

*На правах рукописи*

КИМ НАТАЛЬЯ СЕРГЕЕВНА

**ГЕОХИМИЯ ДОКЕМБРИЙСКИХ НЕФТЕЙ  
ЕВРАЗИИ**

25.00.09 - геохимия, геохимические методы  
поисков полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

НОВОСИБИРСК 2008



Работа выполнена в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук

**Научный руководитель:** доктор геолого-минералогических наук  
профессор, академик РАН  
Конторович Алексей Эмильевич

**Официальные оппоненты:** доктор геолого-минералогических наук  
Баженова Татьяна Константиновна

доктор геолого-минералогических наук  
Сидоренко Светлана Александровна

**Ведущая организация:** Федеральное государственное  
унитарное предприятие  
«Сибирский научно-исследовательский  
институт геологии, геофизики и минерального  
сырья» Министерства природных ресурсов  
Российской Федерации (ФГУП СНИИГГиМС,  
г. Новосибирск)

Защита состоится 16 апреля 2008 г. В 10 часов на заседании диссертационного совета Д 003.068.02 при Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, в конференц-зале.

Адрес: проспект Ак. Коптюга, 3, г. Новосибирск, 630090  
Факс: (383) 333-23-01

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке ИНГГ СО РАН.

Автореферат разослан «     » марта 2008 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат геол.-мин. наук



Е.А. Костырева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

В работе рассмотрены геохимия и условия образования верхнепротерозойских (рифей-венд) нефтей и предпосылки нефтегазоносности докембрийских отложений осадочных бассейнов древних платформ Евразии.

**Объектом исследования** являются верхнепротерозойские нефти Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ, а именно зависимость углеводородного состава этих нефтей от биохимии исходных для них прокариотических и ранних эукариотических живых организмов, обитавших в докембрии в морях изученных регионов Евразии, а также от диагенетических и катагенетических условий захоронения органического вещества.

**Актуальность работы.** В последние десятилетия залежи нефти и газа, нефтепроявления в докембрии установлены на многих древних платформах. В Евразии месторождения нефти и газа в отложениях докембрия открыты на Сибирской, Аравийско-Нубийской, Восточно-Европейской платформах. Нефтепроявления известны также на Северо-Китайской, Южно-Китайской и Индийской платформах. Протерозойские отложения являются перспективным, но слабоизученным в отношении нефтегазоносности комплексом. Проводимые геохимические исследования нефтей, генерированных протерозойскими нефтепроизводившими породами, способствуют развитию теории нафтидогенеза и обоснованию перспектив нефтегазоносности древнейших толщ. Изучение индивидуального состава биомаркеров докембрийских нефтей помогает также выявить специфические черты биохимии живого вещества в протерозое.

Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в докембрии и геохимия докембрийских нефтей рассмотрены в работах многих исследователей. Наиболее значительный вклад в разработку этой проблемы внесли российские ученые – М. А. Усов, А. А. Трофимук, А. В. Сидоренко, Н. Б. Вассоевич, И. С. Грамберг, В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, Ф. П. Митрофанов, А. Ф. Сафронов, Б. А. Соколов, В. С. Сурков, О. А. Арефьев, Т. К. Баженова, О. К. Баженова, А. К. Башарин, А. Н. Гусева, Д. И. Дробот, А. Н. Золотов, А. Н. Изосимова, А. А. Петров, С. А. Кашенко, А. И. Ларичев, Е. С. Ларская, Н. В. Лопатин, Р. Н. Преснова, С. А. Сидоренко, О. Ф. Стасова, И. Д. Тимошина, Д. Л. Федоров, Г. С. Фрадкин. За рубежом этой проблемой занимались Дж. Шопф (J. W. Schopf), Э. Баргхорн (E. S. Barghoorn), К. Петерс (K. E. Peters), М. Молдован (J. M. Moldowan), Дж. Грантам (P. J. Grantham), У. Кломп (U. C. Klomp), И. Хёлд (I. M. Hold), Дж. Теркен

(J. M. Terken), Н. Фрюин (N. L. Frewin), М. Флауер (M. G. Fowler), Г. Дуглас (A. G. Douglas) и другие.

Однако сравнительные геохимические исследования нефтей докембрия различных платформ Евразии и других континентов, дающих достоверную общую картину, ранее не проводились. Предметом дискуссии являются вопросы об особенностях биохимии исходного для верхнепротерозойских нефтей живого вещества, о специфике их биомаркерного состава по сравнению с фанерозойскими нефтями, а также о влиянии биологической эволюции на химический состав нефтей. В поисках ответов на эти вопросы, от которых во многом зависят оценка перспектив нефтегазоносности, направления и методика поисков залежей нефти и газа в докембрии, видит автор *актуальность* выполненной работы.

**Цель работы:** изучить геохимию докембрийских нефтей, путем детального сравнительного анализа геохимии углеводородов-биомаркеров в нефтях докембрия Евразии выявить особенности биохимии исходного для нефтей прокариотического и раннего эукариотического живого вещества, существовавшего в протерозое.

**Научная задача:** на основе детального изучения углеводородов-биомаркеров в докембрийских нефтях **трех регионов** Евразии определить геохимические особенности этих нефтей.

