

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА ПОРОД И НЕФТИ МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. Л. КОКУНОВ, Н. К. ГРИГОРЬЕВ, Р. С. САХИБГАРЕЕВ,
В. А. МАРЧЕНКО, Н. А. БРЫЛИНА, Н. А. АРХИПОВА

(Представлена проф. А. В. Аксариним)

При изучении изотопного состава любого элемента земной коры немаловажное значение приобретает знание форм его нахождения в ней, что дает возможность судить о характере реакций изотопного замещения, в которых участвовал данный элемент, и тем самым понять его эволюцию в ходе истории геологического развития.

Нами при обобщении первых результатов изучения изотопного состава углерода природных объектов Западной Сибири [5] указывалось, что в отложениях мезо-кайнозойского чехла и фундамента Западно-Сибирской низменности углерод зафиксирован в следующих формах:

1. Свободный углерод в виде графита, содержащийся в обломочных породах юрских и меловых образований в виде мелких вкрапленников и в рассеянном состоянии. Наличие графита отмечалось целым рядом авторов еще в 1957 году [1], а в последнее время подтверждено с помощью рентгено-структурного анализа сотрудником СНИИГГИМСа П. А. Трушковым [8]. Этот факт является весьма интересным и заслуживающим пристального внимания.

2. Углерод в виде двуокиси, постоянно фиксируемый в растворенном состоянии в пластовых водах, а также углекислый газ, входящий в состав природных газов, причем иногда в значительных количествах. Так, на Межовском и Веселовском месторождениях отдельные скважины дают пригоки углекислого газа из трещиноватых гранитов фундамента, равные соответственно 1,5—2 тыс. м³/сутки и даже 200—250 тыс. м³/сутки [9].

3. Углерод, содержащийся в карбонатах. Эта форма нахождения углерода должна быть подразделена на следующие разновидности: а) углерод в карбонатном цементе обломочных пород; здесь возможны, по крайней мере, две генерации кальцитов и сидеритов [1]; б) углерод кальцита и сидерита карбонатных прослоев; в) углерод, входящий в состав гидрокарбоната кальция и магния, растворенного в пластовых водах.

4. Углерод природных углеводородов нефтяного ряда, содержащихся в разрезе мезозоя и палеозоя Западно-Сибирской низменности. Здесь углерод содержится:

а) в нефтях, конденсатах (жидкие углеводороды);

б) в углеводородных газах нефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых месторождений, а также в углеводородных газах, растворенных в пластовых водах (газообразные углеводороды);

в) в свободных и рассеянных битумах А;

г) в связанных битумах С.

5. Углерод углеводородов угольного ряда, содержащихся в разрезе мезо-кайнозоя и палеозоя низменности, входящий в состав: а) углей; б) рассеянного органического вещества сапропелевого ряда; в) детрита и рассеянного органического вещества гумусового ряда; г) смешанной сапропелево-гумусовой органики.

6. Углерод, входящий в состав соединений почвенных и болотных образований.

В поле нашего внимания, согласно предварительной договоренности, попали только нефть пластов Ю-1 и Б-VIII, а также известковые песчаники-коллекторы из пластов Ю-1, Б-VIII и А-1 Мегионского месторождения, т. е. объекты третьей и четвертой группы вышеприведенной классификации.

Результаты изучения изотопного состава углерода в нефти Мегионского месторождения суммированы в табл. 1. Рассмотрим их.

Таблица 1
Изотопный состав углерода нефти Мегионского месторождения

№ п.п.	№ скв.	Пласт	Интервал в м	δC^{13} в % РДВ	C^{12}/C^{13}	Примечание
1.	583	Б-VIII	2140—2160	—3,06	91,70	Сводовая часть
2.	586	Б-VIII	2140—2160	—2,97	91,61	»
3.	510	Б-VIII	2140—2160	—3,05	91,69	зона ВНК
4.	515	Б-VIII	2140—2160	—3,11	91,74	сводовая часть
5.	520	Б-VIII	2140—2160	—3,26	91,89	зона ВНК
6.	512	Б-VIII	2140—2160	—2,96	91,60	сводовая часть
7.	548	Б-VIII	2140—2160	—3,00	91,64	»
8.	589	Б-VIII	2140—2160	—3,13	91,76	»
9.	716	Б-VIII	2140—2160	—2,92	91,56	зона ВНК
10.	617	Б-VIII	2140—2160	—3,45	92,07	»
11.	575	Б-VIII	2140—2160	—3,50	92,11	сводовая часть
12.	588	Б-VIII	2140—2160	—3,28	91,91	»
13.	18	Б-VIII	2140—2160	—3,12	91,75	зона ВНК
14.	577	Б-VIII	2140—2160	—3,08	91,71	сводовая часть
15.	522	Б-VIII	2140—2160	—3,06	91,70	»
16.	567	Б-VIII	2140—2160	—3,21	91,83	»
17.	28	Б-VIII	2140—2160	—3,08	91,71	»
18.	586	Ю-1	2414—2423	—3,07	91,70	
19.	507	Б-VIII	2140—2160	—3,05	91,69	приконтактная

В пласте Ю-1 Мегионского месторождения отношение изотопов углерода C^{12}/C^{13} равно 91,71. Если сравнить изотопный состав углерода нефти пласта Ю-1 Мегионского месторождения с изотопным составом углерода нефтей пласта Ю-1 какого-либо другого месторождения, то оказывается, что в нефти пласта Ю-1 Малореченского месторождения, расположенном также на Нижне-Вартовском своде отношение изотопов углерода C^{12}/C^{13} равно 92,13 (наши определения, 1969), т. е. отличается незначительно.

