

**К ВОПРОСУ ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ
БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ
ПО ДАННЫМ ИЗОТОПИИ УГЛЕРОДА**

В. Л. КОКУНОВ, Ю. Н. КОМАРОВ, Н. К. ГРИГОРЬЕВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

В последние годы вопросу геохимии изотопов уделяется большое внимание как со стороны советских ученых, так и со стороны зарубежных. Дело в том, что изучение изотопного состава нефти, природного газа и пород представляет очень большой интерес при выяснении особенностей формирования их залежей.

В настоящей работе производилось исследование изотопного состава углерода нефти, поэтому здесь приведено состояние изученности изотопии именно этого элемента. Изотопный состав углерода нефти интересовал исследователей с самого начала почти исключительно в связи с ее происхождением.

Из работ С. Веста (1945), А. В. Трофимова (1952), Г. Крейга (1954), Н. С. Филипповой (1955), Ф. А. Алексеева и В. С. Лебедева (1964) видно, что углерод нефтей характеризуется тем же порядком величин δC^{13} , что и углерод биосферы в целом.

Среднее значение δC^{13} углерода нефтей, вычисленное из этих данных, составляет — 3,1%. Эта величина заметно отличается от величины, характеризующей средний изотопный состав наземных растений ($\delta C^{13} = -2,5\%$) и особенно морских растений ($\delta C^{13} = -1,4\%$). Отсюда видно, что и континентальная, и морская нефть обогащены изотопом C^{12} по сравнению с материнским материалом. Такое фракционирование изотопов может быть объяснено различием между липидной и углеводородной фракциями современных растений, избирательным сохранением и концентрацией липидной фракции органического вещества.

По данным С. Сильвермана, Эпштейна (1958) и Вышемирского (1968), нефти, относимые по условиям залегания к морским, имеют δC^{13} от — 2,3 до — 2,96%, а нефти континентальных осадков от — 2,99 до — 3,25%, т. е. обогащены изотопом C^{12} .

С. Сильверман (1964) считает, что изотопный состав нефти может служить критерием для отнесения ее к тому или иному типу, что поддерживается и В. С. Вышемирским (1971). Тем не менее тот же С. Сильверман считает, что в отдельных случаях на изотопный состав нефти может повлиять и миграция. Например, характер изменения изотопного состава нефти (в целом на величину 0,04%) в пределах исследованного им месторождения Кирикире (Венесуэла) Silverman (1965) лучше всего объясняется (с учетом геологических данных) именно миграцией.

В этой связи заслуживает внимания и интерпретация Р. Г. Панкиной и др. (1971) результатов изучения вариаций изотопного состава серы сероводорода Оренбургского газоконденсатного месторождения, где авторы судят о направлении заполнения ловушки месторождения по облегчению изотопного состава серы.

Таким образом, на основе предыдущих исследований геохимии изотопов углерода нефтей можно сделать следующие выводы:

1. Колебание изотопного состава в нефтях различного возраста, состава и различных площадей свидетельствует об идентичности исходного вещества, из которого шло образование нефти, и указывает на ее фациальную принадлежность.

2. Различие изотопного состава углерода нефти в одном пласте в пределах ловушки на 0,4—0,8% свидетельствует о латеральной миграции нефти.

При исследовании изотопного состава нефтей в лаборатории ТПИ за рабочий стандарт взят карбонат кальция (CaCO_3), любезно предоставленный нам В. С. Лебедевым, имеющим $\delta\text{C}^{13} = -0,85\%$ и $\text{C}^{12}/\text{C}^{13} = 89,65$, измеренный по отношению к стандарту Крейга [6]. Все измерения проведены по отношению к рабочему стандарту, а затем приведены к РДВ по формуле Г. Крейга [6].

В региональном тектоническом плане Бобровское месторождение расположено на юго-восточном склоне Русской платформы и приурочено к так называемому Бобровско-Покровскому валу, который с севера и юго-запада ограничивается зоной развития мощной толщи терригенных осадков нижнего карбона, выполняющих ложе Камско-Кинельской впадины. Структурный план Бобровского месторождения по кровле башкирского яруса состоит из трех брахантиклинальных поднятий почти широтного простирания: Спиридоновского, Проскуринского и Савельевского. Между собой они разделены неглубокими прогибами, при этом Проскуринское и Савельевское поднятия расположены кулисообразно относительно друг друга.