Задача решалась поэтапно:

- выполнить анализ исследований, проведенных за последние десятилетия, по проблемам нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Мира и биологической эволюции жизни в докембрии;

- выполнить детальные аналитические работы на молекулярном уровне с использованием методов жидкостной и газожидкостной хроматографии, хромато-масс-спектрометрии и изучить геохимию углеводородов-биомаркеров в верхнепротерозойских нефтях Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ, создать электронный банк информации по геохимии этих нефтей;

- путем сравнительного анализа выявить черты сходства и различия в составе нефтей этих регионов;

- на основе сравнительного анализа реликтовых углеводородов верхнепротерозойских нефтей осадочных бассейнов Евразии сформулировать гипотезу о специфике состава исходного для протерозойских нефтей живого вещества и условиях образования древнейших нефтей.

**Фактический материал и методы исследования.** Теоретическую основу диссертации составляют современные достижения в области органической геохимии и геохимических методах поисков нефти и газа,

базирующиеся на осадочно-миграционной теории нефтидогенеза, значительный вклад в становление и развитие которой внесли А. А. Бакиров, Н. Б. Вассоевич, В. С. Вышемирский, Д. Вельте, А. Э. Конторович, Дж. Молдован, С. Г. Неручев, Б. А. Соколов, В. А. Соколов, А. А. Петров, А. А. Трофимук, В. А. Успенский, Д. М. Хант, Б. Тиссо, О. К. Баженова, Т. К. Баженова и др.

В основу работы положены результаты геохимических анализов верхнепротерозойских нефтей. Нефти Сибирской платформы (11 проб) отобраны в разные годы в нефтеразведочных экспедициях сотрудниками ИНГГ СО РАН. Нефти Восточно-Европейской платформы (2 пробы) любезно предоставлены Н. П. Запываловым и О. К. Баженовой; нефти Аравийско-Нубийской платформы (Оман, 3 пробы) предоставлены компанией «Шелл» по программе взаимного обмена коллекциями нефтей с СО РАН.

В лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН в изученных нефтях определен групповой и углеводородный состав, методом газожидкостной хроматографии определены нормальные алканы, монометилалканы и ациклические изопрены, методом хромато-масс-спектрометрии – стераны и терпаны. Автор лично участвовала в аналитических исследованиях. Определения изотопного состава нефтей ( $\delta^{13}\text{C}$ , ‰) выполнены в лаборатории радиогенных и стабильных изотопов аналитического центра ИГиМ СО РАН.

В работе использован электронный банк данных, созданный автором, что позволило провести систематизацию и обобщение геохимических материалов. Банк данных содержит информацию по физико-химическим свойствам, изотопному, углеводородному и биомаркерному составу 19 верхнепротерозойских нефтей Евразии. На базе систематизированной в банке информации и с использованием опубликованных работ других исследователей (Баженова, Арефьев, 1998; Конторович и др., 1996, 2005; Grantham, 1986; Hold et al., 1999; Terken, Frewin, 2000; Terken et al., 2001 и др.) проведен детальный сравнительный анализ древних нефтей Евразии.

#### **Защищаемые научные результаты и положения.**

1. Для изученных протерозойских нефтей характерна обогащенность легким изотопом углерода  $^{12}\text{C}$  (значения  $\delta^{13}\text{C}$  изменяются от -29,25 до -36,14 ‰). В максимальных концентрациях среди нормальных алканов присутствуют низкомолекулярные гомологи  $\text{C}_{15}$ - $\text{C}_{17}$ , что указывает на образование нефти из аквагенного прокариотического органического вещества, накопившегося в древних морских водоемах.

2. В протерозойских нефтях Сибирской (Байкитская и Непско-Ботуобинская антеклизы) и Аравийско-Нубийской платформ в аномально высоких концентрациях обнаружены монометилалканы с ответвлением в

середине цепи – 12- и 13-метилзамещенные алканы. В докембрийских нефтях Восточно-Европейской платформы эти углеводороды не выявлены. В них преобладают по концентрациям 2- и 3-метилалканы. Полученные данные позволяют сделать вывод, что наличие значительных количеств 12- и 13-метилалканов не является специфической особенностью всех докембрийских нефтей. В фанерозойских нефтях 12- и 13-метилалканы не встречаются, живое вещество в ходе дальнейшей эволюции предпочитало 2-, 3-монометилструктуры.

3. Среди стерановых углеводородов в большинстве докембрийских нефтей Восточной Сибири и Омана в максимальных количествах присутствуют этилхолестаны ( $C_{29}$ ). В фанерозое, начиная с верхнего палеозоя, такое распределение характерно для «неморских» нефтей, имеющих своим источником липиды высшей наземной растительности. Для подавляющей части нефтей Восточно-Европейской платформы характерно преобладание холестанов  $C_{27}$  среди стеранов. Установленное различие позволило выделить два семейства докембрийских нефтей, в одном из которых распределение стерановых углеводородов-биомаркеров подобно фанерозойским морским нефтям, а в другом отличается.

4. Высказано предположение, что в некоторых экологических нишах протерозойских бассейнов седиментации липидно-липоидные комплексы прокариотов и ранних эукариотов отличались от липидно-липоидных комплексов более поздних простейших организмов.

#### **Научная новизна и личный вклад:**

- впервые на молекулярном уровне изучена геохимия протерозойской нефти Припятского бассейна (Тишковское месторождение);
- проведен детальный сравнительный анализ молекулярного состава, изученного единым комплексом методов в одной лаборатории, древних нефтей трех регионов Евразии (Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ);
- выделено два семейства докембрийских нефтей, в одном из которых набор углеводородов-биомаркеров подобен фанерозойским морским нефтям, а в другом отличается (наличие 12-, 13-метилалканов, преобладание этилхолестанов среди стеранов, высокие концентрации трицикланов); на основании этого высказано предположение, что липиды прокариотов докембрия в некоторых экологических нишах отличались от современных;
- уточнены научные представления о биохимической эволюции живого вещества в протерозое, в первую очередь его липидно-липоидного комплекса.

