

УДК 546.26

О ФОРМИРОВАНИИ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ СРЕДНЕКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА ПО ДАННЫМ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА НЕФТЕЙ

Э. М. ГАЛИМОВ, А. А. ГЕОДЕКЯН, Л. В. ГАЛИМОВА, В. Я. ТРОЦЮК

*Институт геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского АН СССР,
Лаборатория зарубежной геологии МГ СССР и Институт океанологии АН СССР,
Москва*

Исследован изотопный состав углерода нефтей из 70 различных залежей, характеризующих все зоны нефтегазонакопления Среднекаспийского бассейна. Совместное рассмотрение данных изотопного анализа и фракционного состава нефтей использовано для оценки возможных направлений миграции углеводородов. Применение его к исследованию закономерностей распределения изотопных составов нефтей Среднекаспийского бассейна позволяет предполагать, что для Прикумско-Тюленевской зоны и вала Карпинского основным направлением миграции нефти было направление с северо-востока на юго-запад, в то время как для Южно-Мангышлакской зоны в качестве преобладающего направления миграции, очевидно, следует считать направление с юго-запада на северо-восток.

В обоих случаях зона нефтегенерации оказывается в пределах Каспийского моря. В связи с этим особые перспективы в отношении нефтегазоносности приобретает акватория предполагаемого погребенного Центрально-Каспийского свода, который, находясь в зоне нефтегазогенерации, мог явиться крупной зоной нефтегазонакопления, не уступающей по возможным запасам богатым нефтеносным районам Мангышлака и Восточного Предкавказья.

Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн находится на стыке Туранской и Скифской плит, принадлежащих молодой эпигердинской платформе, граничащей на юге с альпийской складчатой областью Большого Кавказа, а с севера ограниченной допалеозойским фундаментом Русской платформы. Основными тектоническими элементами в пределах бассейна являются: юго-восточный склон вала Карпинского, Прикумско-Тюленевский вал с разделяющим их Восточно-Манышским прогибом, Мангышлак-Северо-Устьюртская система прогибов и поднятий, Терско-Каспийский предгорный прогиб с выделяемыми в пределах его Терским и Сунженским антиклинориями. Территориально бассейн подразделяют также на области Восточного Предкавказья, Южного Мангышлака и расположенную между ними акваторию Каспийского моря.

К названным структурным элементам приурочены зоны нефтегазонакопления: Терско-Сунженская, Прикумская, зона вала Карпинского и зона Южного Мангышлака.

Промышленная нефтегазоносность бассейна связана в основном с мезозойскими отложениями. Регионально нефтеносными являются среднеюрские отложения. В восточном Предкавказье основные продуктивные горизонты приурочены к нижнемеловым отложениям. В пределах ареала своего распространения нефтеносны также отложения верхней юры и верхнего мела. Нефтяные залежи встречаются в пермо-триасе и в третичных отложениях (караган — чокраке).

Задача исследования процесса формирования зон нефтегазонакопления состоит в том, чтобы обосновать, с каких нефтегазосборных пло-

щадей и по каким путям миграции поступили углеводороды в продуктивные горизонты месторождений данной зоны нефтегазоаккумуляции.

Ранее на основе детального изучения изотопного состава углерода нефтей Пермского Приуралья было показано, что изотопные данные могут быть использованы для выявления в разрезе генетических типов нефтей [1—3]. Но эти результаты были получены для области, относящейся к Русской платформе, где нефти залегают в сравнительно неглубоко погруженных отложениях: на глубинах 1200—2200 м (пластовые температуры не превышают 50°С). Среднекаспийский бассейн представляет собой значительно более сложную в тектоническом отношении территорию. Исследованные нефти залегают здесь преимущественно на глубинах 2500—3500 м, а на Северо-Кочубеевской площади на глубине 5050 м (пластовые температуры достигают 150°). В этих условиях миграция углеводородов может сопровождаться изменением изотопного состава суммарного углерода нефти, в результате чего нефти, относящиеся к одному генетическому типу, могут оказаться разного изотопного состава. Это обстоятельство является важным фактором в выяснении положения в разрезе зон нефте- и (или) газообразования. С другой стороны, оно может быть использовано для оценки направлений миграции, а также относительной роли вертикальной и латеральной миграции при формировании отдельных продуктивных горизонтов зоны нефтегазоаккумуляции. В этой работе излагается метод, на основе которого такие заключения могут быть сделаны, и одновременно делается попытка применить его для описания условий формирования зон нефтегазоаккумуляции в пределах крупного региона.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Исследованные образцы нефти из 70 различных залежей характеризуют все зоны нефтегазоаккумуляции Среднекаспийского бассейна и почти все имеющие промышленное значение месторождения (8 месторождений Терско-Сунженской зоны, 20 месторождений Прикумской зоны, 9 месторождений вала Карпинского и 8 месторождений Южного Мангышлака). Изучением охвачены нефти всех продуктивных горизонтов: пермо-триаса, нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела и караган — чокрака. Учтены также результаты ранее выполненных Т. А. Ботневой [4] нескольких анализов изотопного состава нефтей Терско-Сунженской области.

Изотопный анализ углерода производился на масс-спектрометре МИ-1305 с погрешностью $\pm 0,05\%$ при доверительной вероятности 0,95. Методы коррекции результатов и оценки погрешности изложены в работах [5, 6]. Величины δC^{13} выражены в процентах отклонения от стандарта РДВ: $\delta C^{13} = [(C^{13}/C^{12})_{\text{обр}}/0,0112372 - 1]10^2\%$.

Результаты анализа изотопного состава углерода нефтей и ряд других данных, характеризующих физические и химические свойства исследованных нефтей, представлены в таблице.

Прежде всего выясняется, что нефтям Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна свойствен весьма широкий диапазон вариаций величин δC^{13} — от $-2,41$ до $-3,27\%$. Для сравнения укажем, что вариации изотопного состава углерода нефтей Пермского Приуралья (более 1000 определений) не выходят за пределы диапазона величин δC^{13} от $-2,65$ до $-3,05\%$, а Западной Сибири (30 определений) от $-2,95$ до $-3,25\%$ [7].