Геологический разрез Бобровского месторождения представлен архейскими образованиями, девонскими отложениями в составе эйфельского и живетского ярусов, верхнедевонскими отложениями в составе франского и фаменского ярусов, тремя отделами каменноугольной системы, двумя отделами пермской системы, триасовыми отложениями в составе бузулукской и тананькской свит ветлужского яруса, юрскими, неогеновыми отложениями и четвертичными образованиями. Вскрытая мощность разреза 3988 м.

Продуктивными здесь являются доломиты в основании артинского яруса, известняки кровельной части башкирского яруса, доломиты верхней половины разреза окского надгоризонта, песчаники бобриковского горизонта и известняки в кровельной части турнейского яруса.

В башкирском ярусе нефтеносны известняки, которые выделяются в продуктивный пласт А-4. Известняки органогенные, пористые и карвернозные, средняя пористость составляет 16%, проницаемость — от 0,01 до 927 мд. Залежь массивная, принятая отметка ВНК — 1919 м. Пластовое давление ниже гидростатического и равно 190—105 атм, дебиты небольшие — 44,3 т/сут через 10 мм, штуцер при избыточном буферном давлении 18 атм (скв. 78).

К окскому надгоризонту приурочены основные запасы Бобровского месторождения, которые залегают среди плотных ангидритов в верхней сульфатно-карбонатной пачке. В пределах месторождения прослеживается 4 продуктивных пласта (О-II, О-III, О-IV и О-IVa). Общим для всех пластов является непостоянство мощности за счет замещения доломитов ангидритами и резкая неоднородность коллек-

торских свойств. Пористость продуктивных пластов — 12%. Проницаемость — от 1 до 20 миллидарси. Дебиты варьируют в широких пределах от 9,8 м³/сут. до 161 м³/сут. через 10 мм штуцер.

Пробы были отобраны из 8 скважин, 4 пробы из скважин №№ 78, 92, 254, 71 башкирского яруса и 5 проб из скважин окского надгоризонта №№ 98, 318, 91, 203, 117. Результаты определений приведены в табл. 1. Как видно из таблицы, отношения изотопов углерода C¹²/C¹³

Т а б л и ц а 1

№ п. п.	Скв.	Интервал	Пласт	Анализы			C ¹² /C ¹³
				δC 13%	δC 13%	δC 13%	
				РДВ	РДВ	РДВ сред.	
1	254	2100—2120 м	A4	—2,91	—2,93	—2,92	86,37
2	71	2102—2126 м	A4	—2,76	—2,82	—2,79	86,56
3	78	2100—2130 м	A4	—3,06	—3,08	—3,07	86,29
4	92	2107—2125 м	A4	—2,97	—2,94	—2,96	86,37
5	117	2450—2470 м	O2	—3,07	—3,04	—3,06	86,29
6	98	2450—2480 м	O2	—2,97	—2,94	—2,96	86,37
7	91	2457—2483 м	O2	—2,98	—2,92	—2,96	86,37
8	203	2451—2476 м	O2	—3,00	—3,02	—3,01	86,30
9	318	2459—2483 м	O2	—3,08	—3,04	—3,06	86,29

пласта A₄ (башкирский ярус) колеблются в пределах от 86,56 до 86,29, пласта O₂ (окский надгоризонт) — 86,37—86,29.

