

Изотопный состав углерода флюидов баженовской свиты Малобалькского и Восточно-Правдинского участков

А.В. Жердева¹, М.А. Великий¹, И.В. Гончаров¹, В.В. Самойленко¹, Н.В. Обласов¹, С.В. Фадеева¹
¹АО «ТомскНИПнефть», НИ ТГУ, г. Томск, НИ ТГУ, г. Томск



ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Воскресная научная конференция, 2, Новосибирск

ТомскНИПнефть
ацционерное общество

Малобалькское и Восточно-Правдинское нефтяные месторождения расположены в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Входят в Сальмскую группу месторождений (рис. 1).

В рамках работы были изучены образцы газа, керн и экстракты из пород баженовской свиты (БС) этих месторождений. Газы были отобраны непосредственно из скважин с помощью скважинных насосов.

Ранее в работе [1] также из скважин с керном БС были исследованы газы с различным изотопным составом углерода ($\delta^{13}C$). Наблюдаемые различия авторы объяснили разным катагенезом органического вещества (ОВ) БС, генерирующим газы, а также миграцией газов другой генетической природы, мигрирующей из немолодых отложений.

На рисунке 2 представлены результаты $\delta^{13}C$ исследований газов, относительно опубликованных в статье [2] данных по юго-востоку Западной Сибири. Как видно из рисунка, кривые Чанга [3] исследованных проб располагаются существенно ниже ранее описанных. Как известно, с ростом катагенеза ОВ нефтематеринской породы, количество легкого изотопа C^{12} в генерируемых ею флюидах уменьшается [4, 5]. Диапазон изменений $\delta^{13}C$ баженовской свиты в работе [2] был сформирован по результатам анализа газов, ассоциированных с нефтяными залежами, то есть газам, генерируемым на этапе той же стадии. Относительно легких $\delta^{13}C$ газов, полученных нами из скважин, можно утверждать, что в их составе присутствует значительная доля первой порции генерируемых и по каким-то причинам не покинувших БС углеводородов.

