

На правах рукописи

ОБЛАСОВ НИКОЛАЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**ГЕОХИМИЯ УГЛИСТОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Специальность 25.00.09 – геохимия, геохимические методы
поисков полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск – 2010

Работа выполнена в лаборатории геохимии и пластовых нефтей Открытого акционерного общества «Томский научно-исследовательский институт нефти и газа» (ОАО «ТомскНИПИнефть») и на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений Томского политехнического университета.

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

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук, член-
корреспондент РАН
Каширцев Владимир Аркадьевич

кандидат геолого-минералогических наук
Красноярова Наталья Алексеевна

Ведущее предприятие: **Томский филиал ФГУП «СНИИГГиМС»**
г. Томск

Защита диссертации состоится 19 мая 2010 г. в 14 часов 00 минут на заседании совета по защите докторских и кандидатских диссертаций ДМ 212.269.03 при Томском политехническом университете по адресу: 634050, Томск, пр. Ленина, 2а, ауд. 504.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета.

Автореферат разослан «___» _____ 2010 г.

Ученый секретарь совета
по защите докторских
и кандидатских диссертаций



О.Е. Лепокурова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по добыче нефти, в результате чего разведанные запасы катастрофически истощаются, и остро стоит проблема их воспроизводства. Одним из главных факторов, который определяет перспективность территорий на наличие нефтяных и газовых залежей, является присутствие нефтегазоматеринских пород в осадочном чехле. Меловые отложения Западной Сибири бедны органическим веществом. Поэтому все разведанные запасы углеводородов генетически связаны с тремя основными типами нефтематеринских пород, расположенных в верхней юре, нижней и средней юре и палеозое. Основные скопления нефти залегают в породах мела и верхней юры. Общеизвестно, что они генерированы баженовской свитой. Результаты детальных геохимических исследований нефтей показали, что не все нефти Томской области были генерированы органическим веществом баженовской свиты [Конторович А.Э. и др., 1975; Гончаров И.В., 1987; Воробьева Н.С. и др., 1992; Петров Ал.А., 1994, 1995; Гончаров И.В. и др., 2003; Костырева Е.А. 2005]. Кроме нефтей баженовского типа присутствуют нефти палеозойского типа, также генерированные классическими нефтематеринскими породами морского генезиса, но доюрского возраста. Особый интерес вызывают нефти третьего типа, которые были сформированы неморским органическим веществом. Такое органическое вещество широко распространено в отложениях нижней и средней юры, а также в доюрских отложениях Кузбасса и севера Западной Сибири.

Большой вклад в изучение нефтегазоносности нижнесреднеюрского комплекса Томской области внесли Бахарев Н.К., Бостриков О.И., Гончаров И.В., Гурари Ф.Г., Даненберг Е.Е., Девятов В.П., Ёлкин.Е.А., Казаков А.М., Конторович А.Э., Конторович В.А., Краснов В.И., Серебrenникова О.В., Стасова О.Ф., Сурков В.С., Фомин А.Н., Фомичев А.С. и другие.

На сегодняшний день не существует единой точки зрения в оценке роли нижнесреднеюрских отложений в формировании залежей углеводородов на территории Томской области. Нижнесреднеюрский комплекс по различным оценкам может содержать более 30 % потенциальных запасов нефти и газа в регионе. В результате бурения из этих отложений были получены многочисленные притоки. В ходе многолетних исследований коллективами ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, ИХН СО РАН, ИГРГИ, ВНИГРИ и другими был внесен значительный вклад в их изучение. Однако в этих работах не была проведена количественная оценка качества органического вещества, т.е. нефтегазогенерационного потенциала. Кроме того, не была строго доказана генетическая связь нефтей полученных из отложений нижней и средней юры с определённым типом органического вещества. Поэтому вопрос об источнике большинства нефтей нижней и средней юры до сих пор остается открытым.

Объектом исследования являются юрские угленосные отложения, нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения Томской области.

Цель работы. Выявление углеводородных флюидов, генетически связанных с неморским органическим веществом, и оценка возможной роли углистого органического вещества юрских отложений в формировании их залежей на территории Томской области.

Основные задачи исследования:

- определение угленасыщенности юрских отложений в различных частях изучаемой территории, построение схематических карт распространения угольных пластов для различных горизонтов и для юрских отложений в целом;

- пиролитические и углепетрографические исследования углесодержащих пород, и определение их потенциальных нефтегазогенерирующих способностей.

- исследование молекулярного и изотопного состава нефтей и ассоциированных с ними газов, а также экстрактов из углесодержащих пород и выявление наличия или отсутствия между ними генетических связей;

- изучение влияния катагенеза на молекулярный состав нефтей и экстрактов из углей, и на этой основе поиск высокоинформативных молекулярных критериев степени термической зрелости углистого органического вещества.

Фактический материал и методы исследований.

Всего было исследовано 173 образца углей из 76 разведочных и эксплуатационных скважин Томской области. Из этих проб для 88 образцов были проведены детальные хроматомасс-спектрометрические исследования хлороформенных экстрактов, для 28 образцов – углепетрографические исследования, для 18 – определение элементного состава. Все отобранные образцы углей были проанализированы методом пиролиза в инертной атмосфере по технологии Rock-Eval. Толщины угольных пластов определялись по каротажным данным для 120 разведочных и поисковых скважин. Проведены хроматомасс-спектрометрические исследования 131 пробы нефти. Изотопный состав углерода и компонентный состав был определен для 43 проб попутного нефтяного газа и газа газовых шапок.

Основные защищаемые положения.

1. На территории Томской области присутствуют залежи нефти и газовые шапки, формирование которых происходило с участием углистого органического вещества.

2. Юрские угли Томской области представляют собой концентрированное органическое вещество, относящееся ко II/III и III типам керогена, с содержанием органического углерода в среднем 76 %, обладающее повышенным нефтегазогенерационным потенциалом.

3. Широкое распространение на изучаемой территории юрских угольных отложений и достаточно высокий нефтегазогенерационный потенциал содержащегося в них органического вещества позволяют

классифицировать их как потенциальные нефтегазоматеринские породы Томской области.

4. Предложенный новый молекулярный параметр, бензонафтофурановое отношение, совместно с параметрами, основанными на распределении фенантронов, гопанов и стеранов, позволяет более корректно проводить оценку степени термической зрелости углистого органического вещества и нефтей.

Научная новизна:

- определены закономерности распространения углистого органического вещества юрских отложений в западной части Томской области;
- проведены детальные комплексные исследования углистого органического вещества и его экстрактов юрских отложений Томской области, и показано, что углесодержащие породы характеризуются высокой способностью к генерации жидких и газообразных углеводородов;
- выполнены масштабные исследования изотопного состава углерода компонентов попутного газа и газа газовых шапок месторождений Томской области;
- предложен новый молекулярный параметр термической зрелости углистого органического вещества и нефтей (бензонафтофурановое отношение), который в отличие от стерановых и гопановых индексов характеризуется более широким диапазоном действия;
- на основе комплекса молекулярных и изотопных параметров доказано участие углистого органического вещества в формировании залежей нефти и газа на территории Томской области;

Практическая ценность.

