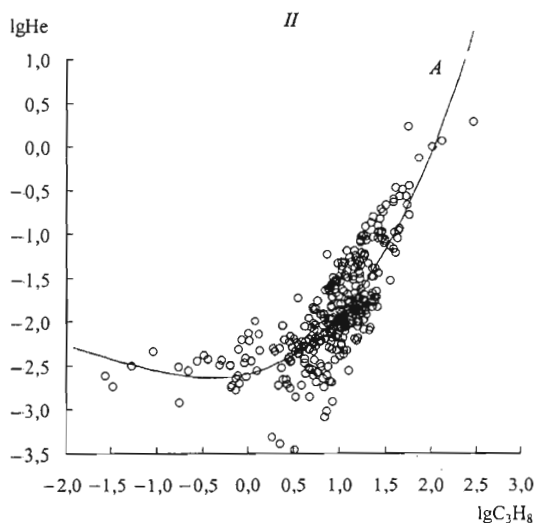
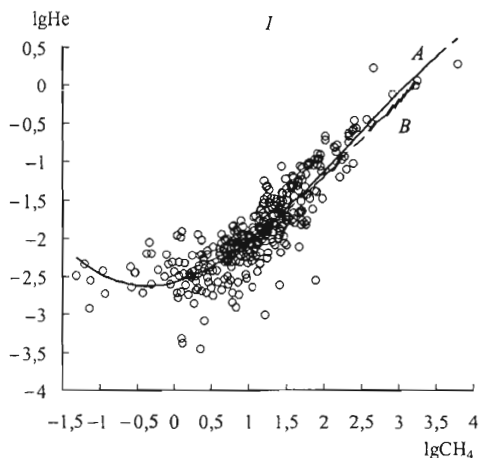


Рис. 3. Зависимости концентрации He от содержания CH_4 (I), C_3H_8 (II) и N_2 (III) ($\text{м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$) в нефтях Волго-Уральского НГБ.

A — кривые аппроксимирующих функций: I — $\lg \text{He} = -0,045(\lg \text{CH}_4)^3 + 0,33(\lg \text{CH}_4)^2 + 0,26 \lg \text{CH}_4 - 2,58$ с $R = 0,88$, II — $\lg \text{He} = 0,076(\lg \text{C}_3\text{H}_8)^3 + 0,35 \times (\lg \text{C}_3\text{H}_8)^2 + 0,24 \lg \text{C}_3\text{H}_8 - 2,59$ с $R = 0,83$; B — кривые функции смешивания.

возможна только в том случае, если его содержание определяется не его генетическими факторами, а его термодинамическими свойствами и процессами формирования состава нефтей.

N_2 в нефтях Волго-Уральского НГБ так много, что при их низкой газонасыщенности его часто больше, чем CH_4 . В пластовых газах Волго-Уральского НГБ, согласно работе [16], концентрации He и N_2 связаны прямой зависимостью с $R = 0,874$. Однако в исследованных нефтях, как видно на рис. 3, III, такая зависимость отсутствует. Более того, концентрация N_2 в нефтях не связана ни с содержанием CH_4 , ни с величиной газового фактора. Отсутствует и какая-либо заметная связь между количеством He и составом жидкой фазы нефтей.

Таким образом, можно предположить, что распределение He в нефтях Волго-Уральского НГБ зависит не столько от характера, возраста и положения в разрезе вмещающих их пород, сколько от физико-химических процессов и свойств растворенных в них газовых компонентов. В этом случае наряду с другими летучими компонентами He может использоваться как показатель процессов формирования нефтей.

Интерпретация данных. Характер вмещающих нефть пород, их возраст и положение в разрезе контролируют те генетические факторы накопления He, которые определяют его максимальное потенциальное содержание. Процессы дегазации и смешивания нефтей разного состава сопровождаются потерей и перераспределением He, что вызывает понижение его концентрации.

Потенциальное содержание радиогенного гелия в нефтях. Можно выделить три основных источника He в нефтях: атмосферный, радиогенный и мантийный. По данным работы [17], соотношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ в составе газовых залежей Волго-Уральского НГБ лежит в интервале $0,6 \cdot 10^{-8}$ – $3 \cdot 10^{-8}$, а в девонских нефтях Ромашкинского месторождения — $1,35 \cdot 10^{-8}$ – $1,8 \cdot 10^{-8}$. Это свидетельствует о том, что атмосферный и мантийный He, если и присутствуют, то в столь ничтожных количествах, что ими можно пренебречь. Практически весь He в исследуемых нефтях имеет радиогенную природу.

