

Фадеева Светлана Васильевна

**ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И КАТАГЕНЕЗ НЕФТЕЙ
ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 25.00.09 – Геохимия, геохимические методы
поисков полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск - 2013

Работа выполнена в лаборатории геохимии и пластовых нефтей Открытого акционерного общества «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (ОАО «ТомскНИПИнефть») и на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ФГБОУ ВПО НИ ТПУ)

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
профессор **Гончаров Иван Васильевич**

Официальные оппоненты: **Фомин Александр Николаевич**,
доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, заведующий лабораторией геохимии нефти и газа

Егорова Лариса Иосифовна,
кандидат геолого-минералогических наук,
Общество с ограниченной ответственностью
«Прогресс-С», главный геолог

Ведущая организация: **Томский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ТФ ФГУП «СНИИГГиМС»)**, г. Томск

Защита диссертации состоится **26 декабря 2013** года в **16⁰⁰** часов на заседании диссертационного совета ДМ212.269.03 при ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 2а строение 5, 20-й корп. ТПУ, ауд. 504.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (634050, г. Томск, ул. Белинского, 55).

Автореферат разослан « » ноября 2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
к.г.-м.н.

Лепокурова
Олеся Евгеньевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Сложившиеся в стране новые экономические отношения существенно сужают возможности проведения геолого-разведочных работ (ГРР) с использованием традиционных технологий и требуют активного использования новейших достижений науки и техники в области поиска и разведки углеводородов (УВ). Одним из таких направлений, в рамках геохимических методов исследования, является моделирование термической эволюции органического вещества (ОВ), а также поведения образовавшихся УВ с учётом тектонической истории бассейна осадконакопления. Ключевым моментом, лежащим в основе используемой идеологии, является выделение на изучаемой территории нефтематеринских пород (НМП) и дифференцированная оценка их роли в формировании нефтегазоносности. Достоверную информацию о числе потенциальных НМП можно получить при геохимическом исследовании нефтей уже открытых месторождений, т.к. в составе нефтей заложен большой объем информации о типе и степени зрелости генерирующих их пород. Такая информация позволяет выявить различия в молекулярном составе нефтей и провести их генетическую типизацию для дальнейшего выделения НМП в регионе и моделирования процессов нефтеобразования. Достоверность результатов моделирования будет намного выше при сопоставлении молекулярных параметров нефтей из уже открытых в регионе залежей и экстрактов из соответствующих НМП. Для этого необходимо использовать такие параметры, которые отражают тип, условия накопления и катагенез нефтематеринского ОВ и, соответственно, позволяют сравнивать состав нефти и экстракта из НМП современными аналитическими методами. Установление связи нефтей и битумоидов служит прямым доказательством участия выявленных НМП в формировании нефтегазоносности района, позволяет проследить пути и расстояния миграции УВ, прогнозировать механизм формирования залежи и продуктивность ловушек в зависимости от их положения относительно очагов генерации и миграционных путей УВ.

Юго-восток Западной Сибири (ЮВЗС) представляет собой огромный интерес из-за наличия здесь промышленных запасов нефти во всех стратиграфических комплексах, характерных для Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Основные скопления нефти сосредоточены в верхнеюрских и меловых отложениях. Общеизвестно, что они генерированы баженовской свитой. Однако, в этих отложениях могут присутствовать нефти и других источников генерации. Кроме того, до сих пор нет единой точки зрения об источниках нефтей ниже-среднеюрского комплекса и палеозоя, из отложений которых в регионе ведется промышленная добыча. Необходимость оптимизации процессов разведки и добычи УВ делает территорию ЮВЗС привлекательной для решения локальных поисковых и оценочных задач, в том числе с использованием бассейнового моделирования. Генетическая типизация нефтей на молекулярном уровне в данном контексте является неотъемлемым и важнейшим элементом.

Объектом исследования являются нефти из месторождений и экстракты из нефтематеринских пород юго-востока Западной Сибири.

Цель работы: На основе особенностей молекулярного состава выявить генетические типы нефтей ЮВЗС и обосновать их принадлежность к определенным НМП.

Основные задачи исследований:

1. Определить черты сходства и различия в молекулярном составе нефтей, обусловленные природой исходного ОВ, условиями его фоссилизации и степенью термической зрелости.
2. С использованием молекулярных параметров состава экстрактов из НМП установить типы исходного ОВ, условия его накопления и уровень термической зрелости.
3. Сопоставить молекулярный состав нефтей и экстрактов из НМП и выявить генетические связи между выделенными типами нефтей и НМП. Установить закономерности распространения нефтей разных типов на территории ЮВЗС.
4. На основании распространения залежей нефтей различных типов на территории ЮВЗС определить роль основных НМП в формировании нефтегазоносности региона.

Фактический материал и методы исследования. В работе выполнены хроматомасс-спектрометрические (ХМС) исследования более 500 проб нефтей со 165 различных площадей ЮВЗС. Для более 1000 образцов пород (баженовская свита и нижняя-средняя юра) выполнены детальные ХМС исследования хлороформенных экстрактов. Достоверность данных аналитических исследований обеспечивалась применением гостированных, метрологически аттестованных или стандартизированных методик, поверенных средств измерений, использованием межлабораторных и внутрилабораторных стандартов.

Защищаемые положения:

1. В районе исследования (ЮВЗС) выделены три генетических типа нефтей, отличительные особенности молекулярного состава которых обусловлены фациально-генетическими условиями образования и уровнем термической зрелости ОВ НМП.
2. Набор выявленных молекулярных параметров, устанавливающий принадлежность нефтей к определенному генетическому типу вне зависимости от геологических условий их залегания, позволяет проводить надежные корреляции с НМП, определять закономерности распространения нефтей разных типов, уточнять механизм и условия формирования их залежей.

Научная новизна работы. 1. Впервые на основе особенностей молекулярного состава выявлены генетические типы нефтей ЮВЗС, отличающиеся друг от друга природой и степенью термической зрелости генерирующих их НМП. 2. В результате сравнения молекулярного состава нефтей и экстрактов из НМП региона обоснована принадлежность выделенных типов нефтей к определенным НМП и установлены закономерности распространения нефтей разных типов на исследуемой территории. Показано, что все нефти ЮВЗС генетически связаны с тремя основными НМП, расположенными в верхней и нижней юре, а также палеозое. Выделены смешанные нефти, в генерации которых участвовали НМП различной природы

и катагенеза. 3. Обоснован набор молекулярных параметров, позволяющий однозначно относить нефти к определенному генетическому типу вне зависимости от условий их геологического залегания, а также проводить надежные корреляции нефть-НМП, устанавливать закономерности распространения и механизмы формирования залежей монотипных нефтей и нефтей смешанной природы. Установлен диапазон изменения молекулярных параметров, характеризующих фациально-генетические условия осадконакопления и катагенез ОБ, в пределах каждого генетического типа. 4. С учётом типизации нефтей определена роль различных нефтематеринских пород в формировании нефтегазоносности региона. Оценен вклад НМП юры и доюрских отложений в формировании залежей смешанных нефтей.

Практическая значимость работы.

Предложенный набор молекулярных параметров позволяет однозначно относить нефти к определенному генетическому типу, проводить корреляции с соответствующими НМП региона, устанавливать и уточнять закономерности распространения, а также условия и наиболее вероятные механизмы образования залежей УВ различной природы, оценивать вклад НМП в формирование нефтегазоносности региона. Показана возможность использования молекулярных параметров для определения направления и расстояния миграции УВ в процессе заполнения ловушек, выявления механизма формирования залежей смешанных нефтей, а также для определения степени участия различных НМП в формировании таких залежей. Выявленные молекулярные параметры могут быть использованы для установления межпластовых перетоков при испытании скважин, для выявления проводящих разломов. Полученные результаты исследований и предложенная генетическая типизация нефтей на молекулярном уровне повысят достоверность геохимической информации при прогнозе и поиске нефтяных УВ.

Результаты по генетической типизации нефтей региона и установлению закономерностей их распространения, выполненные по заказу ОАО «Томскнефть», ОАО «Востокгазпром», ЗАО «Ванкорнефть», ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», ООО «Стимул-Т», ООО «Норд-Империал» и др. были использованы при определении перспективных участков для постановки ГРП.

Апробация работы и публикации. Результаты работы представлялись на 15 российских и международных конференциях: 7-ая, 8-ая международные конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» (МГУ, 2004, 2005); научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области (Томск, 2004); 20 – 26-ые международные конгрессы по органической геохимии (Нанси, Франция, 2000; Краков, Польша, 2003; Севилья, Испания, 2005; Торки, Великобритания, 2007; Бремен, Германия, 2009; Интерлакен, Швейцария, 2011; Тенерифе, Испания, 2013); 4-ая, 5-ая, 6-ая, 7-ая международные конференции «Химия нефти и газа» (Томск, 2000, 2003, 2006, 2009); научно-практическая южнороссийская конференция «Проблемы бассейнового моделирования и

геолого-гидродинамического моделирования» (Волгоград, 2006); всероссийская научная конференция «Успехи органической геохимии» (Новосибирск, 2010).