Обосновано участие углистого органического вещества в формировании залежей нефти и газа на территории Томской области, что позволяет с новых позиций подойти к механизму их образования и повысить эффективность геологоразведочных работ.

В процессе работы получен уникальный массив экспериментальных данных, характеризующих органическое вещество углесодержащих пород юрских отложений Томской области, который может являться основой для дальнейших более детальных исследований при оценке перспектив территории на нефтегазоносность и поиска залежей углеводородов, в формировании которых участвовало углистое органическое вещество. Разработанный молекулярный параметр катагенеза органического вещества углесодержащих пород юрских отложений предлагается к использованию при геохимических исследованиях неморского органического вещества.

Апробация работы и публикации. Результаты работы представлялись на 9 российских и международных конференциях: 7-ая, 8-ая международная конференция «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» (Москва, 2004, 2005).; научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области» (Томск, 2004); 22-ой, 23-ий, 24-ый международный конгресс по органической геохимии (Севилья, Испания, 2005; Торки, Великобритания,

2007; Бремен, Германия, 2009); 68-ая международная конференция европейской ассоциации геоученых и инженеров (Вена, Австрия, 2006); 6-ая, 7-ая международная конференция «Химия нефти и газа» (Томск, 2006, 2009); научно-практическая Южнороссийская конференция «Проблемы бассейнового и геолого-гидродинамического моделирования» (Волгоград, 2006).

По теме диссертации опубликовано 25 работ, в том числе: 4 статьи в ведущих научных журналах, рекомендованных ВАК, 20 работ опубликовано в виде материалов международных и российских конференций и получен 1 патент на изобретение.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения. Список литературы включает 164 наименований. Общий объем диссертации составляет 155 страниц текста, включая 44 рисунка и 20 таблиц.

Автор работы в высшей мере благодарен и признателен профессору Гончарову Ивану Васильевичу за создание благоприятных условий для проведения исследований, постановку задач, постоянное внимание, многочисленные долгие дискуссии и содействие на всех этапах становления этой работы.

Автор также выражает благодарность всему коллективу лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть», особенно своим коллегам по геохимической группе Самойленко В.В. и Фадеевой С.В. за совместную работу в проведении исследований; д.г.-м.н. проф. Лопатину Н.В. и Емец Т.П. за многочисленные консультации, дискуссии, обсуждения, содействие и помощь в проведении части исследований; сотруднику ОАО «ТомскНИПИнефть» Миндигалееву А.С. за помощь в обработке и интерпретации каротажного материала скважин; а также сотруднику ИГРГИ Никульшиной Н.Л.; заведующей коксохимической лабораторией ОАО «ЗСМК» Наймарк М.М., заведующему лабораторией геохимии ИНГГ СО РАН д.г.-м.н. Фомину А.Н.; руководителю группы лаборатории инструментальных методов анализа ФГУП «СНИИГГиМС» Сухоручко В.И.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Связь нефти и органического вещества углей

Развитие лабораторной и аналитической техники предоставляет все больше возможностей в исследовательских работах, что позволяет получать новую информацию, дающую основание пересмотреть некоторые давно сложившиеся представления. В последнее время в мире особое внимание уделяется угольным отложениям как возможным не только газоматеринским породам, но и нефтематеринским. Если в недалеком прошлом угольные отложения в основном считались потенциальным источником метана [Тиссо Б., Вельте Д., 1981], то в последнее время появилось достаточно много работ, в которых обосновывается генерация нефти углями [Isaksen G.H. et al., 1998; Killops S.D. et al., 1997, 1998; Behar F. et al., 1997;

Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002 и др.]. В настоящее время многими исследователями уже доказано, что угли способны генерировать не только газ, но и нефть, и при благоприятных условиях (достаточно высокий начальный генерационный потенциал, необходимый уровень зрелости, наличие коллекторов и покрышек) вполне возможно образование залежей нефти и газа, генерированных углистым органическим веществом.

В ходе катагенеза угли кроме летучих продуктов также генерируют высокомолекулярные органические соединения [Тиссо Б., Вельте Д., 1981]. Детальный анализ состава и количества углеводородов, экстрагированных из торфа и углей различной степени термической зрелости, проводился многими исследователями [Вассоевич Н.Б., 1986; Hagemann H.W. et al., 1978; Leythaeuses D., 1968; Leythaeuses D. and Welte D., 1969; Lin R. et al., 1986, 1987]. В результате чего было показано, что максимальное содержание углеводородов в экстрактах из углей достигается при отражательной способности витринита 0,8-1,0 %.

Также весомым аргументом в пользу генерации углями не только газообразных углеводородов, но и жидких (нефти) с последующей эмиграцией из породы является множество нефтепроявлений в различных угольных бассейнах мира, в том числе и в российских угольных провинциях [Голицын М.В. и др., 2002; Голицын М.В. и Кузнецова А.А., 1970; Голицын М.В. и Голицын А.М., 1995; Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002; Hvoslef S. et al., 1988; George S.C., 1993;]. Существует множество свидетельств длительных по времени выделений и высачиваний легкой нефтеподобной жидкости, обогащенной парафиновыми углеводородами, прямо из угольных пластов при их разработке. В осадочном бассейне Сан Хуан (США) при испытании из верхнемеловых угольных пластов были получены непромышленные притоки (до сотен баррелей из одной скважины) легкой нефти с высоким отношением содержания пристана и фитана [Rice D.D. et al., 1989; Clayton J.L. et al., 1991; Michael G.E. et al., 1993]. Угли, из которых были получены притоки нефти, характеризовались высоким содержанием водорода и повышенными значениями водородного индекса (HI=200-400 кг УВ/т Сорг).

Согласно многочисленным исследованиям нефтегенерирующая способность углей связана с содержанием лейптинитовой составляющей [Лопатин Н.В., Емец Т.П. 1987; Tissot B.P. and Welte D., 1984; Thompson S. et al., 1985; Liu S.L. and Taylor G.H., 1991; Snowdon L.R., 1991; Horsfield B. et al., 1988; Mukhopadhyay P.K. et al., 1991; Mukhopadhyay P.K. and Hatcher P.G., 1993; Curry D.J. et al., 1994; Hendrix M.S. et al., 1995]. Однако на основании исследований мацерального состава новозеландских углей [Newman J. and Newman N.A., 1982; Killips S.D. et al., 1994, 1998; Newman J. et al., 1997; Norgate C.M. et al., 1997; Sykes R., 2001] с низким содержанием лейптинита был сделан вывод, что помимо липоидных микрокомпонентов в качестве источника жидких углеводородов при нефтегенерации углями могут выступать и обогащенные водородом микрокомпоненты группы витринита.