**Теоретическая и практическая значимость.** Результаты работы могут быть использованы при уточнении геохимических критериев прогноза нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений древних платформ Евразии, главным образом Сибирской платформы. Полученные данные позволяют развить представления об особенностях генезиса докембрийских нефтей, о специфике их биомаркерного состава по сравнению с фанерозойскими нефтями, а также об эволюции химического состава живого вещества в течение геологического времени.

**Реализация работы.** Результаты работы вошли как составная часть в обширный комплекс исследований, проводимых в ИНГГ СО РАН им. академика А. А. Трофимука по проблеме нефтегазоносности докембрия под руководством А. Э. Конторовича.

**Апробация работы и публикации.** Основные положения работы докладывались на конференциях: XXXVIII международная научная студенческая конференция «Студент и научно-технический прогресс» (Новосибирск, 2000); Научно-практическая конференция «Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы» (Новосибирск, 2003); Шестая международная конференция «Химия нефти и газа» (Томск, 2006); Научная конференция молодых ученых, аспирантов, студентов «Трофимуковские чтения-2006» (Новосибирск, 2006), The 23rd International Meeting on Organic Geochemistry (Torquay, England, 2007), II International conference «Biosphere Origin and Evolution» (Loutraki, Greece, 2007). По теме диссертации опубликовано 9 работ, из них 1 в журнале, включенном в перечень ВАК, и 2 – в зарубежных международных журналах.

**Структура и объем работы.** Работа объемом в 239 страниц состоит из введения, 5 глав, заключения и приложения. Она включает 34 рисунка, 19 таблиц и список использованной литературы из 263 наименований.

Диссертационная работа выполнена в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН под научным руководством академика А. Э. Конторовича, которому автор выражает свою глубокую признательность. За консультации и обсуждение автор благодарен В. А. Каширцеву, Л. С. Борисовой, В. П. Даниловой, Е. А. Костыревой, И. Д. Тимошиной, В. Н. Меленевскому, В. И. Москвину, А. Н. Фомину. Автор признателен сотрудникам лаборатории геохимии нефти и газа Е. Н. Ивановой, Н. В. Моисеевой, Г. П. Турковой, Н. Т. Юдиной, Л. С. Ямковой, участвовавшим в выполнении анализов и оказывавшим автору постоянную поддержку.

## **1. ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЯ ЗЕМЛИ**

Глава написана по литературным данным. В ней рассматривается история развития взглядов на перспективы нефтегазоносности докембрия Земли. Первыми вопрос о возможной нефтегазоносности отложений докембрия подняли В. И. Вернадский и М. А. Усов. Крупный вклад в познание геологии и нефтегазоносности докембрия внесли научные школы, которые возглавляли Н. Б. Вассоевич, Ю. А. Косыгин, А. Э. Конторович, М. А. Семихатов, А. В. Сидоренко, Б. А. Соколов, Б. С. Соколов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, В. Е. Хаин и др. В 70-80-е годы прошлого столетия О. К. Баженова, Т. К. Баженова, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, А. Н. Гусева, А. Н. Золотов, В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев, Е. С. Ларская, С. А. Кащенко, В. В. Самсонов, А. Ф. Сафронов, Б. А. Соколов, Е. И. Тараненко, Д. Л. Федоров и другие исследователи проанализировали условия нефтегазообразования в докембрии с точки зрения осадочно-миграционной теории нафтидообразования и пришли к выводу о высоких перспективах нефтегазоносности докембрийских осадочных комплексов древних платформ.

Описаны многочисленные свидетельства процессов нефтеобразования и нефтенакопления в докембрийских породах различных регионов Земли.

Особое внимание в работе уделено современным представлениям о проблеме возникновения и эволюции жизни на нашей планете.

## **2. МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ**

Детально, на молекулярном уровне, изучено 19 докембрийских нефтей трех регионов – Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ. Нефти Сибирской платформы представлены 11 пробами вендских нефтей северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы (отобраны на Верхневилочанской, Мирнинской, Маччобинской, Нелбинской, Тас-Юряхской, Среднеботуобинской и Иктехской площадях) и 3-мя пробами рифейских нефтей Юрубчено-Тохомской зоны. Две изученные нефти Восточно-Европейской платформы отобраны из верхнепротерозойских отложений Даниловской и Тишковской площадей. Три нефти Аравийско-Нубийской платформы (верхний протерозой) отобраны на месторождениях Дхулайма (Северный Оман), Эль-Бурдж и Рима (Южный Оман).



Исследование нефтей проводилось с учетом новейших достижений аналитической органической геохимии по схеме, принятой в ИНГ СО РАН. Основное внимание было уделено изучению насыщенных фракций, которые исследовались современными физико-химическими методами, такими, как газожидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия.