По теме диссертации опубликовано 48 работ, из них 6 статей в ведущих научных журналах, рекомендованных ВАК. Получен патент на метод оценки перспектив нефтегазоносности с использованием молекулярного параметра 4МДБТ/1МДБТ – «Способ определения зрелых нефтематеринских пород».

Личный вклад автора. В основу работы легли материалы исследований нефтематеринских пород, нефтей и газов ЮВЗС, выполненные в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть» в период с 1998 по 2013 годы. Автором лично выполнен весь комплекс экспериментальных работ по исследованию состава нефтей и экстрактов из НМП методом ХМС. Идентифицирован компонентный состав, рассчитаны молекулярные параметры, отражающие особенности состава нефтей и экстрактов из пород. Проведен анализ и обобщены полученные результаты, сформулированы основные положения и выводы работы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность своему учителю и научному руководителю доктору геолого-минералогических наук, профессору И.В. Гончарову за постановку задачи, консультации по теме работы, ее критику и всестороннюю поддержку на всех этапах ее выполнения.

Автор благодарен всем сотрудникам лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть» и в особенности своим коллегам по геохимической группе В.В. Самойленко и Н.В. Обласову за помощь в интерпретации результатов геохимических исследований пород. Отдельно автор выражает благодарность С.Б. Остроухову за консультации в вопросах органической геохимии.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, и заключения. Полный объем диссертации составляет 195 страниц, включая 45 рисунков и 9 таблиц. Список литературы содержит 140 источников.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Геолого-геохимическая характеристика района исследований

Представлены сведения о стратиграфическом и тектоническом строении района исследований, рассмотрены представления о формировании нефтегазоносности ЮВЗС. Проведен критический обзор состояния проблемы генетической типизации и оценки катагенеза нефтей региона на основе их молекулярного состава. Определены понятия генетической типизации и генетического типа, применяемые в работе. Под генетическим типом понимается совокупность нефтей, сохранивших в своём молекулярном составе особенности, прямо указывающие на природу генерировавшего их ОВ и его катагенез.

Глава 2. Материал и методика исследований

Дана характеристика фактического материала. Описаны методы исследований, основной из которых – ХМС. Охарактеризована достоверность

результатов аналитических исследований. Исследованию подверглись сырые нефракционированные нефти и экстракты из НМП ЮВЗС.

Глава 3. Факторы, контролирующие состав нефтей

Дан обзор основных факторов, контролирующих состав нефтей. Показано, что состав нефти определяется множеством факторов, которые можно разделить на первичные и вторичные. К первичным относятся тип исходного ОВ и условия накопления и созревания НМП, к вторичным - процессы миграции и преобразования нефтей в залежи. Первичные факторы формируют состав нефти, под действием вторичных процессов состав нефти изменяется вплоть до полного разрушения в залежи.

Глава 4. Геохимические исследования состава нефтей и экстрактов из НМП ЮВЗС

Для разделения нефтей на генетические типы в работе были использованы молекулярные параметры, которые учитывают влияние состава биопродуцентов, литофациальные условия их преобразования, термические процессы. Из всего многообразия *фациально-генетических молекулярных параметров* наиболее широко применяются молекулярные параметры, основанные на составе насыщенных УВ полициклического и изопреноидного строения (хейлантаны, стераны, гопаны, пристан и фитан) [Peters K.E. et al., 2005]. Для характеристики типа исходного ОВ (морское, неморское), генерировавшего нефти были использованы соотношения эпимеров стеранов регулярного строения состава $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ (m/z 217) – $C_{29}/C_{27}St$; среди гопанов (m/z 191) – соотношение пентациклических гомогопанов C_{34}/C_{35} ($C_{34}/C_{35}Nor$). Для определения и характеристики типа исходного ОВ также использовались соотношения высокомолекулярных n -алканов к низкомолекулярным (terrigenous/aquatic ratio $TAR=(nC_{27}+nC_{29}+nC_{31})/(nC_{15}+nC_{17}+nC_{19})$ и соотношения нечетных и четных гомологов (коэффициент нечетности CPI). Однако с возрастанием степени катагенетической преобразованности ОВ, генерировавшего нефти, происходит сглаживание различий в содержании четных и нечетных гомологов и нивелирование соотношения высокомолекулярных и низкомолекулярных n -алканов. Одним из важнейших факторов условий накопления ОВ, формирующий его состав и оказывающий влияние на его нефтематеринские качества, является окислительно-восстановительный режим на этапе седиментогенеза и диагенеза [Тиссо Б., Вельте Д., 1981; Гончаров И.В., 1987 и др.]. Наиболее часто среди молекулярных параметров, характеризующих окислительно-восстановительный потенциал, используется отношение изопреноидов пристана и фитана (Π/Φ) [Гончаров, 1987; Чахмахчев В.А. и Виноградова Т.Л., 2003 и др.]. Среди реликтовых УВ для характеристики окислительно-восстановительного потенциала использовалось относительное распределение гомогопанов $C_{31}-C_{35}$ (гомогопановый индекс $C_{35}/(C_{31}-C_{35})Nor$). Однако, следует учитывать, что эта величина склонна к некоторому понижению с возрастанием катагенетического преобразования ОВ и нефтей. Для уточнения условий накопления ОВ и характеристики литофаций также часто используется отношение диастеранов к регулярным (DIA/REG). Этот

параметр используется для определения глинистых и карбонатных пород, а также как параметр термического созревания ОВ пород.

Методом ХМС проанализировано более **500 проб нефтей** ЮВЗС, которые залегают в широком стратиграфическом интервале от верхнего мела до коренного палеозоя. Это позволило опробовать множество предложенных в литературе молекулярных параметров, характеризующих состав биопродуцентов и условия их фоссилизации, а также катагенез ОВ НМП. Наибольшего внимания из них заслуживают параметры, которые при анализе измеряются с минимальной погрешностью и мало подвержены влиянию вторичных процессов, сопутствующих образованию и разрушению нефти в залежи. Выполненные ХМС исследования нефтей позволили проследить закономерности изменения этих молекулярных параметров и выбрать среди них наиболее информативные для разделения нефтей на группы в зависимости от типа, условий накопления и катагенеза ОВ.

Показано, что применение широко используемых параметров, основанных на составе стеранов и гопанов не всегда возможно, особенно при анализе образцов сырых (нефракционированных) нефтей. Высокий катагенез и неморской тип ОВ обуславливают крайне низкое содержание этих компонентов в нефтях. В этом случае существует опасность того, что по этим соединениям, попавшим в нефть достаточно случайно (незначительная примесь нефти другого типа), будет сделан неверный вывод обо всем геохимическом облике и, следовательно, генезисе нефти. Поэтому предпочтительнее заключение делать по классам соединений, которые составляют основу нефти, ее «тело».

Учитывая это, был введен ряд новых параметров, основанных на молекулярном распределении н-алканов (Кс), длинноцепочечных алкилбензолов (АВІ), а также их относительном содержании (МА/Алк).

Состав и содержание ароматических структур, а также их соотношение с насыщенными соединениями широко используется для характеристики природы ОВ многими исследователями (Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Гончаров И.В., Головки А.К., Коржов Ю.М., Peters К.Е. и др.). По относительному содержанию алкилбензолов в исследованных нефтях (МА/Алк – отношение суммы н-алкилбензолов состава $C_{14}-C_{16}$ к сумме н-алканов состава $C_{13}-C_{16}$) можно отчетливо выделить 3 группы (рис. 1). Нефти, для которых характерно самое низкое содержание длинноцепочечных н-алкилбензолов (МА/Алк < 1,0) характеризуются повышенными значениями П/Ф (> 3,0), что указывает на окислительные условия накопления нефтематеринского ОВ. Преобладание моноароматических структур (МА/Алк > 1,0) характерно для нефтей с низкими величинами П/Ф (< 2,0), накопление ОВ которых происходило в восстановительных условиях. В этих условиях от окисления сохраняется значительное количество полиненасыщенных кислот, давших затем моноарены [Гончаров И.В., 1987].