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне многочисленные угольные отложения верхнего палеозоя, юры и мела рассматривались только в качестве основного источника метана. На основании закономерностей распространения и степени термической зрелости углистого органического вещества Западной Сибири авторами работы [Бостриков О.И. и Фомичев А.С., 1999] был оценен его вклад в формирование газовых месторождений. По их расчетам эта величина достигает 37,5 % от всего объема газа. Другие [Немченко Н.Н. и др., 1999, Галимов Э.М., 1989] на основании изотопного состава углеводородных газов связывают происхождение газовых гигантов севера Тюменской области с ранней газогенерацией из органического вещества меловых угольных отложений. Некоторыми исследователями предпринимались попытки изучения состава жидких углеводородов экстрагируемых из углей [Попов Н.В. и др., 1999; Гладких М.А. и др., 1999], однако сопоставление с составом нефтей не проводилось, а работы не получили дальнейшего продолжения и, соответственно, участие углистого органического вещества в формировании углеводородных залежей Западной Сибири осталось недоказанным.

Глава 2. Методические вопросы

В этой главе описаны методы и подходы, использованные для исследования образцов пород, хлороформенных экстрактов, нефтей и газов, основными из которых являлись пиролиз в инертной атмосфере по методу Rock-Eval и хроматомасс-спектрометрия. Изотопный и компонентный состав газов определялся методами газовой хроматографии и изотопной масс-спектрометрией. Помимо вышеперечисленных аналитических методов в работе были использованы углепетрография и элементный анализ. Контроль за качеством осуществлялся по государственным, внутрилабораторным и межлабораторным стандартам. Всем методам дана метрологическая оценка.

Глава 3. Закономерности распространения углистого органического вещества

Угленасыщенность разреза Западной Сибири представлена в широком стратиграфическом диапазоне от верхнего палеозоя (Ямальский и Гыданский полуостров) и до юры (центральная и южные части Западной Сибири) и мела (центральная и северная части Западной Сибири) [Голицын М.В. и др., 2002]. В Томской области угленосными являются юрские отложения (рисунок 1). Однако, из-за низкой степени изученности палеозоя, для доюрских отложений этот вопрос остается открытым, учитывая, что в соседнем Кузбассе ведется промышленная добыча угля карбонового и пермского возрастов.

При рассмотрении строения и угленосности юрских отложений использовались материалы каротажного материала поисковых и разведочных скважин. В обобщении были учтены материалы палеогеографического анализа, выполненного СНИИГГиМСом [Сурков В.С. и др., 1999; Гулари Ф.Г. и др., 2005], а также результаты многочисленных исследований юрской

присутствуют основные реперные угольные пласты от U_2 до U_{14} , толщины которых колеблются в диапазоне от нескольких сантиметров до десятков метров. Самым мощным и наиболее выдержанным в площадном распространении является угольный пласт U_{10} (верхний аален – нижний байос), достигающий толщин 20 м. Суммарная толщина угольных отложений юры может достигать 65 метров (площадь Гордеевская, скв.1; Солоновская, скв.43), что составляет более 10 % от общей мощности юрских отложений. Максимальные суммарные толщины угольных пластов (30-65 м) распространены в южной и восточной частях Нюрольской мегавпадины, южной части Усть-Тымской мегавпадины, на юго-восточном борту Колтогорского прогиба, Чюзикско-Чижапской мезоседловине. Эти участки палеорельефа в трансгрессивный цикл осадконакопления (леонтьевский горизонт) представляли собой мелководное пространство шельфа, прибрежно-морские равнины в зонах неустойчивого положения береговой линии, подводные возвышенности, временно осушавшиеся. В регрессивные циклы они были заняты мелководным шельфовым морем с осушавшимися подводными возвышенностями и островной сушей (малышевский, частично вымский горизонты) и континентальными формами рельефа наиболее благоприятными для углеобразования – речными долинами, озерами, болотами, что особенно характерно для вымского, наиболее угленосного горизонта в южной и юго-восточной частях Нюрольской мегавпадины. Минимальная угленасыщенность разреза наблюдается на сводах положительных структур первого порядка (Каймысовский и Александровский своды, Средневасюганский мегавал), а также в глубокопогруженных частях Нюрольской мегавпадины и Колтогорского мезопргиба.

Глава 4. Катагенез органического вещества

На пути эволюции органического вещества от иловых осадков до формирования залежей нефти и газа ключевым этапом является процесс катагенеза, который включает в себя два важных события – главную фазу нефтеобразования и главную фазу газообразования. Поэтому катагенез и уровень термической зрелости органического вещества потенциальных нефтегазоматеринских пород является одним из важнейших вопросов нефтяной геологии.

Несмотря на то, что отражательная способность витринита углей (R_o) является классическим методом оценки зрелости органического вещества, применительно к самим углесодержащим породам вопрос этот не так прост. Степень окисленности или восстановленности мацералов группы витринита, хранение и отбор образцов, неправильная идентификация нужных мацералов, некачественная пробоподготовка и полировка аншлифов [Сарбеева Л.И., 1968; Sykes R., 2004; Peters K.E. et al., 2005; Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002] – все эти факторы зачастую оказываются основными причинами различия получаемых значений отражательной способности

витринита для одних и тех же образцов в разных лабораториях и разными операторами [Dembicki G. Jr., 1984].

Неоднородность состава также может значительно влиять на пиролитические параметры, отражающие степень термической зрелости углей. Даже образцы углей, отобранные по разрезу одной скважины на расстоянии 20-30 см, могут кардинально отличаться друг от друга. Это хорошо видно из рисунка 2, где показан разброс параметров органического вещества углей по разрезу (2-3 метра) нескольких скважин, имеющих близкую термическую эволюцию. Диапазон изменения пиролитических параметров T_{max} и водородного индекса (HI) из одного пласта охватывает практически весь диапазон их изменения для всех исследованных нами разновозрастных образцов углей Томской области, залегающих на различных глубинах и в широком интервале пластовых температур. Принципиально важно, что значения T_{max} увеличиваются с уменьшением водородного индекса, т.е. наблюдается классическая картина течения процессов катагенеза. А поскольку на нескольких метрах угольной толщи этого не может быть, то нами это явление было названо «псевдокатагенезом». Под этим подразумевается совокупность процессов, протекающих на стадии захоронения органического вещества и его раннедиагенетического преобразования, приводящих к изменению структуры органического вещества и, как следствие, его физических и химических свойств.