Нефти пласта Б-VIII Мегионского месторождения мало отличаются по изотопному составу от нефти пласта Ю-1, во всяком случае величина отношения изотопов углерода C^{12}/C^{13} для нефтей пласта Б-VIII колеблется в пределах 91,58—91,89, среднее — 91,70. Это очень настораживает, так как изотопный состав углерода изученных нами нефтей Советского нефтяного месторождения из аналогичных пластов ведет себя несколько иначе. Так, средняя величина отношения изотопов углерода нефти в пласте Б-VIII Советского месторождения равна 92,13, т. е. нефть здесь является более «легкой» по изотопному составу, чем в пласте

Б-VIII Мегионского месторождения. Но самое главное заключается в том, что на Советском месторождении с увеличением глубины залегания залежей изотопный состав углерода нефтей постепенно облегчается, что не противоречит всеобщему характеру изменения изотопного состава углерода нефтей подавляющего числа изученных месторождений Советского Союза и зарубежных месторождений. Равенство отношений C^{12}/C^{13} в пластах Ю-1 и Б-VIII Мегионского месторождения свидетельствует о связи пластов, по-видимому, за счет наличия дизъюнктивных нарушений, как это отмечалось нами для Мыльджинского газоконденсатного месторождения Томской области [5]. Более наглядно вышесказанное иллюстрируется табл. 2.

Таблица 2

Пласт	Месторождения		
	Советское (нефть)	Мегионское (нефть)	Мыльджинское (газ)
Б-VIII	92,13	91,70	94,15
Ю-1	92,32	91,71	94,24
М	93,23	—	—

При точности анализа $\pm 0,1$ такое распределение изотопного состава углерода свидетельствует о связи пластов Б-VIII и Ю-1 на Мегионском и Мыльджинском месторождениях. Такое предположение хорошо согласуется с имеющимися геологическими материалами [4].

Анализируя результаты изучения изотопного состава углерода нефти в пласте Б-VIII Мегионского месторождения, мы уже отмечали, что разница в величине отношения C^{12}/C^{13} в разных скважинах составляет 0,41, или в $\delta C^{13}\% = -2,94 - (-3,20) = 0,34\%$. Аналогичная разница в содержании тяжелого изотопа в одном и том же пласте на месторождении Кирикире в Венесуэле заставила С. Сильвермана [11] сделать вывод о том, что залежь в плиоценовых отложениях на этом месторождении обязана своим происхождением миграции нефти из залегающих ниже миоценовых отложений и последующему перемещению нефти вверх по восстанию в коллекторах плиоценового возраста.

Для наглядного суждения о характере изменения изотопного состава углерода в залежи любого месторождения нами [5] было предложено строить карты изоконцентрат изотопного состава углерода нефтей. Первые карты изоконцентрат были построены нами для залежей в пластах А-1 и Б-VIII Советского нефтяного месторождения. При этом оказалось, что концентрация тяжелого изотопа C^{13} в залежах Советского месторождения меняется весьма своеобразно, не подчиняясь общему характеру изменения других физических свойств нефти. Если учесть обычную общую картину изменения физических свойств нефтей в залежах, которая заключается в том, что в краевых частях залежей близ ВНК увеличивается плотность нефти, ее вязкость и т. д. [3], то следовало бы ожидать и утяжеления вблизи ВНК изотопного состава углерода нефти. Но распределение стабильных изотопов углерода в нефти пласта А-1 Советского месторождения не подчиняется вышеуказанной общей закономерности. Линии изоконцентрат изотопного состава углерода секут ВНК, при этом наблюдается облегчение изотопного состава углерода с северо-востока на юго-запад.

Совершенно аналогичная картина получается и для пласта Б-VIII Советского месторождения, в котором соотношение изотопов углерода в нефти также закономерно облегчается по направлению с северо-востока на юго-запад.

Схематическая карта изменения изотопного состава углерода нефти в пласте Б-VIII построена нами и для Мегионского месторождения. Здесь также концентрация тяжелого изотопа постепенно уменьшается по направлению с северо-востока на юго-запад (рис. 1). Вполне естественно напрашиваются два вопроса: какова причина этого явления и почему на