В процессе исследования нефтей было замечено, что в области выхода н-алканов $C_{20}-C_{30}$ в одних нефтях наблюдается их монотонная убыль с ростом числа атомов углерода в молекуле, в других, кроме того, преобладают четные или нечетные алканы, а в третьих монотонный характер распределения

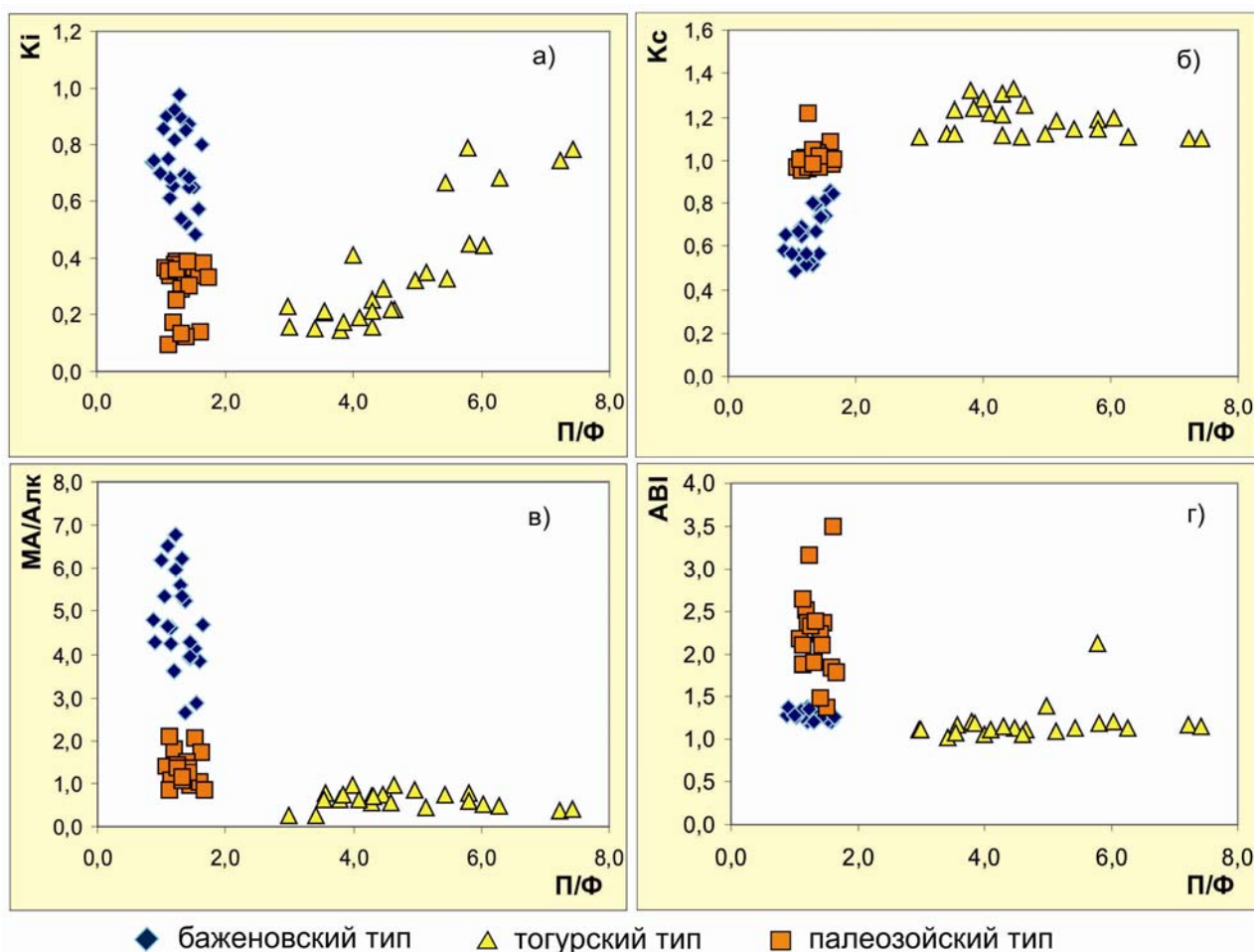


Рисунок 1 Взаимосвязь молекулярных параметров для различных генетических типов нефтей

нарушается «ступенькой» после C_{26} , а далее снова наблюдается монотонное уменьшение (рис. 2). Чтобы количественно оценить «высоту ступеньки» был введен расчет соотношения н-алканов состава C_{25} – C_{27} , выраженный как параметр **Кс** ($Kc = C_{25} * C_{27} / C_{26}^2$). Сопоставление его с молекулярными параметрами, характеризующими тип и условия накопления ОБ (CPI, TAR, $C_{29}/C_{27}St$, $C_{35}/C_{34}Nor$, П/Ф, и др.) показало неплохую корреляцию, что подтверждает его эффективность использования в качестве генетического параметра. В исследованных нефтях (рис. 1) диапазон изменения этого параметра более широк (от 0,5 до 1,3), чем у классического индекса нечетности CPI (0,9–1,1), рассчитанного на соотношении большего числа высокомолекулярных н-алканов (от C_{23} до C_{34}), в том числе, чем у коэффициента, предложенного Филиппи [Philippi G. T., 1965], где используется также три изомера, но в области выхода н-алканов C_{28} – C_{30} .

В результате ХМС анализа нефтей по иону с $m/z=91$, были замечены некоторые особенности в составе длинноцепочечных алкилбензолов. В некоторых нефтях среди н-алкилбензолов было отмечено существенное преобладание гомологов с алкильными заместителями, содержащими 15, 17 и 19 атомов углерода (рис. 3). Ранее необычный состав алкилбензолов и алкилнафталинов отмечался для некоторых древних нефтей [Goncharov, I.V. et al., 2001]. Эта особенность была использована в качестве диагностического

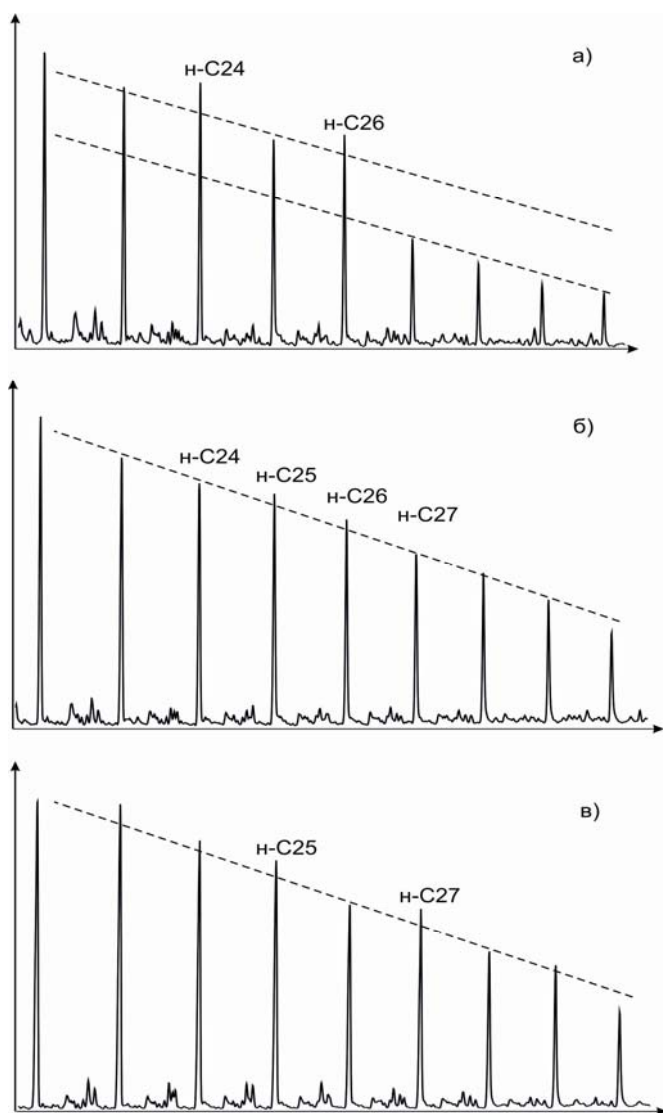


Рисунок 2 Молекулярно-массовое распределение н-алканов в нефтях:
а) баженовского, б) палеозойского,
в) тогурского типа

признака при выделении палеозойских нефтей Западной Сибири [Гончаров И.В. и др., 2003]. Для выражения преобладания алкилбензолов с нечетными алкильными заместителями АВ15, АВ17, АВ19 был введен параметр **АВІ**, который рассчитывается как отношение содержания алкилбензолов АВ15, АВ17, АВ19 к содержанию алкилбензолов АВ14, АВ16 и АВ18. В исследованных нефтях была выделена группа с преобладанием параметра АВІ (от 1,5 до 3,3, средние значения – 2,0). В неё попали нефти с повышенным содержанием C_{29} стеранов ($C_{29}/C_{27}St$ около 2,0) и ОВ которых образовано в восстановительных условиях осадконакопления и диагенеза (П/Ф от 1,1 до 1,7), что указывает на морской генезис. Известно, что особенностью состава нефтей связанных с палеозойскими и более древними морскими НМП является значительное преобладание C_{29} стеранов над C_{28} стеранами [Grandtham, P.G., Wakefield, L.L., 1988], что характерно для этой группы исследованных нефтей.

Данный параметр достаточно отчётливо разделяет между собой доюрские и более молодые нефти (рис. 1).