В процессе самопроизвольного распада каждый атом U дает 8 ядер He, а атом Th — 6. Это позволяет достаточно надежно оценить интенсивность поступления радиогенного He в поровое пространство пород с помощью уравнений

$$w = kq\rho_c \frac{1-n}{n},$$

$$q = 11,9 \cdot 10^{-8}\text{U} + 2,88 \cdot 10^{-8}\text{Th}.$$

Здесь w — дебит поступления He в поровые флюиды из скелета пород ($\text{см}^3 \cdot \text{см}^{-3} \cdot \text{год}^{-1}$); k — доля He, теряемого минеральным скелетом, от общего количества, образуемого в нем; n — общая пористость породы (доли единицы); ρ_c — плотность скелета породы ($\text{г} \cdot \text{см}^{-3}$); U и Th — весовые содержания урана и тория в породе ($\text{г} \cdot \text{г}^{-1}$). По многочисленным оценкам [18], величина q находится в интервале от $3 \cdot 10^{-13}$ до $7 \cdot 10^{-13}$ $\text{см}^3 \cdot \text{год}^{-1}$ на 1 г породы. Поэтому максимальное количество радиогенного He, которое могло поступить в единицу объема порового пространства из осадочной породы за время t , можно принять равным

$$V_{\text{He}} = 5 \cdot 10^{-13} \rho_c \frac{1-n}{n} t.$$

Радиогенный He в поровом пространстве распределяется между нефтью и пластовой водой. Предположим, что нефть занимает некоторую долю объема порового пространства, равную α . Тогда на каждую единицу объема нефти приходится в β раз больший объем поровой воды, где

$$\beta = \frac{1-\alpha}{\alpha}.$$

В условиях пласта объем V_{He} распределяется между нефтью и водой так, что

$$V_{\text{He}} \approx 22414 \cdot \alpha \left(\frac{\rho_n}{M_n} N_n + \frac{\beta \rho_v}{18} N_v \right), \quad (1)$$

где N_n и N_v — мольные доли He в составе нефти и воды; ρ_n и ρ_v — плотности нефти и воды в пластовых условиях ($\text{г} \cdot \text{см}^{-3}$); M_n — средний молекулярный вес пластовой нефти. Величины N_n и N_v при равновесии связаны уравнением

$$N_n = K_{\text{нв}} N_v, \quad (2)$$

а объемная концентрация He в 1 т нефти равна

$$\text{He} = \frac{22414}{M_n} N_n. \quad (3)$$

Здесь $K_{нв}$ — коэффициент распределения (константа равновесия) He между нефтью и водой, а He — содержание гелия в нефти ($\text{м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$).

Комбинируя уравнения (1)–(3), получим

$$\text{He} \approx \frac{1}{\alpha \left(\rho_n + M_n \frac{\beta \rho_n}{18 K_{нв}} \right)} V_{\text{He}}. \quad (4)$$

В Волго-Уральском НГБ в качестве нефтематеринских, как правило, рассматривают осадочные породы, прежде всего богатую битуминозным органическим веществом глинисто-карбонатную доманиковую фацию девона. Тогда максимальный абсолютный возраст пластовой нефти в толще Волго-Уральского НГБ не должен превышать 400 млн лет. Средняя открытая пористость девонских коллекторов-песчаников — 23%, а пористость нефтематеринских пород примем равной 10%. Плотность скелета этих пород, вероятно, мало отличается от $2,6 \text{ г} \cdot \text{см}^{-3}$. Средняя плотность пластовой нефти девона — около $0,82 \text{ г} \cdot \text{см}^{-3}$, а соответствующий средний молекулярный вес — $144 \text{ г} \cdot \text{моль}^{-1}$. Подземные воды представляют собой рассолы, и их плотность можно принять равной $1,1 \text{ г} \cdot \text{см}^{-3}$. Если генерация нефти связана с протокатагенезом органического вещества на глубинах около 3 км, то ее максимальная температура не превышала 90°C , а давление достигало 30 МПа. В этих условиях константа распределения He между нефтью и газом может быть принята, согласно работам [19–21], равной приблизительно 10, а аналогичная константа распределения He между газом и водой, по данным [22], — около 400. Тогда $K_{нв} = 40$.

