

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТОМСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»

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

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Гончаров И.В.

Томск – 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	4
1. Связь нефти и органического вещества углей	9
1.1. Уголь – нефтематеринская порода	9
1.2. Нефтегенерирующая способность углей	13
1.3. Оценка нефтегенерационного потенциала углей	15
2. Методические вопросы	25
2.1. Пробоподготовка керна и наработка экстрактов	25
2.2. Пиролитический анализ пород по технологии Rock-Eval	25
2.3. Хроматомасс-спектрометрический анализ углеводородных фракций	30
2.4. Другие аналитические методы, использованные в работе	34
3. Закономерности распространения углистого органического вещества Томской области	35
4. Катагенез органического вещества	66
4.1. О методах оценки степени катагенеза	68
4.2. Закономерности изменения состава и свойств углей с ростом термической зрелости	71
4.2.1. Отражательная способность витринита	74
4.2.2. Данные Rock-Eval пиролиза (T _{max})	81
4.2.3. Молекулярные параметры термической зрелости	83
4.2.4. Бензонафтофурановое отношение (BNFR)	97
5. Нефтегазогенерационный потенциал углей Томской области	103
6. Нефти, связанные с углистым органическим веществом, их катагенез и распространение	119
6.1. Типизация нефтей на основе молекулярного состава	119
6.2. Генезис газов по результатам изотопных измерений	127

	Стр.
6.3. Катагенез нефтей	132
6.4. Закономерности распространения нефтей, генетически связанных с углистым органическим веществом	136
Заключение	139
Список использованной литературы	141

ВВЕДЕНИЕ

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., Серебренникова 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 геочеленых 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 21 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.

1. СВЯЗЬ НЕФТИ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА УГЛЕЙ.

1.1. Уголь – нефтематеринская порода

Развитие лабораторной и аналитической техники дает все больше возможностей в исследовательских работах, что позволяет получать новую информацию, дающую основание пересмотреть некоторые давно сложившиеся представления. Так, в последнее время в мире особое внимание уделяется угольным отложениям как возможным не только газоматеринским породам, но и нефтематеринским. Особенностью углей является высокое содержание органического углерода (порой превышающее 90 % масс.), по сути, угли можно назвать концентрированным органическим веществом третьего типа по Тиссо и Вельте. 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; Killips S.D. et al., 1997, 1998; Behar F. et al., 1997; Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002]. 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 углефикации угли кроме летучих продуктов также генерируют высокомолекулярные органические соединения [Тиссо Б., Вельте Д., 1981]. Детальные исследования состава и количества углеводородов, экстрагированных из торфа и углей различной степени термической зрелости [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], показали, что с увеличением степени термической зрелости количество экстрагируемых углеводородов увеличивается, достигая максимального содержания при значениях отражательной способности витринита равном 0,8-1,0 % (рисунок 1). При дальнейшем усилении углефикации выход экстракта из углей постепенно уменьшается. При низком уровне степени термической зрелости ($R_o=0,2-0,5$ %) содержание экстрагируемых веществ также мало и среди алканов нормального строения преобладают углеводороды состава $C_{25}-C_{33}$, а при более высоких значениях отражательной способности витринита (0,5-1,3 %) максимум кривой распределения смещается в область C_{20} . Помимо общего выхода экстрактов, основной составляющей которых являются полярные асфальто-смолистые компоненты, наблюдается увеличение содержания масляной (углеводородной)

части хлороформных экстрактов. Максимальное содержание углеводородов в экстрактах из углей достигается при отражательной способности витринита 0,8-1,0 %.

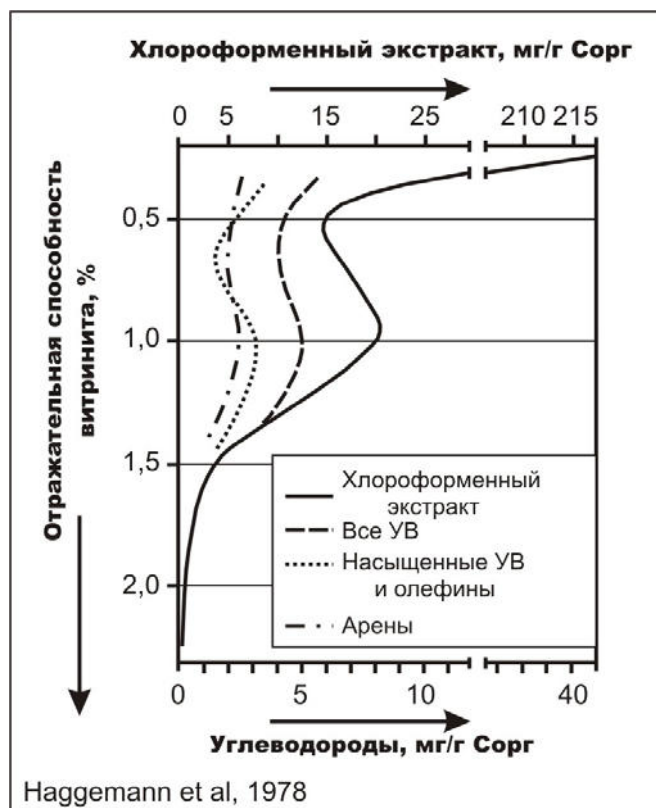


Рисунок 1. Выход экстракта и содержание углеводородов разных типов как функция отражательной способности витринита для углей разных марок (от бурого угля до антрацита) [Hagemann H.W. et al., 1978]

Существуют мнения [Teichmuller M., 1974], основанные на петрографических исследованиях, что в отличие от рассеянного органического вещества из углей не выделяются новообразующийся битумоид, а, адсорбируясь на витрините, он вступает с ним в химические реакции. Однако 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 России [Голицын М.В. и др., 2002; Голицын М.В. и Кузнецова А.А., 1970; Голицын М.В. и Голицын А.М., 1995; Скурский М.Д., 2005; Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002].

В каменноугольных отложениях Донецкого бассейна на шахте им. XXII съезда КПСС при проходке подготовительных горных выработок и в лавах наблюдались в течение семи лет (1961-1968 гг.) выделения 7-12 л/час светло-коричневой нефтеподобной жидкости. В 1962 г. На шахте Чайкино жидкие углеводороды выделялись при проходке штреков (60-80 л/час); они содержали 94 % алканов, 1% цикланов и 5 % аренов. В 1977

году на шахте Комсомолец было отмечено выделение жидких углеводородов (200 л/час) плотностью 0,8 г/см³.

В Донецком угольном бассейне открыто более 45 месторождений и залежей нефти и газа. Угли нижнего карбона Донбасса характеризуются довольно высоким содержанием липоидных компонентов, достигающее 30 %. Данное обстоятельство позволило сделать автору [Голицын М.В. и др., 2002] предположение, что органическое вещество углей могло быть основным источником для залежей нефти в этом районе.

В ряде шахт нижнекарбонового Львовско-Волынского бассейна многие трещины в породах и угле оказались заполненными вязким смолистым веществом черного цвета, внешне напоминающем нефть, содержание алканов в котором составляло 55 %, цикланов – 20%, аренов – 25 %.

В Кизеловском бассейне (Пермская область) при проходке шахты 2 нефть фонтанировала из шпура. При проходке квершлага на этой шахте нефть сочилась из кровли угольных пластов и междупластий. Аналогичные нефтепроявления наблюдались и на других шахтах этого бассейна. В этом бассейне угли тоже характеризуются высоким содержанием липоидных компонентов (15-35 %).

В Челябинском мезозойском бассейне зафиксировано 33 проявления нефти, наиболее интенсивные из которых установлены на Ерофеевской площади, где при опробовании было получено от 0,4 до 3,5 т нефти плотностью 0,813 г/см³ и содержанием серы 0,44 % при суточном дебите 30-700 л.

В Кузнецком бассейне нефтепроявления были впервые обнаружены в 1955г. На юге бассейна в районе ст.Узунцы в породах ильинской свиты (верхняя Пермь) была обнаружена темно-коричневая жидкость плотностью 0,83 г/см³ с преобладанием в составе алканов (88 %), содержание серы 0,08 %. В 1959 г. также на юге Кузбасса в отложениях ильинской свиты была получена нефть красно-бурого цвета плотностью 0,83 г/см³, содержание алканов в которой составляло 77,8 %. В том же году в шахте Абашево 1 (Байдаевский район) в породах ильинской свиты была встречена красноватая маслянистая жидкость плотностью 0,81 г/см³. В северных районах бассейна были обнаружены нефти несколько другого состава. На Сыромолотненской площади из отложений кузнецкой свиты, подстилающей ильинскую, была получена светлая нефть плотностью 0,79 г/см³, с преобладанием в составе циклических алканов (50,2 %). Близкая по составу нефть была получена, так же из пород ильинской свиты на Южно-Борисовской площади (дебит 0,3 т/сут).

В Карагандинском бассейне, в отложениях карбона встречены нефтепроявления в виде битуминозной массы, парафинистых и твердых битумов, в которых содержится примерно одинаковое количество алканов, цикланов и аренов.

В Норвегии [Hvoslef S. et al., 1988] и Шотландии [George S.C., 1993] были обнаружены песчаники, залегающие внутри угольных пластов, микротрещины которых были заполнены битумоподобным веществом, по мнению авторов, эти трещины являются путями миграции углеводородов из угольных пластов в песчаник.

В нефтегазоносном бассейне Сан Хуан (США) при испытании прямо 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).

Австралийский осадочный бассейн Гиппсленд является наиболее известной провинцией, где преобладают нефтегазовые месторождения, генетически связанные с органическим веществом углей [Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002]. В течение многих лет не было окончательно доказанным фактом, что большинство углеводородных залежей в этом районе были генерированы углями, а не углистыми сланцами с содержанием органического вещества до 20 %. Окончательную точку в этом вопросе смогли поставить только с использованием компьютерного моделирования нефтегазогенерации и расчетом количества генерированной нефти [Moore P.S. et al., 1992]. Оказалось, что количество генерированной нефти только углистыми аргиллитами не достаточно для формирования существующих нефтяных залежей.

Большинство нефтей осадочного бассейна Таранаки (Новая Зеландия) были генерированы терригенными нефтематеринскими породами позднего мела, палеогена и эоцена [Killops S.D. et al., 1999]. По молекулярному составу эти нефти хорошо коррелируют с экстрактами из углей. Хотя, по мнению некоторых исследователей [Sykes R. and Dow M.J., 2000; Sykes R. 2001], в формировании месторождений нефти бассейна могли принимать участие и углистые аргиллиты, вклад которых определяется согласно содержанию в них органического вещества.

Имеются данные о значительном вкладе нефтегенерации угольными пластами в формировании нефтяных месторождений в Норвежском море, Северном море, осадочных бассейнах Индонезии (Mahakam Delta бассейна Kutei и бассейн Ardjuna), осадочном бассейне Turpan (Китай) [Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002].

Что касается Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, то здесь многочисленные угольные отложения верхнего палеозоя, мела и юры рассматривались только в качестве основного источника метана. На основании закономерностей распространения и степени термической зрелости углистого органического вещества Западной Сибири авторами работ [Бостриков О.И. и Фомичев А.С., 1999] был оценен его вклад в формирование газовых месторождений севера Западной Сибири. 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 меловыми угольными отложениями. 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.

1.2. Нефтегенерирующая способность углей

Нефтегенерационные свойства углей предопределяются их элементным и мацеральным составом, на счет чего существуют различные точки зрения. Доминирующим является мнение, согласно которому витринит обладает газогенерационным потенциалом, лейптинит – нефтегенерационным, а инертинит – низким или вообще не имеет способность к нефтегазогенерации [Jones R.W. and Edison A., 1978; Хант Дж., 1982; Radke M. et al., 1980; Tissot B.P. and Welte D., 1984]. Вследствие этого, многие авторы сфокусировались на особой важности липоидных компонентов, в оценке потенциала углей для генерации нефти [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]. Делались отдельные попытки в оценке минимального уровня содержания лейптинита в углях, для того чтобы была возможность генерации нефти: Hunt J.H., 1991 – «15-20% липтинита + резинита»; Snowdon L.R., 1991 – «до 10% обогащенных водородом мацералов угля»; Mukhopadhyay P.K. and Hatcher P.G., 1993 – минимум 15-20% лейптинита. Mukhopadhyay P.K. et al., 1991; полагали, что содержание 20-25% лейптинита должно быть обязательным, чтобы генерировать нефти при пиролизе >10 масс %.

Однако позже стало ясно, что среди микрокомпонентов группы лейптинита также существует различие в способности к нефтегенерации. Основываясь на результатах определения содержания углерода в алифатических цепях по ^{13}C ЯМР-спектрам отдельных мацералов Qin K. et al. (1993) расположили микрокомпоненты угля в порядке уменьшения нефтегенерационных свойств в следующем порядке: альгинит, резинит, кутинит, споринит, суберинит, далее идут микрокомпоненты групп витринита и инертинита. Powel T.G. et al. (1991) показали, что альгинит, кутинит и суберинит являются обогащенными длинными алифатическими цепями (парафинами), тогда как споринит, лейптодейтринит и резинит содержат другие молекулярные структуры и дают меньший общий выход летучих веществ при пирогазовой хроматографии [Mukhopadhyay P.K. and Hatcher P.G., 1993].

Условия осадконакопления исходного органического вещества углей можно назвать одним из главных факторов, влияющим на петрографический состав углей и, как следствие, его нефтегенерационные свойства. Важными условиями для накопления и сохранения растительного материала, служащего исходным веществом для микрокомпонентов, являются широкое развитие растительной биомассы и сохранение от разрушения ее остатков после отмирания [Фомин А.Н., 1987]. Благоприятная обстановка, отвечающая этим условиям, существовала в болотах и мангровых зарослях, где при определенных оптимальных сочетаниях климатического и тектонического режимов длительное время мог накапливаться растительный материал. От характера болота и от микробиальной деятельности в нем зависят последующее превращение и разложение растительных тканей под влиянием тех или иных биохимических процессов [Гончаров И.В., 1987]. На основании мацерального состава новозеландских витреновых углей [Newman J. and Newman N.A., 1982; Killops 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 основного источника жидких углеводородов при нефтегенерации углями могут выступать и обогащенные водородом микрокомпоненты группы витринита. Особое значение приписывалось углям, образование которых происходило под влиянием моря, т.е. после накопления исходной органики, как первоисточника угля, происходило резкое повышение уровня моря, что способствовало сохранению растительных остатков [Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002]. В тех случаях, когда в результате трансгрессии, морские отложения перекрывают угольный пласт, витриниты углей обогащены водородом и/или происходит увеличение содержания лейптинита за счет изменений в биохимической обстановке во время диагенеза. Petersen H.I. et al. (1996, 1998) отмечали, что наиболее высокие средние

значения Rock-Eval параметров S_1+S_2 и HI в углях (Danish Central Graben) получены для образцов из пластов ассоциированных с быстрым повышением уровня моря, и что наиболее высокие значения HI главным образом обнаружены в области палеоприморья. В новозеландском бассейне Таранаки, Sykes R. et al. (2000) отмечали, что переменное морское влияние во время накопления исходной органики сказывается на изменении нефтяного потенциала углей.

Однако еще ранее делалось предположение [George S.C. et al., 1994], что увеличение влияния моря на формирование состава углей напротив может приводить к уменьшению способности к генерации парафинистых нефтей. Для таких углей степень водородной насыщенности не является мерой нефтегенерационного потенциала. Причиной всему этому является бактериальная переработка алкильных групп, а высокие значения водородного индекса таких углей обусловлены образованием большого количества ароматических структур в процессе пиролиза, первичная миграция из угля которых затруднена в пластовых условиях. Позднее это предположение было неоднократно подтверждено [Sykes R., et al., 2004; Sykes R., 2004].

1.3. Оценка нефтегенерационного потенциала углей

Методы оценки нефтегазогенерационного потенциала углей подразделяются на две основные категории. Определение генерационного потенциала проводится либо экспериментальным путем симуляции процесса термического созревания (пиролиз) или из петрографических и геохимических данных образцов углей.

Пиролитические методы.

Из существующих видов пиролиза можно выделить два основных – открытый и закрытый. Открытый пиролиз, как правило, проводится в токе инертного газа. При нагревании и деструкции органического вещества пород, продукты пиролиза выводятся из высокотемпературной зоны, чем обуславливается отсутствие вторичного крекинга. Открытый пиролиз часто используются в качестве рутинных и экспрессных методов оценки генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород, наиболее распространенными из которых являются Rock-Eval пиролиз [Espitalie J. et al., 1985a, 1985b, 1986] и пирогазовая хроматография [Horsfield B., 1989]. В качестве меры нефтегазоматеринского потенциала выступает выход углеводородных продуктов, образующихся при пиролизе.

Метод пиролиза керна в инертной атмосфере сравнительно молодой в ряду других методов изучения в нефтяной геологии. Первой работой в России в этом направлении была публикация в 1982 г. И.В. Гончарова и В.С. Харина по аргиллитам баженовской

свиты Салымского месторождения [Гончаров И.В. и Харин В.С., 1982]. Однако, еще раньше в 1973 г. исследователи из французского института нефти взяли патент на метод и прибор. Им понадобилось 10 лет, чтобы довести свой прибор до промышленного уровня. И только после 82-83 годов появилась масса публикаций, в основе которых лежали экспериментальные данные, полученные на этом приборе. В 1987 году вышла первая книга на русском языке «Пиролиз в нефтегазовой геохимии» Лопатина Н.В. и Емец Т.П., в которой приведено подробное описание метода пиролиза в инертной атмосфере и его применение на практике.

В методе пиролиза Rock-Eval используется постепенное нагревание образца породы массой всего лишь 20-100 мг до 650-850 °С в атмосфере инертного газа по заданной температурной программе, обычно 25 °С/мин. По мере повышения температуры вначале испаряются и десорбируются жидкие и газообразные углеводороды, находящиеся в поровом пространстве породы, пик S_1 (рисунок 2). При дальнейшем повышении температуры происходит термическое разрушение керогена, сопровождающееся выделением, как газообразных, так и жидких продуктов (пик S_2). Высвобождающиеся углеводороды подхватываются током газа и подаются на пламенно-ионизационный детектор, который фиксирует их количество.

Пик S_1 – характеризует количество углеводородов, которые были генерированы породой в ходе ее естественной термической эволюции и не успели покинуть ее поровое пространство в результате первичной миграции. Многочисленными экспериментами было показано, что площадь пика S_1 пропорциональна количеству углеводородов, получающихся при экстракции породы хлороформом (хлороформенный битумоид). Как известно, количество хлороформенного битумоида наряду с общим содержанием органического углерода является важнейшей характеристикой при оценке перспектив нефтегазоносности территории.

Пик S_2 – отражает остаточный генерационный потенциал нефтематеринской породы, т.е. ту ее часть, которая еще не успела превратиться в нефть и газ в ходе ее естественной эволюции. Нагревая породу до высоких температур, мы, как бы, моделируем этот процесс, в результате чего кероген в условиях анализа превращается в нефть и газ в течение нескольких минут в отличие от природного процесса, где на это ушло бы несколько миллионов лет.

Температура максимального выхода углеводородов при пиролизе, названная T_{max} , характеризует степень термической зрелости органического вещества пород.

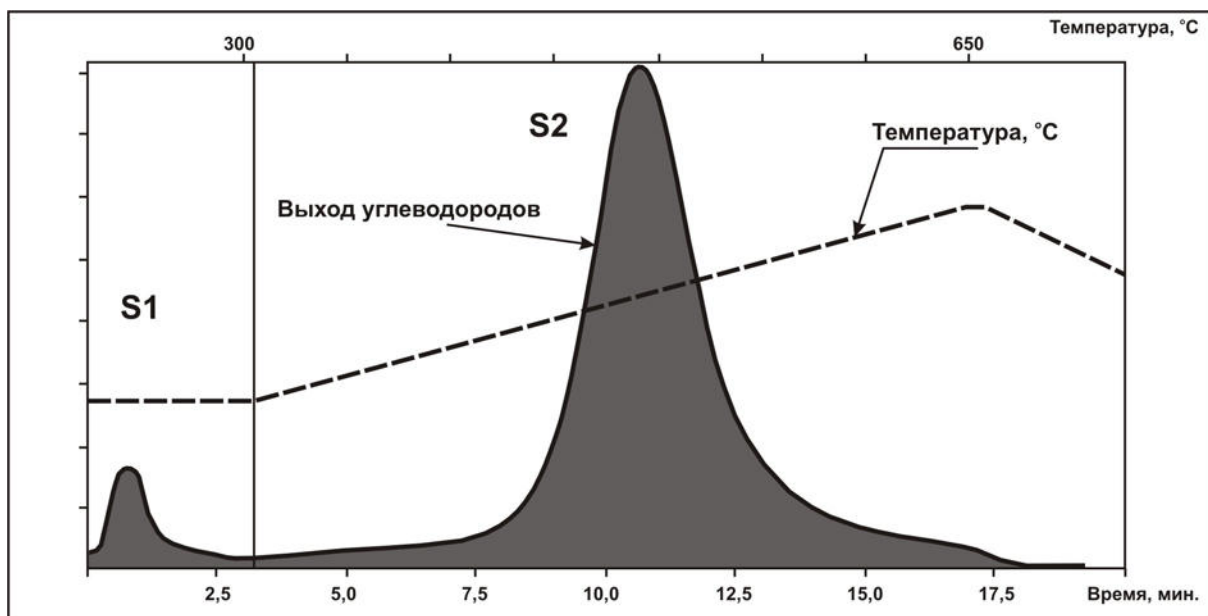


Рисунок 2. Схематическое изображение последовательности выделения углеводородов в процессе нагревания кернa на приборе Rock-Eval.

Для определения типа керогена часто используются параметры водородного и кислородного индексов (Hydrogen и Oxygen Index), которые являются аналогами показателей, основанных на элементном составе органического вещества – H/C и O/C. Эти индексы не зависят от количества органического вещества в породе, т.к. рассчитываются по отношению к содержанию органического углерода и характеризуют степень водородной и кислородной насыщенности органики. Водородный индекс является отношением выхода продуктов пиролиза и содержания органического углерода ($S_2/TOC \cdot 100$), а кислородный – количества CO_2 , выделившегося при пиролизе, и содержания органического углерода ($S_3(CO_2)/TOC \cdot 100$). На основании этих двух параметров строится диаграмма – аналог диаграммы Ван Кревелена (рисунок 3), согласно которой кероген разделяется на три основных типа, по Тиссо и Вельте.

На основании исследований методом пиролиза Rock-Eval осадочные породы классифицируются по нефтегазогенерационным свойствам (таблица 1). Примечательно, что нефтегазоматеринские породы с превосходным потенциалом должны содержать всего лишь не менее 4 % органического углерода и при пиролизе давать выход продуктов не менее 20 кг/т породы.

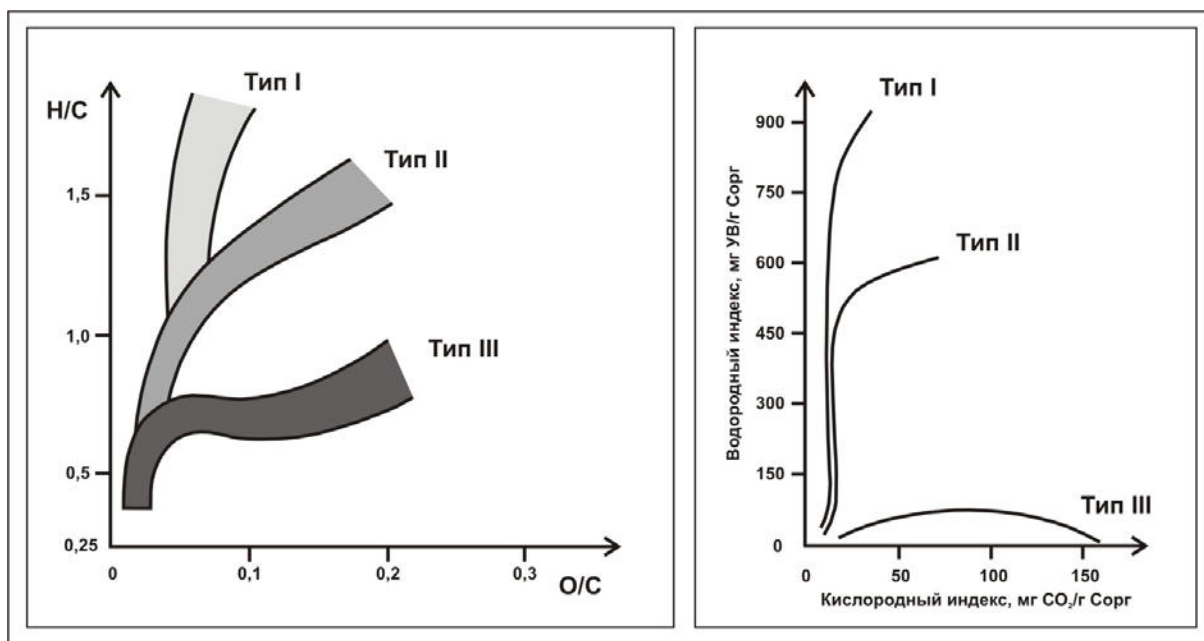


Рисунок 3. Классификация типов материнских пород с помощью элементного состава (диаграмма Ван Кревелена) и данных Rock-Eval пиролиза [Espitalie J. et al., 1985a, 1985b, 1986].

Таблица 1. Характеристика генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород по методу Rock-Eval [Peters K.E. and Cassa M.R., 1994].

Потенциал (качество)	Сорг, % масс.	Rock-Eval данные	
		S1, кг УВ/т породы	S2, кг УВ/т породы
Бедный	< 0,5	< 0,5	< 2,5
Удовлетворительный	0,5 – 1	0,5 – 1	2,5 – 5
Хороший	1 – 2	1 – 2	5 – 10
Очень хороший	2 – 4	2 – 4	10 – 20
Отличный	> 4	> 4	> 20

Тип керогена	Водородный индекс, кг УВ/т Сорг	Генерируемые продукты
I	> 600	Нефть
II	300 – 600	Нефть
II / III	200 – 300	Нефть и газ
III	50 – 200	Газ
IV	< 50	-

На основании значений водородного индекса Killops et al. (1998) предложили формулу расчета содержания полиметиленовых цепей (основного источника нефти в углях) $HI_{pm}=1,15*HI_{max}-172$.

Использование метода Rock-Eval позволило совершить своеобразный прорыв в области оценки перспектив нефтегазоносности, поскольку появилась возможность в массовом масштабе быстро проводить оценку качества органического вещества и его генерационный потенциал [Лопатин Н.В. и др, 1987.; Espitalie J. et al. 1988; Тиссо Б. и Вельте Д., 1981], в чем заключается главное преимущество этого метода перед другими. Существуют также примеры использования метода Rock-Eval для оценки выбросоопасности угольных пластов [Привалов В.А. и др., 2004].

Однако метод пиролиза Rock-Eval не обделен некоторыми существенными недостатками. Во-первых, определяемый генерационный потенциал является общим, т.е. включает в себя как нефте-, так и газогенерационный потенциал. Этот метод не позволяет предопределять в той или иной степени соотношение газообразных и жидких продуктов термической эволюции органического вещества. И, во-вторых, иногда этот метод переоценивает генерационный потенциал, особенно углей за счет того, что продукты пиролиза углей могут содержать большое количество летучих полярных веществ [Peters K.E., 1986].

Таким образом, для того чтобы органическое вещество пород могло генерировать жидкие продукты, т.е. нефть значения водородного индекса должно быть больше 200 кг УВ/т Сорг [Peters K.E. and Cassa M.R., 1994]. Однако следует учитывать, что определяемые характеристики по методу Rock-Eval являются обобщенными и представляют собой количество всех химических компонентов, образующихся при деструкции органического вещества. В состав этих продуктов входят как газообразные, так и жидкие, тем самым не определяется их соотношение. Исследования вещественного состава продуктов пиролиза углей и органического вещества морского типа [Behar F. et al., 1997] показали, что жидкая составляющая более чем на 50 % состоит из гетероатомных полярных углеводородов. В свою очередь, нефти генетически связанные с неморской органикой [Гончаров И.В. 1987; Петров Ал.А., 1995; Конторович А.Э. и др., 1995], в большинстве случаев, являются легкими, парафинистыми, малосернистыми и с низким содержанием смол и асфальтенов, что является полной противоположностью нефтей, генерированных органическим веществом морского типа. Такой состав нефтей объясняется очень низкой способностью к первичной миграции ароматических и полярных гетероатомных соединений из угля. Вполне вероятно, что большая часть полярных компонентов, включая ароматические углеводороды, в процессе геологического

погружения должны оставаться в поровом пространстве угля или быть сорбированными макромолекулой органического вещества. Дальнейшая термическая эволюция органического вещества должна включать в себя вторичный крекинг этих компонентов с последующей поликонденсацией, участием в уплотнении структуры керогена, перераспределением водорода и образованием легких углеводородов (газов). Поэтому под нефтегенерационным потенциалом углей, скорее всего, следует понимать особенность углей генерировать главным образом углеводороды алифатического ряда. Согласно этим и другим исследованиям [Sykes R., 2004; Sykes R. et al., 2004], процент образующихся насыщенных углеводородов при пиролизе, составляет всего лишь до 10-20 %, остальное – это газы, ароматические углеводороды и гетероорганические соединения.

Элементный анализ. В 1979 году Хант обосновал, что нефтяной потенциал отдельных мацералов увеличивается в порядке увеличения отношения содержания водорода к углероду (H/C) в органическом веществе. Существует четкая систематическая взаимосвязь между элементным составом углей и выходом нефти при пиролизе, которая была показана Saxby в 1980 году. На основании таких исследований была выведена зависимость выхода нефти при пиролизе в зависимости от элементного состава:

$$\text{Нефть}\% = 66,7 * \text{H/C} - 57,0 * \text{O/C} - 33,3$$

Рисунок 4 хорошо иллюстрирует, что многие угли, в том числе и угли, обогащенные витринитовой составляющей, способны генерировать нефть.

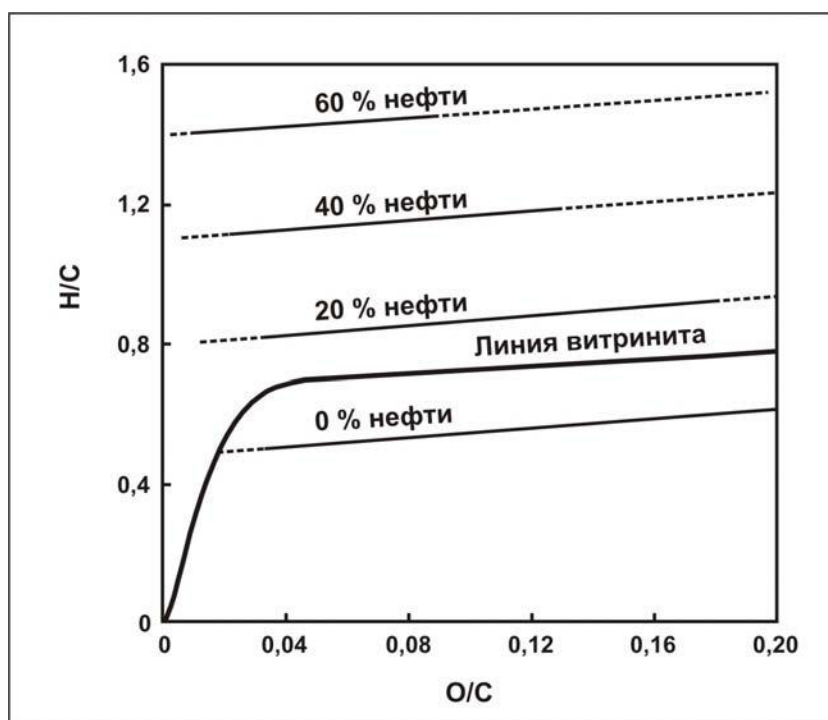


Рисунок 4. Потенциальное образование нефти из угля на основании элементного анализа [Saxby J.D., 1980].

ИК-спектрофотометрия дает информацию о наличии и содержании различных функциональных групп в керогене, а также о его парафинистости или ароматичности. В частности, полосы поглощения позволяют дать сравнительную оценку нефтяного потенциала различных материнских пород. Такая оценка основывается на относительной интенсивности полос поглощения, обусловленных наличием CH_2 - и CH_3 -групп – источника углеводородов (рисунок 5) [Тиссо Б. и Вельте Д., 1981], и их отношением друг к другу (CH_2/CH_3). При помощи отношения CH_2/CH_3 возможно приблизительное определение наличия длинноцепочечных алифатических цепей [Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002; Petersen H.I., 2005; Petersen H.I. and Nytoft H.P., 2006].

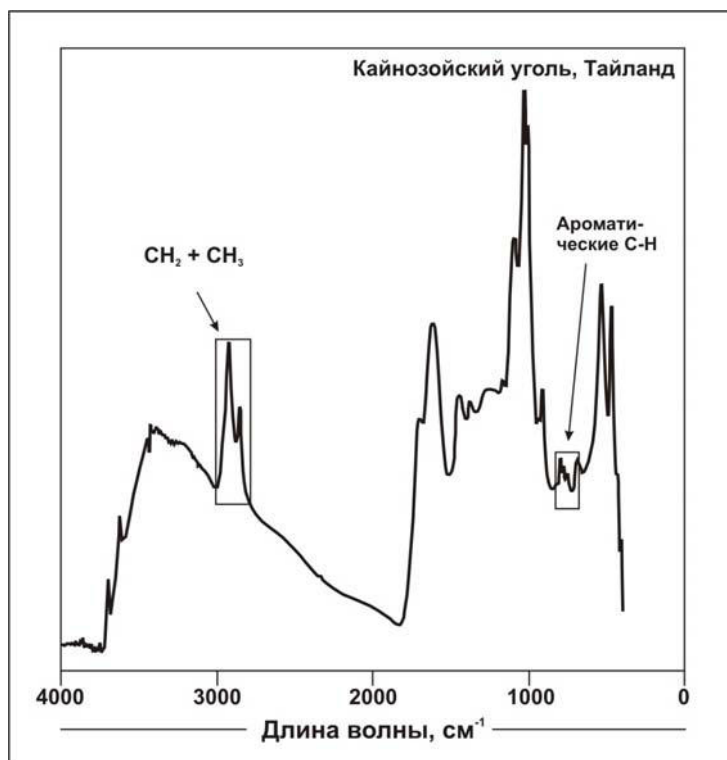


Рисунок 5. Пример ИК-спектра угля [Petersen H.I. and Nytoft H.P., 2006].

^{13}C ЯМР-спектроскопия. Maciel G.E. et al.(1978) и Miknis F.P. et al. (1981) отмечали хорошую корреляцию между количеством алифатических углеводородов, определяемых ^{13}C ЯМР спектрометрией и количеством нефти получаемой по методу Фишера. Занимаясь ^{13}C ЯМР исследованиями, Qin K. et al. (1991) обнаружил, что ароматические углеводороды (большинство из которых остается в остаточном керогене после термической деградации) вносят маленький вклад в формирование нефтяных и газовых залежей, тогда как алифатические метиленовые (CH_2) и метиновые (CH) группы напрямую связаны с количеством образующейся нефти.

Оптическая микроскопия и флуоресценция. Идентификация мацералов, измерение отражательной способности и флуоресцентных свойств являются основой органической петрографии. Многими исследователями отмечалось, что существуют некоторые проблемы использования органической петрологии для оценки нефтегенерационного потенциала углей. Bertrand P. (1984) отмечал, что классическая система классификации мацералов плохо согласуется с количественной оценкой нефтяного потенциала углей. Основная сложность использования петрографии в качестве инструмента для оценки нефтегенерационного потенциала углей заключается в сильно большом изменении свойств и химического состава внутри каждой мацеральной группы.

Флуоресцентные свойства мацералов играют куда более важную роль в оценке нефтяного потенциала, т.к. интенсивность флуоресценции хорошо коррелирует с водородной насыщенностью (Taylor G.H. et al., 1998).

В целом, оценка возможности генерации нефти углями является достаточно сложной задачей. На основании даже одних и тех же параметров мнение исследователей расходится такой оценке (таблица 2).

Из таблицы видно, что в 70-е – 80-е года 20 века, простой способ определения нефтегенерационных способностей основывался на петрографическом составе, а именно содержании лейптинитовых мацералов. В начале 90-х, когда стало ясно, что не существует четкой связи между петрографическим составом и выходом углеводородов при пирогазовой хроматографии, поэтому стало больше уделяться внимания количеству экстрагируемых углеводородов.

Таблица 2. Эмпирические правила оценки возможности генерации и эмиграции нефти по данным различных исследователей (Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002).

Авторы	Отношение Н/С	Водородный индекс (HI), кг УВ/т Сорг	Содержание липтинита, %	Другие критерии
Tissot B.P and Welte D.H., 1984; Shibaoka M. et al., 1978; Hunt, 1979; Thomas, 1982; Tissot, 1984; Shanmugam, 1985				Обогащенные липтинитом угли способны к нефтегенерации, а витринитом и инертинитом – к газогенерации
Hunt J.H., 1979, 1991	>0,9 небольшая способность к нефтегенерации	>200	>15 %	Витринит со слабо-желтой и оранжевой флуоресценцией обладает нефтегенерационным потенциалом
Snowdon L.R., 1980				Выход экстракта >30 кг УВ/т Сорг. Только угли обогащенные липтинитом способны к нефтегенерации
Snowdon L.R., 1991				Выход экстракта 30-50 кг УВ/т Сорг является пороговым значением для начала эмиграции нефти из угля
Scott J., 1992	>1,0	>300, для генерации		
Norgate C.M. et al., 1997		200-300		
Killops S.D. et al., 1998				VI=S1/TOC > 10 кг УВ/т Сорг (начало нефтегенерации); >40 мг УВ/т Сорг (начало эмиграции нефти из угля)
Pepper A.S., 1991; Pepper A.S. and Corvi P.J., 1995		HI < 200 образуются газоконденсатные системы. HI > 200 образуется повышенное содержание нефти		
Powell T.G., 1978, 1988; Boreham C.J. and Powell T.G., 1993; Boreham C.J. et al., 1999				Для эмиграции нефти из угля выход экстрагируемых углеводородов > 30 кг УВ/т Сорг при насыщении порового пространства на 50 %
MacGregor D.S. and Mackenzie A.S., 1987; Cooles G.P. et al., 1986				Нефть образуется при пластовых температурах 120-150 °С

Долгое время многим исследователям в мире не удавалось получить четкую взаимосвязь между количественной оценкой нефтегенерирующей способности углей и других характеристик угля (элементным составом, водородным индексом, мацеральным составом) [Bertrand P. et al, 1986; Isaksen G.H., 1998]. Тем не менее, с развитием и повышением точности существующих методик и подходов в последние годы удалось

выявить причину, контролирующую способность углей к генерации нефти [Sykes R., et al., 2004; Sykes R., 2004]. Было показано, что главным фактором, определяющим способность к генерации парафинистой нефти углями, является содержание микрокомпонентов, группы лейптинита (рисунок 6).

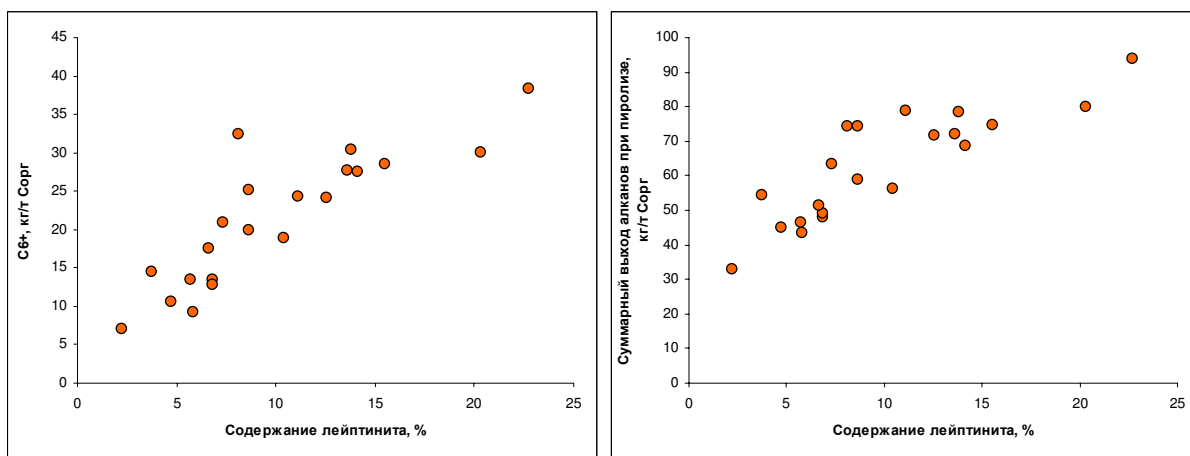


Рисунок 6. Зависимость выхода н-алканов при пиролизе от содержания микрокомпонентов группы лейптинита для углей Новой Зеландии по данным [Sykes R., et al., 2004; Sykes R., 2004]

Тем не менее, основываясь на результатах для всех исследованных углей, представленных в работах [Sykes R., et al., 2004; Sykes R., 2004], существует некоторая взаимосвязь между водородным индексом, выходом парафиновых углеводородов при пиролизе и содержания мацералов группы лейптинита в угле (рисунок 7). Поэтому главным критерием для оценки нефтегазогенерирующих свойств углей в этой работе является водородный индекс.

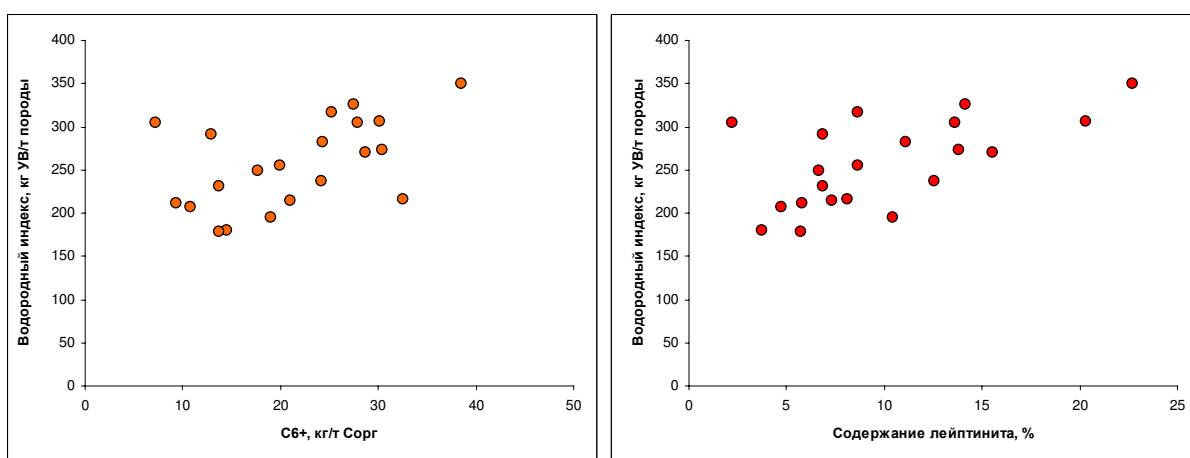


Рисунок 7. Зависимость водородного индекса от выхода жидких н-алканов при пиролизе и содержания лейптинита в угле по данным [Sykes R., et al., 2004; Sykes R., 2004]

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

2.1. Пробоподготовка кернового материала и наработка экстрактов

Отбор кернового материала осуществлялся в региональном кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть» из керна по разрезу поисково-разведочных скважин Томской области.

Образцы кернов очищались от случайных внешних загрязнений, появившихся в течении отбора и хранения, с помощью жесткой щетки.

Далее образцы механически дробили в шаровой мельнице «Fritsch» (Германия). Крупные куски кернов предварительно измельчались на щековой дробилке. В целях избежания неконтролируемых диффузионных осложнений в процессе экстракции, полученные в результате дробления порошки породы просеивали через сито с отбором фракции зерен размером менее 0,5 мм.

Извлечение экстрактов из пород осуществляли методом холодной экстракции при помощи хлороформа в аппарате Сокслета. Продолжительность экстракции составляла около 50 часов. Окончание экстракции контролировалось сменой растворителя в экстракционной колбе: если свежая порция растворителя после 10-12 часов экстракции приобретала лишь слабую по сравнению с начальной окраску, то операция считалась законченной [Успенский В.А. и др., 1975].