Полученные значения отношения П/Ф в исследованных нефтях широко варьируются (рис. 1) и указывают на различные условия накопления ОВ: восстановительные ($П/Ф < 2,0$) – для нефтей баженовского и палеозойского типов; от слабо-восстановительных до резко окислительных ($П/Ф > 2,0$) – для нефтей тогурского типа, в образовании ОВ которых участвовали неморские биопродукты ($TAR > 0,5$, $CPI > 1,0$). Значения параметра (DIA/REG) позволяют отличать нефти палеозойского типа, ОВ которых накапливалось преимущественно в карбонатных породах ($DIA/REG < 0,5$) и нефти баженовского типа, ОВ которых образовано в глинистых породах ($DIA/REG > 0,5$).

Сравнительный анализ и корреляция вышеперечисленных фациально-генетических молекулярных параметров друг с другом позволили выбрать из них наиболее информативные. К ним относятся следующие молекулярные параметры: П/Ф, МА/Алк, АВІ, Кс, DIA/REG. Они хорошо коррелируют друг

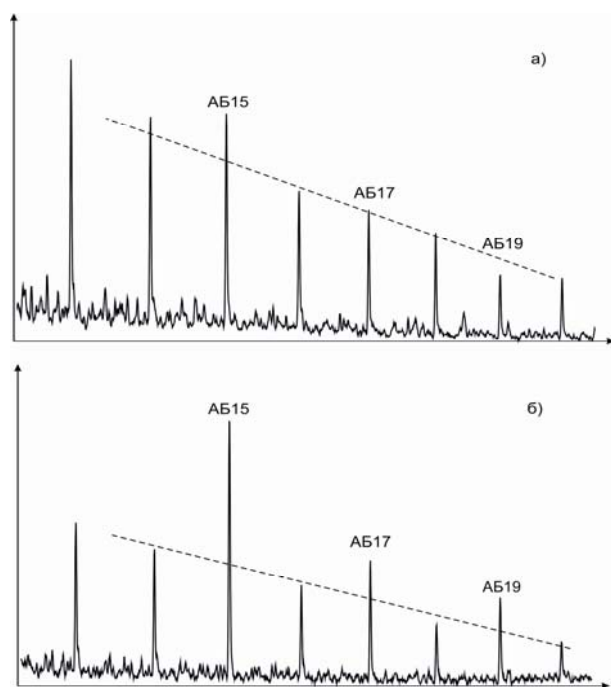


Рисунок 3 Молекулярно-массовое распределение длинноцепочечных н-алкилбензолов (АБ) в нефтях а) юрского генезиса, б) палеозойского генезиса

с другим (рис. 1), а также с «классическими» параметрами типа и условий накопления ОВ, основанными на составе стеранов и гопанов, но которые имеют ограниченное применение из-за их низкого содержания в катагенетически преобразованных нефтях и нефтях неморского генезиса. Использование этих молекулярных параметров в совокупности друг с другом позволило разделить исследованные нефти на 3 генетических типа, отличающиеся друг от друга в зависимости от типа и условий накопления исходного ОВ (рис. 1).

Состав нефти, залегающей в залежи, формируется не только в процессе образования и накопления ОВ, но и на стадии его катагенеза.

Поэтому для генетической типизации нефтей наряду с параметрами типа и условий накопления ОВ необходимо использовать **молекулярные параметры, отражающие влияние катагенетических процессов**. Детальное ХМС исследование нефтей региона позволило опробовать в качестве критериев катагенеза множество описанных в литературе параметров [Тиссо Б., Вельте Д., 1981; Петров Ал.А., 1984; Radke M et al., 1986; Виноградова Т.Л. и др., 2001; Armstroff A., 2004; Peters K.E., et al., 2005], основанных на относительном содержании различных компонентов: четных и нечетных н-алканов состава $C_{23}-C_{29}$ – коэффициент нечетности CPI; суммы изопреноидов пристана и фитана к сумме н-алканов C_{17} и C_{18} – Ki; фенантрена и метилфенантронов – метилфенантроновый индекс MPI-1; эпимеров α -стеранов C_{29} – $20S/20(S+R)$ и гео- и биостеранов C_{29} – $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$; моретана ($\beta\alpha$) и гопана ($\alpha\beta$) состава C_{30} – моретановый индекс $H/(H+M)$; трисноргопана и триснорнеогопана – $Ts/(Ts+Tm)$; суммы триароматических стеранов состава C_{20} и C_{21} к сумме триароматических стеранов состава C_{26} , C_{27} и C_{28} – $TA(I)/TA(I+II)$; метилдибензотиофенов – $4МДБТ/1МДБТ$; бензонафтофуранов – BNFR.

Однако многие вышеперечисленные параметры катагенеза существенно зависят от типа ОВ и условий его накопления, литологии и минералогического состава пород. Применение некоторых из них ограничено уровнем катагенетической зрелости ОВ, генерировавшего исследованные нефти. В основном это параметры, основанные на стеранах C_{29} : $20S/20(S+R)$, $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$. Только до определенного уровня катагенеза также изменяется моретановый индекс $H/(H+M)$, достигая равновесных значений на ранних стадиях преобразования ОВ в нефть. На это указывают и полученные значения моретанового индекса в изученных нефтях (рис.4-а).

Среди параметров катагенеза, на которые оказывают достаточно сильное воздействие литофациальные условия осадконакопления можно выделить $Ts/(Ts+Tm)$, MPI-1, DIA/REG, широко применяемые в геохимической практике. Применение этих показателей для оценки зрелости нефтей желательно проводить только для групп нефтей, генерированных в близких фациальных условиях. Для изученных нефтей эти параметры показали хорошую корреляцию с другими молекулярными параметрами термической зрелости лишь в пределах выделенных типов.

Сравнительный анализ полученных значений молекулярных параметров и сопоставление их друг с другом, а также с параметрами типа ОВ и условий его накопления, позволили выделить среди них наиболее информативные и разделить исследованные нефти на типы с учетом катагенетической преобразованности генерировавшего их ОВ (рис. 1, 4). Наиболее информативными показателями термической зрелости оказались следующие молекулярные параметры: K_i , 4МДБТ/1МДБТ, MPI-1, а в пределах типа – 4МДБТ/1МДБТ, K_i , $TA(I)/TA(I+II)$, $Ts/(Ts+Tm)$, K_c (для нефтей, генетически связанных с морским ОВ баженовской свиты); BNFR, MPI-1, $Ts/(Ts+Tm)$, DIA/REG (для нефтей, генерированных континентальным ОВ). Для палеозойских нефтей – 4МДБТ/1МДБТ и MPI-1.

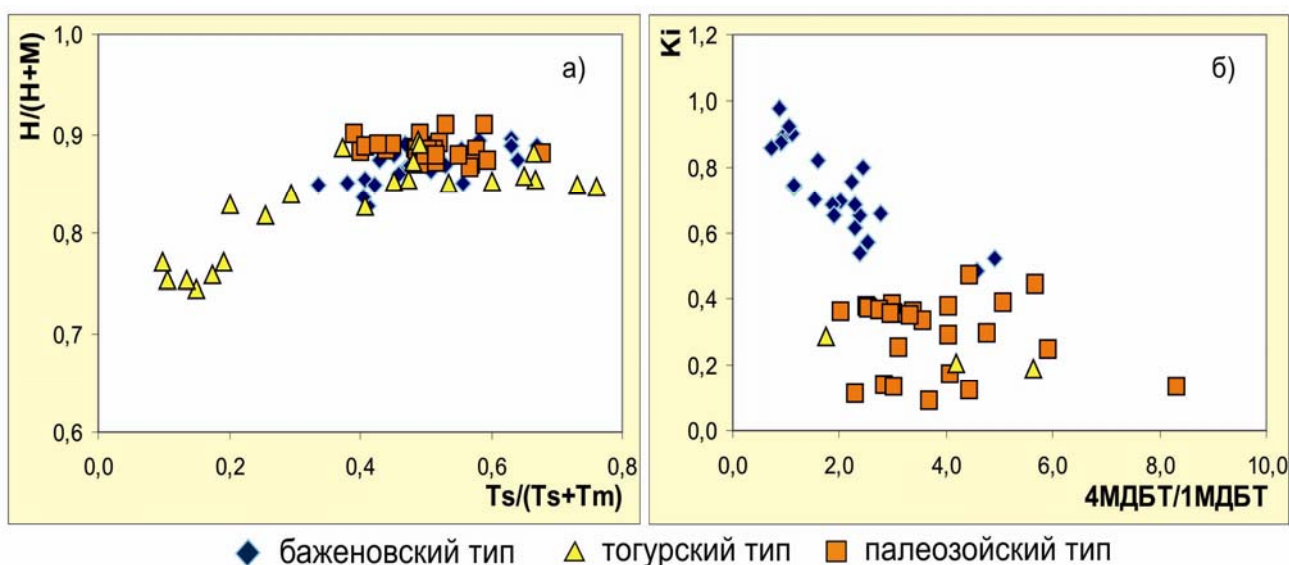


Рисунок 4 Молекулярные параметры катагенеза в нефтях различных типов

Среди молекулярных параметров, наиболее контрастно разбивающих нефти на группы с учетом катагенетической преобразованности генерировавшего их ОВ, следует выделить K_i (рис. 1-а и 4-б). Данный параметр разделяет морские нефти в зависимости от катагенеза: минимальные его значения ($< 0,5$) характерны для палеозойских нефтей ($AB_i > 2,0$). В остальных морских нефтях (баженовских) его значения не опускаются ниже 0,5 (рис. 1). В пределах нефтей баженовского типа параметр K_i также показал свою эффективность в оценке степени катагенеза ОВ. Нефти, генерированные наземным ОВ ($MA/Alk < 1,0$, $K_c > 1,0$) характеризуются широким разбросом этого значения (от 0,1 до 0,8), что в совокупности с другими параметрами

термической зрелости ($T_s/(T_s+T_m)$, рис. 4-а; и др.) указывает на различный катагенез нефтематеринского ОВ.