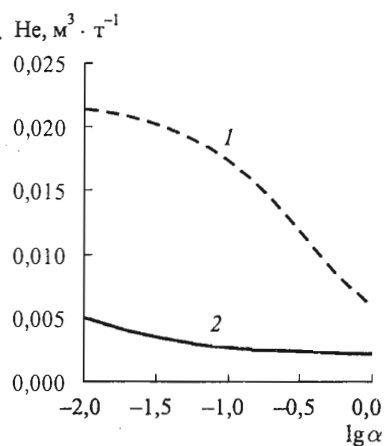


Рис. 4. Зависимости допустимых концентраций He в нефтях от их относительного содержания в поровом пространстве при пористости 0,10 (1) и 0,23 (2).

Эти параметры и уравнение (4) позволяют оценить предельные концентрации He, которые возможны в нефтях Волго-Уральского НГБ, если последние образовались в толще палеозойских осадочных пород. На рис. 4 показаны границы допустимых концентраций He как функции пористости и объемной доли нефти в поровом пространстве. На нем видно, во-первых, что эти допустимые концентрации He в нефтях ограничены двумя кривыми. Верхняя из них соответствует накоплению радиогенного He в нефтях, никогда не покидавших нефтематеринскую породу. Нижняя характеризует накопление того же He в условиях песчаных коллекторов девона. Поэтому, чем раньше нефть

покинула нефтематеринскую породу, тем ниже должна быть величина допустимой концентрации He. Во-вторых, в процессе концентрирования нефтей и формирования их залежей темп поступления радиогенного He в них снижается. Если бы нефть всегда существовала в виде залежей, содержание He в ней было бы в интервале $0,002-0,006 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. Отсюда чем больше возраст залежи, тем уже диапазон возможных концентраций в ней радиогенного He, образованного осадочной толщей.

В рассчитанный интервал предельных концентраций He попадают средние значения только пермских и каменноугольных нефтей (см. табл. 1). Как видно на рис. 2 и 3, большинство величин концентрации He лежит выше них. Исключением являются минимальные концентрации He, около $0,003 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$, которые на рис. 3, I, II мало зависят от содержания CH_4 и его гомологов. Можно предположить, что это совпадение не случайно.

Дегазация нефти. Большинство нефтей Волго-Уральского НГБ недонасыщено газом. Несмотря на то, что давление насыщения нефтей мало зависит от глубин их залегания, участие процессов дегазации в формировании состава нефтей почти не вызывает сомнений. Можно ли объяснить зависимости на рис. 2-3 только этими процессами?

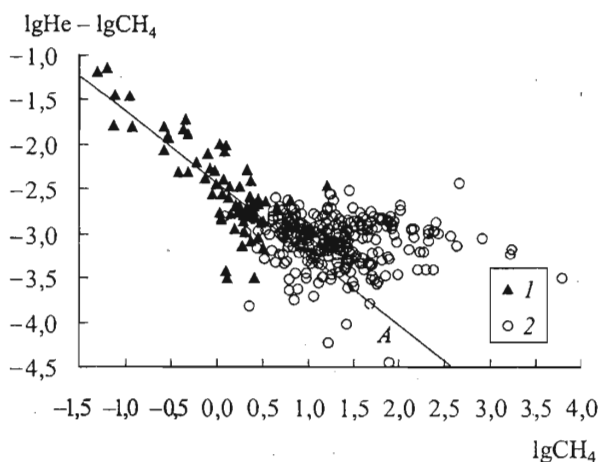


Рис. 5. Зависимость соотношения He/ CH_4 от содержания CH_4 в нефтях Волго-Уральского НГБ.

1 — нефти, в которых $N_2 > \text{CH}_4$; 2 — нефти, в которых $N_2 < \text{CH}_4$. А — прямая аппроксимирующей функции $\lg(\text{He}/\text{CH}_4) = -2,43 - 0,80 \lg \text{CH}_4$ с $R = 0,78$ для нефтей, в которых $N_2 > \text{CH}_4$.