2.2. Пиролитический анализ пород по технологии Rock-Eval

В основе метода Rock-Eval лежит термическое моделирование эволюции нефтематеринской породы. Для этого навеска породы массой до 100 мг нагревается в токе инертного газа при программируемом профиле температуры. По мере повышения температуры в печи пиролиза вначале происходит испарение свободных углеводородов. При дальнейшем повышении температуры происходит термическое разрушение керогена (не растворимого органического вещества), сопровождающееся выделением как газообразных, так и жидких продуктов деструкции. Высвобождающиеся углеводороды током инертного газа подают в пламенно-ионизационный детектор (ПИД), который фиксирует их количество. Таким образом, данный метод позволяет судить о количестве свободных углеводородов, содержащихся в поровом пространстве, и об остаточном нефтяном потенциале органического вещества породы.

Анализ образцов пород производился на установке Rock-Eval 6 Turbo французской фирмы Vinci Technologies. Данная модификация прибора Rock-Eval помимо печи пиролиза дополнительно оснащена печью для окисления образца (рисунок 8), и двумя

инфракрасными (ИК) ячейками для регистрации выделяющихся в ходе пиролиза и окисления CO и CO₂. Регистрация CO и CO₂ на стадии пиролиза в режиме реального времени позволяет получить информацию о степени окисленности органического вещества. Дополнительная стадия окисления позволяет определять полное содержание в породе органического и минерального углерода.

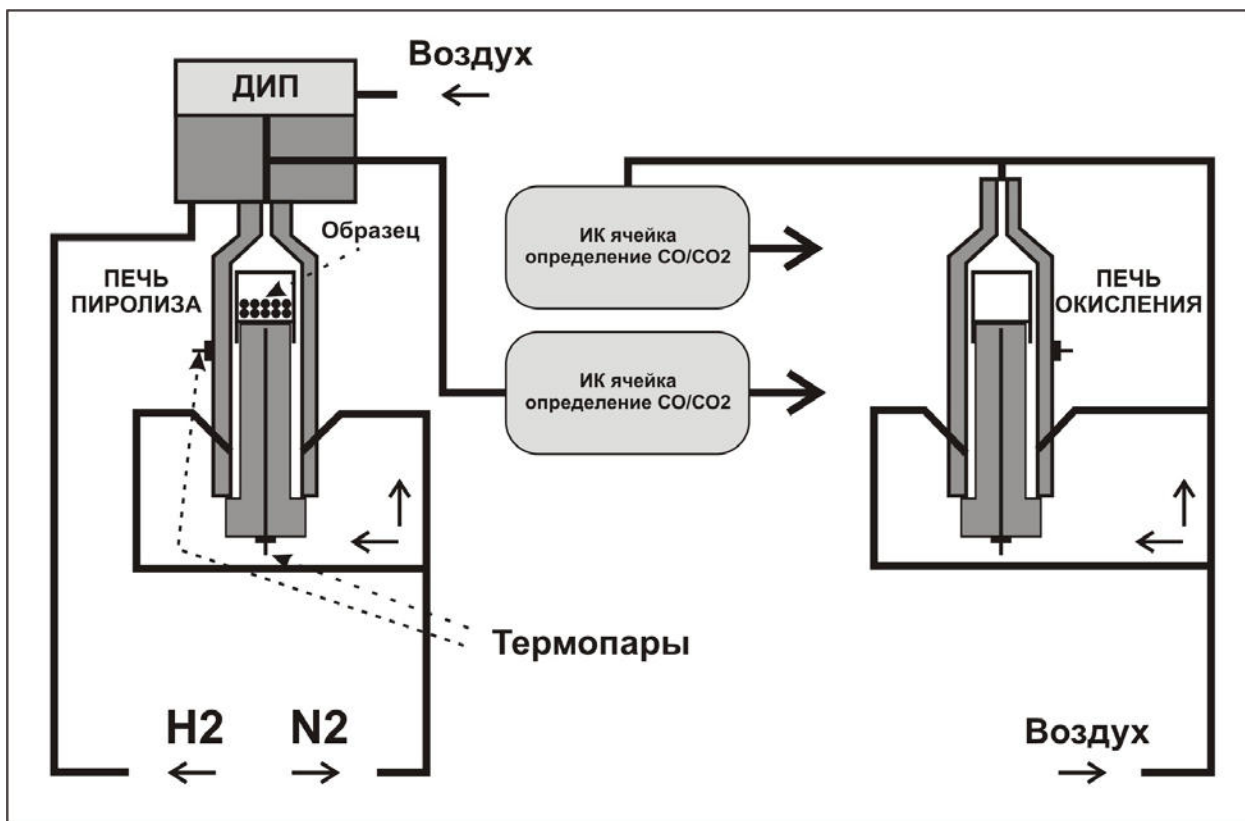


Рисунок 8. Схема прибора «Rock-Eval 6 Turbo»

Метод «BulkRock». Оценка нефтяного потенциала пород выполнялась основным методом прибора Rock-Eval (method «BulkRock»). Этот метод используется для проверки всех типов образцов и позволяет определять весь набор доступных Rock-Eval параметров. Параметры температурного режима этого метода указаны в таблице 3. Перечень определяемых и расчетных параметров представлен в таблицах 4 и 5. Типичные диаграммы результатов анализа образца породы методом «BulkRock» представлены на рисунке 9. Диаграммы a, b, c – диаграммы пиролиза; d, e, f – диаграммы окисления.

Таблица 3. Температурный режим метода «BulkRock»

	Начальная температура, °C	Конечная температура, °C	Скорость нагрева, °C/мин.	Начальный шаг, мин.	Конечный шаг, мин.
Пиролиз	300	650	25	3	0
Окисление	300	850	20	1	5

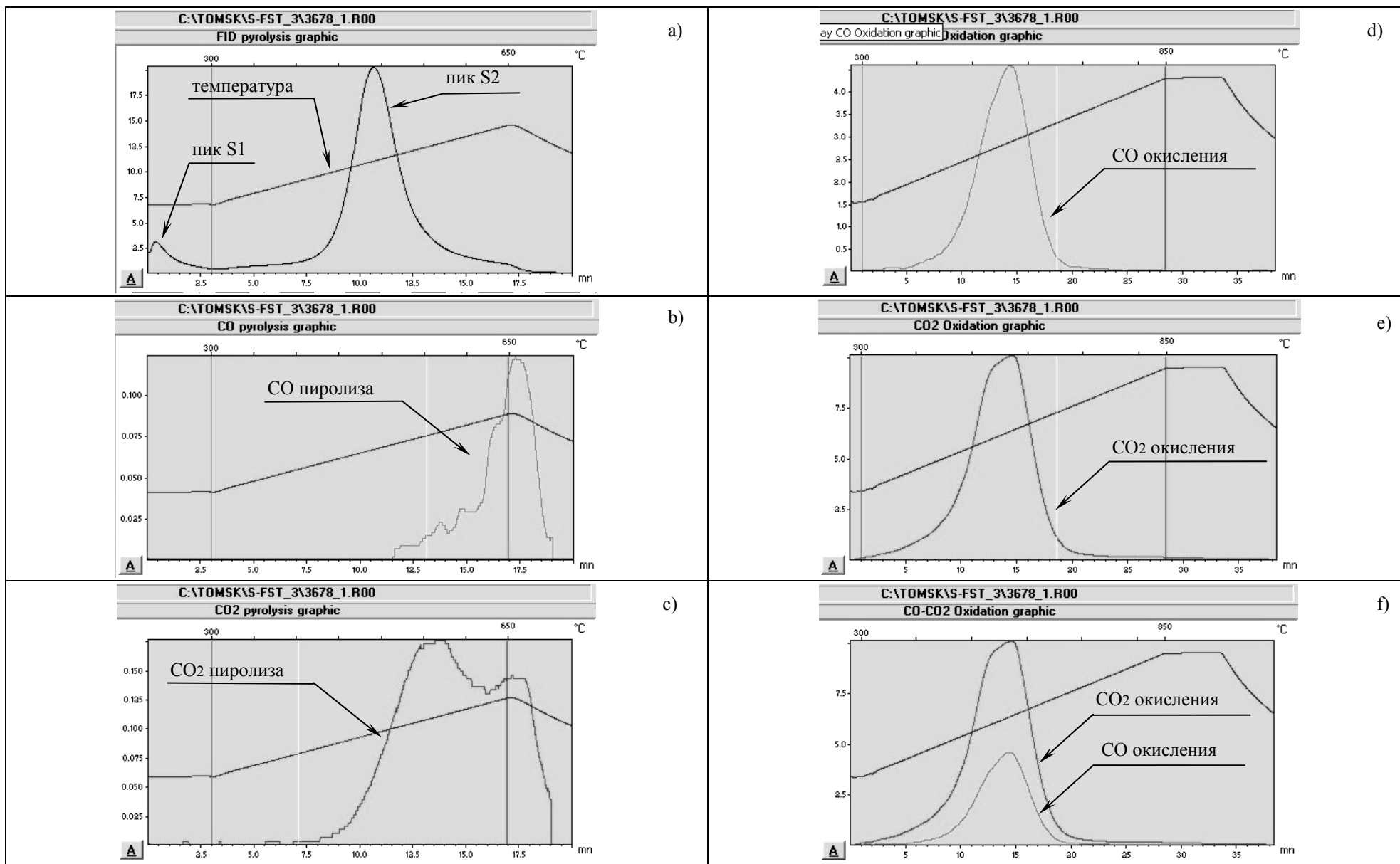
Таблица 4. Определяемые параметры метода «BulkRock»

Параметр	Детектор/печь	Ед. измерения	Примечание
S ₁	ПИД / пиролиз	кгУВ/т обр.	Свободные углеводороды
S ₂	ПИД / пиролиз	кгУВ/т обр.	Нефтяной потенциал
TrS ₂	Термопара / пиролиз	°С	Температура максимума пика S ₂
S ₃	ИК / пиролиз	кг CO ₂ /т обр.	CO ₂ из органического источника
S ₃ '	ИК / пиролиз	кг CO ₂ /т обр.	CO ₂ из минерального источника
S ₃ CO	ИК / пиролиз	кг CO/т обр.	CO из органического источника
S ₃ 'CO	ИК / пиролиз	кг CO/т обр.	CO из органического и минерального источников
S ₄ CO ₂	ИК / окисление	кг CO ₂ /т обр.	CO ₂ из органического источника
S ₄ CO	ИК / окисление	кг CO/т обр.	CO из органического источника
S ₅	ИК / окисление	кг CO ₂ /т обр.	CO ₂ из минерального источника

Таблица 5. Расчетные параметры метода «BulkRock»

Параметр	Ед. измерения	Формула	Примечание
Tmax	°С	TrS ₂ -ΔTmax*	Tmax
PI		S ₁ /(S ₁ +S ₂)	Коэффициент продуктивности
PC	% вес.	{[(S ₁ +S ₂)*0.83]+[S ₃ *12/44]+ +[(S ₃ CO+S ₃ 'CO/2)*12/28]}*0.1	Пиролизуемый органический углерод
RC	% вес.	[S ₄ CO*12/28]*0.1	Остаточный органический углерод
TOC	% вес.	PC+RC	Общий органический углерод
HI	кг УВ/т Сорг	S ₂ *100/TOC	Водородный индекс
OI	кг CO ₂ /т Сорг	S ₃ *100/TOC	Кислородный индекс
OI CO	кг CO/т Сорг	S ₃ CO*100/TOC	CO кислородного индекса
MinC	% вес.	{[S ₃ '*12/44]+[(S ₃ 'CO/2)*12/28]+ +[S ₅ *12/44]}*0.1	Минеральный углерод

* ΔTmax определяется при калибровке прибора по стандартному образцу.



*FID – flame ionization detector (пламенно-ионизационный детектор, ДИП)

Рисунок 9. Диаграммы результатов пиролиза образца породы по методу «BulkRock»

Точность метода Rock-Eval. Достоверность результатов анализа на приборе ROCK-EVAL 6 TURBO обеспечивается поверкой стандартного образца «IFP 160000». Для этого при анализе образцов породы каждый 10 анализ должен выполняться для стандарта «IFP 160000». Результаты анализа пород считаются достоверными, если отклонение значений параметров пиролиза для стандарта не превышают установленных VINCI TECHNOLOGIES значений (таблица 6).

Таблица 6. Значения параметров пиролиза для стандарта «IFP 160000»

Параметр	Значение	Допустимое отклонение
S ₁	0,14	+/- 0,07
S ₂	12,43	+/- 0,50
S ₃	0,79	+/- 0,20
S ₃ CO	0,30	+/- 0,20
T _{max}	416	+/- 2
T _{peak}	455	+/-2
RC	2,17	+/- 0,10
TOC	3,28	+/- 0,14
MINC	3,26	+/- 0,12

Однако стандартный образец «IFP 160000», имея не высокий нефтяной потенциал S₂ и низкое содержание общего органического углерода TOC (таблица 6), не является типичным представительным для большинства нефтематеринских пород Томской области, содержащих до 25% TOC (до 90% для углей) и имеющих высокие значения S₂. Поэтому лабораторией геохимии и пластовых нефтей был подготовлен стандарт «2137» приготовленный из породы баженовской свиты Томской области. Он был детально исследован нами совместно с французскими специалистами (Espitalie J. и Antonas R.) в исследовательском центре Vinci Technologies. Полученные значения параметров пиролиза для стандарта «2137» представлены в таблице 7.

Таким образом, контроль за достоверностью результатов пиролиза выполняется с использованием двух стандартов: «IFP 160000» и «2137». Каждый 10 анализ выполняется для стандарта «2137», для стандарта «IFP 160000» - каждый 30-50 анализ.

Анализ образцов углей на приборе Rock-Eval проводился согласно методическим рекомендациям, описанным в [Sykes R. and Snowdon L.R., 2002]. Для того чтобы не было перегрузки детекторов, масса загружаемых углей составляла 10±2 мг.

Таблица 7. Значения параметров пиролиза для стандарта «2137»

Параметр	Значение	Допустимое отклонение
S ₁	4,32	+/- 0,50
S ₂	68,68	+/- 1,50
S ₃	0,33	+/- 0,04
S ₃ CO	0,30	+/- 0,10
T _{max}	428	+/- 2
T _{peak}	465	+/- 2
RC	4,17	+/- 0,10
TOC	10,26	+/- 0,22
MINC	0,33	+/- 0,05

2.3. Масс-спектрометрический анализ углеводородных фракций

Для получения сопоставимых результатов хроматомасс-спектрометрические анализы нефтей и хлороформенных экстрактов пород выполнялись по единой методике на приборе Hewlett-Packard с использованием кварцевой капиллярной колонки в режиме линейного программирования температуры. Чтобы избежать искажения состава углеводородов, особенно низкомолекулярной части, которое часто является побочным эффектом жидкостно-адсорбционного разделения образцов и последующей отгонки растворителя, все анализы проводились без предварительного выделения фракций метано-нафтеновых и сернисто-ароматических углеводородов. Образцы подвергались только предварительному обезвоживанию с использованием хлористого кальция и безводного сульфата натрия.

При проведении корреляции нефть-нефть и нефть-экстракт совсем не обязательно использовать абсолютные значения концентраций тех или иных компонентов. Значительно удобнее для этих целей пользоваться относительным содержанием отдельных классов соединений. Важно, чтобы расчет проводился по одной методике. В данной работе за основу количественных расчетов положены значения площадей пиков, получаемые путем автоматического интегрирования пиков на масс-фрагментограммах по тому или иному характеристическому иону.

Корректное сопоставление результатов и правильные выводы невозможны без метрологической оценки получаемых результатов. Иными словами, чтобы провести границу и ответить на вопрос «свой-чужой», нужно быть уверенным, что различия между величинами находятся за пределами погрешности аналитического определения. Для этого необходимо знать погрешность метода, которая определяется путем анализа нескольких параллельных проб [ГОСТ Р ИСО 5725-2002 часть 1-6].

Погрешность метода определялась путем анализа параллельных проб нескольких нефтей. Пробы были подобраны таким образом, чтобы максимально отличались по своему составу. Результаты приведены в таблице 8, из которой следует, что относительное отклонение от среднего значения большинства параметров не превышает 5 %. Исключение составляет только параметр 4/МДБТ/1МДБТ и МА/Алк.

Качество ХМС анализа проверялось по внутреннему стандарту лаборатории, за который принят образец нефти скв. 2р Южно-Черемшанского месторождения (инт. 2676-2683 м, пласт Ю₁³)

В таблице 9 представлены молекулярные параметры, которые рассчитывались для хлороформенных экстрактов и нефтей на основе хроматомасс-спектрометрических анализов.

Таблица 8. Результаты параллельных масс-спектрометрических анализов нефтей

Нефть	Геохимические параметры										
	Pr/Ph	Ki	MPI-1	DNR-1	4МДБТ/1МДБТ	H/(H+M)	St-C ₂₉ ββ/(ββ+αα)	MA/Алк	ABI	Kp	BNFR
Верхнекомбарское 290	5,83	0,82	0,69	1,14	-	0,79	0,68	0,34	0,95	1,16	1,00
Верхнекомбарское 290	5,64	0,84	0,68	1,21	-	0,80	0,67	0,29	0,92	1,19	1,05
Южно-Черемшанское 2	1,14	0,96	0,55	1,03	1,90	0,83	0,73	3,95	0,97	0,57	1,12
Южно-Черемшанское 2	1,24	0,94	0,52	0,97	2,06	0,88	0,68	5,46	0,92	0,58	1,16
Южно-Черемшанское 2	1,12	0,94	0,56	0,96	1,80	0,88	0,67	4,74	1,02	0,51	1,11
Южно-Черемшанское 2	1,13	0,93	0,53	1,02	1,74	0,87	0,72	4,96	0,99	0,56	1,10
Относительное отклонение, %	1,7-4,2	1,2	0,7-2,9	3,0-3,1	6,5	0,6-2,4	0,7-3,6	7,9-11,4	1,6-3,7	1,3-4,9	2,0-2,4

Примечание: расшифровка молекулярных параметров приведена в таблице 9.

Таблица 9. Список молекулярных параметров, расчет которых проводился для хлороформенных экстрактов из углей, а так же нефтей на основе хроматомасс-спектрометрических анализов.

Параметр	Формула расчета	Описание	Лит. источник
Pr/Ph	Pr/Ph (m/z 57)	Отношение содержания пристана и фитана	Peters K.E. et al., 2005
Ki	$(Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$ (m/z 57)	Изопреноидный коэффициент, соотношение содержания суммы изопреноидов пристана и фитана и суммы n-C ₁₇ и n-C ₁₈	Петров Ал.А., 1974
MPI-1	$1,5*(2MP+3MP)/(0,69*P+1MP+9MP)$ (P-фенантрен, m/z 178; MP – метилфенантрен, m/z 192; 0.69-коэффициент, учитывающий разницу при расчете по масс-фрагментограммам и по пламенно-ионизационному детектору)	Метилфенантреновый индекс	Radke M. et al., 1986
DNR-1	$(2,6DMN+2,7DMN)/1,5DMN$ (DMN-диметилнафталин, m/z 156)	Диметилнафталиновое отношение	Alexander R. et al., 1985
4МДБТ/ 1МДБТ	$4МДБТ/1МДБТ$ (МДБТ-метилдibenзотиофен, m/z 198)	Метилдibenзотиофеновое отношение	Radke M. et al., 1986
H/(H+M)	$H/(H+M)$ (H-гопан, M-моретан, m/z 191)	Гопан-моретановый индекс	Peters K.E. et al., 2005
St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)	$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ (ββ и αα – S и R изомеры 5α,14β,17β (H)-Стигмастана и 5α,14α,17α(H)-Стигмастана, m/z 218)	Соотношение содержания ββ и αα изомеров стеранов состава C ₂₉	Peters K.E. et al., 2005
МА/Алк	Пентадецилбензол/n-C ₂₂ * 100 (m/z 91 и 57)	Отношение содержание алкилбензолов и n-алканов	Гончаров И.В. и др., 2006
АВІ	$(C_{15}+C_{17}+C_{19})/(C_{14}+C_{16}+C_{18})$ Сi – площади пиков соответствующих n-алкилбензолов (i – число атомов углерода заместителя), m/z 91	алкилбензоловый индекс	Oblasov N.V. et al., 2009
Кр (Нч/Ч)	$(n-C_{25}*n-C_{27})/n-C_{26}^2$, (m/z 57)	соотношение содержания алканов с чётным и нечётным числом атомов углерода в молекуле	Гончаров И.В. и др., 2003
BNFR	$lg((BNF[2,1-d]+BNF[1,2-d])/BNF[2,3-d]+1)$ (BNF-бензонафтофуран, m/z 218)	Бензонафтофурановое отношение	Oblasov N.V. et al., 2007

2.4. Другие аналитические методы, использованные в работе

- Углетрография

Углетрографические исследования проводились в трех разных лабораториях (ИГиРГИ, ИНГГ СО РАН, ОАО «ЗСМК»).

Описания углей были выполнены в ИГиРГИ. Использована международная терминология. Определение показателя отражения витринита (R_o) проводили в аншлифах на микроспектрофотометрической установке МСФУ-ЭВМ фирмы ЛОМО (увеличение 1000^x , размер фотометрируемой площадки 3 мкм)

Петрографический и рефлектограммный анализы угольных проб выполнялись в коксохимической лаборатории ОАО «Западно-Сибирский металлургический комбинат» с использованием автоматизированной установки «СИАМС-620» и компьютерных программ, 1200-1500 замерами в каждой пробе согласно ГОСТ 9414-94.

- Элементный анализ

Элементный анализ углей проводился в лаборатории инструментальных методов анализа СНИИГТиМС с использованием установки определения элементного состава пиролитическим сжиганием в токе кислорода.

- Изотопный анализ газов

Изотопные исследования состава углерода углеводородов определялся во ВНИГНИ на масс-спектрометре VG OPTIMA (ISOTECH), фирмы Fisons. Результаты изотопных измерений даны в единицах PDB. Точность единичного измерения $\pm 0,5 \text{ ‰}$.

Изотопный состав индивидуальных углеводородов также измерялся в ГЕОХИ на масс-спектрометре «Finnigan Mat Delta Plus».

- Компонентный состав газа

Попутные нефтяные газы анализировались на хроматографе «Кристалл 2000М» с использованием колонок с молекулярными ситами и порпаком Q. Количественный расчет проводили с использованием специальной программы «Хроматэк аналитик».

3. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УГЛИСТОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Угленасыщенность осадочных отложений 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]. Что касается Томской области, то здесь угленосными являются юрские отложения (рисунок 10), однако, несмотря на низкую степень изученности палеозоя, для доюрских отложений этот вопрос остается открытым, учитывая, что в соседнем Кузбассе ведется промышленная добыча угля карбонового и пермского возраста.

Угленосные отложения нижней, средней и верхней юры, залегающие в основании платформенного осадочного чехла Западно-Сибирской плиты на эрозионно-денудационной поверхности доюрского (палеозойского) фундамента, в пределах Томской области характеризующейся как различным литолого-фациальным составом, так и различной степенью угленасыщенности разреза. При рассмотрении строения и угленосности юрских отложений использовались материалы каротажного материала поисковых и разведочных скважин, при обобщении были учтены материалы палеогеографического анализа, выполненного СНИИГГиМСом [Сурков В.С. и др., 1999г.], материалы «Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири» [Шурыгин Б.Н. и др., 2000г.], монография В.А. Конторовича «Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири» (2002 г.), отчеты ТО СНИИГГиМС (Е.Е. Даненберг «Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты (Томская область)», 1983 г.; Е.Е. Даненберг «Разработка критериев поисков ловушек неантиклинального типа в юрских отложениях Томской области», 1985г. и др.)

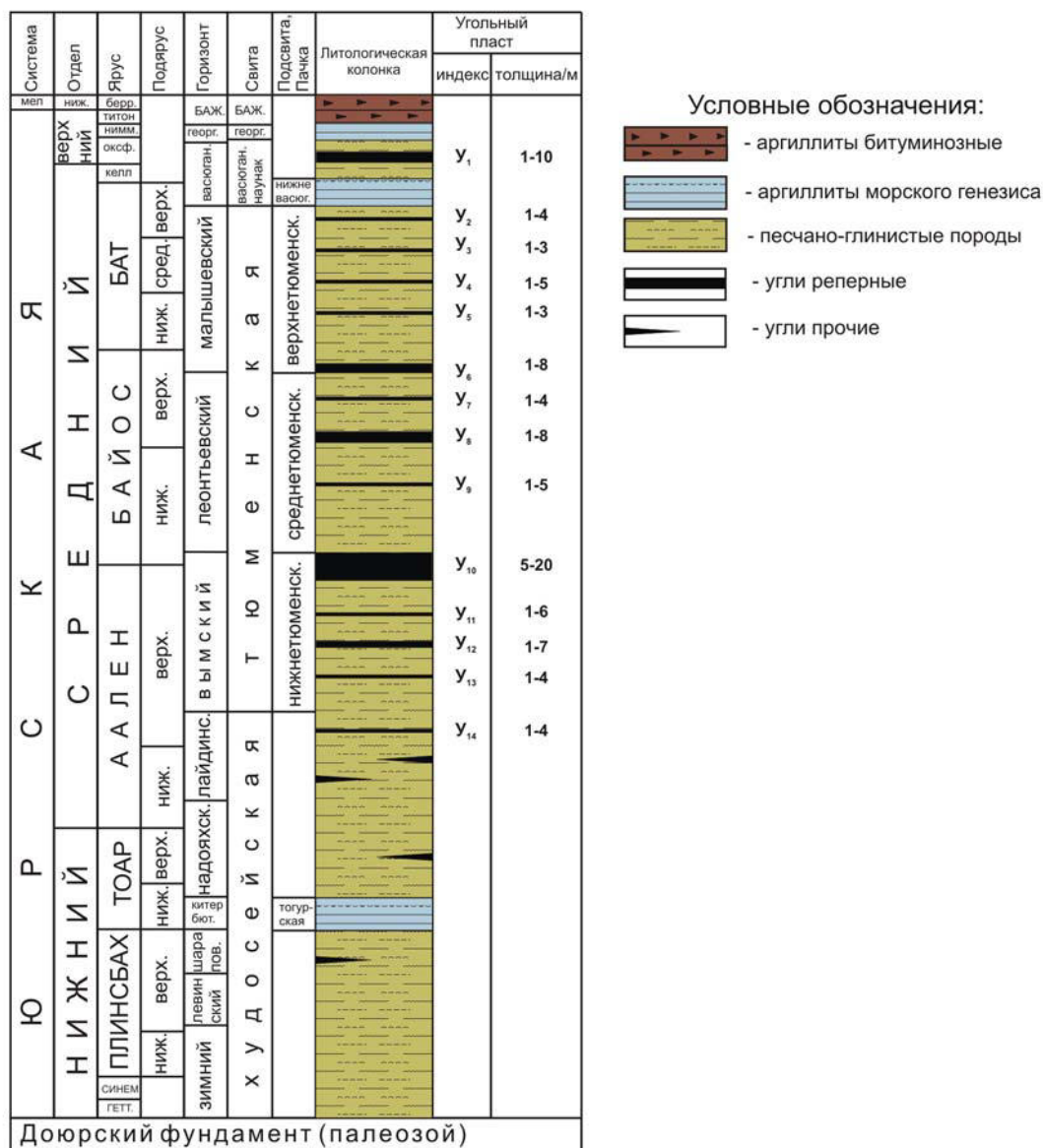


Рисунок 10. Стратиграфическое расчленение юрских отложений юго-востока Западной Сибири [Даненберг Е.Е., 1983; Шурыгин Б.Н. и др., 2000]

Томская область, согласно разработанной СНИИГГиМСом схеме стратификации отложений юры, расположена в зоне сочленения Обь-Тазовской переходной (от морских к континентальным отложениям) и Обь-Иртышской континентальной фациальных областей. При этом первая занимает более значительную площадь – западную, центральную и частично восточную части, вторая – лишь частично восточную часть Томской области. Юрские отложения, толщины которых в наиболее прогнутых местах доюрского фундамента достигают 500м и более, и практически покрывающие всю территорию Томской области, подразделяются на 10 региональных литолого-стратиграфических горизонтов (снизу вверх) – зимний, левинский, шараповский, китербютский, надояхский, лайдинский, вымский, леонтьевский, малышевский и

васюганский. Формирование горизонтов подчинялось тектоническим и палеографическим процессам, основу которых составляли периодические эвстатические колебания, обусловившие ритмичность трансгрессивных и регрессивных циклов осадконакопления, что отразилось на литологическом составе и фациальных особенностях каждого горизонта. Если зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский горизонты, формировавшиеся в периоды регрессивных циклов, имеют более опесчаненный состав и преимущественно континентальные фации, то залегающие между ними левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский горизонты, формирование которых происходило в периоды трансгрессии морского бассейна, имеют более глинистый состав и более мористую фациальную характеристику, что наблюдается на схематических картах угленосности ряда горизонтов (рисунки 11-14). Угленасыщенность юрских отложений по скважинам и горизонтам также представлена в таблице 10.

Юрские отложения содержат 14 реперных угольных пластов ($У_1$ - $У_{14}$). При этом почти все они, кроме $У_1$, приурочены к сравнительно более широко распространенным в территориальном плане отложениям средней юры, т.е. к средним горизонтам толщи. При составлении схем корреляции использовались разработки СНИИГГиМС (1983г.), СНИИГГиМС и ИГНГ СО РАН (2000г.) по фациальным особенностям отложений к составу угольных пластов по каждому горизонту, а выделение наиболее четких реперных пластов $У_6$ и $У_{10}$, определяющих границы верхних, наиболее угленасыщенных горизонтов (малышевского, леонтьевского и вымского), проводилось на основе разработок ГО СНИИГГиМС (1985г.). Эти разработки были выполнены по группе площадей в наиболее угленосном районе юго-восточной части Нюрольской мегавпадины. При этом использовались в качестве эталонных, разрезы скважин 2 и 11 Нижнетабаганской, 17 Калиновой и 21 Северо-Калиновой площадей с выделенными в них угольными пластами [Даненберг Е.Е., 1985].

Горизонты нижней юры – зимний (геттанг-верхний плинсбах), левинский (верхний плинсбах), шараповский (верхний плинсбах) и китербютский (нижний тоар), а также надояхский (тоар-нижний аален) сколько-нибудь существенной угленасыщенностью не обладают, в разрезе этих отложений широкого развития значительных и протяженных угольных пластов, которые могут быть региональными реперами, не зафиксировано, хотя наличие углей в единичных скважинах отмечается. Так, в скважинах Гордеевской 1 и Налимьей 3, расположены в южной части Нюрольской мегавпадины, в верхах шараповского горизонта по данным ГИС отмечено наличие угольных пластов: в первой – на глубине 3250м, мощность пласта 4м, во второй – на глубине 3462м, мощность пласта 10м. Помимо этого 10-метрового угольного пласта в разрезе горизонта зафиксирован ещё

ряд маломощных угольных прослоев, таким образом, суммарная мощность углей шараповского горизонта в скважине 3 Налимьей составила 14м. Однако угольные пласты горизонта имеют ограниченное расположение, в ряде скважин, как, например, Северо-Айсазская 1, Глуховская 1, Саймовская 1, Сутыгинская 1, Пономаревская 2, вскрывших горизонт, угли в нем отсутствуют.

Формирование зимнего, левинского и шараповского горизонтов шло в континентальных условиях за счет денудации и сглаживания горных сооружений палеозойского фундамента и накопления обломочного материала в речных долинах, приуроченных к надрифтовым желобам, а так же в озерах, дельтах, болотах располагавшихся в наиболее прогнутых депрессиях и на водоразделах. Благоприятных условий для широкого площадного углеобразования здесь не существовало, поскольку шло интенсивное выравнивание контрастного рельефа, и сами подтогурские отложения имеют ограниченное распространение. Литологический состав отложений разнообразен: песчаники, гравелиты, конгломераты, алевролиты, аргиллиты, иногда – прослойки и линзы углей.

К зимнему горизонту приурочена группа нефтегазоносных песчаных пластов Ю₁₇, к шараповскому – Ю₁₆, левинский горизонт, формировавшийся в условиях некоторого повышения уровня моря в эстуариях, озёрно-лагунных системах и на водораздельных озёрах и болотах, по составу более глинистый и является первым флюидоупором в нижнесреднеюрской толще. Суммарная мощность горизонта – до 180м.

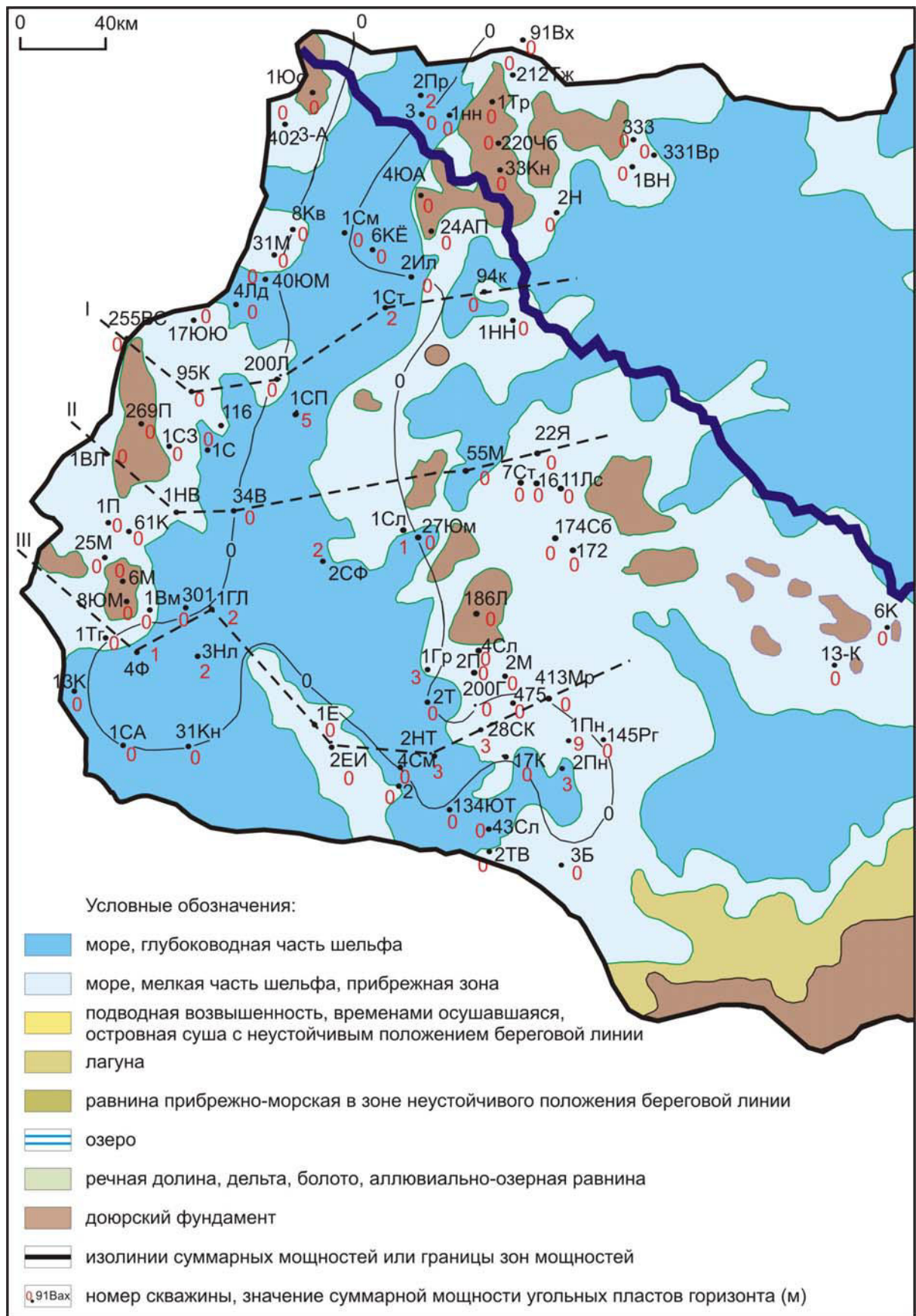


Рисунок 11. Палеогеографическая схема [Сурков В.С. и др., 1999] и угленасыщенность лайдинского горизонта.

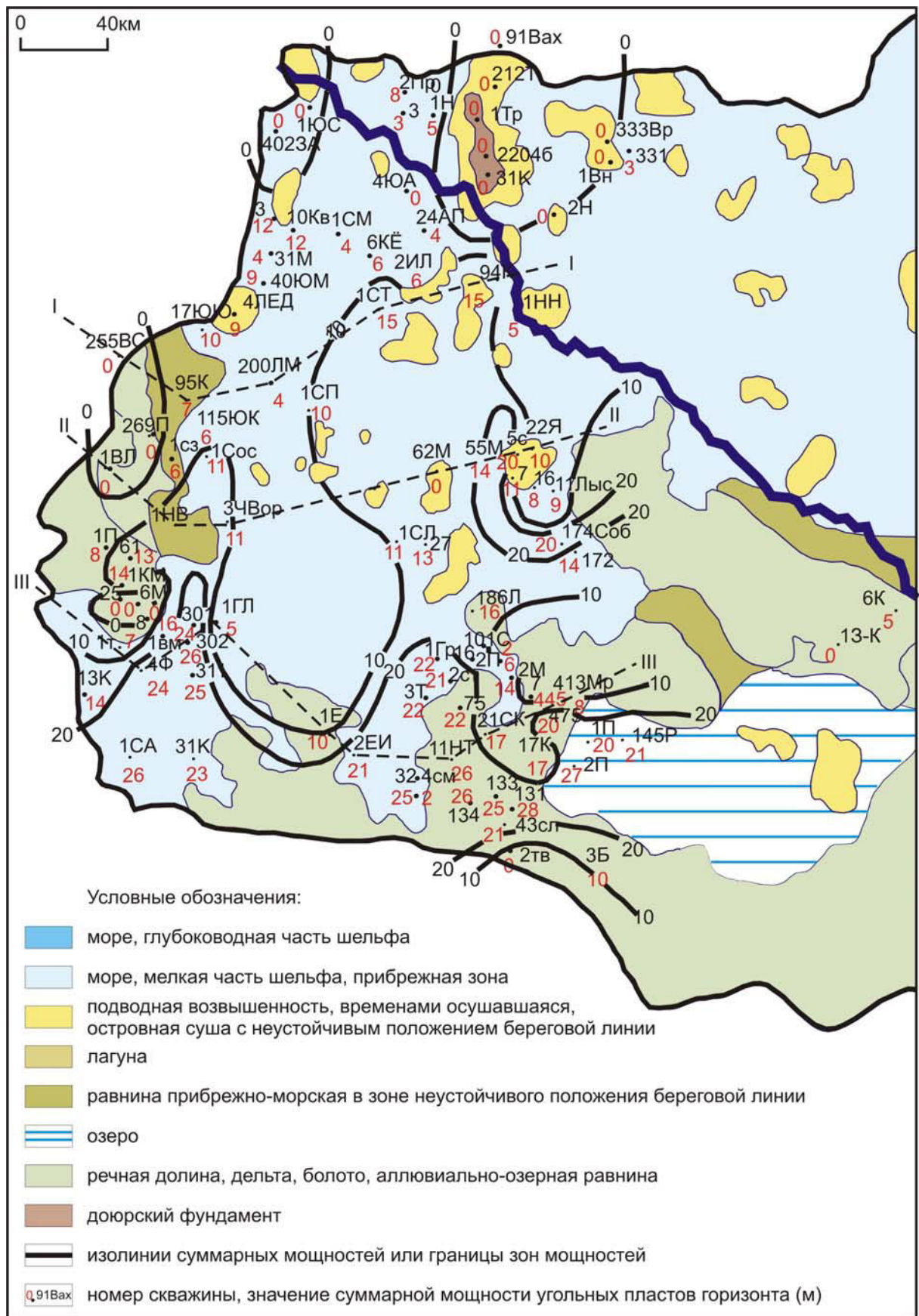


Рисунок 12. Палеогеографическая схема [Сурков В.С. и др., 1999] и угленасыщенность вымского горизонта.

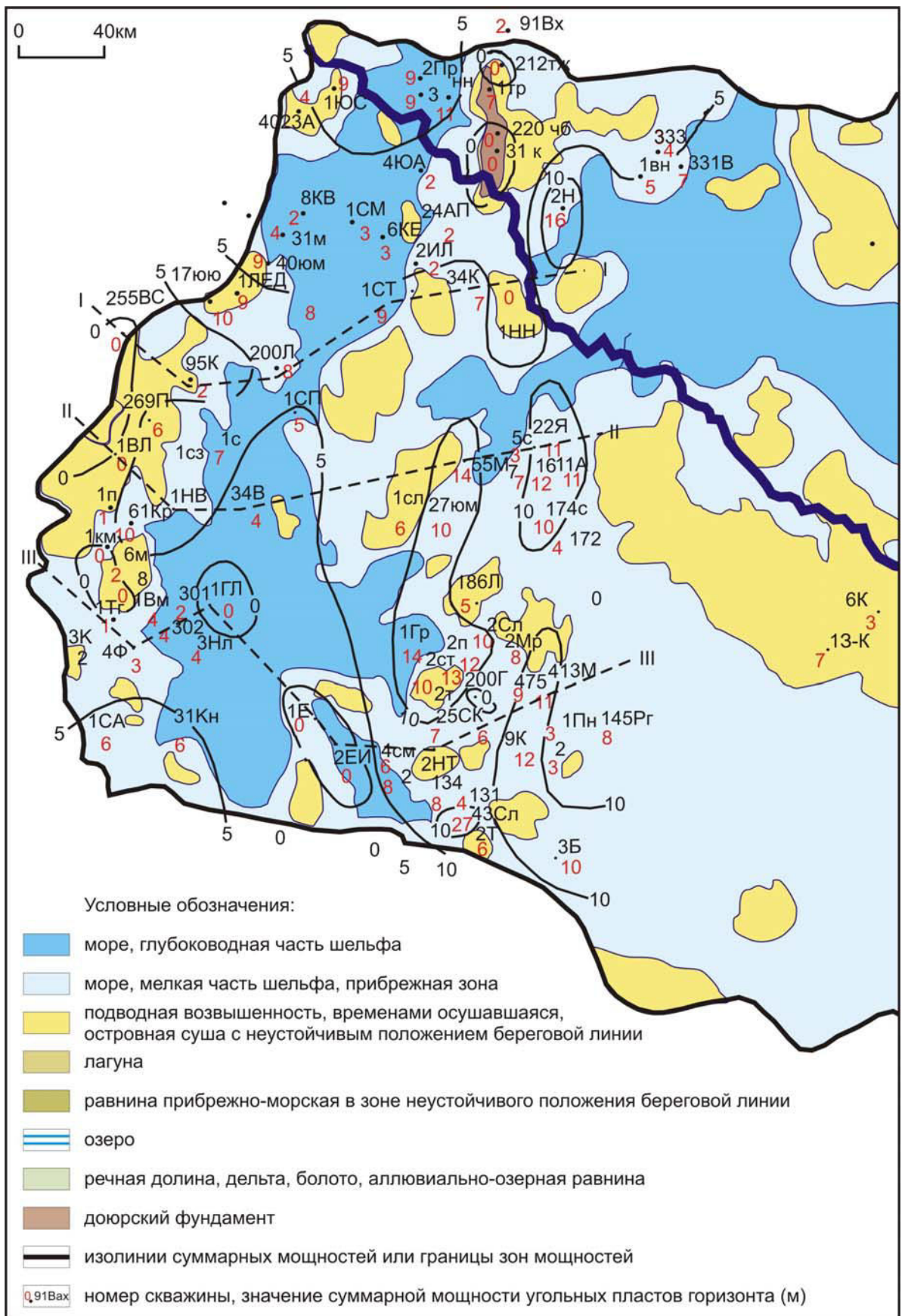


Рисунок 13. Палеографическая схема [Сурков В.С. и др., 1999] и угленасыщенность леонтьевского горизонта.