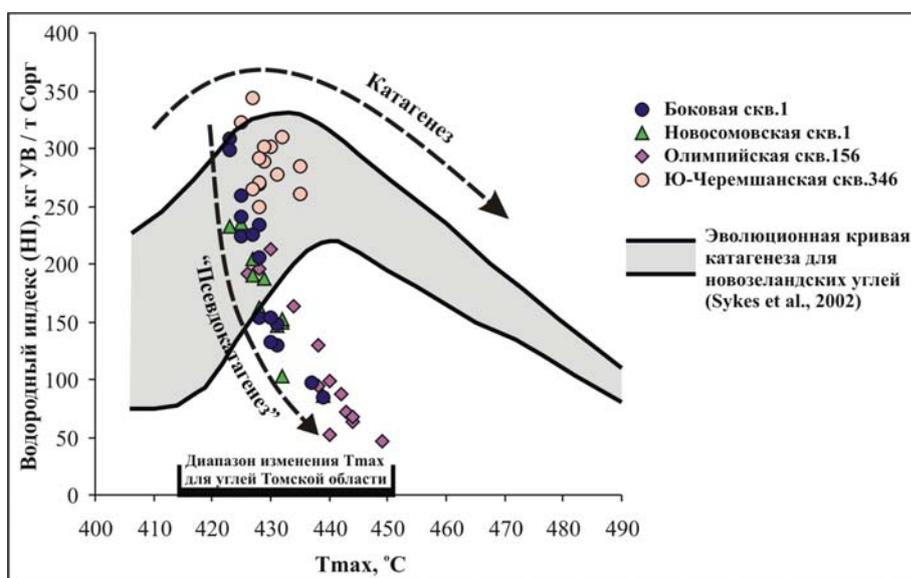


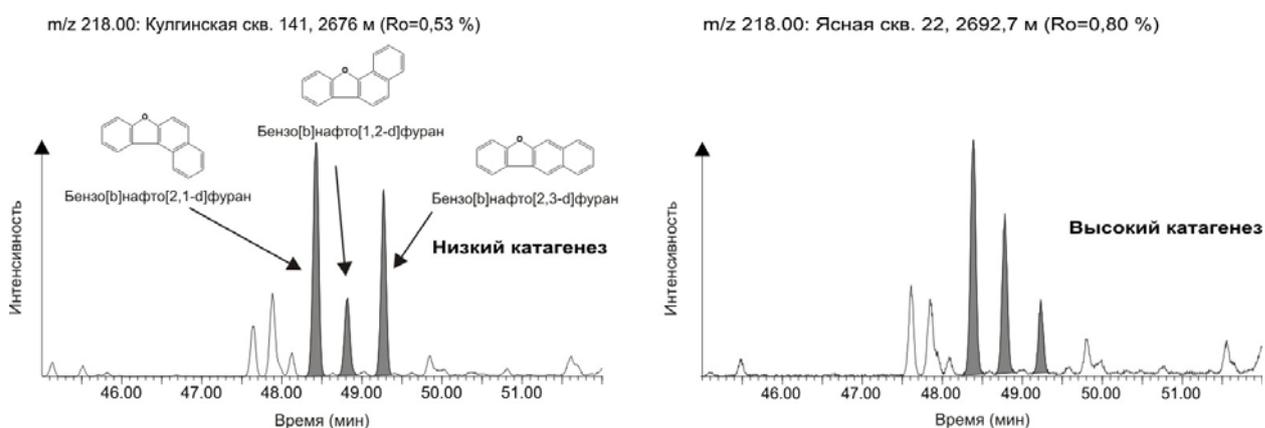
Рисунок 2. Зависимость значений T_{max} от водородного индекса по разрезу двух-трехметровых угольных пластов из разных скважин.

Для принятия практических решений необходимо знание не столько величины R_o , T_{max} или даже HI, сколько степень реализации генерационного потенциала органического вещества нефтематеринских пород. Существует много прямых и косвенных методов для этой оценки. Наряду с классическими критериями термической зрелости в последнее время все чаще уделяется внимание соотношению различных компонентов в

экстрактах из пород. Очень важным моментом использования молекулярных параметров является их применение при изучении истории формирования месторождений нефти и корреляции нефть-нефтематеринская порода, что дает возможность определять на какой стадии нефтегенерации происходило образование нефтяной залежи.

Анализ литературных источников показал, что большинство существующих молекулярных параметров катагенеза для углей неэффективны при невысоких грациях катагенеза до 1,1 % по шкале Ro, а широко известные параметры, основанные на распределении нафталинов и фенантронов, изначально предложенные в качестве критерия катагенеза для углистого органического вещества, в значительной степени зависят от фациальных условий осадконакопления [Dzou et al., 1995; Norgate et al., 1999; Killops S. et al., 2001]. В случае юрских углей Томской области выяснилось, что большинство широко используемых молекулярных параметров катагенеза (MPI, DNR, Ki, 4МДБТ/1МДБТ, Нч/Ч) также малоэффективны. Среди известных в литературе параметров наиболее приемлемыми оказались гопан-моретановый индекс и $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ для стерана C₂₉. Однако эти параметры могут характеризоваться значительным разбросом значений, трудностью определения из-за низкого содержания и ограниченностью диапазона изменения при катагенезе. Максимальные значения достигаются уже при отражательной способности витринита около 0,7 %.

Исследования большой выборки хлороформенных экстрактов из углесодержащих пород, отобранных с территорий и глубин, существенно отличающихся своей термической эволюцией, позволили выявить группу соединений, соответствующих изомерам бензонафтофурана (рисунок 3), соотношение между которыми изменяется с увеличением термического воздействия на органическое вещество. Различие изомеров между собой является положением бокового бензольного кольца.



$$BNFR = \lg \left(\frac{\text{Benzo[b]нафто[1,2-d]фуран} + \text{Benzo[b]нафто[2,1-d]фуран}}{\text{Benzo[b]нафто[2,3-d]фуран}} + 1 \right)$$

где: lg - десятичный логарифм

Рисунок 3. Масс-фрагментограммы (m/z 218) экстрактов из углей васюганской свиты Кулгинской скв.141 (низкий катагенез) и Ясной скв.22 (высокий катагенез)

В образцах с низкой степенью термической зрелости содержание бензо[b]нафто[1,2-d]фурана относительно двух других является наименьшим. С ростом катагенеза происходит увеличение содержания бензо[b]нафто[1,2-d]фурана и уменьшение содержания бензо[b]нафто[2,3-d]фурана. С учетом этого выявленного обстоятельства автором предложен новый параметр термической зрелости для органического вещества углей и генерированных им нефтей – безнафтофурановое отношение (BNFR).

Как видно из рисунка 4 с ростом главного фактора катагенеза – пластовой температуры происходит увеличение значений BNFR в экстрактах из углей. Максимальные значения 1,30-1,40 этого параметра обнаружены в углях глубокозалегающих горизонтов нижней юры в скважинах Чкаловского месторождения (глубина более 3000 м), а также для углей верхней и средней юры района Криволуцкого вала с глубин всего 2200-2400 м.

