

На правах рукописи



ФУРСЕНКО ЕЛЕНА АНАТОЛЬЕВНА

**ГЕОХИМИЯ НИЗКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ
УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ
НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ И
СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ШИРОТНОГО
ПРИОБЬЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

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,
профессор Гончаров Иван Васильевич

доктор геолого-минералогических наук
Дахнова Марина Виссарионовна

Ведущая организация: Российский государственный университет
нефти и газа им. И.М. Губкина
(РГУ нефти и газа, г. Москва)

Защита состоится 17 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 14 марта 2008 г.

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



Е.А. Костырева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

В работе проведено геохимическое обобщение данных по составу низкомолекулярных углеводородов (УВ) C_5 - C_8 нефтей и конденсатов. В качестве *объектов исследования* выбраны 529 проб нефтей и конденсатов из мезозойских отложений центральных и северных районов Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна (ЗС НГБ).

Аналитические исследования состава нефтей являются важным звеном научного сопровождения поисков, разведки, транспорта и переработки углеводородного сырья. Исследования западно-сибирских нефтей были начаты во ВНИГРИ, а затем продолжены в СНИИГГиМСе и Центральной Тюменской лаборатории ТГУ. Позднее их геохимическое изучение проводились многими научно-исследовательскими коллективами России (ВНИГНИ, ИГИРГИ, ИГГ АН СССР, ЗапСибНИГНИ, МГУ, ТПУ и др.). К настоящему времени накоплены обширные массивы аналитических данных и опубликовано большое число работ по геохимии западно-сибирских нефтей и конденсатов. Во многих российских и зарубежных работах показано, что наряду с данными о высокомолекулярных углеводородах-биомаркерах, состав УВ C_5 - C_8 весьма информативен как при определении генотипа углеводородных флюидов, так и при оценке влияния на их состав вторичных процессов (катагенез, миграция, биодegradация).

В наши дни центр нефтедобычи в ЗС НГБ все более смещается из преимущественно нефтеносных районов Широкого Приобья на север. Меняются не только территория и условия разработки месторождений углеводородного сырья, но совершенно иным становятся их физико-химические свойства, элементный, фракционный и углеводородный состав. Поэтому нефтедобывающим, транспортным, перерабатывающим предприятиям необходимо одновременно адаптироваться к новым условиям добычи, оценивать качество углеводородных флюидов, их стоимость на мировом рынке, разрабатывать рациональные методы переработки. В значительной мере это касается легкой фракции нефтей и конденсатов, наиболее востребованной в качестве топлива. Для прогноза качества нефтей и конденсатов в пределах перспективных территорий весьма эффективным инструментом остается геохимическое исследование углеводородных флюидов, и в том числе состава УВ C_5 - C_8 , проведение на их основе типизации нефтей и конденсатов. Немаловажно также, что при геохимической характеристике нафтидов по составу высокомолекулярных УВ-биомаркеров, которые все более широко применяются в последние десятилетия, за рамками исследования довольно часто оказываются конденсаты, которые являются ценными компонентами углеводородных систем и играют важную роль при формировании и эволюции их месторождений. С этих позиций изучение УВ C_5 - C_8 позволяет наи-

более полно характеризовать углеводородные флюиды разного фазового состава. Именно на этих аспектах геохимических исследований автор сосредоточила свое внимание и в этом видит *актуальность* выполненной работы.

Цель работы – выявить разнотипные по составу УВ C_5 - C_8 нефти и конденсаты на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и дать оценку их изменениям под воздействием вторичных преобразований.

Работа направлена на решение следующей **задачи** – изучить геохимию углеводородов C_5 - C_8 нефтей и конденсатов северных районов Широкого Приобья и Надым-Тазовского междуречья Западной Сибири и на ее основе провести генетическую типизацию исследованных нефтей и конденсатов.

Решение задачи было разбито на несколько этапов:

- выполнить обзор исследований, посвященных геологии и нефтегазоносности мезозойских отложений северных районов ЗС НГБ, а также геохимии нефтей и конденсатов к ним приуроченных, геолого-геохимической интерпретации данных по составу их низкокипящей фракции;
- создать электронный банк данных по составу УВ C_5 - C_8 нефтей и конденсатов исследованного района и провести их геохимический анализ, сформировать эффективный набор генетических параметров по составу УВ C_5 - C_8 и провести на их основе типизацию нефтей и конденсатов;
- выявить пространственные закономерности изменения состава УВ C_5 - C_8 исследованных нефтей и конденсатов;
- провести сравнительный анализ состава нефтей и конденсатов разных генотипов, установить закономерности их стратиграфической и тектонической локализации, а также выявить генетическую природу разнотипных нефтей и конденсатов и возможные их источники.

Фактический материал и методика исследования. В работе обобщены результаты аналитического исследования нефтей (443) и конденсатов (86), отобранных из мезозойских залежей на 122 месторождениях и 18 нефтегазоносных площадях в пределах Северного Приобья и Надым-Тазовского междуречья ЗС НГБ с большого диапазона глубин (от 1266 до 5034 м) и пластовых температур (от 27 до 153°C) на поисковом и разведочном этапах до ввода месторождений в разработку. Формирование банка данных по составу исследованных нефтей и конденсатов проводилось под руководством А.Э. Конторовича при участии Л.С. Борисовой, М.А. Вовк, Е.П. Стрехлетовой, Д.А. Дочкина и автора. Электронный банк включает данные об условиях нахождения проб в залежи, их физико-химические характеристики (плотность, фракционный состав, содержание серы, смол, асфальтенов, парафинов), данные по составу УВ C_5 - C_8 , n-алканов C_{10+} и ациклических изопренанов. Физико-химические свойства определены по стандартным методикам. Состав УВ C_5 - C_8 , n-алканов и изопреноидов полу-

чен методом газожидкостной хроматографии нефракционированных нефтей и конденсатов. Теоретическую основу для геохимических обобщений составляют современные представления по геологии, геохимии и нефтегазоносности мезозойских отложений ЗС НГБ, о геолого-геохимической интерпретации данных по составу УВ C_5-C_8 .

Для всех параметров выборки рассчитаны их статистические характеристики (среднее арифметическое, размах элементов выборки, парные коэффициенты корреляции). При разделении нефтей и конденсатов на генотипы применялся кластерный анализ параметров по составу УВ C_5-C_8 . Для трех нефтегазоносных комплексов построены карты изменения показателей по составу УВ C_5-C_8 по площади исследованного района.

Защищаемые научные результаты:

1. Низкокипящие фракции исследованных нефтей и конденсатов имеют единый набор углеводородов состава C_5-C_8 . Они близки по характеру распределения изомерных рядов алканов и гомологических рядов цикланов и аренов. Генетические параметры, рассчитанные по составу углеводородов C_5-C_8 , являются эффективным инструментом для определения геохимических особенностей (генезис, влияние вторичных процессов) формирования нефтей и конденсатов.