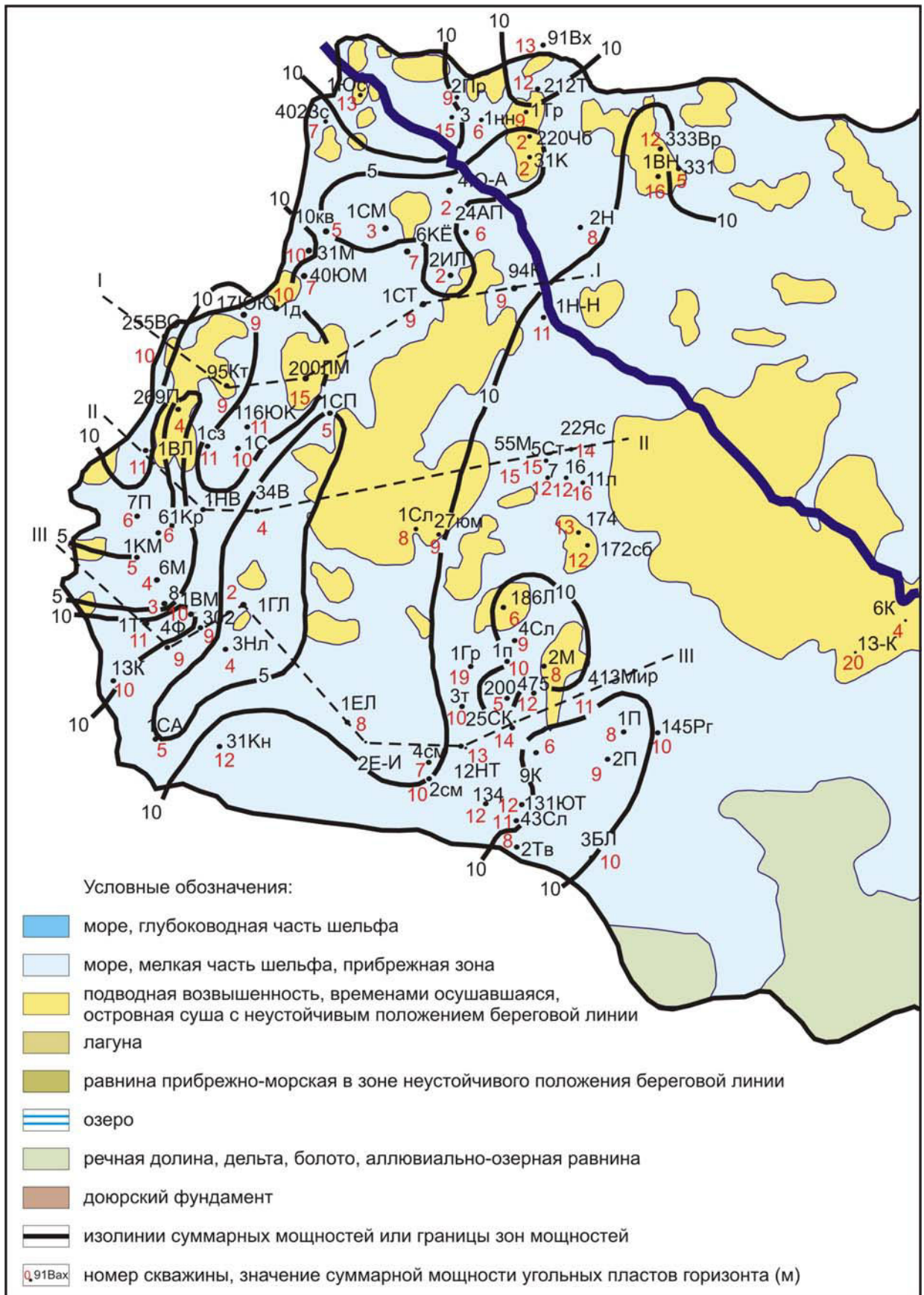


Рисунок 14. Палеогеографическая схема [Сурков В.С. и др., 1999] и угленасыщенность мальшевского горизонта.

Таблица 10. Толщины угольных пластов юрских отложений отдельных скважин Томской области.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	Сумма	Сумма	Примечания
		У ₁	У _{2-У₆}	У _{7-У₉}	У _{10-У₁₃}	У ₁₄	-	-	н+ср юра	юра	
Болтная	3	9	10	10	10	0	0	0	30	39	
Вартовская	331	7	5	7	3	0	0	0	15	22	
Вартовская	333	6	12	4	0	0	0	0	16	22	
Вахская	91	1	13	2	0	0	0	0	15	16	
Верхне-Останинская	475	2	12	9	20	0	0	0	41	43	
Весенняя	255	0	10	0	0	0	0	0	10	10	
Волковская	1	0	11	0	0	0	0	0	11	11	
Восточно-Моисеевская	1	3	10	4	16	0	0	0	30	33	
Восточно-Никольская	1	4	16	5	0	0	0	0	21	25	
Герасимовская	200	0	5	0	5	0	0	0	10	10	
Глуховская	1	2	2	0	5	2	0	0	9	11	
Гордеевская	1	2	19	14	22	3	1	4	63	65	
Гураринская	181	0	5	0	0	0	0	0	5	5	Pz не вскрыт при бурении
Елей-Игайская	2	6	0	0	21	0	0	0	21	27	
Елейская	1	10	8	0	10	0	0	0	18	28	
Западно-Аленкинская	402	1	7	4	0	0	0	0	11	12	
Западно-Карайская	1	3	10	2	14	0	0	0	26	29	
Западно-Колпашевская	1	6	20	7	0	0	0	0	27	33	

Продолжение таблицы 10.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	н+ср. юра	юра	Примечания
Ильякская	2	1	2	2	6	0	0	0	10	11	
Калиновая	9	6	6	12	16	0	0	0	34	40	
Калиновая	17	5	5	3	17	0	0	0	25	30	
Калиновая	16	5	4	14	15	0	0	0	33	38	
Карасевская	61	1	6	10	13	0	0	0	29	30	
Кассальская	16	5	12	12	8	0	0	0	32	37	
Катыльгинская	95	3	9	2	7	0	0	0	18	21	
Квартовая	3	4	3	1	12	0	0	0	16	20	
Квартовая	8	3	3	2	10	0	0	0	15	18	
Квартовая	10	2	5	2	11	0	0	0	18	20	
Колпашевская	6	0	4	3	5	0	0	0	12	12	
Кондаковская	31	2	2	0	0	0	0	0	2	4	
Кондаковская	33	1	0	0	0	0	0	0	0	1	
Корсево-Мелимовская	1	1	5	0	14	0	0	0	19	20	
Куль-Еганская	6	3	7	3	6	0	0	0	16	19	
Кыновская	31	2	12	6	23	0	0	0	41	43	
Ледовая	1	3	8	10	8	0	0	0	26	29	
Ледовая	4	0	10	8	9	0	0	0	27	27	
Ледовая	5	3	12	5	12	0	0	0	29	32	

Продолжение таблицы 10.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	н+ср. юра	юра	Примечания
Ломовая	200	0	15	8	4	0	0	0	27	27	
Лугинецкая	182	0	4	0	0	0	0	0	4	4	
Лугинецкая	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Pz не вскрыт при бурении
Лугинецкая	186	0	6	5	16	0	0	0	27	27	
Лысогорская	11	2	16	11	9	0	0	0	36	38	
Лэповская	1	0	6	5	0	0	0	0	11	11	
Маркинская	2	1	8	8	14	0	0	0	30	31	
Матюшкинская	31	3	10	2	4	0	0	0	16	19	
Мелимовская	25	1	3	0	0	0	0	0	3	4	
Мирная	413	1	11	11	8	0	0	0	30	31	
Моисеевская	6	1	4	2	0	0	0	0	6	7	
Мыльджинская	55	4	15	6	22	0	0	0	43	47	
Мыльджинская	62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Pz не вскрыт при бурении
Налимья	3	0	4	4	25	2	2	14	51	51	
Нижнетабаганская	2	3	6	7	25	3	0	0	41	44	
Нижнетабаганская	11	8	10	5	26	0	0	0	41	49	
Нижнетабаганская	12	7	13	6	23	0	0	0	42	49	
Никольская	2	2	8	16	0	0	0	0	24	26	
Новонадежденская	1	3	6	11	5	0	0	0	22	25	

Продолжение таблицы 10.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	н+ср. юра	юра	Примечания
Новоникольская	1	2	11	0	5	0	0	0	16	18	
Оленья	121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Павловская	1	1	5	1	8	0	0	0	14	15	
Павловская	7	0	6	0	7	0	0	0	13	13	
Пельгинская	1	4	10	8	13	0	0	0	31	35	
Пельгинская	2	1	7	12	16	0	0	0	35	36	
Первомайская	269	2	4	6	0	0	0	0	10	12	
Пономаревская	1	7	8	3	20	9	0	0	40	47	
Пономаревская	2	8	9	3	27	3	0	0	42	50	
Поньжевая	301	1	5	2	24	0	0	0	31	32	
Поньжевая	302	2	9	4	26	0	0	0	39	41	
Проточная	2	2	9	9	8	2	0	0	28	30	
Проточная	3	3	15	9	3	0	0	0	27	30	
Рогалевская	145	6	10	8	21	0	0	0	39	45	
Саймовская	1	2	3	3	4	0	0	0	10	12	
Салатская	1	0	8	6	11	1	0	0	26	26	
Северо-Айсазская	1	1	5	6	26	0	0	0	37	38	
Северо-Залесная	1	1	11	11	6	0	0	0	28	29	
Северо-Калиновая	21	3	6	6	17	0	0	0	30	33	

Продолжение таблицы 10.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	н+ср. юра	юра	Примечания
Северо-Калиновая	24	2	13	4	11	2	0	0	30	32	
Северо-Калиновая	25	2	14	6	11	0	0	0	31	33	
Северо-Калиновая	28	2	5	5	14	4	0	0	28	30	
Северо-Пионерская	1	3	5	5	7	8	0	0	25	28	
Северо-Тамбаевская	1	3	14	11	16	0	0	0	41	44	
Северо-Тамбаевская	2	2	19	13	21	0	0	0	53	55	
Сельвейкинская	1	1	6	7	10	0	0	0	23	24	
Сельвейкинская	2	2	5	10	6	0	0	0	21	23	
Сельвейкинская	4	1	9	4	0	0	0	0	13	14	
Смоляная	2	5	10	8	25	0	0	0	43	48	
Смоляная	4	6	7	6	32	0	0	0	45	51	
Соболиная	172	4	12	4	14	0	0	0	30	34	
Соболиная	174	3	13	10	20	0	0	0	43	46	
Солоновская	43	6	11	27	21	0	0	0	59	65	
Сосновская	1	4	10	7	11	0	0	0	28	32	
Ступенчатая	5	4	15	3	20	0	0	0	38	42	
Ступенчатая	7	5	12	7	11	0	0	0	30	35	
Сутыгинская	1	2	9	7	15	2	0	0	33	35	
Таволгинская	2	4	8	6	0	0	0	0	14	18	

Продолжение таблицы 10.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	н+ср. юра	юра	Примечания
Тагайская	1	3	11	1	7	0	0	0	19	22	
Таежная	212	1	12	0	0	0	0	0	12	13	
Тамбаевская	2	1	10	10	20	0	0	0	40	41	
Тамбаевская	3	0	10	9	22	0	0	0	41	41	
Трайгородская	1	1	9	7	0	0	0	0	16	17	
Федюшкинская	4	3	9	7	24	1	0	0	37	40	
Чапаевская	2	2	6	2	4	0	0	0	12	14	
Чворовая	3	2	4	11	4	0	0	0	19	21	
Чебачья	219	1.5	0.5	0	0	0	0	0	0.5	2	
Чебачья	220	2	2	0	0	0	0	0	2	4	
Чкаловская	3	8	9	7	4	0	0	0	20	28	
Чкаловская	9	3	8	3	15	0	0	0	26	29	
Южно- Александровская	4	4	9	2	0	0	0	0	11	15	
Южно-Катыльгинская	115	1	9	4	6	0	0	0	19	20	
Южно-Катыльгинская	116	2	11	11	4	0	0	0	26	28	
Южно-Матюшкинская	40	2	7	3	9	0	0	0	19	21	
Южно-Моисеевская	8	2	3	0	0	0	0	0	3	5	
Южно-Мыльджинская	27	2	9	10	13	0	0	0	32	34	
Южно-Соснинская	1	1	13	9	0	0	0	0	22	23	

Продолжение таблицы 10.

Площадь	№скв.	Васюг.	Малыш.	Леонт.	Вымск.	Лайдин.	Надоях.	Шарапов.	н+ср. юра	юра	Примечания
Южно-Табаганская	131	4	12	4	28	0	0	0	44	48	
Южно-Табаганская	133	3	12	6	25	0	0	0	43	46	
Южно-Табаганская	134	4	12	8	26	0	0	0	45	49	
Южно-Тамбаевская	75	3	14	7	22	0	0	0	43	46	
Южно-Юганская	17	1	9	9	10	0	0	0	28	29	
Ясная	22	4	14	11	10	0	0	0	35	39	

Китебютский горизонт раннего тоара (тогурская пачка) формировался так же, как и нижележащие горизонты, в депрессионных зонах в условиях кратковременной трансгрессии морского бассейна. Сформировавшаяся в наиболее погруженных частях Колтогорского мегапрогиба, Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин, а также в восточных районах Томской области мелководно-морская и лагунно-озерная толща тёмно-серых до черных, часто битуминозных, глинистых отложений с линзами и прослойками алевролитов и песчаников, повсеместно перекрыла отложения шараповского горизонта и является вторым региональным экраном и нефтематеринской толщей в нижнесреднеюрских отложениях. Мощность горизонта – 40-60м, реже – больше или меньше. Эти отложения не содержат углей. Выделение китебютского горизонта на схемах корреляции производилось по данным А.Э. Конторовича (2003г.)

Формирование **надояхского горизонта** (тоар – нижний аален) происходило в условиях резкого сокращения размеров и глубины раннетоарского мелководного морского бассейна. Он сохранился в западной части области в пределах наиболее контрастных депрессий Колтогорского мезопрогиба, Нюрольской, Усть-Тымской и Бакчарской мегавпадин, в прогибе между Пыль-Караминским и Ажарманским мегавалами. Здесь формировался комплекс мелководно-пребрежно-морских песчано-алеврито-глинистых осадков с преобладанием песчаников и алевролитов. Отложения содержат маломощные линзы углей. Склоны крупных положительных структур представляли собой озерно-болотные и прибрежные равнины, периодически заливавшиеся морскими водами. На востоке области формировались дельтовые, озерно-болотно-аллювиальные и лагунные отложения. Мощность горизонта до 50м. Угленасыщенность надояхского горизонта крайне низкая, встречающиеся в нем угольные пласты маломощны и редки. Так, например, в скважине Гордеевской 1 зафиксирован лишь один угольный пласт мощностью 1м, в скважине 3 Налимьей – два пласта по 1м. Обе скважины в палеогеографическом отношении расположены в пределах мелководного шельфового моря. В других скважинах, вскрывших надояхский горизонт, угли отсутствуют (Саймовская 1, Сутыгинская 1, Чкаловская 3, Сосновская 1, Нижнетабаганская 12 и др.) Низкую угленасыщенность горизонта можно объяснить, видимо, теми же причинами, что и для нижних горизонтов, т.е. отсутствием благоприятных фациальных условий для интенсивного углеобразования.

Надояхский горизонт содержит песчаные пласты группы Ю₁₅ и является третьим нефтегазоносным резервуаром в составе нижнесреднеюрских отложений.

Лайдинский горизонт (аален) формировался в условиях некоторого повышения уровня моря и продвижения бассейна на юг, особенно по Колтогорско-Уренгайскому

желобу. На территории Колтогорского мезопрогиба, Нюрольской, Усть-Тымской мегавпадин, Бакчарской мезавпадины и Виргатского прогиба отлагались преимущественно глинистые осадки, высокозольные угли и углистые аргиллиты. В формировании пластов угля и углистых аргиллитов широкое участие, наряду с высшими растениями принимали планктонные формы. Мелкое островное море тяготело в основном к системам валов и куполовидных поднятий Нижневартовского, Каймысовского сводов и Александровского сводов, Среднеवासюганского и др. мегавалов. Здесь отлагались глинистые осадки с алевроитовыми прослойками, с линзами и прослоями углей и углистых аргиллитов. На востоке Томской области располагалась система озерно-болотных и лагунных водоемов, а также озерно-болотные равнины, в которых шло накопление глинисто-алевритовых осадков с мелкопесчаными и углистыми прослоями. Мощность горизонта составляет 40-70м.

Угленасыщенность лайдинского горизонта в западной части Томской области сравнительно низкая. Суммарные мощности угольных пластов составляют, как правило, 1-5м, реже – более, как, например, в скважине 2 Пономаревской, где она достигает 9м. Угольные пласты обычно маломощные – 1-2м, иногда до 4м. Наиболее значительными являются пласт U_{14} , залегающий в верхней части горизонта. Это первый снизу региональный реперный угольный пласт в составе нижнесреднеюрской толщи. Его мощность 1-4м. Он развит не повсеместно, зона его развития тяготеет в основном к пониженным участкам палеорельефа, а именно к Колтогорско-Нюрольской депрессии. На повышенных участках пласт U_{14} , а также какие-либо другие угольные пласты в лайдинском горизонте отсутствуют, и его угленасыщенность характеризуется нулевыми отметками суммарных мощностей углей. Наличие угля на пониженных участках рельефа и отсутствие его на возвышениях связано, по всей видимости, с интенсивным переносом растительного материала с суши в морской бассейн. На востоке области, где существовала в основном та же палеогеографическая обстановка, в терригенных отложениях встречаются прослойки углей.

Лайдинский преимущественно глинистый горизонт повсеместно перекрыл песчано-алевритовые отложения надояхского горизонта и является третьим региональным экраном и потенциальной нефтематеринской толщей в нижнесреднеюрских отложениях.

Вышележащие горизонты – вымский, леонтьевский и малышевский развиты более широко по сравнению с нижними, более стабильны в разрезе и устойчивы по простиранию. Они составляют наиболее угленасыщенную часть нижнесреднеюрской толщи, содержат почти все, за исключением пласта U_{14} , реперные угольные пласты от U_2 до U_{13} , в том числе и наиболее значительные по мощности и устойчивые по простиранию

$У_6$ и $У_{10}$. Если определение надояхского и лайдинского горизонтов, присутствующих в наиболее глубоких разрезах ограниченного количества скважин, весьма затруднительно из-за не четкого положения пласта $У_{14}$ в кровле лайдинского горизонта, его малой мощности и иногда даже полного отсутствия, а также крайне редких определений присутствия в разрезах тогурской пачки (китербютского горизонта), подстилающей надояхский горизонт, то определение в разрезах положения вышележащих горизонтов облегчается присутствием реперных пластов $У_6$ и $У_{10}$. Выделение пластов $У_6$ и $У_{10}$, определяющих соответственно подошву малышевского и кровлю вымского горизонтов, особых затруднений не вызывает, поскольку оба пласта сравнительно более мощные и устойчивые по простиранию. Судя по эталонным скважинам (2 и 11 Нижнетабаганским, 17 Калиновой, 21 Северо-Калиновой), а также по другим скважинам, пласты $У_6$ и $У_{10}$ залегают, как правило, соответственно в среднем в 100 и 200м (плюс-минус 10-30м) ниже кровли тюменской свиты (рисунок 15). Такое, достаточно стабильное положение пластов в разрезе позволяет оперировать этими мощностями и определять положение пластов там, где это затруднительно в случаях сокращения их мощности. В эталонной скважине 2 Нижнетабаганской расстояние между кровлями пластов $У_{10}$ и $У_{14}$, т.е. практически мощность вымского горизонта, составляет 100м. Эта величина принятая нами как средняя и наиболее распространенная, использовалась для ориентировочного определения нижней границы вымского горизонта.

Региональная прослеживаемость основных реперных угольных пластов $У_6$ и $У_{10}$ и их положение в разрезе отражены на прилагаемых геологических профилях (рисунки 16-18). Оба пласта имеют широкое региональное развитие, они распространены как в депрессионных зонах, так и на положительных структурах, исключая лишь наиболее глубокую часть Нюрольской мегавпадины. На профиле I-I, проходящей от Весенней площади Каймысовского свода через южную часть Колтогорского прогиба на Вартовскую площадь Усть-Тымской мегавпадины пласт $У_6$ прослеживается по всему профилю, простирание пласта $У_{10}$ несколько ограничено, он, как залегающий в более древних слоях нижнесреднеюрской толщи, выклинивается на склонах наиболее высоких по гипсометрии структур, в связи с чем он отсутствует на Весенней площади, Никольской площади Мурасовского вала и в сводовой части Вартовского поднятия (скв.1 Восточно-Никольская). Следует отметить, что на склонах этого поднятия он присутствует (скв.331).

На профиле II-II, проходящем через Волковскую площадь Каймысовского свода, Нюрольскую мегавпадину, Среднеवासюганский мегавал к западной части Усть-Тымской мегавпадины (Ясная площадь), оба пласта так же прослеживаются по всему профилю, за исключением пласта $У_{10}$, который, так же как и в первом случае, выклинивается на

склонах Каймысовского свода и Среднеvasюганского мегавала и на Волковском и в сводовой части Мыльджинского поднятий, где наблюдается резкое сокращение мощности нижнесреднеюрских отложений, он отсутствует. На профиле III-III, проходящем в южной части территории исследования по более погруженным участкам глубинного рельефа, оба пласта по-прежнему прослеживаются почти по всей протяженности профиля, за исключением наиболее глубокой части Нюрольской мегавпадины (Глуховская площадь), где пласт $У_{10}$ резко теряет свою мощность и монолитность, расщепляется на серию маломощных угольных пластов, а пласт $У_6$ отсутствует совсем. Это можно объяснить, учитывая, что на Глуховской площади вообще углей мало (общая суммарная мощность угольных пластов по всем горизонтам всего лишь 9м), тем, что на всех этапах осадконакопления нижнесреднеюрской толщи эта часть Нюрольской депрессии оставалась наиболее глубокой, что не способствовало интенсивному углеобразованию. Отсутствие пласта $У_6$ в разрезе скважины 2 Елле-Игайской на Лавровском мезовыступе связано, видимо, с локальным размывом. В целом на всех профилях отмечается стабильное положение обоих пластов в разрезе: пласт $У_6$ залегает, как правило, в 100-120м ниже кровли тюменской свиты, пласт $У_6$ – в 190-220м, что свидетельствует о сравнительно спокойном режиме осадконакопления на завершающих этапах формирования нижнесреднеюрской толщи, когда палеорельеф местности был уже достаточно сглажен и выровнен, что обусловило широкое площадное развитие среднеюрских отложений и углей.

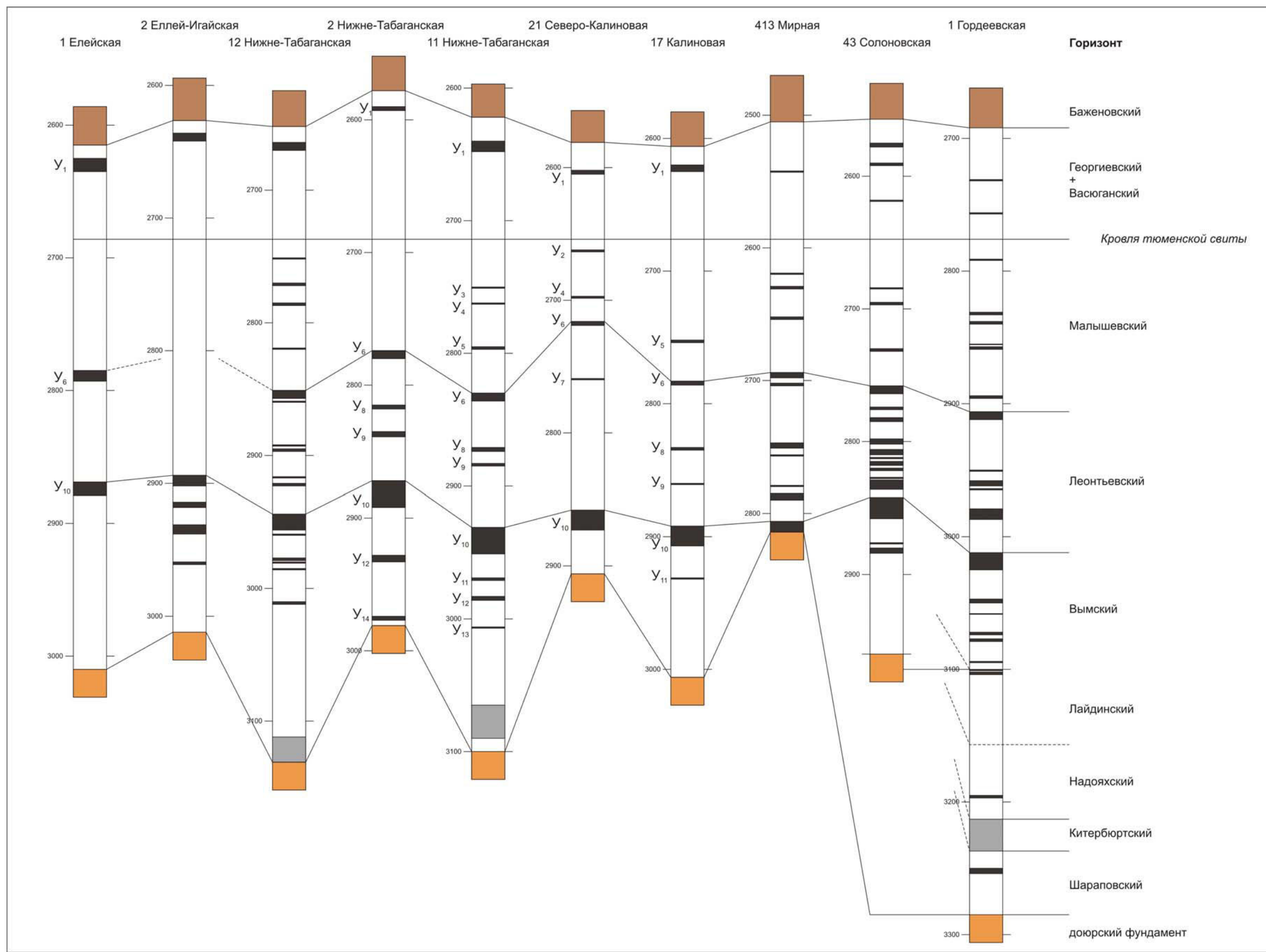


Рисунок 15. Корреляция пластов угля юрских отложений Томской области

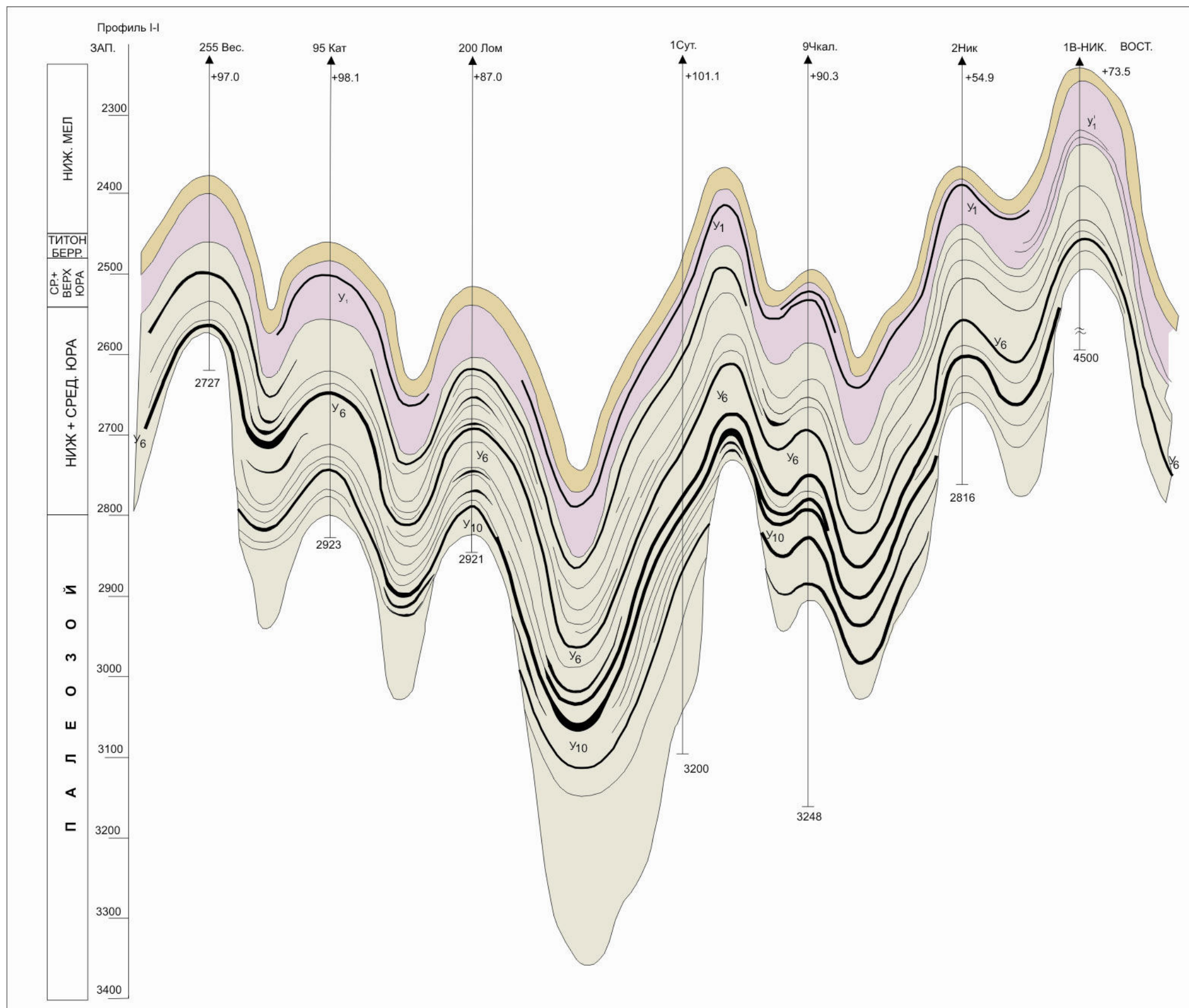


Рисунок 16. Схематический разрез юрских отложений по профилю I-I (рис.11)

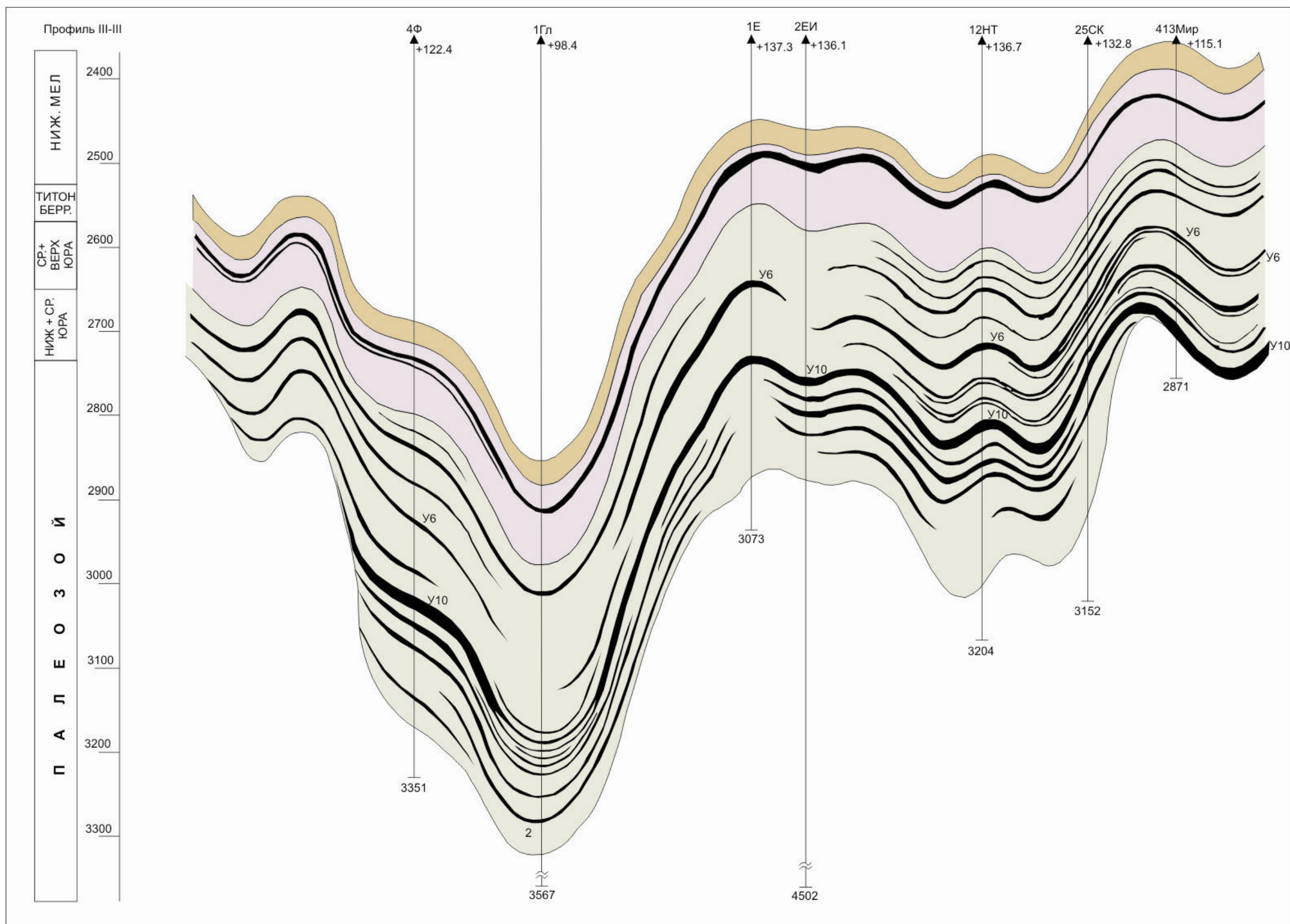


Рисунок 18. Схематический разрез юрских отложений по профилю III-III (рис.11)

Вымский горизонт (верхний аален – нижний байос) является наиболее угленасыщенным в разрезе нижнесреднеюрских отложений с наибольшим количеством реперных углисто-глинистых пачек. На территории Томской области формирование горизонта происходило в различных палеогеографических условиях. Наиболее прогнутые и обширные депрессии Колтогорского прогиба, Нюральской и Усть-Тымской мегавпадин представляли собой мелководные опресненные морские заливы и эстуарии с песчанно-алеврито-глинистым осадконакоплением. Повышенные участки рельефа в пределах современных региональных положительных структур Каймысовского свода, Александровского, Средневасюганского, Пудинского и др. мегавалов, представлявшие собой архипелаги островов, были частично денудированы, затоплены и превратились в подводные возвышенности, другая часть островов значительно уменьшилась по площади и высоте, а склоны их оказались занятыми прибрежно-морскими равнинами, аллювиально-озёрно-болотными системами и маршами, периодически заливаемыми морскими водами. На востоке и юго-востоке области менее контрастные приподнятые депрессии представляли собой озерно-лагунные бассейны с впадавшими в них многочисленными реками, приносившими значительный объем песчаного материала, на остальной равнинной территории происходило терригенно-углистое осадконакопление.

В пределах западной части Томской области вымский горизонт развит не повсеместно. Как и нижние горизонты, он наиболее развит в депрессионных зонах (Нюральская и Усть-Тымская мегавпадины, Колтогорский мезопробег), где имеет максимальные для рассматриваемой территории мощности – до 100 и более метров. С повышением рельефа мощности его сокращаются за счет выпадения из разреза более древних слоев и на более высоких сводовых частях положительных структур мощности вымского горизонта резко сокращаются, иногда – до полного его выклинивания. Это наблюдается в сводовых частях Нижневартовского, Каймысовского и Александровского сводов, Средневасюганского и др. мегавалов. Эти участки рельефа были областями денудации.

Вымский горизонт на территории исследований является существенно угленосной опесчаненной толщей с угольными реперными пластами $У_{10}$ – $У_{13}$. Верхняя часть горизонта представлена углисто-глинистой пачкой пласта $У_{10}$, являющейся одним из основных, наиболее мощных и устойчивых по простиранию реперов при корреляции отложений (репер I категории). В целом в ней преобладают угли, мощность некоторых из них в южной части Нюральской мегавпадины достигает 15-20 м (Федюшкинская, Нижнетабаганская, Калиновая, Северо-Калиновая и др. площади). Угольные пласты иногда расщепляются на серию более тонких пластов (Глуховская площадь) или, по мере

повышения рельефа, выклиниваются по простиранию, иногда замещаются углистыми аргиллитами. Суммарные мощности угольных пластов вымского горизонта колеблются от 0 на положительных структурах до 24–32м в южной части Нюрольской мегавпадины. Основная зона максимальной угленасыщенности вымского горизонта (суммарная мощность углей более 20м) приурочена к южной части Нюрольской мегавпадины, в фациальном отношении – к шельфовому мелководью, но в большей степени – к участкам развития обширных речных долин, озер и торфяных болот с богатой растительностью – источником интенсивного углеобразования. Небольшая зона отмечается в юго-западной части Усть-Тымской мегавпадины, палеографически она приурочена к шельфовому мелководью с временно осушавшимися подводными возвышенностями.

Зона средних значений суммарных мощностей угольных пластов (10 – 20м.) проходит несколько севернее зоны максимальной угленасыщенности, охватывая ее шлейфом от Западно-Карайской площади в юго-западной части Нюрольской мегавпадины до Западно-Останинской и Мирной площадей на востоке и простирается далее на север, захватывая западные участки Пудинского мезоподнятия и Усть-Тымской мегавпадины и Средневасюганский мегавал. Палеографически она частично приурочена к прибрежно-морской и аллювиально-озерной заболоченным равнинам, большая же часть ее связана с прибрежными участками мелководного шельфового моря, островной сушей и периодически осушающимися подводными возвышенностями.

В тектоническом отношении высокие и средние значения суммарных мощностей углей приурочены преимущественно к участкам палеорельефа, занимающего гипсометрически среднее положение между наиболее возвышенными структурными элементами – склоны положительных структур первого порядка, положительные структуры второго порядка (валы и куполовидные поднятия), локальные поднятия и неглубокие депрессионные зоны.

Низкие значения углистости разреза (до 10м) отмечаются в центральной и северной частях Нюрольской мегавпадины, в Колтогорском мезопрогибе, на склонах Каймысовского и Александровского сводов. Они приурочены к наиболее глубоким участкам шельфового мелководного морского бассейна с его островами и временно осушающимися подводными возвышенностями, в незначительной степени – к континентальной суше.

На востоке Томской области режимы осадконакопления в вымское время были в основном аналогичными западным, вымский горизонт здесь достаточно хорошо развит, его мощность достигает 200м и более. Горизонт сложен песчано-алеврито-глинисто-

углистыми породами, в различной степени опесчаненными, с пластами углей мощностью до 5 -10м.

Вымский горизонт, сложенный в значительной степени песчаниками (пласты Ю₁₁-Ю₁₄), является четвертым нефтегазоносным резервуаром в нижнесреднеюрской толще.

Леонтьевский горизонт (байос) на территории Томской области формировался в условиях некоторого расширения мелководно-морского бассейна, охватившего почти всю территорию за исключением юго-восточной части. В основных депрессиях – Колтогорском прогибе, Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадинах он был наиболее глубоким с преимущественно глинистым седиментогенезом. Наиболее высокие участки крупных валов и поднятий представляли собой низменные острова с обильной растительностью. Значительная часть положительных структур оказалась затопленной и превратилась в подводные возвышенности, где наряду с глинистыми осадками в подчиненном количестве накапливались алевритовые и мелкопесчаные.

В целом отложения горизонта распространены почти повсеместно, выклиниваясь только на наиболее высокоамплитудных выступах доюрского фундамента, таких как Криволуцкий вал (Чебачья площадь). Мощность их составляет до 100-130 м. Представлены сложно и неравномерно чередующимися пластами аргиллитов, алевритов, песчаников, углистых аргиллитов и углей, при этом преобладающее значение имеют глинисто-алевритовые породы.

В составе леонтьевского горизонта присутствуют реперные угольные пласты У₇, У₈ и У₉ мощностью обычно 1-5 м, редко до 8-9 м (пласты У₈-У₉), которые используются при корреляции разрезов. Этим углям соответствуют песчаные пласты Ю₇, Ю₈ и Ю₉, имеющие иногда значительные мощности, но по площади не выдержанные. Наиболее мощным и выдержанным является пласт Ю₁₀, залегающий в подошве горизонта.

Угленасыщенность леонтьевского горизонта в западной части Томской области несколько ниже, чем нижележащего вымского. Суммарные мощности угольных пластов составляют от 0, в зонах выклинивания горизонта, до 14-16 м, а в скважине 43 Солоновской она достигает аномального значения – 27 м, но в основном суммарные мощности составляют от 4 до 10 м. Наиболее высокая угленасыщенность отложений с суммарными мощностями более 10 м отмечается в западной и юго-западной частях Усть-Тымской мегавпадины, в южной части Пудинского мегавала и юго-восточной части Нюрольской мегавпадины. В палеографическом отношении эта зона тяготеет к области распространения мелководно-морского шельфового бассейна, к его наиболее удаленной и застойной части, где шло накопление как приносимого с суши растительного материала, так и морских растений. Аномально высокая угленасыщенность разреза леонтьевского

горизонта на Солоновской площади, где в скважине 43 он буквально насыщен сверху донизу угольными пластами мощностью до 4-7 м, это хорошо видно на схеме корреляции (рисунок 15), объясняется, по всей видимости, существованием здесь наиболее благоприятной палеографической обстановкой сугубо локального значения, способствовавшей интенсивному углеобразованию на протяжении всего периода формирования горизонта.

Среднее значение суммарных мощностей угля (5-10м) отмечается в северной, юго-западной и юго-восточной частях Нюрольской мегавпадины, на восточных склонах Каймысовского свода и Мыльджинского вала, в северной и южной частях Колтогорского мезопргиба. Эти зоны приурочены преимущественно к наиболее глубоководным частям бассейна и их более мелководному обрамлению с подводными возвышенностями островной суши, что присуще склонам положительных структур. Низкие значения угленасыщенности горизонта (менее 5м) отмечаются на Каймысовском своде, в центральной и юго-западной частях Нюрольской мегавпадины, в Колтогорском мезопргибе и на склонах Александровского свода. Отсутствие угля, отмечается небольшими зонами, приурочено к наиболее глубокой части Нюрольской мегавпадины, к западному склону Лавровского мезовыступа и к сводовым частям Криволуцкого вала и Каймысовского свода, а также на Моисеевском куполовидном поднятии. Какой-либо закономерности зависимости угленасыщенности разреза от палеографической обстановки здесь не прослеживается.

В зонах максимальных и средних значений суммарных мощностей угольных пластов Леонтьевского горизонта отмечается единичные нулевые значения, которые, как правило, приурочены к сводам поднятий. Они связаны с сугубо локальными структурными условиями осадконакопления, типичными для данной площади не являются и на общую картину распространения зоны не влияют.

На востоке Томской области наряду с мелководно-шельфовым бассейном существовали аллювиально-озерно-болотные и прибрежно-морские равнины с глинисто-алеврито-песчаным осадконакоплением. В этих отложениях также отмечается наличие пластов угля и углистых аргиллитов (Вездеходная и др. площади).

Леонтьевский горизонт, преимущественно глинисто-алевритовый по составу, полностью перекрывает вымский песчаный резервуар и является четвертым региональным экраном в нижнесреднеюрских отложениях.

Малышевский горизонт (верхний байос – бат) венчает нижнесреднеюрскую толщу. Формирование его происходило в условиях некоторого спада уровня мелководного моря, занимавшего все депрессии западной и центральной частей Томской

области. Все положительные структуры от Нижневартовского свода на западе до Ажарминского и Пайдугинского мегавалов на востоке представляли собой подводные возвышенности с песчано-алевритовым осадконакоплением, а на юго-восточной и восточной окраинах области существовала приморская равнина с прибрежно-морским, дельтовым и озерно-аллювиальным осадконакоплением.

Малышевский горизонт, содержащий значительные количества песчаных пластов различной мощности, среди которых наиболее существенными являются пласты групп Ю₂-Ю₆, представляют собой пятый региональный нефтегазоносный резервуар в составе нижнесреднеюрских отложений. Мощность его изменяется от 0 в зоне выклинивания в своде Чебачьего поднятия на Криволуцком валу до 180м в Парбигской котловине. Горизонт характеризуется наличием ряда угольных пластов небольшой мощности - 1-3м, реже до 6м. В составе горизонта выделяются реперные угольные пласты У₂-У₆, используемые при корреляции разрезов. Из них наиболее значительными по мощности и выдержанным по простиранию является пласт У₆, залегающий в подошве горизонта. Мощность его составляет 3-6м, иногда до 8-10м (Ясная, Ступенчатая, Еллейская и др.). Из других угольных пластов наиболее выдержанными являются У₂ и У₄, мощность которых составляет 1-5м, остальные (У₃ и У₅) маломощны и не всегда выдержаны.

Суммарные мощности угольных пластов малышевского горизонта в пределах западной части Томской области составляют до 20м, чаще 5-12м. Наибольшими значениями суммарных мощностей (более 10м) характеризуется западная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины, южная и юго-восточная части Нюрольской мегавпадины, юго-западная часть Колтогорского прогиба, северная часть Александровского свода, частично Каймысовский свод и Пудинское мезоподнятие. В фациальном отношении это области мелководного шельфа с подводными возвышенностями, временно осушавшимися. Среднее значения суммарных мощностей угольных пластов (5-10м) отмечаются в краевых частях Нюрольской мегавпадины, на Каймысовском, Александровском и Нижневартовском сводах, Средневасюганском мегавале. Эти районы палеографически также приурочены к вышеуказанным фациальным зонам. Минимальные мощности (менее 5м) зафиксированы в центральной, наиболее глубокой части Нюрольской мегавпадины (Глуховская, Чворовая, Налимья и др. площади), в Колтогорском прогибе (Саймовская) и в сводной части Криволуцкого вала, где на Чебачьей площади она даже снижается до 0 в связи с выклиниванием горизонта.