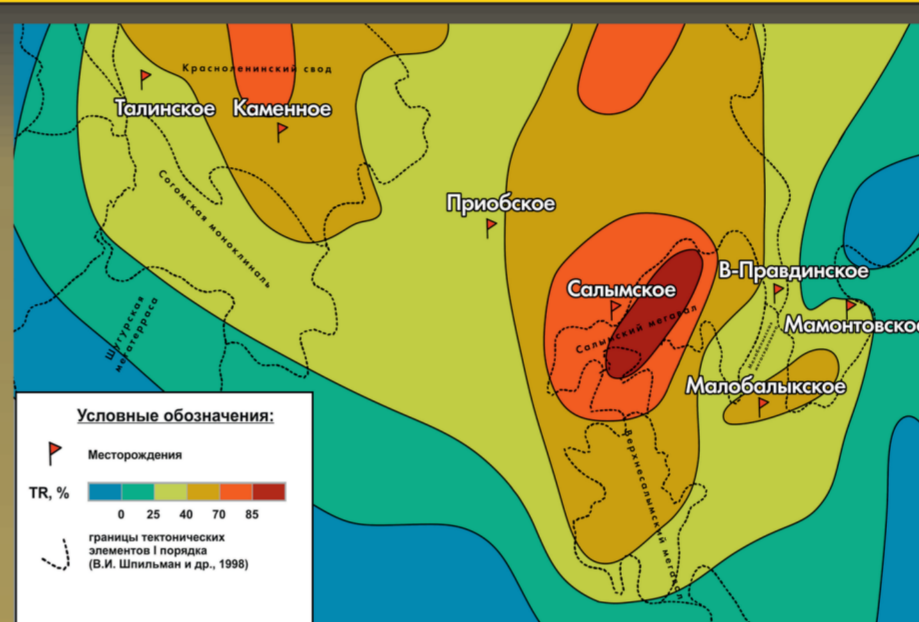


Рисунок 1 - Район исследований

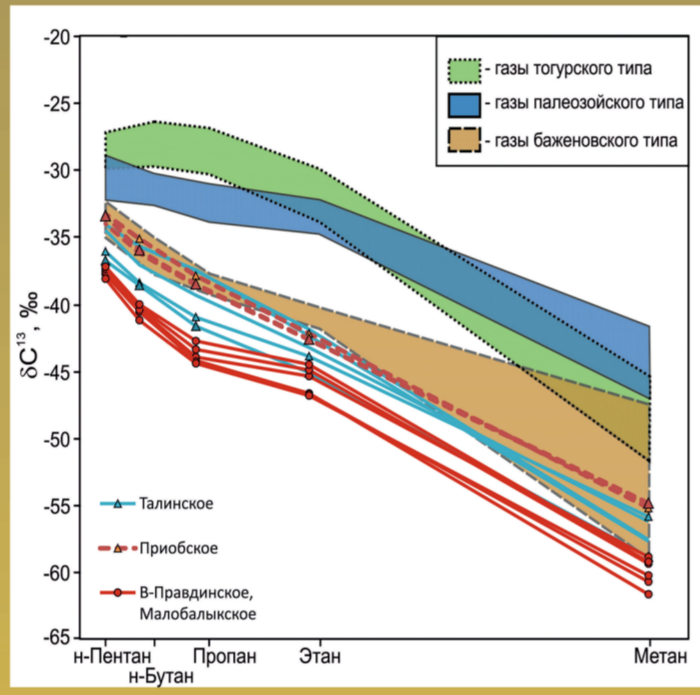


Рисунок 2 - кривые Чанга исследованных газов БС в сравнении с распространёнными газами нефтяной залежи юго-востока Западной Сибири [2, 3]

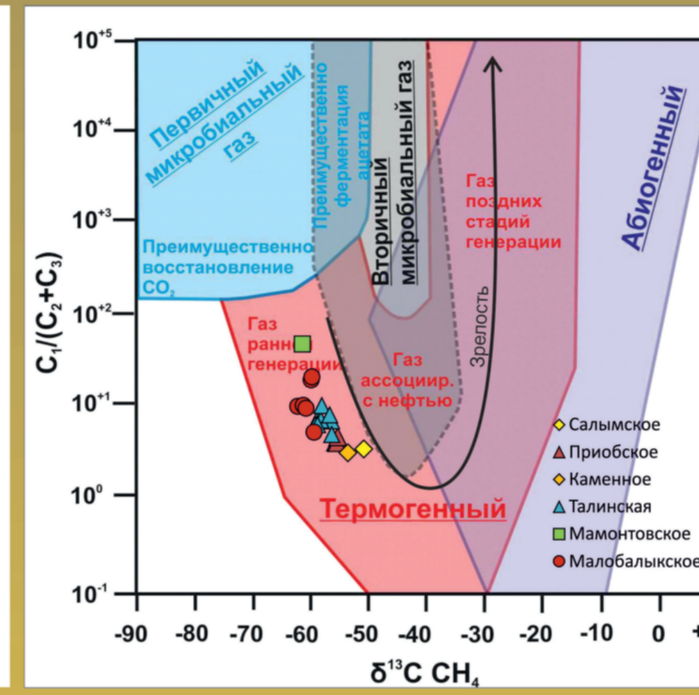


Рисунок 3 - Диаграмма Бернера в модернизации Михова [6] с нанесёнными данными газов баженовского типа района исследований, которая демонстрирует различия в их зрелости

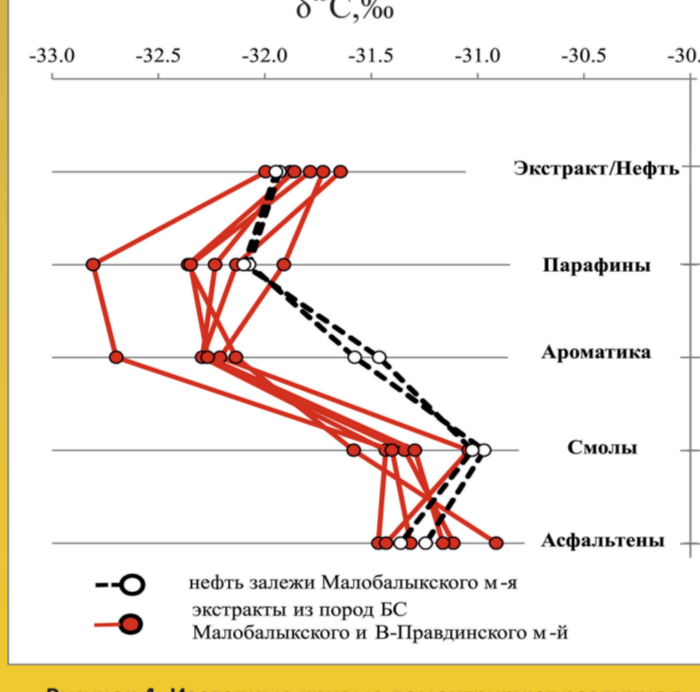


Рисунок 4 - Изотопные кривые демонстрируют различия в изотопном составе углерода ароматической фракции экстрактов из пород и нефти Малобалькского участка

Таблица 1
Молекулярные и паролитические параметры битуменов и пород

Площадь	Молекулярные параметры			Паролитические данные		
	П/Ф	К	И	Тпак.С	Сар.С	Н*
Малобалькское	0,6	0,6	1,1	486	18,4	566
В.Правдинское	0,3	0,7	1	492	17,1	604