2. В соответствии с геохимической специализацией параметров по составу углеводородов C_5-C_8 (групповой состав; отношения алканы/цикланы, циклопентаны/циклогексаны, м-ксилол/о-ксилол, этилбензол/сумма ксилолов, н-гептан/метилциклогексан и др.) в исследованной выборке идентифицированы нефти и конденсаты преимущественно «морского», преимущественно «континентального» и «смешанного» генезиса. Минимальные концентрации н-алканов C_5-C_8 и низкие значения отношений алканы C_5-C_8 /цикланы C_5-C_8 , н-гептан/метилциклогексан и н-алканы C_5-C_8 /и-алканы C_5-C_8 характеризуют группу биодegradированных нефтей и конденсатов.

Научная новизна и личный вклад. В диссертационной работе на новом информационном уровне проанализирован обширный материал по составу УВ C_5-C_8 нефтей и конденсатов северных районов ЗС НГБ. В работе предлагается новый подход к типизации нефтей и конденсатов, который включает использование методов математической статистики и данных по составу УВ C_5-C_8 , что позволяет разделять исследованные углеводородные флюиды на семейства, выявлять пространственную приуроченность выделенных семейств, их генотип. Впервые построен набор карт распределения характеристик состава УВ C_5-C_8 , что дает возможность проследить закономерности их изменения в пределах исследованной территории. Карты использованы в ИНГГ СО РАН как инструмент для прогноза нефтей и кон-

денсатов с определенными свойствами в перспективных, но малоизученных районах и нефтегазоносных комплексах.

Теоретическая и практическая значимость. Предложена схема генетической типизации нефтей и конденсатов по составу УВ C_5 - C_8 . Данные по геохимии УВ C_5 - C_8 нефтей и конденсатов были использованы в научно-исследовательских работах по оценке перспектив нефтегазоности ЗС НГБ с целью прогноза качества углеводородных флюидов и разработки оптимальных моделей их транспортировки и переработки.

Реализация работы. Материалы диссертации и методические подходы к интерпретации информации по составу УВ C_5 - C_8 нефтей и конденсатов, успешно использовались при выполнении работ ИНГГ СО РАН в рамках исследовательских проектов РАН (“Осадочные бассейны и их ресурсный потенциал”), МПР РФ (программа “Поиск”), а также научно-исследовательских работ, выполненных по заказам ведущих российских и зарубежных нефтегазовых компаний.

Апробация работы и публикации. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на 18 международных и всероссийских конференциях в Москве, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Томске, Тюмени, Ханты-Мансийске в период с 1997 по 2007 г. Автор представлял результаты своих исследований на XXXI Международном геологическом конгрессе (Rio de Janeiro, 2000) и на XXI Международном конгрессе по органической геохимии (Kraków, Poland, 2003). По теме диссертации опубликовано 37 работ, в том числе 6 статей в рецензируемых журналах из списка ВАК.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения; содержит 360 страниц, 76 рисунков, 34 таблицы, приложение (69 страниц, в том числе 12 рисунков, 19 таблиц). Список использованной литературы включает 315 наименований.

Работа выполнена в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН под научным руководством академика А.Э. Конторовича, которому автор выражает глубокую признательность за поддержку и высокую требовательность. За консультацией и помощь в подготовке работы автор искренне благодарна Л.С. Борисовой, а также Е.В. Бекреновой, С.Ю. Беляеву, Л.М. Бурштейну, Д.А. Дочкину, С.В. Ершову, И.В. Жилиной, А.В. Истомину, Е.А. Костыревой, Д.В. Косякову, В.О. Красавчикову, П.С. Лапину, Н.И. Ларичкиной, В.Р. Лившицу, В.И. Москвину, А.Н. Фомину, Т.М. Хамхоевой, Т.Л.Халиной, Б.Н. Шурыгину и др.

1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В первой главе по опубликованным и фондовым материалам ведущих специалистов (С.Ю. Беляев, М.М. Биншток, В.Н. Бородкин, О.И. Бостриков, В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан, А.М. Брехунцов, Л.М. Бурштейн, В.С. Вышемирский, Л.Н. Гиршгорн, Ф.Г. Гулари, В.П. Девятков, Д.В. Дробышев, А.Е. Еханин, Ю.Н. Занин, Н.П. Запывалов, К.В. Зверев, А.М. Казаков, В.А. Казаненков, В.П. Казаринов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Н.Х. Кулахметов, А.Р. Курчиков, Г.П. Мясникова, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Б.Л. Никитенко, В.В. Огибенин, Л.С. Озеранская, Н.Н. Ростовцев, М.Я. Рудкевич, А.В. Рыльков, В.Н. Сакс, Ф.К. Салманов, В.Г. Смирнов, Б.П. Ставицкий, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, А.С. Фомичев, Э.Э. Фотиади, Г.Г. Шемин, В.И. Шпильман, А.В. Шпильман, Б.Н. Шурыгин, А.З. Юзвицкий, Г.С. Ясович и др.) дана характеристика стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности, основных нефтематеринских отложений и истории формирования месторождений нефти и газа на севере ЗС НГБ.

2. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ГЕОХИМИИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Вторая глава посвящена истории развития взглядов и современным представлениям о генезисе углеводородных флюидов в мезозойских отложениях ЗС НГБ, которые нашли свое отражение в работах В.Е. Андрусевича, О.А. Арефьева, А.И. Богомолова, Т.А. Ботневой, В.С. Вышемирского, М.А. Галишева, С.И. Гольшева, И.В. Гончарова, Ф.Г. Гулари, Н.Н. Гурко, М.В. Дахновой, Н.П. Запывалова, А.Э. Конторовича, А.И. Ларичева, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, О.Л. Нечаевой, Л.С. Озеранской, Ал.А. Петрова, М.Я. Рудкевича, А.В. Рылькова, Ф.К. Салманова, В.С. Соболева, Е.В. Соболевой, И.С. Старобинца, О.Ф. Стасовой, В.А. Успенского, А.С. Фомичева, В.А. Чахмахчева, В.К. Шиманского, А.В. Шпильмана, В.И. Шпильмана и др. Особое внимание уделяется применению при геохимических исследованиях нефти и конденсатов параметров по составу УВ C_5-C_8 .

3. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ХИМИИ НИЗКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ C₅-C₈ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ

В третьей главе в соответствии с работами российских (В.Е. Андрусевич, О.А. Арефьев, А.И. Богомолов, Н.Б. Вассоевич, В.В. Вебер, И.В. Гончаров, Г.Н. Гордадзе, А.Н. Гусева, А.Ф. Добрянский, М.Н. Забродина, А.Н. Изосимова, А.Э. Конторович, Г.П. Курбский, Л.С. Озеранская, А.А. Петров, А.Н. Резников, Г.И. Сафонова, Е.В. Соболева, О.Ф. Стасова, И.С. Старобинец, В.А. Успенский, Л.И. Хотынцева, В.А. Чахмахчев, В.К. Шиманский и др.) и зарубежных исследователей (Е.Е. Брэй (E.E. Bray), Е.Д. Эванс (E.D. Evans), Д.У. Джемисон (G.W. Jamieson), Г.И. Хальперн (H.I. Halpern), Дж.М. Хант (J.M. Hunt), К.Б. Кунс (C.B. Koons), Ф.Д. Манго (F.D. Mango), К.Д. МакОлиф (C.D. McAuliffe), У. Одден (W. Odden), Г.Т. Филиппи (G.T. Philippi), А. Рахман (A. Rahman), М.А. Роджерс (M.A. Rogers), К.Ф.М. Томпсон (K.F.M. Thompson), Ванг Тао (Wang Tao), А. Янг (A. Young) и др.) приводится номенклатура, физические и химические свойства УВ C₅-C₈, обсуждаются их источники и условия генерации, тенденции изменения параметров по составу УВ C₅-C₈ в зависимости от интенсивности воздействия вторичных факторов и возможности их применения для геохимических обобщений.