В главе приводится обзор исследований по геохимии углеводородов-биомаркеров в нефтях, физико-химическим свойствам нефтей, выполненный на основе трудов российских и зарубежных ученых. В работах О. А. Арефьева, О. К. Баженовой, Н. Б. Вассоевича, Д. Вельте, Н. С. Воробьевой, Дж. Грантама, А. Н. Гусевой, Д. И. Дробота, А. Н. Изосимовой, М. Кальвина, В. А. Каширцева, У. Кломпа, А. Э. Конторовича, В. М. Макушиной, И. А. Матвеевой, Дж. М. Молдована, К. Е. Петерса, А. А. Петрова, Р. Н. Пресновой, О. Ф. Стасовой, Б. Тиссо, В. А. Успенского, Д. Уэйлса, М. Фауле, Р. П. Филпа, Дж. Ханта, А. В. Чахмахчева, Дж. Эглинтон и др. охарактеризованы обычно используемые диагностические параметры, указывающие на генезис исходного органического вещества, диагнетические обстановки его захоронения и катагенетическую преобразованность.

### **3. ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ ДОКЕМБРИЯ ЕВРАЗИИ**

В третьей главе по литературным материалам дана краткая характеристика геологического строения докембрийских отложений осадочных бассейнов Евразии (Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ). Приведены сведения по геологии (стратиграфия, тектоника) и нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений изучаемых территорий.

Геология Сибирской платформы (Байкитский, Предпатомский и Иркутский бассейны) освещена по многочисленным работам Т. К. Баженовой, В. Е. Бакина, В. И. Вожов, В. Н. Воробьева, Д. И. Дробота, В. В. Забалуева, А. Н. Золотова, С. А. Кашенко, А. А. Конторовича, А. Э. Конторовича, Б. Г. Краевского, Л. Л. Кузнецова, М. М. Мандельбаума, Н. В. Мельникова, А. В. Мигурского, Г. Д. Назимкова, А. А. Постникова, Б. Л. Рыбьякова, В. В. Самсонова, М. А. Семихатова, П. П. Скоробогатых, В. С. Старосельцева, В. С. Суркова, В. А. Топешко, А. А. Трофимука, Г. С. Фрадкина, Е. М. Хабарова, В. В. Хоментовского, Г. Г. Шемина, В. Ю. Шенфеля, М. С. Якшина и др. Геология Восточно-Европейской платформы (Среднерусский, Припятский и Волго-Уральский бассейны)

охарактеризована по работам Р. Е. Айзберга, Е. М. Аксенова, О. К. Баженовой, Т. В. Белоконь, Т. В. Владимировой, Р. Г. Гарецкого, А. Н. Золотова, Б. М. Келлера, А. С. Махнач, И. Е. Постниковой, Д. Л. Федорова и др. Особенности геологического строения нефтегазоносности Аравийско-Нубийской платформы (территория княжества Оман) рассмотрены по публикациям Дж. Эмтора (J. E. Amthor), Г. Горина (G. E. Gorin), Дж. Грантама, К. Хьюса (C. M. Hughes), Дж. Теркена, Н. Фрюина, В. Виссера (W. Visser) и др.

#### 4. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ ДОКЕМБРИЯ

В главе дается обзор исследований органической геохимии верхнепротерозойских осадочных толщ и нефтей Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ. При написании главы автор использовал публикации О. А. Арефьева, Т. К. Баженовой, О. К. Баженовой, В. И. Виноградова, Дж. Грантама, Д. И. Дробота, А. Н. Изосимовой, А. Н. Золотова, В. А. Каширцева, С. А. Кашенко, М. Кларка (M. E. Clark), А. Э. Конторовича, Ю. И. Корчагиной, В. А. Кринина, А. И. Ларичева, Дж. Молдована, К. Петерса, А. А. Петрова, И. Е. Постниковой, Р. Н. Пресновой, В. В. Самсонова, С. А. Сидоренко, П. Н. Соболева, О. Ф. Стасовой, Дж. Теркена, И. Д. Тимошиной, А. А. Трофимука, И. Хёлда, Ю. А. Филиппова, Н. Фрюина и др. Ими были изучены закономерности распределения РОВ в верхнедокембрийских толщах, степени катагенеза ОБ, исследованы состав (в том числе и на молекулярном уровне) и свойства древних нефтей.

#### 5. ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ДОКЕМБРИЯ ЕВРАЗИИ

**Сибирская платформа.** Нефти Непско-Ботуобинской антеклизы имеют плотность 859-907 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы изменяется от 0,56 до 1,34 %. Нефти Юрубчено-Тохомской зоны более легкие – 803-833 кг/м<sup>3</sup> и содержат меньшее количество серы – от 0,15 до 0,28 %. Насыщенные углеводороды в этих нефтях преобладают над ароматическими. Нефти смолистые и высокосмолистые (8,1-30,4 %), часто не содержат асфальтенов, хотя в некоторых нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы асфальтены обнаружены в количестве превышающем 5 %. Нефти

обогащены легким изотопом углерода  $^{12}\text{C}$  (значение  $\delta^{13}\text{C}$  насыщенной фракции изменяется от -36,13 до -33,18 ‰).

В насыщенных фракциях докембрийских нефтей Сибирской платформы в максимальных концентрациях присутствуют низкомолекулярные нормальные алканы. Величина отношения  $n$ -алканов  $\text{C}_{27}$  к  $\text{C}_{17}$  колеблется от 0,07 до 0,28, что указывает на образование нефти из аквагенного (сапропелевого) органического вещества, накапливавшегося в морских водоемах. Отношение нечетных нормальных алканов к четным немного больше единицы и в среднем составляет 1,11.