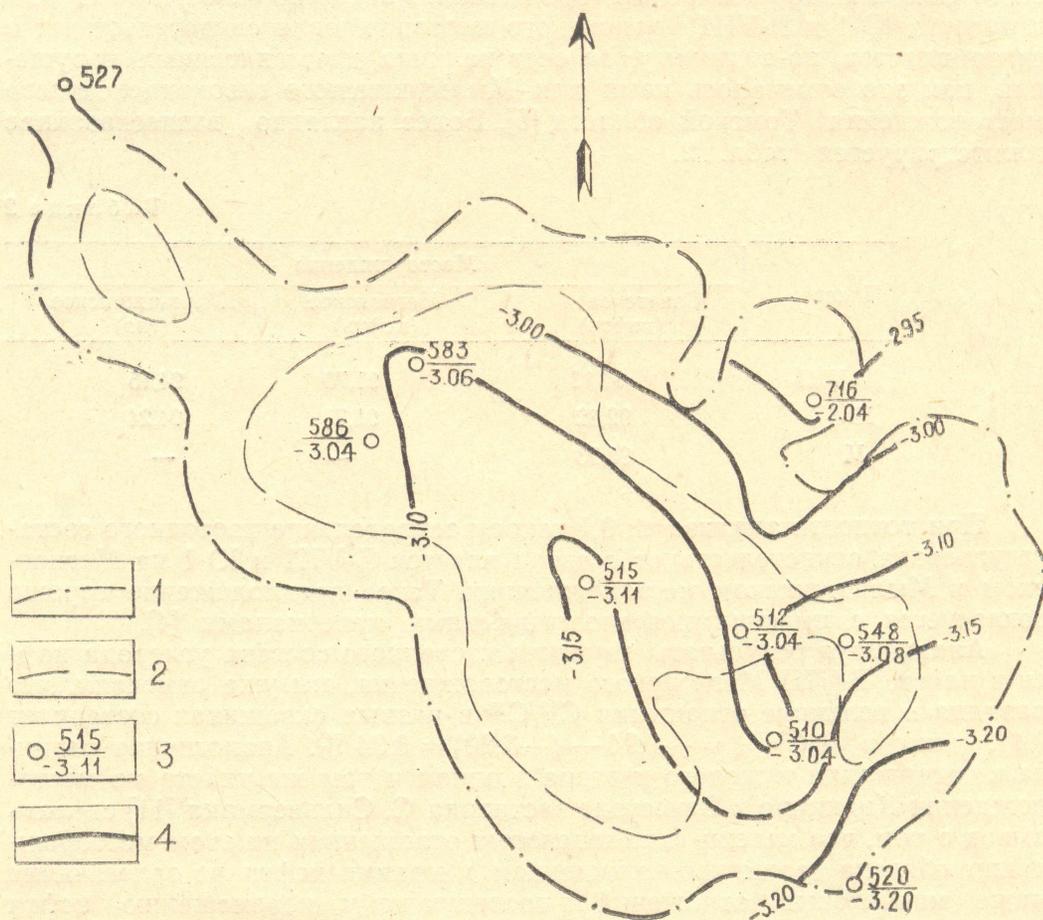


Рис. 1. Схема изменения изотопного состава углерода нефти в пласте Б-VIII Мегионского месторождения: 1 — внешний контур; 2 — внутренний контур; 3 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — величина содержания тяжелого изотопа углерода, относительно стандарта (РДВ) в %; 4 — линии изоконцентрации изотопного состава углерода нефти

Соснинско-Советском месторождении концентрация изотопа C^{13} изменяется плавно, а на Мегионском резко. Вероятнее всего, причиной изменения концентрации изотопа C^{13} в залежи является процесс латеральной миграции углеводородов. Любой пористый пласт, по которому идет передвижение сложной системы газ — нефть — вода, можно уподобить хроматографической колонке, в которой согласно господствующей в настоящее время теории нестационарных процессов тепло- и массообмена должно обязательно происходить разделение изотопов. При этом тяжелые изотопы отстают от более мигрантоспособных легких изотопов углерода.

Таким образом, по изменению изотопного состава углерода нефтей оказалось возможным определить направление, по которому происходило заполнение ловушек Соснинско-Советского и Мегионского нефтяных месторождений. В данном случае заполнение ловушки Мегионского месторождения, как показывает построенная схематическая карта, происходило с северо-востока.

Что касается характера изменения концентрации тяжелого изотопа C^{13} в районе скважин 512, 510, в которых концентрация C^{13} оказалась уменьшенной, то не исключена возможность, что эта зона пласта БvIII имеет сообщение с более глубоким нефтеносным горизонтом (пласт Ю₁), нефть в котором обогащена легким изотопом C^{12} . Характерный поворот изоконцентрат свидетельствует о линейном характере этой зоны, что может быть вызвано дизъюнктивным нарушением, связывающим вышеуказанные пласты.

Известно, что одним из основных методов установления разрывных нарушений при значительной амплитуде смещения того или иного блока являются геологические построения (карты, профили, разрезы). Между тем в погребенных отложениях зачастую отмечаются тектонические нарушения с небольшой амплитудой смещения или проявляющиеся лишь в виде зон дробления. В этом случае все геологические построения для их выделения по существу оказываются бессильными или во всяком случае неубедительными. Нередко в связи с этим возникают противоречивые суждения о наличии или отсутствии разрывных нарушений. В частности, в продуктивном пласте Б-VIII Мегийонского месторождения В. П. Маркевич [6] выделил три разлома с небольшой амплитудой смещения, тогда как другие исследователи отрицают их существование. Поэтому полученные в «Гипротюменьнефтегазе» Р. С. Сахибгареевым данные по количественному распределению аутигенных полевых шпатов в пределах этой залежи представляют определенный теоретический и методический интерес. Как уже описывалось, регенерационный цемент представлен кварцем и полевыми шпатами (альбит). Последний, как правило, образуется в поровых пространствах в виде прерывистых регенерационных каемок. Толщина новообразованных прерывистых каемок альбита, количество регенерированных обломков плагиоклазов, а вместе с тем и общее содержание полевошпатового (альбитового) цемента в нефтенасыщенных песчаниках, находящихся вблизи контура нефтеносности, значительно меньше по сравнению с однотипными водонасыщенными породами. Так, в нефтенасыщенных песчаниках приконтурных участков количество полевошпатового цемента не превышает 0,16% (скв. 547, 548). В сходных (близкие значения гранулометрических коэффициентов, количества и качества глинистого цемента) водонасыщенных песчаниках роль полевошпатовых новообразований резко увеличивается, и количество их нередко достигает 2 и более процентов (скв. 525, 25, 540). Из этого следует, что с приходом в пласты нефти образование аутигенных полевых шпатов так же, как и ряда других минералов [7], прекратилось или во всяком случае резко затормозилось. В связи с этим логично было бы предположить, что в сводовых и присводовых частях описываемой залежи различие по степени аутигенного минералообразования должно было бы проявиться еще резче [7], поскольку нефть в первую очередь заполняет более приподнятые участки пласта. Однако в действительности этого не наблюдается. Более того, в пределах нефтенасыщенной части пласта отчетливо выделяются три зоны с повышенным количеством полевошпатового цемента, которые, по существу, не контролируются структурой (рис. 2).