4. ОБЪЕКТ, МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

В четвертой главе дана характеристика объекту исследования, обсуждаются методика аналитического изучения состава нефтей и конденсатов, методы и подходы к интерпретации аналитических данных. Этот вопрос кратко освещен в соответствующем разделе во вводной части автореферата.

5. ГЕОХИМИЯ НИЗКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ C₅-C₈ ИССЛЕДОВАННЫХ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ

5.1. Распределение отдельных гомологических рядов и индивидуальных углеводородов C₅-C₈ в исследованных нефтях и конденсатах

В низкокипящей фракции нефтей и конденсатов из 69 углеводородов C₅-C₈ максимумом концентрации характеризуется метилциклогексан и n-алканы (главным образом n-гексан и n-гептан). Три-, этил- и гемзамещенные углеводороды идентифицируются в следовых количествах или отсутствуют. Исследованные пробы близки по групповому составу УВ C₅-C₈. Однако, в конденсатах по сравнению с нефтями выше содержания изоалканов, а n-алканов - меньше. В нефтях по сравнению с конденсатами выше

концентрации легких аренов. В конденсатах по сравнению с нефтями меньше незамещенных углеводородов, и больше их моно- и дизамещенных изомеров.

Легкие фракции нефтей и конденсатов состоят в основном из монозамещенных углеводородов. Значительно ниже концентрации незамещенных и, далее, дизамещенных УВ C_5-C_8 . Содержания тризамещенных УВ C_5-C_8 очень невелики. Среди незамещенных и монозамещенных УВ C_5-C_8 преобладают алканы, далее в порядке убывания концентрации следуют циклогексаны (ЦГ) и циклопентаны (ЦП). Бензола и монозамещенных аренов еще меньше. Дизамещенные УВ C_5-C_8 образуют ряд: цикланы > арены (ксилолы) > алканы. Тризамещенные УВ C_5-C_8 - это преимущественно ЦП и незначительное количество алканов.

5.2. Пространственные закономерности распределения генетических параметров по составу низкокипящих углеводородов C_5-C_8 исследованных нефтей и конденсатов

Нефти с высоким содержанием УВ C_5-C_8 (>16%) из нижнесреднеюрских отложений тяготеют к северу и северо-востоку, но часть таких проб локализуется на юго-западе исследованного района. Верхнеюрские нефти с высокими концентрациями легких фракций распространены на юго-востоке. В нижнемеловых отложениях зона распространения таких нефтей смещена на северо-запад, хотя в некоторых пробах на юго-востоке исследованного района также повышены содержания УВ C_5-C_8 .

По содержанию в нефтях и конденсатах легких аренов исследованная территория делится на три зоны. Две области с высокими их концентрациями (>10,0% на фракцию) локализуются на юго-западе, северо-востоке и востоке. Между ними выделяется зона распространения углеводородных флюидов с пониженным содержанием легких аренов. Для нижнесреднеюрских отложений это довольно узкая полоса на юго-западе района исследования, а для верхнеюрских - она значительно шире. Нефти и конденсаты с низкими концентрациями легких аренов характерны для некоторых юрских залежей на востоке и северо-востоке исследованной территории. В залежах из нижнего мела низки концентрации легких аренов во многих пробах на севере Среднего Приобья. В отличие от юрских проб, распределение концентраций легких аренов в углеводородных флюидах из нижнемеловых залежей характеризуется высокой контрастностью: от 2,5% в центральной части района исследования, до 20,0-22,5% на фракцию на востоке и до 30,0% на севере. Для нижнемеловых отложений зоны с максимумом концентрации легких аренов на севере и востоке совпадают с локализацией нефтей с низкими концентрациями УВ C_5-C_8 , что свидетельствует об их

газоконденсатном генезисе (Старобинец, 1974). Известно также, что высокие концентрации легких аренов характеризуют преимущественно террагенный тип нефтематеринского ОВ и (или) высокозрелые нафтиды (Тиссо, Велье, 1981; Петров, 1984 и др.). Для юрских нефтей и конденсатов вполне закономерно однонаправленное влияние обоих этих факторов. Накопление легких аренов в некоторых нижнемеловых нефтях и конденсатах можно объяснить с одной стороны площадной унаследованностью от нижележащих залежей и нефтематеринских отложений (генезис), а с другой - значительным влиянием перераспределения углеводородных компонентов при миграции.

Отчетливо проявляется геохимическая специализация генетических параметров по составу УВ C_5-C_8 . Нефти и конденсаты на юге исследованной территории по сравнению с северными районами характеризуются высоким отношением алканы/цикланы (1,5), которое сочетается с повышенными значениями показателей н-гептан/метилЦГ, ЭВ/сумма ксилолов, ЦП/ЦГ (0,9; 0,3 и 0,9, соответственно). К северу и северо-востоку растет отношение м-ксилол/о-ксилол. Такое распределение генетических параметров по составу УВ C_5-C_8 согласуется с представлениями о распространности разнотипных нефтей в ЗС НГБ (Конторович и др., 1967^а, 1975; Конторович, Стасова, 1978 и др.). Для Среднего Приобья характерны углеводородные флюиды, генерированные аквагенным ОВ, что четко проявляется и в значениях генетических параметров по составу УВ C_5-C_8 . Известно, что в нижнесреднеюрских нефтематеринских толщах высока роль террагенного ОВ, в особенности на северо-востоке и востоке бассейна. Поэтому на севере ЗС НГБ на составе углеводородных флюидов сказывается вклад террагенного ОВ, а также значительная его окисленность. Высокие концентрации легких аренов в нефтях и конденсатах северных и северо-восточных районов, также свидетельствуют об их преимущественно террагенной природе. Смещение на север зон распространения аквагенных нефтей и конденсатов верхнеюрских и нижнемеловых залежей, по сравнению с нижнесреднеюрскими, может быть связано с аккумуляцией в них углеводородных флюидов, образованных за счет аквагенного ОВ баженовской свиты и ее аналогов.

На севере ЗС НГБ катагенез ОВ выше, по сравнению с ее южными территориями. Обычно при усилении катагенеза в составе нефтей и конденсатов одновременно возрастают концентрации алканов и аренов при снижении роли цикланов. Однако в бензинах нефтей и конденсатов на севере исследованной территории содержание легких аренов и цикланов выше, по сравнению с углеводородными флюидами Среднего Приобья, а доля алканов в них понижена. Следовательно, на облик углеводородных флюидов как на

юге, так и на севере исследованного района в первую очередь оказала влияние специфика нефтематеринского ОВ.