He и N_2 относятся к числу наименее растворимых в нефтях компонентов. Как показывают данные работы [19], константы распределения N_2 между газом и нефтью в 2-3 раза меньше аналогичных констант He, а константы CH_4 в 3-4 раза меньше констант N_2 . Из-за этого в процессе дегазации He теряется быстрее N_2 , а последний — быстрее CH_4 , что вызывает уменьшение не только содержания CH_4 , He и N_2 , но и величин соотношений N_2/CH_4 , He/ N_2 , He/ CH_4 , He/ C_2H_6 и т. д. в остающейся газовой фазе. На самом деле эти соотношения по мере уменьшения содержания CH_4 не уменьшаются, а растут. Обратная логарифмическая зависимость между соотношением N_2/CH_4 и содержанием CH_4 имеет $R = 0,93$, что подтверждает лишь относительное постоянство концентрации N_2 в нефтях Волго-Уральского НГБ. На рис. 5 зависимость между соотношением He/ CH_4 и содержанием CH_4 также имеет заметный обратный характер, что особенно очевидно в нефтях с преобладанием N_2 . Такая зависимость также свидетель-

ствуется не о дегазации нефти, а о некоторой стабильности концентрации He, особенно при низком содержании CH_4 .

Кроме того, если бы наблюдаемое распределение He было связано только с дегазацией, то его начальная концентрация для большинства нефтей превышала бы, как минимум, $1 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$ при $Q > 1000 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. Поэтому наблюдаемые взаимоотношения He, N_2 и легких углеводородов трудно объяснить только процессами дегазации нефтей, образованных в границах осадочного чехла.

Смешивание. Обращают на себя внимание следующие факты: 1) отсутствие связи между содержаниями N_2 и легких углеводородов; 2) наличие зависимости концентрации He от относительного содержания N_2 и CH_4 в нефтях. Это может указывать на существование в составе нефтей двух разных независимых газовых составляющих: азотной и метановой. Первая характеризуется низким газовым фактором, содержит преимущественно N_2 , мало CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 и минимальное количество He, вторая — высокими газовыми факторами, содержит много CH_4 , его гомологов и радиогенного He. Тогда все наблюдаемое разнообразие газового состава нефтей можно представить как результат смешивания двух разных углеводородных флюидов. Для определения характера смешиваемых газовых составляющих рассмотрим состав нефтей с самой высокой ($Q > 500 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$) и с самой низкой ($Q < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$) газонасыщенностью (табл. 2).

Если нефть представляет собой смесь двух разных флюидов, то количество любого газового компонента в ней можно определить по уравнению

$$C_i = \alpha C_{1i} + (1 - \alpha) C_{2i}, \quad (5)$$

где α — весовая доля первого флюида; C_{1i} и C_{2i} — содержание компонента i в первом и втором флюидах соответственно. Уравнение (5) позволяет, используя средние данные табл. 2, смоделировать зависимости между газовыми компонентами при смешивании нефтей. Результаты моделирования показаны на рис. 2 и 3, I, II кривыми B. Близкое расположение линий A и B на рис. 2 и 3, I говорит о том, что смешивание может частично объяснить наблюдаемое взаимоотношение газовых компонентов в нефтях Волго-Уральского НГБ.

Таблица 2. Содержание и соотношение газовых компонентов в нефтях разной газонасыщенности

Компоненты	Азотная составляющая при содержании $\text{CH}_4 < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$		Метановая составляющая при содержании $\text{CH}_4 > 500 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$	
	Диапазон	Среднее значение	Диапазон	Среднее значение
CH_4	0,02–2,4	0,9	366–6122	1654
C_2H_6	0,02–2,2	0,8	102–716	252
C_3H_8	0,01–2,4	0,7	49–297	110
N_2	0,5–8,1	3,3	6,1–27,1	13,6
He	0,0005–0,0062	0,0030	0,32–1,94	1,03
Суммарное содержание Q	2,5–9,6	6,4	596–7532	2159

Смешиваемые нефти. Носителем азотной составляющей, очевидно, является дегазированная нефть. Носителем метановой составляющей может быть пластовая нефть с высоким газовым фактором или даже пластовый газ со значительным содержанием конденсата. Чтобы лучше понять природу флюидов-носителей, рассмотрим, как зависят друг от друга соотношения He/ N_2 и He/ CH_4 в пластовых нефтях разной газонасыщенности.