В восточных частях Томской области, где наряду с мелководно-морскими накапливались речные, дельтовые и озерные осадки, в малышевском горизонте также присутствуют пласты угля и углистого аргиллита (Вездеходная и др. площади).

Оценивая угленосность юрских отложений в целом, следует отметить, прежде всего, что в пределах территории исследования (западная часть Томской области), площадь которой составляет около 100 тыс. км², они угленосны практически повсеместно как на положительных структурах, так и в депрессионных зонах, что видно на схематической карте суммарных мощностей угольных пластов нижнесреднеюрский толщи (рисунок 19). Однако угленасыщенность толщи неравномерна как по площади, так и по разрезу. Из вышеприведенной характеристики горизонтов видно, что угленосность связана в основном со среднеюрским комплексом отложений (малышевский, леонтьевский, вымский и лайдинский горизонты), где присутствуют основные реперные угольные пласты от У₂ до У₁₄, мощность которых достигает иногда 20м (пласт У₁₀ вымского горизонта). В территориальном плане наибольшая угленасыщенность отмечается в южной и юго-восточной частях Нюрольской и юго-западной части Усть-Тымской мегавпадин, где в палеографическом отношении существовали наиболее благоприятные фациальные условия для интенсивного углеобразования. Благоприятная фациальная обстановка была обусловлена прежде всего палеотектоническими условиями. Как можно заметить на схематической карте, наименьшая угленасыщенность разреза приурочена к наиболее высоким и наиболее низким участкам палеорельефа, а наибольшая – к его средним гипсометрическим уровням, что отмечается в зонах максимальной угленасыщенности. Она приурочена преимущественно к склонам положительных структур (Каймысовского свода, Средневасюганского мегавала, Пудинского мезоподнятия), к структурам меньшего порядка – валам, куполовидным поднятиям в сравнительно неглубоких частях депрессионных зон: Игольскому куполовидному поднятию, Лавровскому мезовыступу, Чузикско-Чижапской мезоседловине, Соболиному валу, Двойному выступу, Черемшанскому куполовидному поднятию, Трассовому валу и др. 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, где отмечается максимальная угленасыщенность нижнесреднеюрских отложений.

Суммарные мощности угольных пластов в юрских отложениях здесь достигают 40м и более (Налимья 3-51м, Северо-Тамбаевская – 53м, Гордеевская 1 – 63м), что составляет 10-13% от общей мощности этих отложений, а в целом, учитывая верхнеюрский угольный пласт (или группу пластов) У₁, мощность которого иногда достигает 10м, суммарные мощности всех реперных угольных пластов составляют 50м и более или 10-12% от общей мощности юрских отложений. Если учесть наличие в разрезе, помимо реперных, еще и других маломощных, не всегда фиксируемых угольных пластов и линз, то угленасыщенность юрских, и, прежде всего, нижнесреднеюрских отложений окажется еще выше.

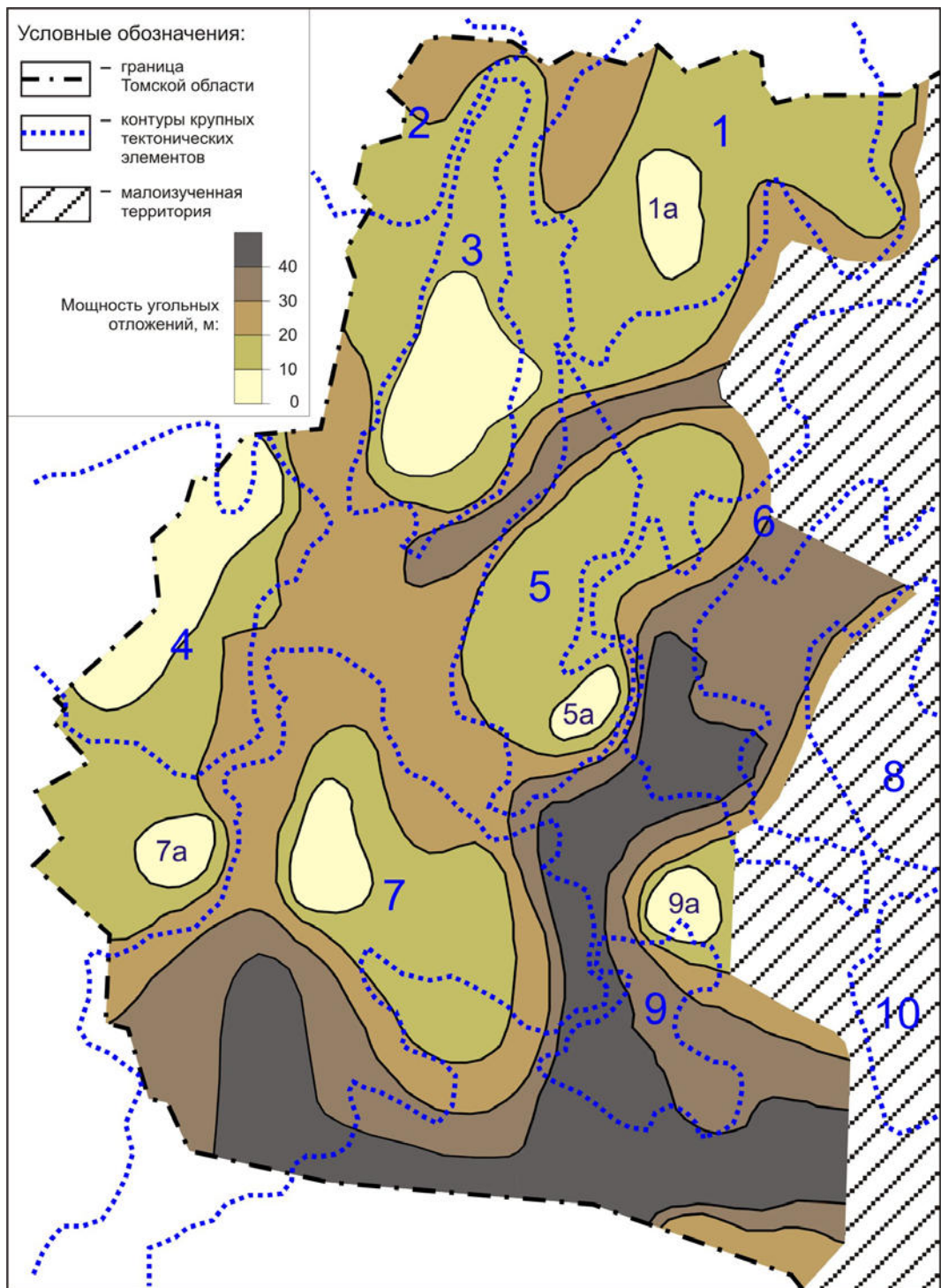


Рисунок 19. Схематическая карта суммарных толщин угольных пластов юрских отложений западной части Томской области (крупные тектонические элементы [Конторович В.А., 2002]: 1-Александровский свод, 1а- Криволучский вал, 2- Нижневартровский свод, 3-Колтогорский мезопрогиб, 4-Каймысовский свод, 5- Средневасюганский мегавал, 5а-Мыльджинское куполовидное поднятие, 6-Усть-Тымская мегавпадина, 7-Нюрольская мегавпадина, 7а-Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие, 8-Парабельский мегавыступ, 9-Чузикско-Чижапская мезоседлавина, 9а- Лугинецкое куполовидное поднятие, 10-Горелоярская мезоседловина).

4. КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Преобразование осадочных пород в недрах Земли в течение геологической истории носит стадийный характер. Этот процесс является многоэтапным и включает в себя следующие основные стадии: седиментогенез, диагенез, катагенез и метагенез [Вассоевич Н.Б.б 1986; Лопатин Н.В., 1983; Тиссо Б. и Вельте Д., 1981; Бочкарев А.В. и Бочкарев В.А., 2006;]. 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 ключевых вопросов нефтяной геологии. Этот вопрос наряду с оценкой нефтегазогенерирующих свойств пород носит решающий характер при определении количеств генерированной нефти и газа, а также оценке территорий на нефтегазоносность, т.к. необходимо знать началось ли образование углеводородов или нет, а если началось, то на какой стадии нефтегазогенерации находятся материнские породы.

В результате постепенного накопления осадков и тектонического погружения осадочных пород происходит увеличение температуры, главного фактора нефте- и газообразования. Под действием роста температуры и давления происходят процессы изменения состава и структуры органического вещества, содержащегося в породах. Различные процессы внутрискелетной перегруппировки и деструкции керогена приводят к уплотнению его структуры, обеднению водородом и обогащению углеродом за счет выделения низкомолекулярных водородонасыщенных органических соединений, которые представляют собой нефть и газ.

Согласно схеме ранее разработанной [Неручев С.Г. и др., 1976; Лопатин Н.В., 1983] стадия катагенеза разделяется на ряд подстадий: протокатагенез (ПК), мезокатагенез (МК) и апокатагенез (АК) (рисунок 20).

С началом протокатагенеза главным образом под влиянием растущего давления заметно ускоряется гелификация. В процессе протокатагенеза происходит коренное изменение свойств углей: появляются черный цвет и блеск, значительная твердость и четко выраженная слоистость. При достижении степени катагенеза, соответствующей границе перехода от протокатагенеза к мезокатагенезу, в углях появляются жидкие углеводороды, а сами угли начинают обладать свойством спекаемости [Лопатин Н.В., 1983]. Главная фаза нефтеобразования заканчивается приблизительно в середине стадии мезокатагенеза, далее начинается самый продолжительный этап в истории керогена и

горючих ископаемых, названный Н.В. Лопатиным как нисходящий этап. В начале этого этапа пути эволюции разных типов органического вещества сближаются, а дальнейшее развитие процесса происходит в направлении углефикации. В течение этого процесса происходит главным образом газообразование (главная фаза газообразования) и практически полное водородное «истощение». При апокатагенезе заканчиваются катагенетические изменения органического вещества и графитизируются все горючие ископаемые [Лопатин Н.В., 1983].

Стадия и градация литогенеза		C _r , %	V _r , %	Ro _{max} , %	Положение главных фаз нефте- и газообразования				
		Витринит							
Диагенез	ДГ1	60	63	0,25					
	ДГ2								
	ДГ3								
Прото-катагенез	ПК1					67	56	0,3	
	ПК2					71	50	0,4	
	ПК3					75	44	0,53	
Мезо-катагенез	МК1					77	40	0,65	Главная фаза нефтеобразования
	МК2					81	37	0,85	
	МК3					86	31	1,2	
	МК4					89	21	1,55	
	МК5	90	14	2,05					
Апо-катагенез	АК1	91	8	2,5	Главная фаза газообразования				
	АК2	93,5	4	3,5					
	АК3	96,5	1,5	6,0					
	АК4	100	0	11,0					
Метагенез									

Рисунок 20. Стадии литогенеза и расположение зон соответствующих нефте- и газообразованию [Неручев С.Г. и др., 1976; Лопатин Н.В., 1983]

На тему катагенеза осадочных пород Западной Сибири была выполнена подробная региональная работа [Фомин А.Н., 2005], в том числе и для юрских отложений. По большей части эта работа основывается на данных определения автором отражательной

способности витринита. Тем не менее, для определения территорий потенциально перспективных на нефть и газ в какой-то мере важно знать не только стадию катагенеза, но и минимальный уровень термической зрелости органического вещества, и минимальную степень реализации нефтегазоматеринского потенциала, при которых возможно формирование промышленных скоплений нефти.

4.1. О методах оценки степени катагенеза

На сегодняшний день существует множество различных подходов и методов определения степени катагенеза и термической зрелости органического вещества пород, которые главным образом основываются на изменении физических свойств пород или органического вещества пород (плотность, отражательная способность, показатель преломления, степень флуоресценции, теплота сгорания и др.) или химическом составе органического вещества пород (молекулярный, элементный состав, данные пиролиза, процент содержания углерода в керогене, содержание влаги и др.) [Лопатин Н.В., 1983; Тиссо Б. и Вельте Д., 1981; Бочкарев А.В. и Бочкарев В.А., 2006; Peters K.E. et al., 2005].

Также возможно определение степени преобразованности на основе точного восстановления геологической и термической истории пород, а именно определения суммарного импульса тепла (СИТ) [Лопатин Н.В., 1983], воздействующего на породы.

На сегодняшний день разработано большое количество различных шкал оценки катагенеза и теплового воздействия на породы, применяющихся на практике. Наиболее распространенным во всем мире критерием катагенеза является отражательная способность витринита, одного из мацералов угля. Группа микрокомпонентов витринита является преобладающей в большинстве углей. Изменение отражательной способности витринита носит закономерный характер с возрастанием глубины залегания, температуры, давления и времени нахождения в этих условиях. По мере нарастания воздействия этих факторов происходит уплотнение и упорядочивание внутреннего строения вещества витринита, в связи, с чем возрастают его оптические способности, в том числе и отражательная способность [Сорбеева Л.И., Крылова Н.М., 1968]. Отражательная способность витринита увеличивается в метаморфическом ряду от бурых углей до антрацитов включительно, от 0,30 до 8,05 % в кедровом масле по максимальному показателю отражения R_{\max} и охватывает практически весь диапазон преобразования органического вещества осадочных пород, начиная от диагенеза и заканчивая апокатагенезом. Главная фаза нефтеобразования, в течение которой происходят основные события генерации и эмиграции нефти, приходится на диапазон изменения отражательной способности витринита от 0,50-0,60 до 1,20-1,35 % [Лопатин Н.В., 1983; Тиссо Б. и Вельте

Д., 1981; Peters K.E. et al., 2005], по окончанию которой начинается интенсивное газообразование (таблица 11).

Таблица 11. Термическая зрелость органического вещества

[Peters K.E. and Cassa M.R., 1994]

Степень термической зрелости ОВ	Ro, %	Tmax, °C
Незрелое	0,20-0,60	<435
Зрелое		
Ранняя	0,60-0,65	435-445
Пик	0,65-0,90	445-450
Поздняя	0,90-1,35	450-470
Сверхзрелое	>1,35	>470

Широкий диапазон изменения отражательной способности витринита, охватывающий основные этапы нефте- и газообразования, позволяет использовать этот показатель в качестве универсальной меры температурно-временного воздействия на осадочные породы. Однако определение отражательной способности витринита, как и любой другой метод, не лишен недостатков, главными из которых являются степень окисленности или восстановленности мацералов группы витринита, хранение и отбор образцов, неправильная идентификация нужных мацералов и 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] и затрудняют использование этого параметра в узких диапазонах термической зрелости.

Подобно отражательной способности витринита, широкое применение в качестве критерия катагенеза и термической зрелости также имеют пиролитические параметры. Tmax, получаемый в результате Rock-Eval пиролиза может использоваться для оценки степени термической зрелости органического вещества осадочных пород [Espitalie J. et al., 1985a, 1985b, 1986; Peters K.E. 1986].

Изменение пиролитических данных, главным образом Tmax, наряду с отражательной способностью витринита охватывает практически весь диапазон катагенеза, начиная с раннего катагенеза и заканчивая апокатагенезом [Lafargue E. Et al., 1998; Behar F. et al., 2001; Bostick N.H., 1994]. Такой широкий диапазон изменения Tmax обусловлен техническими особенностями современных рабочих станции Rock-Eval,

которые позволяют проводить пиролиз при температурах до 800 °С, тогда как более ранние приборы были ограничены максимальной температурой пиролиза в 650 °С.

При значениях T_{max} менее 435 °С (таблица 11), соответственно, органическое вещество является термически не зрелым, которое не генерировало значительных количеств нефти и газа. T_{max} более чем 470 °С соответствует началу фазы газообразования. Уровень термической зрелости можно определять из диаграмм HI-OI и HI- T_{max} в случае если известен тип керогена.

Данные Rock-Eval пиролиза широко используются для изучения осадочных пород, однако использование их в качестве показателей термической зрелости часто сопряжено с определенными трудностями, главным из которых является тип органического вещества. В случае монофациальных толщ, какой является баженовская свита, таких проблем не возникает [Goncharov I.V. et al., 2005c], пиролитические параметры отлично коррелируют с молекулярными параметрами термической зрелости.

Наряду с классическими критериями термической зрелости в последнее время все чаще уделяется внимание соотношению содержания веществ в экстрактах из пород. Очень важным моментом использования молекулярных параметров является их применение при изучении истории формирования нефтяных залежей [Гончаров И.В. и др., 2005б; Goncharov I.V. et al., 2005b; Goncharov I.V. et al., 2007b; Goncharov I.V. et al., 2007c] и корреляции нефть-нефтематеринская порода, что также дает возможность определять на какой стадии нефтегенерации происходило образование нефтяной залежи, поскольку невозможно замерить отражательную способность витринита, T_{max} и многие другие критерии катагенеза у нефти. Однако их использование, как и любого другого параметра термической зрелости (отражательная способность витринита, пиролитические данные и др.), сопряжено с некоторыми трудностями, главными из которых являются тип исходного органического вещества и фациальные особенности осадконакопления. Поведение молекулярных параметров в течение термической истории для разных типов органического вещества часто оказывается различным.

Не является исключением, когда в качестве основного критерия оценки степени термического воздействия на породу, в частности на угли, является совокупность параметров. В Новой Зеландии разработана и успешно применяется шкала углефикации (Rank (Sr)), основанная на элементном составе, а также выходе летучих компонентов и теплоте сгорания угля [Suggate R.P., 2000]. Уровень катагенеза здесь определяется только на основе нескольких параметров, которые помогают учесть влияние типа угля и фациальные особенности его накопления.

4.2. Закономерности изменения состава и свойств углей с ростом термической зрелости

В целях избежания ошибок в интерпретации результатов, принято использовать различные параметры термической зрелости в совокупности, так как любой из параметров в той или иной степени подвержен влиянию каких либо факторов. Поэтому каждый параметр для конкретной нефтегазоматеринской породы и в любом нефтегазоносном бассейне требует проверки или калибровки относительно других параметров. Обычно в качестве основного параметра, относительно которого проводят калибровку, используют отражательную способность витринита. В рамках этой работы в качестве базового параметра использовался молекулярный параметр, основанный на отношении содержания метильных изомеров дибензотиофена (4МДБТ/1МДБТ) для экстрактов из пород баженовской свиты. Этот параметр оказался очень точным и хорошо зарекомендовал себя в качестве показателя термической зрелости для морского органического вещества, в частности для органического вещества баженовской свиты.

Для оценки эффективности и подверженности влиянию некатагенетических факторов параметров термической зрелости углистого органического вещества были отобраны образцы углей из васюганской свиты, подстилающей баженовскую. Разница в глубинах залегания баженовской свиты и отобранными углями редко составляет более 50 метров, поэтому уровень катагенеза между ними не должен существенно отличаться, что могло бы отразиться на значениях параметров.

Выбор отношения 4МДБТ/1МДБТ экстрактов из пород баженовской свиты в качестве базового параметра термической зрелости для образцов углей был сделан по нескольким весомым причинам:

- в рамках этой работы количество замеров 4МДБТ/1МДБТ сделанных для баженовской свиты, значительно превосходит количество сделанных замеров по отражательной способности витринита углей;
- для органического вещества баженовской свиты у нас есть тысячи анализов на приборе Rock-Eval – прямого замера остаточного генерационного потенциала, поэтому есть точные карты изменения катагенеза баженовской свиты Томской области;
- отражательная способность витринита исследуемых углей находится в достаточно узком диапазоне (0,50-0,87 %), а точность определения R_o зависит от множества факторов, проблемы определения и использования отражательной способности витринита обсуждены выше;
- диапазон изменения параметра 4МДБТ/1МДБТ для баженовской свиты – очень широкий, R_o для исследованных углей васюганской свиты изменяется от 0,50 до 0,83 % и

изменяется всего лишь в 1,7 раза, в то время как 4МДБТ/1МДБТ баженовской свиты из этих же скважин изменяется от 0,50 до 3,5 (в 7 раз) [Гончаров И.В. и др., 2004а, 2004г; Goncharov I.V. et al., 2005с];

- баженовская свита повсеместно распространена на изучаемой территории. Ее формирование в течение периода осадконакопления происходило приблизительно в одних и тех же фациальных условиях, поэтому 4МДБТ/1МДБТ характеризуется постоянством значения по разрезу баженовской свиты. По результатам хроматомасс-спектрометрических анализов экстрактов из пород относительное стандартное отклонение от среднего значения по разрезу свиты является наименьшим среди других молекулярных показателей термической зрелости баженовской свиты, как при низком, так и при более высоких уровнях зрелости (рисунок 21). Поэтому достаточно несколько образцов породы, чтобы в высокой мере точно определить степень термической зрелости органического вещества;

- 4МДБТ/1МДБТ хорошо коррелирует с другими молекулярными параметрами термической зрелости для баженовской свиты (рисунок 22), среди которых изопреноидный коэффициент (K_i), $T_s/(T_s+T_m)$, $TA(I)/TA(I+II)$, а также результатами пиролиза (T_{max} , водородный индекс, степень реализации нефтегазоматеринского потенциала). Так как реализация нефтегазоматеринского потенциала органического вещества напрямую зависит от степени термического воздействия, то можно быть вполне уверенным, что параметр 4МДБТ/1МДБТ в достаточной мере точно отражает катагенез пород баженовской свиты, в том числе и других верхнеюрских пород, незначительно отдаленных по глубине.

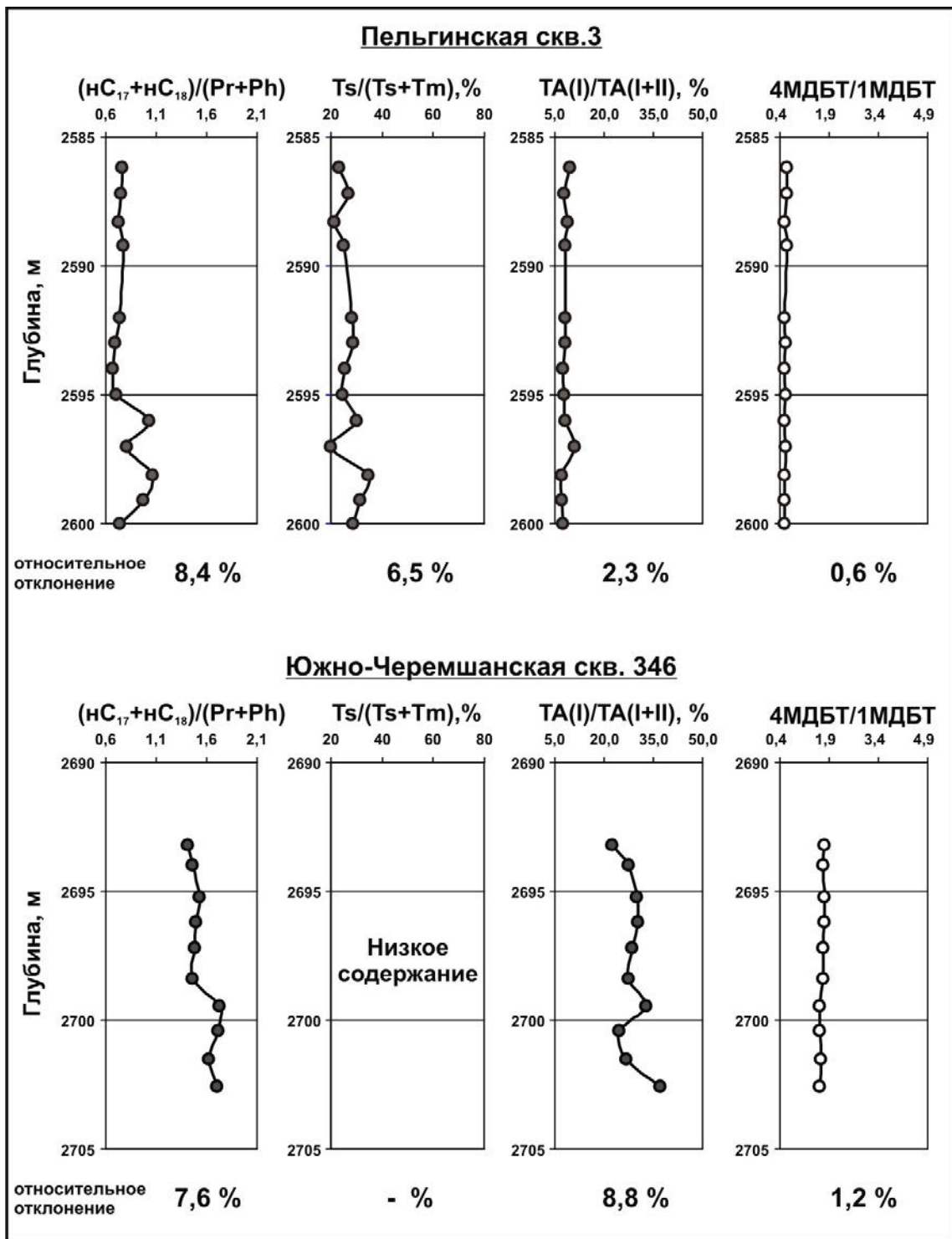


Рисунок 21. Изменение некоторых параметров термической зрелости по разрезу баженовской свиты в скважине 3 Пельгинской площади (низкая термическая зрелость баженовской свиты) и скважине 346 Южно-Черемшанской площади (средний уровень термической зрелости баженовской свиты),

$$\text{Относительное _ отклонение} = \frac{\sqrt{\sum(X_i - X_{av.})^2/n}}{X_{\text{range}}} \times 100\%, \text{ где } X_i - \text{значение параметра};$$

X_{range} – диапазон изменения параметра для всей баженовской свиты Томской области;

n – количество значений.

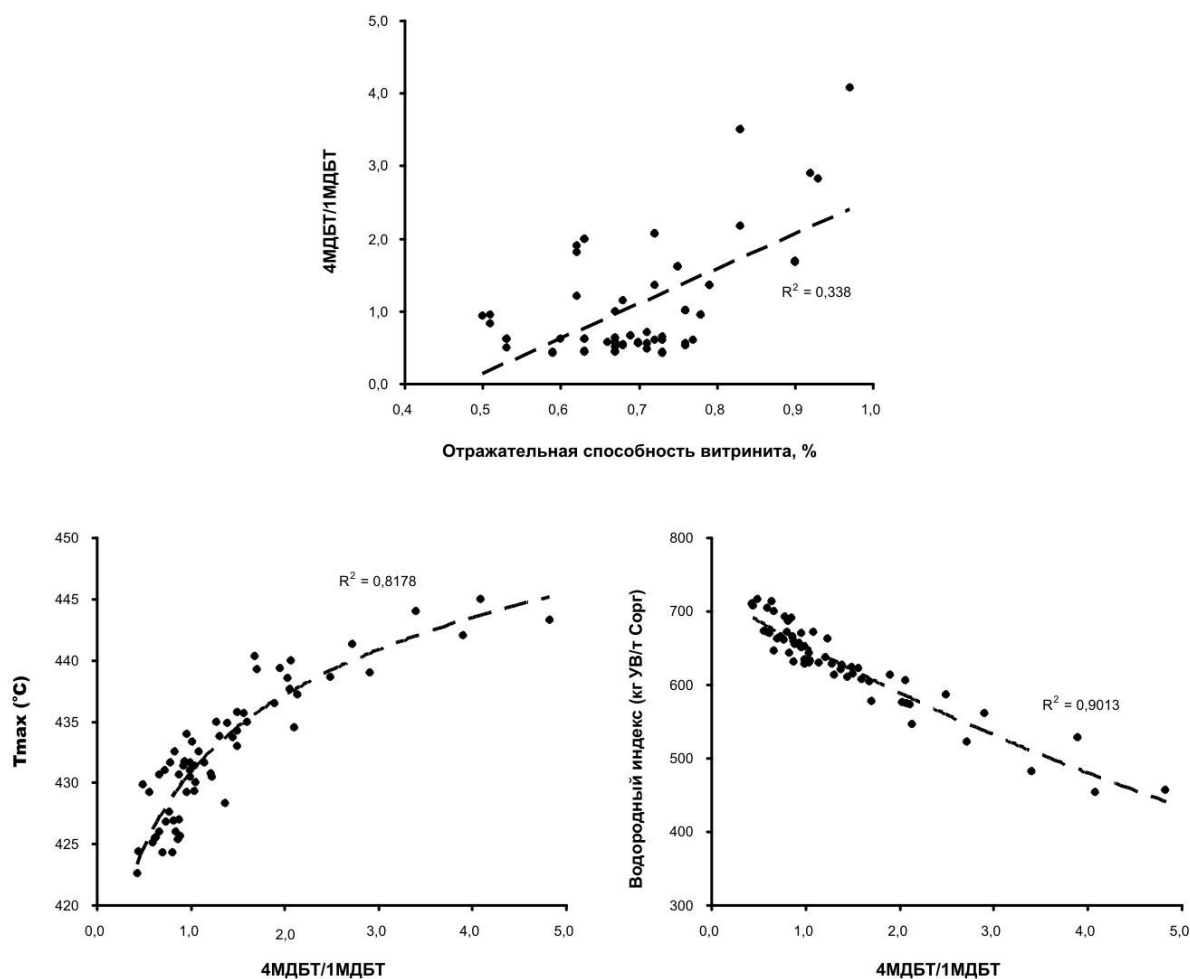


Рисунок 22. Взаимосвязь метилдибензотиофенового отношения и Rock-Eval пиролитических параметров баженовской свиты и отражательной способностью витринита углей васюганской свиты.

4.2.1. Отражательная способность витринита

Определение отражательной способности витринита проводилось для 30 образцов углей в двух лабораториях (ИНГГ СО РАН, г.Новосибирск и ИГРГИ, г.Москва), некоторые замеры дублировались в двух лабораториях. Результаты представлены в таблице 12. В таблице для некоторых углей также представлены значения R_o рассчитанные при помощи 1D моделирования истории осадконакопления и термической истории некоторых скважин. Моделирование проводилось с помощью программного комплекса Genex фирмы Veisip Franlab (Франция).

Ранее было отмечено [Гончаров И.В. и др., 2004г], что наблюдается слабая взаимосвязь между отражательной способностью витринита углей васюганской свиты и молекулярными параметрами термической зрелости баженовской свиты (рисунок 22). Однако причина такого несогласия была несколько непонятна. Различие в глубинах

залегания между баженовской свитой изученными углями не превышает 50 метров, поэтому разница температурно-временного воздействия на эти породы должна быть незначительной, чтобы отразиться на показателях термической зрелости.

Изменение отражательной способности витринита углей происходит в результате сложного комплекса процессов и основное влияние на показатель отражения может быть подвержено «предысторией» образца. В значительной мере это влияние проявляется на низких грациях катагенеза, а при высоких оно нивелируется. Отражательная способность исследованных углей васюганской свиты изменяет в достаточно узком диапазоне от 0,55 до 0,88 %, что представляет собой всего лишь только первую половину главной фазы нефтеобразования, что возможно и повлияло на такой «кажущийся» разброс значений. Если бы среди исследованных углей васюганской свиты имелись образцы с более высоким R_o , то возможно корреляция R_o витринита углей и 4МДБТ/1МДБТ была более четкой.

Таблица 12. Результаты определения отражательной способности витринита для углей Томской области.

Площадь, месторождение	Скв.№	Глубина, м	Возраст	R _o , % ИГИРГИ	R _o , % ИГНГ СО РАН	R _c , %	Краткое описание угля
Арчинская	54	2925,10	J ₁₋₂	-	0,74	-	-
Боковая	1	2569,85	J ₃	0,56	-	0,66	Уголь – дуракларит. Наблюдаются микрокомпоненты групп витринита (коллинит, семивитринит) и фюзинита (фюзинит, семифюзинит) В ультрафиолетовом свете наблюдаются включения липтинита (кутинита, споринита). Цвет спор от светло-желтого до коричневого.
Боковая	1	2570,40	J ₃	0,62	-	0,66	Уголь – фюзит (фюзинит, семифюзинит). Линзы витринита (коллинита, семивитринита) встречаются редко менее 10%. В ультрафиолетовом свете наблюдаются единичные включения липтинита и точечные выделения эксудатинита ярко-желтого цвета.
Боковая	1	2571,20	J ₃	0,60	-	0,66	Уголь – витрит (коллинит) с пористой структурой, поры различного диаметра от 1 до 20мкм. Наблюдаются одиночные более измененные участки – фюзинизированные. В ультрафиолетовом свете наблюдаются ярко-желтые выделения эксудатинита в виде включений неправильной формы.
Боковая	1	2572,55	J ₃	0,65	-	0,66	Уголь клародурит сложен в основном фюзинитом и семифюзинитом. Витринита очень мало около 5% (коллинит, теллинит и семивитринит). В образце наблюдаются крупные до 50мкм включения сульфидов. В ультрафиолетовом свете наблюдаются редкие включения микроспор желто-коричневого цвета и обрывки кутикул.

Продолжение таблицы 12.

Площадь, месторождение	Скв.№2	Глубина, м	Возраст	Ro, % ИГИРГИ	Ro, % ИГНГ СО РАН	Rc, %	Краткое описание угля
Болтная	2	2480,20	J ₃	0,76	-	0,54	-
Болтная	4	2493,30	J ₃	-	0,76	0,54	-
Воскресенская	1	2749,50	J ₃	-	0,83	0,87	-
Герасимовская	200	2638,00	J ₃	-	0,71	0,54	-
Герасимовская	12	2821,20	J ₁₋₂	-	0,78	-	-
Гордеевская	1	2980,80	J ₁₋₂	-	0,87	-	-
Кондаковская	33	2163,90	J ₃	0,58	-	0,83	Уголь – кларит, содержит витринит и коллинит практически в равном количестве. В ультрафиолетовом свете липтинит (споринит, кутинит) – окрашен в коричневый, желто-коричневый и желтый цвет. Вся гелефицированная масса за исключением единичных прослоев окрашена в темно коричневый цвет. Обычно такой витринит имеет более низкую отражательную способность.
Кулгинская	141	2661,10	J ₃	0,53	0,67	0,52	-
Кулгинская	141	2799,00	J ₁₋₂	0,56	0,73	-	-
Кулгинская	141	3007,50	J ₁₋₂	0,63	0,83	-	-
Налимья	3	3407,60	J ₁₋₂	0,74	-	-	Уголь – кларит. Витринит составляет около 80% (теллинит, коллинит), липтинит – около 18% . В образце наблюдаются крупные минеральные включения. В ультрафиолетовом свете хорошо виден ярко желтый экссудатинит и кутинит коричневого цвета.

Продолжение таблицы 12.

Площадь, месторождение	Скв.№	Глубина, м	Возраст	R _o , % ИГИРГИ	R _o , % ИГНГ СО РАН	R _c , %	Краткое описание угля
Останинская	450	2508,00	J ₃	-	0,55	0,58	-
Северо-Калиновая	30	3042,00	J ₁₋₂	-	0,80	-	-
Северо-Лугинцкая	189	2363,00	J ₃	-	0,62	0,56	-
Смоляная	3	2640,30	J ₃	-	0,59	0,50	-
Соболиная	175	2697,00	J ₁₋₂	-	0,73	-	-
Толпаровская	2	2651,80	J ₃	-	0,71	0,62	-
Чарусная	190	2594,40	J ₃	-	0,73	0,56	-
Чкаловская	3	3095,40	J ₁₋₂	0,88	-	-	Уголь – дурокларит. Состоит преимущественно из витринита (теллинита, коллинита и семивитринита), фюзинита и липтинита (резинита, кутинита). В ультрафиолетовом свете наблюдаются овальные включения резинита коричневого цвета.
Чкаловская	5	2945,80	J ₁₋₂	0,86	-	-	Уголь – витринертит. Состоит преимущественно из витринита (теллинит, коллинит, семивитринит) 75% и фюзинита 20%. В ультрафиолетовом свете наблюдаются единичные темно-коричневые включения споринита и кутинита.
Шингинская	299	2667,20	J ₃	-	0,70	0,78	-
Ясная	22	2687,70	J ₃	-	0,79	0,70	-
Ясная	22	2742,10	J ₃	-	0,80	0,71	-

В последнее время часто используются комплексы автоматического определения мацерального состава и отражательной способности витринита, которые на основе анализа изображения, получаемого при помощи цифровой камеры, проводят идентификацию различных угольных компонентов и их отражательную способность. Преимущества такого подхода вполне очевидны, метод определения петрографических свойств углей становится более экспрессным, позволяющий в течение нескольких минут повести анализ. Тем не менее, это технология еще не совершенна, что подтверждается результатами анализа, проведенные для двух разрезов 2-3 метровых угольных пластов У₁ васюганской свиты отобранных из скважины 1 Боковой площади и скважины 156 Олимпийской площади. Как видно из таблицы 13, отражательная способность витринита по разрезу угольного пласта имеет очень сильный разброс. На Боковой площади R_o изменяется от 0,57 до 0,88 %, а на Олимпийской – от 0,75 до 0,94 %, одно значение вообще оказалось невероятно высоким – 1,35 %. Такой разброс значений очень сложно представить на 2-3 метрах угольной толщи за счет разницы в катагенезе, такое просто невозможно. По всей вероятности, система автоматического распознавания мацералов угля может часто ошибаться. Наибольшие значения отражательной способности витринита соответствуют образцам угля с наименьшим содержанием этого мацерала, т.е. система автоматического распознавания мацералов при низком содержании мацералов группы витринита иногда может перепутать витринит с зернами семивитринита, или даже инертинита.

Стоит отметить образец угля с высоким показателем отражательной способности «витринита», равного 1,35 % (рисунок 23). Витринит здесь взят в кавычки, т.к. с большой долей вероятности в этом образце замерялась отражательная способность не у витринита, а у инертинита, о чем свидетельствует очень низкий водородный индекс (HI=49 мг УВ/г Сорг), характерный для IV-типа органического вещества, в котором преобладает инертинит [Peters K.E. et al., 2005]. Согласно такому предположению, в этом образце должно содержаться инертинита порядка 90 % или еще больше.

Таблица 13. Результаты определение отражательной способности витринита по разрезу двух верхнеюрских угольных пластов из двух скважин проведенных в коксохимической лаборатории Западно-Сибирского Metallургического Комбината (г.Новокузнецк) на автоматизированном комплексе «Сиам».

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	R _o , %
Боковая	1	2569,40	0,71
Боковая	1	2569,60	0,73
Боковая	1	2569,85	0,67
Боковая	1	2570,40	0,69
Боковая	1	2570,70	0,61
Боковая	1	2570,95	0,63
Боковая	1	2571,20	0,62
Боковая	1	2571,50	0,57
Боковая	1	2571,80	0,62
Боковая	1	2572,20	0,61
Боковая	1	2572,55	0,88
Боковая	1	2572,90	0,61
Боковая	1	2573,35	0,63
Олимпийская	156	2445,48	1,35
Олимпийская	156	2445,68	0,75
Олимпийская	156	2445,85	0,83
Олимпийская	156	2446,07	0,91
Олимпийская	156	2446,32	0,87
Олимпийская	156	2446,55	0,94
Олимпийская	156	2446,82	0,84
Олимпийская	156	2447,05	0,82

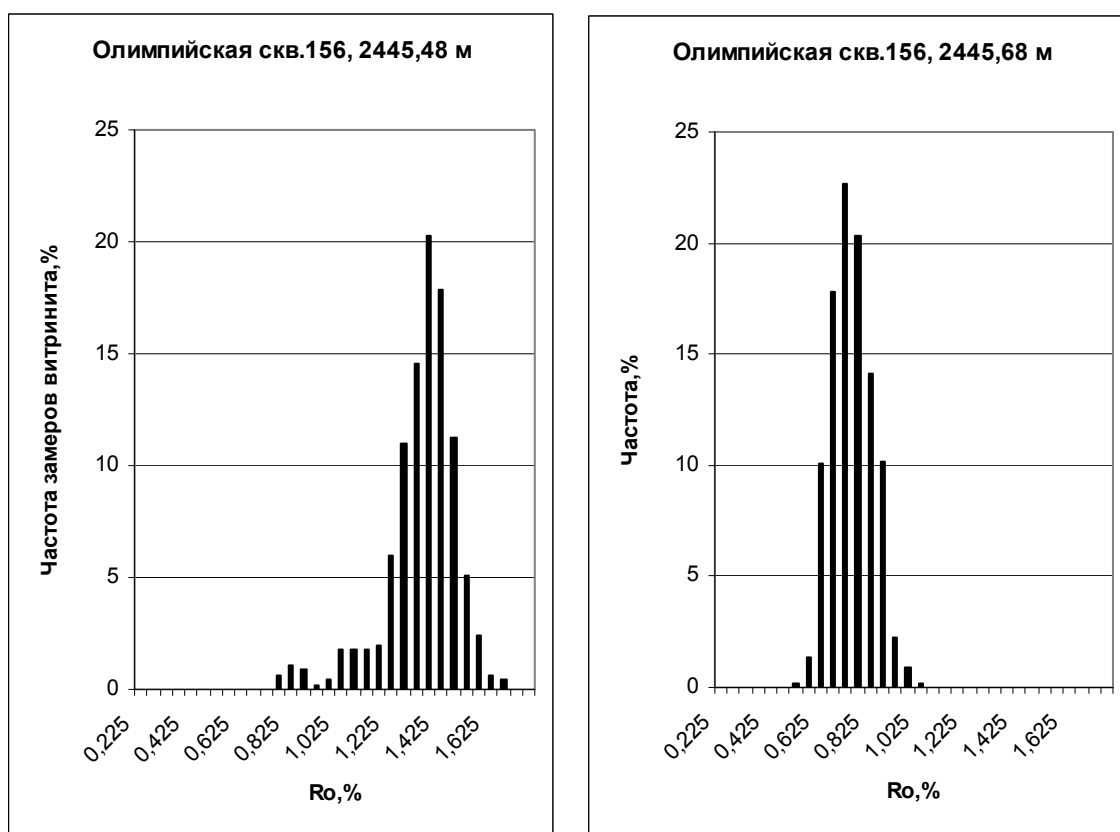


Рисунок 23. Рефлектограммы измерения отражательной способности витринита образцов из верхнеюрского пласта угля Олимпийской скважины 156.

В дополнение к автоматическому определению, четыре образца угля из этой выборки анализировались в ручном режиме в другой лаборатории, разброс значений оказался не столь значительным. Значения отражательной способности витринита для этих углей из одного и того же пласта угля оказались в диапазоне от 0,56 до 0,65 %, что значительно расходится с результатами измерения, полученными в автоматическом режиме. Поэтому значения, полученные в автоматическом режиме для углей в рамках этой работы, не использовались в качестве критерия катагенеза и термической зрелости.

4.2.2. Данные Rock-Eval пиролиза (Tmax)

В целом для углей васюганской свиты наблюдается увеличение Tmax с ростом термической зрелости (рисунок 24). Однако при низком уровне катагенеза значения Tmax могут иметь значительный разброс, достигающий 30 °С, который обусловлен неоднородностью состава углей. Даже по разрезу двух-трех метровых угольных пластов одной скважины, отобранные на расстоянии 20-30 см, наблюдается значительный разброс этого параметра, охватывающий диапазон изменения Tmax для всех углей Томской области (рисунок 25). Уменьшение водородной насыщенности (HI), означающее

уменьшение в содержании наиболее водородонасыщенной мацеральной группы витринита, приводит к увеличению температуры максимального выхода продуктов пиролиза. Принципиально важно, что при увеличении значений T_{max} происходит уменьшение водородного индекса, т.е. наблюдается классическая картина процессов катагенеза. Поскольку на нескольких метрах угольной толщ этого не может быть, то это явление было названо «псевдокатагенезом», подразумевая под этим совокупность процессов, протекающих на стадии захоронения органического вещества и его диагенетического преобразования. Такая полифазность не всегда характерна для органического вещества угольных пластов. Например, все образцы трех метрового верхнеюрского угольного пласта на Южно-Черемшанской площади имеют близкие значения пиролитических параметров.

Поэтому следует отметить, что использование пиролитического параметра T_{max} углей в качестве индикатора термической зрелости и катагенеза требует особой осторожности, тем более, если представляемые результаты характеризуют только незначительную выборку образцов.