Однако даже в этих зонах аутигенного полевого шпата меньше, чем в однотипных водонасыщенных породах.

Расположение и направление этих зон, за исключением верхней, в целом соответствуют разломам, выделенным по геологическим построениям В. П. Маркевичем (рис. 3). Однако он допускает, что с появлением дополнительного фактического материала положение этих разломов будет уточнено.

Такая связь описанных зон с разрывными нарушениями, вероятно, объясняется поступлением по ним вод с большей минерализацией. При

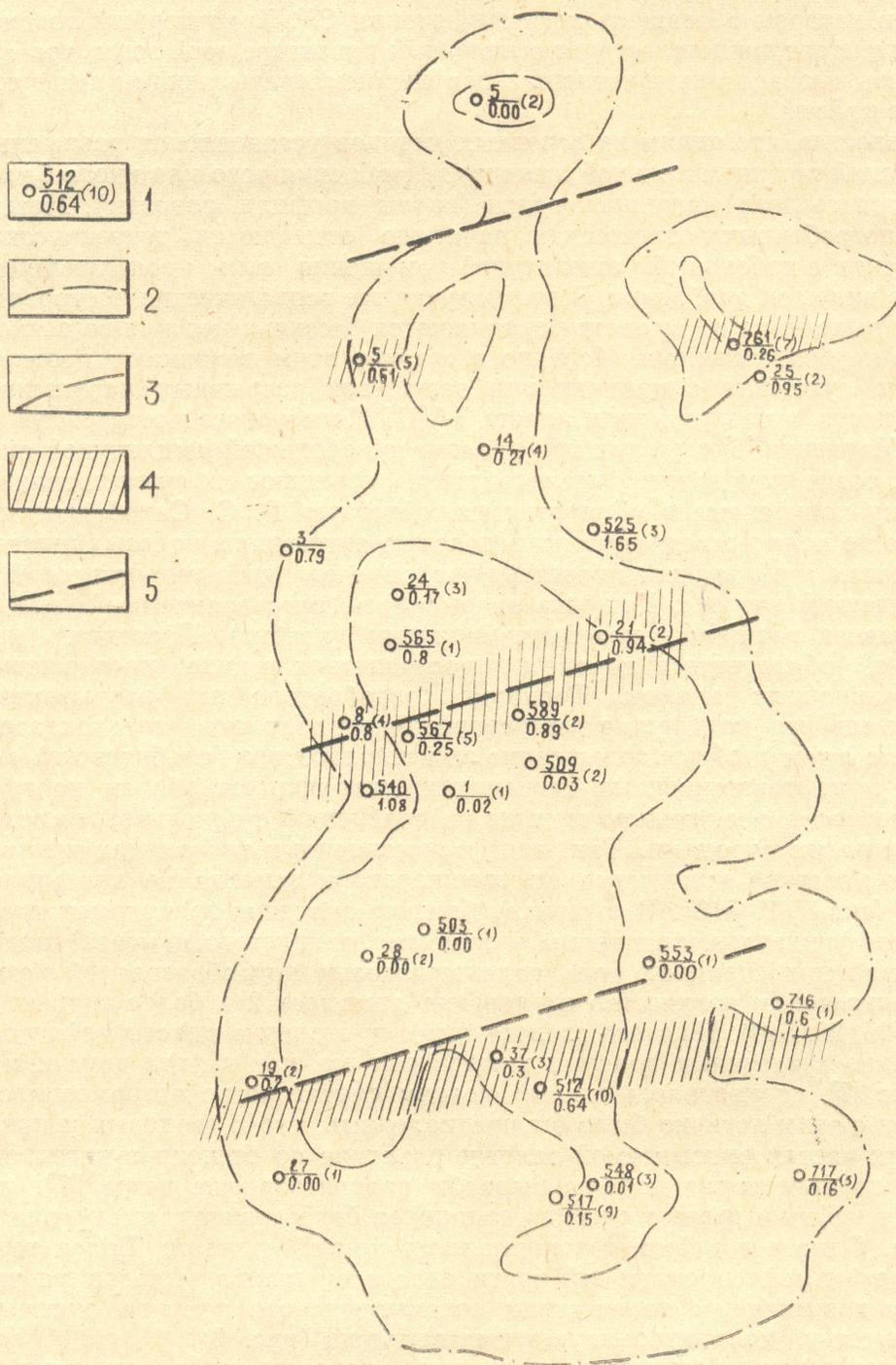


Рис. 2. Карта распределения полевощпатового цемента по пласту Б-VIII Мегионского месторождения: 1 — скважина, в числителе справа — ее номер, в знаменателе — количество полевощпатового цемента; 2, 3 — внутренний и внешний контур нефтеносности; 4 — зоны аномальных значений; 5 — разломы по В. П. Маркевичу.