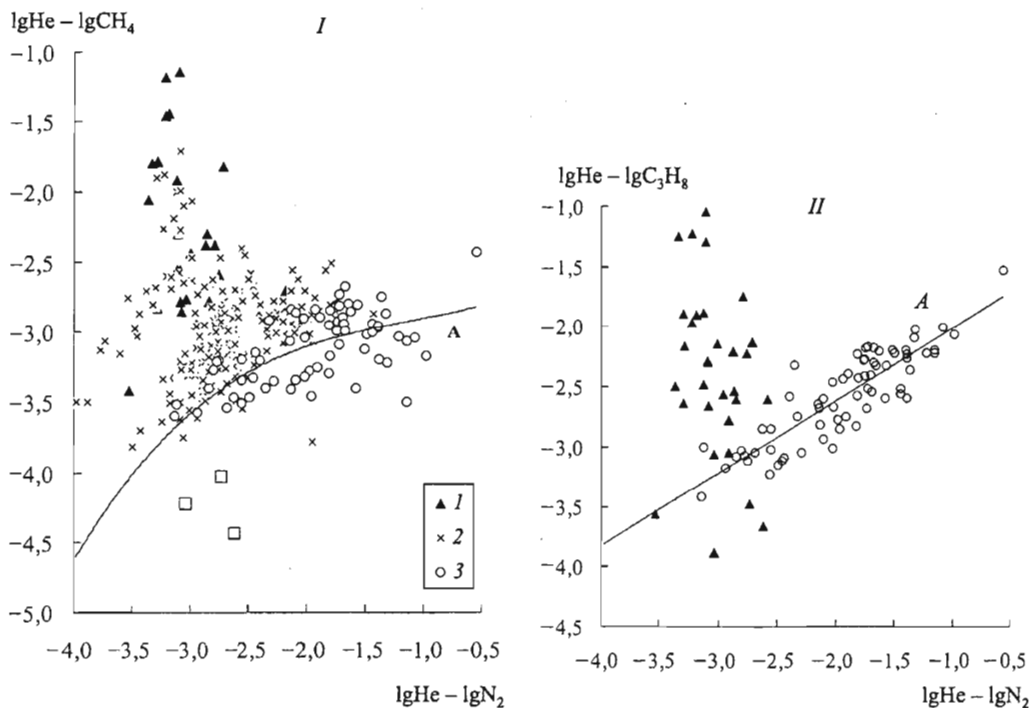


Рис. 6. Зависимости отношений He/CH_4 (I) и $\text{He}/\text{C}_3\text{H}_8$ (II) от He/N_2 в нефтях разной газонасыщенности Q .

1 — $Q < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$; 2 — $10 < Q < 100 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$; 3 — $Q > 100 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. А — линии аппроксимирующих функций для нефтей с $Q > 100 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$: I — $\lg(\text{He}/\text{CH}_4) = 0,05(\lg \text{He}/\text{N}_2)^3 + 0,168(\lg \text{He}/\text{N}_2)^2 + 0,35 \times (\lg \text{He}/\text{N}_2) - 2,67$ с $R = 0,61$; II — $\lg(\text{He}/\text{C}_3\text{H}_8) = 0,61(\lg \text{He}/\text{N}_2) - 1,4$ с $R = 0,87$.

На рис. 6, I видно, что характер этой зависимости меняется с увеличением газонасыщенности нефтей. В нефтях с $Q < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$, где преобладает N_2 , соотношение He/N_2 имеет значение около 0,001 и почти не зависит от He/CH_4 . Почти все эти нефти распространены в каменноугольных отложениях. Исключением является одна залежь пашийского горизонта Восточно-Никольского месторождения с очень низким газовым фактором и ничтожным содержанием N_2 . Поэтому на рис. 6, I точка, соответствующая этой нефти, оказалась крайней справа в своей выборке. Обращают на себя внимание нефти пермских коллекторов, которые имеют очень низкие отношения He/CH_4 (менее 10^{-4}). Минимальное значение He/CH_4 ($3,62 \cdot 10^{-5}$) среди них у нефти с $Q = 138 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$ из артинского яруса Оренбургского месторождения. Их точки (светлые квадраты) расположены в самой нижней части рис. 6, I, почти в створе с трендом выборки $Q < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. Это дает повод рассматривать пермские нефти вместе с каменноугольными, в которых $Q < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. Напротив, в нефтях с $Q > 100 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$, распространенных преимущественно в девонских коллекторах, величины сравниваемых отношений связаны прямой зависимостью.