Нефти Восточного Предкавказья и Мангышлака в целом характеризуются довольно разнообразным составом. Однако в этом отношении они не столь существенно отличаются от нефтей Пермского Приуралья. Например, содержание ароматической фракции в нефтях Среднекаспийского бассейна изменяется (имеются в виду нефти, для которых

Изотопный состав углерода нефтей Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака

№ образца	Название месторождения	№ скважины	Возраст	Средняя глубина	$d_{20} \text{ г/см}^3$	н. к. —200°, %	Смола, %	Асфальтены, %	Парафины, %	Групповой УВ состав			δC ₁₃ , ‰
										Me	Na	Ag	
<i>Терско-Сунженская зона</i>													
2868	Карабулак-Ачалуки	81	СГ ₂	2050	0,821	35,05	33	—	8,06	50,61	36,07	13,3	-2,89
2869	»	148	СГ ₁	2450	0,832	31,54	3,39	—	9,0	52,49	30,40	17,40	-2,69
2870	Заманкул	18	СГ ₂	2070	0,842	19,23	—	—	7,41	40,5	46,5	46,2	-2,86
2871	»	64	СГ ₁ арт	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,52
2872	»	52	СГ ₁ br	3100	0,822	36,0	—	—	—	54,6	30,7	14,65	-2,75
2903	»	46	Ј ₂	3900	0,822	38,8	—	—	8,73	63,07	23,68	13,25	-2,46
2873	Старогрозненская	643	СГ ₂	4073—4093	0,823	30,0	3,27	—	9,6	60,00	22,0	16,0	-2,45
2874	»	20-75	N ₁ kr	2272—2282	0,836	25,1	4,84	4,07	9,10	—	—	—	-2,82
2875	»	449n/n	N ₁ sch	2164—2173	0,841	27	—	5,59	5,8	54,7	28,8	16,5	-2,90
2876	Хаян-Корт	51	СГ ₂	3540—3453	0,815	42,1	—	—	4,1	60,0	25,14	14,87	-2,71
2877	»	48	СГ ₁	9036—4052	0,804	46,0	—	—	—	56,23	27,64	16,13	-2,76
2878	Ахлово	95—3	N ₁ sch	750—760	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,94
2879	»	890	СГ ₂	2920—2930	0,863	25,6	8,3	—	9,0	51,0	44,0	8,0	-2,93
2880	»	823	СГ ₁	3800	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,91
2881	Али-Юрт	128	N ₁ sch	2900—2920	0,838	30,6	3,73	0,91	8,1	—	—	—	-2,80
2882	Эльдарово	59	СГ ₂	3960	0,841	28,8	3,90	—	6,0	61,0	23,0	16,0	-2,79
2904	Малгобек-Вознесенская	843	СГ ₂	2710—2725	0,842	27,43	—	—	6,54	43,3	42,9	13,8	-2,74
2883	»	882	СГ ₁	3295—3342	0,829	32,8	—	—	4,06	52,03	33,32	14,66	-2,74
<i>Прикумско-Тюльневская зона</i>													
2884	Перекрестное	13	СГ ₁	3405	0,8164	24,0	2,11	0,68	24,61	66,3	24,2	9,5	-2,85
2885	Стальское	3	СГ ₁	3600	0,8164	34	4,44	1,141	27,8	—	—	—	-2,65
2886	Восход	5	СГ ₁	3280	0,8153	34,0	4,07	0,63	18,94	—	—	—	-2,89
2887	Сухоумское	46	Ј ₂	3660	0,8269	16,0	1,4	0,43	31,2	74,1	21,0	4,9	-2,89
2888	»	39	СГ ₁	3250	0,812	—	2,94	—	21,1	—	—	—	-2,64
2889	Майское	13	Ј ₃	2060	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,56
2890	»	6	Ј ₂	3735	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,69
2891	Стелное	40	СГ ₁	3400	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,69
2892	Граничное	16	СГ ₁	3580	0,809	30	3,24	0,88	22,3	65,1	25	9,9	-2,81

№ образца	Название месторождения	№ скважины	Возраст	Средняя глубина	d ₃₀ , г/см ³	н.к. -200°, %	Смола, %	Асфальтены, %	Парафины, %	S, %	Групповой УВ состав				δC ₃ , %
											г	е	Na	Ar	
2893	Каплевское	4	СГ ₁	3644	—	23,5	—	—	—	—	64,5	25,2	10,3	—2,69	
2894	Русский хутор	6	СГ ₁	3480	0,8109	25,8	32,1	0,55	21,21	0,12	—	—	—	-2,82	
2895	»	68	Ж ₂	3480	0,3239	21,5	2,45	0,65	24,9	0,07	52,6	31,4	16,2	-2,95	
2896	Северное Кочубеевское	1	Т ₂	5046—5056	0,810	—	—	—	—	—	—	—	—	-3,14	
2897	Мартовское	12	Ж ₃	3330	0,8338	20	6,17	1,58	24,14	0,23	—	—	—	-2,76	
2898	Улубневская	2	СГ ₁	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,47	
2899	Эмировская	1	Ж ₃	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	-2,84	
2900	Южное	3	СГ ₁	3320	0,8279	20	2,99	0,78	19,75	0,03	—	—	—	-2,94	
2901	Мектебское	26	СГ ₁	3934—2937	0,8632	26	8,48	6,95	6,78	0,24	—	—	—	-2,73	
2902	Владимирская	1	СГ ₁	3345—3456	0,8202	25	2,64	0,77	19,7	0,07	—	—	—	—	
2848	Озек-Суат	1	Н ₁ мкр	2310	0,854	24	7,66	1,19	14,65	0,27	46	45	9,8	-2,94	
2849	»	85	СГ ₁	3300	0,821	23	2,33	—	24,6	0,04	—	—	—	-3,02	
2850	»	202	Ж ₂	—	0,825	21	2,26	—	31,6	0,04	—	—	—	-2,94	
2851	Колодезное	1	СГ ₁	2991—2998	0,8354	17,1	4,56	—	27,5	0,07	40,13	47,88	11,99	-2,90	
2852	Величаевское	183	СГ ₁	2600	0,858	27,4	4,97	—	9,3	0,19	53,98	35,5	10,5	-2,91	
2853	»	70	СГ ₁	3090	0,8298	22	4,6	1,453	14,45	0,07	61,3	26,7	12,0	-2,94	
2854	»	20	Ж ₂	3400	0,8273	18,5	5,0	—	28,9	0,07	65,7	23,2	11,1	-2,81	
2855	Зимняя Ставка	4	Р — Т	3500	0,8086	—	0,97	0,13	28,4	0,02	—	—	—	-2,88	

Зона вала Каринского

2939	Каспийское	35	Ж ₂	2290	0,810	32—36	3,2	—	25	—	—	—	—	-2,98
2940	Комсомольское	1	Ж ₂	2800—2801	0,808	21	14,0	0,4	27	0,15	75	18	7	-3,00
2941	Кеке-Усул	6	СГ ₁	2300—2311	0,810	25	4	—	12	—	51,7	33,7	14,6	-2,66
2942	Улан-Холл	5	СГ ₁	2159—2162	0,772	58,0	—	—	—	—	—	—	—	-2,57
2943	Северное Камышанское	5	СГ ₁	2212—2208	0,824	16	—	—	92	0,46	55	33,0	12	-2,67
2944	Восточное Камышанское	8	СГ ₁	2197	0,785	21	3,8	—	9,0	0,03	64,5	27	8,5	-2,77
2945	Тенгутинская	178	СГ ₁	1432—1433	0,832	29—31	2,5	1,8	10	0,4	72—59	20,8	0—7,4	-2,72
2946	Ермолинская	55	СГ ₁	2200—2202	0,762	75	—	—	—	0,02	45,2	21,2	16,5	-2,54
2947	Олейниковская	141	СГ ₁	910	0,821	34,3	3,5	—	9,5	0,27	62,0	26	12	-2,62

определена величина δC^{13}) от 4,9 до 23%, а в нефтях Пермского Приуралья — от 15 до 65%, удельный вес нефтей соответственно от 0,76 до 0,86 г/см³ и от 0,75 до 0,95 г/см³.