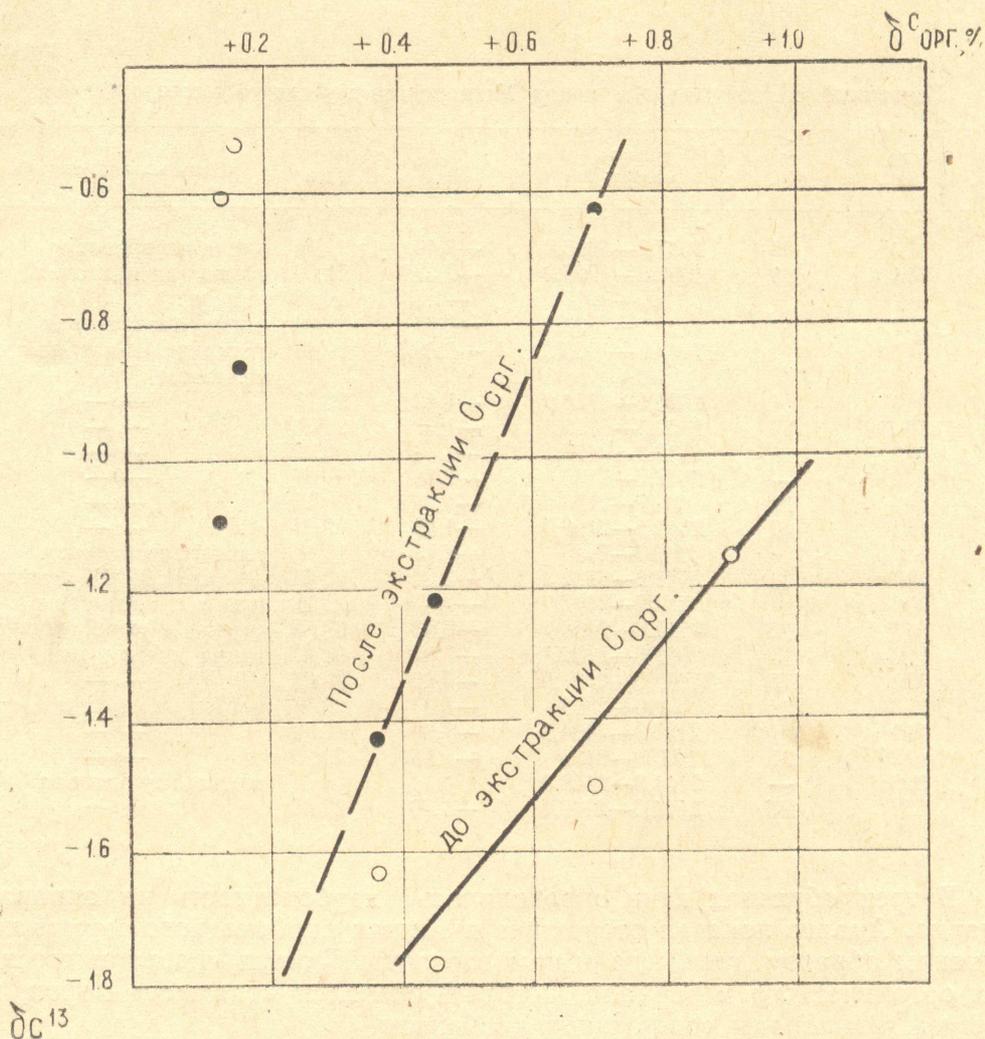


Рис. 3. Зависимость концентрации C^{13} в цементе песчаников от величины содержания $C_{орг}$.

этом не исключено, что по этим ослабленным зонам из юрских отложений поступала и нефть. Это подтверждается тем, что в зонах повышенного содержания полевошпатового цемента уменьшается концентрация тяжелого изотопа C^{13} (рис. 2).

Результаты изучения изотопного состава углерода, содержащегося в породах продуктивной толщи Мегийского месторождения, приведены в табл. 3. Исследовались породы пластов Ю₁ (5 образцов), Б_{VIII} (11 образцов) и А₁₋₂ (7 образцов). По литологическому составу это известковистые песчаники, алевроитовые глины и один образец сидерита. Изотопный состав углерода алевроитовых глин более легкий по сравнению с изотопным составом углерода из карбонатного цемента песчаников. Средние значения их составляют в глинах (-2,35%), в песчаниках (-1,44%). Только два образца песчаных пород дали экстремальные значения изотопного состава углерода значительно более тяжелого, чем в большинстве образцов (-0,56%).

Алевроитовые глины сжигались на установке, где обычно производится подготовка к анализу нефти, то есть образцы прокаливались в токе кислорода при температуре 800—900°C. В результате этой операции в CO_2 должен перейти как органический $C_n H_{2n+2} + O_2 = mCO_2 + mH_2O$, так и весь известковистый материал глин $CaCO_3 + O_2 \rightarrow CaO + CO_2$. В итоге мы должны иметь CO_2 с суммарным изотопным составом, что сильно затрудняет расшифровку данных.