Пределы изменения параметра **4МДБТ/1МДБТ** (рис. 4-б) в морских нефтях зависят от термической зрелости генерировавшего их ОВ. В нефтях палеозойского типа они в целом выше (2,0–8,0), чем в нефтях баженовского типа (0,8–5,0). Однако границы их изменений в пределах каждой группы перекрываются. Скорее всего, это происходит из-за зависимости этого параметра от типа ОВ и литофациальных условий его накопления. Параметр катагенеза **4МДБТ/1МДБТ** хорошо зарекомендовал себя для оценки зрелости пород баженовской свиты [Goncharov I.V. et al., 2005]. На использование параметра **4МДБТ/1МДБТ** для определения зрелых НМП также был получен патент. Первые промышленные залежи нефти, генетически связанной с породами баженовской свиты, появляются при значении отношения **4МДБТ/1МДБТ** более 0,8. В нефтях, генерированных наземным ОВ этот параметр сложно определить, т.к. для них характерно низкое содержание дибензотиофенов.

Для ОВ углей (неморского ОВ) и нефтей, генерированных неморским ОВ, ранее был предложен параметр термической зрелости **BNFR** (бензонафтофурановое отношение), основанный на отношении содержания различных изомеров бензонафтофурана [Oblasov N.V., 2007]. В целом, в нефтях, генерированных неморским ОВ с высокими значениями П/Ф ($>3,0$), этот параметр имеет более высокие значения. В этих нефтях между изменением MPI-1 и BNFR прослеживается четкая корреляция (рис. 8-г), что подтверждает эффективность этого параметра в пределах группы.

По значениям определенных в работе молекулярных параметров наибольший уровень термической зрелости – завершение стадии МК₂ вплоть до полной реализации нефтегенерационного потенциала – характерен для нефтей палеозойского типа. Большинство молекулярных параметров катагенеза, а именно, Ki, **4МДБТ/1МДБТ** (табл. 1), а также MPI-1 (0,5–0,9, среднее – 0,7) в этих нефтях в целом имеют предельные значения по сравнению с другими нефтями. Это, наряду с достаточно узким диапазоном изменения параметров в этой группе, косвенно подтверждает высокий катагенез нефтематеринского ОВ палеозойских нефтей.

В нефтях баженовского типа, генерированных преимущественно морским ОВ в восстановительных условиях, значения этих параметров указывают на более низкую степень его термической зрелости – от начала стадии вступления в главную фазу нефтеобразования до её пика (**4МДБТ/1МДБТ** – от 0,8 до 5,0; $S/(S+R)$ St29 и $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ St29 – от 0,20 и 0,30, соответственно, до предельных значений).

Из полученных результатов следует, что нефти, генерированные неморским ОВ, характеризуются самым большим диапазоном изменения молекулярных параметров катагенеза: $T_s/(T_s+T_m)$, $H/(H+M)$ (рис. 4-а), MPI-1 (0,4–1,1), Ki (0,1–0,8), BNFR (0,6–1,8). Следовательно, наиболее широким диапазоном степени катагенетической зрелости ОВ. Минимальные значения молекулярных параметров зрелости в нефтях этого типа указывают на то, что

их ОВ только вступило в фазу нефтеобразования, а максимальные могут указывать на достижение катагенетической зрелости, сопоставимой с НМП палеозоя.

Таким образом, набор выявленных параметров позволяет учесть как генетические (тип ОВ, условия накопления), так и катагенетические (зрелость НМП) факторы и легко отличать нефти различных типов друг от друга (рис. 1, табл. 1). Средние значения и диапазон варьирования предложенных молекулярных параметров в пределах типа представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Молекулярные параметры нефтей разных генетических типов

Тип	П/Ф	Ki	4МДБТ/ 1МДБТ	МА/Алк	АВІ	Кс
Баженовский	$\frac{1,3}{0,9-1,8}$	$\frac{0,8}{0,5-1,0}$	$\frac{2,9}{0,8-5,0}$	$\frac{4,7}{2,6-6,8}$	$\frac{1,3}{1,2-1,4}$	$\frac{0,7}{0,5-0,9}$
Тогурский	$\frac{4,8}{2,9-7,4}$	$\frac{0,4}{0,1-0,8}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,6}{0,2-1,0}$	$\frac{1,2}{1,0-1,4}$	$\frac{1,2}{1,1-1,3}$
Палеозойский	$\frac{1,4}{1,1-1,7}$	$\frac{0,3}{0,1-0,5}$	$\frac{5,0}{2,0-8,0}$	$\frac{1,4}{0,9-2,0}$	$\frac{2,3}{1,3-3,3}$	$\frac{1,0}{0,9-1,2}$
Смешанный	$\frac{2,2}{1,3-3,1}$	$\frac{0,8}{0,5-1,0}$	$\frac{2,5}{1,3-3,7}$	$\frac{3,6}{1,6-5,7}$	$\frac{1,3}{1,0-1,5}$	$\frac{0,9}{0,7-1,2}$

Примечание: в числителе – среднее значение; в знаменателе – диапазон изменения в пределах типа. Расшифровка молекулярных параметров приведена в тексте

На основе представленных в табл. 1 параметров можно определить тип нефти по результатам одного анализа. Взаимоисключающие для монотипных нефтей значения молекулярных параметров указывают на смешанную природу нефти.

Наряду с типичными представителями трёх выделенных генетических типов нефтей на ЮВЗС присутствуют *смешанные* нефти, в образовании которых, принимали участие несколько материнских источников (рисунок 5-а). Для этих нефтей значения молекулярных параметров перекрываются и выходят за пределы, характерные для монотипных нефтей. Вывод о широком участии различных материнских источников в формировании залежей УВ находит своё подтверждение и при рассмотрении газовой составляющей пластовых флюидов. Если рассматривать всю совокупность нефтерастворённых газов региона, то они образуют непрерывный ряд (рис. 5-б) [Гончаров И.В. и др., 2012]. Этот факт может указывать на то, что количество залежей, где газовая составляющая представлена продуктами генерации разных нефтегазоматеринских пород значительно шире, чем обычно принято считать.

Полученные результаты изотопных исследований типичных представителей выделенных (по молекулярным параметрам) типов нефтей подтверждают их обособленность (рис. 6).

В рамках работы были исследованы *экстракты из пород* баженовской свиты и из неморских пород нижней-средней юры (всего более 1000). В связи с практически полностью исчерпанным генерационным потенциалом палеозойских отложений, экстракты из этих пород получены не были.

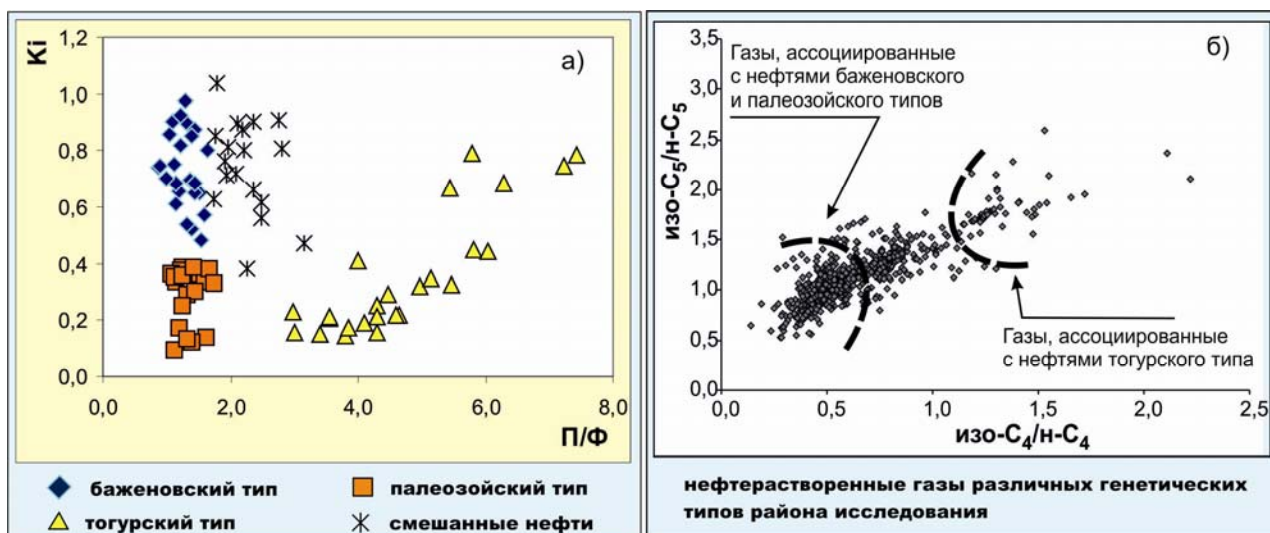


Рисунок 5 Молекулярные параметры нефтей (а) и нефтерастворенных газов (б), образованных в результате смешения ОВ различной природы и катагенеза