Сопоставление содержания ароматической фракции и изотопного состава нефтей показывает отсутствие связи между этими параметрами (рис. 1). Следует отметить, что вообще ароматические углеводороды на 0,1—0,2% изотопически тяжелее метаново-нафтеновых [7], но эта

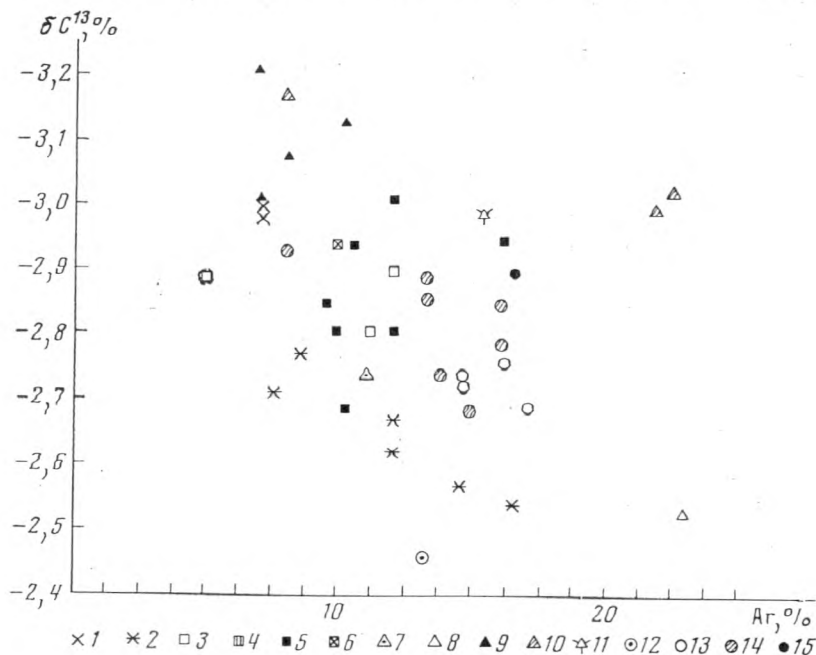


Рис. 1. Связь изотопного состава нефтей с содержанием ароматической фракции для различных стратиграфических комплексов исследованных зон нефтенакопления

Вал Карпинского: средняя юра (1), нижний мел (2); Прикумско-Тюленевский вал: средняя юра (3), верхняя юра (4), нижний мел (5), палеоген — неоген (6); Южный Мангышлак: пермо-триас (7), нижняя — средняя юра (8), средняя юра (9), верхняя юра (10), нижний мел (11); Терско-Сунженская зона: верхняя юра (12), нижний мел (13), верхний мел (14), палеоген — неоген (15)

разница недостаточна, чтобы обусловить заметные вариации изотопного состава суммарного углерода нефти в зависимости от вариаций ее химического состава.

По всей вероятности, широкий диапазон вариаций изотопного состава нефтей Среднекаспийского бассейна — следствие изменения состава нефти в процессе миграции.

ИЗОТОПНЫЙ МЕТОД ИЗУЧЕНИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ МИГРАЦИИ НЕФТЕЙ

Прежде всего следует подчеркнуть, что само по себе движение углеводородов не приводит к изменению их изотопного состава [8], за исключением некоторых специфических случаев [9].

Связь изотопного состава нефти с ее миграционной историей имеет косвенный характер и проявляется через изменение углеводородного состава нефти в процессе движения.

Было показано [10], что изотопный состав летучих углеводородов метаново-нафтеновой фракции (н. к.—200°С), как правило, характеризуется повышенной концентрацией изотопа C^{13} относительно нефти в целом. Это не относится к легкокипящим ароматическим углеводородам, которые по отношению к более высококипящим находятся в раз-

личных по изотопному составу соотношениях. Характерно, что ароматические углеводороды, входящие в состав фракции н. к.— 200°С, нередко изотопически легче метановых, хотя в целом они, как правило, изотопически тяжелее метановых [7].

Если в процессе миграции вследствие того или иного механизма фракционирования произойдет разделение более или менее летучих углеводородов, то в результате этого одновременно произойдет и разделение нефтей по изотопному составу. Залежи, сформировавшиеся преимущественно за счет более летучих углеводородов исходной нефти, будут содержать изотопически более тяжелую нефть. Напротив, залежи, сконцентрировавшие тяжелые углеводороды исходной нефти, будут характеризоваться изотопически относительно легкой нефтью.

В зависимости от того, каким образом были ориентированы в пространстве направления миграции, это приведет к соответствующим градиентам изотопного состава нефтей. Если имела место преимущественно вертикальная миграция, то проявится закономерное изменение изотопного состава нефтей по разрезу. Если развивалась преимущественно латеральная миграция, то изотопный состав нефтей будет закономерным образом меняться по площади.

Следует еще раз подчеркнуть, что все это возможно только при условии, что механизм миграции обуславливает фракционирование химического состава нефти. Если в процессе миграции углеводородный состав нефти не меняется, то нельзя ожидать, что изменится и изотопный состав. Опыт показывает, что фракционирование химического состава нефти в процессе миграции происходит только при сравнительно высоких температурах и давлениях. Оно осуществляется путем перехода части летучих жидких углеводородов нефти в газовую фазу в результате растворения их в нормально газообразных углеводородах и последующего фракционирования в системе газ — жидкость. Как результат химического фракционирования углеводородов и разделения их в процессе движения при высоких температурах и давлениях возникают, с одной стороны, конденсаты, а с другой — густые тяжелые нефти. Если термобарические условия в недрах не слишком жестки, химического фракционирования не происходит, и в процессе миграции вся сумма углеводородов, присущая данной нефти, перемещается совместно. Так, изучение каменноугольных нефтей Волго-Уралья (Пермского Прикамья), залегающих сравнительно на небольших глубинах — 1200—1800 м с пластовыми температурами, не превышающими 30—50°С, показало отсутствие какой-либо связи изотопного состава нефтей с их миграционной историей [1—3].

