

УДК 550.4:552.578.2

Е.В. Бордюг¹

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ НЕФТЕЙ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

В статье рассмотрен углеводородный состав нефтей, отобранных из коллекторов палеозойского и юрского возраста юго-востока Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. На основе интерпретации распределения молекулярных параметров исследованные образцы разделены на четыре генетические группы со сходными значениями коэффициентов. Анализ распределения углеводородов позволил выявить типы исходного для нефтей органического вещества и условия его накопления; предпринята попытка определения возраста нефтематеринских пород.

Ключевые слова: углеводороды-биомаркеры, нефтематеринские породы, палеозойские и юрские резервуары.

In the article hydrocarbon composition of Paleozoic and Jurassic oils in southeastern West Siberia is considered. On the basis of molecular parameters interpretation oil samples have been subdivided into four genetic groups with similar values of coefficients. The analysis of hydrocarbon allocation has allowed to reveal types of organic matter of oil-producing rocks and conditions of its accumulation, conditions of early diagenesis; also an attempt of age definition of initial source rocks has been undertaken.

Key words: biomarker hydrocarbons, source rocks, Paleozoic and Jurassic reservoirs.

Введение. В начале 70-х гг. XX в. впервые был получен промышленный приток нефти из палеозойских отложений месторождения Березовское на Шаимском валу, в связи с этим началось планомерное изучение проблемы нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В настоящее время открыто много месторождений с залежами как внутри палеозойских резервуаров (Еллей-Игайское, Малоичское месторождения в Новосибирской области), так и в коре выветривания (Герасимовское, Верх-Тарское, Калиновое и другие месторождения).

Существуют два мнения относительно источника нефти в зоне контакта палеозойского основания и мезозойского осадочного чехла: 1) палеозойские отложения рассматриваются как самостоятельный нефтегазогенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс (З.Т. Алескерова, И.В. Литвиненко и др., В.А. Успенский); 2) формирование залежей в палеозое обязано вышележащим мезозойским толщам (Н.Н. Ростовцев, А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова, В.С. Вышемирский и др.).

Представления об источнике нефтей палеозойских залежей развивались по мере совершенствования инструментальных методов исследования углеводородных флюидов и органического вещества (ОВ) пород. В настоящее время большинство нефтяников сходятся во мнении, что нефтематеринскими породами для нефтей палеозойских залежей могут служить в каждом конкретном случае как внутрипалеозойские толщи, так и вышележащие мезозойские отложения.

В статье интерпретируются данные углеводородного состава нефтей, отобранных из залежей месторождений на юго-востоке Западно-Сибирского НГБ: из палеозойских коллекторов Еллей-Игайского, Калиновое, Малоичского, Нижнетабаганского, Южно-Табаганского, Северо-Останинского, Урманского месторождений; из ниже- и среднеюрских отложений Столбового и Вартовского месторождений. Верх-Тарское месторождение представлено и «палеозойской», и «юрской» нефтью (таблица).

Методы исследований. В комплекс геохимических исследований входили хроматографический (распределение алкановых, изоалкановых углеводородов (УВ)) и хроматомасс-спектрометрический (распределение стеранов, гопанов и других терпанов, моно- и триароматических стероидов) анализы нефти.

По соотношениям УВ-биомаркеров нефти в залежах коры выветривания доюрского основания собственно палеозойские и юрские нефти осадочного чехла отличаются, поэтому все исследованные образцы по ряду параметров удалось разделить на несколько групп со сходными значениями коэффициентов. Анализ распределения УВ позволил выявить типы исходного для нефтей ОВ и условия его накопления, условия раннего диагенеза; предпринята попытка определения возраста нефтематеринских толщ (НМТ).

Результаты исследований. К первой группе отнесены нефти месторождений Северо-Останинского (скв. 7, интервал 2794–2810 м, из коры выветривания палеозоя) и Вартовского (скв. 330, инт. 2556–2574 м, тюменская свита). Эти нефти характеризуются преобла-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих полезных ископаемых, аспирант, e-mail: rianagold@mail.ru