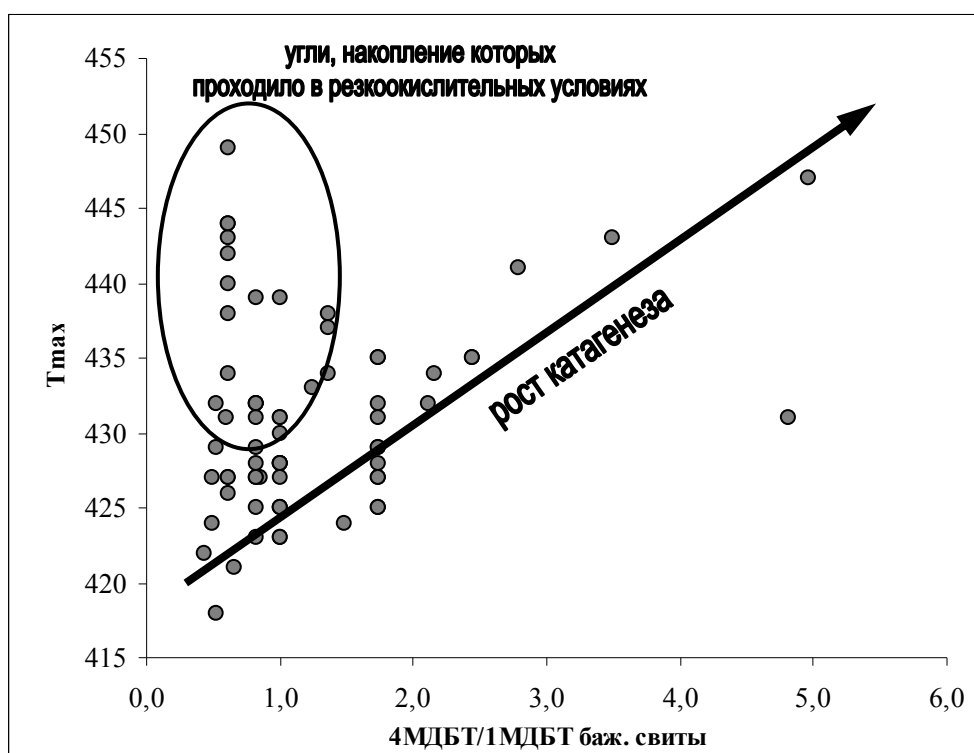


Рисунок 24. Взаимосвязь T_{max} углей васюганской свиты и 4МДБТ/1МДБТ баженовской свиты.

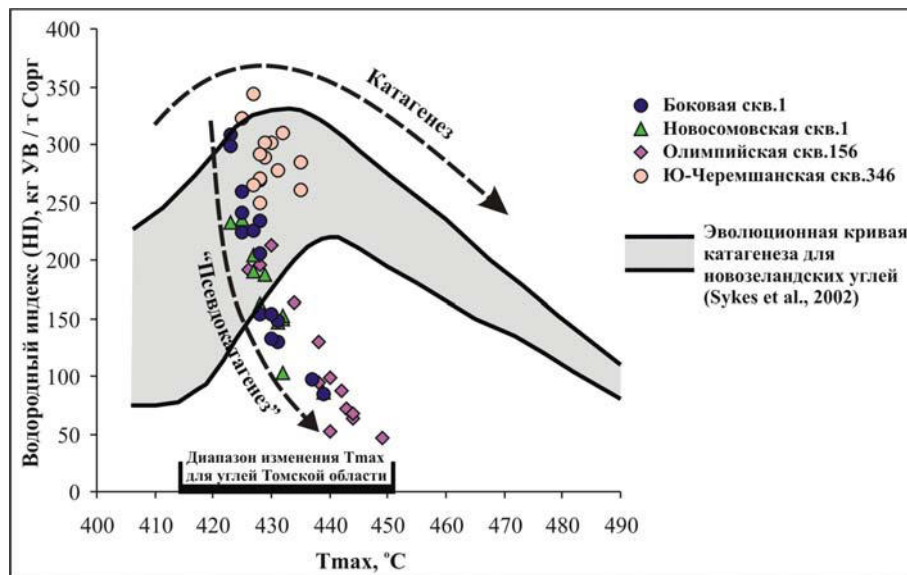


Рисунок 25. Зависимость значений Tmax от водородного индекса по разрезу двух-трехметровых угольных пластов из разных скважин.

4.2.3. Молекулярные параметры термической зрелости

Работы [Dzou et al., 1995; Norgate et al., 1999] посвящены изучению изменения молекулярных параметров экстрактов из углей в зависимости от уровня термической зрелости. По результатам исследования авторами были сделаны выводы, что большинство популярных молекулярных параметров термической зрелости в значительной степени зависят от фациальных особенностей осадконакопления и имеют большой разброс значений даже при одинаковом уровне катагенеза. Очень часто в органической геохимии используются молекулярные параметры, основанные на соединениях, содержание которых в нефтях и экстрактах из пород очень мало. В этом случае очень высока вероятность того, что по компонентам, попавшим в нефть или экстракт достаточно случайно, будет сделан неверный вывод обо всем геохимическом облике органического вещества. Поэтому необходимо отдавать предпочтение таким классам соединений, которые содержатся в значительном количестве как в экстрактах из нефтегазоматеринских пород, так и в нефтях.

Рассматривались молекулярные параметры термической зрелости органического вещества, основанные как на распределении биомаркеров (гопанов, стеранов), так и обычных насыщенных, ароматических углеводородных и гетероатомных соединений. Результаты определения параметров представлены в таблице 14. На основании этих данных были построены графики зависимости молекулярных параметров углей от 4МДБТ/1МДБТ баженовской свиты (рисунок 26).

Таблица 14. Молекулярные параметры экстрактов из углей (расшифровка параметров в таблице)

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	Pr/Ph	Ki	MPI-1	DNR-1	4МДБТ/ 1МДБТ	H/ (H+M)	Kp	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)	BNFR	4МДБТ/ 1МДБТ б.с.
Арчинская	54	2925,10	J ₁₋₂	4,67	0,63	0,22	1,07	-	0,65	-	0,46	0,37	-
Боковая	1	2569,40	J ₃	9,49	2,52	0,45	0,98	1,85	0,70	1,90	-	0,70	1,10
Боковая	1	2569,60	J ₃	8,16	2,11	0,45	0,94	2,52	0,72	1,74	0,52	0,72	1,10
Боковая	1	2569,85	J ₃	8,01	1,56	0,42	0,92	2,88	0,72	1,78	-	0,71	1,10
Боковая	1	2570,20	J ₃	8,80	3,32	0,41	0,94	2,66	0,69	2,34	-	0,71	1,10
Боковая	1	2570,40	J ₃	8,17	1,89	0,43	0,85	2,98	0,74	1,59	-	0,71	1,10
Боковая	1	2570,70	J ₃	11,76	9,37	0,40	0,93	2,84	0,76	1,85	-	0,72	1,10
Боковая	1	2570,95	J ₃	10,35	2,52	0,42	0,89	2,97	0,70	1,69	-	0,69	1,10
Боковая	1	2571,20	J ₃	7,32	1,30	0,42	0,93	2,44	0,76	1,61	-	0,68	1,10
Боковая	1	2571,50	J ₃	9,66	2,80	0,43	0,92	2,98	0,77	1,66	0,56	0,73	1,10
Боковая	1	2571,80	J ₃	13,54	2,82	0,45	0,93	2,28	0,79	2,05	-	0,72	1,10
Боковая	1	2572,20	J ₃	10,73	3,78	0,47	0,91	2,16	0,74	1,56	0,49	0,71	1,10
Боковая	1	2572,55	J ₃	11,26	4,18	0,48	0,97	2,16	0,77	1,83	-	0,72	1,10
Боковая	1	2572,90	J ₃	12,95	2,51	0,49	0,96	2,18	0,77	1,77	-	0,73	1,10
Боковая	1	2573,35	J ₃	12,45	6,85	0,50	0,90	2,00	0,76	1,52	0,47	0,72	1,10
Боковая	1	2796,60	J ₁₋₂	12,16	0,86	0,55	1,19	3,13	0,80	1,27	-	0,77	-
Боковая	1	2812,90	J ₁₋₂	11,47	1,73	0,67	1,32	3,60	0,84	1,35	0,62	0,82	-
Болтная	2	2480,20	J ₃	3,81	1,03	0,33	0,97	2,89	0,66	1,49	-	0,54	0,53
Болтная	4	2493,30	J ₃	6,06	1,59	0,45	0,94	2,98	0,64	1,70	-	0,54	0,53

Примечание: 4МДБТ/ 1МДБТ б.с. – значение параметра для экстрактов из пород баженовской свиты этой же скважины

Продолжение таблицы 14.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	Pr/Ph	Ki	MPI-1	DNR-1	4МДБТ/ 1МДБТ	H/ (H+M)	Kp	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)	BNFR	4МДБТ/ 1МДБТ б.с.
Воскресенская	1	2749,50	J ₃	4,59	1,73	0,63	1,28	3,39	0,86	1,03	0,63	1,01	3,50
Герасимовская	12	2821,20	J ₁₋₂	2,80	0,44	0,46	1,04	3,64	0,79	1,15	-	0,62	-
Герасимовская	200	2638,00	J ₃	6,15	1,14	0,40	0,94	-	0,65	1,55	0,61	0,51	0,53
Гордеевская	1	2980,80	J ₁₋₂	8,38	0,64	0,36	0,88	4,54	0,69	1,28	0,50	0,61	-
Грушевая	218	2770,75	J ₃	7,20	8,49	0,40	0,94	6,84	0,72	1,29	-	0,76	1,48
Калиновая	30	2876,10	J ₁₋₂	5,01	1,12	0,35	0,94	-	0,66	1,36	0,33	0,48	-
Кондаковская	33	2163,90	J ₃	4,11	1,15	0,56	1,20	2,54	0,86	0,85	0,67	1,39	2,79
Кондаковская	33	2252,30	J ₁₋₂	10,56	2,54	0,66	1,19	3,64	0,88	1,09	-	1,21	-
Кондаковская	31	2131,70	J ₁₋₂	4,20	0,64	0,67	1,30	3,70	0,87	1,15	-	1,30	4,96
Крапивинская	10	2979,60	J ₃	8,79	8,19	0,30	0,94	7,07	0,70	1,30	0,51	0,59	0,80
Кулгинская	141	2676,00	J ₃	3,65	1,30	0,29	0,83	3,56	0,69	1,55	0,62	0,46	0,49
Кулгинская	141	2744,90	J ₃	5,48	1,58	0,35	0,73	3,07	0,64	1,72	0,31	0,51	0,49
Кулгинская	141	3007,50	J ₁₋₂	3,29	0,69	0,51	1,03	5,59	0,74	1,22	0,59	0,66	-
Ломовая	204	2739,90	J ₃	5,52	0,83	0,45	1,01	3,33	0,80	1,21	0,69	0,96	2,12
Ломовая	204	2816,20	J ₁₋₂	7,70	0,64	0,50	1,18	5,52	0,86	1,27	-	1,02	-
Лугинецкая	188	2345,10	J ₃	6,26	1,11	-	-	3,04	0,67	1,46	0,47	0,48	0,74
Налимья	3	3033,85	J ₁₋₂	4,22	0,72	0,48	1,08	3,66	0,78	1,17	0,60	0,77	-
Налимья	3	3407,15	J ₁₋₂	4,28	0,27	0,69	1,46	4,29	0,82	1,13	0,69	1,05	-

Продолжение таблицы 14.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	Pr/Ph	Ki	MPI-1	DNR-1	4МДБТ/ 1МДБТ	H/ (H+M)	Kp	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)	BNFR	4МДБТ/ 1МДБТ б.с.
Налимья	3	3407,60	J ₁₋₂	3,89	0,29	0,69	1,42	4,20	0,83	1,05	0,69	1,07	-
Новосомовская	1	2490,35	J ₃	10,92	2,06	0,45	0,97	1,82	0,63	1,73	-	0,60	0,82
Новосомовская	1	2490,57	J ₃	16,65	2,14	0,46	1,09	-	-	2,40	-	0,56	0,82
Новосомовская	1	2490,80	J ₃	9,57	6,70	0,51	1,15	2,56	0,66	1,78	-	0,53	0,82
Новосомовская	1	2491,05	J ₃	11,79	2,30	0,51	1,16	1,78	0,66	2,00	-	0,52	0,82
Новосомовская	1	2491,27	J ₃	10,17	1,73	0,55	1,18	2,39	0,66	1,50	-	0,54	0,82
Новосомовская	1	2491,42	J ₃	10,16	1,54	0,52	1,16	2,31	0,68	1,90	-	0,51	0,82
Новосомовская	1	2491,65	J ₃	11,61	2,48	0,54	1,15	2,44	0,62	1,76	-	0,53	0,82
Новосомовская	1	2491,85	J ₃	8,73	1,62	0,56	1,14	2,29	0,65	1,61	-	0,56	0,82
Новосомовская	1	2492,05	J ₃	14,41	4,61	0,57	1,20	2,49	0,66	1,39	-	0,55	0,82
Новосомовская	1	2492,25	J ₃	10,88	9,53	0,56	1,05	2,87	0,68	1,64	-	0,56	0,82
Новосомовская	1	2492,45	J ₃	14,32	12,97	-	-	3,58	0,66	1,81	-	0,55	0,82
Новосомовская	1	2838,25	J ₁₋₂	5,97	0,41	0,63	1,28	3,26	0,88	1,15	-	1,00	-
Олимпийская	156	2444,85	J ₃	8,08	1,46	0,45	0,97	-	0,67	1,43	0,38	0,54	0,62
Олимпийская	156	2445,48	J ₃	9,63	1,47	0,50	1,03	2,93	0,65	1,22	-	0,61	0,62
Олимпийская	156	2445,68	J ₃	11,44	1,09	0,54	0,99	3,18	0,64	1,77	-	0,62	0,62
Олимпийская	156	2445,85	J ₃	9,34	0,75	0,54	1,03	2,83	0,65	1,98	-	0,61	0,62
Олимпийская	156	2446,07	J ₃	7,48	1,65	0,55	1,07	2,49	0,77	1,12	-	0,61	0,62

Продолжение таблицы 14.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	Pr/Ph	Ki	MPI-1	DNR-1	4МДБТ/ 1МДБТ	H/ (H+M)	Kp	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)	BNFR	4МДБТ/ 1МДБТ б.с.
Олимпийская	156	2446,32	J ₃	8,39	0,62	0,55	1,07	2,32	0,61	1,90	0,42	0,61	0,62
Олимпийская	156	2446,55	J ₃	10,87	0,76	0,54	1,15	2,33	0,66	1,73	0,45	0,60	0,62
Олимпийская	156	2446,82	J ₃	11,55	10,73	0,54	1,12	1,81	0,63	1,63	-	0,54	0,62
Олимпийская	156	2447,05	J ₃	14,29	8,06	0,47	1,12	2,00	0,64	1,81	0,34	0,56	0,62
Останинская	450	2508,00	J ₃	9,53	1,13	0,37	0,99	3,54	0,71	1,28	-	0,64	0,66
Северо-Калиновая	30	3042,00	J ₁₋₂	5,85	0,40	0,47	1,00	2,94	0,74	1,37	0,43	0,62	-
Северо-Лугинцкая	189	2363,00	J ₃	2,25	0,38	0,40	0,93	2,20	0,67	0,94	-	0,56	0,61
Склоновая	21	2926,10	J ₁₋₂	3,49	0,22	0,56	1,14	4,13	0,86	-	-	1,01	-
Смоляная	3	2640,30	J ₃	5,42	1,61	0,47	0,89	1,81	0,64	1,59	-	0,46	0,44
Соболиная	175	2697,00	J ₁₋₂	7,31	4,23	0,47	1,14	6,06	0,75	-	-	0,65	-
Соровская	40	2963,80	J ₁₋₂	1,56	0,52	0,48	1,13	2,48	0,81	0,97	-	1,05	1,74
Толпаровская	2	2651,80	J ₃	5,69	1,75	0,51	1,13	2,11	0,78	1,75	-	0,52	0,85
Чарусная	190	2594,40	J ₃	7,87	0,96	0,37	0,87	-	0,70	1,46	-	0,51	0,60
Чкаловская	3	3095,40	J ₁₋₂	3,17	0,34	0,89	1,89	5,56	-	-	-	1,40	-
Чкаловская	5	2945,80	J ₁₋₂	2,84	0,39	0,76	1,75	5,43	-	-	-	1,01	-
Чкаловская	3	2648,40	J ₃	3,92	0,46	0,49	1,13	1,36	-	1,47	-	0,88	1,24
Шингинская	299	2667,20	J ₃	5,50	0,43	0,47	1,26	4,17	0,79	1,16	0,62	0,83	2,16
Южно-Карасевская	7	2750,35	J ₃	3,66	1,27	0,43	1,01	2,09	-	-	-	0,83	-

Продолжение таблицы 14.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	Pr/Ph	Ki	MPI-1	DNR-1	4МДБТ/ 1МДБТ	H/ (H+M)	Kp	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)	BNFR	4МДБТ/ 1МДБТ б.с.
Южно-Карасевская	7	2898,45	J ₁₋₂	5,25	1,26	0,44	1,12	-	-	-	-	0,66	-
Южно-Черемшанская	346	2712,90	J ₃	10,91	1,84	0,42	0,88	5,11	0,80	1,26	0,60	0,87	1,74
Южно-Черемшанская	346	2713,10	J ₃	9,39	2,40	0,38	0,83	4,62	0,85	1,48	-	0,80	1,74
Южно-Черемшанская	346	2713,40	J ₃	7,43	4,39	0,39	0,86	4,31	0,85	1,63	-	0,76	1,74
Южно-Черемшанская	346	2713,70	J ₃	7,85	2,67	-	-	3,87	0,86	1,60	-	0,83	1,74
Южно-Черемшанская	346	2714,00	J ₃	8,95	3,57	0,41	0,82	3,70	0,86	1,19	-	0,84	1,74
Южно-Черемшанская	346	2714,30	J ₃	8,57	2,69	0,41	0,79	3,20	0,85	1,18	-	0,91	1,74
Южно-Черемшанская	346	2714,70	J ₃	7,99	4,62	0,43	0,84	3,81	0,87	1,29	0,66	0,94	1,74
Южно-Черемшанская	346	2715,05	J ₃	7,43	3,55	0,41	0,86	3,91	0,86	1,21	0,64	0,89	1,74
Южно-Черемшанская	346	2715,30	J ₃	8,78	28,41	0,39	0,90	4,36	0,81	1,28	-	0,89	1,74
Южно-Черемшанская	346	2715,50	J ₃	9,51	17,20	0,40	1,00	3,57	0,81	1,17	-	0,90	1,74
Ясная	22	2687,70	J ₃	7,16	0,70	0,50	1,13	4,27	0,77	1,19	0,58	0,78	1,37
Ясная	22	2742,10	J ₃	7,64	0,80	0,49	1,19	5,58	0,82	1,15	-	0,83	1,36
Ясная	22	2834,70	J ₁₋₂	4,12	0,70	0,59	1,17	4,83	0,77	-	0,66	0,79	-
Ясная	22	2986,70	J ₁₋₂	3,27	0,80	0,75	1,64	3,32	-	-	-	1,05	-

4МДБТ/1МДБТ (метилдибензотиофеновое отношение). Так как метилдибензотиофеновое отношение является наиболее точным параметром термической зрелости для органического вещества баженовской свиты, то 4МДБТ/1МДБТ в первую очередь рассматривался в качестве потенциального показателя термической зрелости для углей. Некоторыми исследователями [Radke et al., 1982, 1986, 1988; Dzou et al., 1995] отмечалось эффективность этого параметра для углей. Однако, по результатам исследования углей западной Пенсильвании и восточного Огайо [Dzou et al., 1995] значительное увеличение 4МДБТ/1МДБТ с ростом катагенеза начинается только при значениях отражательной способности витринита выше 0,9-1,1 %, т.е. при более высокой степени зрелости, чем зрелость всех исследованных углей Томской области. На рисунке 26 хорошо видно отсутствие какой-либо взаимосвязи между 4МДБТ/1МДБТ для баженовской свиты и 4МДБТ/1МДБТ углей васюганской свиты.

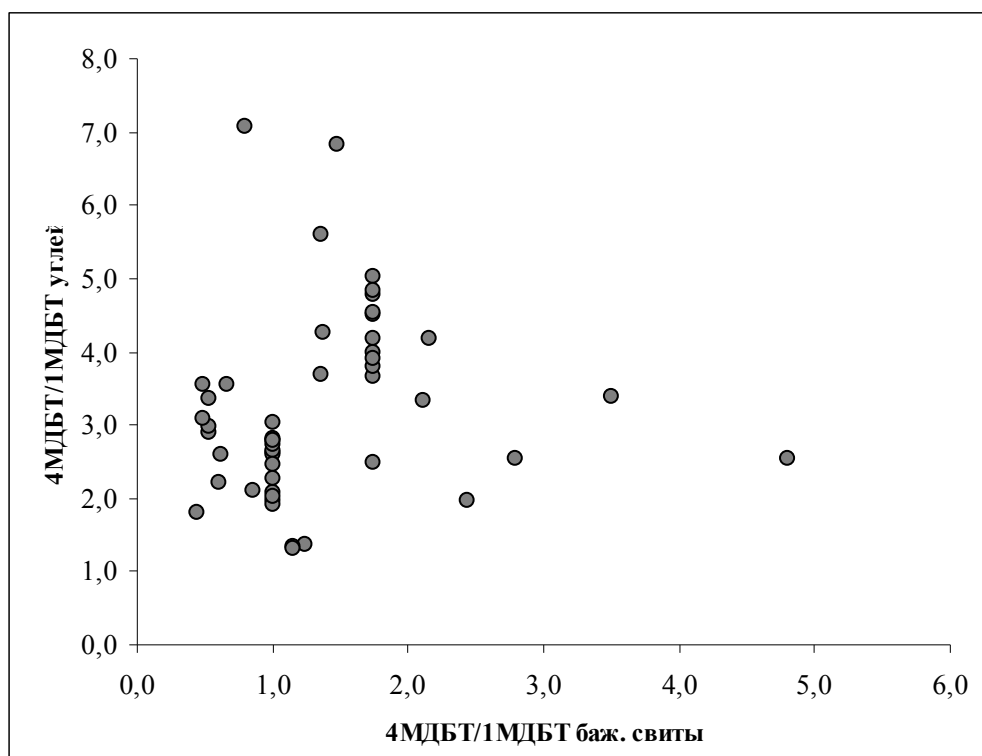
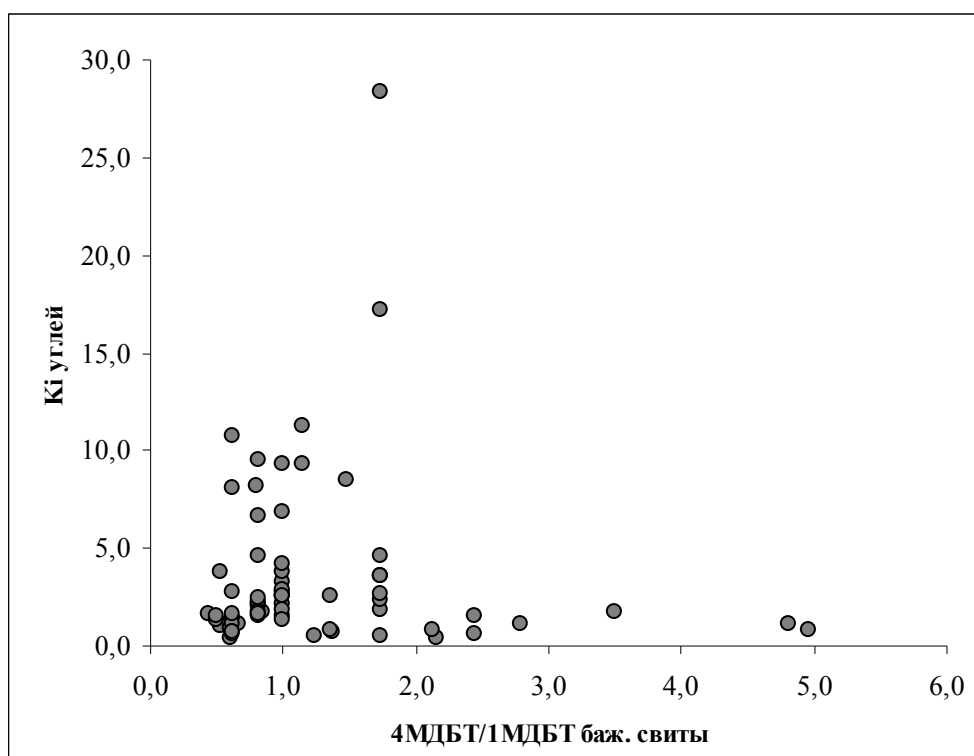


Рисунок 26. Зависимость 4МДБТ/1МДБТ углей васюганской свиты от значений 4МДБТ/1МДБТ хлороформных экстрактов из пород баженовской свиты.

Остается вопрос, почему 4МДБТ/1МДБТ эффективен для баженовской свиты, а для углей – нет. Предложенный механизм изменения отношения содержания метильных изомеров дибензотиофена [Radke et al., 1986], предполагает изменение этого параметра за счет меньшей термодинамической стабильности 1-метилизомера. В результате реакции изомеризации происходит превращение менее стабильного 1-МДБТ в более стабильный 4-

МДБТ. Отличие в поведении параметра 4МДБТ/1МДБТ для разных типов органического вещества видимо кроется в условиях процессов осадконакопления и раннего диагенеза, которое влияет на первоначальное распределения изомеров и их концентрацию. Помимо этого, в некоторой степени, может влиять отсутствие или наличие минеральной матрицы. Глинисто-кремнистая минеральная составляющая пород баженовской свиты может выступать в роли катализатора и ускорять процесс изомеризации метилдибензотиофенов, и реакция изомеризации начинает протекать уже на начальных стадиях катагенеза. Угли обычно содержат незначительные количества минеральной составляющей, поэтому изменение в соотношении 4МДБТ/1МДБТ начинается только ближе к концу «oil window».

K_i (*изопреноидный коэффициент*) является отношением содержания изопреноидных углеводородов пристана и фитана к содержанию алканов нормального строения n-C₁₇ и n-C₁₈. Изменения этого параметра в процессе термического созревания происходит в результате генерации n-алканов в большем количестве по сравнению с изопреидными углеводородами [Тиссо Б. и Вельте Д., 1981]. В мировой практике для исследования и корреляции нефтей очень часто используются в качестве генетических показателей и параметров термической зрелости аналоги K_i – Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ [Peters K.E. et al., 2005; Norgate et al., 1999]. На диаграмме, построенной на основе этих параметров, часто определяют тип исходного органического вещества нефтей. В применении к самим нефтематеринским породам эти параметры используются в разной степени. Параметр K_i оказался достаточно хорошим показателем термической зрелости органического вещества пород баженовской свиты [Гончаров И.В. и др., 2004а, 2004г]. Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ по результатам исследований [Norgate et al., 1999] оказались достаточно хорошими параметрами термической зрелости для углей. Однако эти исследования проводились для образцов углей в достаточно широком диапазоне степени термической зрелости, R_o от 0,56 до 1,26 %, охватывающем весь диапазон «oil window». Также стоит отметить, что выполненные ими исследования изменения параметров Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ по разрезу одного угольного пласта показали большой разброс значений. Авторы предполагают существенное влияние обстановки осадконакопления и раннего диагенеза на значения этих показателей. В нашем случае K_i также характеризуется нестабильностью значений, как по разрезу угольных пластов, так и в процессе катагенеза от одного образца к другому (рисунки 27 и 29).



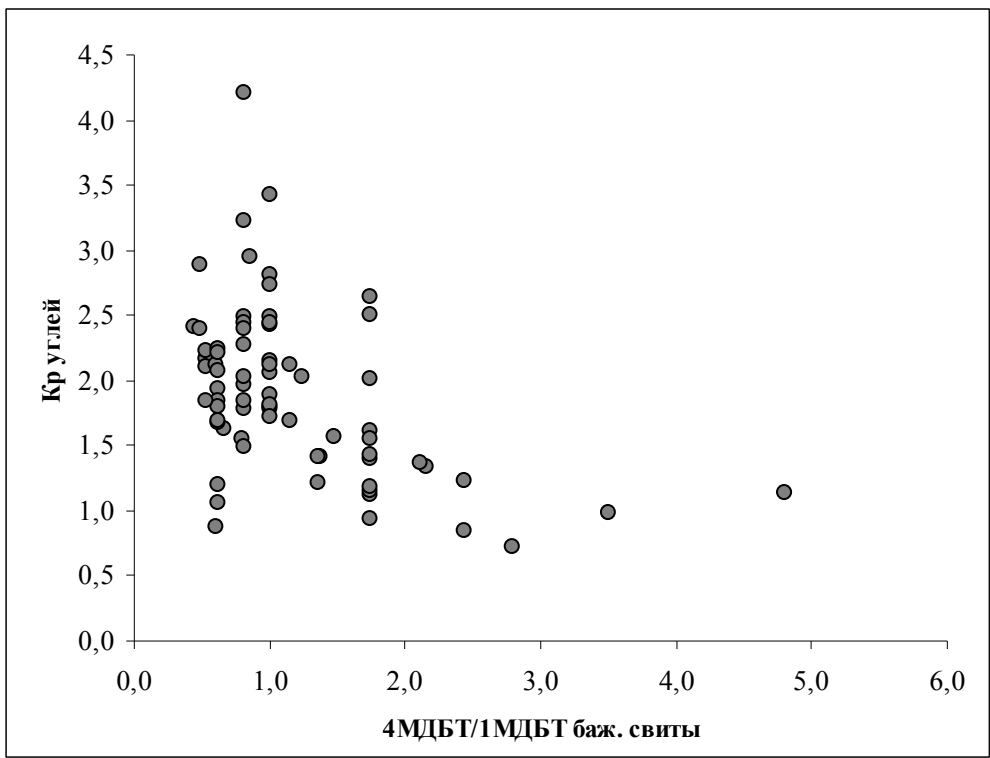


Рисунок 28. Зависимость Кр углей васюганской свиты от значений 4МДБТ/1МДБТ хлороформенных экстрактов из пород баженовской свиты.

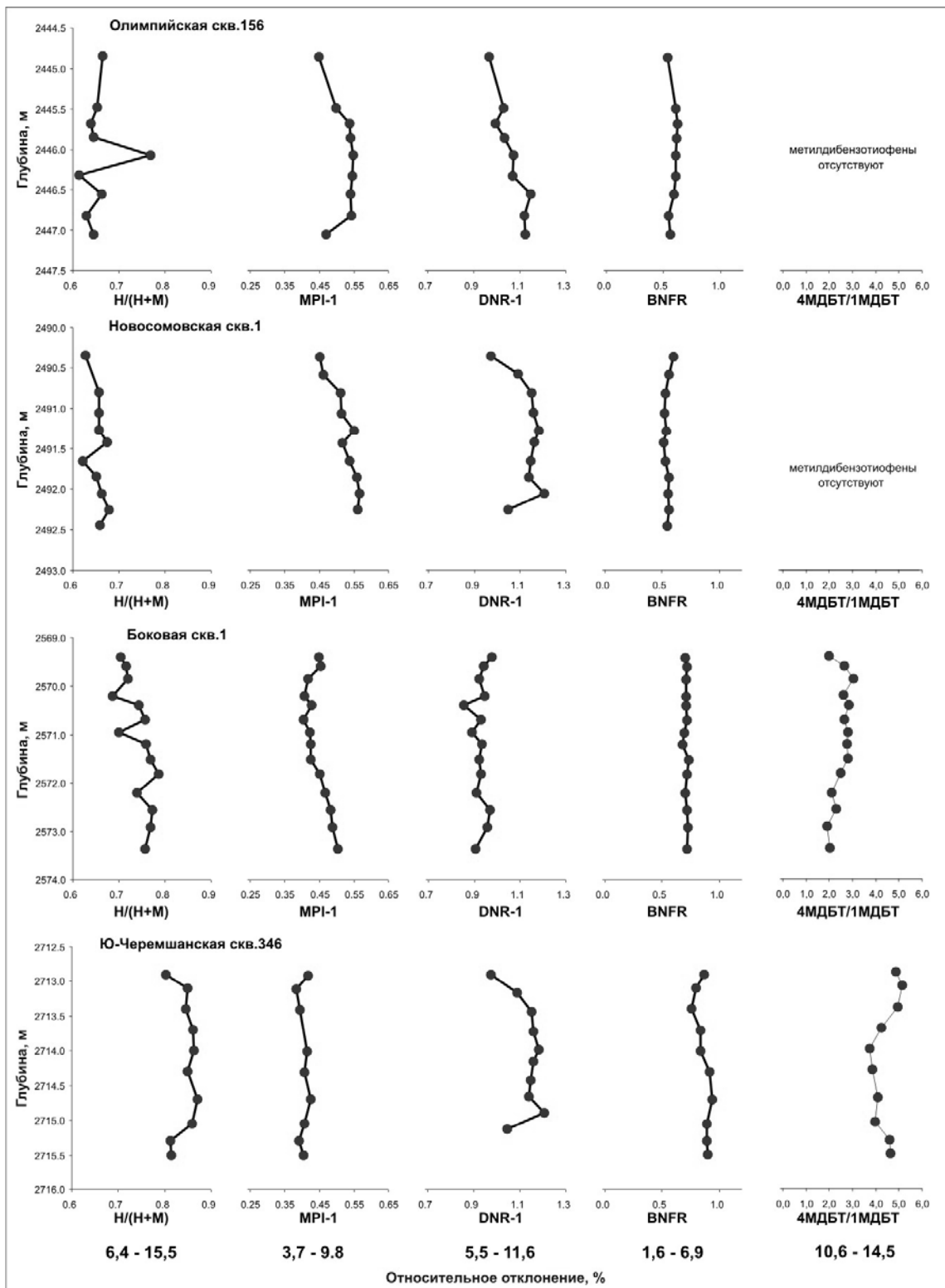


Рисунок 29. Изменение некоторых молекулярных параметров термической зрелости для органического вещества углей по разрезу пласта У₁ васюганской свиты в четырех скважинах.

$$\text{Относительное_отклонение} = \frac{\sqrt{\sum(X_i - X_{\text{av.}})^2/n}}{X_{\text{range}}} \times 100\%, \text{ где } X_i - \text{значение}$$

параметра; X_{range} – диапазон изменения параметра для всех исследованных углей Томской области; n – количество значений.

MPI-1 (метилфенантреновый индекс) и DNR-1 (диметилнафталиновое отношение). Очень часто в качестве показателей термической зрелости органического вещества в мировой практике используются параметры, основанные на распределении различных изомеров и гомологов фенантрена и нафталина [Peters K.E. et al., 2005]. В диссертационной работе были рассмотрены только два из них, метилфенантреновый индекс $MPI - 1 = 1,5 \times (2MP + 3MP) / ((P \times 0,69) + 1MP + 9MP)$ [Radke et al., 1986] и диметилнафталиновое отношение $DNR - 1 = (2,6DMN + 2,7DMN) / 1,5DMN$ [Alexander et al., 1985]. Изменение этих параметров в процессе термической эволюции происходит за счет изомеризации метильных изомеров и деметилирования. Авторами этих параметров были получена хорошая взаимосвязь с отражательной способностью витринита. Несмотря на это, использование параметров в нефтяной геологии и геохимии встречает некоторые трудности, главным образом связанных с влиянием типа органического вещества, литологии пород, фациальных условий [Peters K.E. et al., 2005; Norgate et al., 1999; Killips S. et al., 2001].

Из рисунка 30 видно, что для углей Томской области наблюдается только небольшая тенденция увеличения MPI-1 и DNR-1 с ростом термической зрелости. При низком катагенезе MPI-1 и DNR-1 характеризуются большим разбросом значений. Угли с низкой термической зрелостью, имеющие низкие значения водородного индекса, т.е. обедненные водородом, имеют повышенные значения MPI-1 и DNR-1, а у обогащенных водородом углей наблюдаются заниженные значения этих параметров. Подобные наблюдения делались также в работе [Norgate et al., 1999].

Руководствуясь значениями параметров, основанных на распределении фенантренов или нафталинов, можно сделать неверную оценку термической зрелости органического вещества. На рисунке 30 угли с наибольшей степенью зрелости (Южно-Черемшанская скв.346), среди исследованных угольных пластов, имеют наименьшие значения параметров MPI-1 и DNR-1. В целом, пласт У₁ на Южно-Черемшанской площади характеризуется наибольшей водородной насыщенностью, т.е. формирование его происходило, скорее всего, в более восстановительной обстановке осадконакопления.

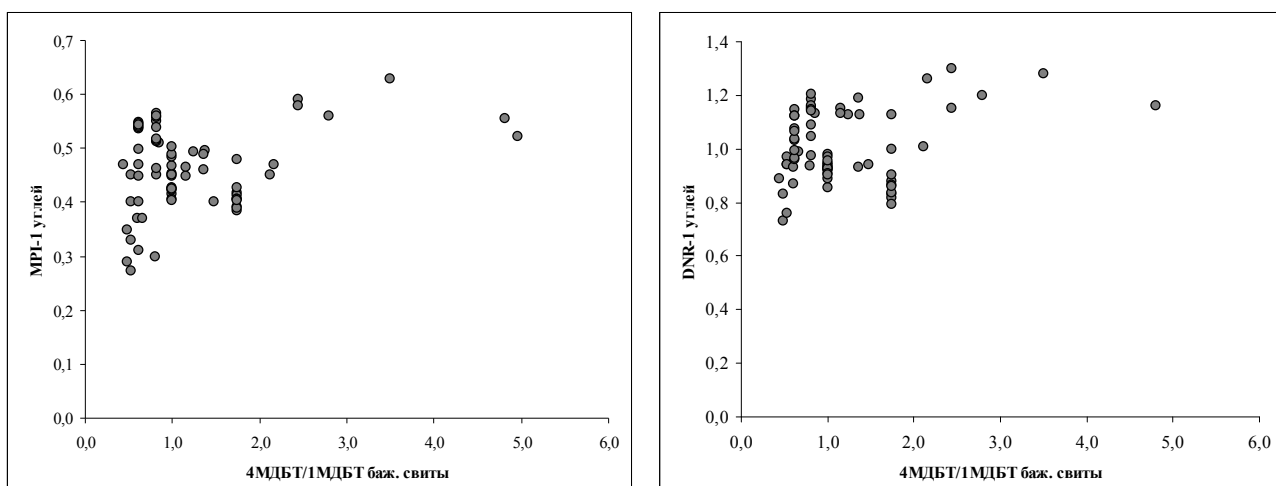


Рисунок 30. Зависимость MPI-1 и DNR-1 углей васюганской свиты от значений 4МДБТ/1МДБТ хлороформных экстрактов из пород баженовской свиты.

$H/(H+M)$ (Гопан-моретановое отношение). Моретаны наряду с другими биомаркерами широко используются в практических геохимических исследованиях. Чаще всего они применяются как надежные критерии термической зрелости органического вещества пород на ранних стадиях его преобразования в нефть, т.к. $17\beta,21\alpha(H)$ -моретан термически менее стабилен, чем $17\alpha,21\beta(H)$ -гопан. Было показано [Peters K.E. et al., 2005], что в начале «oil window» при достижении отражательной способности витринита (R_o) примерно 0,5 % отношение гопан/(гопан+моретан) достигает величины равной 0,94 и далее остается постоянным. Однако также отмечалось, что $H/(H+M)$ зависит от типа органического вещества и фациальных условий. Для экстрактов из пород баженовской свиты и углей, т.е. для органического вещества морского и континентального типа поведение гопан-моретанового с ростом катагенеза отличается [Гончаров и др., 2006г]. При одной и той же степени термического воздействия гопан-моретановое отношение в органическом веществе морских отложений растет быстрее, чем в неморских. Графически это выражается в следующем виде (рисунок 31).

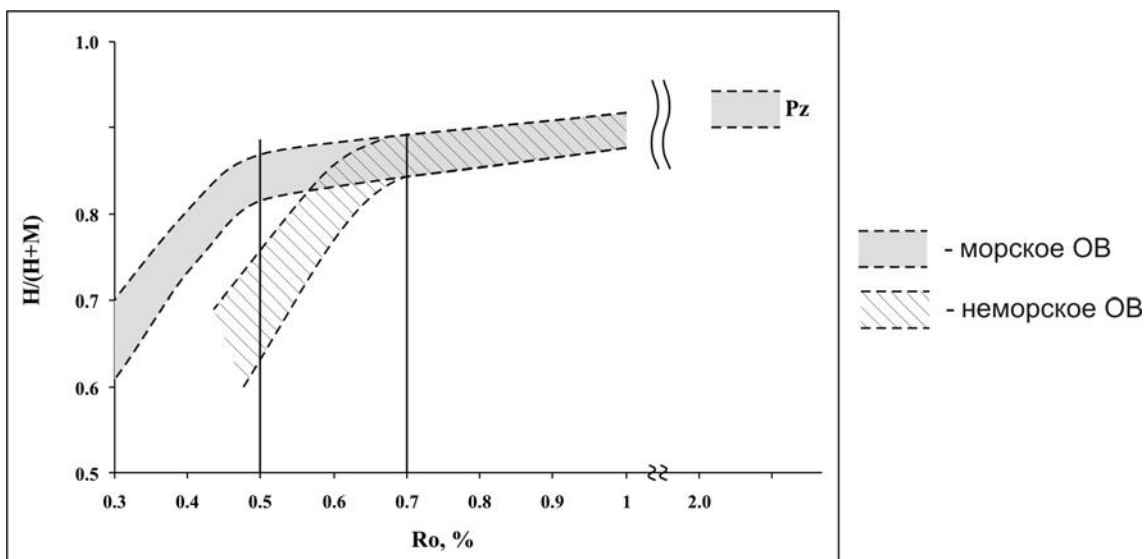


Рисунок 31. Схематическое изображение изменения гопан-моретанового отношения в ходе катагенеза для морского и неморского органического вещества Томской области

Из рисунка 32 видно, что гопан-моретановое отношение увеличивается с ростом степени термической зрелости, однако наблюдается существенный разброс значений. По разрезу отдельных угольных пластов вариация параметра составляет 6,4-15,5 % (рисунок 29)

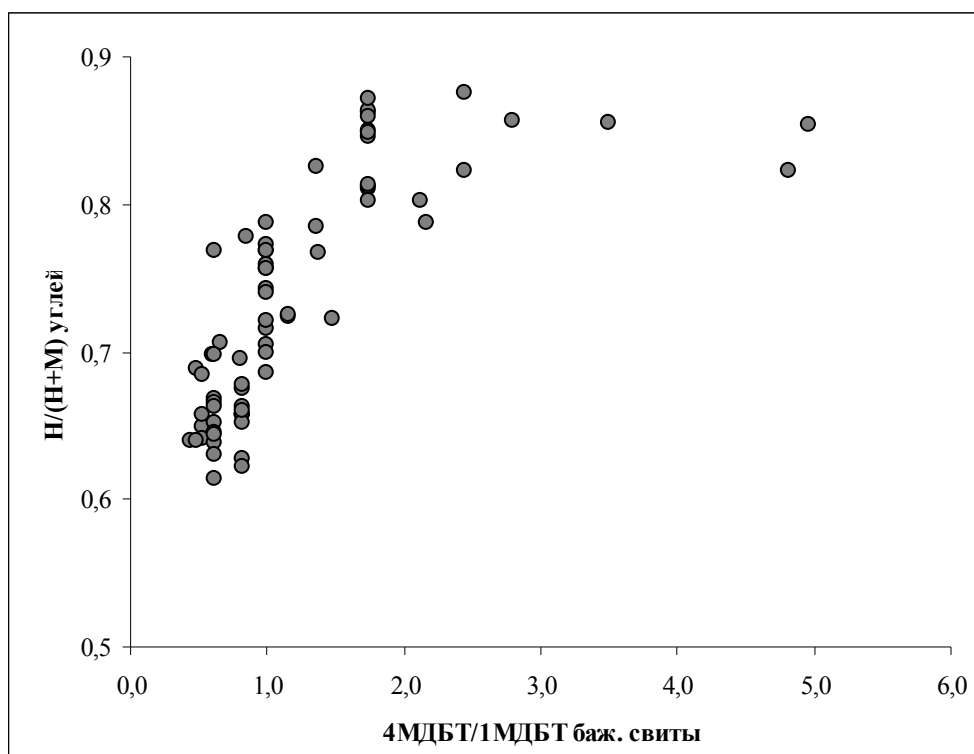


Рисунок 32. Зависимость MPI-1 и DNR-1 углей васюганской свиты от значений 4МДБТ/1МДБТ хлороформных экстрактов из пород баженовской свиты.

$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ (для стеранов состава C_{29}). Возможно наиболее популярными параметрами термической зрелости, используемыми в геохимической практике, являются различные стерановые показатели [Peters K.E. et al., 2005]. В работе было использовано соотношение отношение $\beta\beta$ и $\alpha\alpha$ изомеров стигмстана. В виду того, что содержание стеранов в исследованных экстрактах из углей очень мало, для большинства образцов этот показатель не был посчитан. Из рисунка 33 видно, что с ростом 4МДБТ/1МДБТ в баженовской свите происходит возрастание значений $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ для стерана C_{29} в углях васюганской свиты. Однако при значениях 4МДБТ/1МДБТ баженовской свиты около 2,0, также как и гопан-моретановое отношение, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ в углях достигает уже максимальных значений 0,60-0,67.