Если учесть последние достижения теории тепло- и массообмена, то изменение изотопного состава углерода нефти, этой некоей интегральной физической характеристики, может быть объяснено только следствием латеральной миграции нефти по пластам. Лучшим отображением этого явления, на наш взгляд, являются карты изоконцентрации изотопного состава углерода нефти в залежи. Направление облегчения изотопного состава углерода с этих позиций должно документиро-

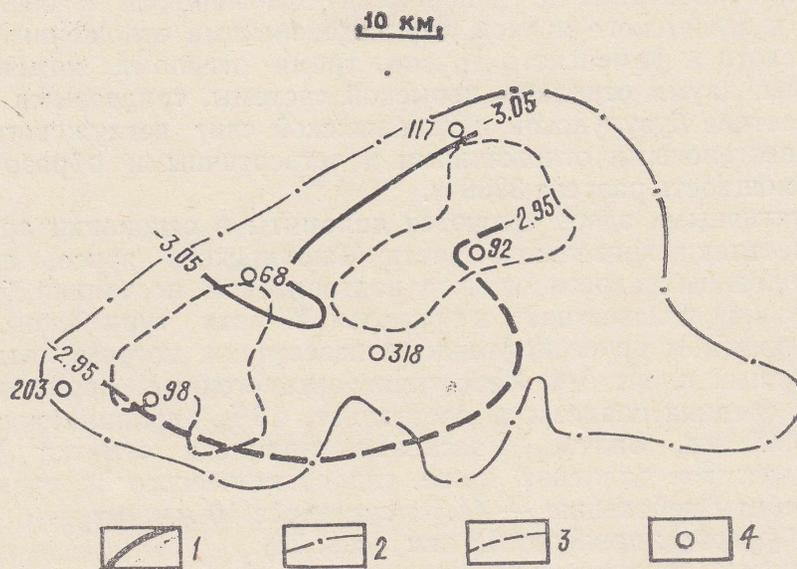


Рис. 1. Схема расположения точек отбора проб нефти из башкирского яруса Бобровского месторождения: 1 — изоконцентраты изотопного состава углерода в C¹³ РДВ, %; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — внутренний контур нефтеносности; 4 — номера скважин.

вать направление, откуда ловушка заполнялась нефтью, что и показано на рис. 1.

Точность анализов колеблется в пределах ($\pm 0,05\%$). Это позволяет надеяться, что изменение изотопного состава углерода в нефтях Бобровского месторождения освобождено от влияния ошибки измерения, однако для составления более достоверной карты изотопных пластов A_4 и O_2 пока не достаточно данных.

Таким образом, по результатам изучения изотопного состава нефтей Бобровского месторождения оказалось возможным определить вероятное направление миграции нефти, по которому происходило заполнение ловушек Бобровского месторождения. По полученным данным, заполнения ловушек происходило со стороны Бузулукской впадины, что соответствует общим представлениям ряда авторов о роли Бузулукской впадины в формировании месторождений Бобровско-Покровского вала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. А. Алексеев, В. С. Лебедев. Изотопный состав углерода нефти и газа. «Геол. нефти и газа». 1964, № 7.
2. В. С. Вышемирский, Е. Ф. Доильницын. Изотопный состав углерода нефтей бобриковского горизонта Саратовского Поволжья. ДАН СССР, т. 178, № 1, 1968.
3. В. С. Вышемирский. О возможности нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. В. кн.: «Проблемы нефтегазоносности Сибири». «Наука», СО АН СССР, 1971.
4. Р. Г. Панкина, С. П. Максимов, И. А. Шпильман, Г. Я. Шуртов. О генезисе сероводорода Оренбургского газоконденсатного месторождения. «Геол. нефти и газа», 1971, № 1.
5. А. В. Трофимов. Изотопный состав углерода магматических пород. ДАН СССР, т. 85, № 1, 1952.
6. H. Craig. Isotope standards carbon and oxygen and correction factors for mass-spectrometric analyses of carbon dioxide. Geoch. et Cosmoch. Acta, vol. 12, 1957.
7. S. R. Silverman, S. Epstein. Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials. Bull. Am. Ass. Petr. Geol., vol. 42, 1958.
8. S. R. Silverman. Investigations of petroleum origin and evolution mechanism by carbon isotope studies. New York, 1964.
9. S. R. Silverman. Migration and segregation oil and gas. Fluids in subsurface environments. Sympos. Am. Ass. Petr. Geol. memoir, № 4, 1965.
10. S. West. The relative abundance of the carbon isotopes in petroleum. Geoph. vol. 10, № 3, 1945.