Отличительной чертой изученных докембрийских нефтей Сибирской платформы является высокая концентрация монометилалканов с ответвлением в середине цепи – 12- и 13-метилзамещенных алканов (Макушина и др., 1978; Петров, 1984). Однако в последние годы на Сибирской платформе А.Э. Конторовичем и И.Д. Тимошиной были изучены древние нефти, в которых 12- и 13-монометилалканы в определяемых количествах отсутствуют (Конторович и др., 2005; Kontorovich et al., 2005; Тимошина, Ким, 2005). Это нефти, полученные из кембрийских отложений на месторождениях Бахтинского мегавыступа (Южно-Тунгусская НГО) и Курейско-Бакланихинского мегавала (Турухано-Норильский НГР), а также из вендских резервуаров Ангаро-Ленской НГО. Следовательно, наличие значительных количеств 12- и 13-метилалканов не является специфической особенностью для всех докембрийских нефтей. В фанерозойских нефтях 12- и 13-метилалканы не встречаются, живое вещество в ходе дальнейшей эволюции, по-видимому, предпочло липиды, дающие начало 2-, 3-монометилалканам (Конторович, 2004).

В ациклических изопренах изученных древних нефтей Восточной Сибири выявлено преобладание фитана над пристаном ( $\text{Pr/Ph} = 0,74-0,95$ ), что характерно для нефтей продуцированных морским органическим веществом с восстановительными условиями в диагенезе.

В составе стеранов  $\text{C}_{27}-\text{C}_{30}$  резко преобладают этилхолестаны ( $\text{C}_{29}$ ). Процентное содержание  $\text{C}_{29}$ -стеранов в нефтях Непско-Ботуобинской области достигает 61,5 % на сумму стеранов, в нефтях Юрубчено-Тохомской зоны оно несколько ниже – 55,0 %. Однако, на Сибирской платформе найдены нефти и с иным стерановым распределением. Так, в нефтях Ангаро-Ленской ступени и Бахтинского мегавыступа стераны  $\text{C}_{27}$ ,  $\text{C}_{28}$  и  $\text{C}_{29}$  содержатся в близких концентрациях (Конторович и др., 2005; Kontorovich et al., 2005; Тимошина, Ким, 2005). Отмечающееся превалирование этилхолестанов в части протерозойских нефтей обычно связывают с особым источником их образования – мелководно морскими водорослями (сине-

зеленые и диатомовые), существовавшими в докембрийское время на отдельных территориях. Обогащенность морских нефтей и морского рассеянного органического вещества этилхолестаном обнаруживается и позднее, по крайней мере, в девоне и кембрии (Фомин, Сараев, Данилова, 2004; Костырева 2004, 2005; Парфенова и др., 2004). В фанерозое, начиная с верхнего палеозоя, такое распределение характерно для «неморских» нефтей, имеющих своим источником липиды высшей наземной растительности.

Для исследованных нефтей отмечается преобладание регулярных стеранов  $C_{27}$ - $C_{29}$  по сравнению с перегруппированными. Изомерные соотношения в стеранах указывают на высокую зрелость изученных нефтей: коэффициенты  $K^1 = \alpha 20S / \alpha \alpha 20R$  и  $K^2 = \beta \beta (20S + 20R) / \alpha \alpha 20R$ , рассчитанные для этилхолестанов, лежат в пределах 0,71-0,85 и 2,07-3,00 соответственно.

Среди терпанов в максимальных концентрациях находятся гопаны и трицикланы. Отличительной особенностью распределения гопановых углеводородов древних нефтей Восточной Сибири являются повышенные концентрации гомогопана  $C_{35}$  по отношению к гомогопану  $C_{34}$ , что указывает на восстановительную обстановку захоронения нефтепроизводивших осадков в диагенезе. Среднее значение отношения  $C_{34}/C_{35}$  для нефтей Непско-Ботуобинской зоны составляет 0,72, для нефтей Юрубчено-Тохомского месторождения оно выше – 0,85. Тем не менее, в некоторых нефтях Сибирской платформы (Ангаро-Ленская ступень, Бахтинский мегавыступ) гомогопан  $C_{34}$  преобладает над  $C_{35}$ , а в нефтях Курейско-Бакланихинского мегавала концентрации этих углеводородов равны (Конторович и др., 2005; Kontorovich et al., 2005; Тимошина, Ким, 2005).

Для нефтей Сибирской платформы характерны высокие концентрации (от 38 до 54 % на сумму терпанов) трициклических углеводородов – хейлантанов  $C_{19}$ - $C_{31}$ , имеющих распределение с максимумом на  $C_{23}$ . Значения трицикланового индекса  $I_{tc} = 2(C_{19} + C_{20}) / (C_{23} + C_{24} + C_{25} + C_{26})$  меньше единицы (Конторович и др., 1999) и варьируют в пределах от 0,15 до 0,27.

**Аравийская платформа (Оман).** Плотность нефтей различна: нефти Южного Омана месторождений Рима и Эль-Бурдж более тяжелые (861 и 906 кг/м<sup>3</sup> соответственно), плотность нефти месторождения Дхулайма составляет 804 кг/м<sup>3</sup>. Преобладающим компонентом нефтей являются насыщенные углеводороды, содержание которых изменяется от 84,9 % (месторождение Дхулайма) до 39,8 % (месторождение Эль-Бурдж). Содержание смол в нефтях месторождений Эль-Бурдж и Рима достаточно высокое – 29,0 и 16,7 % на нефть соответственно. В нефти месторождения Дхулайма смолы обнаружены в меньшем количестве – 4,6 %. Концентрация асфальте-

нов незначительна. Для нефтей характерно высокое содержание легкого изотопа углерода  $^{12}\text{C}$  (значение  $\delta^{13}\text{C}$  изменяется от -33 до -35 ‰).