Изотопный состав углерода пород Мегионского нефтяного месторождения

№ п.п.	№ скв.	№ обр.	Интервал отбора, м	δC^{13} РДВ	C^{12}, C^{13} РДВ	Наименование породы
1.	757	59	1687,2—1693,8	-2,49	91,16	глина алевриговая
2.	514	63	1692,2—1697,2	-2,27	91,09	глина алевритовая
3.	527	1	1707—1711	-1,33	90,09	сидерит
4.	753	12	1719,6—1724,3	-2,36	91,04	глина алевритовая
5.	515	10	1722,95—1725,2	-0,60	89,43	песчаник с карбонатным цементом
6.	513	4	1725,6—1730,6	-1,42	90,17	—»—
7.	58 бис	22	1729,5—1732,6	-1,63	90,36	—»—
8.	589	3	2139,3—2137,1	-1,54	90,30	—»—
9.	512	—	2142,7—2150	-1,31	90,07	—»—
10.	567	13	2147—2153	-1,36	90,11	—»—
11.	123	7	2149,5—2153,5	-1,29	90,05	—»—
12.	729	110	2150—2155	-2,13	90,86	глина алевритовая
13.	717	100	2158,8—2162,8	-1,50	90,24	песчан. с карб. цемент.
14.	718	—	2160—2168	-2,45	91,12	глина алевритовая
15.	547	12	2164,5—2168	-0,53	89,36	песчан. с карб. цемент.
16.	553	14	2163,6—2172,1	-2,65	91,27	глина алевритовая
17.	123	125	2184,65—2187,65	-2,12	90,82	—»—
18.	757	11	2199—2203	-1,32	90,08	песчан. с карб. цемент.
19.	519	—	2431,3—2434,3	-1,60	90,34	—»—
20.	522	71	2435—2439	-1,15	89,92	—»—
21.	522	—	2444,3—2448,3	—	—	глина алевритовая
22.	571	16	2444,6—2448,6	-1,76	90,48	—»—

В трех образцах глин определялась карбонатность на аппарате Кларка. Анализ показал отсутствие в глинах карбонатного материала, и, таким образом, глины дали нам изотопный состав содержащегося в них органического материала, который оказался «тяжелее» нефти, но «легче», чем породы, содержащие карбонаты.

Наибольший интерес, на наш взгляд, представляют результаты определения изотопного состава углерода в цементе песчаных пород основных продуктивных пластов Мегионского месторождения Ю₁, Б VII А₁₋₂. Сравнение средних значений содержания тяжелого изотопа C¹³ показывает несомненное увеличение его концентраций с глубиной, т. е. от А₁₋₂ к Ю₁.

О распределении тяжелого изотопа C¹³ по площади месторождения делать окончательные выводы еще очень рано. Дело в том, что концентрация изотопа C¹³ в цементе песчаника зависит от целого ряда как природных, так и технических факторов.

В самом деле, проверка зависимости концентрации тяжелого изотопа C¹³ от карбонатности показала (рис. 4), что с увеличением карбонатности коллектора «утяжеляется» изотопный состав входящего в карбонат углерода. И хотя, как видно из графика, прямой зависимости не наблюдается, тем не менее встает вопрос о том, что изучение характера распределения концентраций тяжелого изотопа C¹³ должно производиться на образцах с равной или хотя бы известной карбонатностью.

Попытка установить зависимость между концентрацией тяжелого изотопа C¹³ от содержания в исследуемом образце органических веществ, которые можно извлечь из них с помощью горячей экстракции органическими растворителями (бензолом и хлороформом), показала, что с увеличением содержания C_{орг.} в песчаниках изотопный состав углерода карбоната «утяжеляется» (рис. 4). Значительно утяжеляется изотопный состав углерода в карбонатном цементе большинства образцов песчаников и после экстракции (табл. 4).