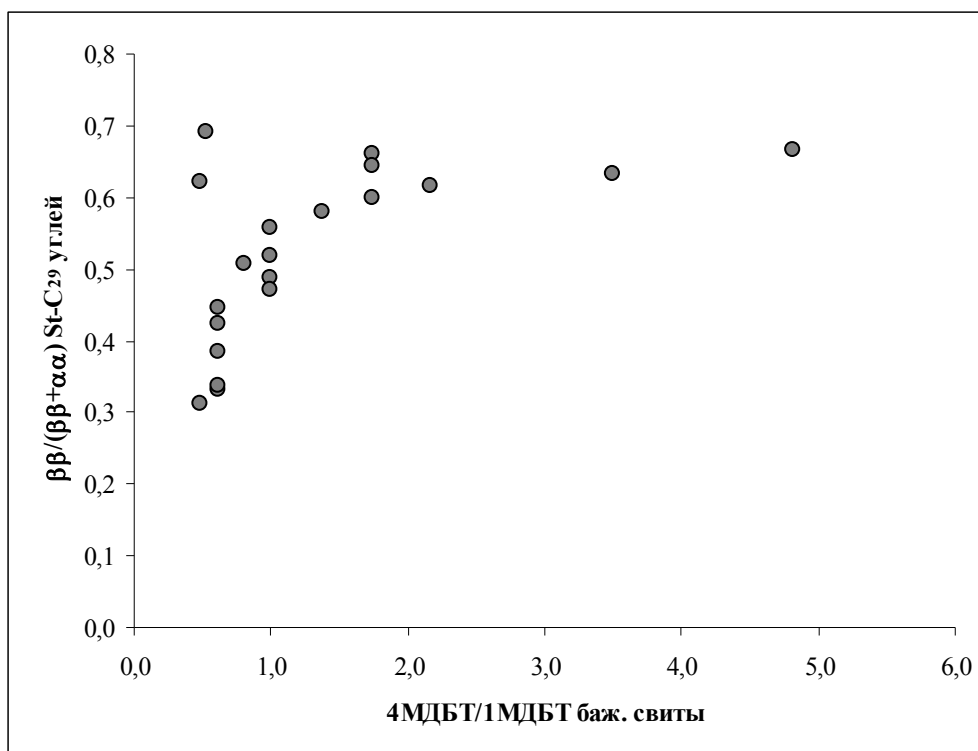


Рисунок 33. Зависимость $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ стеранов C_{29} углей васюганской свиты от значений 4МДБТ/1МДБТ хлороформных экстрактов из пород баженовской свиты.

4.2.4. Бензонафтофурановое отношение (BNFR)

Анализ литературных данных и проведенные исследования углей васюганской свиты показали, что ни один параметр термической зрелости, основанный на углепетрографических, пиролитических характеристиках или молекулярном составе органического вещества пород не позволяет в достаточной мере точно оценивать степень термической зрелости углей в зоне катагенеза соответствующей первой половине главной

зоны нефтеобразования ($R_o=0,50-0,90$ %, 4МДБТ/1МДБТ по баженовской свите =0,4-3,0). Многими исследователями обычно указывается на то, что необходимо комплексное использование доступных видов исследований для оценки степени термической зрелости органического вещества пород. Однако такой подход может приводить к путанице, когда одни параметры указывают на одну степень термической зрелости, а остальные на другую. Каким параметрам в этом случае стоит верить, или же стоит проводить некоторое усреднение? Такие случаи часто типичны для низкой степени зрелости ($R_o=0,50-0,70$ %, 4МДБТ/1МДБТ по баженовской свите = 0,4-3,0). На рисунках 26-33 видно, что параметры термической зрелости, включая пиролитические (рисунки 24 и 25), имеют большой разброс значений, охватывающий весь диапазон значений для всех исследованных углей Томской области. Если при высоком катагенезе, согласно литературным источникам, точными показателями зрелости для углей могут быть $T_s/(T_s+T_m)$, MPI-1, то для низкого катагенеза такой параметр отсутствует, за исключением $H/(H+M)$ и $St-C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$, характеризующегося наилучшей корреляцией среди остальных параметров с уровнем термической зрелости. Поэтому необходимо найти такой параметр, который был бы достаточно точным в пределах «oil window», в наименьшей мере зависел от фациальных условий накопления органического вещества, а компоненты, необходимые для расчёта, содержались в значительных количествах.

При анализе масс-фрагментограмм по различным массам, было обращено внимание на распределение трех пиков по m/z 218 (рисунок 34) между 48 и 50 минутами удерживания. В образцах с различной степенью зрелости распределение этих пиков между собой было различным. Расшифровка масс-спектров и сравнение с имеющимися подобными спектрами в библиотеке масс-спектров «NIST» показала, что они принадлежат изомерам бензонафтофурана, т.е. полициклоароматическими углеводородами с атомом кислорода в одном кольце. Различием изомеров между собой является положение одного бокового бензольного кольца. Согласно имеющимся данным в литературных источниках [Reckendorf R.M., 2003; Marynowski L. et al., 2004; Armstroff A., 2004], порядок выхода при хроматографии изомеров бензонафтофурана является следующим: первым элюируется бензо[b]нафто[2,1-d]фуран (БНФ[2,1-d]), вторым – бензо[b]нафто[1,2-d]фуран (БНФ[1,2-d]), и третьим – бензо[b]нафто[2,3-d]фуран (БНФ[2,3-d]).

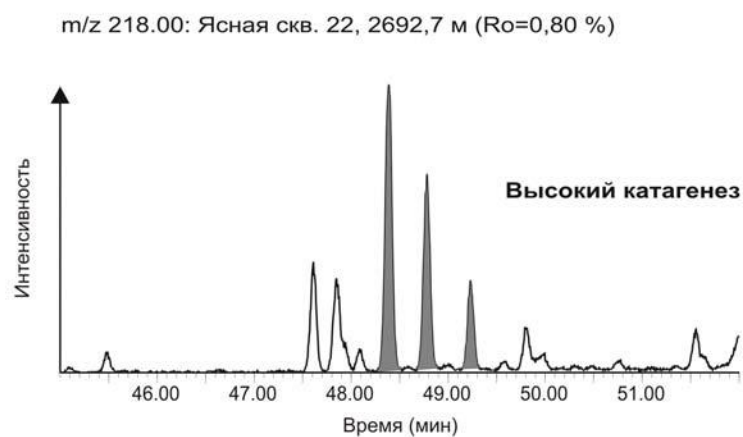
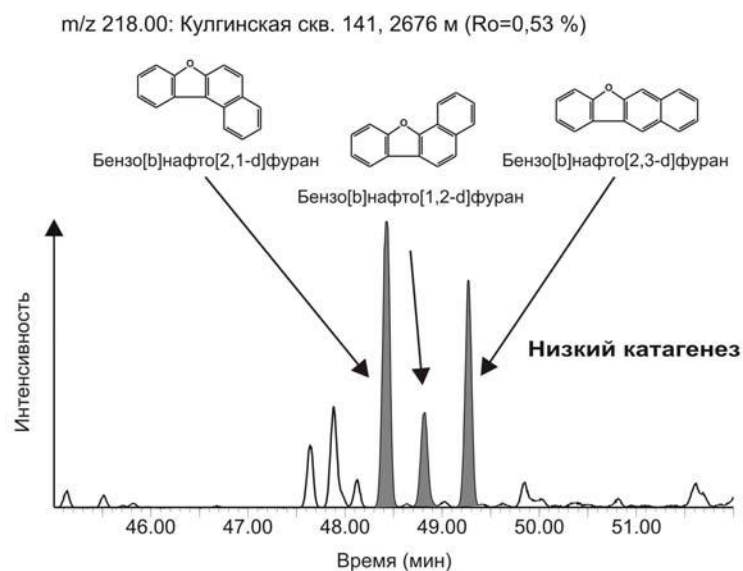


Рисунок 34. Масс-фрагментограммы (m/z 218) экстрактов из углей васюганской свиты Кулгинской скв.141 (низкий катагенез) и Ясной скв.22 (высокий катагенез)

В образцах с низкой степенью термической зрелости содержание БНФ[1,2-d] относительно двух других является наименьшим. С ростом катагенеза происходит увеличение содержания БНФ[1,2-d] и уменьшение содержания БНФ[2,3-d]. С учетом этого предложено использование нового параметра термической зрелости для органического вещества углей (безнафтофурановое отношение – BNFR), основанное на отношении содержания различных изомеров бензонафтофурана [Oblasov N.V. et al., 2007]:

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

где: lg - десятичный логарифм

Из рисунка 35 видно, что этот параметр для углей васюганской свиты очень хорошо коррелирует со значениями отношения 4МДБТ/1МДБТ для баженовской свиты, которое было выбрано в качестве базового параметра термической зрелости. По сравнению с другими параметрами бензонафтофурановое отношение оказалось наиболее точными и наименее зависящими от фациальных условий. Бензонафтофураны содержатся в следовых количествах в органическом веществе морского генезиса, накопление которого происходило в восстановительных условиях. Они не были обнаружены в экстрактах из пород баженовской свиты. С ростом термической зрелости происходит увеличение значений BNFR в экстрактах из углей. Максимальные значения этого параметра для углей васюганской свиты из скважин Кондаковская 33, Кондаковская 31 и Чебачья 219 составляют 1,30-1,40. Расчет относительного отклонения параметра по разрезу угольного пласта У₁ васюганской свиты из четырех скважин показал, что наименьшим отклонением характеризуются параметры основанные на распределении бензонафтофуранов (от 1,4 до 5,7 %).

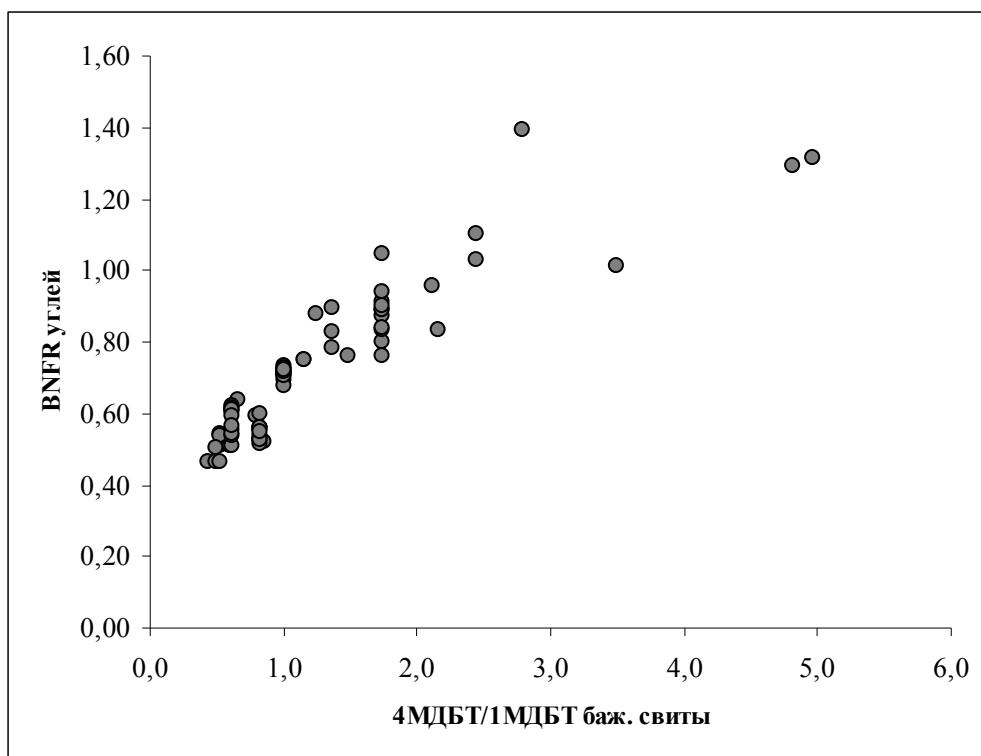


Рисунок 35. Корреляция бензонафтофуранового индекса углей васюганской свиты и метилдibenзотиофенового отношения баженовской свиты

Помимо точности стоит также отметить некоторые другие особенности бензонафтофуранового индекса термической зрелости углей. Бензонафтофураны содержатся в экстрактах из углей в достаточном количестве, чтобы без дополнительного концентрирования при помощи хроматомасс-спектрометрии рассчитать соотношения

изомеров. Вполне вероятным может оказаться, что этот параметр будет отражать изменения органического вещества и на более ранних и более высоких стадиях его преобразования, чем исследованные угли.

Использование бензонафтофуранов в геохимических целях рассматривалось только в одной работе [Armstroff A., 2004], в которой изучался состав палеозойских углей различных угольных бассейнов Евразии. Автором этой работы выявлено, что бензонафтофураны могут быть индикаторами вклада неморского органического вещества, но взаимосвязь распределения их содержания и катагенеза не была обнаружена, в отличие от юрских углей Томской области. Возможно, причина здесь заключается в каких-то возрастных особенностях состава углей, либо отсутствии корректной оценки зрелости исследованной им выборки углей.

Сопоставление молекулярных параметров (BNFR, $H/(H+M)$ и $St-C_{29} \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$) и результатов замера, а также расчета по одномерному моделированию ряда скважин (с использованием программного комплекса Genex) отражательной способности витринита показало (рисунок 36), что наилучшая корреляция молекулярных параметров наблюдается с рассчитанными значениями R_o и экспериментально замеренными в ИГРГИ. Из поля выпадают только два значения R_o для образцов из скважин Кондаковская 33 и Болтная 2. По данным [Фомин А.Н., 2005] для Кондаковской и близлежащих площадей (Чебачья, Чапаевская, Назинская) была определена степень катагенеза верхнеюрских отложений как стадия MK_1^1 , что соответствует отражательной способности витринита 0,60-0,64 % (начало нефтяного окна). Для образца угля из 33 скважины Кондаковской площади понятны причины заниженного R_o . Скорее всего, за счет высокой водородной насыщенности и большого содержания углеводородных, смолистых и асфальтовых компонентов занижено значение отражательной способности, о чем свидетельствует аномально высокие значения водородного индекса (417 кг УВ/т породы). Подобное явление занижения R_o для витринита с высокой водородной насыщенностью многократно упоминается в отечественной и мировой литературе [Сорбеева Л.И., 1968; George S.C. et al., 1994; Sykes R., 2004; Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002]. Высокий уровень катагенеза на большей части Александровского свода подтверждается исследованиями пород баженовской свиты, по результатам пиролитических исследований, реализация нефтематеринского потенциала здесь является одной из самой высокой в Томской области и достигает 60 % от начального потенциала.

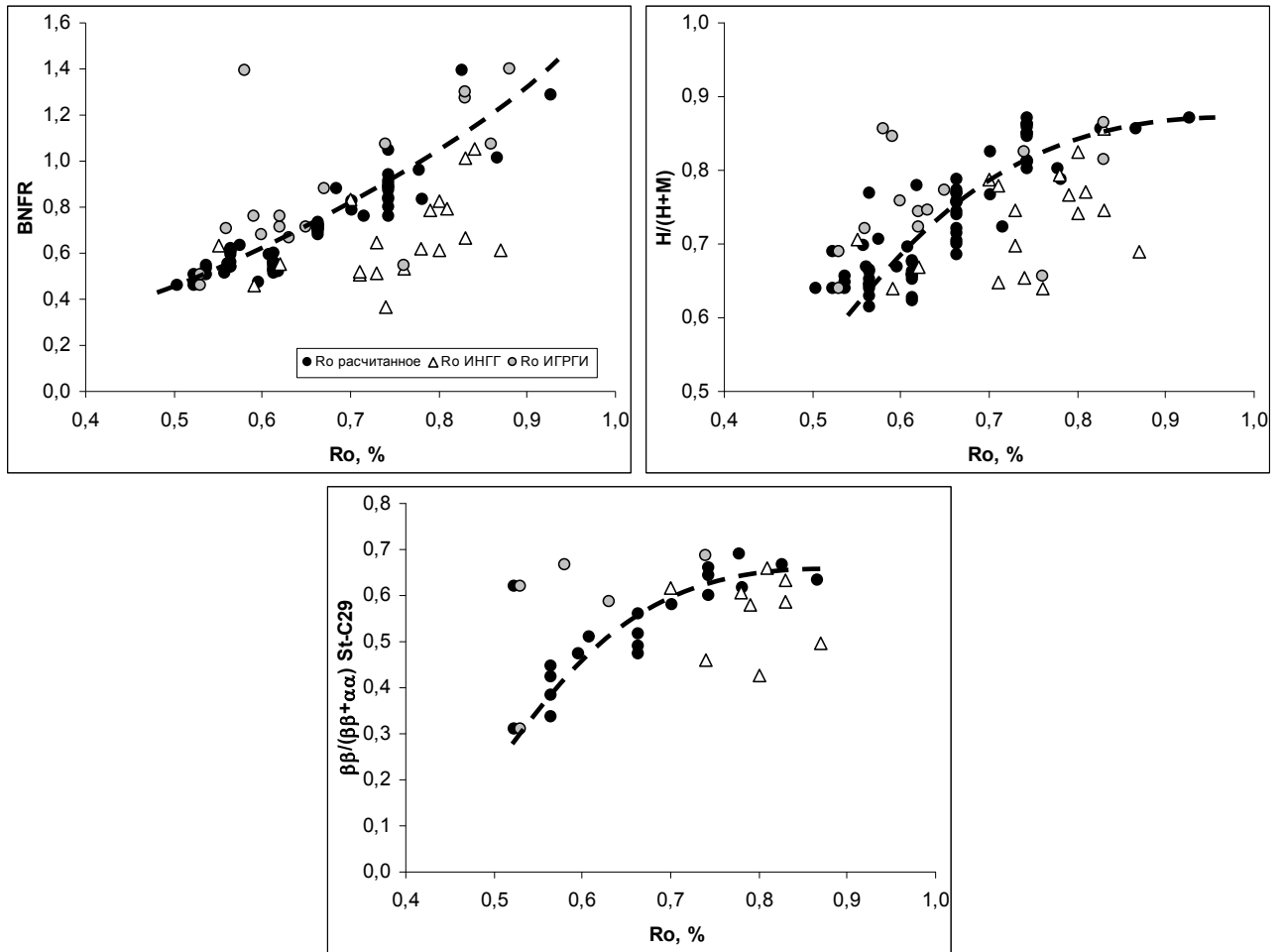


Рисунок 36. Взаимосвязь замеренных и расчетных значений отражательной способности витринита и молекулярных параметров термической зрелости углей.

5. НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Исследования свойств угольных пластов юрских отложений Томской области связаны с рядом трудностей, главной из которых является отсутствие кернового материала полностью характеризующего разрезы угольных пластов. Имеющийся фактический материал был представлен в большинстве случаев маломощными угольными пластами (до 0,5-1 метра). Поэтому не представлялось возможным в полной мере проследить закономерности изменения состава и свойств основных угольных пластов, как по разрезу, так и в площадном распространении. В процессе исследований удалось более полно охарактеризовать разрезы 2-3 метровых верхнеюрских угольных пластов из четырех скважин.

Результаты исследований образцов углей показали (таблица 15), что за счет низкого содержания минеральной составляющей они обладают очень высоким общим нефтегазогенерационным потенциалом (S_2 , кгУВ/т породы), даже при относительно невысоком потенциале самого органического вещества (H_I , кгУВ/т Сорг).

Большая часть всех исследованных углей характеризуются содержанием органического углерода более 50 %, в среднем составляя 70-80 %. Из таблицы 16 следует, что за счет этого генерационный потенциал углесодержащих пород (S_2 , кгУВ/т породы) в среднем в три раза (187 против 65 кгУВ/т породы) превышает потенциал аргиллитов баженовской свиты Томской области. Значения водородного индекса большинства углей, для которых были проведены пиролизические исследования, превышают 200, что должно указывать на способность к генерации жидких углеводородов.

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 3,2 %масс, хотя очень редко встречаются образцы с Сорг. около 10 %масс. 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].

Таблица 15. Данные пиролитических исследований углей и сопоставление Rock-Eval параметров углей с параметрами баженовской и тогурской свит.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	T _{max}	HI	BI	OI	TOC
Угли											
Арчинская	54	2925,10	J ₁₋₂	2,02	93,61	0,02	423	208	4	14	44,96
Арчинская	51	2723,40	J ₁₋₂	3,73	197,64	0,02	419	283	5	12	69,92
Боковая	1	2569,40	J ₃	11,24	116,54	0,09	431	149	14	6	78,24
Боковая	1	2569,60	J ₃	7,16	81,63	0,08	431	130	11	3	62,79
Боковая	1	2569,85	J ₃	9,60	174,30	0,05	425	226	12	3	77,25
Боковая	1	2570,20	J ₃	10,41	206,25	0,05	425	260	13	3	79,18
Боковая	1	2570,40	J ₃	9,19	99,10	0,08	430	133	12	3	74,42
Боковая	1	2570,70	J ₃	9,73	185,54	0,05	428	235	12	3	78,99
Боковая	1	2570,95	J ₃	10,03	120,28	0,08	428	154	13	4	78,24
Боковая	1	2571,20	J ₃	10,57	239,66	0,04	423	309	14	2	77,44
Боковая	1	2571,50	J ₃	8,38	228,57	0,04	423	300	11	2	76,23
Боковая	1	2571,80	J ₃	9,21	181,91	0,05	428	236	12	3	77,22
Боковая	1	2572,20	J ₃	7,64	182,55	0,04	425	242	10	2	75,38
Боковая	1	2572,55	J ₃	8,07	67,34	0,11	439	85	10	3	79,24
Боковая	1	2572,90	J ₃	7,80	178,35	0,04	427	226	10	3	78,79
Боковая	1	2573,35	J ₃	6,08	148,10	0,04	428	206	8	3	71,80
Боковая	1	2796,60	J ₁₋₂	8,97	204,81	0,04	433	252	11	2	81,15
Боковая	1	2812,90	J ₁₋₂	9,22	182,23	0,05	435	220	11	2	82,94

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Болотнинская	5	3254,50	J ₁₋₂	7,24	174,59	0,04	438	258	11	4	67,78
Болтная	2	2480,20	J ₃	8,83	191,83	0,04	418	256	12	7	74,80
Болтная	4	2485,10	J ₃	7,30	176,64	0,04	420	285	12	11	61,97
Болтная	4	2493,30	J ₃	4,06	98,71	0,04	429	123	5	8	80,40
Верхнее-Заячья	80	2690,70	J ₃	9,00	257,79	0,03	423	349	12	8	73,96
Воскресенская	1	2749,50	J ₃	11,07	113,35	0,09	443	129	13	2	87,96
Герасимовская	200	2638,00	J ₃	2,75	102,76	0,03	432	136	4	19	75,73
Герасимовская	6	2859,00	J ₁₋₂	3,66	144,41	0,02	432	183	5	3	79,10
Герасимовская	12	2821,20	J ₁₋₂	8,43	247,80	0,03	428	302	10	8	82,12
Герасимовская	12	2837,90	J ₁₋₂	6,41	124,16	0,05	431	188	10	8	66,14
Герасимовская	200	2687,00	J ₃	2,59	101,38	0,02	433	131	3	8	77,45
Герасимовская	200	2643,35	J ₃	3,64	167,23	0,02	426	213	5	6	78,55
Глухарина	1	2865,30	J ₁₋₂	5,87	387,56	0,01	447	528	8	3	73,36
Глуховская	4	3020,50	J ₃	14,22	77,57	0,15	443	91	17	3	85,27
Гордеевская	1	2874,30	J ₁₋₂	9,64	278,55	0,03	429	345	12	3	80,85
Гордеевская	1	2980,80	J ₁₋₂	8,48	224,47	0,04	430	298	11	9	75,43
Грушевая	218	2770,75	J ₃	8,65	196,76	0,04	424	289	13	4	67,99
Гуралинская	182	2467,90	J ₃	10,24	208,97	0,05	422	323	16	9	64,66
Западно-Останинская	444	2795,40	J ₁₋₂	5,16	228,37	0,02	436	439	10	6	52,02

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Западно-Останинская	444	2840,20	J ₁₋₂	6,24	105,98	0,06	430	197	12	10	53,83
Западно-Останинская	444	2865,30	J ₁₋₂	6,24	115,88	0,05	434	190	10	6	60,92
Западно-Останинская	37	2714,18	J ₁₋₂	3,15	163,68	0,02	427	207	4	7	78,94
Западно-Сомовская	9	2515,20	J ₃	3,39	157,92	0,02	427	195	4	13	81,05
Западно-Сомовская	9	2523,20	J ₃	3,11	130,79	0,02	423	180	4	17	72,55
Ивановская	41	2615,20	J ₃	14,81	238,43	0,06	431	289	18	4	82,42
Игольско-Таловая	26	2820,77	J ₃	6,99	132,02	0,05	424	188	10	8	70,08
Игольско-Таловая	26	2820,93	J ₃	9,65	215,77	0,04	424	287	13	5	75,12
Казанская	9	2839,20	J ₁₋₂	5,89	240,68	0,02	423	297	7	6	80,95
Калиновая	30	2876,10	J ₁₋₂	3,43	161,37	0,02	425	209	4	6	77,38
Катъльгинская	95	2599,30	J ₃	6,24	178,01	0,03	431	252	9	5	70,51
Кондаковская	33	2163,90	J ₃	23,75	311,26	0,07	441	417	32	2	74,58
Кондаковская	33	2243,40	J ₁₋₂	15,12	260,05	0,05	441	338	20	2	76,99
Кондаковская	33	2252,30	J ₁₋₂	8,20	144,04	0,05	441	182	10	3	79,31
Кондаковская	33	2258,30	J ₁₋₂	5,69	87,91	0,06	442	111	7	2	79,10
Кондаковская	31	2131,70	J ₁₋₂	15,75	229,93	0,06	447	306	21	1	75,25
Крапивинская	10	2979,60	J ₃	12,83	215,46	0,06	423	297	18	3	72,64
Крапивинская	22	2719,02	J ₃	20,24	216,07	0,09	423	270	25	1	80,01
Кулгинская	141	2661,10	J ₃	5,62	237,11	0,02	418	311	7	7	76,27

Продолжение таблицы 15

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Кулгинская	141	2676,00	J ₃	6,77	207,08	0,03	424	314	10	10	65,86
Кулгинская	141	2681,20	J ₃	8,38	250,69	0,03	417	359	12	9	69,85
Кулгинская	141	2744,90	J ₃	5,09	222,53	0,02	427	275	6	8	81,00
Кулгинская	141	2799,00	J ₁₋₂	7,59	291,00	0,03	430	376	10	6	77,43
Кулгинская	141	3007,50	J ₁₋₂	4,75	129,83	0,04	432	240	9	6	54,15
Кулгинская	145	2661,40	J ₃	7,62	228,06	0,03	416	308	10	4	74,05
Кулгинская	145	2699,80	J ₃	3,14	86,07	0,04	437	108	4	8	79,49
Кулгинская	144	2623,25	J ₃	4,44	132,00	0,03	416	248	8	8	53,28
Кулгинская	144	2635,90	J ₃	2,29	117,85	0,02	424	159	3	10	73,93
Кулгинская	144	2808,40	J ₁₋₂	3,48	172,61	0,02	424	223	4	6	77,58
Кулгинская	144	2815,00	J ₁₋₂	6,73	246,57	0,03	426	346	9	5	71,24
Ломовая	204	2739,90	J ₃	15,82	208,44	0,07	432	249	19	3	83,78
Ломовая	204	2816,20	J ₁₋₂	10,16	207,68	0,05	435	286	14	4	72,58
Лугинецкая	187	2496,30	J ₁₋₂	6,50	272,98	0,02	421	342	8	8	79,80
Лугинецкая	188	2345,10	J ₃	10,12	260,77	0,04	428	401	16	11	64,96
Лугинецкая	190	2619,40	J ₁₋₂	4,31	292,25	0,01	444	363	5	7	80,60
Лугинецкая	183	2344,90	J ₃	8,51	226,76	0,04	416	327	12	15	69,33
Маркинская	1	2817,30	J ₁₋₂	6,14	318,14	0,02	450	547	11	2	58,19
Налимья	3	3033,85	J ₁₋₂	10,11	233,48	0,04	430	295	13	3	79,26

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Налимья	3	3407,15	J ₁₋₂	15,09	206,30	0,07	442	246	18	2	83,69
Налимья	3	3407,60	J ₁₋₂	14,18	198,53	0,07	443	243	17	2	81,70
Налимья	5	2987,05	J ₃	9,47	289,16	0,03	420	378	12	4	76,41
Налимья	8	2908,15	J ₃	10,63	213,76	0,05	426	272	14	3	78,56
Новосомовская	1	2490,35	J ₃	5,39	143,78	0,04	427	191	7	3	75,37
Новосомовская	1	2490,57	J ₃	5,28	194,41	0,03	425	236	6	3	82,38
Новосомовская	1	2490,80	J ₃	4,31	131,87	0,03	428	163	5	4	80,90
Новосомовская	1	2491,05	J ₃	4,62	121,67	0,04	431	148	6	4	82,47
Новосомовская	1	2491,27	J ₃	4,02	165,39	0,02	427	205	5	3	80,68
Новосомовская	1	2491,42	J ₃	4,21	191,26	0,02	423	233	5	3	82,12
Новосомовская	1	2491,65	J ₃	4,48	155,94	0,03	429	189	5	3	82,56
Новосомовская	1	2491,85	J ₃	3,56	78,36	0,04	432	103	5	3	75,73
Новосомовская	1	2492,05	J ₃	4,85	71,79	0,06	439	86	6	4	83,00
Новосомовская	1	2492,25	J ₃	4,20	126,76	0,03	432	151	5	4	83,88
Новосомовская	1	2492,45	J ₃	4,38	129,90	0,03	432	152	5	3	85,23
Новосомовская	1	2838,25	J ₁₋₂	11,31	184,27	0,06	441	261	16	1	70,63
Олимпийская	156	2444,85	J ₃	3,84	136,28	0,03	426	193	5	4	70,63
Олимпийская	156	2445,48	J ₃	3,38	35,61	0,09	449	47	4	3	75,20
Олимпийская	156	2445,68	J ₃	4,81	80,46	0,06	440	100	6	4	80,66

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Олимпийская	156	2445,85	J ₃	5,10	57,27	0,08	443	72	6	4	79,15
Олимпийская	156	2446,07	J ₃	5,34	54,20	0,09	444	63	6	4	85,57
Олимпийская	156	2446,32	J ₃	4,60	72,08	0,06	442	88	6	4	81,86
Олимпийская	156	2446,55	J ₃	5,94	58,26	0,09	444	68	7	3	85,14
Олимпийская	156	2446,82	J ₃	3,66	98,14	0,04	438	129	5	5	75,95
Олимпийская	156	2447,05	J ₃	4,36	137,01	0,03	434	165	5	3	83,22
Останинская	452	2537,80	J ₃	4,71	215,13	0,02	439	262	6	3	82,08
Останинская	452	2556,10	J ₃	5,66	138,16	0,04	427	207	8	4	66,79
Останинская	450	2508,00	J ₃	11,44	255,05	0,04	421	335	15	11	76,03
Останинская	450	2526,80	J ₃	8,13	240,54	0,03	420	316	11	3	76,01
Пельгинская	2	2766,00	?	7,90	274,85	0,03	431	472	14	8	58,24
Саймовская	1	2879,20	J ₃	10,44	196,04	0,05	436	382	20	3	51,33
Саймовская	1	3573,00	Pz?	10,06	209,42	0,05	444	255	12	3	82,13
Северная	549	1687,00	Cr	15,77	258,67	0,06	429	392	24	8	66,04
Северо-Калиновая	30	3042,00	J ₁₋₂	6,37	210,30	0,03	427	317	10	5	66,32
Северо-Калиновая	30	3043,70	J ₁₋₂	7,82	232,58	0,03	430	264	9	7	88,18
Северо-Калиновая	29	2714,95	J ₁₋₂	2,46	164,76	0,01	430	214	3	8	76,98
Северо-Калиновая	29	2715,85	J ₁₋₂	2,09	125,97	0,02	430	157	3	10	80,40
Северо-Калиновая	29	2873,50	J ₁₋₂	4,19	130,76	0,03	431	161	5	4	81,26

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Северо-Калиновая	29	2874,35	J ₁₋₂	3,77	185,45	0,02	426	254	5	5	72,93
Северо-Калиновая	29	2874,90	J ₁₋₂	3,12	124,13	0,02	431	190	5	7	65,48
Северо-Калиновая	29	2875,90	J ₁₋₂	2,73	131,93	0,02	431	225	5	5	58,75
Северо-Калиновая	29	2991,10	J ₁₋₂	6,62	289,40	0,02	435	354	8	4	81,79
Северо-Калиновая	29	2993,70	J ₁₋₂	5,07	160,27	0,03	429	221	7	5	72,40
Северо-Калиновая	30	3037,00	J ₁₋₂	4,88	182,56	0,03	429	252	7	5	72,57
Северо-Калиновая	30	3043,75	J ₁₋₂	7,16	284,04	0,02	432	354	9	4	80,34
Северо-Калиновая	30	3053,80	J ₁₋₂	5,10	145,51	0,03	432	182	6	4	79,97
Северо-Лугинцкая	189	2363,00	J ₃	14,05	288,77	0,05	427	460	22	1	62,80
Северо-Останинская	7	2772,60	J ₁₋₂	8,24	201,05	0,04	439	238	10	5	84,46
Северо-Останинская	7	2782,30	J ₁₋₂	5,43	164,49	0,03	443	192	6	6	85,71
Северо-Останинская	7	2776,30	J ₁₋₂	6,35	121,26	0,05	437	231	12	5	52,57
Северо-Останинская	9	2783,40	J ₁₋₂	6,08	222,95	0,03	438	254	7	8	87,74
Северо-Пионерская	1	3093,10	J ₁₋₂	8,58	128,74	0,06	450	152	10	3	84,72
Сельвейкинская	4	2812,30	J ₁₋₂	6,34	167,89	0,04	436	204	8	11	82,36
Сельвейкинская	3	2548,60	J ₃	16,15	322,82	0,05	417	417	21	8	77,37
Сельвейкинская	3	2648,10	?	2,77	150,37	0,02	427	194	4	5	77,49
Склоновая	21	2772,20	J ₃	8,44	176,11	0,05	435	226	11	3	77,97
Склоновая	21	2926,10	J ₁₋₂	13,75	260,91	0,05	437	309	16	3	84,30

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Смоляная	3	2640,30	J ₃	4,53	144,29	0,03	422	195	6	12	73,88
Соболиная	175	2697,00	J ₁₋₂	4,87	161,77	0,03	437	193	6	9	83,96
Советская	1868	1907,75	Cr	1,39	70,96	0,02	428	106	2	38	67,15
Соровская	40	2963,80	J ₁₋₂	11,67	273,27	0,04	425	354	15	2	77,27
Тамбаевская	6	2611,00	J ₃	4,85	266,01	0,02	424	349	6	13	76,24
Толпаровская	2	2651,80	J ₃	5,91	179,43	0,03	427	220	7	6	81,38
Толпаровская	2	2777,30	?	9,03	260,63	0,03	427	314	11	5	83,02
Чарусная	190	2594,40	J ₃	10,34	301,71	0,03	431	375	13	5	80,49
Чебачья	219	2115,90	J ₃	24,94	197,42	0,11	438	228	29	2	86,74
Чебачья	219	2168,95	J ₁₋₂	13,20	202,64	0,06	438	297	19	1	68,20
Чкаловская	3	2648,40	J ₃	14,36	209,12	0,06	433	251	17	4	83,44
Чкаловская	3	3095,40	J ₁₋₂	6,94	117,50	0,06	451	179	11	5	65,65
Чкаловская	6	2625,00	J ₃	10,63	182,88	0,05	429	226	13	3	80,95
Чкаловская	6	2626,00	J ₃	8,64	127,09	0,06	436	154	10	3	82,32
Чкаловская	6	2627,45	J ₃	6,17	186,87	0,03	428	239	8	4	78,06
Чкаловская	6	2628,45	J ₃	6,55	142,65	0,04	437	178	8	4	80,30
Чкаловская	6	2640,80	J ₃	11,74	267,04	0,04	434	334	15	3	79,97
Чкаловская	6	2647,80	J ₃	10,06	194,63	0,05	435	237	12	4	82,16
Чкаловская	9	2615,80	J ₃	8,44	99,29	0,08	438	126	11	4	78,89

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Чкаловская	5	2945,80	J ₁₋₂	9,17	196,60	0,04	450	243	11	2	81,01
Шингинская	299	2647,00	J ₃	14,39	264,88	0,05	432	361	20	2	73,35
Шингинская	299	2667,20	J ₃	9,48	218,23	0,04	434	269	12	9	81,07
Южно-Карасевская	7	2898,45	J ₁₋₂	7,70	208,50	0,04	430	310	11	3	67,30
Южно-Карасевская	7	2750,35	J ₃	12,43	200,18	0,06	425	345	21	2	58,02
Южно-Черемшанская	346	2712,90	J ₃	19,80	241,41	0,08	425	323	27	2	74,68
Южно-Черемшанская	346	2713,10	J ₃	22,39	282,53	0,07	427	344	27	2	82,21
Южно-Черемшанская	346	2713,40	J ₃	24,03	219,90	0,10	427	266	29	2	82,74
Южно-Черемшанская	346	2713,70	J ₃	19,90	228,39	0,08	429	303	26	1	75,35
Южно-Черемшанская	346	2714,00	J ₃	19,49	235,44	0,08	429	290	24	2	81,24
Южно-Черемшанская	346	2714,30	J ₃	16,59	229,38	0,07	428	291	21	2	78,74
Южно-Черемшанская	346	2714,70	J ₃	17,36	203,06	0,08	435	260	22	2	78,02
Южно-Черемшанская	346	2715,05	J ₃	16,03	229,56	0,07	432	311	22	2	73,83
Южно-Черемшанская	346	2715,30	J ₃	14,26	189,54	0,07	431	278	21	1	68,11
Южно-Черемшанская	346	2715,50	J ₃	18,34	239,55	0,07	435	285	22	2	84,01
Ясная	22	2661,50	J ₃	13,37	237,33	0,05	431	329	19	2	72,12
Ясная	22	2687,70	J ₃	10,83	232,74	0,04	434	280	13	3	83,21
Ясная	22	2692,70	J ₃	11,78	272,49	0,04	438	324	14	3	84,08
Ясная	22	2719,40	J ₃	16,29	269,94	0,06	433	354	21	2	76,26

Продолжение таблицы 15.

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S ₁	S ₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	TOC
Ясная	22	2742,10	J ₃	13,13	269,35	0,05	433	329	16	2	81,99
Ясная	22	2834,70	J ₁₋₂	7,63	212,93	0,03	440	252	9	3	84,59
Ясная	22	2986,70	J ₁₋₂	8,35	146,65	0,05	440	249	14	2	58,82
Аргиллиты тогурской свиты											
Арчинское (3 образца)	46	3111-3115	J ₁	0,1	2,9	0,10	449	265	11	68	0,9
Кулгинское (17 образцов)	141	3061-3077	J ₁	0,5	10,5	0,05	448	404	21	14	2,4
Столбовое (4 образца)	93	3126-3131	J ₁	0,08	0,5	0,32	440	42	11	81	0,7
Сутыгинская (16 образцов)	1	3077-3086	J ₁	0,4	8,8	0,06	444	158	9	18	4,4
Приколтогорская (8 образцов)	1	3126-3131	J ₁	1,4	18,0	0,14	450	270	24	10	5,9
Урманское (2 образца)	9	3095-3100	J ₁	0,03	0,14	0,15	442	43	8	114	0,37
Аргиллиты баженовской свиты											
Арчинское (10 образцов)	51	2599-2623	J ₃	3,4	63,8	0,05	423	710	38	3,7	9,0
Смоляное (10 образцов)	3	2600-2627	J ₃	3,1	56,8	0,05	424	708	39	3,6	8,0
Кулгинское (6 образцов)	145	2650	J ₃	4,3	60,5	0,07	430	716	47	2,2	9,2
Коим-Лыхская (14 образцов)	30	2449-2463	J ₃	5,5	83,4	0,06	427	665	44	2,4	12,7

Продолжение таблицы

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Возраст	S₁	S₂	PI	Tmax	HI	BI	OI	ТОС
Южно-Матюшкинская (14 образцов)	41	2596-2611	J ₃	8,1	100,3	0,07	428	661	54	0,7	15,1
Лонтынъ-Яхское (23 образца)	69р	2513-2526	J ₃	6,2	72,7	0,08	432	656	56	0,5	11,0
Ильякская (15 образцов)	2	2496-2512	J ₃	6,5	62,3	0,09	434	614	64	0,9	10,1
Северо-Пионерская (5 образцов)	1	2720-2739	J ₃	2,7	62,0	0,04	439	587	26	0,0	10,4
Кондаковское (4 образца)	31	2063-2083	J ₃	5,1	30,0	0,14	443	456	76	2,8	6,7
Западно-Салымское (4 образца)	1п	2814	J ₃	7,2	14,2	0,34	449	148	75	1,8	9,6

Таблица 16. Средние значения параметров, характеризующие нефтегазоматеринские свойства пород

Тип породы	S ₁	S ₂	HI	OI	Сорг.
Угли	9	187	250	4	76,0
Аргиллиты баженовской свиты	5	65	700	5	10,0
Аргиллиты тогурской свиты	0,4	6,8	300	50	2,4

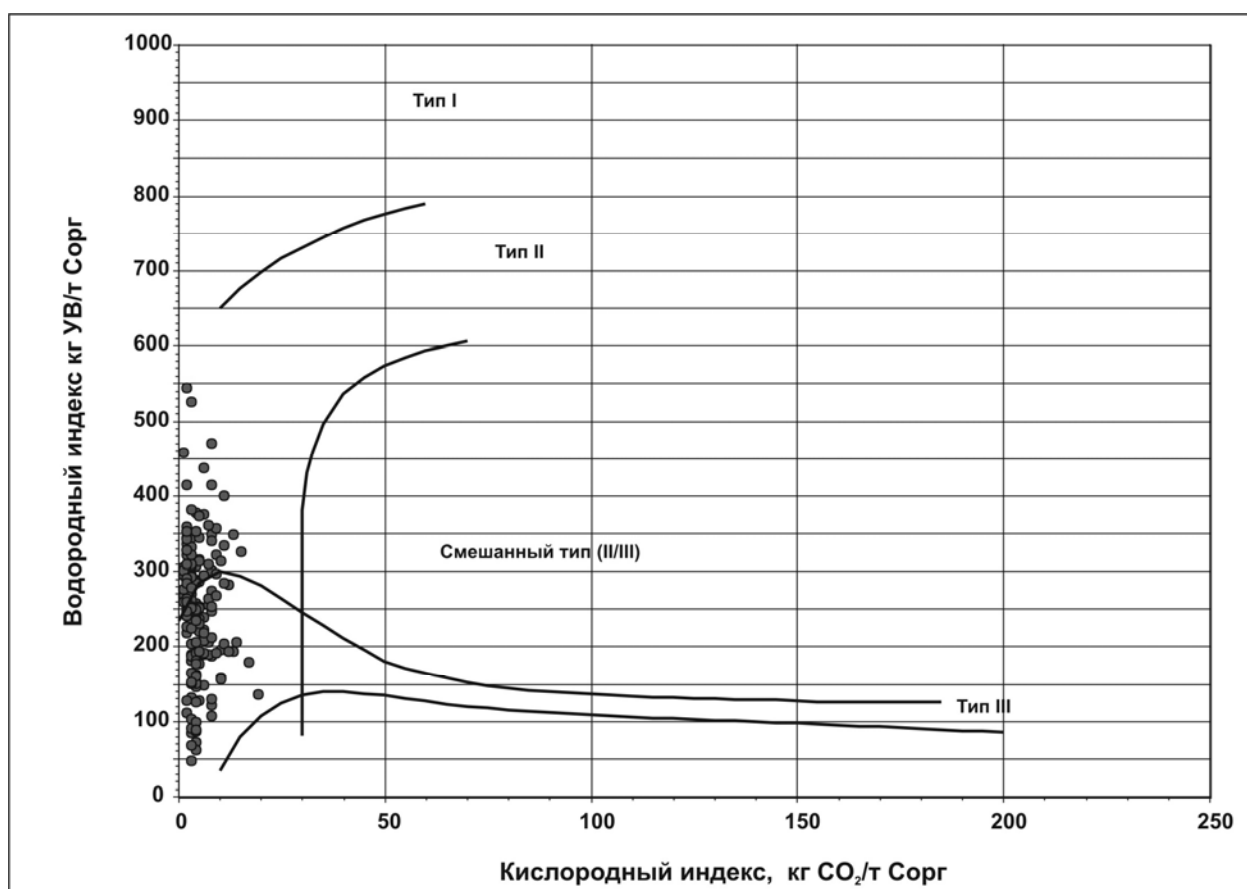


Рисунок 37. Диаграмма водородный индекс – кислородный индекс для углей по результатам пиролитических исследований.