Исследованные образцы

Номер п/п	Место отбора образцов нефти	Возраст, продуктивные отложения
1	Урманское, скважина 2, интервал 3091–3103 м	D ₃ fr (пласт М), известняки
2	Калиновое, скв. 6, инт. 2970–2980 м	D ₃ fr (пласт М), известняки
3	Нижнетабаганское, скв. 4, инт. 3068–3080 м	C _{1v} sp, кора выветривания
4	Южно-Табаганское, скв. 130, инт. 2981–3012 м	D, кора выветривания, пласт М
5	Еллей-Игайское, скв. 2, инт. 3800–4100 м	D ₂ ef
6	Северо-Останинское, скв. 7, инт. 2794–2810 м	D ₃ , кора выветривания
7	Верх-Тарское, скв. 3, инт. 2692–2704 м	D ₃ , органогенные известняки
8	Малоичское, скв. 2, инт. 2842–2849 м	D ₂ , пласт М2, известняки
9	Столбовое, скв. 1, инт. 2594–2595 м	J ₃ , васюганская свита
10	Верх-Тарское, скв. 2, инт. 2474–2493 м	J ₃ , васюганская свита
11	Вартовское, скв. 330, инт. 2556–2574 м	J ₂ , тюменская свита

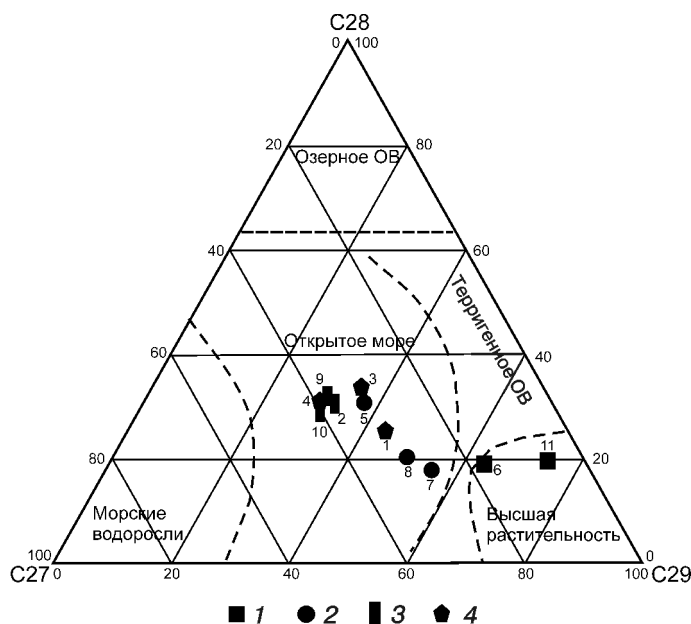


Рис. 1. Группы нефти по соотношению стеранов: 1 — континентальный юрский генотип со значительным вкладом высшей растительности в ОБ (НМТ — тогурская/тюменская свита); 2 — морской генотип, возможно, карбонатная палеозойская НМТ; 3 — морской «баженовский» генотип; 4 — смесь нефти или смешанное исходное ОБ в НМТ. Номера образцов соответствуют приведенным в таблице

данием среди стеранов гомолога C₂₉ — этилхолестана (рис. 1), а среди триароматических стероидов — C₂₈; в распределении нормальных алканов максимальная концентрация характерна для C_{21–23}; отмечено преобладание пристана над фитаном (коэффициент Pr/Ph=3,5). Эти данные указывают на большую примесь гумусового ОБ в исходной нефтематеринской толще (НМТ) и относительно окислительные условия раннего диагенеза [Тиссо, Вельте, 1981]. По-видимому, нефти первой группы генерированы НМТ континентального и прибрежно-морского генезиса: тогурской свитой нижней юры или тюменской свитой средней юры (рис. 2).

К второй группе отнесены Еллей-Игайское (скв. 2, инт. 3800–4100 м); Верх-Тарское (скв. 3, инт. 2692–2704 м) и Малоичское (скв. 2, инт. 2842–2849 м) месторождения. В них также среди стеранов преобладает этилхолестан (рис. 1), а среди триароматических стероидов гомолог C₂₈. Отмечу, что такая картина распределения характерна не только для фанерозойских нефтей, исходное ОБ которых содержало значительное количество гумусового вещества, но и для многих докембрийских нефтей, образовавшихся из ОБ прокариотов (например, синезеленых водорослей) и простейших эукариотов. Возможно, экологические ниши с подобным липидным комплексом живого вещества сохранились в фанерозое, например в обстановках накопления карбонатных доломитовых формаций [Костырева и др., 1999]. Распределение нормальных алканов в нефтях этой группы указывает на морское сапропелевое ОБ (максимум распределения приходится на C_{12–15} [Костырева, 2005]), среднее отношение Pr/Ph равно 1,35, также фиксируются преобладание

гопана C₂₉ над C₃₀, т.е. биометка карбонатной НМТ [Peters et al., 2005]. По-видимому, эти нефти генерированы палеозойской нефтематеринской толщей или, возможно, карбонатными толщами с морским планктоно- и бактериогенным ОБ (рис. 2).