Таким образом, газовые составляющие отличаются не только составом, но и характером зависимости между газовыми компонентами в них. Поэтому сравним их по распределению He , N_2 и CH_4 относительно значительно менее летучего, но более растворимого и стабильного по содержанию в нефти C_3H_8 . Характер такого распределе-

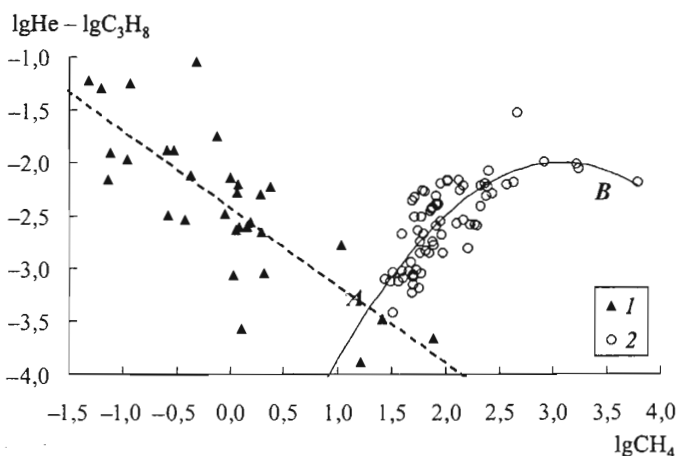


Рис. 7. Зависимости величины отношения $\text{He}/\text{C}_3\text{H}_{10}$ от содержания метана в нефтях с $Q < 10$ (1) и $Q > 100$ (2).

Линии аппроксимации: А — для нефтей с $Q < 10 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$ функция $\lg(\text{He}/\text{C}_3\text{H}_{10}) = -0,73 \lg \text{CH}_4 - 2,43$ с $R = 0,79$; В — для нефтей с $Q > 100 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$ функция $\lg(\text{He}/\text{C}_3\text{H}_{10}) = -0,43(\lg \text{CH}_4)^2 + 2,66(\lg \text{CH}_4) - 6,1$ с $R = 0,78$.

ния показан на рис. 6, II и 7. Зависимость между соотношениями на рис. 6, II имеют более определенный характер, чем на рис. 6, I. При этом связь между отношениями $\text{He}/\text{C}_3\text{H}_8$ и He/N_2 в дегазированных нефтях почти отсутствует, а в газонасыщенных имеет $R = 0,87$. Потому и разница между сравниваемыми газовыми смесями становится более очевидной. Анализ взаимоотношений в них газовых компонентов на рис. 6 и 7 позволяет сделать следующие выводы.

В азотной газовой составляющей концентрации He и N_2 меняются в очень узком диапазоне. Содержание ее He находится в интервале $0,0005\text{--}0,0063 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$, составляя в среднем $0,0026 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. Потому соотношение He/N_2 в этой смеси меняется от $0,0003$ до $0,006$ при среднем значении около $0,001$ и не зависит ни от газонасыщенности, ни от содержания CH_4 и его гомологов. Величины соотношений CH_4 и его гомологов в этой смеси, в свою очередь, не связаны с количеством He и N_2 . Таким образом, в данном случае имеем смесь относительно постоянных объемов N_2 и He с переменным объемом CH_4 и его гомологов, вследствие чего величины соотношений He/CH_4 и $\text{He}/\text{C}_3\text{H}_8$ находятся в обратной зависимости от содержания CH_4 и его гомологов (см. рис. 5 и 7). Можно предположить, что азотная газовая составляющая принадлежит нефтям очень глубокой и достаточно древней дегазации, которая привела к почти полной потере CH_4 , его гомологов и, следовательно, He . Большая часть радиогенного He в таких нефтях накоплена после дегазации. Потому его концентрация в них почти точно соответствует тем предельным значениям, которые девонские породы способны обеспечить, и не зависит от содержания CH_4 и его гомологов. Для этого необходимо, чтобы дегазация завершилась почти 400 млн лет назад.

В метановой составляющей содержание He меняется в очень широком диапазоне и достигает почти $2 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$. Более того, оно находится в прямой зависимости от содержания метана и его гомологов. Важно, что в данной составляющей все газовые компоненты взаимно связаны между собой. Чем больше величины отношений He к CH_4 ,

C_2H_6 , C_3H_8 или C_4H_{10} , тем выше He/N_2 . При этом чем тяжелее гомолог метана, тем выразительней такая зависимость. В случае C_4H_{10} ее $R = 0,9$. Чем больше величины отношений CH_4 к C_2H_6 , C_3H_8 или C_3H_8 , тем выше He/CH_4 . Это означает, что поведение He данной газовой смеси определяется преимущественно его физико-химическими свойствами. Как видно на рис. 7, значение отношения He к C_3H_8 растет по мере увеличения концентрации CH_4 . Такое поведение газовых компонентов может быть следствием дегазации нефти, так как одновременно снижаются и содержания CH_4 , He , и величины соотношений He/N_2 , He/CH_4 , He/C_2H_6 и т. д.