5.3. СЕМЕЙСТВА НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ПО ДАННЫМ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА, ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ И ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ПРИУРОЧЕННОСТИ

По результатам кластерного анализа все изученные нефти и конденсаты разделены на 6 групп (семейств). Самым представительным является семейство I (130 нефтей, 40 конденсатов). В семейства III, IV и VI обособилось 84, 71, 79 (соответственно) нефтей и 8, 4, 13 (соответственно) конденсатов. Меньше всего проб в семействах II (52 нефти, 4 конденсата) и V (27 нефтей, 9 конденсатов). Большинство нефтей и конденсатов семейств I, III и IV отобраны из берриас-аптских шельфовых отложений, а остальные - из юрских залежей. Нефти и конденсаты семейства V тяготеют к залежам верхней части нижнего мела. Пробы семейств II и VI равномерно распределены по разрезу. Нефти и конденсаты семейств I и VI распространены на севере и северо-востоке исследованного района (Ямало-Карская региональная депрессия). Единичные пробы этих семейств отобраны в пределах Красноселькупской моноклизы, а некоторые пробы семейства I локализируются на юго-западе (север Хантейской гемиантеклизы и Красноленинской мегамоноклизы). Углеводородные флюиды семейства IV обособились на юге (север Хантейской гемиантеклизы и Красноленинской мегамоноклизы, юг Красноселькупской моноклизы; юг Южно-Надымской мегамоноклизы), а нефти и конденсаты семейств II и III - на юге и юго-востоке исследованного района (север Красноленинской мегамоноклизы и Хантейской гемиантеклизы, юг Южно-Надымской мегамоноклизы). Несколько проб семейства II обнаружены в среднеюрских залежах Медвежье-Нугинского мегавала и Северного свода (Ямало-Карская региональная депрессия), на севере Красноселькупской моноклизы. Единичные пробы семейства III приурочены к залежам на Среднепурском наклонном мегапрогибе, на юго-западе Надымской гемисинеклизы, на севере Среднепурского наклонного мегапрогиба. Углеводородные флюиды семейства V распространены практически по всей исследованной территории.

В семейства I и VI выделились нефти низкой и средней плотности (в среднем 838 и 836 кг/м³, соответственно). В этих нефтях низки содержания серы (в среднем 0,3% и 0,1%, соответственно). Нефти семейств II-V средней и высокой плотности (в среднем 865, 857, 866, 879 кг/м³, соответственно). Нефти семейств II и III - малосернистые и сернистые (в среднем 0,8% и 0,6%, соответственно), семейства IV - средне- и высокосернистые (в среднем 1,0%), семейства V - мало- и среднесернистые (в среднем 0,5%). Со-

держание смол в исследованных нефтях невысокое (<10,0%), однако в семействе II и III (около 10% выборки), IV и V (около 20% выборки) встречаются пробы с повышенным (>10,0%) содержанием смол. Меньше всего асфальтенов в нефтях семейства VI (в среднем 0,3%) и I (в среднем 0,5%). В нефтях семейств II-V концентрация асфальтенов выше (в среднем 1,7; 1,5; 2,1; 3,6 и 1,1%, соответственно). Нефти семейств I-V - малопарафинистые (в среднем 4,3; 3,6; 3,5; 3,6 и 3,0%, соответственно). В семейство VI обособились в равной мере как малопарафинистые, так и высокопарафинистые нефти (в среднем 7,0%). Содержание УВ C₅-C₈ в большинстве исследованных нефтей невысоко (<20,0%), однако единичные пробы семейств II-V и около 30% от выборки семейств I и VI характеризуются выходом низкокипящей фракции >30,0%.

Плотность конденсатов семейств I, III-VI не превышает 800 кг/м³, но 10% проб этих семейств (в основном из юрских отложений) и юрские пробы семейства II тяжелее. Содержание серы обычно ниже 0,1% на конденсат. Концентрация смол в конденсатах составляет <1,0%, но в единичных пробах (в основном из юрских отложений) семейств I, III и в 50% конденсатов семейства VI концентрация смол >1,5%. Конденсаты практически не содержат асфальтены (<0,2%). В конденсатах семейств I, III-VI выход легкой фракции >30,0%. В конденсатах семейства II, IV (около 50% выборки), VI (около 10% выборки) и в единичных пробах семейства I легких углеводородов меньше.

В составе УВ C₅-C₈ нефтей и конденсатов семейств I-IV алканы преобладают над цикланами, а относительное содержание легких аренов невысоко, за исключением конденсатов семейства II и проб семейств V и VI. В них цикланы преобладают над алканами, причем ЦГ больше чем ЦП (табл. 1). В конденсатах семейства II очень высоки концентрации легких аренов. Несколько меньше, но также выше по сравнению с другими семействами содержания легких аренов в пробах семейства VI. По распределению алканов C₅-C₈ особо выделяются нефти и конденсаты семейства V. В них мало легких n-алканов (в ряде проб отсутствуют), а максимум концентрации среди алканов приходится на монометилалканы, относительно повышены содержания гемзамещенных алканов.

В составе цикланов в исследованных нефтях и конденсатах максимум концентрации приходится на метилЦП (среди ЦП) и метилЦГ (среди ЦГ, а в большинстве проб среди всех УВ C₅-C₈). Содержания триметилЦП, этили и гемзамещенных цикланов очень низки. Концентрации транс-ЦП (за исключением 1,3-диметилЦП) значительно выше по сравнению с цис-ЦП. Среди легких аренов преобладают толуол (семейства I, III, IV) и м-ксилол (семейства II, V, VI). Во многих пробах отсутствуют бензол и этилбензол.

Таблица 1. Генетические параметры по составу углеводородов C₅-C₈ исследованных нефтей и конденсатов