В условиях Предкавказья, где нефтяные залежи погружены иногда на значительные глубины (3000—4000 м) и нефти пребывают в условиях относительно высоких давлений (250—450 атм), температур (100—200°С), а в различных горизонтах присутствуют конденсатные нефти, уже наблюдается взаимосвязь изотопного состава углерода нефтей с их миграционной историей.

Нельзя утверждать, что конденсаты вообще изотопически тяжелые, а вязкие нефти, содержащие высокомолекулярные углеводороды, вообще изотопически легкие. Подобная дифференциация изотопного состава верна только по отношению к продуктам разделения данной конкретной нефти. Сама же исходная нефть в зависимости от характера родительского органического вещества может иметь различный изотопный состав. Если она изотопически легкая, то и бензиновая ее фракция будет изотопически легкой, хотя и тяжелее масляной фракции той же нефти. Например, конденсатная нефть из верхнеюрских отложений месторождения Дунга (Южного Мангышлака) имеет $\delta C^{13} = -3,03\%$, т. е., если иметь в виду общую шкалу распространенности изотопных составов нефтей, относится к весьма изотопически легким нефтям. Она за-

метно изотопически легче всех изученных нефтей Терско-Каспийской впадины, среди которых встречаются и очень вязкие, высокомолекулярные нефти, но она изотопически тяжелее высокомолекулярных нефтей, присутствующих в юрских отложениях того же Южного Мангышлака, например на месторождении Узень ($\delta C^{13} = -3,17\%$). Иначе говоря, об обогащенности конденсатов тяжелым изотопом углерода, а высокомолекулярных нефтей — легким изотопом, можно говорить только в том случае, если они являются фракциями одной и той же исходной нефти, или членами ряда миграционной дифференциации одного и того же генетического типа нефтей.

Из сказанного выше следует, что при определенных условиях о наличии и направлении миграции можно судить, исходя из графика зависимости изотопного состава нефтей ($\delta C^{13}\%$) от параметра, характеризующего относительное содержание летучих углеводородов. В качестве последнего удобнее всего использовать величину процентного содержания фракции н. к.— $200^\circ C$. Но можно производить сравнение изотопного состава также с количеством фракции $60-150^\circ$ или в крайнем случае, при отсутствии этих данных, с удельным весом нефтей или величиной их смолистости. При этом возможны следующие случаи:

1. Если точки на графике образуют линию, направленную так, что большему содержанию летучих соответствует увеличение содержания тяжелого изотопа углерода в нефти, есть основания полагать, что эта совокупность точек отвечает единому генетическому типу нефти, испытавшей миграционную дифференциацию.

2. Если среди некоторого множества точек, характеризующих данный регион, корреляция величин δC^{13} и (н. к.— $200^\circ C$)% выявляется только в пределах разновозрастных отложений, то можно утверждать, что преобладала латеральная миграция в пределах данного региона.

3. Если, напротив, разновозрастные отложения содержат нефть одинакового изотопного состава или различного, но не отвечающего условию, указанному в п. 2, но зато корреляционную связь величин δC^{13} и (н. к.— $200^\circ C$)% образуют нефти, относящиеся к различным стратиграфическим комплексам, это можно рассматривать как свидетельство имевшей место вертикальной миграции нефти и смешения нефтей различных генетических типов.

4. Если в пределах некоторой совокупности точек выявляется несколько обособленных множеств, то это свидетельствует о наличии различных генетических типов нефтей в пределах выбранной совокупности.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ δC^{13} НЕФТЕЙ В ПРЕДЕЛАХ ОТДЕЛЬНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

В Терско-Сунженской зоне исследовался изотопный состав углерода всех основных продуктивных комплексов, начиная с верхней юры (месторождение Заманкул, 3900 м) и кончая караган — чокраком.

Наиболее древняя — юрская нефть оказалась наиболее изотопически тяжелой ($\delta C^{13} = -2,46\%$), причем имеет место тенденция к обогащению нефтей легким изотопом вверх по разрезу.

При рассмотрении рис. 2 выявляется зависимость изотопного состава нефтей от содержания легкой углеводородной фракции (н. к.— $200^\circ C$)%, что в силу изложенного выше можно рассматривать как признак имевшей место миграционной дифференциации. Зависимость эта выражена довольно слабо. Причем соответствующая линия регрессии связывает точки, отвечающие различным стратиграфическим комплексам. Следовательно, может идти речь о вертикальной миграции.

Заметно отличным оказывается распределение изотопных составов по разрезу в пределах Сунженского и Терского антиклинория. На месторождениях Терского антиклинория: Малгобек-Вознесенское, Хаян-