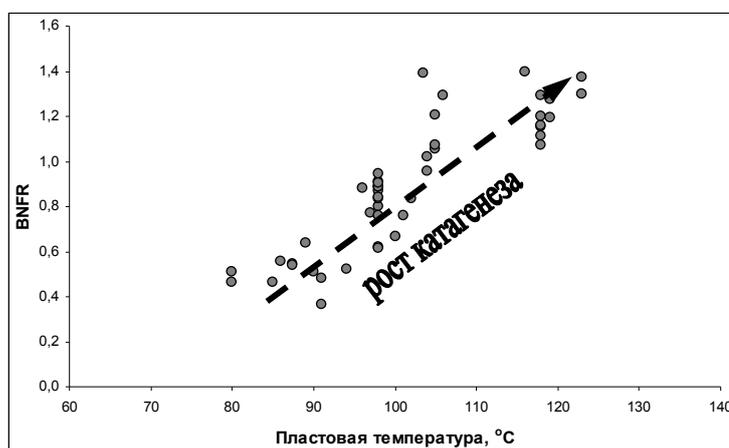


Рисунок 4. Взаимосвязь бензонафтофуранового отношения (BNFR) и современной пластовой температуры для экстрактов из углей юрских отложений Томской области.

По сравнению с параметрами термической зрелости, основанными на распределении стерановых и гопановых углеводородов, бензонафтофурановое отношение наиболее широко изменяется в пределах нефтяного окна (oil window). Примечательно, что бензонафтофураны содержатся в следовых количествах в органическом веществе морского генезиса, накопление которого происходило в восстановительных условиях. Они почти полностью отсутствуют в экстрактах из пород баженовской свиты.

Глава 5. Нефтегазогенерационный потенциал углей

Исследования свойств угольных пластов юрских отложений Томской области связаны с рядом трудностей, главной из которых является отсутствие кернавого материала, полностью характеризующего разрезы угольных пластов. Наиболее полно исследованы разрезы 2-3 метровых верхнеюрских угольных пластов из четырех скважин.

Результаты исследований показали (таблица 1), что за счет низкого содержания минеральной составляющей угли обладают очень высоким нефтегазогенерационным потенциалом (S_2), даже при относительно невысоком потенциале самого органического вещества (HI).

Большая часть всех исследованных углей характеризуется содержанием органического углерода, в среднем составляя 70-80 %. Из таблицы 1 следует, что за счет этого генерационный потенциал углесодержащих пород (S_2) в среднем в три раза (187 против 65 кгУВ/т породы) превышает потенциал аргиллитов баженовской свиты Томской области.

Таблица 1. Средние значения параметров, характеризующие нефтегазоматеринские свойства пород

Тип породы	S_1 , кг УВ/ т породы	S_2 , кг УВ/ т породы	HI, кг УВ/ т Сорг	OI, кг CO ₂ / т Сорг	Сорг, % масс.
Угли	9	187	250	5	76,0
Аргиллиты баженовской свиты	5	65	700	5	10,0
Аргиллиты тогурской свиты	0,4	6,8	300	50	2,4

Исследования аргиллитов тогурской свиты на ряде площадей (Арчинская, Кулгинская, Столбовая, Сутыгинская, Приколтогорская, Урманская и др.) указывают на их более низкую генерационную способность по сравнению с углями. Содержание органического углерода в них составляет в среднем 2,4 %, хотя иногда встречаются образцы с Сорг. около 10 %. Близкие значения для глинистых отложений нижней и средней юры были получены и другими исследователями [Сурков В.С. и др, 1999; Конторович А.Э. и др., 1995; Костырева Е.А., 2005].

Значения водородного индекса (HI) большинства углей превышают 200 кг УВ/т Сорг, их доля составляет 70 % от исследованных образцов. Согласно классификации по величине водородного индекса [Peters K.E. and Cassa M.R., 1994] такие угли можно отнести к переходному II/III типу керогена, а такое органическое вещество может генерировать не только газ, как принято считать для углей, но и нефть. Остальные 30 % углей относятся к III типу керогена.

Определение мацерального состава по разрезу двух верхнеюрских угольных пластов из разных скважин показало, что значения пиролитических параметров сильно зависят от соотношения групп микрокомпонентов. В исследованных углях увеличение содержания отошающих компонентов групп семивитринита и инертинита и уменьшение содержания витринита приводят к уменьшению водородного индекса. Данная закономерность вполне объяснима, т.к. формирование состава и, как следствие, свойств угля происходит под влиянием фациальных условий [Сарбеева Л.И., 1968]. Кроме

типа исходных биопродуцентов значительное влияние оказывает восстановительная обстановка, которая способствует сохранению органического вещества в целом. При этом от окисления сохраняются, прежде всего, насыщенные алифатические структуры исходной биомассы (спирты, кислоты, каротиноиды), существенно обогащенные водородом относительно других составляющих биопродуцентов (лигнин, целлюлоза) [Гончаров И.В., 1987]. Поэтому углистое органическое вещество, накопление которого происходило в восстановительных условиях, характеризуется более высокой водородной насыщенностью, большим выходом летучих продуктов и водородным индексом.

Глава 6. Нефти, связанные с углистым органическим веществом, их катагенез и распространение

Прямым подтверждением участия углистого органического вещества в формировании углеводородных скоплений является изотопный и молекулярный состав нефти и газа существующих месторождений. За основу для выявления таких нефтей была взята геохимическая типизация, разработанная И.В. Гончаровым и его коллегами, согласно которой все нефти Томской области связаны с тремя основными типами нефтематеринских пород, расположенными в верхней и нижней юре, а также палеозое. В соответствии с этим были выделены баженовский, тогурский и палеозойский типы нефтей [Гончаров И.В. и др., 2003]. Каждый тип нефти имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, которые являются следствием разного молекулярного и атомного состава. Многие из них хорошо известны и неоднократно описаны в литературе.

На рисунке 5 показано распределение нефтей Томской области по типам на основании значений молекулярных параметров. Нефти баженовского и палеозойского типов были генерированы преимущественно классическими нефтегазоматеринскими породами морского генезиса. По сравнению с другими типами исходное органическое вещество тогурских нефтей было сформировано в основном высшей наземной растительностью и накапливалось преимущественно в окислительных условиях.

На основании состава хлороформных экстрактов из углесодержащих пород и нефтей различных генетических групп можно проследить взаимосвязь между углями и нефтями тогурского типа. Наиболее характерными чертами состава и тех и других является значительное преобладание стеранов состава C_{29} , свидетельствующее о вкладе высшей наземной растительности, а также повышенное отношение содержания пристана к фитану (от 2,5 до 9,0 и более), указывающее на окислительные условия накопления органического вещества. Особенно стоит отметить нефть, полученную из угольной шахты Полосухинская Кемеровской области, которая по молекулярным параметрам полностью соответствует нефтям тогурского типа и экстрактам из углей.