Параметры		Тип флюида	Семейство I	Семейство II	Семейство III	Семейство IV	Семейство V	Семейство VI
Групповой состав, в % на сумму УВ C ₅ -C ₈	н-алканы	н	(19,6-43,4)/ 31,9	(10,0-55,9)/ 37,5	(12,0-40,2)/ 30,5	(34,6-50,5)/ 41,5	(0,0-8,8)/ 3,4	(11,7-39,8)/ 23,2
		к	(19,4-42,3)/ 29,3	(17,1-19,0)/ 18,3	(21,5-35,5)/ 27,6	47,3; 32,0	(0,6-13,8)/ 4,0	(6,6-27,9)/ 21,8
	н-алканы	н	(19,1-30,4)/ 24,2	(3,7-31,2)/ 25,1	(18,4-35,4)/ 25,8	(22,1-36,5)/ 27,9	(0,7-35,5)/ 25,8	(5,8-30,0)/ 17,5
		к	(19,8-35,3)/ 26,5	(9,6-10,7)/ 9,9	(24,2-36,4)/ 29,1	34,1; 41,7	(7,6-41,6)/ 31,9	(15,1-33,6)/ 21,6
	ЦП	н	(5,5-22,7)/ 15,3	(2,4-27,5)/ 17,7	(9,4-28,2)/ 20,0	(9,3-22,0)/ 15,5	(2,0-40,0)/ 26,4	(4,4-27,3)/ 11,1
		к	(6,2-19,2)/ 12,6	(4,5-5,8)/ 5,2	(15,9-28,8)/ 21,3	11,7; 14,2	(17,9-31,0)/ 25,8	(6,2-23,0)/ 12,8
	ЦГ	н	(12,1-35,7)/ 21,4	(2,7-20,6)/ 12,5	(9,2-25,5)/ 17,7	(6,1-14,0)/ 10,9	(7,0-65,7)/ 38,1	(18,3-46,3)/ 33,6
		к	(17,2-37,3)/ 26,4	(29,6-38,6)/ 35,0	(12,6-22,7)/ 19,1	5,8; 10,4	(27,2-60,4)/ 35,5	(26,5-40,0)/ 32,9
	арены	н	(0,2-22,6)/ 7,2	(1,6-79,7)/ 7,1	(0,5-15,6)/ 6,2	(0,1-11,4)/ 4,2	(0,0-90,1)/ 6,4	(2,7-45,4)/ 14,6
		к	(0,1-17,1)/ 5,2	(27,3-37,7)/ 31,7	(1,3-4,7)/ 2,9	1,1; 1,7	(0,6-12,4)/ 2,9	(3,5-20,3)/ 10,9
	алканы/цикланы	н	(0,8 - 2,3)/ 1,6	(0,9-3,8)/ 2,1	(0,8-2,8)/ 1,6	(1,8-4,6)/ 2,8	(0,0-0,8)/ 0,4	(0,4-1,9)/ 0,9
		к	(0,9 - 2,8)/ 1,5	(0,6-0,8)/ 0,7	(1,1-2,0)/ 1,5	4,7; 3,0	(0,1-1,0)/ 0,5	(0,7-1,3)/ 1,0
н-алканы/н-алканы	н	(0,9 - 2,2)/ 1,4	(0,1-3,2)/ 1,6	(0,4-1,7)/ 1,2	(1,1-2,1)/ 1,5	(0,0-0,3)/ 0,1	(0,4-2,8)/ 1,4	
	к	(0,6 - 1,7)/ 1,2	(1,6-1,9)/ 1,8	(0,7-1,3)/ 1,0	1,4; 0,8	(0,0-0,4)/ 0,1	(0,2-1,5)/ 1,1	
ЦП/ЦГ	н	(0,2 - 1,5)/ 0,8	(0,3-3,1)/ 1,4	(0,6-2,9)/ 1,2	(0,8-2,3)/ 1,5	(0,0-1,4)/ 0,7	(0,1-1,0)/ 0,3	
	к	(0,3 - 0,7)/ 0,5	(0,1-0,2)/ 0,2	(0,9-1,7)/ 1,2	2,0; 1,4	(0,4-1,1)/ 0,7	(0,2-0,7)/ 0,4	
м-ксилол/о-ксилол	н	(1,1 - 5,6)/ 2,1	(0,9-2,8)/ 1,5	(1,1-3,0)/ 1,7	(1,1-2,7)/ 1,4	(0,0-3,6)/ 2,2	(1,3-9,5)/ 3,5	
	к	(1,6 - 7,8)/ 3,7	(4,5-4,9)/ 4,7	(1,5-3,3)/ 2,2	1,3; 1,2	(1,1-18,9)/ 4,8	(2,3-37,6)/ 5,7	
н-гептан/метилЦГ	н	(0,3 - 1,8)/ 0,8	(0,3-2,1)/ 1,4	(0,2-1,8)/ 1,0	(1,2-3,1)/ 1,9	(0,0-0,2)/ 0,0	(0,2-1,2)/ 0,4	
	к	(0,1 - 1,0)/ 0,5	(0,3-0,5)/ 0,4	(0,7-1,4)/ 1,0	2,5; 1,2	(0,0-0,1)/ 0,0	(0,1-0,5)/ 0,4	
ЭБ/ сумма ксилолов	н	(0,1 - 0,6)/ 0,2	(0,1-1,0)/ 0,5	(0,0-0,5)/ 0,3	(0,2-0,8)/ 0,5	(0,0-0,3)/ 0,1	(0,0-0,4)/ 0,1	
	к	(0,0 - 0,2)/ 0,1	(0,0-0,1)/ 0,1	(0,1-0,3)/ 0,2	0,5; 0,3	(0,0-0,3)/ 0,1	(0,0-0,2)/ 0,1	

в числителе указан разброс параметра; в знаменателе - его среднее значение;

н - нефти, к - конденсаты; ЦП - циклопентаны, ЦГ - циклогексаны, ЭБ - этилбензол

В пробах выделившихся семейств монозамещенных УВ C₅-C₈ больше, чем незамещенных, которые в свою очередь существенно преобладают над ди- и тризамещенными УВ. Но в нефтях семейств II и IV незамещенных УВ C₅-C₈ больше, чем монозамещенных. В пробах семейства V моно- и дизамещенные УВ преобладают над незамещенными.

Среди незамещенных и монозамещенных УВ C₅-C₈ алканы преобладают над цикланами, а концентрация аренов очень низкая. Исключение составляют конденсаты II и пробы VI семейств, в которых относительное содержание метилЦГ выше по сравнению с монозамещенными алканами. В нефтях и конденсатах семейства V ЦГ больше, чем н-алканов. В составе дизамещенных УВ C₅-C₈ больше цикланов, главным образом за счет ЦП. В конденсатах I и в пробах VI семейств ЦГ преобладают над ЦП. Более 90% тризамещенных углеводородов составляют ЦП, а остальная часть - алканы. В конденсатах тризамещенных алканов больше, чем в нефтях.

5.4. СТАТИСТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ

Анализ парных коэффициентов корреляции (при уровне значимости 0,05) между УВ C_5-C_8 , параметрами по их составу, условиями нахождения проб в залежи (глубина отбора пробы, температура пласта) и физико-химическими характеристиками исследованных нефтей и конденсатов выявил следующие зависимости:

- углеводороды C_5-C_8 взаимосвязаны значимыми в основном положительными и достаточно высокими коэффициентами корреляции, за исключением компонентов, концентрации которых очень низки.
- концентрации легких аренов (в нефтях и конденсатах) и ЦГ (в нефтях) увеличиваются, а содержания алканов и цикланов C_5-C_8 в конденсатах уменьшаются с глубиной и T^0C вмещающих отложений. Наиболее сильные корреляционные связи с геологическими условиями нахождения проб в залежи наблюдаются для отношений ЦП/ ЦГ и н-алканы/ и-алканы.
- углеводороды C_5-C_8 связаны значимыми отрицательными коэффициентами корреляции с физико-химическими свойствами нефтей и конденсатов. Зависимость между составом УВ C_5-C_8 и содержанием серы, парафинов, смол и асфальтов наиболее четко проявляется для нефтей семейств I, III и IV.
- Отношение ЦП/ ЦГ имеет высокие положительные коэффициенты корреляции ($|r| > 0,50$) с отношениями н-гептан/ метилЦГ, алканы/ цикланы, этилбензол/ сумма ксилолов. Отношение этилбензол/сумма ксилолов связано высокими положительными коэффициентами корреляции с отношениями н-гептан/ метилЦГ, алканы/ цикланы.
- Содержание н- и и-алканов C_5-C_8 , тем выше, чем выше в углеводородных флюидах общее содержание алканов и чем меньше цикланов (в основном за счет ЦГ). С ростом количества и-алканов в некоторых пробах растет содержание ЦП. Чем больше в нефтях и конденсатах и-алканов, тем меньше в них аренов.
- Высоки положительные коэффициенты корреляции между отношением УВ C_5-C_6 / УВ C_7-C_8 (показатель миграции) и концентрацией н- и и-алканов, отношением алканы/ цикланы.
- При увеличении значений параметров зрелости нефтей и конденсатов (монометилзамещенные УВ C_5-C_8 / этилзамещенные УВ C_5-C_8 , коэффициенты зрелости В.К. Шиманского (Кш), В.А. Чахмахчева (Кч), К. Томпсона (It)) в них становится больше н-алканов. И наоборот, высокие отрицательные коэффициенты корреляции между параметрами зрелости и содержанием в нефтях циклопентанов указывают на уменьшение их концентрации с увеличением зрелости углеводородных флюидов.

6. ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ПРИРОДА НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ОТДЕЛЬНЫХ СЕМЕЙСТВ

Особенности состава УВ C_5 - C_8 нефтей и конденсатов позволяют отнести к единому генотипу пробы семейств I, II и III, а семейства IV, V и VI выделить как самостоятельные генотипы.

Нефти и конденсаты семейств IV и VI четко различаются по групповому составу УВ C_5 - C_8 . В пробах семейства IV повышены концентрации легких алканов и ЦП, а в пробах семейства VI самые высокие содержания ЦГ и легких аренов. Углеводородные флюиды семейства IV характеризуются самыми высокими в выборке значениями отношений алканы/ цикланы, ЦП/ ЦГ, н-гептан/ метилЦГ, ЭБ/ сумма ксилолов и м-килол/ о-килол при низком отношении пристан/ фитан (табл. 1, 2), что свидетельствует об аквагенном типе исходного нефтематеринского ОБ. Для проб семейства VI значения перечисленных выше параметров по составу УВ C_5 - C_8 низкие при высоких отношениях пристан/ фитан (табл. 1, 2), что позволяет предположить их преимущественно террагенный генезис. Параметры состава УВ C_5 - C_8 нефтей и конденсатов семейств I-III имеют в среднем промежуточные значения по сравнению с теми же показателями семейств IV и VI, поэтому можно предположить их смешанный генезис. Семейства нефтей и конденсатов в зависимости от усиления в их составе роли аквагенного ОБ образуют ряд: IV>II>III>I>VI, что согласуется с их пространственной локализацией.

Весьма неоднозначно трактуется присутствие в углеводородных флюидах аренов. Повышенные концентрации аренов обычно свидетельствуют не только о террагенном типе нефтематеринского ОБ, но часто характерны для высокозрелых нефтей и конденсатов. Катагенез углеводородных флюидов приводит к увеличению концентрации как легких аренов так и н-алканов при этом в них становится меньше легких цикланов. Исследованные пробы с высокими концентрациями легких аренов (в том числе семейство VI) характеризуются пониженными содержаниями легких алканов и повышенными - цикланов C_5 - C_8 . Близкие значения параметров катагенеза нефтей и конденсатов, рассчитанных по составу УВ C_5 - C_8 (Кч (Чахмахчев, 1983), Кш (Шиманский, 1984), It (Tompson, 1979) и др.), указывает на незначительные различия в их зрелости. Практически все исследованные пробы характеризуются амодальным распределением н-алканов C_{10+} , а содержание н-алканов резко уменьшается с ростом их молекулярной массы. Такое распределение н-алканов в исследованных пробах вместе с $СРI \approx 1$ показывает, что зрелость исследованных нефтей и конденсатов соответствует главной зоне нефтеобразования. Высокие концентрации легких аренов

могут свидетельствовать также об остаточном типе углеводородных флюидов. Но одновременно с увеличением роли аренов в легких фракциях в таких нефтях и конденсатах повышается содержание высокотемпературных фракций, смол и асфальтенов, высокомолекулярных n-алканов и др. Остаточный тип нефтей и конденсатов с повышенной концентрацией легких аренов в целом не подтверждается данными по их физико-химическому составу. Следовательно, специфика состава УВ C₅-C₈ исследованных нефтей и конденсатов, и в том числе концентрация в них легких аренов, обусловлены в первую очередь генезисом исходного нефтематеринского ОВ.

Таблица 2. Параметры по составу n-алканов и ациклических изопренов C₆₊ исследованных нефтей и конденсатов

Семейство	Тип флюида	n-алканы C ₁₀ -C ₂₀ (в % на нефть, конденсат)	Кизо = (Pr+Ph)/ (nC ₁₇ +nC ₁₈)	n-алканы/ изопреноиды	СРІ	Pr/ Ph	n-C ₂₇ / n-C ₁₇
I	н	(3,6-14,0)/ 6,1	(0,0-1,1)/ 0,5	(4,5-22,1)/ 10,4	(0,4-1,3)/ 1,0	(0,6-9,8)/ 1,9	(0,1-0,8)/ 0,4
	к	(3,1-12,6)/ 7,7	(0,1-0,8)/ 0,4	(8,3-26,5)/ 16,6	(0,5-2,5)/ 1,1	(1,2-12,0)/ 4,5	(0,0-0,7)/ 0,2
II	н	(3,2-6,9)/ 4,7	(0,0-1,4)/ 0,6	(4,7-17,3)/ 9,0	(0,8-1,3)/ 0,9	(0,7-1,5)/ 1,0	(0,2-0,6)/ 0,3
	к	(6,7-13,4)/ 9,0	(0,2-0,3)/ 0,3	(9,4-17,3)/ 13,7	(0,9-1,2)/ 1,1	(3,7-5,0)/ 4,4	(0,1-0,3)/ 0,2
III	н	(1,8-8,3)/ 4,8	(0,0-2,4)/ 0,7	(2,9-18,3)/ 8,5	(0,8-1,1)/ 1,0	(0,2-2,8)/ 1,3	(0,1-2,2)/ 0,4
	к	(0,8-6,8)/ 3,1	(0,3-0,7)/ 0,5	(12,3-127,6)/ 27,6*	(1,0-1,4)/ 1,2	(1,7-8,0)/ 3,5	(0,0-0,2)/ 0,0
IV	н	(3,3-6,8)/ 4,4	(0,0-1,1)/ 0,6	(7,6-17,7)/ 11,0	(0,5-1,1)/ 0,9	(0,5-1,3)/ 0,8	(0,1-0,6)/ 0,3
	к	(0,3-9,6)/ 3,3	(0,0-45,0)/ 0,6*	(0,1-16,0)/ 3,4*	(0,9-1,1)/ 1,0	(0,9-6,8)/ 2,3	(0,0-7,0)/ 1,2
V	н	(0,2-4,5)/ 1,7	(0,4-1,5)/ 0,9	(1,8-10,4)/ 4,9	1,1; 1,0	(2,0-6,0)/ 3,3	(0,0-0,4)/ 0,1
	к	(4,3-19,8)/ 9,0	(0,1-0,7)/ 0,3	(5,0-30,2)/ 12,7	(1,0-1,3)/ 1,1	(1,0-15,0)/ 4,1	(0,0-1,7)/ 0,5
VI	н	(4,4-13,9)/ 8,2	(0,2-1,3)/ 0,4	(7,8-19,4)/ 13,6	(1,0-1,4)/ 1,1	(2,5-10,5)/ 5,1	(0,0-0,8)/ 0,2