Следовательно, общее поведение He в нефтях Волго-Уральского НГБ можно объяснить как результат смешивания двух генетически разных типов нефтей: более древних, одинаково сильно дегазированных, и более молодых, дегазированных в разной степени.

Заключение. Анализ распределения радиогенного He в пластовых нефтях показывает прежде всего, что его содержание даже в нефтях древней платформы определяется в основном процессами их дегазации и смешивания. Процессы генерации и накопления радиогенного He играют второстепенную роль. Это означает, что концентрации He могут использоваться для решения вопросов формирования состава пластовых нефтей.

Исследование распределения He и других газовых компонентов в нефтях Волго-Уральского НГБ показывает, что их состав является результатом смешивания двух разных типов нефтей. Один из них, распространенный в верхней части разреза, образовался очень рано и почти полностью дегазирован; второй, преимущественно в нижней части разреза, появился позже и характеризуется не только широким диапазоном газонасыщенности, но и высоким избыточным содержанием радиогенного He . Разница составов жидких фаз этих типов нефтей, возможно, недостаточно велика, чтобы влиять на состав жидкой фазы при смешивании.

Данные выводы не совпадают с существующими представлениями о генезисе нефтей в Волго-Уральском НГБ. Т. А. Ботнева, С. П. Максимов и Р. Г. Панкина выделили здесь четыре независимых генотипа нефтей (девонский, нижне- и среднекаменноугольный, пермский), а К. Б. Аширов, В. А. Белерова, Г. П. Сверчков и другие указывают на один, связанный с доманиковыми фациями среднего девона. Однако эти выводы могут соответствовать данным работы [23], согласно которым в пермско-карбоновых залежах Волго-Уральского НГБ N_2 в среднем на 20% , а углерод CH_4 на 8% изотопно тяжелее, чем в девонских.

Анализ распределения He и других газовых компонентов допускает существование двух генетических типов нефтей в Волго-Уральском НГБ. Они могут обладать следующими свойствами.

Полностью дегазированная нефть распространена в верхней, подсолевой части разреза, в пермских и каменноугольных отложениях, на глубинах не более 3000 м, преимущественно в периферийных частях бассейна. Она, видимо, относительно тяжелая (около $0,9 \text{ г}\cdot\text{см}^{-3}$) с повышенным содержанием серы (до 4,5 вес. %), силикагелевых смол (до 26%), асфальтенов (до 12%) и очень низким газовым фактором (обычно менее $10 \text{ м}^3\cdot\text{т}^{-1}$). В ней почти отсутствует CH_4 (обычно менее $3 \text{ м}^3\cdot\text{т}^{-1}$), и в газовой фазе часто преобладает N_2 . Возможно, она имеет изотопно тяжелые N_2 и углерод CH_4 . Содержание He в ней не зависит от газонасыщенности, относительно стабильно и в среднем равно $0,0026 \text{ м}^3\cdot\text{т}^{-1}$, т. е. почти соответствует тому количеству радиогенного He , которое могло образоваться в нефтяных залежах за время их существования в палеозойских осадочных породах (см. рис. 4).

Нефть с широким диапазоном газонасыщенности распространена преимущественно в нижней части разреза, в каменноугольных и девонских отложениях, на глубинах до

4500 м в наиболее погруженных частях бассейна. Она содержит меньше серы, силикагелевых смол и особенно асфальтенов. Концентрации всех газовых компонентов в ней зависят от величины газового фактора. Эта нефть, вероятно, обладает изотопно более легким N_2 и углеродом CH_4 . Содержание He в ней увеличивается вместе с ростом газового фактора и достигает почти $2 \text{ м}^3 \cdot \text{т}^{-1}$, что почти в 1000 раз выше того, что могли бы обеспечить палеозойские осадочные породы (см. рис. 4).

Summary

Bobrov V. Ye., Tikhomirov V. V. He as a criterion of oil composition in the Volga-Ural oil-gas basin.

The authors show that He content in oils is basically due to processes of mixing oils and their degasification even in those of the Paleozoic platform. Generation and accumulation of He play a secondary role, so He concentrations can be indicative of oil composition forming. The study of He and other gas components in oils of the Volga-Ural basin allows the authors to regard the oil composition as a result of mixing two different oils. One, spread in the upper part of the section, had generated much earlier and got completely degasified. Another, mainly occurring in the lower part of the section appeared later to have a wide range of gas factors and high surplus contents of radiogenic He. The difference in the fluid phase compositions of these oils was, probably, not sufficiently great to influence that of their mix.