В наибольших концентрациях в нефтях месторождений Рима и Эль-Бурдж среди *n*-алканов присутствуют углеводороды состава  $\text{C}_{15}$  (12 и 13 % соответственно). В нефти месторождения Дхулайма максимум приходится на *n*- $\text{C}_{13}$  – 13 % на сумму *n*-алканов. Отношение *n*-алканов  $\text{C}_{27}$  к  $\text{C}_{17}$  колеблется от 0,12 до 0,15. Коэффициент нечетности близок к единице.

Для верхнепротерозойских нефтей Омана, также, как для нефтей Восточной Сибири, характерно высокое содержание 12- и 13-монометилалканов (Grantham, 1986; Hold et. al., 1999; Terken, Frewin, 1998, 2000; Terken et al., 2001). Фитан преобладает над пристаном ( $\text{Pr/Ph} = 0,54-0,93$ ).

Среди стерановых углеводородов в максимальных количествах присутствуют этилхолестаны ( $\text{C}_{29}$ ). В нефти месторождения Дхулайма (север Омана) преобладание этилхолестана выражено менее резко (48 % на сумму стеранов), чем в южно-оманских нефтях (61-65 %). Существуют данные, согласно которым в Центральном Омани обнаружены древние нефти группы Q, для которых характерно резкое преобладание среди стерановых углеводородов холестанов  $\text{C}_{27}$  (Grantham, 1986; Terken et al., 2001; Terken, Frewin, 1998, 2000). В составе стеранов изученных нефтей Омана преобладают регулярные ( $\alpha\alpha$ - и  $\beta\beta$ -) изомеры. Значения коэффициентов созревания  $\text{K}^1$  и  $\text{K}^2$  для стеранов состава  $\text{C}_{29}$  в нефтях Омана составляют 0,75-0,87 и 2,3-2,8 соответственно.

Среди терпановых углеводородов нефти месторождения Дхулайма отчетливо доминируют трицикланы (65,4 % на сумму терпанов), гопаны и гомогопаны обнаружены в количестве 28,9 %. В южно-оманских нефтях (месторождения Эль-Бурдж и Рима) в максимальных концентрациях находятся углеводороды гопанового ряда (57-60 %), хотя содержание трицикланов также значительно – 35-38 % на сумму терпанов. Нефти Омана отличаются от остальных изученных нефтей тем, что в них в максимальных концентрациях (до 26 % на сумму гопанов) находится адиантан ( $\text{C}_{29}$ ), а не гопан ( $\text{C}_{30}$ ), как в нефтях Сибирской и Восточно-Европейской платформ. Гомогопан  $\text{C}_{35}$  превалирует над гомогопаном  $\text{C}_{34}$ . Значение отношения  $\text{C}_{34}/\text{C}_{35}$  для нефти месторождения Дхулайма составляет 0,79, а для нефтей месторождений Рима и Эль-Бурдж 0,55 и 0,57 соответственно. Максимум среди трицикланов  $\text{C}_{19}-\text{C}_{31}$  приходится на трициклан  $\text{C}_{23}$ . Значения трицикланового индекса  $\text{I}_{\text{TC}}=2(\text{C}_{19}+\text{C}_{20})/(\text{C}_{23}+\text{C}_{24}+\text{C}_{25}+\text{C}_{26})$  изменяются от 0,2 до 0,4.

**Восточно-Европейская платформа.** Нефти легкие, их плотность для Даниловского и Тишковского месторождений составляет 798 и 786 кг/м<sup>3</sup>

соответственно. Преобладают насыщенные углеводороды, содержание которых составляет 80,0 и 88,2 % на нефть. Содержание смол в этих нефтях невысокое – 5,0 и 2,6 %. Концентрация асфальтенов незначительна. Даниловская нефть характеризуется высокой концентрацией легкого изотопа углерода  $^{12}\text{C}$ : соотношение изотопов  $^{12}\text{C}$  и  $^{13}\text{C}$  в насыщенной фракции равно -34,80 ‰. В нефти Тишковского месторождения величина  $\delta^{13}\text{C}$  выше – (-29,25) ‰.

Среди n-алканов преобладают низкомолекулярные углеводороды. В даниловской нефти максимум приходится на n- $\text{C}_{15}$ , содержание которого достигает 13,2 % на сумму. Этот углеводород в нефти Тишковского месторождения присутствует так же в наибольших концентрациях (10,8 % на сумму n-алканов), но кривая распределения нормальных алканов в этой нефти более пологая и характеризуется еще двумя относительными максимумами – на  $\text{C}_{17}$  (9,1 %) и  $\text{C}_{24}$  (4,5 %). Значение отношения n- $\text{C}_{27}$  к n- $\text{C}_{17}$  для даниловской нефти составляет 0,12, тогда как в тишковской нефти оно равно 0,31. Коэффициент нечетности в этих нефтях мало отличается от единицы (1,01-1,10).

В докембрийских нефтях Восточно-Европейской платформы 12- и 13-метилалканы не обнаружены. Отношение концентраций пристана и фитана немного больше единицы (1,10-1,36).