в числителе указан разброс параметра; в знаменателе - его среднее значение;

Pr – пристан, Ph – фитан

* - при расчете среднего аномальные значения параметра не учитывались;

$$СРІ = ((C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33})+(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}))/$$

$$(2*(C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})) \text{ (Brau, Evans, 1961)}$$

Однако некоторые особенности состава ряда исследованных нефтей и конденсатов показывают на влияние на их состав миграции. Пробы, которые характеризуются высокой плотностью, температурой начала кипения, в которых одновременно мало УВ C₅-C₈, высоки концентрации легких аренов (> 20,0% на фракцию), низки содержания или отсутствуют ЦП, низки отношения бензол/ толуол и УВ C_{5,6}/ УВ C_{7,8}, повышено отношение циклогексан/ циклопентан, можно отнести к остаточному типу. Среди нижнемеловых нефтей встречаются пробы со следовыми концентрациями легких аренов и, соответственно, аномально высокими отношениями алканы/ арены и

цикланы/ арены, что может быть признаком фильтрованных углеводородных флюидов.

Особыми свойствами в изученной выборке отличаются нефти и конденсаты семейства V. В них мало или отсутствуют н-алканы C₅-C₈, но одновременно повышены концентрации их моно-, ди- и гемзамещенных изомеров. Показатели состава УВ C₅-C₈, в которых используются концентрационные характеристики алканов (алканы/ цикланы и н-гептан/ метилциклогексан) нефтей и конденсатов семейства V также самые низкие в исследованной выборке. Наряду с этим в нефтях и конденсатах семейства V мало н-алканов C₁₀₋₂₀ и самые низкие для выборки отношения н-алканы C₁₀₊/ ациклические изопренаны и высокий во многих пробах Кизо (табл. 2). Такие характеристики углеводородного состава нефтей свидетельствуют о влиянии на их состав биodeградации. Вывод о биodeградированности нефтей и конденсатов семейства V согласуется с их приуроченностью к преимущественно неглубоким, с низкими пластовыми T⁰C меловым отложениям. Отношения ЦП/ЦГ и м-ксилол/ о-ксилол, рассчитанные для семейства V, не выходят за диапазоны их разброса, характеризующие исследованную коллекцию. Причем, нефти и конденсаты семейства V, тяготеющие к зоне распространения семейства IV по этим параметрам и отношению пристан/ фитан можно охарактеризовать как преимущественно морские. А пробы семейства V, территориально тяготеющие к району локализации семейства VI, вероятно, являются углеводородными флюидами преимущественно континентального или смешанного генезиса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе проанализированы данные по составу УВ C₅-C₈ нефтей и конденсатов северных районов ЗС НГБ. Благодаря применению современных компьютерных программ, проведен комплексный анализ распределения в нефтях и конденсатах УВ C₅-C₈, а углеводородные флюиды разделены на генотипы. Анализ состава и геохимические параметры исследованных нефтей и конденсатов, их статистические характеристики, позволяют сделать следующие выводы:

1. Индивидуальный углеводородный состав нефтей и конденсатов и расчетные параметры образуют значительные по объему массивы данных. Надежным способом для их комплексного обобщения являются методы математической статистики:

а) результаты корреляционного анализа состава легких фракций, физико-химических свойств нефтей и условий нахождения проб в залежи (глубина, температура пласта) показывают, что УВ C₅-C₈ образуют единую взаимосвязанную систему, состав которой жестко контролируется историей

конкретной нефти (конденсата). Следовательно, параметры низкокипящей фракции можно широко использовать для решения обратной задачи органической геохимии - выяснения условий образования и эволюции углеводородных флюидов;

б) эффективным методом автоматической классификации проб нефтей и конденсатов является кластерный анализ. Оптимальным набором параметров для проведения кластерного анализа являются показатели по составу УВ C_5-C_8 : групповой состав; отношения алканы/ цикланы, ЦП/ ЦГ, н-алканы/ и-алканы, ЭБ/ сумма ксилолов, ЦГ/ алканы, ЦП/ и-алканы, н-гептан/ метилЦГ, м-ксилол/ о-ксилол.

2. Низкокипящие фракции, независимо от фазового состояния содержащих их флюидов, близки по распределению изомеров алканов и гомологов цикланов и аренов:

а) концентрационный ряд алканов как правило имеет вид: н-алканы > монометил- >> диметил- >>> триметилалканы. Среди цикланов максимумом концентрации характеризуются метилЦП и метилЦГ. Транс-ЦП значительно больше по сравнению с цис-ЦП. Триметил-, этил- и гемзамещенные УВ часто не идентифицируются или их очень мало.

в) в составе легких аренов в исследованных пробах преобладают толуол и (или) м-ксилол. Во многих пробах отсутствуют бензол и этилбензол.

г) в качестве заместителей в структуре УВ C_5-C_8 обычно присутствуют CH_3 - и, реже, C_2H_5 -. Концентрации монозамещенных УВ в среднем выше, чем незамещенных, а они существенно преобладают над ди- и тризамещенными. Среди моно- и незамещенных УВ C_5-C_8 значительно больше алканов, чем цикланов, а концентрации аренов невелики. Среди дизамещенных УВ C_5-C_8 больше цикланов, главным образом за счет ЦП. Тризамещенные УВ C_5-C_8 - это в основном ЦП, и среди них очень мало тризамещенных алканов.

3. Концентрация УВ C_5-C_8 в конденсатах в 2-3 раза выше, чем в нефтях. В конденсатах по сравнению с нефтями как правило меньше легких аренов, а на фоне увеличения содержания легких и-алканов меньше н-алканов. В конденсатах по сравнению с нефтями больше моно-, ди- и тризамещенных алканов, и меньше незамещенных. Такие различия можно объяснить особенностями формирования конденсатов, и в первую очередь растворимостью индивидуальных соединений в углеводородных газах.

4. В результате кластерного анализа исследованные пробы разделились на 6 семейств, которые различаются как по составу УВ C_5-C_8 , так и по физико-химическим свойствам, по составу н-алканов C_{10+} и ациклических изопренанов. Специфика их состава в первую очередь обуславливается типом нефтематеринского ОВ (табл. 3).

5. Семейства нефтей и конденсатов представляют разные генотипы:

- а) нефти и конденсаты семейства IV, приурочены к отложениям разного возраста, локализуются на юге исследованного района, имеют преимущественно «морской» генезис. Вероятно, их источником было глубоководно-морское планктоно- и бактериогенное ОВ баженовской свиты;
- б) пробы семейства VI, встречаются во всех нефтегазоносных комплексах на севере и северо-востоке исследованного района, имеют преимущественно «континентальный» генезис. Их источником могло быть прибрежно-морское и озерно-аллювиальное ОВ нижнесреднеюрских отложений;

Таблица 3. Критерии диагностики типа исходного нефтематеринского органического вещества по составу углеводородов C₅-C₈

Параметры	Тип исходного нефтематеринского ОВ	
	аквагенное	террагенное
циклогексаны/ циклопентаны	> 0,9	< 0,7
этилбензол/ сумма ксилолов	> 0,3	< 0,2
н-гептан/ метилциклогексан	>1,2	0,3 – 0,8
м-ксилол/ о-ксилол	< 2,0	> 3,0
алканы/ цикланы	>2,0	0,8 - 1,5

в) углеводородные флюиды семейств I-III имеют смешанный генезис, обусловленный как соответствующим типом нефтематеринского ОВ, так и возможным смешением углеводородных компонентов при формировании залежей.