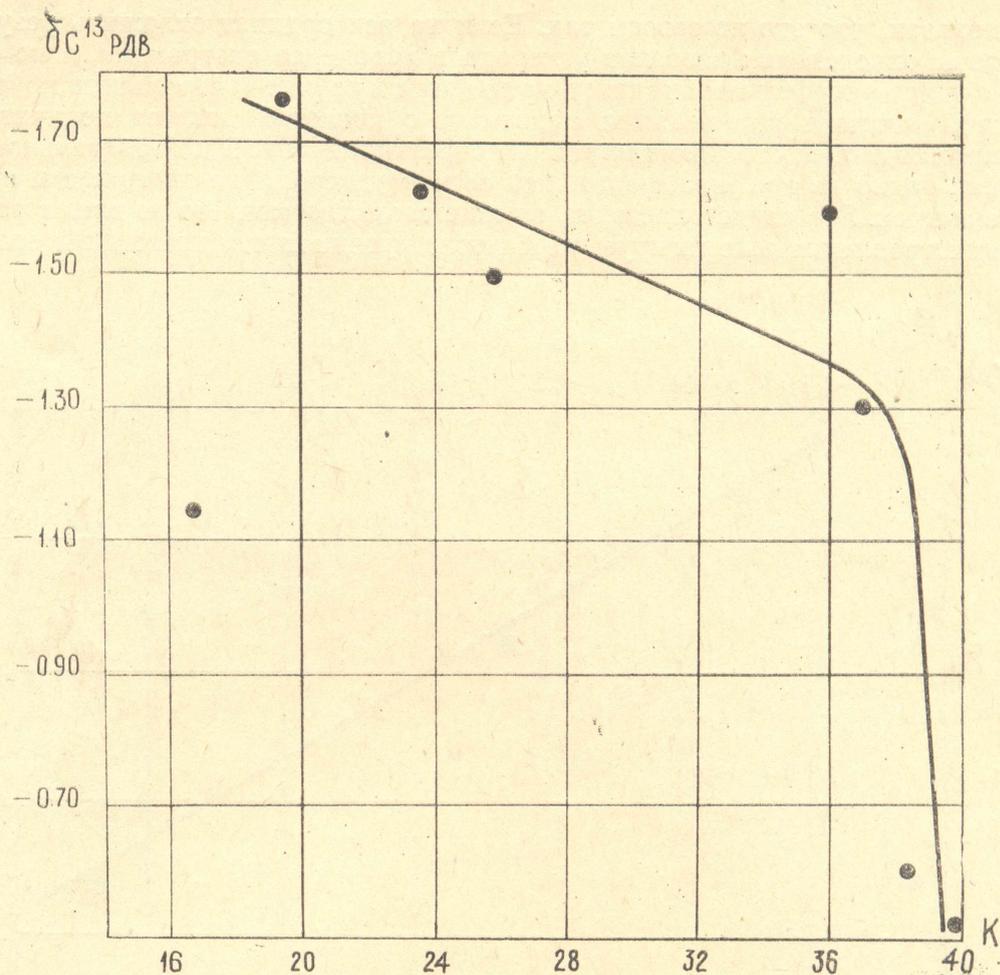


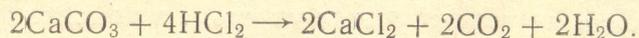
Рис. 4. Зависимость концентрации тяжелого изотопа C^{13} в цементе песчаников от величины карбонатности.

Таблица 4

Изотопный состав песчаников с кальцитовым цементом

№ п.п.	№ скважин	Интервал отбора, м	Карбонат., %	Содержан. С, %	Изотопный состав δC^{13} ‰	
					до экстракции	после экстракции
1.	586 бис	1729—1732	23,5	0,37	-1,63	-1,42
2.	717	2158—2162	25,7	0,70	-1,50	-0,62
3.	571	2444,6—2448,6	19,4	0,46	-1,76	-1,21
4.	522	2435—2439	17,0	0,90	-1,15	-0,85
5.	547	2164,5—2168	39,8	0,16	-0,53	-1,20
6.	515	1722,95—1725,2	38,2	0,14	-0,60	-1,10
7.	519	2431—2434	36,0	—	-1,60	—
8.	512	2142—2150	36,9	—	-1,31	—

Последнее обстоятельство заставило нас еще раз пересмотреть установившийся порядок подготовки проб карбонатов к масс-спектрометрическому анализу. Дело в том, что любая осадочная порода практически всегда содержит рассеянную органику. Но было принято считать, что при травлении кислотой органическое вещество не участвует в реакции:



Мы улавливаем и анализируем углекислый газ, а органика остается в растворе хлористого кальция. Построенный нами график (рис. 5)

показал, что это не совсем так. Если на оси ординат отложить результаты определения изотопов углерода в породе до экстракции, а на оси абсцисс—после экстракции, то на графике в случае нейтрального поведения органики при реакции карбоната с кислотой должна получиться прямая линия, отсекающая равные отрезки на осях. В действительности, как видно из графика, изотопный состав углерода до экстракции явно облегчен. Это свидетельствует, на наш взгляд, о том, что во время реакции травления экстрагируемые битумы «утяжеляют» изотопный состав