В нефти Даниловского месторождения выявлено распределение стеранов, также, как и в рассмотренных нефтях Восточной Сибири и Омана, с максимумом на  $\text{C}_{29}$ -стеране (41 % на сумму стеранов). Однако для подавляющей части нефтей Восточно-Европейской платформы (Баженова, Арефьев, 1998), обнаружено распределение стеранов, подобное распределению стеранов в оманских нефтях Q, с преобладанием холестанов ( $\text{C}_{27}$ ). Такое же распределение стеранов характерно для изученной нефти Тишковского месторождения, где количество холестана достигает 48 % на сумму стеранов. Величины коэффициентов созревания  $K^1$  и  $K^2$  равны 0,8 и 4,4 для Даниловской и Тишковской нефтей соответственно.

В составе терпанов нефтей Восточно-Европейской платформы гопановые углеводороды  $\text{C}_{27}$ - $\text{C}_{35}$  играют ведущую роль. В нефти Даниловского месторождения гопаны и гомогопаны присутствуют в количестве 60,2 %, в тишковской нефти содержание этих углеводородов выше – 71,8 % на сумму терпанов. Концентрации трицикланов в этих нефтях составляют 31,8 и 22,2 % на сумму соответственно. Гомогопан  $\text{C}_{34}$  доминирует над гомогопаном  $\text{C}_{35}$ : для нефти Даниловского месторождения значение отношения  $\text{C}_{34}/\text{C}_{35}$  равно 1,29, в тишковской нефти оно еще выше – 2,45.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе впервые на современном молекулярном уровне выполнено детальное и комплексное сравнительное исследование геохимии протерозойских нефтей Евразии на примере Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийско-Нубийской платформ.

В результате исследования установлено, что для всех изученных протерозойских нефтей характерна обогащенность легким изотопом углерода  $^{12}\text{C}$ . В максимальных концентрациях среди нормальных алканов присутствуют низкомолекулярные гомологи, что указывает на образование нефти из аквагенного прокариотического органического вещества, накапливавшегося в древних морских водоемах.

В протерозойских нефтях Сибирской (Байкитская и Непско-Ботуобинская антеклизы) и Аравийско-Нубийской платформ в аномально высоких концентрациях обнаружены монометилалканы с ответвлением в середине цепи – 12- и 13-метилзамещенные алканы. В докембрийских нефтях Восточно-Европейской платформы эти углеводороды не выявлены. В последние годы на Сибирской платформе (Южно-Тунгусская НГО и Турухано-Норильский НГР) А. Э. Конторовичем и И. Д. Тимошиной были обнаружены древние нефти, в которых 12- и 13-монометилалканы в определенных количествах отсутствуют. Следовательно, наличие значительных количеств 12- и 13-метилалканов не является специфической особенностью всех докембрийских нефтей, поскольку в некоторых из них 12- и 13-метилалканы в заметных концентрациях отсутствуют. Однако в фанерозойских нефтях 12- и 13-метилалканы не встречаются, живое вещество в ходе дальнейшей эволюции предпочитало соединения, дающие начало 2-, 3-монометилалканам.

В ациклических изопренах древних нефтей Восточной Сибири и Омана отмечается преобладание фитана над пристаном. В нефтях Восточно-Европейской платформы отношение концентраций пристана и фитана немного больше единицы. Считается, что преобладание фитана характерно для нефтей продуцированных морским органическим веществом с восстановительными условиями в диагенезе.

Среди стерановых углеводородов большинства докембрийских нефтей Восточной Сибири и Омана в максимальных количествах присутствуют

этилхолестаны ( $C_{29}$ ). Тем не менее в этих регионах найдены нефти и с иным распределением стеранов. Так, в нефтях Ангаро-Ленской ступени и Бахтинского мегавыступа стераны  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  и  $C_{29}$  содержатся в близких концентрациях. В Центральном Омани обнаружены древние нефти, для которых характерно резкое преобладание среди стерановых углеводородов холестанов  $C_{27}$ . В исследованных нефтях Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз, а также в нефтях Омана доминируют этилхолестаны, концентрации которых достигают до 65 % на сумму стеранов. В нефти Даниловского месторождения Восточно-Европейской платформы также доминируют этилхолестаны. Однако в подавляющей части нефтей Восточно-Европейской платформы обнаружено распределение стеранов с преобладанием холестанов. Такое распределение свойственно и для изученной нефти Тишковского месторождения.

Отмечающееся превалирование этилхолестанов в части протерозойских нефтей обычно связывают с особым источником их образования – мелководно-морскими водорослями, существовавшими в докембрийское время на отдельных территориях. Обогащенность морских нефтей и морского рассеянного органического вещества этилхолестаном обнаруживается и позже, по крайней мере, в кембрии. В фанерозое, начиная с верхнего палеозоя, такое распределение характерно для «неморских» нефтей, имеющих своим источником липиды высшей наземной растительности.

В составе стеранов изученных нефтей Восточной Сибири и Омана преобладают регулярные ( $\alpha\alpha$ - и  $\beta\beta$ -) изомеры, тогда как в нефтях Восточно-Европейской платформы доминируют диастераны. Считается, что незначительные концентрации диастеранов указывают на преимущественно карбонатный состав материнских отложений.