г) нефти и конденсаты семейства V биодegradированы. Критериями диагностики биодegradированных углеводородных флюидов являются следующие показатели по составу УВ C₅-C₈: алканы/ цикланы (<0,8); н-гептан/ метилциклогексан (<0,4); н-алканы/ и-алканы (<0,5); концентрации н-алканов C₅-C₈ (<10,0% на сумму углеводородов C₅-C₈). Признаком биодegradации служит увеличение в составе нафтидов концентраций моно- и дизамещенных алканов при низких содержаниях (или отсутствии) н-алканов. Генетические показатели по составу УВ C₅-C₈, в расчете которых не используются концентрации алканов, сохраняют свою информативность в биодegradированных нефтях и конденсатах.

6. Исследованные нефти и конденсаты являются катагеннозрелыми. Близкая зрелость углеводородных флюидов обусловила перекрытие интервалов разброса показателей катагенеза по составу их легкой фракции для разных семейств, и, следовательно, исключает возможности их разделения по уровню зрелости.

7. Группирование однотипных нефтей и конденсатов в пределах единых районов локализации независимо от приуроченности залежей к отложениям разного возраста свидетельствует о преобладании вертикальной направленности при миграции, основными путями которой могли быть зоны разуплотнения горных пород или трещиноватости в приразломных зонах. Не смотря на то, что в формировании залежей нефти и газа, несомненно, важную роль играли миграционные процессы, никаких значимых закономерностей в распределении параметров миграции исследованных углеводородных флюидов не обнаружено. Вероятно, выравнивание их составов (и низкокипящей фракции в том числе) происходит за счет разнонаправленного влияния факторов миграции и многостадийности массопереноса углеводородных смесей. Поэтому выявление закономерностей изменения состава нефтей и конденсатов под воздействием миграции на региональном уровне представляется малоэффективным. Наиболее четко такие закономерности должны проявляться при сравнении генетически близких углеводородных флюидов из разных залежей в пределах многопластовых месторождений.

Итак, сравнительный анализ состава УВ C_5 - C_8 нефтей и конденсатов, их сопоставление с физико-химическими свойствами нафтидов, параметрами по составу n-алканов C_{10+} и ациклических изопренанов, с условиями нахождения проб в залежи, позволяют уверенно идентифицировать генотип углеводородных флюидов, а в ряде случаев влияние на их состав вторичных процессов, что немаловажно для прогноза качества нефтей и конденсатов и выяснения условий формирования месторождений.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. **Фурсенко Е.А.** Генетическая диагностика нефтей северных районов Среднего Приобья Западной Сибири по составу низкокипящих углеводородов C_5 - C_8 // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазовых бассейнов России и стран СНГ: Тез. докл. международной конференции. - СПб: ВНИГРИ, 1999. - С. 76 - 78.

2. Борисова Л.С., Лившиц В.Р., **Фурсенко Е.А.** Новый подход к выделению генетических семейств нефтей// Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещания - Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 1999. - С. 177 - 180.

3. Borisova L.S., Livshic V.R., **Fursenko E.A.** Geochemistry of low-boiling hydrocarbons from oils of the Northern Middle Ob Region (West Siberia) [CD]// 31st International Geological Congress: Abstracts. - Brasil, Rio de Janeiro, 2000.

4. **Фурсенко Е.А.** Генетическая диагностика нефтей северных районов Среднего Приобья Западной Сибири по составу низкокипящих углеводородов C_5 - C_8 // Докл. РАН. - 2000. - Т. 374. - №3. - С. 382-384.

5. Борисова Л.С., Конторович А.Э., **Фурсенко Е.А.** и др. Геохимия нефтей северных районов Среднего Приобья// Геология и геофизика. - 2000. - № 11. - С. 1594 - 1607.

6. Борисова Л.С., **Фурсенко Е.А.**, Стрехлетова Е.П. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей глубокопогруженных горизонтов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна// Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленного освоенных глубин и определения приоритетных направлений геолого-разведочных работ: Сб. науч. докл., книга 1.- Пермь: КамНИИ-КИГС, 2001. - С. 99 - 106.

7. Borisova L.S., **Fursenko E. A.** Geochemistry of and genesis of light hydrocarbons of oils and condensates in the Jurassic and Cretaceous of northern West Siberia// Hydrocarbon Systems Analysis in the Circum-Arctic Area: Abstracts AAPG European Region Conference. - StPb: VNIGRI, 2001. - С. 10 - 12.

8. **Фурсенко Е.А.** Влияние катагенеза на состав бензиновых фракций нефтей баженовской свиты// Геол., геоф. и разр-ка нефт. и газ. месторождений. - 2001. - № 10. - С. 84 - 88.

9. **Fursenko E. A.** Geochemistry of light hydrocarbons from the Cretaceous oils of West Siberia [CD]// The 21st International Meeting on Organic Geochemistry: Abstracts. - Kraków, Poland, 2003.

10. **Фурсенко Е.А.** Геохимия низкокипящих углеводородов C_5 - C_8 нефтей и конденсатов из меловых отложений Западной Сибири как показатель их генезиса// Генезис нефти и газа: Тез. докл. международной конференции. - М.: ГЕОС, 2003. - С. 449 - 450.

11. Борисова Л.С., **Фурсенко Е.А.** Геохимия низкомолекулярных углеводородов C_5 - C_8 нефтей и конденсатов Западной Сибири// Геология и геофизика. - 2004. - №7. - С. 861 - 872.

12. Борисова Л.С., Данилова В.П., Костырева Е.А., **Фурсенко Е.А.**, Фомин А.Н., Конторович А.Э. Геохимия верхнеюрских (баженовская свита) и неокомских нефтей северного Приобья (Западная Сибирь)// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. - № 10.- С. 51 - 56.

13. Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э., ... **Фурсенко Е.А.** и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. - 225 с.

14. **Fursenko E.A.** The low-boiling hydrocarbons C₅-C₈ as indicators of the oil evolution [CD]// 32st International Geological Congress: abstracts. – Italy, Florence, 2004.

15. **Фурсенко Е.А.**, Борисова Л.С. Роль процессов биодegradации в формировании состава нефтей и конденсатов из нижнемеловых отложений Западной Сибири// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5 - 6. – С. 44 - 51.

16. **Fursenko E.A.**, Borisova L.S., Kostyreva E.A., Ivanova E.A Biodegradation of oils in cretaceous reservoirs of the West Siberian petroliferous basin// The 22st International Meeting on Organic Geochemistry: Abstracts. - Torque, England, 2007. - P. 855 - 856.

Технический редактор О.М. Варакина

Подписано к печати 28.02.2008

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарниттура Таймс.

Печ. л. 0,9. Тираж 110. Заказ № 3.

ИНГ СО РАН, ОИГ, 630090, Новосибирск, пр-т Ак. Коптьога, 3.