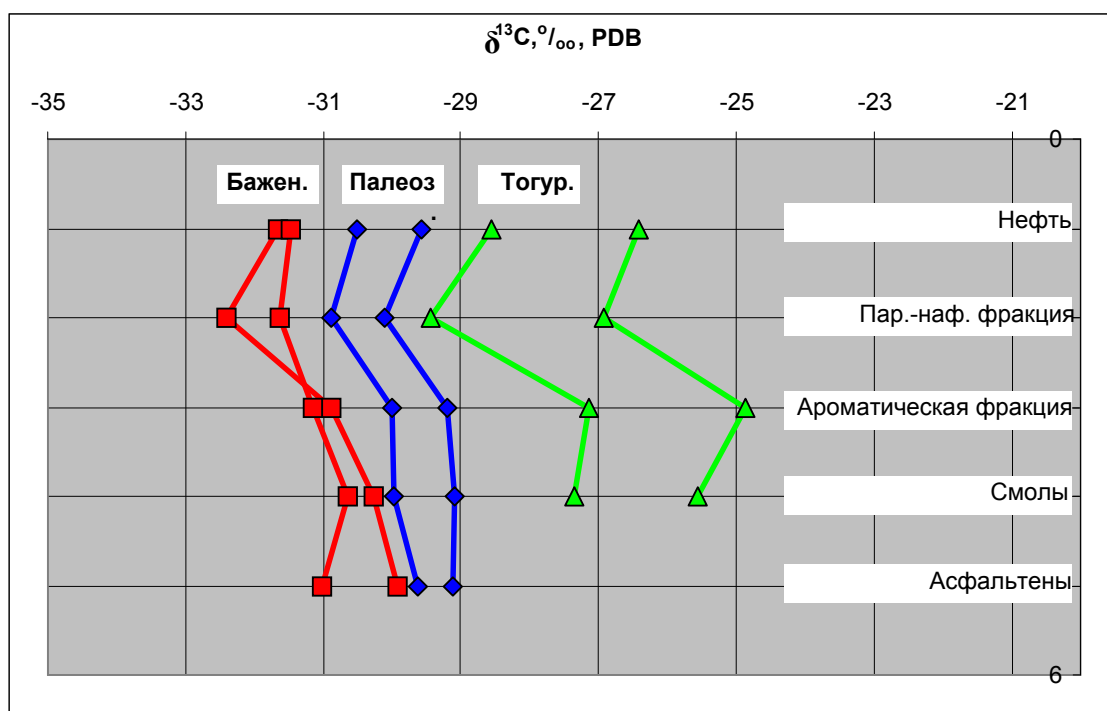


Рисунок 6 Изотопный состав типичных нефтей разных генетических типов

По молекулярным параметрам, обусловленным типом и условиями накопления ОВ, исследованные экстракты из НМП были разделены на 2 группы: 1) экстракты пород баженовской свиты, ОВ которых образовано преимущественно морскими биопродуцентами ($K_c < 1,0$; $C_{29}/C_{27}St$ около 1,0; $C_{35}/C_{34}Nor > 1,0$; $TAR < 0,5$) в восстановительных условиях осадконакопления и диагенеза ($P/F < 2,0$; $C_{35}/(C_{31}-C_{34})Nor > 0,1$); 2) экстракты неморских пород нижней и средней юры, ОВ которых образовано наземными растениями ($K_c > 1,0$; $C_{29}/C_{27}St > 2,0$; $C_{35}/C_{34}Nor < 1,0$; $TAR > 0,5$) в окислительных условиях осадконакопления и диагенеза ($P/F > 2,0$; $C_{35}/(C_{31}-C_{34})Nor < 0,1$).

По рассчитанным в экстрактах молекулярным параметрам катагенеза была определена зрелость ОВ НМП. Для ОВ баженовской свиты данные

калибровки параметра 4МДБТ/1МДБТ по другим критериям катагенеза – отражательной способности витринита (R_o , рис. 7-а) [Goncharov I.V. et al., 2005] позволяют сделать вывод, что ОВ этих пород находится на стадии катагенеза ПК₃–начало МК₂. Другие параметры катагенеза также подтверждают это: значения K_i изменяются от 0,5 до 1,3; MPI-1 от 0,5 до 0,6; $H/(H+M)$ от 0,8 до 0,9; $S/(S+R)$ St29 и $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ St29 от 0,20 и 0,30, соответственно, до предельных значений. Для принятия практических решений важно не столько знание отражательной способности витринита или других параметров катагенетической зрелости ОВ, сколько знание степени реализации исходного генерационного потенциала (TR – transformation ratio) материнской породой, так как именно этот параметр лежит в основе количественных расчетов. Корреляция 4МДБТ/1МДБТ с современным генерационным потенциалом (HI) позволила определить начальный генерационный потенциал (HI_0) пород баженовской свиты и степень его реализации (рис. 7-б, в). Таким образом, используя только молекулярные параметры можно установить степень реализации исходного генерационного потенциала (рис. 7-в).

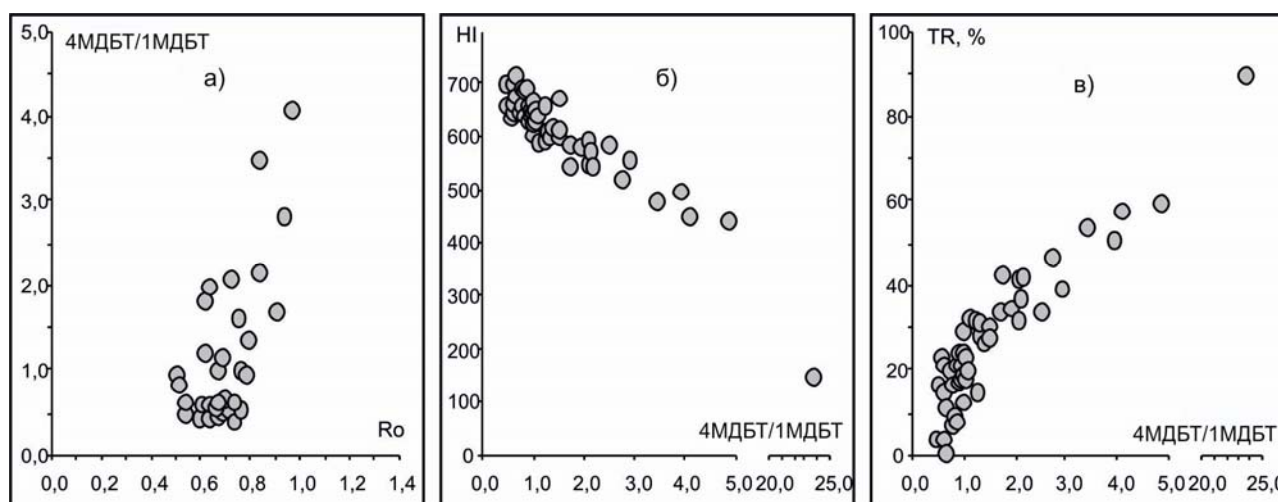


Рисунок 7 Изменение параметров 4МДБТ/1МДБТ в зависимости от R_o и пиролитических данных для пород баженовской свиты

Термическая зрелость пород из нижней и средней юры, как и нефтей, генерированных неморским ОВ в окислительных условиях, характеризуется более широким диапазоном, чем баженовские породы. На это указывает более широкий диапазон варьирования значений молекулярных параметров: K_i от 0,2 до 8,0; MPI-1 от 0,3 до 0,9; BNFR от 0,4 до 1,5; $H/(H+M)$ от 0,6 до 0,9. Полученные результаты согласуются с термической зрелостью ОВ, определенной для исследуемых нефтей и подтверждаются углепетрографическими исследованиями пород региона [Фомин А.Н., 2011]. Использование молекулярных параметров, характеризующих тип ОВ и катагенез, позволило сравнить нефти с экстрактами из НМП.

Глава 5. Генетические типы нефтей

Проведено сопоставление данных по нефтям и экстрактам из НМП. По каждому типу проведены сравнения выбранных параметров в нефтях и экстрактах из пород (корреляция нефть–НМП). Близость значений молекулярных параметров нефтей выделенных баженовского и тогурского типов с экстрактами из баженовской свиты и неморских пород средней и нижней юры, соответственно, однозначно указывает на генетическую связь между ними - на генерацию данных нефтей этими НМП (рис. 8).