Из рисунка 37 видно, что органическое вещество исследованных углей на основании значений пиролитических параметров водородного и кислородного индексов относится к II/III и III типам органического вещества по Тиссо и Вельте, а согласно классификации органического вещества по величине водородного индекса [Peters et al., 2005], такое органическое вещество должно генерировать как газ, так и нефть.

Определение мацерального состава (таблица 17) 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 (рисунок 38), что является вполне очевидным. В процессе угленакопления в формировании состава и как следствие свойств угля очень важную роль играет обстановка осадконакопления [Сарбеева Л.И., 1968]. Восстановительная обстановка способствует не только сохранению органического вещества вообще, от окисления сохраняются, прежде всего, алифатические структуры исходной биомассы (спирты, кислоты, каротиноиды) существенно обогащенные водородом относительно других составляющих биопродуцентов (лигнин, целлюлоза). Поэтому углистое органическое вещество, накопление которого происходило в восстановительных условиях, характеризуется более высокой водородной насыщенностью, большим выходом летучих продуктов и водородным индексом. На рисунке 38 видно, что для исследованных углей наблюдается хорошая корреляция между водородным индексом и элементным составом. Все эти угли характеризуются низким содержанием компонентов группы лейптинита, поэтому способность к генерации парафиновых углеводородов этими углями должна быть не очень высокой, несмотря на их высокую водородную насыщенность. Скорее всего, эти угли обладают преимущественно газогенерационным потенциалом. Среди исследованных углей присутствуют образцы с повышенным содержанием мацералов группы лейптинита (таблица 12 в главе «Катагенез органического вещества»), это образец угля из скважины 3 Налимьей площади (глубина 3407,60 м), содержание лейптинита – около 18 %. Такие высокие значения содержания лейптинита в углях могут указывать на высокую способность к генерации парафинистой нефти.

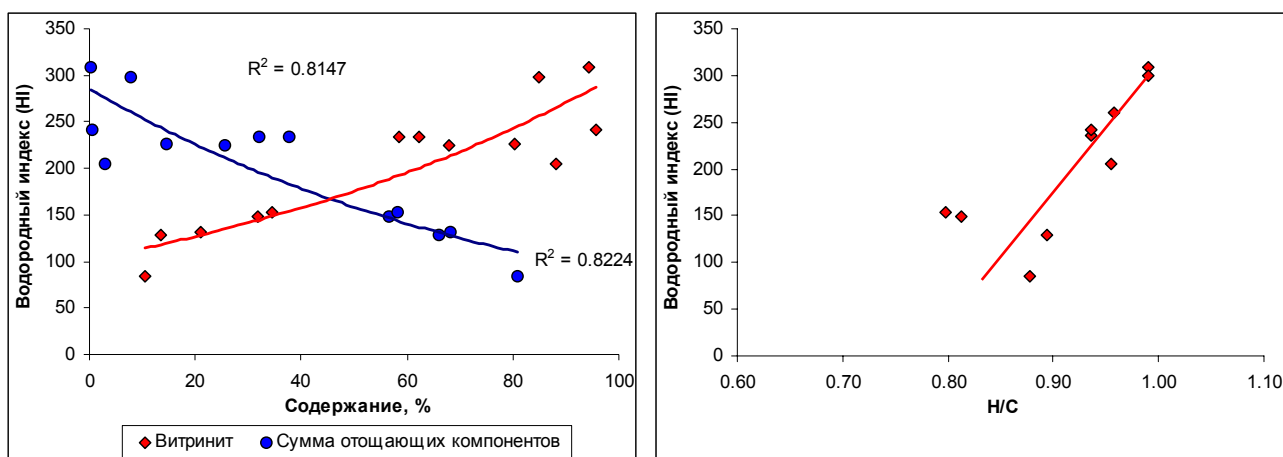


Рисунок 38. Зависимость водородного индекса верхнеюрских углей Боковой скважины 1 от содержания в нем мацералов группы витринита и отощающих компонентов и элементного состава.

Таким образом, согласно пиролитическим исследованиям, при достаточной реализации нефтегазогенерационного потенциала, т.е. при соответствующем катагенезе и при наличии прочих благоприятных условий для первичной и вторичной миграции, а также аккумуляции, вероятность формирования залежей нефти, генерированных углистым органическим веществом должна быть достаточно высокой, по крайней мере не ниже, чем у тогурской свиты и других пород нижней и средней юры, с повышенным содержанием органического вещества.

Таблица 17. Петрографический и элементный состав углей

Площадь, месторождение	Скв. №	Глубина, м	Петрографический состав угля, %						Элементный состав угля, %						
			L	Vt	Sv	I	MI	OK	C	H	S	N	O	H/C	O/C
Боковая	1	2569,40	2,1	31,9	23,6	38,9	3,5	56,6	76,18	5,16	3,86	4,50	10,30	0,81	0,10
Боковая	1	2569,60	4,9	13,5	25,1	35,2	21,3	66,0	62,85	4,68	10,99	14,10	7,38	0,89	0,09
Боковая	1	2569,85	1,9	67,9	9,7	18,6	1,9	25,6	-	-	-	-	-	-	-
Боковая	1	2570,20	-	-	-	-	-	-	79,42	6,34	1,98	0,30	11,96	0,96	0,11
Боковая	1	2570,40	1,3	20,9	23,2	49,0	5,6	68,3	-	-	-	-	-	-	-
Боковая	1	2570,70	1,4	62,2	9,2	25,5	1,7	32,2	-	-	-	-	-	-	-
Боковая	1	2570,95	1,3	34,5	15,7	46,4	2,1	58,1	75,17	5,00	5,34	5,90	8,59	0,80	0,09
Боковая	1	2571,20	0,9	94,3	0,6	0,0	4,2	0,4	76,79	6,34	3,95	2,00	10,92	0,99	0,11
Боковая	1	2571,50	2,4	84,9	5,1	4,0	3,6	7,7	76,84	6,34	4,12	3,50	9,20	0,99	0,09
Боковая	1	2571,80	0,4	58,5	5,1	33,2	2,8	37,7	74,23	5,79	5,92	6,00	8,06	0,94	0,08
Боковая	1	2572,20	0,7	95,7	0,7	0,0	2,9	0,5	74,44	5,81	4,29	5,70	9,76	0,94	0,10
Боковая	1	2572,55	0,0	10,5	20,1	59,4	10,0	80,9	72,97	5,34	7,74	10,40	3,55	0,88	0,04
Боковая	1	2572,90	0,8	80,2	7,1	9,5	2,4	14,6	-	-	-	-	-	-	-
Боковая	1	2573,35	2,0	88,2	1,0	2,1	6,7	3,0	72,40	5,76	4,81	5,90	11,13	0,95	0,12
Олимпийская	156	2445,48	0,0	16,5	41,1	31,0	11,4	65,9	70,64	4,20	0,73	14,20	10,23	0,71	0,11
Олимпийская	156	2445,68	0,4	35,7	19,4	38,8	5,7	54,9	78,36	5,15	0,28	4,50	11,71	0,79	0,11
Олимпийская	156	2445,85	0,0	11,9	23,7	56,3	8,1	78,5	75,34	4,88	3,11	7,80	8,87	0,78	0,09
Олимпийская	156	2446,07	0,3	8,1	26,8	62,5	2,3	82,3	82,80	5,44	0,21	0,40	11,15	0,79	0,10
Олимпийская	156	2446,32	0,3	24,1	24,6	44,4	6,6	65,1	79,96	5,58	0,36	2,20	11,90	0,84	0,11
Олимпийская	156	2446,55	0,8	8,6	29,5	56,8	4,3	79,9	82,82	5,10	0,89	1,50	9,69	0,74	0,09
Олимпийская	156	2446,82	0,0	88,5	2,0	5,2	4,3	6,8	75,00	5,70	2,04	5,10	12,16	0,91	0,12
Олимпийская	156	2447,05	0,3	86,9	3,8	8,5	0,5	11,1	81,15	6,36	0,45	0,10	11,94	0,94	0,11

6. НЕФТИ, СВЯЗАННЫЕ С УГЛИСТЫМ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ, ИХ КАТАГЕНЕЗ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ

Подтверждением участия углистого органического вещества в формировании углеводородных скоплений Томской области является молекулярный и изотопный состав нефти и газа уже открытых на сегодня месторождений. Для выявления углеводородных скоплений, в формировании которых принимало участие углистое органическое вещество, необходимо было провести корреляцию состава нефтей и углеводородных газов с нефтегазоматеринскими отложениями.

6.1. Типизация нефтей на основе их молекулярного состава

Значительное развитие аналитической техники за последние несколько десятилетий позволило сделать существенный прорыв в геологии и геохимии нефти и газа. И то, что ещё предполагал о взаимосвязи нефти и органического вещества пород в начале 20 века В.И. Вернадский, сегодня многократно и на разных уровнях исследований подтверждено различными учёными. В практические задачи геохимии нефти и газа сейчас обязательно входит идентификация нефтегазоматеринских пород в осадочных бассейнах, однако их правильное определение и оценка вклада в нефтегазоносность района немыслима без исследования и генетической типизации углеводородных флюидов открытых месторождений. В последнее время проблемой происхождения нефтей в Западной Сибири занимались и занимаются многие ученые, среди них А.Э. Конторович, А.А. Петров, О.В. Серебренникова, Н.В. Лопатин, И.В. Гончаров, Н.П. Запивалов и многие другие.

За основу для разделения нефтей Томской области на группы была взята геохимическая типизация, разработанная И.В. Гончаровым и его коллегами. Согласно ей все нефти Томской области связаны с тремя основными типами нефтематеринских пород, расположенными в верхней и нижней, средней юре, а также палеозое. В соответствии с этим были выделены баженовский, палеозойский и тогурский типы [Гончаров И.В. и др., 2003]. Каждый тип нефти имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, являющихся следствием разного молекулярного и атомного состава. Экспериментальные данные из работы [Гончаров И.В. и др., 2003] были значительно расширены и дополнены.

Современные возможности аналитической техники позволяют использовать при генетических (корреляционных) построениях практически неограниченный набор параметров. Однако на практике часто используются параметры, основанные на

соединениях, содержание которых в нефти крайне незначительно. В этом случае существует опасность того, что по соединениям, попавшим в нефть достаточно случайно, будет сделан неверный вывод обо всём геохимическом облике и, следовательно, генезисе нефти. Поэтому при типизации использовались классы соединений, которые содержатся в нефти в значительных количествах.

Для геохимической типизации были использованы параметры, основанные на распределении алканов нормального и изо строения (Pr/Ph , Ki , Kp), длинноцепочечных алкилбензолов (ABI), метилдибензотиофенов ($4MDBT/1MDBT$), соотношении содержания алканов и моноароматических углеводородов (MA/Alk).

В таблице 18 и на рисунке 39 приведены нефти каждого типа и даны некоторые особенности их молекулярного состава.

Нефти **баженовского типа** стратиграфически приурочены к ловушкам горизонта $Ю_1$ и всего мелового комплекса. При этом большая часть залежей нефти Западной Сибири, связанна с нефтегенерацией баженовской свиты [Kontorovich A.E. 1984]. В Томской области к нефтям баженовского типа были отнесены крупнейшие залежи месторождений: Советского, Вахского, Лугинецкого, Первомайского, Игольско-Талового, Крапивинского, Катильгинского, Северного, Столбового и др. К отличительным чертам баженовских нефтей следует отнести:

- самые низкие значения отношения пристана к фитану (Pr/Ph);
- высокие значения отношения Ki ;
- самый низкий катагенез (высокие значения Ki , низкие $4MDBT/1MDBT$);
- равномерное распределение алкилбензолов (ABI от 0,9 до 1,1);
- наибольшее содержание моноароматических углеводородов.

Помимо этого следует добавить особенности неоднократно описанные в литературе: повышенное содержание серы, ванадия и ванадилпорфиринов, легкий изотопный состав углерода, низкие отношения m/o -ксилолов и $Kc/ЭтБ$; преобладание четных n -алканов $C_{20}-C_{30}$, типичный для морских продуцентов и восстановительных условий fossilization состав стеранов и гопанов [Гончаров И.В. и др., 2003].

Несмотря на то, что Томская область обладает гораздо меньшими запасами углеводородного сырья по сравнению с более северными территориями Западной Сибири (Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа), здесь находится значительная часть залежей нефти, открытых в отложениях палеозоя (Арчинское, Калиновое, Урманское, Герасимовское, Солоновское, Тамбаевское, Южно-Табаганское и др.).

Происхождение **палеозойских нефтей** до сих пор является дискуссионным, однако одно можно сказать, что они были генерированы классическими нефтематеринскими породами морского генезиса. Характерной особенностью нефтей палеозойского типа является низкое отношение Pr/Ph (в среднем 1,38), в отличие от баженовских нефтей высокий катагенез обусловил сглаженное распределение n-алканов. Ранее также была выявлена отличительная черта распределения длинноцепочечных моноалкилбензолов, среди которых часто преобладают соединения с n-алкильными заместителями состава C₁₅ и C₁₇, а иногда и C₁₉ [Гончаров И.В. и др., 2003]. Однако в последующем показано, что подобная особенность присуща не только нефтям палеозоя Томской области, но и палеозойским нефтям Белоруссии, а также древним нефтям Восточной Сибири [Oblasov N.V. et al., 2009]. Ясно, что причиной присутствия в древних нефтях алкилбензолов с нечётными C₁₅-C₁₉ алкильными заместителями является наличие специфических биологических предшественников. Например, такие алкилбензолы были обнаружены в составе грибов *Corticium saticinum* [Gripenberg J., 1952]. Возможно, более древние формы грибов с подобным специфическим составом алкилбензолов имели широкое распространение в доюрское время. Кроме этого источником таких алкилбензолов может быть сине-зелёная водоросль *Gloeocapsomorpha prisca* широко распространённая в кембрий-ордовикское и девонское время. Алкилбензоловые структуры были идентифицированы в составе керогена ордовикского эстонского кукерсита [Lille U., 2003], основу органического вещества которого составляют останки этой водоросли. Также алкилбензолы с преобладанием n-C₁₅ и n-C₁₇ алкильных заместителей были обнаружены в составе экстрактов из нефтематеринских пород позднего девона в Южной Альберте Канады [Fowel M.G. et al., 2004].

Возможно, основные нефтематеринские породы палеозойских нефтей Томской области связаны с морскими отложениями среднего девона и среднего карбона [Гончаров И.В. и др., 2003], однако и другие породы палеозоя могли в той или иной мере участвовать в их генезисе. Согласно другой точке зрения [Лопатин Н.В. и др., 1997; Абросимова О.О., 1996; Костырева Е.А., 2005], эти нефти могли быть генерированы как собственно глубоко залегающими породами палеозоя, так и породами, содержащими смешанное органическое вещество, тогурской свиты. Тем не менее, вопрос происхождения палеозойских нефтей Западной Сибири до сих пор остаётся нерешённым.

Парафинистые нефти типа А (по классификации А.Э.Конторовича и О.Ф. Стасовой, 1977), хотя и залегают в породах палеозоя, не относятся к палеозойскому типу нефтей в классификации Гончарова И.В. Скорее всего их следует отнести к нефтям тогурского типа.

По сравнению с другими группами исходное органическое вещество **тогурского типа** нефтей было сформировано преимущественно высшей наземной растительностью и накапливалось в окислительных условиях. В неё были объединены нефти, генерированные не только предположительно тогурской пачкой, но и всеми остальными источниками, расположенными в широком стратиграфическом диапазоне от перми-триаса до средней и верхней юры [Гончаров И.В. и др., 2003], главным образом углесодержащими породами. Наличие таких нетипичных для формирования нефтематеринского органического вещества условий привело к появлению достаточно редко встречающегося типа нефтей.

Многие их уникальные свойства были отмечены многими исследователями [Конторович А.Э., Стасова О.Ф., 1977; Гончаров И.В., 1987; Гончаров И.В. и др., 2003; Воробьёва Н.С. и др., 1992; Петров Ал.А., 1994, 1995]:

- высокое содержание парафинов;
- низкая плотность;
- низкое содержание смол, серы, микроэлементов;
- тяжелый изотопный состав углерода;
- частое преобладание нечетных алканов C_{20} - C_{30} ;
- преобладание стеранов состава C_{29} над C_{27} и C_{28} ;
- высокие отношения Pg/Ph , м-/о- ксилолов, сумма ксилолов/этилбензол, шестичленных нафтендов к пятичленным и т.д.

Возможное участие пород обогащенных углистым материалом (тамбаевская и тюменская свиты) упоминалось некоторыми исследователями для нефтей нижней юры и палеозойских отложений [Конторович А.Э., Стасова О.Ф., 1977; Абросимова О.О., 1996; Гончаров И.В. и др., 2006а, в]. Данные таблицы 14 (глава 4) и 18 подтверждают сделанные ранее наблюдения. Отношение Pg/Ph в этой группе самое высокое из всех нефтей (от 2,3 до 8,8), такое же, как и в экстрактах из углей (2,8-16,6). Также связь прослеживается и в составе биомаркеров. Например, в углях и нефтях тогурского типа распределение стеранов идентично: преобладает содержание стеранов состава C_{29} (рисунок 40), что свидетельствует о вкладе в органическое вещество высшей наземной растительности. Особенно стоит отметить нефть, полученную из угольной шахты Полосухинская Кемеровской области, которая по молекулярным параметрам полностью соответствует нефтям тогурского типа и экстрактам из углей.

Несмотря на то, что подавляющая часть этих нефтей приурочена к ловушкам нижней и средней юры, а также к коре выветривания, иногда они встречаются в верхнеюрских отложениях (Верхнекомбарское, Верхнесалатское, Ондатровое

месторождения) и даже в меловых (Южно-Мыльджинское месторождение). Отсутствие угленакопления на территории Томской области в меловой период [Голицын М.В. и др., 2002] может свидетельствовать о миграции нефти из юрских отложений в меловые пласты Б₁₁-Б₁₂ на Южно-Мыльджинском месторождении. Кроме этого состав нефти из горизонта Ю₁ практически полностью идентичен нефти пластов Б₁₁-Б₁₂ (таблица 18).

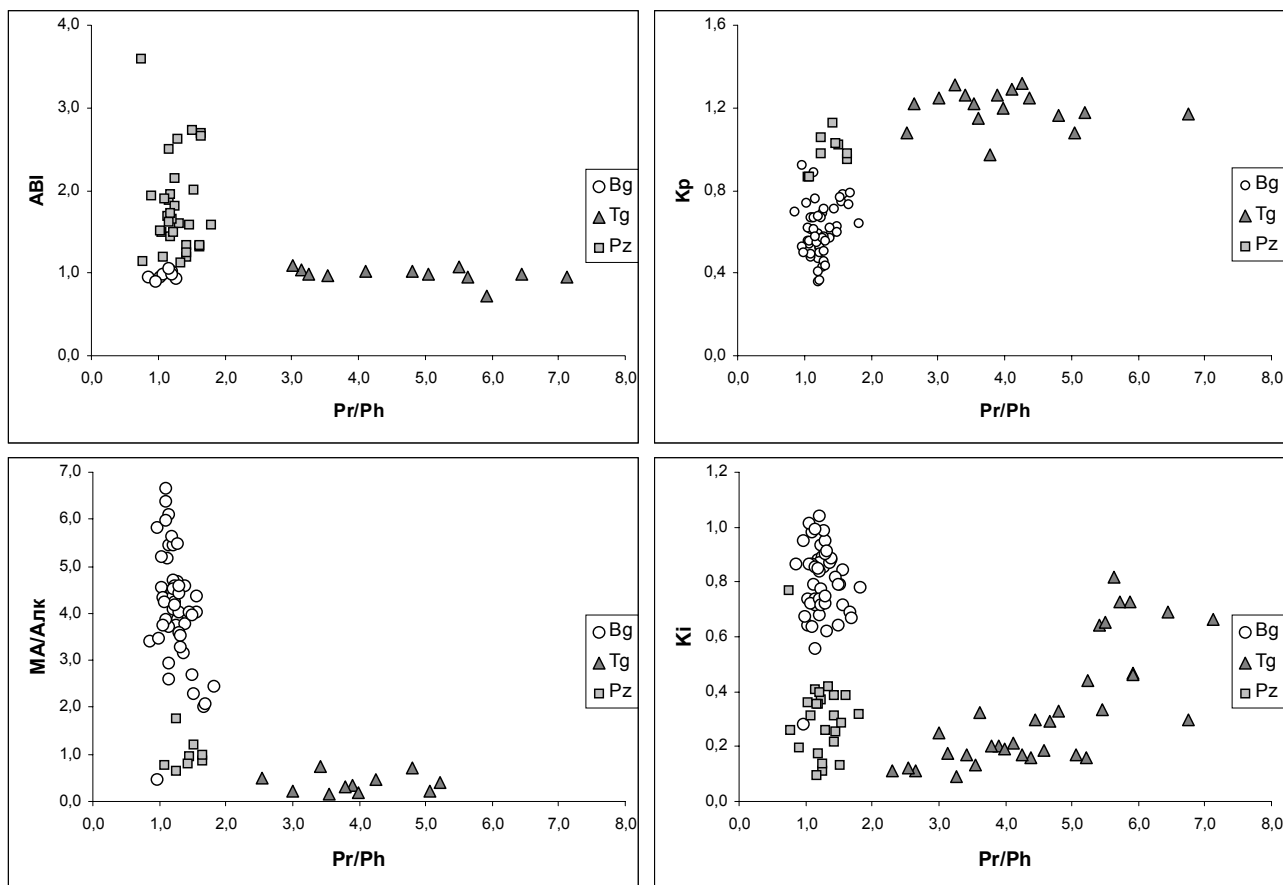


Рисунок 39. Взаимосвязь молекулярных параметров для нефтей баженовского (Bg), тогурского (Tg) и палеозойского (Pz) типов. Pr/Ph – отношение содержания пристана к фитану; $K_i = (Pr + Ph) / (n-C_{17} + n-C_{18})$ – изопреноидный коэффициент; $K_p = (n-C_{25} * n-C_{27}) / (n-C_{26}^2)$, где n-C₂₅, n-C₂₇ и n-C₂₆ – площади пиков соответствующих n-алканов; MA/Алк – отношение содержания пентадецилбензола и n-алкана C₂₂ (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).

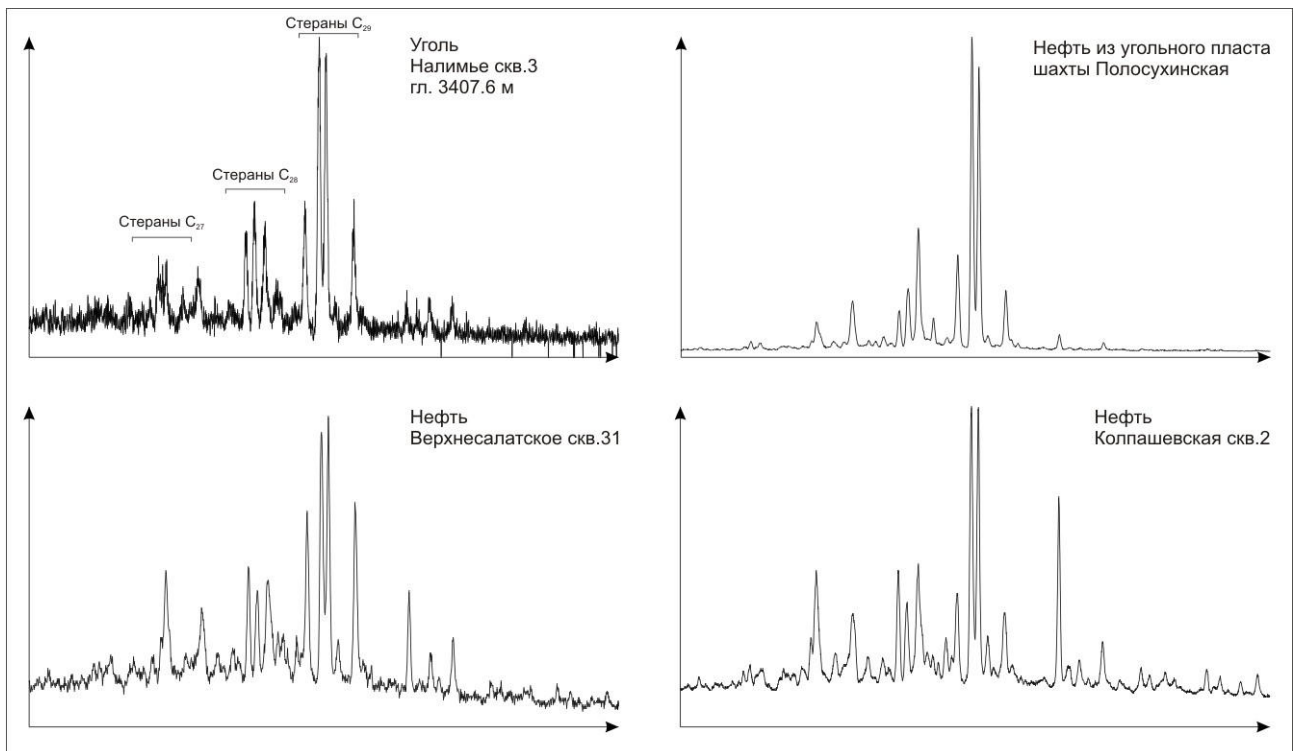


Рисунок 40. Распределение стерановых углеводородов в углях и некоторых нефтях тогурского типа.

Таблица 18. Молекулярные параметры исследованных нефтей Томской области различных генетических групп

Площадь, месторождение	№скв.	Интервал перфорации, м	Пласт	Pr/Ph	Ki	MA/Алк	АВI	Kp	4МДБТ/ 1МДБТ
Нефти тогурского типа									
Вартовское	330	2574-2556	Ю ₆	4,81	0,33	0,72	1,03	1,16	1,34
Верхнесалатское	2	2432-2459	Ю ₁	5,50	0,65	-	1,07	-	-
Верхнесалатское	21	2433-2459	Ю ₁	5,42	0,64	0,63	-	1,13	-
Верхнесалатское	118	2572,5-2576,0	Ю ₂	5,23	0,44	0,55	-	1,11	1,75
Верхнекомбарское	290	2427-2446	Ю ₁	8,77	0,82	0,19	0,95	1,16	2,22
Западно-Крыловская	1	3011-3020	-	2,65	0,11	-	-	1,22	4,06
Колпашевская	2	2780-2861	Ю ₁₇	6,76	0,30	-	-	1,17	-
Конторовичевское	4	2226-2270	Ю ₁ ³	5,30	0,73	-	-	-	-
Крыловская	1	2861-3061	Pz	3,26	0,09	-	0,99	1,31	5,35
Малореченское	124p	-	Ю ₂	5,88	0,73	0,35	-	-	-
Медведевская	119p	2700-2800	M	4,11	0,21	-	1,02	1,29	1,84
Ондатровое	1	2204-2210	Ю ₁	5,91	0,47	-	-	-	-
Останинское	438	2750-2755	-	3,01	0,25	0,21	1,09	1,25	-
Парбигская	1	2779-2795	Pz	5,21	0,16	0,39	-	1,18	-
Приколтогорская	1	3180-3203	Ю ₁₅	4,38	0,16	-	-	1,25	5,86
Речное	281	2887-2935	Pz	5,93	0,46	-	0,71	-	2,82
Северо-Лугинецкое	189 P	2496-2503	Ю ₆	3,98	0,19	0,20	-	1,20	-
Северо-Останинское	7	3020-3040	M	4,66	0,29	0,33	-	1,19	3,63
Северо-Фестивальное	1	3236-3257	Pz	4,45	0,30	-	-	-	-

Продолжение таблицы 18.

Площадь, месторождение	№скв.	Интервал перфорации, м	Пласт	Pr/Ph	Ki	MA/Алк	АВІ	Кр	4МДБТ/ 1МДБТ
Селимхановское	2	2455-2470	Pz	5,06	0,17	0,22	0,99	1,08	3,32
Селимхановское	5	2486-2516	Pz	4,57	0,19	-	-	-	-
Средне-Соболиная	181	2507- 2515	Ю ₂	5,46	0,33	0,33	-	1,03	-
Толпаровская	1	3209-3221	Ю	3,42	0,17	0,76	-	1,26	-
Черемшанская	1р	3001-3008	Ю ₂₀	3,79	0,20	0,30	-	0,97	-
Черталинская	1	3270-3286	Ю ₁₄	3,55	0,13	0,16	0,96	1,22	-
Чкаловское	106	3116-3132	М	4,26	0,17	0,48	-	1,32	-
Южно-Мыльджинское	22	2125-2165	Б ₁₁ -Б ₁₂	7,23	0,72	-	-	-	-
Южно-Мыльджинское	216	-	Ю ₁	7,12	0,66	-	0,96	1,06	1,34
Южно-Пыжинская	1	2963-2970	Ю ₁₂	3,52	0,18	-	-	-	-
Ясное	21	2874-2913	-	2,54	0,12	0,50	-	1,08	-
Нефть угольной шахты Полусухинская	-	-	У ₂₆ (пермь)	6,45	0,69	0,22	0,98	1,59	-
Нефти баженовского типа									
Минимальное значение				0,97	0,56	2,00	0,91	0,36	0,84
Максимальное значение				1,82	1,04	6,66	1,06	0,89	3,45 (13,44)*
Среднее значение				1,27	0,81	4,20	0,98	0,60	1,63
Нефти палеозойского типа									
Минимальное значение				0,98	0,11	0,56	1,13	0,71	1,90
Максимальное значение				1,80	0,42	2,82	2,74	1,22	6,27
Среднее значение				1,38	0,29	1,20	1,74	0,98	3,53

Примечание: 13,44* – максимальное значение встреченное для нефтей баженовского типа в Западной Сибири, нефть Салымского месторождения.

6.2. Генезис газов по результатам изотопных измерений

Дополнительным критерием, подтверждающим генетическую связь нефти и органического вещества углей, является изотопный состав углерода компонентов попутного газа. Изотопный состав углерода широко используется для различных геохимических построений [Галимов Э.М. и Кодина Л.А., 1973]. Это обусловлено тем, что изотопный состав отражает, с одной стороны, генетическую природу нефтематеринского органического вещества, а с другой, течение процессов катагенеза.

Была отобрана коллекция газов с различных месторождений с целью изучения их изотопного состава. Коллекция была сформирована таким образом, что в нее попали газы с месторождений, где генезис нефтей по молекулярным параметрам состава жидких углеводородов не вызывает сомнений, а также месторождений (прежде всего с газоконденсатной шапкой) со спорным генезисом. Первые полученные результаты были опубликованы в следующих работах [Гончаров И.В. и др., 2004в, 2005г; Goncharov I.V. et al., 2005a], и в последующем выборка исследованных попутных газов значительно расширилась.

Из числа нефтей тогурского типа были отобраны пробы газа Верхнекомбарского, Верхнесалатского, Селимхановского, Чкаловского и Южно-Мыльджинского месторождений (таблица 20). Нефти баженовского типа были представлены газами Вахского, Двуреченско-Мелимовского, Западно-Ключевского, Западно-Катыльгинского, Игольско-Талового, Крапивинского, Первомайского, Пуглалымского, Северного, Соболиного, Средненюрольского месторождений, а палеозойские – Арчинского, Кулгинского, Тамбаевского, Южно-Табаганского (таблица 19). Помимо этого анализировались газы месторождений с крупными газоконденсатными шапками (Лугинецкое и Мыльджинское).

Результаты, приведены в таблицах 19, 20 и на рисунке 41. Полученный материал по изотопному составу с одной стороны, оказался достаточно неожиданным, а с другой, вполне объяснимым. Из результатов следует, что наиболее легким изотопным составом всех газовых компонентов от метана до пентана обладают газы, ассоциированные с нефтями баженовского типа. Это обусловлено, прежде всего, природой нефтематеринского органического вещества баженовской свиты и его низким катагенезом.

Палеозойский тип представлен катагенно преобразованными газами месторождений, генерированными органическим веществом палеозоя. Тяжелый изотопный состав метана и его гомологов для газовых компонентов нефтей этой группы вполне объясним, учитывая высокий катагенез [Фомин А.Н., 2003], продуцировавшего их органического вещества палеозойских отложений. Хорошо известно [Галимов Э.М. и Кодина Л.А., 1973; Galimov E.M., 1988], что с ростом термической зрелости органического вещества изотопный состав метана существенно утяжеляется. В целом же газовые компоненты палеозойских нефтей характеризуются высокими значениями $\delta^{13}\text{C}$ метана и повышенными значениями $\delta^{13}\text{C}$ для газовых компонентов от этана до пентана, по сравнению с газами баженовского

генезиса. Примечательно, что жесткие термические изменения исходного органического вещества, а, возможно, и нефтей не смогли полностью перекрыть генетический эффект, заложенный в типе исходного органического вещества.

Обычно в залежи нефть и газ имеют один источник. Тем не менее, в группу газов палеозоя попали газы некоторых газоконденсатных залежей, расположенных в верхней юре (Лугинецкое и Мыльджинское). Стоит отметить, что по всем молекулярным параметрам жидкой составляющей нефти этих месторождений являются типичными представителями нефтей верхней юры. Они были генерированы баженовской свитой. Но изотопный состав газов однозначно указывает на то, что на этих месторождениях газовая и жидкая составляющая пластового флюида имеют разный генезис.

Особенностью геологического строения этого района является то, что на крупных структурах (Лугинецкое и Мыльджинское куполовидные поднятия) мощность осадков нижней и средней юры значительно сокращена, а сам разрез существенно опесчанен. Глины и аргиллиты, которые могли бы играть роль флюидоупоров, часто не выдержаны по латерали, в них имеются литологические окна. Все это способствует вертикальной миграции флюидов из нижележащих отложений под региональный флюидоупор, каким является баженовская свита.

Вероятно, первоначально на Мыльджинской и Лугинецкой структурах в условиях высоких температур из органического вещества палеозойских пород сформировались чисто газовые залежи. Баженовская свита начала продуцировать нефть и газ значительно позже. Эти продукты генерации также стали поступать в структуру, формируя нефтяную оторочку. За счет ретроградного испарения часть бензиновых фракций нефти перешла в газ, и газовая залежь стала газоконденсатной.

Таблица 19. Изотопный состав углерода попутных газов баженовского и палеозойского типов нефтей.

Месторождение	$\delta^{13}\text{C},\text{‰}$						
	метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан
Баженовский тип							
Минимальное значение	-59,0	-41,4	-38,8	-34,9	-36,9	-33,3	-35,2
Максимальное значение	-51,8	-36,6	-33,1	-31,5	-33,7	-30,1	-31,7
Среднее (по 11 образцам)	-55,3	-39,3	-36,8	-33,3	-35,3	-31,4	-33,7
Палеозойский тип							
Минимальное значение	-46,7	-34,2	-33,2	-34,3	-33,9	-31,6	-33,3
Максимальное значение	-41,4	-31,1	-30,1	-30,2	-29,9	-28,1	-28,2
Среднее (по 6 образцам)	-43,6	-32,6	-31,7	-31,2	-31,7	-29,8	-30,3

Примечание: проанализированные образцы

- баженовский тип: Вахское скв.646 (Ю₁), Двуреченско-Мелимовское скв.29 (Ю₁), Западно-Катыльгинское скв.517 (Ю₁), Западно-Ключевское скв.68 (Ю₁), Игольско-Таловое скв.122 (Ю₁), Крапивинское скв.226 (Ю₁), Первомайское скв.2288 (Ю₁), Пуглалымское скв.88 (Ю₁), Северное скв.564 (Ю₁), Соболиное скв.181 (Б₈), Средненюрольское скв.131 (Ю₁);

- палеозойский тип: Арчинское скв.42 (Pz), Кулгинское скв.145 (Ю₁₂), Лугинецкое (сборный газ сепарации, Ю₁), Мыльджинское скв.211 (Ю₁), Тамбаевское скв.6р (Pz), Южно-Табганское скв.137 (М).

Таблица 20. Компонентный и изотопный состав попутных газов нефтей тогурского генетического типа.

Месторождение	Скв.	Пласт	Содержание, % мольн. / $\delta^{13}\text{C}$, ‰						
			метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан
Тогурский тип									
Верхнекомбарское	297	Pz	39,40	11,72	21,69	7,22	8,71	3,23	2,49
			-50,1	-32,0	-27,9	-27,5	-27,2	-26,8	-27,5
Верхнесалатское	22	Ю ₁	65,39	8,85	14,04	4,60	2,71	0,79	0,40
			-54,2	-30,8	-26,8	-27,0	-26,6	-28,2	-27,2
Селимхановское	5	M	68,02	9,76	9,41	2,66	3,51	1,28	1,08
			-51,9	-32,4	-29,3	-30,3	-28,3	-29,5	-28,0
Чкаловское	23	M	64,15	8,62	11,26	3,04	4,27	1,18	1,00
			-44,6	-28,2	-24,9	-26,6	-25,5	-25,5	-26,5
Чкаловское	501	Pz	77,83	4,08	2,72	0,77	1,08	0,36	0,29
			-48,2	-29,2	-26,1	-27,1	-26,2	-26,7	-25,7
Южно-Мыльджинское	221	B ₁₀	79,71	5,63	5,73	1,74	0,78	0,19	0,09
			-52,1	-31,5	-27,9	-26,7	-27,5	-27,2	-27,5
Южно-Мыльджинское	221	B ₁₂	81,45	0,17	1,12	0,61	0,66	0,64	0,49
			-52,4	-32,4	-29,5	-27,7	-30,9	-25,5	-25,9

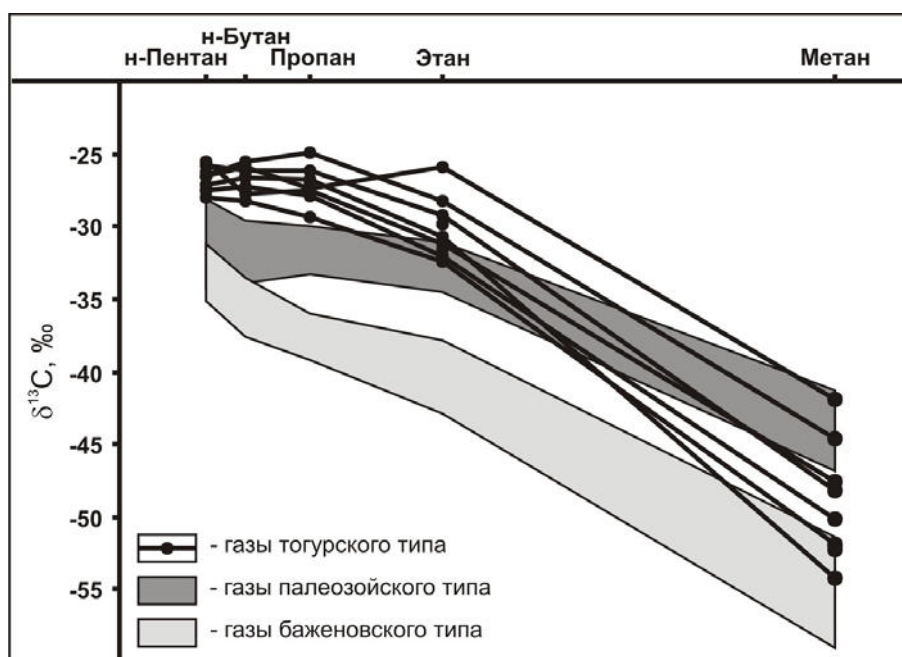


Рисунок 41. Изотопный состав газовых компонентов нефтей трех генетических типов.

Последнюю группу представляют газы генетически связанные с нефтематеринскими породами, исходное органическое вещество которых является терригенным (гумусовым) и окисленным. Изотопный состав углерода газовой составляющей нефтей тогурского типа является индикатором происхождения этих газов. Источником для них, могло быть органическое вещество углистых отложений. Окислительные условия осадконакопления и вклад высшей наземной растительности в исходную органику могли послужить причиной высоких значений $\delta^{13}\text{C}$ тяжелых газовых компонентов [Гончаров И.В., 1987]. С другой стороны различная термическая зрелость углистого органического вещества явилась причиной широкого диапазона изотопного состава метана для нефтей тогурского генетического типа. Наименее термически преобразованные нефти Верхнесалатского, Селимхановского и Южно-Мыльджинского месторождений характеризуются содержанием изотопно-лёгкого метана (-51,9...-54,2 ‰), а более преобразованные нефть Чкаловского месторождения (залежь в доюрских породах) содержит более изотопно-тяжёлый метан (-44,6...-48,2 ‰).

Полученные результаты также подтверждают неоднократно высказывающуюся 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 4-6 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 наличие таких гигантов.

Согласно другой точке зрения [Немченко Н.Н. и др., 1999; Lopatin N.V et al., 2004] гигантские газовые залежи севера Западной Сибири связаны с ранней газогенерацией верхнемеловых углей. Отражательная способность витринита в подошве углесодержащих отложений покурской свиты составляет 0,50-0,60 %. Тогда становится непонятным отсутствие таких гигантских залежей природного газа в Томской области, особенно в зонах с невысокой степенью прогретости (например, Чузиковско-Чижарская мезоседловина) и повышенной угленасыщенностью юрских отложений, где в кровле юрских отложений отражательная способность находится также на уровне 0,50-0,60 %.

6.3. Катагенез нефтей

Сопоставление значений молекулярных параметров термической зрелости между нефтематеринскими породами и генетически связанными с ними нефтями дает очень полезную информацию, главным образом определение минимальной степени термической зрелости, при которой нефтегенерация достигает уровня, достаточного для образования залежей нефти. Недавно была проведена подобная большая работа для баженовской свиты [Гончаров И.В. и др., 2004а, 2004в, 2006б, Патент РФ №2261438, Goncharov I.V. et al., 2005с], где в качестве такого критерия выступал параметр, основанный на соотношении метильных изомеров дибензотиофена. Подобный подход был использован для углистого органического вещества.

Проведя сопоставление уровня термической зрелости органического вещества углей юрских отложений Томской области по различным молекулярным параметрам и отражательной способности витринита, была сделана попытка с их использованием оценить степень термической зрелости нефтей. В таблице 20 даны значения некоторых параметров термической зрелости для нефтей тогурского типа. В геохимических целях всегда рекомендуется использовать комплекс параметров, поэтому для оценки катагенеза нефтей были выбраны наиболее эффективные параметры, ранее протестированные на углях юрских отложений (глава 4), которые основаны на распределении бензонафтофуранов, гопанов и стеранов. Также по отношению к нефтям был использован уже ставший классическим метилфенантреновый индекс.

Таблица 21. Молекулярные параметры термической зрелости нефтей тогурского типа

Площадь, месторождение	№ скв.	Интервал перфорации, м	Пласт	MPI-1	BNFR	H/(H+M)	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)
Вартовское	330	2574-2556	Ю ₆	0,60	0,81	-	0,70
Верхнесалатское	2	2432-2459	-	0,44	0,60	0,74	0,60
Верхнесалатское	21	2433-2459	Ю ₁	0,40	0,57	0,74	0,60
Верхнесалатское	118	2572,5-2576,0	Ю ₂	0,51	0,65	0,76	-
Верхнекомбарское	290	2427-2446	-	0,69	1,03	0,79	0,68
Западно-Крыловская	1	3011-3020	-	0,88	-	-	-
Колпашевская	2	2780-2861	Ю ₁₇	0,71	1,14	0,89	0,73
Конторовичевское	4	2226-2270	Ю ₁ ³	0,66	1,27	-	0,72
Крыловская	1	2861-3001	-	0,71	-	0,86	0,75
Малореченское	124р	-	Ю ₂	0,50	1,02	0,88	0,73
Медведевская	119р	2700-2800	М	0,43	0,64	-	0,73
Ондатровое	1	2204-2210	Ю ₁	0,54	0,82	0,76	0,60
Останинское	438	2750-2755	-	0,99	1,48	-	0,74
Парбигская	1	2779-2795	Pz	0,80	1,51	0,86	0,74
Приколтогорская	1	3180-3203	Ю ₁₅	0,95	1,80	0,90	0,78
Речное	281	2887-2935	-	0,74	1,01	-	-
Северо-Лугинецкое	189 P	2496-2503	Ю ₆	0,86	0,92	0,82	0,69
Северо-Останинское	7	3020-3040	М	0,80	1,35	-	0,72
Северо-Фестивальная	1	3236-3257	-	0,73	-	-	0,78

Продолжение таблицы 21.