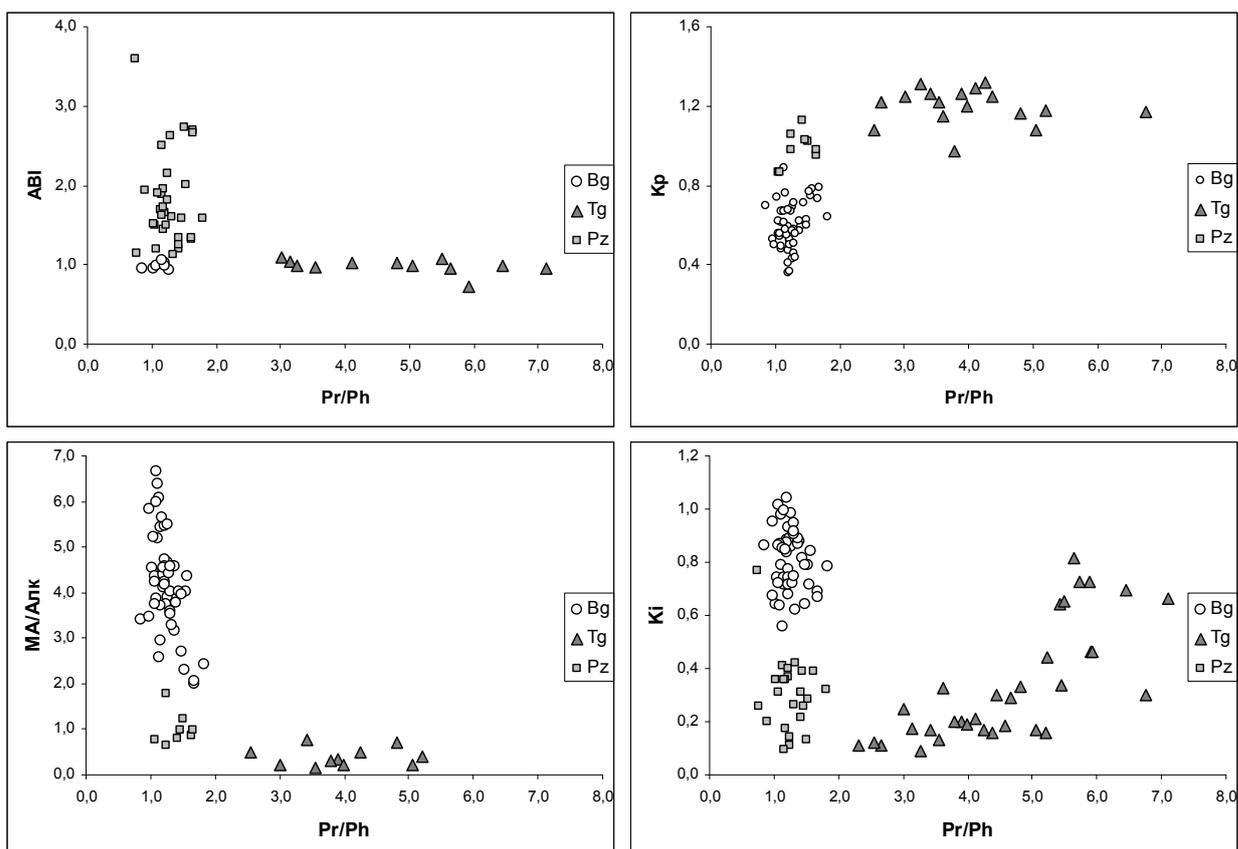


Рисунок 5. Взаимосвязь молекулярных параметров для нефтей баженовского (Bg), тогурского (Tg) и палеозойского (Pz) типов. Pr/Ph – отношение содержания пристана к фитану; $K_i = (Pr + Ph) / (n-C_{17} + n-C_{18})$ – изопреноидный коэффициент; $K_p = (n-C_{25} * n-C_{27}) / (n-C_{26})^2$, где $n-C_{25}, n-C_{27}$ и $n-C_{26}$ – площади пиков соответствующих n -алканов; MA/Алк – отношение содержания пентадецилбензола и n -алкана C_{22} (По данным [Гончаров И.В. и др., 2003] с дополнениями); $ABI = (C_{15} + C_{17} + C_{19}) / (C_{14} + C_{16} + C_{18})$ – алкилбензоловый индекс, где C_i – площади пиков соответствующих n -алкилбензолов (i – число атомов углерода заместителя).

Дополнительным критерием, подтверждающим генетическую связь нефти и органического вещества углей, является изотопный состав углерода компонентов попутного газа. Попутные и свободные газы нефтей месторождений Томской области также разделяются на три основные группы и соответствуют трем типам нефтематеринских пород. Изотопный состав углерода газовой составляющей нефтей тогурского типа однозначно указывает на происхождение этих газов (рисунок 6). Эти газы отделяются от всех остальных в отдельную группу и характеризуются более высоким содержанием изотопно-тяжелого углерода ^{13}C , а вероятным источником для них послужило органическое вещество углесодержащих пород. Полученные результаты также подтверждают неоднократно высказываемую мысль об участии углистого органического вещества в формировании газовых гигантов севера Тюменской области [Прасолов Э.М. и др., 1981; Бостриков О.И., Фомичев А.С., 1999]. В настоящее время нижнесреднеюрские отложения там находятся на глубинах более 4 км. Их остаточный генерационный потенциал составляет всего 20-50 кг УВ/т Сорг.

[Лопатин Н.В. и др., 1997]. Если начальный потенциал составлял 250-300 кг УВ/т Сорг., то становится понятным открытие таких гигантов.

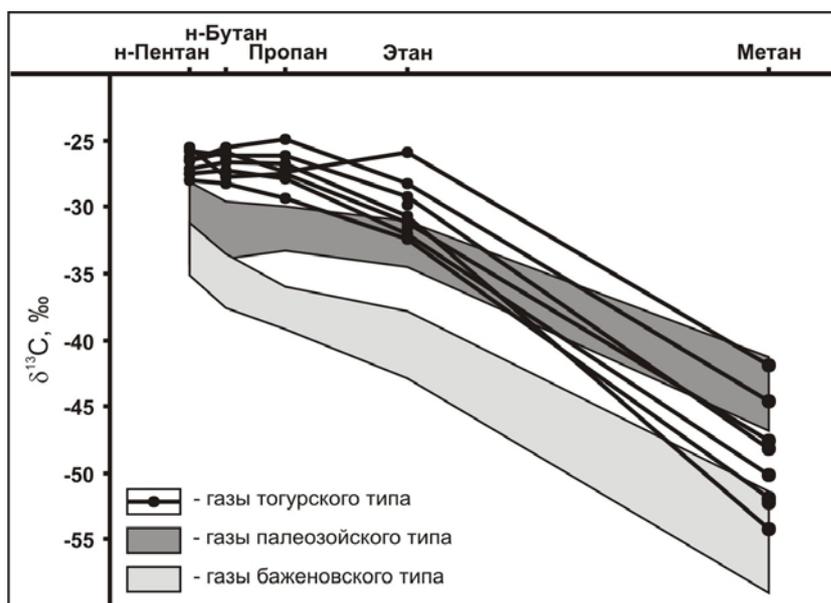


Рисунок 6. Изотопный состав углерода газовых компонентов углеводородных залежей Томской области.