Литература

1. Якуцени В. П. Геология гелия. Л., 1968.
2. Аширов К. Б., Данилов В. И., Сурудин В. М. Распределение гелия по стратиграфическому разрезу многопластовых нефтяных месторождений Куйбышевской области // Геология нефтяных месторождений: Труды Гипровостокнефть. Вып. XVII. М., 1973.
3. Аширов К. Б., Данилова Н. И., Данилов В. И. и др. О связи закономерностей распределения гелия в нефтях палеозоя Урало-Поволжья с формированием залежей // Геология и нефтегазоносность: Труды Гипровостокнефть. Вып. XIX. Куйбышев, 1973.
4. Аширов К. Б., Данилов В. И., Сурудин В. М. О распределении гелия в нефтяных и газовых залежах многопластовых месторождений Среднего Поволжья // Там же.
5. Абрамова Л. М. К вопросу зависимости гелиенасыщенности нефтей от мощности покрышек // Там же.
6. Ballentine C. J., O'Nions R. K., Coleman M. L. A Magnus opus: helium, neon, and argon isotopes in a North Sea oil field // *Geochem. et Cosmochem. Acta*. 1996. Vol. 60, N 5.
7. Pinti D. L., Marty B. Noble gases in crude oils from the Paris basin, France // *Geochem. et Cosmochem. Acta*. 1995. Vol. 59, N 16.
8. Физико-химические свойства и состав нефтей и газов. Куйбышев, 1974.
9. Физико-химические свойства и состав нефтей и газов. Вып. II. Куйбышев, 1975.
10. Физико-химические свойства и состав нефтей и газов. Вып. III. Куйбышев, 1977.
11. Физико-химические свойства и состав нефтей и газов. Вып. IV. Куйбышев, 1983.
12. Аширов К. Б., Данилова Н. И., Литовченко А. Я., Малахова О. А. Геохимическая дисперсия гелия по площади ряда нефтяных залежей Удмуртской АССР // Геология нефтяных месторождений: Труды Гипровостокнефть. Вып. XVII. М., 1973.
13. Аширов К. Б., Данилов В. И., Данилова Н. И. и др. Влияние дисперсии гелия по площади залежи на оценку средней гелиенасыщенности нефтей // Геология и нефтегазоносность: Труды Гипровостокнефть. Вып. XIX. Куйбышев, 1973.
14. Аширов К. Б., Данилов В. И., Данилова Н. И., Сурудин В. М. Неравномерность распределения гелия в отдельных нефтяных и газонефтяных залежах // Там же.
15. Аширов К. Б., Данилов В. И., Сурудин В. М. Закономерности изменения гелиенасыщенности нефтей в пределах залежей // Геология нефтяных месторождений: Труды Гипровостокнефть. Вып. XVII. М., 1973.
16. Воронов А. Н., Вишнякова Г. И., Махмудов А. Х. Некоторые вторичные процессы обогащения залежей углеводородов инертными компонентами // Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та. Вып. 305. Л., 1971.
17. Воронов А. Н., Прасолов Э. М. Радиогенный аргон в газовых залежах северо-востока Волго-Уральской нефтегазонасыщенной области // *Геохимия*. 1974. № 11.
18. Тихомиров В. В., Яковлев О. Н., Яшенкова Л. К.

Гелиеносность пластовых газов на территории Тихоокеанского подвижного пояса и сопредельных древних платформ // Вестн. С.-Петерб. ун-та. 2001. Сер. 7: Геология, география. Вып. 4 (№31). **19.** Якуцени В. П., Махмудов А. Х., Тихомиров В. В., Воронов А. Н. Условия существования залежей нефти и газа по данным об инертных газах // Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та. Вып. 257. Л., 1968. **20.** Федосеева О. И., Намиот А. Ю., Данилов В. И. О растворимости гелия в нефтях // Геология нефтяных месторождений: Труды Гипровостокнефть. Вып. XVII. М., 1973. **21.** Штоф М. Д. Расчет распределения гелия между газом и нефтью // Геология нефтяных месторождений: Труды Гипровостокнефть. Вып. XIV. М., 1975. **22.** Природные газы осадочного чехла / Под ред. В. П. Якуцени Л., 1976. **23.** Прасолов Э. М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л., 1990.

Статья поступила в редакцию 24 марта 2003 г.