Площадь, месторождение	№ скв.	Интервал перфорации, м	Пласт	MPI-1	BNFR	H/(H+M)	St-C ₂₉ ββ/ (ββ+αα)
Селимхановское	2	2455-2470	Pz	-	-	-	0,64
Селимхановское	5	2486-2516	Pz	0,56	0,81	-	0,69
Средне-Соболиная	181	2507- 2515	Ю ₂	0,46	0,71	0,82	0,71
Толпаровская	1	3209-3221	-	0,75	0,96	0,87	0,71
Черемшанская	1р	3001-3008	Ю ₂₀	0,99	2,01	0,86	0,73
Черталинская	1	3270-3286	Ю ₁₄	1,06	1,57	-	0,72
Чкаловское	106	3116-3132	М	1,02	1,56	0,85	0,76
Южно-Мыльджинское	22	2125-2165	Б ₁₁ -Б ₁₂	0,52	-	0,76	-
Южно-Мыльджинское	216	-	Ю ₁	0,41	0,70	0,75	0,56
Южно-Пыжгинская	1	2963-2970	Ю ₁₂	0,91	-	0,84	0,69
Ясное	21	2874-2913		0,92	-	-	-
Нефть угольной шахты Полусухинская	-	-	У ₂₆ (пермь)	0,85	1,33	0,90	0,77

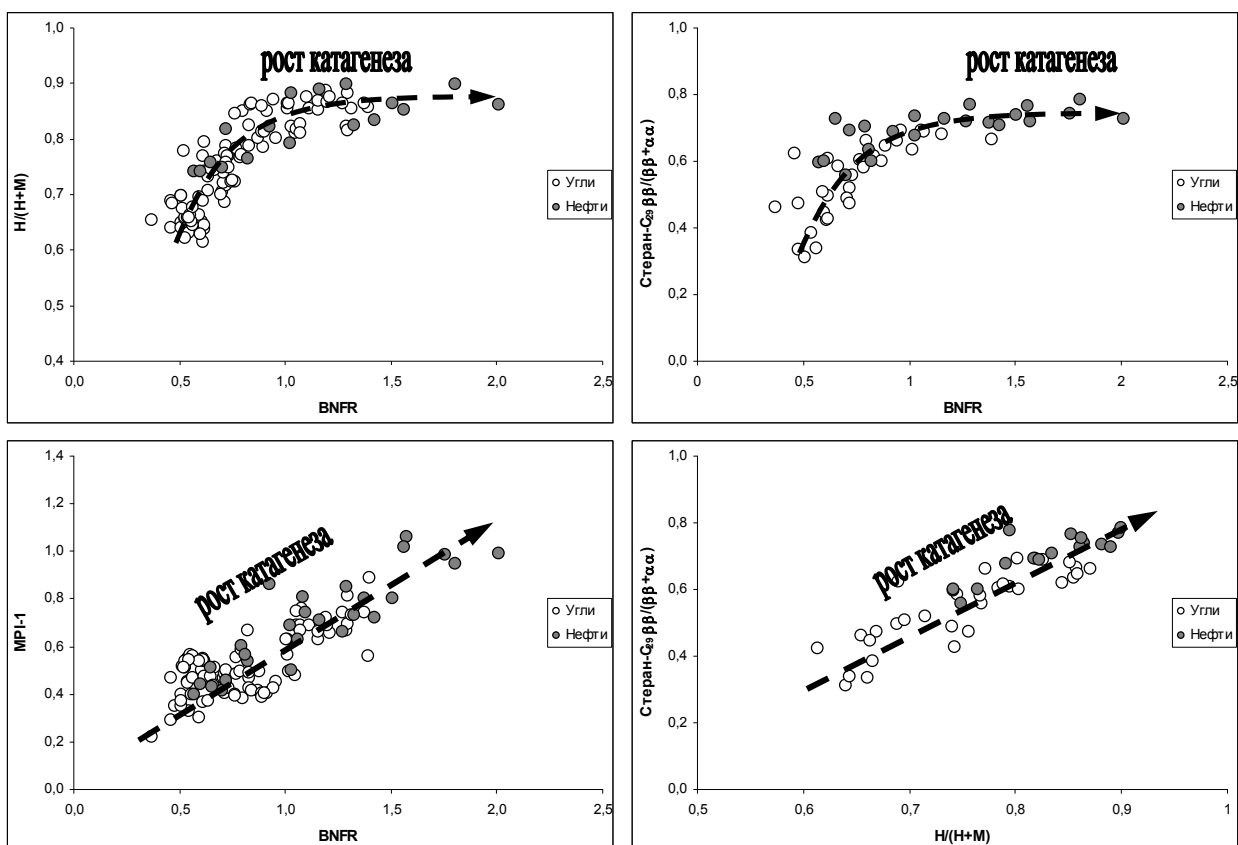


Рисунок 42. Взаимосвязь молекулярных параметров термической зрелости для нефтей тогурского типа и углей Томской области.

На рисунке 42 представлено сопоставление 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.

Однако следует учитывать, что одной только термической зрелости недостаточно, помимо этого угли должны иметь достаточно высокий начальный потенциал, для этого они должны содержать в своем составе значительные количества микрокомпонентов

группы лейптинита, а именно кутинита и липтодетринита, связанных с лиственной 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 (рисунок 36, глава 4), 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 (таблица 20, рисунок 42). 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].

6.4. Закономерности распространения нефтей, генетически связанных с углистым органическим веществом

На рисунке 43 представлена карта распространения нефтей тогурского типа на территории Томской области, в формировании которых принимало участие углистое органическое вещество. В настоящее время нефти тогурского типа обнаружены на 31 площади и месторождениях области. В их число также входит, имеющаяся в нашей коллекции, первая западносибирская нефть, непромышленный приток которой был получен в 1954 году из Колпашевской опорной скважины №Р-2. Подавляющее число этих нефтей распространены в западной части Томской области, что, скорее всего, связано с количеством пробуренных скважин, и, соответственно, степенью изученности территории. Если сопоставить распространение нефтей с картой-схемой суммарных мощностей угольных пластов юрских отложений (рисунок 19), то прослеживается вполне определённая закономерность. Залежи нефтей тогурского типа, главным образом, тяготеют 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 очень мало. Среди них Вартовское, Верхнесалатское, Квартное, Чкаловское (пласт М), Ондатровое, Речное, Северо-Фестивальное, Селимхановское, Южно-Мыльджинское месторождения.

Помимо необходимой степени термической зрелости нефтегазоматеринских пород и, конечно же, их генерационного потенциала, для образования залежей нефти очень важным фактором оказывается наличие возможности для вторичной миграции и аккумуляции [Тиссо Б. и Вельте Д., 1981]. Результаты моделирования с использованием современного программного комплекса Temis 3D и практика геологоразведочных работ показывают, что наличие коллекторов является одним из ведущих факторов распространения залежей нефти, генерированной баженовской свитой на территории Томской области [Гончаров И.В. и др., 2005в; Goncharov I.V et al., 2006]. По всей видимости, отсутствие коллекторов в нижнесреднеюрских отложениях (наиболее глубокопогруженные горизонты), либо их плохие коллекторские свойства явились одной из основных причин существенного преобладания по запасам открытых залежей нефти, генетически связанных с органическим веществом баженовской свиты, а не углесодержащих пород. Другим очень важным обстоятельством, повлиявшим на образование залежей этих нефтей, могло быть то, что вследствие более высоких энергий активаций деструкции такого органического вещества необходимы более жесткие термические условия в сравнении с органическим веществом морского типа [Behar F. et al., 1997]. Кроме того, за счет своей высокой адсорбционной способности к углеводородам и высокой микропористости [Тиссо Б. и Вельте Д., 1981], в углях затруднена первичная эмиграция генерированной нефти, особенно полярной ее части (смолы, асфальтены и полиароматические углеводороды), что подтверждается высокими значениями пиролитического параметра S_1 , достигающего в углях 20-30 кг УВ/т породы (таблица 15). Поэтому залежи нефти, которые были генерированы углистым органическим веществом, встречаются не так часто и в большинстве случаев эти залежи имеют небольшие запасы или являются непромышленными.



Рисунок 43. Распространение нефтей тогурского типа на территории Томской области.

Особенности состава нефтей разных генетических групп позволили выявить месторождения, формирование которых происходило с участием нескольких типов нефтематеринских пород, в том числе и с примесью углеводородов, генерированных углистым органическим веществом. Кроме указанных выше 31 месторождения нефтей тогурского типа, участие неморского органического вещества отчётливо фиксируется на ряде других месторождениях. Вклад генерации нефти углесодержащими породами совместно с баженовской свитой был отмечен на Ломовом, Грушевом, Кондаковском, Мылдзинском, Рыбальном, Мирном, Пиндзинском месторождениях.

Кроме этого даже те нефти, которые по основным признакам диагностируются как баженовские, за счёт участия неморского органического вещества могут иметь несколько измененный состав ароматических и гетероатомных соединений (рисунок 44). Такое наблюдение было сделано с использованием трехкомпонентной диаграммы относительного распределения флуоренов, дибензотиофенов и дибензофуранов [Goncharov I.V. et al., 2007c]. Ранее подобная диаграмма была предложена для диагностики обстановки индикатора обстановки осадконакопления неморских отложений [Lin R.Z. and Wang, P.R., 1991].

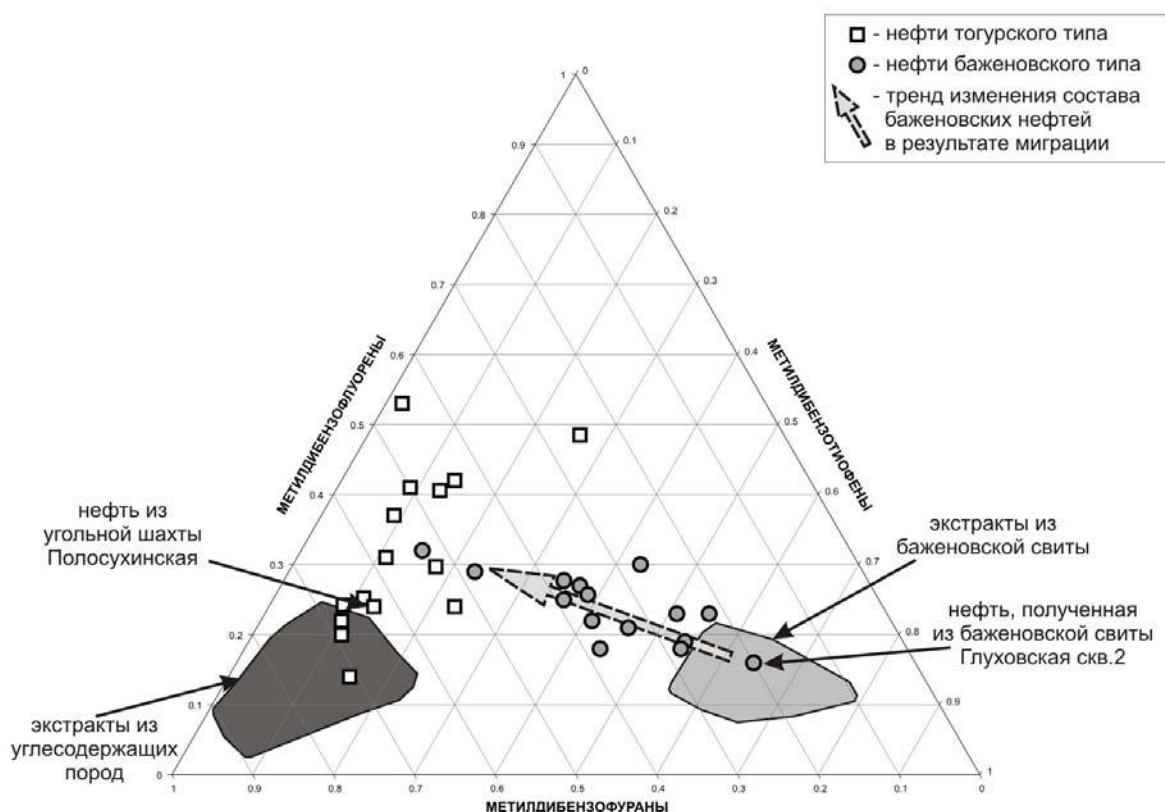


Рисунок 44. Трёхкомпонентная диаграмма относительного распределения метилфлуоренов (m/z 180), метилдибензофуранов (m/z 181) и метилдибензотиофенов (m/z 198) в нефтях и экстрактах из пород.

В изученных нами экстрактах из углистых пород, содержащих неморской тип органического вещества, обнаружено преобладание метилдибензофуранов. В экстрактах из пород баженовской свиты, накопление которой происходило в морских восстановительных условиях, преобладают метилдибензотиофены. Примечательно, что среди исследованных образцов обеих нефтематеринских пород не обнаружено ни одного случая, в котором преобладают метилфлуорены. Однако в нефтях их может быть

существенно больше, особенно в тогурских, что вероятно обусловлено перераспределением в результате первичной миграции, а также высокого катагенеза. Метилфлуорены, за счет отсутствия в их составе гетероатома, менее полярны, поэтому во время эмиграции углеводородов в меньшей степени удерживаются в углях по сравнению с метилдibenзофуранами и метилдibenзотиофенами. Нефть из угольной шахты Полосухинская по распределению метилдibenзофуранов, метилдibenзотиофенов и метилфлуаренов также попадает в группу нефтей, связанных с углистым органическим веществом.

Помимо разницы в сорбционной способности компонентов, значительное влияние может оказывать вторичная миграция, а возможно и дальность миграции нефти по коллекторам смешанного генезиса, которые часто обогащены углистым органическим веществом. Вторичная миграция баженовских нефтей от нефтематеринской породы до ловушки в верхнеюрских песчаниках, вероятно, привела к изменению распределения различных компонентов. В результате, нефти в некоторой степени обогатились соединениями ряда дibenзофурана. Это может являться основной причиной расположения нефтей на диаграмме вне поля, соответствующего экстрактам из пород баженовской свиты. Образцом «чистой» баженовской нефти является нефть из Глуховской скважины 2, полученная прямо из баженовской свиты. Её состав не был искажен за счет процессов вторичной миграции (рисунок 44), относительное распределение метилдibenзофуранов, метилдibenзотиофенов и метилфлуаренов в ней полностью совпадает с распределением этих компонентов в экстрактах из пород баженовской свиты.

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 полифациальность, 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абросимова О.О. Закономерности распространения нефти разной парафинистости в эрозийно-тектонических выступах палеозойского комплекса юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1996. – №7.
2. Абрютин Н.Н., Абушаева В.В., Арефьев О.А. Современные методы исследований нефтей. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
3. Бостриков О.И., Фомичев А.С. Нефтегазопроизводящие свойства нижнесреднеюрских отложений западно-сибирской плиты // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ. 12-14 окт., 1999 г. Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1999. – С. 91-95.
4. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. – М.: ОАО «ВНИИОЭГ», 2006. – 324 с.
5. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
6. Воробьева Н.С., Земскова З.К., Пунанов В.Г., Русинова Г.В., Петров Ал.А. Биометки нефтей Западной Сибири // Нефтехимия. – 1992. – т.32. – №5. – с.405-420.
7. Галимов Э.М. Кодина Л.А. Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна мирового океана. – М.: Наука, 1973.
8. Галимов Э.М. Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах // Геохимия. – 1989. – №2. – с.163-180.
9. Гладких М.А., Попов Н.В., Серебренникова О.В., Казаков А.М., Мозжелина Т.К. Изменение состава битуминозных компонентов углей по разрезу нижнесреднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ. 12-14 окт., 1999 г. Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1999. – с.100-101.
10. Голицын М.В., Голицын А.М., Пронина Н.В. и др. Газоугольные бассейны России и мира. – М.: Изд-во МГУ, 2002. – 250 с.
11. Голицын М.В., Кузнецова А.А. Метаморфизм каустобиолитов Карагандинского бассейна. – М.: Наука, 1970. – 135 с.
12. Голицын М.В., Голицын А.М. Углеводородный потенциал ископаемых углей. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – с.23-28.
13. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
14. Гончаров И.В., Харин В.С. Использование пиролиза в инертной атмосфере при исследовании органического вещества пород // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1982. – в.56. – с.8-10.
15. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области // Химия нефти и газа: Материалы V международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – с.10-13.

16. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В. Зрелость органического вещества баженовской свиты томской области по хроматомасс-спектрометрическим данным // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа: Материалы 7-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2004а. – с.133-135.
17. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В., Гагарин А.Н. Причины отсутствия нефтей баженовского типа в Чузикско-Чижалпской зоне газонефтенакопления (Томская обл.) // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа: Материалы 7-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2004б. – с.131-133.
18. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Роль палеозойских газов в формировании нефтегазоконденсатных залежей Томской области // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа: Материалы 7-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2004в. – с.129-131.
19. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области // Геология нефти и газа. – 2004г. – №5. – с. 53-59.
20. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. К обоснованию начального генерационного потенциала баженовской свиты Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны осадочных бассейнов: Материалы 8-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2005а. – с.110-112.
21. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Носова С.В., Самойленко В.В. История формирования Ломового месторождения на основании молекулярных параметров // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны осадочных бассейнов: Материалы 8-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2005б. – с.108-110.
22. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Гагарин А.Н., Erout V., Saint-Germes M. Опыт моделирования генерации и вторичной миграции нефти на территории Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны осадочных бассейнов: Материалы 8-ой международной конференции. – М.: ГЕОС, 2005в. – с.113-115.
23. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. – 2005г. – №8. – с. 892-898.
24. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. Углистое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений // Нефтяное хозяйство. – 2006а. – №8. – с. 19-23.
25. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. Снижение рисков при поисках нефти // Нефтяное хозяйство. – 2006б. – №8. – с. 28-33.
26. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. Нефтегазогенерационный потенциал углистых отложений юры Томской области //

- Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2006в. – с. 21-24.
27. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. Моретаны в нефтях Томской области // Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2006г. – с. 141-144.
 28. Ёлкин.Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». – 2001. – 163 с.
 29. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей в природе и закономерности их локализации в стратиффере // VIII Международный конгресс по органической геохимии: Тез.докл. – Москва, 1977. – т.1. – с.161-162.
 30. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГиМСа. - Новосибирск, 1977. -Вып. 255. – с.46-62.
 31. Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И. и др. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры нюрольского осадочного бассейна // Геология и геофизика. – 1995. – т. 36. – №6. – с. 110-126.
 32. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезазойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». – 2002, 253 с.
 33. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». – 2005. – 183 с.
 34. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых / Под ред. А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
 35. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М.: Наука, 1987. – 144 с.
 36. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Галушкин Ю.И. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубокозалегающих юрских и триасовых отложениях Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – №4. – с. 2-16.
 37. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И. и др. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – №4. – с.456-461.
 38. Лопатин Н.В., Галушкин Ю.И., Емец Т.П. и др. Компьютерное моделирование процессов реализации нефтематеринского потенциала пород (на примере баженовской свиты Западной Сибири) // Моделирование нефтегазообразования – М.: Наука. – с.21-25.

39. Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. – №1-2. – с.45-56.
40. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нефтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б. Вассоевича. – М.: Наука, 1976. – с. 47-62.
41. Пат. 2261438 Российская Федерация, МПК G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. Способ определения зрелых нефтематеринских пород / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Носова, Н.В. Обласов (Россия). – №2261438; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.2005. Бюл. №27. – 8 с.
42. Петров Ал.А. Химия алканов. – М.: Наука, 1974. – 243с.
43. Петров Ал.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. – 1994. – №6. – с.876-891
44. Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Нефтехимия. – 1995. – т.35. – №1. – с.25-34.
45. Попов Н.В., Мозжелина Т.К., Гладких М.А., Серебренникова О.В. Сравнительная характеристика гумусовых углей и сапропелитов нижней юры юго-востока Западной Сибири по составу углеводородов и металлопорфиринов // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ. 12-14 окт., 1999 г. Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1999. – с. 98-99.
46. Прасолов Э.М., Каменский И.Л., Мешик А.П. и др. О формировании газовых месторождений севера Западной Сибири по изотопным данным // Происхождение и формирование состава природных газов по данным изотопной геохимии: Тр. ВНИГРИ. – Л., 1981. – с. 64-83.
47. Привалов В.А., Саксенхо-Фер Р.Ф., Изар А. Генетическая идентификация метана и геологическая природа выбросоопасности угольных пластов Донбасса // Сборник трудов ГГФ ДонНТУ. – 2004. – №72. – с. 175-184.
48. Сарбеева Л.И. К вопросу об измерении отражательной способности углей // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород / Под ред. Г.А.Иванова и Е.О.Погребицкого. – Л.: Наука, 1968. – с. 50-67.
49. Сарбеева Л.И. О восстановленности углей и типах витринита // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород / Под ред. Г.А.Иванова и Е.О.Погребицкого. – Л.: Наука, 1968. – с. 37-45.
50. Сарбеева Л.И., Крылова Н.М. Отражательная способность микрокомпонентов углей метаморфического ряда // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород / Под ред. Г.А. Иванова и Е.О. Погребицкого. - Л.: Наука, 1968. – с. 87-106.
51. Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М. и др. Седиментогенез и геохимия нижнесреднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1999. –213 с.

52. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефтей. Пер. с англ. / Под ред. Вассоевича Н. Б., Сейфуль-Мулюкова Р. Б. – М.: Мир, 1981. – 502 с.
53. Успенский В.А., Радченко О.А., Горская А.И. Методы битуминологическ исследований. Задачи исследований и пути их разработки. – Л.: Недра, 1975. – 319 с.
54. Фомин А.Н. Углепетрографические исследования в нефтяной геологии. – Новосибирск: ИГИГ СО АН СССР, 1987. – 166 с.
55. Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойском осадочном комплексе Западно-Сибирского мегабассейна // Химия нефти и газа: Материалы VI международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – с.34-36.
56. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триа) и палеозойских отложений западно-сибирского мегабассейна: автореф. дис. д-ра. геол.-мин. наук. – Новосибирск, 2005. – 41 с.
57. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Под ред. Н.Б. Вассоевича, А.Я. Архирова. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
58. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
59. Alexander R., Kagi R.I., Rowland S.J., Sheppard P.N. and Chirila T.V. The effect of thermal maturity on distributions of dimethylnaphthalenes and thrimethylnaphthalenes in some Ancient sediments and petroleums // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1985. – Vol. 49. – p.385-395.
60. Armstroff A. Geochemical Significance of Biomarkers in Paleozoic Coals. Genehmigte Dissertation. Doktorin der Naturwissenschaften. – Berlin, 2004. – 433 p.
61. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F. and Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil an gas generation // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Vol. 26. – № 5-6. – p. 321-339.
62. Behar F., Beaumont V. and Penteado H.L. De B. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments // *Oil & Gas Science and Technology*. – 2001. – Vol. 56. – № 2. – p. 111-134.
63. Bertrand P. Geochemical and petrographic characterization of humic coals considered as possible oil source rocks // *Organic Geochemistry*. – 1984. – Vol. 6. – p.481-488.
64. Bertrand P., Behar F. and Durand B. Composition of potential oil from humic coals in relation to their petrographic nature // *Organic Geochemistry*. – 1986. – Vol. 10. – № 1-3. – p. 601-608.
65. Boreham C.J., Powell T.G. Petroleum source rock potential of coal and associated sediments: qualitative and quantitative aspects // In: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), *Hydrocarbons in Coal. American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology*. – 1993. – Vol. 38. – p. 133-157.

66. Boreham C.J., Horsfield B., Schenk H.J. Predicting the quantities of oil and gas generated from Australian Permian coals, Bowen Basin using pyrolytic methods // *Marine and Petroleum Geology*. – 1999. – Vol. 16. – p. 165-188.
67. Bostick N.H. and Daws T.A. Relationships between data from Rock-Eval pyrolysis and proximate, ultimate, petrographic, and physical analyses of 142 diverse U.S. coal samples // *Organic Geochemistry*. – 1994. – Vol. 21. – p. 35-49.
68. Bray E.E. and Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1961. – Vol. 22. – p. 2-15.
69. Clayton J.L., Rice D.D., Michael G.E. Oil-generating coals of the San Juan Basin, New Mexico and Colorado, U.S.A. // *Organic Geochemistry*. – 1991. – Vol. 17. – p. 735-742.
70. Cooles G.P., Mackenzie A.S., Quigley T.M. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks // *Organic Geochemistry*. – 1986. – Vol. 10. – p. 235-245.
71. Curry D.J., Emmett J.K., Hunt J.W. Geochemistry of aliphatic-rich rocks in the Cooper Basin, Australia, and Taranaki Basin, New Zealand: implications for the occurrence of potentially oil-generative coal // *Coal and Coal-Bearing Strata as Oil-Prone Source Rocks? Geological Society Special Publication / Scott, A.C., Fleet, A.J. (Eds.)*. – 1994. – Vol. 77. – p. 149-182.
72. Dembicki G. Jr. An interlaboratory comparison of source rock data // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1984. – 48. – p. 2641-2649.
73. Dzou L.I.P., Noble R.A. and Senftle J.T. Maturation effects on absolute biomarker concentration in a suite of coals and associated vitrinite concentrates // *Organic Geochemistry*. – 1995. – Vol. 23. – № 7. – p. 681-697.
74. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Partie 1 // *Revue de l'Institut Francais du Petrole*. – 1985a. – Vol. 40. – p. 563-579.
75. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Partie 2 // *Revue de l'Institut Francais du Petrole*. – 1985b. – Vol. 40. – p. 755-784.
76. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Partie 3 // *Revue de l'Institut Francais du Petrole*. – 1986. – Vol. 41. – p. 73-89.
77. Espitalie J., Ungerer P., Marguis E., Primary cracking of kerogens. Experimenting and modeling C1, C2-C5, C6-C15 classes of hydrocarbons formed // *Organic Chemistry*. – 1988. – Vol. 13. – № 4-6. – p. 893-899.
78. Fowel M.G., Stasiuk L.D., Hearn M., Obermajer M. Evidence for Gloeocapsomorpha prisca in Late Devonian source rocks from Southern Alberta, Canada // *Organic Geochemistry*. – 2004. – Vol. 35. – p. 799-804.
79. Galimov E.M. Source and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock // *Chemical Geology*. – 1988. – Vol. 1. – № 3. – p. 77-95.
80. George S.C., Smith J.W., Jardine D.R. Vitrinite reflectance suppression in coal due to a marine transgression: case study of the organic geochemistry of the Greta Seam, Sydney Basin // *The APEA Journal*. – 1994. – Vol. 34. – p. 241-255.

81. George S.C. Black sandstones in the Midland Valley of Scotland: thermally metamorphosed hydrocarbon reservoirs? // Transactions of the Royal Society of Edinburgh: Earth Sciences. – 1993. – Vol. 84. – p.61–72.
82. Goncharov I.V., Korobochkina V.G., Oblasov N.V., Nosova S.V., Samoilenko V.V. The origin of hydrocarbon gases in the South-East of Western Siberia (Russia) // Organic geochemistry: challenges for the 21st century: book of abstracts of the communications presented to the 22nd International Meeting on Organic Geochemistry / F.J.González-Vila, J.A.González-Pérez and G. Almendros (Eds). – Seville – Spain. September 12–16, 2005a. – Vol. 1. – p. 500-501.
83. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Nosova S.V., Samoilenko V.V. The history of Lomovoe oil field filling based on molecular parameters // Organic geochemistry: challenges for the 21st century: book of abstracts of the communications presented to the 22nd International Meeting on Organic Geochemistry / F.J.González-Vila, J.A.González-Pérez and G. Almendros (Eds). – Seville – Spain. September 12–16, 2005b. – Vol. 1. – p. 231-232.
84. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov formation of Western Siberia (Russia) // Organic geochemistry: challenges for the 21st century: book of abstracts of the communications presented to the 22nd International Meeting on Organic Geochemistry / F.J.González-Vila, J.A.González-Pérez and G. Almendros (Eds). – Seville, September 12–16, 2005c. – Vol. 1. – p. 88-89.
85. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Erout B., Saint-Germes M. 3D Modeling of Oil Generation and Secondary Migration in Western Siberia (Russia) // Opportunities in mature areas: 68th EAGE Conference and Exhibition. – Vienna, 12-15 June, 2006, Abstract No. P085.
86. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. Interreservoir cross-flow in southwestern Siberia oilfields (Tomsk region) // Abstracts of the communications presented to the 23d International Meeting on Organic Geochemistry. – Torquay, September 09–14, 2007b. – Abstract No. P156-TU.
87. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. Methylfluorenes, methyl dibenzofurans and methyl dibenzothiophenes in oils and organic matter of West Siberia source rocks // Abstracts of the communications presented to the 23d International Meeting on Organic Geochemistry. – Torquay, September 09–14, 2007c. – Abstract No. P362-TH.
88. Hagemann H.W., Hollerbach A., Welte D.H. Organic geochemical and petrologic changes in coals with increasing rank // Chem. Geol. – 1978. – p. 18-25
89. Hendrix M.S., Brassell S.C., Carroll A.R., Graham S.A. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic coal measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1995. – Vol. 79. – p.929– 959.
90. Horsfield B., Yordy K.L., Crelling J.C. Determining the petroleum-generating potential of coal using organic geochemistry and organic petrology // Organic Geochemistry. – 1988. – Vol. 13. – p.121– 129.

91. Horsfield B. Practical criteria for classifying kerogens: some observations from pyrolysis-gas chromatography // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1989. – Vol. 53. – p. 891-901.
92. Hunt J.H. *Petroleum Geochemistry and Geology*. – Freeman, San Francisco. – 1979.
93. Hunt J.H. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter // *Organic Geochemistry*. – 1991. – Vol. 17. – p.673– 680.
94. Hvoslef S., Larter S.R., Leythaeuser D. Aspects of generation and migration of hydrocarbons from coal-bearing strata of the Hitra formation, Haltenbanken area, offshore Norway // *Organic Geochemistry*. – 1988. – Vol. 13. – p.525– 536.
95. Isaksen G.H., Curry D.J., Yeakel J.D. and Jenssen A.I. Controls on the oil and gas potential of humic coals // *Organic Geochemistry*. – 1998. – Vol. 29. – №1-3. – p. 23-44.
96. Jones R.W., Edison T.A. Microscopic observations of kerogen related to chemical parameters with emphasis on thermal maturation // *Low Temperature Metamorphism of Kerogen and Clay Minerals: Symposium in Geochemistry*. Society of Economic Palaeontologists and Mineralogists / Oltz, D.F. (Ed.). – Los Angeles, 1978. – p.1-12.
97. Killops S.D., Woolhouse A.D., Weston R.J., Cook R.A. A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1994. – Vol. 78. – p.1560–1585.
98. Killops S.D., Cook R.A. and Sykes R. Petroleum potential and oil-source correlation in the Great South and Canterbury Basins // *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*. – 1997. – Vol. 40. – p. 405-423.
99. Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R., Peters K.E., Walters C., Woolhouse A. D., Weston R. J. and Boudou J.-P. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals // *Organic Geochemistry*. – 1998. – Vol. 29. – № 1-3. – p. 1-21.
100. Killops S., Walker P. and Wavrek D. Maturity-related variations in the bitumen compositions of coals from Tara-1 and Toko-1 wells // *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*. – 2001. – Vol. 44. – p. 157-16.
101. Kontorovich A.E. Geochemical methods for the quantitative evaluation of the petroleum potential of sedimentary basins // In G.J. Demaison and R.J. Murriss, eds., *Petroleum Geochemistry and basin evaluation: AAPG Memoir*. – 1984. – 35. – p. 79-109
102. Lafargue E., Marquis F. and Pillot D. Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and Soils Contamination Studies // *Oil & Gas Science and Technology*. – 1998. – Vol. 53. – № 4. – p. 421-437.
103. Leythaeuses D. Die Verteilung Hoherer n-Paraffine und anderer schwerfluchtiger Kohlenwasserstoffe in Kohlen Gesteinen des saarlandischen Karbons und Devons in Abhangigkeit von den geologischen Verhatnissen, Dissertation Univ. Wurzburg, 1968.
104. Leythaeuses D. and Welte D.H. Relation between distribution of heavy n-paraffins and coalification in Carboniferous coals from the Saar District, Germany // *Advances in Organic Geochemistry 1968* / Schenck P.A., Havenaar I. (Eds.). – Oxford: Pergamon Press, 1969. – p. 429-442.

105. Lille U. Molecular model of Estonian kukersite kerogen evaluated by ^{13}C MAS NMR spectra // *Fuel*. – 2003. – Vol. 82. – p. 799-804.
106. Lin R., Davis A., Bensley D.F., Derbyshire F.J. Vitrinite secondary fluorescence: its chemistry and relation to the development of a mobile phase and thermoplasticity in coal // *International Journal of Coal Geology*. – 1986. – Vol. 6. – p. 215-228.
107. Lin R., Davis A., Bensley D.F., Derbyshire F.J. The chemistry of vitrinite fluorescence // *Organic Geochemistry*. – 1987. – Vol. 11. – p. 393-399.
108. Lin, R.Z., Wang, P.R. PAH in fossil fuels and their geochemical significance // *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*. – 1991 – Vol.5. – p. 257-262.
109. Liu S.L., Taylor G.H. TEM observations on Type III kerogen, with special reference to coal as a source rock // *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*. – 1991. – Vol. 5 – p.43-52.
110. Lopatin N.V., Emets T.P., Kataev O.J. Petroleum system plays in the West Siberian basin // 66th EAGE Conference and Exhibition. – Paris, France, 7-10 June, 2004.
111. MacGregor D.S., Mackenzie A.S. Quantification of oil generation and migration in the Malacca Strait region central Sumatra // *Proceedings Indonesian Petroleum Association 15th Annual Convention*, 1986, Jakarta. – 1987. – p. 305-319.
112. Maciel G.E., Bartuska V.J., Miknis F.P.. Correlation between oil yields of oil shales and ^{13}C nuclear magnetic resonance spectra // *Fuel*. – 1978. – Vol. 57. – p. 505-506.
113. Marynowski L., Pieta M. and Janeczek J. Composition and source of polycyclic aromatic compounds in deposited dust from selected sites around the Upper Silesia, Poland // *Geological Quarterly*. – 2004. – Vol. 48. – № 2. – p. 169-180.
114. Michael G.E., Anders D.E., Law B.E. Geochemical evaluation of Upper Cretaceous Fruitland Formation coals, San Juan Basin, New Mexico and Colorado // *Organic Geochemistry*. – 1993. – Vol. 20. – p. 475-498.
115. Miknis F.P., Sullivan M., Bartuska V.J., Maciel G.E. Cross-polarization magic angle spinning ^{13}C NMR spectra of coals of varying rank // *Organic Geochemistry*. – 1981. – Vol. 3. – p.19-28.
116. Moore P.S., Burns B.J., Emmett J.K., Guthrie D.A. Integrated source, maturation and migration analysis, Gippsland Basin, Australia // *Australian Petroleum Exploration Association Journal*. – 1992. – Vol. 32. – № 1. – p. 313-324.
117. Mukhopadhyay P.K., Hatcher P.G., Calder J.H. Hydrocarbon generation from deltaic and intermontane fluviodeltaic coal and coaly shale from the Tertiary of Texas and Carboniferous of Nova Scotia // *Organic Geochemistry*. – 1991. – Vol. 17. – p. 765-783.
118. Mukhopadhyay P.K., Hatcher P.G. Composition of coal // *Hydrocarbons in Coal: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology / Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.)*. – 1993. – Vol. 38. – p. 79-118.
119. Newman J., Newman N.A. Reflectance anomalies in Pike River coals: evidence for variability in vitrinite type, with implications for maturation studies and ‘Suggate Rank’ // *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*. – 1982. – Vol. 25. – p. 233-243.

120. Newman J., Price L.C., Johnston J.H. Hydrocarbon source potential and maturation in Eocene New Zealand vitrinite-rich coals // *Journal of Petroleum Geology*. – 1997. – Vol. 20. – p. 137-163.
121. Norgate C.M., Boreham C.J., Kamp P.J.J., Newman J. Relationships between hydrocarbon generation, coal type and rank for Middle Eocene coals, Buller Coalfield, New Zealand // *Journal of Petroleum Geology*. – 1997. – Vol. 20. – p. 427-458.
122. Norgate C.M., Boreham C.J., Wilkins A.J. Changes in hydrocarbon maturity indices with coal rank and type, Buller Coalfield, New Zealand // *Organic Geochemistry*. – 1999. – Vol. 30. – p. 985-1010.
123. Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool // *Abstracts of the communications presented to the 23d International Meeting on Organic Geochemistry*. – Torquay, September 09–14, 2007. – Abstract No. P225-WE.
124. Oblasov N.V., Goncharov I.V., Ostroukhov S.B., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V. Alkylbenzenes composition as a possible age-related indicator // *Abstracts of the communications presented to the 24th International Meeting on Organic Geochemistry*. – Bremen, September 06–11, 2009. – Abstract No. P-320.
125. Pepper A.S. Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach // In: England, W.A., Fleet, A.J. (Eds.), *Petroleum Migration*. Geological Society Special Publication. – 1991. – Vol. 59. – p. 9-31.
126. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation: Part III. Modelling an open system // *Marine and Petroleum Geology*. – 1995. – Vol. 12. – p. 417-452.
127. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1986. – Vol. 70. – p. 318–329.
128. Peters K.E. and Cassa M.R. Applied source rock geochemistry // *The Petroleum System – From Source to Trap: American Association of Petroleum Geologists / L.B. Magoon and W.G. Dow (Eds.)*. – Tulsa, OK. – 1994. – p. 93-117.
129. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.
130. Petersen H.I., Rosenberg P., Andsbjerg J. Organic geochemistry in relation to the depositional environments of Middle Jurassic coal seams, Danish Central Graben, and implications for hydrocarbon generative potential // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1996. – Vol. 80. – p. 47-62.
131. Petersen H.I., Andsbjerg J., Bojesen-Koefoed J.A., Nytoft H.P., Rosenberg P. Petroleum potential and depositional environments of Middle Jurassic coals and non-marine deposits, Danish Central Graben, with special reference to the Sogne Basin // *Geology of Denmark Survey Bulletin*. – 1998. 36. Geological Survey of Denmark and Greenland.
132. Petersen H.I., Nytoft H.P. Oil generation capacity of coals as a function of coal age and aliphatic structure // *Organic Geochemistry*. – 2006. – Vol. 37. – p. 558-583.

133. Petersen H.I. Oil generation from coal source rocks: the influence of depositional conditions and stratigraphic age // Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin. – 2005. – Vol. 7. – p. 9-12.
134. Powell T.G. An assessment of the hydrocarbon source rock potential of the Canadian Arctic Islands // Geological Survey of Canada. – 1978. – Paper no. 78-12.
135. Powell T.G. Developments in concepts of hydrogen generation from terrestrial organic matter // In: Wagner, H.C., Wagner, L.C., Wang, F.F.H., Wong, F.L. (Eds.), Petroleum Resources of China and Related Subjects. Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources Earth Science Serial. – 1988. – Vol. 10. – p. 807-824.
136. Powell T.G., Boreham C.J., Smyth M., Russell N., Cook A.C. Petroleum source rock assessment in non-marine sequences: pyrolysis and petrographic analysis of Australian coals and carbonaceous shales // Organic Geochemistry. – 1991. – Vol. 17. – p. 375-394.
137. Qin K., Chen D., Li Z. A new method to estimate the oil and gas potentials of coals and kerogens by solid state ¹³C NMR spectroscopy // Organic Geochemistry. – 1991. – Vol. 17. – p. 865-872.
138. Qin K., Huang D., Li L., Guo S. Oil and gas potential of macerals as viewed by C-13 NMR spectroscopy // Organic Geochemistry, poster sessions from the 16th International Meeting on Organic Geochemistry. Stavanger, 1993. – Falch, Oslo. – p. 758-762.
139. Radke M., Schaefer R.G., Leythaeuser D., Teichmuller M. Composition of soluble organic matter in coals: relation to rank and liptinite fluorescence // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – Vol. 44. – p. 1787-1800.
140. Radke M., Willsch H., Leythaeuser D., Teichmuller M.. Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1982. – Vol. 46. – p. 1831-1848.
141. Radke M., Welte D.H., Wilsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – p. 51-63.
142. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology. – 1988. – Vol. 5. – p. 224-236.
143. Reckendorf R.M. Pattern change of several polycyclic aromatic furans and analogous thiophenes on oxidative pyrolysis of pitches in flue gases, and the relevance to their quantitative analysis // Chromatographia. – 2003. – Vol. 58. – № 1-2. – p. 103-113.
144. Rice D.D., Clayton J.L., Pawlewicz M.J. Characterization of coal-derived hydrocarbons and source-rock potential of coal beds, San Juan Basin, New Mexico and Colorado, U.S.A. // International Journal of Coal Geology. – 1989. – Vol. 13. – p. 597-626.
145. Saxby J.D. Atomic H/C ratios and the generation of oil from coals and kerogens // Fuel. – 1980. – Vol. 59. – p. 305-307.
146. Scalan R.S. and Smith J.E. An improved measure of the odd-to-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1970. – Vol. 34. – p. 611-620.

147. Scott J. Accurate recognition of source rock character in the Jurassic of the North West Shelf, Western Australia // Australian Petroleum Exploration Association. – 1992. – Journal 32 (1). – p. 289-299.
148. Shibaoka M., Saxby J.D., Taylor G.H. Hydrocarbon generation in Gippsland Basin, Australia—comparison with Cooper Basin, Australia // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1978. – Vol. 62, p. 1151-1158.
149. Snowdon L.R., 1980. Resinite – potential petroleum source in the Upper Cretaceous/Tertiary of the Beaufort-Mackenzie sedimentary basin // In: Miall, A.D. (Ed.), Facts and Principles of World Petroleum Occurrence. Canadian Society of Petroleum Geology Memoir. – Vol. 6. – p. 421-446.
150. Snowdon L.R. Oil from Type III organic matter: resinite revisited // Organic Geochemistry. – 1991. – Vol. 17. – p. 743-747.
151. Suggate R.P. The Rank(Sr) scale: its basis and its applicability as a maturity index for all coals // New Zealand Journal of Geology & Geophysics. – 2000. – Vol. 43. – p. 521-553.
152. Sykes R., Dow M.J. Petroleum source rock potential of North Cape Formation (Late Cretaceous) coaly sediments, Taranaki Basin // 2000 New Zealand Petroleum Conference Proceedings, Ministry of Commerce. – Wellington, 2000. – p. 264-286.
153. Sykes R. Depositional and rank controls on the petroleum potential of coaly source rocks // A Refocused Energy Perspective for the Future: Eastern Australasian Basins Symposium. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication / Hill K.C. and Bernecker T. (Eds). – 2001. – p.591-601.
154. Sykes R. Peat biomass and early diagenetic controls on the paraffinic oil potential of humic coals, Canterbury Basin, New Zealand // Petroleum Geoscience. – 2004. – Vol. 10. – p. 283-303.
155. Sykes R., Snowdon L.R. and Johansen P.E. Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin // Eastern Australasian Basins Symposium II. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication / Boulton, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds). – 2004. – p.553–574.
156. Sykes R. and Snowdon L.R. Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis // Organic Geochemistry. – 2002. – Vol. 33. – p. 1441-1455.
157. Taylor G.H., Teichmüller M., Davis A., Diessel C.F.K., Littke R., Robert P. Organic Petrology. – Gebrüder Borntraeger, Berlin, 1998. – 704 p.
158. Teichmüller M. Über neue Macerale der Liptinit-Gruppe und die Entstehung von Micrinit. Fortschr // In Beiträge der Kohlenpetrographie zur Prospektion auf Erdöl und Erdgas. Ein Symposium. – Krefeld, 1974. – p. 37-64.
159. Thompson S., Cooper B.S., Morley R.J., Barnard P.C. Oil-generating coals // Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf / Thomas, B.M., et al. (Eds.). – Graham and Trotman, London, 1985. – p. 59–73,
160. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum Formation and Occurrence. 2nd ed. – Springer, Berlin, 1984. – 699 p.

161. Wilhelms A., Telnaes N., Steen A., Auguston J. A quantitative study of aromatic hydrocarbons in a natural maturity shale sequence – the 3-methylphenanthrene/retene ratio, a pragmatic maturity parameter // *Organic Geochemistry*. – 1998. – Vol. 29. – № 1-3. – p. 97-105.
162. Wilkins R.W.T. and George S.C. Coal as a source rock for oil: a review // *International Journal of Coal Geology*. – 2002. – Vol. 50. – p. 317-361.

Фондовая литература

163. Даненберг Е.Е. Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты (Томская область). Отчет по теме № 95. Т.О.СНИИГГиМС. Томск, 1983г., 252 с.
164. Даненберг Е.Е. Разработка критериев поисков ловушек неантиклинального типа в юрских отложениях (Томской области). Отчет по теме № 213. Т.О.СНИИГГиМС, Томск, 1985г., 187 с.