Сравнение молекулярного состава нефтематеринских пород и генетически связанных с ними нефтей позволяет напрямую определять минимальную степень термической зрелости органического вещества, когда возможно образование первых залежей углеводородов. Такое сопоставление было выполнено для углей и нефтей тогурского типа Томской области.

На рисунке 7 представлена зависимость изменения молекулярных параметров термической зрелости нефтей тогурского типа и экстрактов из углей. В левых нижних частях графиков находятся наименее зрелые нефти, т.е. нефти самой ранней генерации, а в правой и верхней — наиболее термически-преобразованные. К первым относится группа нефтей включающая в себя образцы Верхнесалатского, Южно-Мыльджинского месторождений, Медведевской и Средне-Соболиной площадей. При этом минимальные значения молекулярных параметров обнаруженные в нефтях для MPI-1 – BNFR – H/(H+M) – St-C₂₉ ββ/(ββ+αα) являются 0,40 – 0,57 – 0,74 – 0,56, соответственно.

Из этого следует важный комплексный нефтепоисковый критерий: если величины MPI-1 – BNFR – H/(H+M) – St-C₂₉ ββ/(ββ+αα) в экстрактах из углей находится ниже 0,40 – 0,57 – 0,74 – 0,56, соответственно, то эти углесодержащие породы еще не достигли уровня порога генерации углеводородов достаточного для образования промышленных залежей нефти.

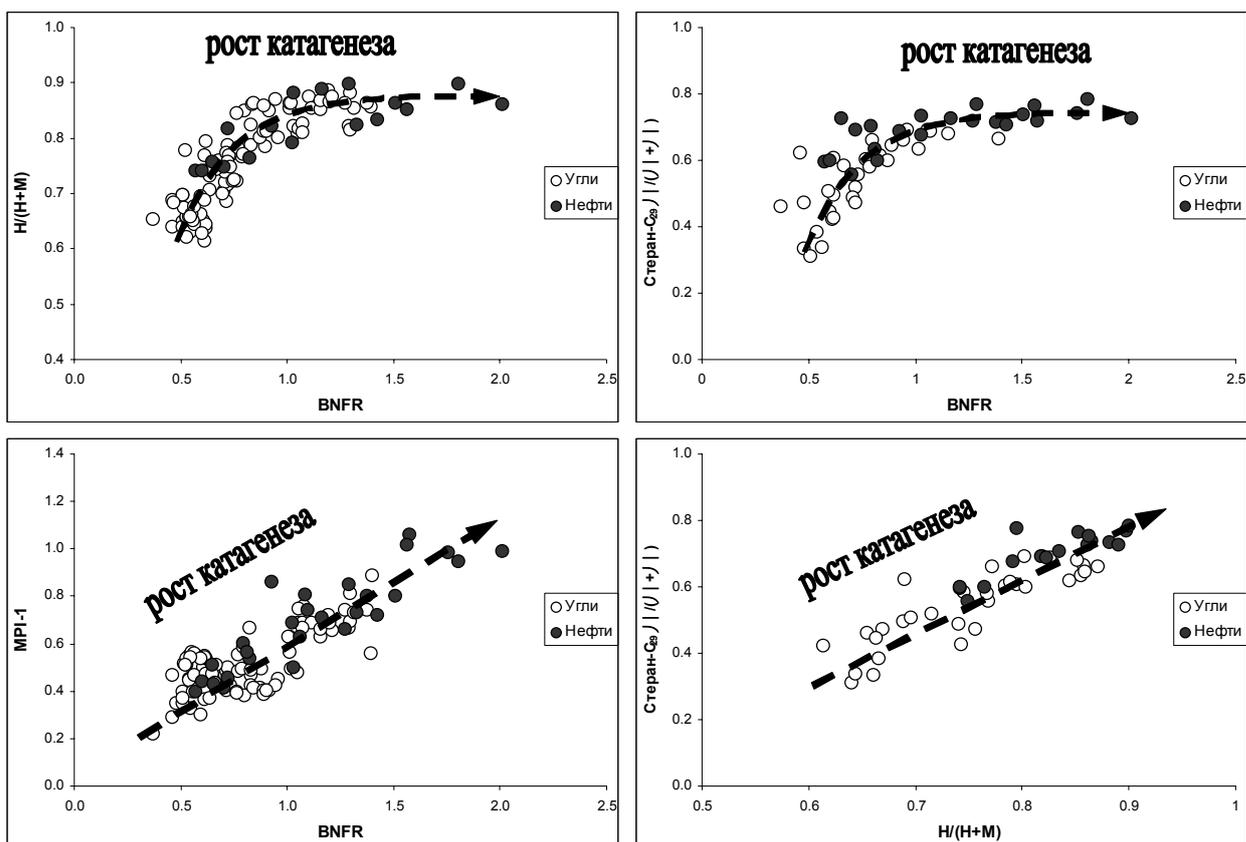


Рисунок 7. Взаимосвязь молекулярных параметров термической зрелости для нефтей тогурского типа и углей Томской области, основанных на распределении гопанов ($H/(H+M)$), бензонафтофуранов (BNFR), фенантронов (MPI-1) и стеранов ($St-C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$).

Однако следует учитывать, что одной только термической зрелости недостаточно, помимо этого угли должны иметь достаточно высокий начальный потенциал, а для этого они должны содержать в своем составе значительные количества микрокомпонентов группы лейптинита, а именно кутинита и липтодетринита, связанных с листовенной частью растений и отвечающих за самую раннюю нефтегенерацию углями [Sykes R., et al., 2004; Sykes R., 2004].

Исходя из полученных зависимостей молекулярных параметров и отражательной способности витринита, минимальные значения BNFR, $H/(H+M)$ и $St-C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ соответствуют R_o , равному 0,60-0,65 %, что согласно классическим представлениям о нефтегазообразовании является началом главной фазы нефтегенерации для органического вещества III-го типа.

Было замечено, что некоторые образцы исследованных нефтей Томской области (Крыловская, Останинская, Парбигская, Приколтогорская, Северо-Фестивальная, Толпаровская, Черемшанская, Черталинская, Чкаловская) характеризуются более высокими значениями молекулярных параметров катагенеза. Даже глубокозалегающие угли нижней и средней юры с глубины 3000-3400 метров (Чкаловское, Налимье и др.) не имеют таких высоких значений молекулярных параметров. Это дает возможность

предположить, что в качестве источника нефтей тогурского типа помимо углистого органического вещества юрских пород могли принимать участие палеозойские неморские породы, например отложения каменноугольного и пермского возраста [Ёлкин Е.А. и др., 2001].