В третью группу объединены образцы нефтей с месторождений Калиновое (скв. 6, инт. 2970–2980 м, кора выветривания палеозойского основания), Столбовое (скв. 1, инт. 2594–2595 м, пласт Ю₁ васюганской свиты) и Верх-Тарское (скв. 2, инт. 2474–2493 м, васюганская свита); в них отмечается преобладание холестана C₂₇ среди стеранов (C₂₇/C₂₉>1, рис. 1). Максимум распределения нормальных алканов в этих образцах приходится на область C_{15–17}, с небольшим повышением концентрации n-C₁₉, что свидетельствует о морском водорослевом типе исходного ОБ. По литературным данным, такое распределение характерно для битумоидов баженовской свиты (с учетом сдвига — в битумоидах максимум приходится на область C_{17–C₁₉}). Действительно наиболее вероятным источником нефтей продуктивных пластов Ю₁¹+Ю₁² Столбового месторождения считаются вышележащие отложения баженовской свиты [Конторович, 2002], возможна также примесь гумусового ОБ верхневасюганской подсвиты или генерированного им флюида (особенно для образца с Верх-Тарского месторождения) (скв. 2, инт. 2474–2493 м). Источник нефти в залежи палеозойской коры выветривания Калинового месторождения может быть связан с отложениями карбонатно-глинисто-кремнистой формации депрессионного девонского разреза [Конторович, 2000]; в этом образце установлено наличие 28,30-бисноргопана, что указывает на восстановительные