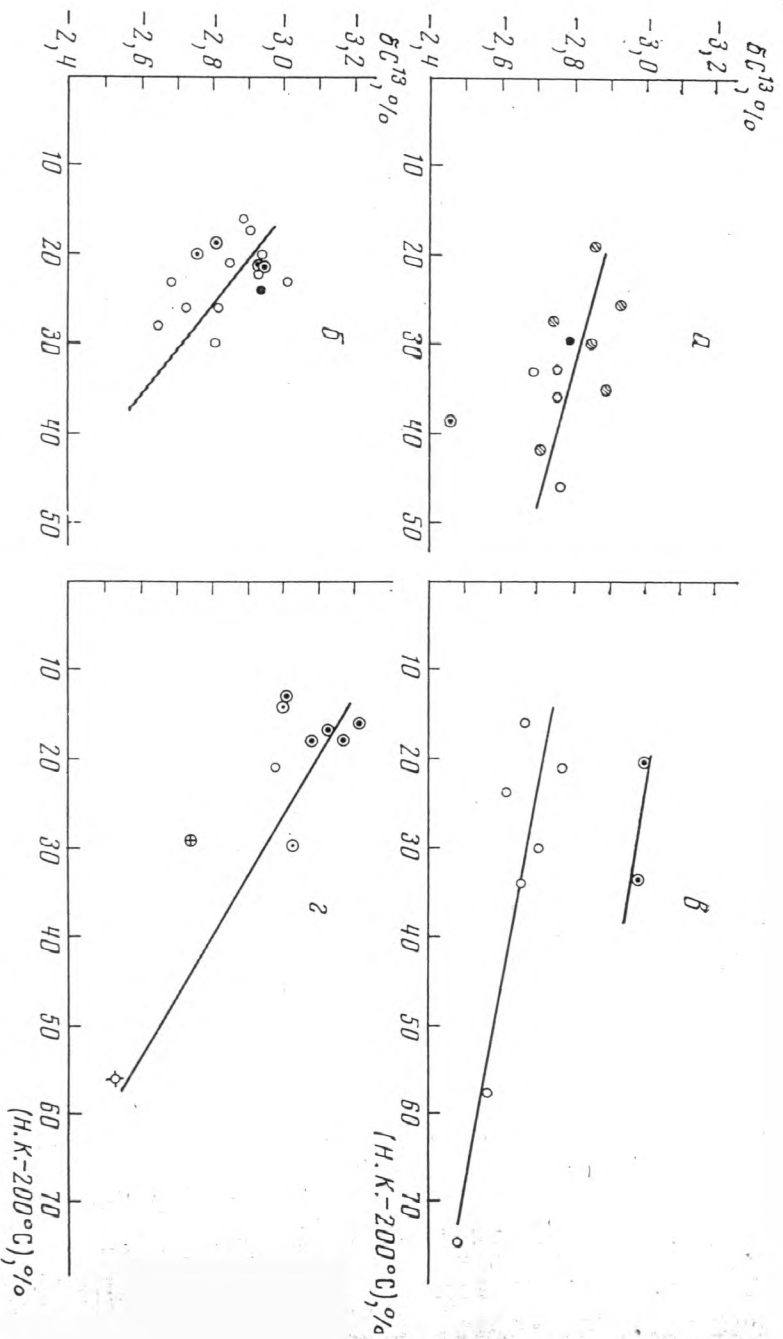


Рис. 2. Сопоставление изотопного состава углевода нефтей с содержанием фракций, выкипающей в интервале н. к.—200° С для различных стратиграфических комплексов исследованных зон нефтегазоносности

а—Терско-Сунженская зона; б—Принкумко-Толеневский вал; в—Вал Карлинского; г—Южный Мангышлак. Нефти комплексов: пермо-триасового (1); нижне-среднеюрского (2); среднеюрского (3); верхнеюрского (4); нижнемелового (5); палеоген-неогенового (6); угловатые обозначения см. рис. 1

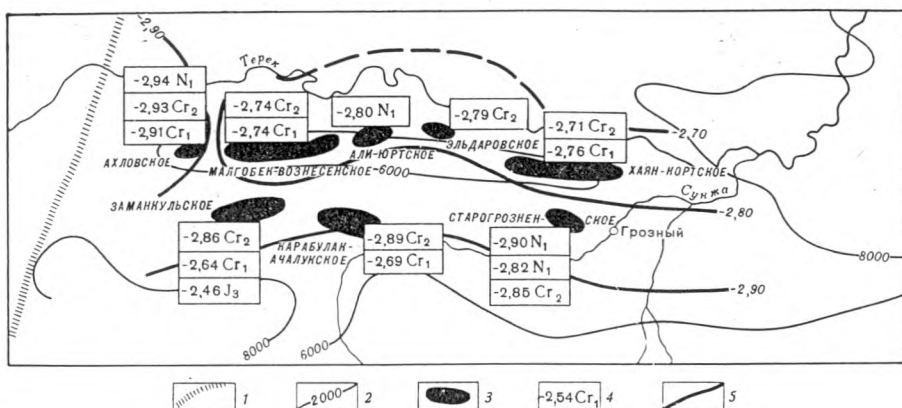


Рис. 3. Карта изолиний изотопного состава углерода нефтей Терско-Сунженской зоны (верхний мел);

основные разрывные нарушения (1); изогипсы кристаллического фундамента (2); нефтяные месторождения (3); изотопный состав углерода нефти в исследованных залежах (4); изолинии изотопного состава нефтей (5)

Корт,— изотопный состав углерода верхне- и нижнемеловых нефтей весьма близок и колеблется в пределах от $-2,75$ до $-2,79\%$. На Ахловской площади изотопный состав верхне- и нижнемеловых нефтей также практически совпадает, но характеризуется иными величинами δC^{13} (от $-2,91$ до $-2,93\%$). Месторождения, относящиеся к Сунженскому антиклинорию, содержат в верхне- и нижнемеловых отложениях нефть, заметно отличающуюся по изотопному составу. В месторождениях Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Старогрозненское верхнемеловые нефти характеризуются изотопным составом углерода в диапазоне величин δC^{13} от $-2,85$ до $-2,89\%$, а нижнемеловые значительно тяжелее — от $\delta C^{13} = -2,64$ до $-2,69\%$.

Следует отметить также, что третичные нефти по изотопному составу заметно варьируют (от $\delta C^{13} = -2,80$ до $-2,94\%$), но в каждом случае довольно близки к верхнемеловым нефтям соответствующих месторождений.

В пределах Терско-Сунженской зоны 70% запасов нефти приурочено к верхнемеловым отложениям [4]. Карта равных значений δC^{13} , построенная для верхнемеловых нефтей (рис. 3), показывает, что существует тенденция к закономерному изменению изотопного состава (обогащению легким изотопом) нефтей в направлении с северо-востока на юг-запад. Это направление, очевидно, совпадает с направлением миграции углеводородов из зоны Терско-Каспийского прогиба. При этом в месторождениях Терского антиклинория формирование залежей как в нижне-, так и в верхнемеловых отложениях осуществлялось путем латеральной миграции. В месторождениях же Сунженского антиклинория следует предположить заметную вертикальную миграцию нефти из верхнеюрских в нижнемеловые отложения. Так как юрская нефть здесь изотопически весьма тяжелая ($\delta C^{13} = -2,46\%$), это объясняет относительную обогащенность тяжелым изотопом нижнемеловой нефти в месторождениях Сунженского антиклинория.

Следует отметить, что по данным химического состава нефтей подобная картина формирования залежей не выявляется.

Прикумская зона. Нижнемеловые нефти Прикумской зоны отличаются широким диапазоном изменения изотопного состава — от $\delta C^{13} = -2,47$ до $-3,00\%$.

Наблюдается довольно отчетливое изменение изотопного состава нижнемеловых нефтей в направлении с востока на запад (рис. 4). Так,