Подавляющее число нефтей, генетически связанных с углистой органикой, главным образом, тяготеет к территориям с максимальными суммарными толщинами юрских угольных пластов. Несмотря на то, что углесодержащие породы с существенными толщинами и глубинами залегания имеют широкое распространение на изученной территории, количество промышленных скоплений нефти и газа, связанных только с углистой органикой и находящихся в разработке незначительно. Среди них стоит отметить Верхнекомбарское, Верхнесалатское, Ондатровое, Южно-Мыльджинское, Чкаловское (пласт М), Речное, Северо-Фестивальное и Селимхановское месторождения.

Заключение

В работе проведен детальный комплекс исследований нефтей, газов, конденсатов и органического вещества углесодержащих пород юрских отложений. Использование классических и современных методов исследований позволило сделать следующие основные выводы:

1. По результатам хроматомасс-спектрометрического анализа и определения изотопного состава углерода выделена группа углеводородных флюидов, генетически связанных с неморским (углистым) органическим веществом. Сопоставление их состава с экстрактами из углесодержащих пород, а также нефтепроявлением из угольной шахты Кузбасса показало наличие общих геохимических черт.

2. Построены схематические карты угленасыщенности юрских отложений. В разрезе юрских отложений присутствует большое количество угольных пластов и пропластков. Уленасыщенность в некоторых частях изученной территории достигает 40 метров и более, что составляет 10-12 % от общей толщины юрских отложений. Наибольшая угленасыщенность характерна для среднеюрских отложений (вымский горизонт).

Нефтяные залежи, формирование которых происходило с участием углистого органического вещества, тяготеют к зонам распространения максимальных суммарных толщин угольных пластов.

3. Пиролитические исследования показали большую изменчивость нефтегазогенерационного потенциала углей. Величина водородного индекса (HI) исследованных углей изменяется в диапазоне от 47 до 547 кг УВ/т Сорг. Характерной особенностью углистого органического вещества является полифазность, как по разрезу, так и по латерали.

4. Предложен новый параметр (бензонафтофурановое отношение), который позволяет проводить оценку термической зрелости, как углистого органического вещества, так и нефтей и, таким образом, осуществлять

прямую корреляцию с органическим веществом нефтегазоматеринских пород.

5. Использование комплекса молекулярных параметров позволило провести оценку катагенеза нефтей Томской области, формирование которых происходило с его участием. Согласно результатам на изученной территории присутствуют нефти тогурского типа сформировавшиеся как на самом раннем этапе процесса нефтеобразования, так и те, которые были генерированы углистым органическим веществом в жестких термобарических условиях, не присущих юрским отложениям. На основании этого сделано предположение о возможной роли участия доюрских континентальных отложений в формировании нефтей этого типа.

6. На базе значений молекулярных параметров термической зрелости углистого органического вещества предложен нефтепоисковый критерий: если величина $MPI-1 - BNFR - H/(H+M) - St-C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ в экстрактах из углей находится ниже 0,40 – 0,57 – 0,74 – 0,56, соответственно, то эти углесодержащие породы еще не достигли минимального уровня генерации углеводородов достаточного для образования промышленных залежей нефти.

Основные научные результаты и подходы исследований изложены в следующих работах:

1. 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 // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №8. – с. 19-23.
2. Гончаров И.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, В.Г. Коробочкина, **Н.В. Обласов**, В.В. Самойленко // Геохимия. – 2005г. – №8. – с. 892-898.
3. Гончаров И.В. Снижение рисков при поисках нефти / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, **Н.В. Обласов**, С.В. Носова // Нефтяное хозяйство. 2006. №8. с. 28-33.
4. 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 // Геология нефти и газа. – 2004. – №5. – с. 53-59.
5. Гончаров И.В. Способ определения зрелых нефтематеринских пород / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Носова, **Н.В. Обласов** // Пат. РФ 2261438, заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.2005, Бюл. №27. – 8 с.
6. **Oblasov N.V.** Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool / N.V. Oblasov, I.V. Goncharov, V.V. Samoylenko, S.V. Nosova // Abstracts of the communications presented to the 23^d International Meeting on Organic Geochemistry. – Torquay, September 09–14, 2007. – Abstract No. P225-WE.

7. **Oblasov N.V.** Alkylbenzene composition as an a posible age-related indicator / N.V. Oblasov, I.V. Goncharov, S.B. Ostroukhov, V.V. Samoilenko, S.V. Nosova // Abstracts of the communications presented to the 24th International Meeting on Organic Geochemistry. – Bremen, September 06–12, 2009. – Abstract No. P-320.
8. Гончаров И.В. Роль палеозойских газов в формировании нефтегазоконденсатных залежей Томской области / И.В. Гончаров, В.Г. Коробочкина, **Н.В. Обласов**, В.В. Самойленко // 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.129-131.
9. Гончаров И.В. Межрезервуарные перетоки на месторождениях Томской области / И.В. Гончаров, В.Г. Коробочкина, С.В. Носова, **Н.В. Обласов**, В.В. Самойленко // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – с.38-40.
10. Гончаров И.В. История формирования Ломового месторождения на основании молекулярных параметров / И.В.Гончаров, **Н.В. Обласов**, С.В. Носова, В.В. Самойленко// Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны осадочных бассейнов: Материалы 8-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2005. – с.108-110.
11. Goncharov I.V. 3D Modeling of Oil Generation and Secondary Migration in Western Siberia (Russia) / I.V. Goncharov, **N.V. Oblasov**, V.V. Samoilenko, B. Erout, M. Saint-Germes // Opportunities in mature areas: 68th EAGE Conference and Exhibition. – Vienna, 12-15 June, 2006, Abstract No. P085.
12. Гончаров И.В. Нефтегазогенерационный потенциал углистых отложений юры Томской области / И.В. Гончаров, **Н.В. Обласов**, В.В. Самойленко, С.В. Носова // Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2006. – с. 21-24.
13. Гончаров И.В. Моретаны в нефтях Томской области / И.В. Гончаров, **Н.В. Обласов**, В.В. Самойленко, С.В. Носова // Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2006. – с. 141-144.
14. Goncharov I.V. Methylfluorenes, methyl dibenzofurans and methyl dibenzothiophenes in oils and organic matter of West Siberia source rocks / I.V. Goncharov, **N.V. Oblasov**, V.V. Samoilenko, S.V. Nosova// Abstracts of the communications presented to the 23^d International Meeting on Organic Geochemistry. – Torquay, September 09–14, 2007. – Abstract No. P362-TH.