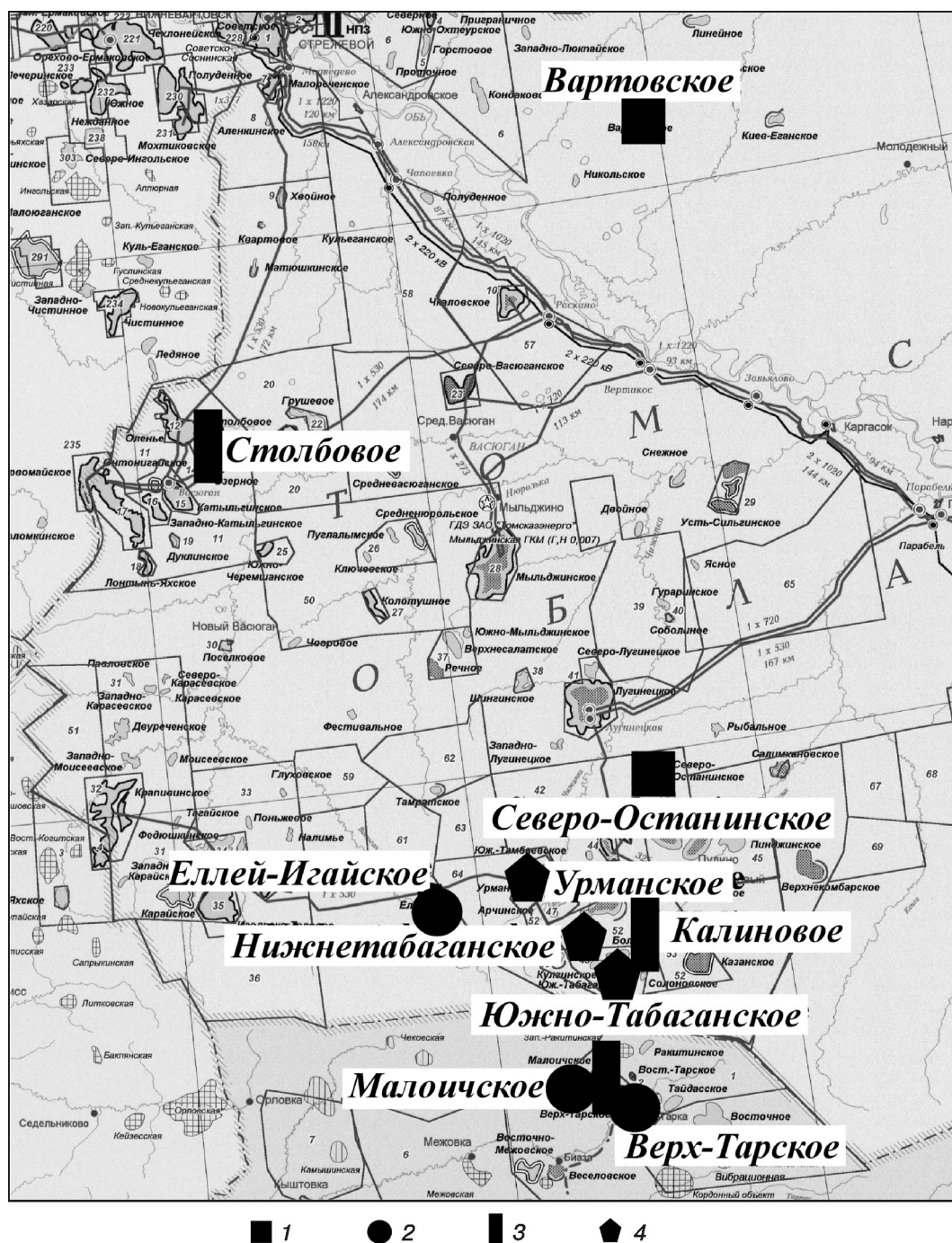


Рис. 2. Фрагмент карты месторождений Томской и Новосибирской областей (по материалам ИНКОТЭК).
Условные обозначения см. на рис. 1

условия преобразования ОВ исходной НМТ в раннем диагенезе.

В четвертую группу нефтей объединены образцы из зоны контакта палеозойского основания и мезозойского осадочного чехла Урманского, Нижнетабаганского и Южно-Табаганского месторождений. В них идентифицируется смешанный гумусо-сапропелевый тип исходного ОВ, не исключено также смешение флюидов из двух источников непосредственно в залежи. В распределении нормальных алканов нет четкого максимума, концентрация и

низкомолекулярных (как в морском ОВ), и высокомолекулярных (как в континентальном ОВ) алканов примерно одинакова. На хроматограмме насыщенной фракции нефти Урманского месторождения фиксируется двумодальное распределение, два других образца имеют максимумы в области C_{15-17} , а также высокую концентрацию алканов $>C_{20}$. В распределении изостеранов в нефти из Урманского месторождения отмечена повышенная концентрация этилхолестана (43,73%) и гомолога C_{28} среди триароматических стероидов, а также повышенное значение коэффициента

$n-C_{27}/n-C_{17}$ (0,9), что говорит о значительном вкладе континентальной органики в исходное ОВ. В образцах нефтей из Нижнетабаганского и Южно-Табаганского месторождений исходный тип ОВ больше тяготеет к морскому. Так, среди изостеранов нефти из Южно-Табаганского месторождения преобладает холестан C_{27} (39,2%), а в образце из Нижнетабаганского месторождения идентифицирован 28,30-бисноргопан. Таким образом, вероятно, источником нефтей этой группы послужило ОВ смешанной природы: планктонно- и бактериогенное, а также поступавшее с суши вместе с терригенным материалом гумусовое; но может иметь место и смешение УВ из двух источников — палеозойского аквагенного и нижнеюрского

терратогенного (по терминологии [Конторовича и др., 1998]), чем объясняются «средние» значения соотношений биомаркеров.

Заключение. Исследования молекулярного состава нефтей залежей в палеозойских и юрских отложениях подтвердили, что единой НМТ для этих нефтей нельзя выделить. В каждой конкретной геологической ситуации состав нефтей формируется за счет либо одной НМТ, либо за счет смешения флюидов, поступающих из разных НМТ. Обнаружение в палеозойских нефтях признаков связи с морским сапропелевым ОВ дает основание рассматривать палеозойские отложения как потенциально нефтематеринские.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Конторович А.Э. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. М.: ГЕОС, 2000.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2002.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири // Геохимия. 1998. № 1. С. 3–17.

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2005.

Костырева Е.А., Данилова В.П., Меленевский В.Н. и др. Геохимия органического вещества палеозойских отложений востока Томской области (на примере разреза скв. Вездеходная-4) // Геология и геофизика. 1999. Т. 40, № 7. С. 1086–1091.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. V2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. Cambridge Univ. Press, 2005.

Поступила в редакцию
24.05.2011