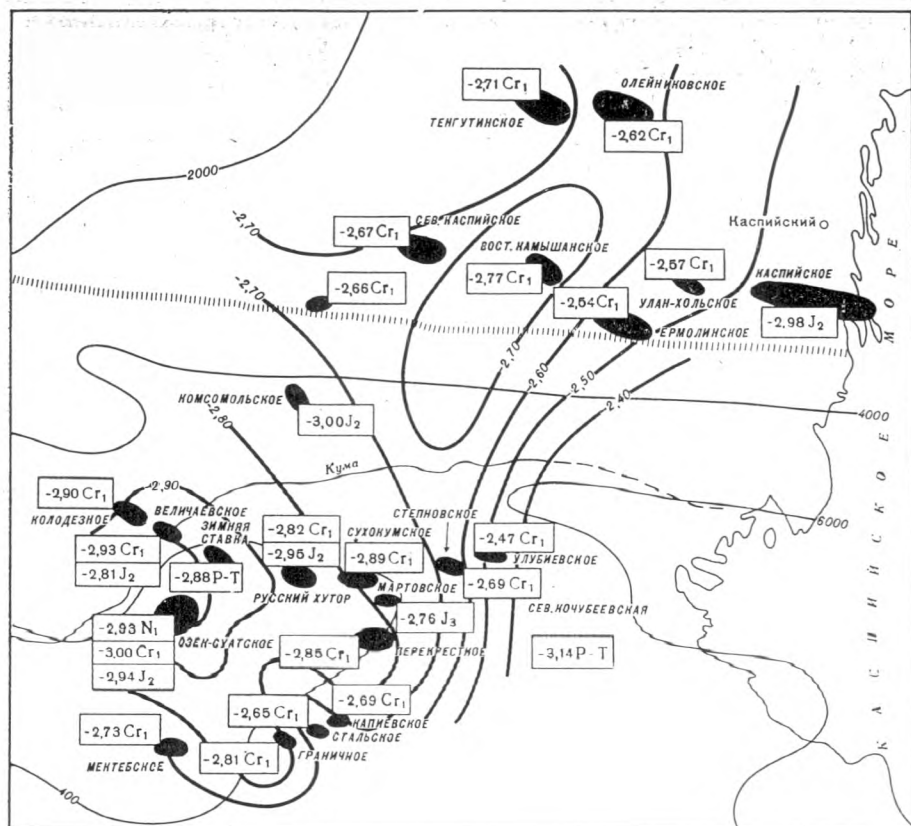


Рис. 4. Карта изолиний изотопного состава углерода нефтей Прикумско-Тюленевской зоны и зоны вала Карпинского (нижний мел)
Условные обозначения см. рис. 3

в пределах месторождений, приуроченных к Сухокумско-Величаевской цепочке поднятий, происходит последовательное обогащение нефтей легким изотопом в западном направлении: Улубиевское ($\delta C^{13} = -2,47\%$); Степновское ($\delta C^{13} = -2,93\%$), Колодезное ($\delta C^{13} = 2,90\%$).

Подобный характер изменения изотопного состава нефтей по площади может быть вызван либо соответствующим изменением изотопного состава исходного органического вещества, либо миграцией углеводородов с востока на запад. В пользу того, что именно миграция являлась определяющим фактором, свидетельствует наличие корреляции между изотопным составом углерода нижнемеловых нефтей и содержанием бензиновой фракции (н. к. — $200^{\circ}C$) (рис. 2).

Примечательно, что в том же направлении с запада на восток происходит уменьшение относительного содержания смол и асфальтенов (от 7,0 до 3,5%).

Юрские нефти в пределах Прикумской зоны близки в среднем по изотопному составу к нефтям нижнемеловым. На графике, связывающем величины δC^{13} с содержанием бензиновой фракции, точки, характеризующие юрскую нефть, примыкают к точкам, характеризующим нижнемеловую нефть. Это дает основание считать вполне допустимой генетическую связь юрских и меловых нефтей.

Среди исследованных нефтей Восточного Предкавказья особое место занимает триасовая нефть Северо-Кочубеевского месторождения. Она получена с глубины 5050 м и представляет собой, по-видимому, наиболее глубоководную нефть, для которой известна в настоящее

время величина δC^{13} . Углерод этой нефти оказался весьма изотопически легким ($\delta C^{13} = -3,14\%$) — заметно легче, чем углерод всех других нефтей Восточного Предкавказья. Эта нефть содержит большое количество твердых парафинов (15—27% [11]), чем, возможно, и объясняется ее обогащенность легким изотопом углерода, поскольку высокомолекулярные парафины составляют наиболее изотопически легкую фракцию нефтей [10]. Анализ другой пермо-триасовой нефти из месторождения Зимняя Ставка, расположенного значительно западнее Северо-Кочубеевского, с глубины 3500 м дал величину $\delta C^{13} = -2,88\%$.

Вал Карпинского. В пределах склона вала Карпинского наблюдается тенденция к обеднению нефтей легким изотопом углерода с запада на восток, аналогичная той, которая характерна для зоны Прикумско-Тюленевского вала. Месторождения в восточной части исследованной зоны вала Карпинского характеризуются величинами δC^{13} нефти: $-2,54\%$ (Ермолинское), $-2,57\%$ (Улан-Хольское). К западу содержание в нефтях легкого изотопа возрастает от $\delta C^{13} = -2,62\%$ до $-2,77\%$.

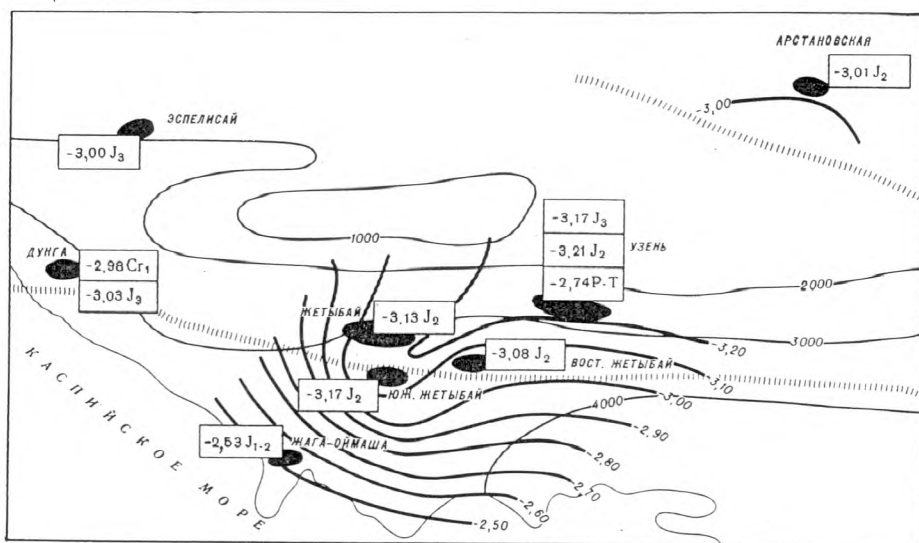


Рис. 5. Карта изолиний изотопного состава углерода нефтей Южного Мангышлака (средняя юра)

Условные обозначения см. рис. 3

Как видно из рис. 2, для нижнемеловых нефтей зоны вала Карпинского имеет место корреляция изотопного состава углерода (δC^{13} , %) с содержанием бензиновой фракции (н. к.—200°С) %, т. е., следуя принципам, изложенным выше, нижнемеловые нефти, несмотря на некоторое различие их изотопного состава в отдельных залежах, следует рассматривать в пределах данного региона как нефти, относящиеся к единому генетическому типу.

В отличие от зоны Прикумско-Тюленевского вала в зоне вала Карпинского нижнемеловые нефти по изотопному составу не обнаруживают никакой генетической связи с юрскими нефтями. В двух исследованных месторождениях: Каспийском ($\delta C^{13} = -2,98\%$) и Комсомольском ($\delta C^{13} = -3,00\%$) юрские нефти оказались намного изотопически легче нижнемеловых и явно выходят из закономерного ряда значений, характерного для нижнемеловых нефтей (рис. 2).