Таблица 2
Изотопные характеристики ароматической фракции

Площадь	$\delta^{13}C$, ‰ (хроматографическая фракция)					Выход*
	Эфир	ПФ	АФ	СФ	СД	
Малобалькское	-31,8	-32,3	-32,3	-31,3	-31,2	12,64
В.Правдинское	-31,7	-32,1	-32,3	-31,3	-31,3	28,51

Таблица 3
Характеристики газов

Площадь	$\delta^{13}C$, ‰ (молекулярные газы)					H/C*
	C1	C2	C3	C4	C5	
Малобалькское	-40,7	-40,7	-44,3	-40,1	-37,7	39,3
В.Правдинское	-40,3	-40,6	-44,4	-41,2	-38,1	8,2

* - значения приведены в % от массы

При сопоставлении изотопных параметров и особенностей компонентного состава газов на диаграмме Бернера (рис. 3) разных месторождений сальмской группы можно наблюдать четкий тренд, а в увеличении зрелости. Прямые газы Малобалькского и Восточно-Правдинского участка лежат в граничной области между газами первых порций генераций и газом ассоциированным нефтями.

Также косвенным подтверждением низкой зрелости исследованных флюидов могут быть особенности изотопно-фракционных кривых экстрактов, свидетельствующие о немыской степени преобразованности генерирующего их ОВ. К таким особенностям относится легкий $\delta^{13}C$ ароматической фракции относительно парафино-нафтеновой фракции (рис. 4) [6]. Однако паролитические и молекулярные параметры катагенеза ОВ (таблица 1) указывают на то, что оно находится в фазе активной генерации.

Другой возможной причиной отличий в $\delta^{13}C$ может быть наличие некоторых особенностей состава ОВ, обусловленных фациальными отличиями накопления отложений БС центральной части Западной Сибири по сравнению с его юго-восточной частью. Возможно, именно Большая окисленность исходной биомассы на юго-востоке на стадии осадконакопления, на что указывает отношение приставки к фитану (П/Ф) 1,2-1,6 против 0,6-1,0 в центральной части [7], обусловила уплотненный состав их газов. И, наоборот, более восстановительные условия накопления ОВ БС в районе Малобалькского месторождения стали причиной обогащенного изотопного состава углерода газов.

Можно также предположить, что наблюдаемые различия обусловлены тем, что в нашем случае, как и в работе [1], исследованы газы не из промышленных залежей, а образцы из зоны нефтематеринской породы. Однако газ с подобным распределением $\delta^{13}C$ нами был встречен на Талинском месторождении в пробе попутного газа скважины №2958 (см. рис.1а). Нефть этого месторождения является типичными для центральных районов Западной Сибири. Они характеризуются низким отношением П/Ф (до 1), а также невысокой зрелостью (4MBV/1MDV^{1,5}).

Конечно, на основе полученных данных рано делать окончательное заключение, но можно сделать предположение о наличии закономерности, согласно которой газы месторождений центральных частей Западной Сибири должны иметь более легкий $\delta^{13}C$, чем газ БС южных бассейнов, а общее поле газов баженовского типа на диаграмме Чанга должно быть расширено.

Список литературы

1. Краснова Е.А. Изотопно-геохимические особенности распределения газобразных углеводородов в разрезе баженовской свиты (южная часть Западной Сибири) / Е.А. Краснова, А.Ю. Юрченко, А.Г. Калмыков, М.М. Фокина // Геология - 2020. - т.21. - №2. - С. 153 - 158.
2. Гончаров И.В. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева, Л.Л. Журавль // Нефтяное хозяйство - 2012. - №11. - С. 8-13.
3. Chung M., Gotro J., Spryell E.M. Origin of diatomic hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution // Chemical Geology - 1988. - № 71. - P.97-103.
4. Галимов З.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. - Москва: Недра, 1973. - 384 с.
5. Гончаров И.В. Изотопный состав углеводородов экстрактов из пород баженовской свиты различного катагенеза // И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, М.А. Великий, Е.С. Бакина, А.В. Жердева // XXX Симпозиум по геохимии изотопов имени А.П. Виноградова (15-17 ноября 2016 г.) материалы конференции. - Москва, 2016. - С. 748-749.
6. Жердева А.В. Изотопный состав углерода экстрактов из пород баженовского горизонта // А.В. Жердева, В.В. Самойленко, М.А. Великий // XXXI Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» имени академика М.А. Усова [3-7 апреля 2017]. материалы конференции. - Томск, 2017. - С. 250-251.
7. Гончаров И.В. Геохимия нефти Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 181 с.
8. Mikhov A.V., Kas M., Florje G. Geochemistry of shale gases from around the world: Composition, origins, isotope reversals and rollovers, and implications for the exploration of shale plays, Organic Geochemistry - 2020 // doi: https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2020.103997

В таблицах представлены усредненные значения для исследованных образцов Малобалькского и Восточно-Правдинского участков