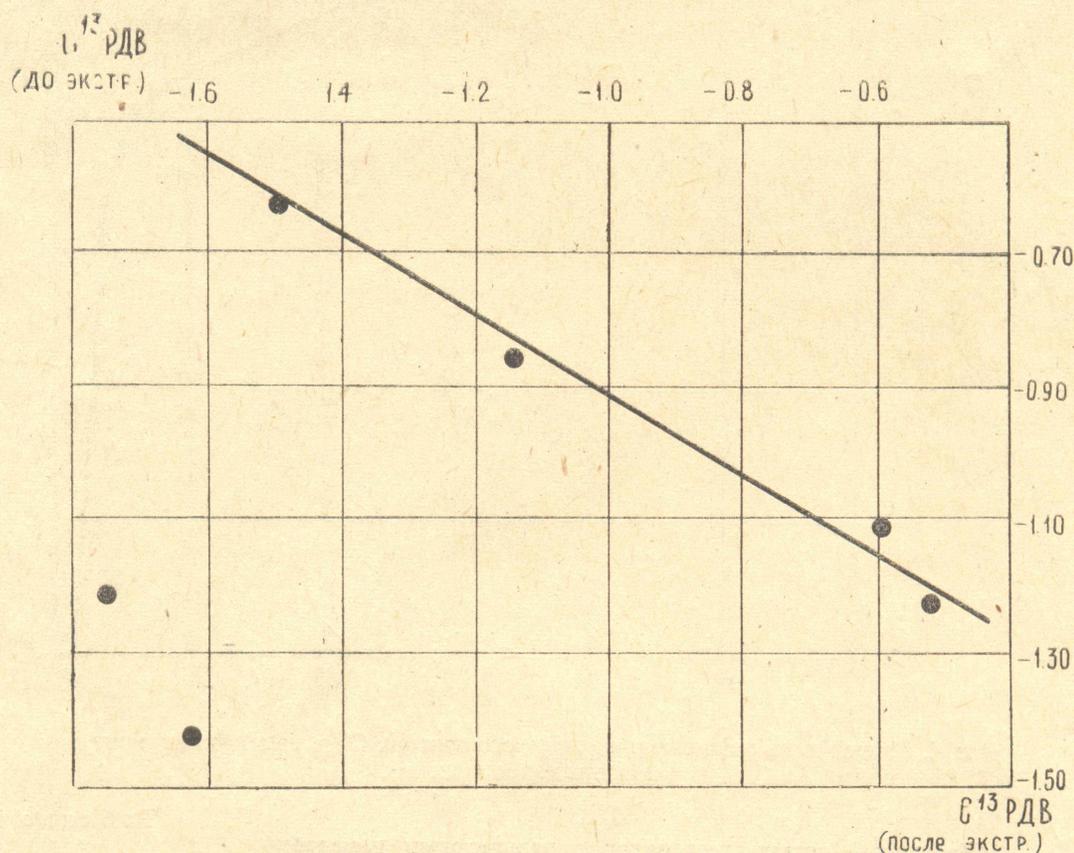


Рис. 5. Сравнение величин концентраций C^{13} в цементе песчаников до и после экстрагирования.

углерода пород за счет реакции изотопного замещения. Последнее обстоятельство еще нуждается в подкреплении достаточно большим количеством анализов, но этот факт необходимо учитывать при изучении изотопного состава углерода в карбонатном цементе обломочных пород.

В силу сказанного мы интерпретируем результаты изотопного анализа карбонатного цемента песчаных пород из продуктивных пластов Мегионского месторождения только по экстрагированным образцам.

Величина концентрации тяжелого изотопа C^{13} в пластах A_{1-2} , B_{VII} и $Ю_1$ в среднем составляет $-0,4\%$.

Небольшое количество образцов (экстрагированных) не дает возможности уверенно интерпретировать результаты анализов, но тем не менее в качестве предварительных считаем необходимым сделать следующие выводы.

В пласте B_{VIII} изотопный состав углерода в цементе песчаников «облегчается» по направлению от внешнего контура залежи к внутреннему. В пластах A_{1-2} и $Ю_1$ изотопный состав углерода в цементе песчаников облегчается с северо-запада на юго-восток. По-видимому, направление

облегчения изотопного состава углерода в карбонатном цементе песчаников следует считать направление первого перемещения поровых и иловых вод после отжатия их в коллекторы. Это должны быть направления в сторону лучшей проницаемости коллекторов и гипсометрически приподнятых участков структуры. На это же указывает характер распределения типов коллекторов, карбонатности, мощности карбонатных прослоев в пластах и др.

Заключение

Средний изотопный состав углерода сидеритов в Западной Сибири, по данным Галимова, равен $-0,23\%$, т. е. близок к изотопному составу морских известняков. По нашим данным, изотопный состав углерода сидерита $\delta C^{13} = -1,33\%$, что в 2 раза легче самого легкого у Галимова.

Средний изотопный состав карбонатного цемента пресноводных песчаников, по данным Р. Клейтона и Е. Дегенса [10], характеризуется $\delta C^{13} = -0,99\%$.

По нашим данным, он равен $-1,27\%$ до экстракции и $\delta C^{13} = -1,06\%$ после экстракции. Следовательно, если судить по изотопному составу углерода кальцитового цемента из песчаников пласта Б-VIII Мегионского месторождения, то их необходимо относить к пресноводным песчаникам. На наш взгляд, категорических заключений в данном случае делать не стоит, так как при миграции нефти по пласту, что удостоверяется картой изоконцентрат, возможен изотопный обмен между углеродом нефти и карбоната в сторону облегчения изотопного состава углерода карбоната.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. С. Бузулуцков, Г. И. Гурова и др. Литология мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности. Гостоптехиздат, 1957.
2. Э. М. Галимов. Геохимия стабильных изотопов углерода. «Недра», 1968.
3. Ш. К. Гиматулин. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1963.
4. Ф. Г. Гурари и др. Изменение состава и прогноз качества мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности. Труды Зап.-сиб. НИГНИ, 1965.
5. В. Л. Кокун и др. Об изотопном составе Ca^{48}/Ca^{40} нефтеносных пород и вод Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, 1969.
6. В. П. Маркевич. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. «Наука», 1966.
7. Г. Э. Прозорович, З. Л. Валюженич. Регенерация кварца и пелитизация полевых шпатов и нефтеносных и водоносных песчаников Усть-Балыкского месторождения нефти ДАН СССР, т. 168, № 4, 1966.
8. П. А. Трушков. Графит в мезозойских отложениях Западно-Сибирекой низменности. 1969.
9. К. А. Шпильман. Перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Диссертация на соискание ученой степени кандидата г.-м. наук. Новосибирск, 1967.
10. R. N. Clayton, E. G. Degens. Use of carbon isotope analysis of carbonates for differentiating fresh-water and marine sediments. Bull. Amer. Ass. Petr. Geol., V. 43, 1959.
11. S. Silverman. Migration and segregation oil and gas. Fluids in subsurface environments. Sympos. Am. Ass. Petr. Geol. memoir 4, 1965.