Следует отметить, что юрские и меловые нефти вала Карпинского отчетливо различаются и по групповому углеводородному составу. Так,

в юрских нефтях содержание метановых углеводородов составляет 82—90%, тогда как в меловых — оно колеблется в пределах 55—65%.

Из рис. 2 видно, что совокупность точек, характеризующая нижнемеловые нефти вала Карпинского, частично перекрывается, а частично является непосредственным продолжением поля точек, характеризующего нижнемеловые нефти Прикумско-Тюленевского вала. Следовательно, нефти этих обеих зон относятся к единому генетическому типу нефтей с единой миграционной историей, хотя в западной части Прикумско-Тюленевского вала изотопный состав нефтей, по-видимому, изменен в результате вертикальной миграции нефти из юрских отложений.

Совокупность данных указывает на то, что генеральным направлением миграции было направление с юго-востока на северо-запад со стороны акватории Каспийского моря.

Южный Мангышлак. Нефти Южного Мангышлака в среднем резко обогащены изотопом C^{12} относительно нефтей Восточного Предкавказья (рис. 5).

Из рис. 2 видно, что в координатах δC^{13} — (н. к. — $200^\circ C$) % юрские нефти Мангышлака образуют группу точек, обособленную от совокупности точек, характеризующих нефти Восточного Предкавказья. Следовательно, мангышлакские нефти относятся к совершенно иному генетическому типу, чем нефти Прикумской зоны и вала Карпинского.

На рис. 2 через точки, отвечающие средне-верхнеюрским нефтям Жетыбая и Узеня (изотопически легким: δC^{13} от $-3,08$ до $-3,27\%$), Дунги ($\delta C^{13} = -3,03\%$) и Жога-Оймаша ($\delta C^{13} = -2,53\%$), можно провести линию регрессии.

Это значит, что указанные нефти, несмотря на широкий диапазон вариаций их изотопного состава, отвечают единому генетическому типу. Различие же изотопного состава обусловлено тем, что они принадлежат к различным членам миграционного ряда этого генетического типа нефти.

Отсюда следует, что миграция углеводородов в локальные структуры Южного Мангышлака осуществлялась в направлении с юго-запада на северо-восток со стороны акватории Каспийского моря. При этом ловушки, ближайшие к очагам нефтегазогенерации, содержат наиболее легкую метановую нефть и, следовательно, изотопически наиболее тяжелую нефть. Тяжелые высокомолекулярные и существенно обогащенные легким изотопом нефти Жетыбая и Узени представляют последние члены миграционного ряда того же генетического типа нефти.

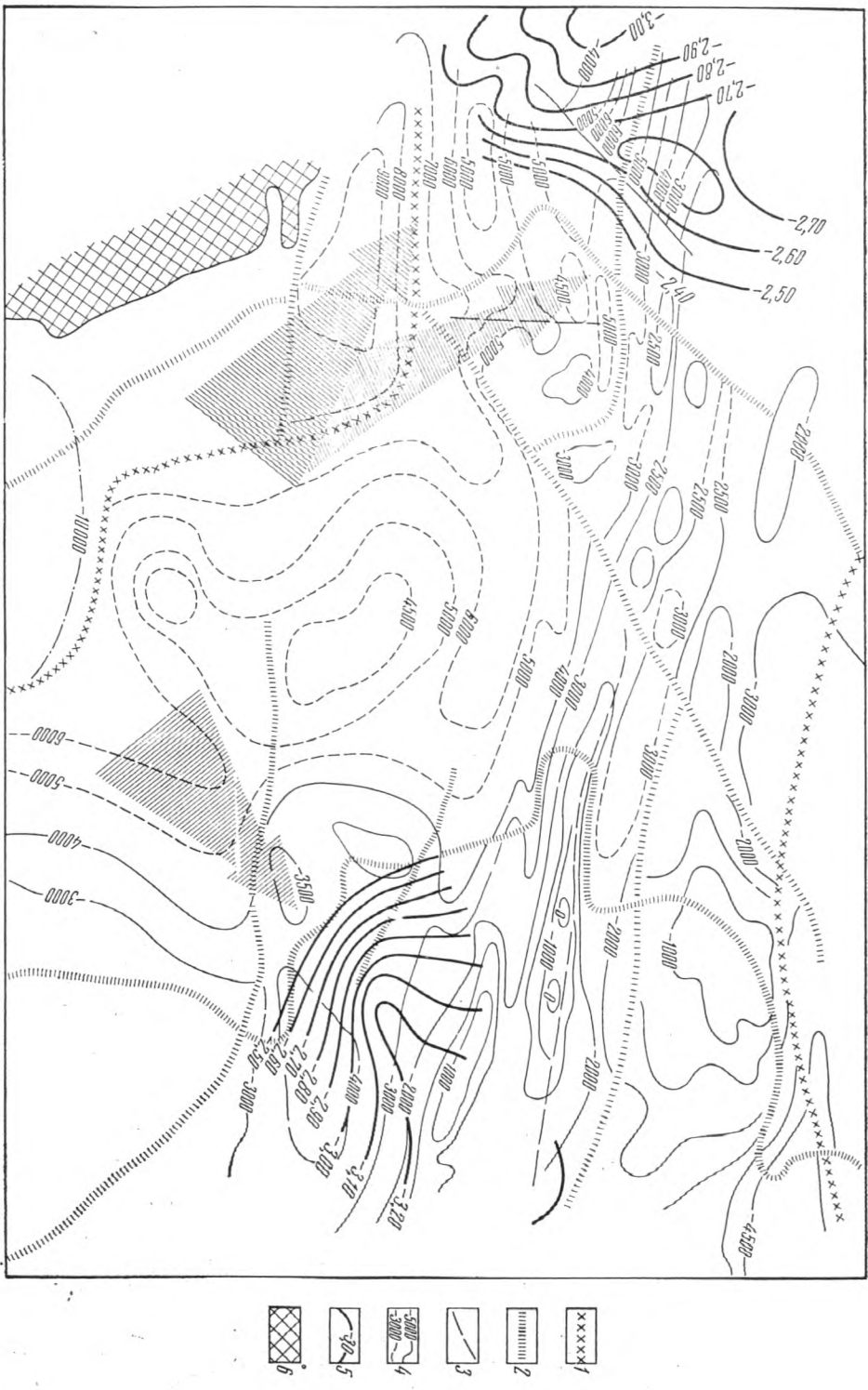
Как видно из графика на рис. 2, одной и той же линии регрессии принадлежат нефти всех отделов юры (J_{1+2} , J_2 и J_3). Иначе говоря, для упомянутых месторождений Мангышлака характерен единый генетический тип юрской нефти.