Наличие группы нефтей с особенностями в молекулярном составе (АВІ, МА/Алк, С29/С27St), отличными от двух других выделенных типов нефтей, образованных юрскими породами, указывает на их генерацию породами доюрского возраста. Нефти, имеющие взаимоисключающие для монотипных нефтей значения молекулярных параметров и не попадающие ни в одну группу, отнесены к смешанным нефтям, в образовании которых принимало участие две и более НМП региона.

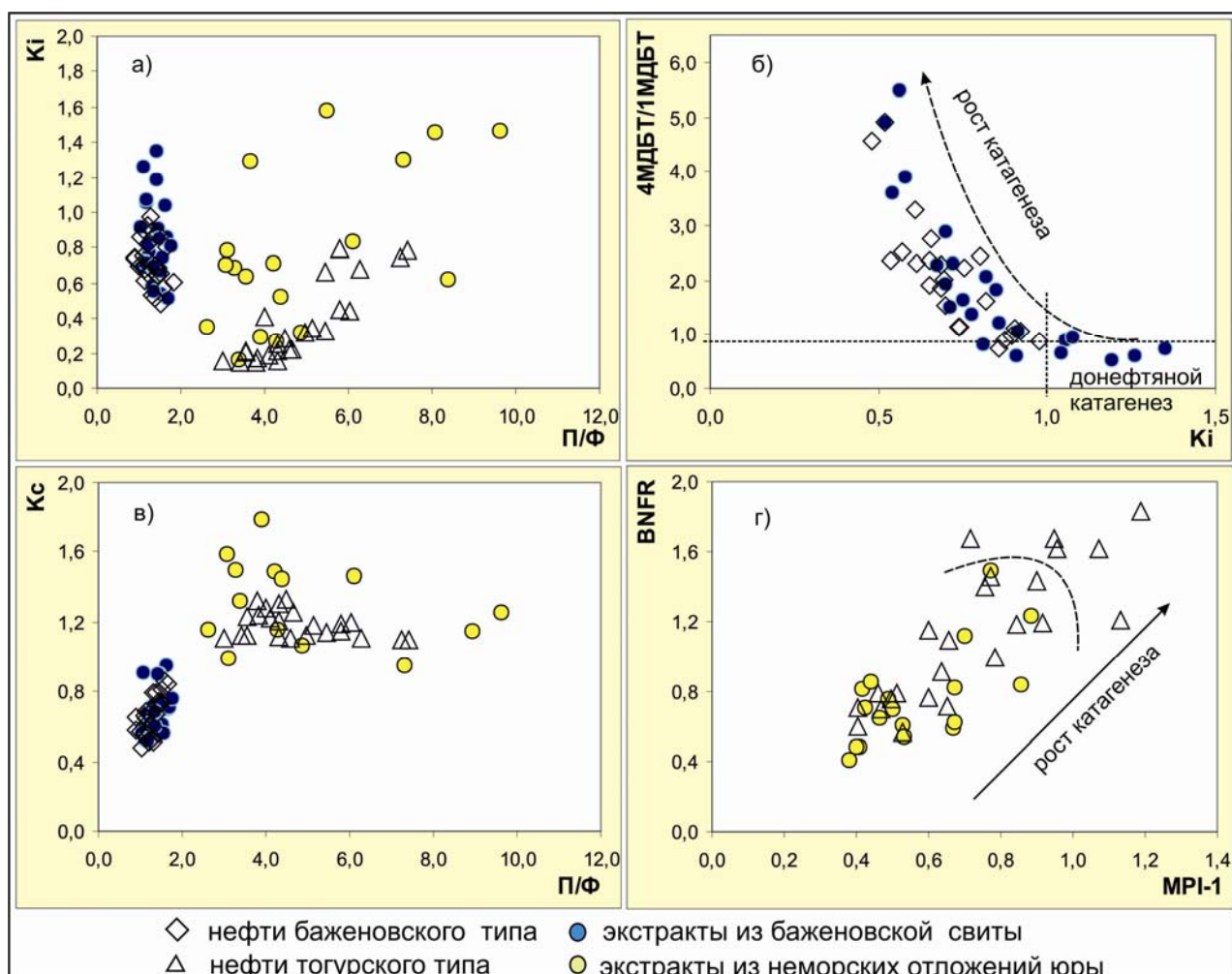


Рисунок 8 Молекулярные параметры нефтей и экстрактов из НМП региона

Таким образом, обоснована принадлежность выделенных типов нефтей к определённым НМП, и, соответственно, участие этих НМП в формировании залежей нефтей региона. Выполненные исследования показали, что все нефти ЮВЗС генетически связаны с тремя основными НМП, расположенными в

верхней и нижней юре, а также палеозое. В соответствие с ними были выделены *баженовский*, *тогурский* и *палеозойский* типы нефтей. Каждый тип нефти имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, которые являются следствием их разного молекулярного и группового состава. Набор этих отличий является своеобразными «отпечатками пальцев», позволяющими легко их диагностировать.

Нефти баженовского типа связаны только с одним источником – баженовской свитой и её возрастными аналогами и стратиграфически приурочены к ловушкам горизонта Ю₁ и всего мелового комплекса. К их отличительным чертам следует отнести: самые низкие значения отношения (П/Ф); самые высокие значения К_i; самое высокое содержание моноалкилароматических соединений (МА/Алк); наличие «ступеньки» между С₂₆ и С₂₇ n-алканами; самый низкий катагенез (высокие значения К_i, низкие 4МДБТ/1МДБТ, МРІ-1). Помимо этого следует добавить особенности, неоднократно описанные в литературе: повышенное содержание серы, ванадия и ванадилпорфиринов, легкий изотопный состав углерода, типичный для морских продуцентов и восстановительных условий фоссилизации, состав стеранов и гопанов [Конторович А.Э., Стасова О.Ф., 1978; Петров Ал.А., 1994, 1995; Казаков А.М., Серебренникова О.В. 2000 и др.]. Однако состав нефтей в пределах типа закономерно изменяется в соответствии с изменением условий осадконакопления ОВ.

Антиподом нефтей баженовского типа являются нефти тогурского типа. В эту группу объединили нефти, генерированные не только тогурской пачкой, но и всеми источниками, расположенными в широком стратиграфическом диапазоне от перми-триаса до средней юры. В основе такого объединения лежит общая характерная для всех черта, отражающая существенное преобладание в формировании нефтематеринского ОВ неморских биопродуцентов и слабовосстановительных или окислительных обстановок осадконакопления. Наличие таких нетипичных для формирования нефтематеринского ОВ условий привело к формированию достаточно редко встречающегося типа нефтей. Многие их уникальные свойства (большое содержание парафинов, низкое содержание смол, серы, микроэлементов, тяжелый изотопный состав углерода, преобладание нечетных алканов С₂₀–С₃₀, и т.д.) были отмечены многими исследователями [Воробьева Н.С. и др., 1992; Петров Ал.А., 1994, 1995; Гончаров И.В. и др., 2003 и др.]. Данные табл. 1 подтверждают и дополняют сделанные ранее наблюдения. Общее содержание алкилбензолов в этой группе самое низкое из всех нефтей. Молекулярные особенности их состава указывают на то, что нефти этого типа генерированы разными нефтематеринскими породами, приуроченными к разным стратиграфическим и достаточно резко отличным в фациальном отношении горизонтам. Подавляющая часть этих нефтей приурочена к ловушкам нижней и средней юры, а также к коре выветривания. Однако при благоприятных условиях (наличие литологических окон, разломов) они часто формируют залежи в вышележащих отложениях горизонта Ю₁, а иногда даже мигрируют в меловые отложения (Южно-Мыльджинское, Фестивальное, Верхнесалатское,

Юбилейное). Чтобы мигрировать в меловые отложения, нефть должна пройти через мощный региональный флюидопор – баженовскую свиту. Поэтому наличие этих нефтей в мелу служит однозначным указанием развития в районе высокоамплитудных проводящих разломов.

Отличительной чертой нефтей палеозойского типа является яркое доминирование над своим окружением C_{15} -алкилбензола (рис. 1, табл. 1) наряду с повышенным содержанием C_{29} стеранов, что указывает на специфические биопродуценты, участвовавшие в образовании ОВ этих древних морских пород. Помимо возраста общим для них является наличие набора молекулярных параметров, указывающих на преобладание в материнском ОВ морских биопродуцентов, резко восстановительные условия осадконакопления и высокий катагенез. Распределение n -алканов в области выхода C_{20} – C_{30} сглажено. Нефти палеозойского типа нельзя отождествлять с каким-то одним источником. На это однозначно указывает ряд генетических параметров, в корне отличающих их от нефтей мезозоя и друг от друга. Основные НМП этих нефтей, вероятно, связаны с морскими отложениями среднего девона и среднего карбона, однако и другие породы палеозоя могли в той или иной мере участвовать в их генезисе. На территории ЮВЗС находится основная часть залежей генетически связанная с нефтематеринскими породами палеозоя. Подавляющая часть их размещена в породах коренного палеозоя и коры выветривания. Однако часто они могут находиться в ловушках нижней и средней или даже верхней юры (Кулгинское месторождение).