Для распределения гопановых углеводородов древних нефтей Восточной Сибири и Омана характерны повышенные концентрации гомогопана  $C_{35}$  по отношению к гомогопану  $C_{34}$ , что указывает на восстановительную обстановку в диагенезе. В нефтях Восточно-Европейской платформы гомогопан  $C_{34}$  доминирует над гомогопаном  $C_{35}$ . Нефти Омана отличаются от остальных изученных нефтей тем, что в них в максимальных концентрациях находится адиантан ( $C_{29}$ ), а не гопан ( $C_{30}$ ), как в нефтях Сибирской и Восточно-Европейской платформ.

В нефтях Сибирской и Аравийско-Нубийской платформ отмечены высокие концентрации трициклических углеводородов – хейлантанов  $C_{19}$ - $C_{31}$ , имеющих распределение с максимумом на  $C_{23}$ . В нефтях Восточно-Европейской платформы содержание трицикланов ниже.



По ряду стерановых коэффициентов ( $K^1$ ,  $K^2$ ), отношению трисноргопанов ( $Ts/Tm$ ) изученные протерозойские нефти являются «зрелыми», то есть сформированными в термобарических условиях «главной зоны нефтеобразования».

То что в докембрийских нефтях были идентифицированы те же углеводороды-биомаркеры (нормальные алканы, изопренаны, монометилалканы, стераны, гопаны, хейлантаны и др.), которые характерны и для более молодых нефтей фанерозоя, подтверждает биохимическое единство липидного комплекса живого вещества на протяжении всей истории Земли. Однако, несмотря на общность в целом биогеохимического состава живого вещества Земли в течение всей геологической истории, липидные комплексы живого вещества в частности постоянными не оставались.

Выполненные исследования показали близость состава докембрийских нефтей Сибирской (Непско-Ботубинская и Байкитская антеклизы) и Аравийско-Нубийской (Южный и Северный Оман) платформ, что указывает на сходство исходного живого вещества, которое захоронялось в осадках во время накопления нефтепроизводящих толщ. Нефтепроизводящие толщи накапливались, несомненно, в морских водоемах. При накоплении осадков обстановка диагенеза была резко восстановительной, возможно, в морских бассейнах имело место сероводородное заражение. Особенности распределения некоторых углеводородов-биомаркеров (12-, 13-метилалканы, стераны, хейлантаны) в этих докембрийских нефтях указывают на специфичность их исходного живого вещества и на отличия от живого вещества, захоронявшегося в морских обстановках в фанерозойское время. Вместе с тем, как показали исследования в докембрийских осадочных бассейнах других регионов (Восточно-Европейская платформа) формировались и нефти, подобные по этим параметрам нефтям, образовавшимся из нефтепроизводящих толщ морского генезиса в фанерозое.

Таким образом, можно предположить, что в морях позднего протерозоя существовали две группы экологических ниш морей: в одной прокариоты по составу липидных комплексов были идентичны фанерозойским, в другой обитали организмы с нехарактерным для фанерозоя составом липидов, что и сказалось на составе образовавшихся из них нефтей. Непостоянство состава биомаркеров верхнепротерозойских нефтей, вероятно, можно рассматривать как один из этапов эволюции биохимии живого вещества.

## Публикации по теме диссертации

1. **Колчинская (Ким) Н.С.** Алифатические и циклофатические углеводороды-биомаркеры северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы // *Материалы XXXVIII международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»*: Геология. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2000. – С.84-85.
2. **Ким Н. С.** Сравнительный анализ геохимии докембрийских нефтей Непско-Ботуобинской антеклизы и Месопотамского бассейна // *Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы: Материалы науч.-практ. конф. – тез. докл.* – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С. 244-246.
3. **Ким Н. С.** Опыт сравнительного исследования неопротерозойских нефтей Аравийской и Сибирской платформ // *Геология и геофизика.* – 2004.– Т. 45. – № 7. – С. 924-933.
4. Kontorovich A. E., Kashirtsev V. A., Timoshina I. D., **Kim N. S.** Geochemistry of the Precambrian Oils of Eurasia and Australia // *Petroleum Frontiers.* – 2005. – V. 20. – № 3. – P. 11-26.
5. Тимошина И. Д., **Ким Н. С.** Докембрийские нефти Евразии // *Синьцзянская нефтяная геология.* – 2005 – Т. 26. – № 5 (116). – С. 594-604.
6. **Ким Н. С.,** Тимошина И. Д. Сравнительная биогеохимия докембрийских нефтей Евразии // *Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. Т.1.* – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2006. – С. 47-49.
7. **Ким Н. С.** Геохимические особенности докембрийских нефтей Евразии // «Трофимуковские чтения-2006». Материалы научной конференции молодых ученых, аспирантов, студентов, посвященной 95-летию со дня рождения акад. Андрея Алексеевича Трофимука. 3-4 окт., 2006 г. – Новосибирск: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, 2007. – С. 41-43.
8. **Kim N. S.,** Kontorovich A. E., Timoshina I. D. Families of Proterozoic Oils in Eurasia // *The 23rd International Meeting on Organic Geochemistry (Torquay, England, 9th-14th September 2007): Abstracts.* – Torquay, 2007. – P. 621-622.
9. Kontorovich A. E., Kashirtsev V. A., **Kim N.S.,** Timoshina I. D. Genetic families of Upper Proterozoic oils and their connection with biovariety in Later Precambrian // *II International conference «Biosphere Origin and Evolution» (Loutraki, Greece, 28 oct. – 2 nov. 2007): Abstracts.* – Новосибирск: Полиграфический участок издательского отдела Института катализа им. Г.К.Борескова СО РАН, 2007. – P.144.