Интересно, однако, что среди юрских нефтей в пределах исследованной части Закаспия удастся выделить еще один генетический тип нефти. Как видно из рис. 2, имеются две обособленные точки, не принадлежащие к указанной для мангышлакских нефтей линии регрессии. Эти точки характеризуют юрские нефти Эспелиссайского и Арстановского месторождений, приуроченных к Северо-Устьюртскому нефтегазоносному бассейну. Источник генерации углеводородов для этих залежей находится, очевидно, в пределах Северо-Устьюртской впадины, т. е. к северу, а не к югу от зоны Южно-Мангышлакских поднятий.

ОБЩАЯ СХЕМА СТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

Считается, что Южно-Мангышлакский прогиб Туранской плиты и Терско-Кумская впадина Скифской плиты в юрский этап развития представляли единый седиментационный бассейн, в котором в аналогичных

Рис. 6. Схема вероятных направлений миграции углеводородов в пределах Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна: глубинные разломы, разделяющие главные тектонические области (1); контуры береговой линии Каспийского моря (2); региональные нарушения (3); стратонизогинсы подошвы осадочного чехла (4); изогинны изотопного состава углерода нефти (5); альпийские горные сооружения (6)



или весьма близких условиях происходило осадконакопление, а в последующем и нефтеобразование [12]. Это представление нуждается в уточнении с учетом выявленного на основе изучения изотопного состава различия генетических типов нефтей Мангышлака и Восточного Предкавказья.

При рассмотрении закономерностей распространения изотопных составов нефтей Прикумско-Тюленевской зоны и вала Карпинского отмечалось, что генеральным направлением миграции нефтей, очевидно, было направление с юго-востока на северо-запад, в то время как для Южно-Мангышлакской нефтегазосной зоны изотопные данные позволили указать в качестве преобладающего направления миграции направление с юго-запада на северо-восток.

Таким образом, зона нефтегенерации в обоих случаях оказывается в пределах акватории Каспийского моря. Однако различие в изотопном составе углерода нефтей Прикумско-Тюленевской зоны и Южного Мангышлака заставляет считать, что исходный углерод этих нефтей был различен, т. е. эти нефти принадлежат к различным генетическим типам, и следовательно, обе указанные зоны нефтегазонакопления формировались за счет углеводородов с разных нефтегазосборных площадей.

На рис. 6 карта изменений изотопных составов нефтей сопоставлена со структурно-тектонической схемой [13], отражающей геологическое строение той части акватории Каспийского моря, которая представляется очагом нефтегазонакопления. Стрелки указывают направления миграции, вероятные с точки зрения распределения изотопных составов нефтей. Как видим, стрелки точно совпадают с линиями регионального ската, будучи направлены со стороны наиболее погруженных участков бассейна. Последние располагаются по бокам Центрально-Каспийского свода, намечаемого по гравиметрическим данным в средней части акватории Каспия. Для первой из них областью питания, очевидно, служила зона Восточно-Тюленевской депрессии и Терско-Каспийского передового прогиба, для второй — погруженные участки прогиба Казахского залива и Южно-Мангышлакской системы впадин.

В связи с этим особые перспективы в отношении нефтегазосности приобретает акватория предполагаемого погребенного Центрально-Каспийского свода, который, находясь на водоразделе указанных зон нефтегенерации, сам мог явиться крупной зоной нефтегазонакопления, не уступающей по возможным запасам богатым нефтеносным районам Мангышлака и Восточного Предкавказья.

Поступила в редакцию
15 сентября 1974 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Галимов Э. М., Винниковский С. А., Пьянков И. А., Кузнецова Н. Г. Генетические типы нефтей Пермского Прикамья.— Геол. нефти и газа, № 1, 1972.
2. Галимов Э. М., Дахнов В. Н., Ивлев А. А. и др., О некоторых проблемах происхождения нефти, генетических типах нефтей и формировании залежей.— В сб.: Геология и разведка нефти и газа Пермского Приуралья. Перм. кн. изд-во, 1971.
3. Галимов Э. М., Гутман И. С., Бусыгин Г. В., Кузнецова Н. Г. О перспективах нефтегазосности девонско-турнейских отложений Пермского Прикамья по данным структурно-фациального анализа и изотопному составу углерода нефтей.— Геол. нефти и газа, № 5, 1972.
4. Ботнева Т. А. Цикличность процессов нефтегазообразования.— Тр. ВНИГНИ, вып. 126, М., 1972.
5. Галимов Э. М., Гриненко В. А., Устинов В. И. К вопросу об анализе инструментальных ошибок при прецизионном определении изотопного состава элементов.— Ж. аналит. химии, № 5, 1965.
6. Галимов Э. М. Корректное выражение для расчета величины δ прецизионном масс-спектрометрическом анализе изотопного состава элементов.— Тр. МИНХ и ГП, вып. 102, М., 1971.

7. Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. «Недра», М., 1973.
 8. Галимов Э. М. Геохимия стабильных изотопов углерода. «Недра», М., 1968.
 9. Галимов Э. М. Эффект обогащения изотопом C^{13} углерода метана в процессе фильтрации его в горных породах.— Геохимия, № 12, 1967.
 10. Виноградов А. П., Галимов Э. М. Изотопия углерода и проблема происхождения нефти.— Геохимия, № 3, 1970.
 11. Ланда Е. М. Свойства нефтей триасовых отложений Восточного Предкавказья. Махачкала, 1971.
 12. Табассаранский З. А. Условия формирования залежей нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР и сопредельных районов. Автореферат. МИНХ и ГП, М., 1969.
 13. Маловицкий Я. П. Перспективы нефтегазоносности акватории Каспийского моря. «Недра», М., 1967.
-

ON THE FORMATION OF ZONES OF OIL-GAS ACCUMULATION
WITHIN THE MID-CASPIAN BASIN ACCORDING TO DATA
OF THE ISOTOPIC COMPOSITION OF THE CARBON OF OILS

E. M. GALIMOV, A. A. GEODEKYAN, L. V. GALIMOVA, V. Ya. TROTSYUK

V. I. Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry, USSR Academy of Sciences, Laboratory of Foreign Geology of the USSR Ministry of Geology and Institute of Oceanology, USSR Academy of Sciences, Moscow

The isotopic composition of the carbon of oils from 70 various deposits characterizing all zones of oil-gas accumulation of the Mid-Caspian basin has been investigated.

The joint examination of the data of isotopic analysis and of the fractional composition of oils has been used for the estimation of possible directions of hydrocarbon migration. Its application to the investigation of regularities in the distribution of isotopic oil compositions of the Mid-Caspian basin allows to assume that for the Prikum-Tyulenevo zone and the Karpinsky swell the main direction of oil migration was the direction from North-East to South-West, while for the South-Mangyshlak zone the direction from South-West to North-East must be considered as the prevailing migration direction.

In both cases the zone of oil generation proves to be within the ranges of the Caspian Sea. In this connection the aquatorium of the supposed buried Central-Caspian vault acquires particular promises of oil-gas bearing.