В образовании жидкой или газовой составляющей залежей нефтей смешанного генезиса принимали участие несколько материнских источников. На Ломовом месторождении представлен достаточно простой случай формирования залежи нефти [Гончаров И.В. и др., 2005], образовавшейся в результате смешения продуктов генерации тогурской и баженовской свит. Часто в пределах одного месторождения (Мыльджинское, Лугинецкое и др.) встречаются залежи всех трёх типов нефтей и их смеси. История формирования залежей на исследуемой территории является сложной и многостадийной, что отражается на разнообразии состава и свойств жидких УВ.

С учетом предложенной генетической типизации и распространения нефтей различной природы на территории ЮВЗС оценен вклад основных НМП региона в его нефтегазоносность. Рассмотрены закономерности формирования и распространения углеводородных скоплений на изучаемой территории.

Распространение нефтей баженовского типа связано с широким распространением НМП, ОВ которых находится в ГФН и наличием коллекторов. Широкому распространению нефтей тогурского типа в регионе помешали отсутствие коллекторов в нижнесреднеюрских отложениях и/или плохие коллекторские свойства последних. Поэтому залежи нефти, которые были генерированы неморскими породами нижней-средней юры, встречаются не так часто и в большинстве случаев имеют небольшие запасы или являются непромышленными. Палеозойские нефти распространены главным образом на юго-востоке изучаемого района. Низкий тепловой поток в этом районе не позволил вступить в ГФН ОВ баженовской свиты. Что предопределило

отсутствие нефтей баженовского типа в этом районе, а также стало одной из причин сохранности нефтей в отложениях палеозоя. Замещение в данном районе преимущественно морских отложений васюганской свиты на континентальные наунакской свиты, невыдержанность главных флюидоупоров и появление литологических окон, а также наличие разрывных нарушений открыло путь для миграции углеводородов из палеозоя вверх по разрезу юрских отложений.

Установлены условия и механизмы формирования залежей монотипных и смешанных нефтей. При заполнении ловушки может быть реализовано несколько случаев, основные из них: 1) Нефть генерирована одним материнским источником. Это самый простой случай, и по укоренившимся представлениям предполагается, что он самый распространенный; 2) Основной миграционный поток флюида, поступающего в ловушку, на своём пути проходит (или контактирует) через породы, способные генерировать УВ, но в количестве, недостаточном для формирования промышленной залежи. В этом случае происходит смешение. Поскольку пути миграции при формировании залежей нефти в горизонте Ю1 часто содержат прослои глин, обогащённых ОВ (угли и углефицированные породы), то, скорее всего, это один из самых распространенных случаев. Именно этим объясняются повышенные отношения P/F и K_i в некоторых баженовских и смешанных нефтях (рис. 1 и 5-а, табл. 1).

Предложенные набор молекулярных параметров, а также алгоритм выявления генетических типов нефтей ЮВЗС, механизма формирования залежей различных типов, путей и расстояний миграции УВ могут использоваться для прогноза и поиска скоплений нефтяных УВ в рамках комплексного моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ с использованием 3D бассейнового моделирования.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Установленные особенности молекулярного состава нефтей ЮВЗС и рассчитанные на их основе молекулярные параметры (в том числе, впервые предложенные) позволяют однозначно относить нефти к определённому генетическому типу вне зависимости от геологических условий их залегания.

2. Выполненные исследования показали, что все нефти ЮВЗС генетически связаны с тремя основными НМП, расположенными в верхней и нижней юре, а также палеозое.

3. На основании установленных генетических связей изученных нефтей и НМП были выделены *баженовский*, *тогурский* и *палеозойский* типы нефтей, отличающиеся по их молекулярному составу. Различия в молекулярном составе выделенных типов нефтей подтверждены их изотопным и физико-химическим составами.

4. Наряду с типичными представителями трёх выделенных генетических типов нефтей на территории ЮВЗС присутствуют *смешанные* нефти, в образовании которых, принимали участие несколько материнских источников.

5. Выявлены основные закономерности распространения нефтей различных генетических типов в зависимости от зон локализации

генерирующих их НМП, их зрелости и наличия условий миграции и аккумуляции.

6. С учетом предложенной генетической типизации и распространения нефтей различной природы на территории ЮВЗС оценен вклад НМП региона в формировании залежей выделенных типов. Основная часть залежей нефти горизонта Ю1 и мела была генерирована ОВ баженовской свиты. Палеозойские материнские породы сформировали залежи нефтей, расположенные в широком стратиграфическом диапазоне от палеозоя до верхней юры, а также внесли существенный вклад в формирование газовой и газоконденсатной составляющей многих месторождений региона. ОВ неморского происхождения, в отложениях нижней и средней юры, самостоятельно не сформировало крупных залежей нефти. Однако его вклад отчетливо прослеживается во многих залежах нефтей баженовского, палеозойского и смешанного типов.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Патент

1. Патент № 2261438 Российская Федерация, МПК⁷ G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. Способ определения зрелых нефтематеринских пород / Гончаров И.В., Самойленко В.В., **Носова С.В. (Фадеева С.В.)**, Обласов Н.В.; заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПИнефть». – № 2004117234/28; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.2005, Бюл. № 27. – 8 с.

Статьи в ведущих рецензируемых научных изданиях

2. Гончаров, И.В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)** // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 53-59.

3. Гончаров, И.В. Снижение рисков при поисках нефти / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)** // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 28-33.

4. Гончаров, И.В. Углистое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений // И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)** // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 19-23.

5. Гончаров, И.В. Опыт геохимических исследований кернa при решении вопросов поисков и добычи нефти / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, **С.В. Фадеева** // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – С. 12-16.

6. Гончаров, И.В. Нефтематеринские породы и нефти востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, **С.В. Фадеева**, В.А. Кригин, В.А. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 24-28.

7. Гончаров, И.В. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин, В.В. Самойленко, **С.В. Фадеева**, Е.Л. Журова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11, с. 8-13.

Материалы, опубликованные в трудах международных и всероссийских научных конференций

8. Гончаров, И.В. Нафталиновые углеводороды нефтей нижней юры и палеозоя Томской области / И.В. Гончаров, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)**, Н.В. Вяткина // Химия нефти и газа: Материалы IV Международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2000. – С. 10-13. С.207-208
9. Goncharov, I.V. On origin of long-chain alkylbenzenes and alkyl-naphthalenes / I.V. Goncharov, **S.V. Nosova (S.V. Fadeeva)**, N.V. Vjatkina // 20th International meeting on Organic Geochemistry - Nancy, 2001. – p. 275-277
10. Гончаров, И.В. Генетические типы нефтей Томской области / И.В. Гончаров, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)**, В.В. Самойленко // Химия нефти и газа: Материалы V Международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 10-13.
11. Гончаров, И.В. Природа нефтей Нюрольской впадины Томской области / И.В. Гончаров, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)**, В.В. Самойленко, М.А. Городников, В.В. Попов // Химия нефти и газа: Материалы V Международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 124-127.
12. Гончаров, И.В. Причины отсутствия нефтей баженковского типа в Чузикско-Чижапской зоне газонефтенакопления (Томская обл.) / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)**, Н.В. Обласов, А.Н. Гагарин // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа: Материалы 7-ой Международной конференции. – М.: ГЕОС, 2004. – С. 131-133.
13. Гончаров, И.В. История формирования Ломового месторождения на основании исследования молекулярных параметров нефтей / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, **С.В. Носова (С.В. Фадеева)**, В.В. Самойленко // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа: Материалы 8-ой Международной конференции. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 108-110.
14. Goncharov, I.V. Interreservoir cross-flow in southeastern Siberia oilfields (Tomsk region) / I.V. Goncharov, V.V. Samoylenko, N.V. Oblasov, **S.V. Nosova (S.V. Fadeeva)** // The 23rd International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / P. Farrimond et al. (eds.). – Torquay: Integrated Geochemical Interpretation Ltd., 2007. – Abstract No. P156-TU. – P. 393-394.
15. Goncharov, I.V. Pr/Ph ratio in the Bazhenov formation rock samples (Western Siberia) / I.V. Goncharov, V.V. Samoylenko, N.V. Oblasov, **S.V. Fadeeva**, V.A. Volkov // The 25th International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / E. Tegelaar (eds.). – Interlaken, 2011.
16. Goncharov, I.V. Oils of mixed genesis in south-east Western Siberia / I.V. Goncharov, **S.V. Fadeeva**, N.V. Oblasov, V.V. Samoylenko // The 26th IMOG: Book of Abstracts (Costa Adeje, Tenerife – Spaine. September 15-20, 2013) / J.A. González-Pérez et al. (eds.). – Tenerife, 2013. – P. 524-525.