

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»
(ФГАОУ ВО НИ ТПУ)

На правах рукописи

Иванов Владимир Петрович

**Комплексная оценка каменноугольно-пермских угленосных отложений
и разработка промышленно-энергетической классификации
ископаемых углей**

25.00.11 – Геология, поиски и разведка твёрдых полезных ископаемых,
минералогия

Диссертация на соискание учёной степени
доктора геолого-минералогических наук

Научный консультант,
д.г.-м.н. профессор Арбузов С. И.

Томск – 2015

Содержание

Введение	4
Глава 1 Современные представления о закономерностях образования генетических свойств ископаемых углей и угленосных отложений в каменноугольно-пермский период угленакопления.....	13
1.1 Анализ проблемы классификации углей и типизации угольных запасов	13
1.2 Современные представления об углеобразовании и угленакоплении.....	21
1.2.1 Основные направления геологического изучения образования углей и угленосных отложений	22
1.2.2 Особенности процесса углеобразования в позднем палеозое..	26
1.2.3 Угленакопление в каменноугольно-пермский период	39
1.3 Образование генетических свойств углей	53
1.3.1 Петрографический состав углей	58
1.3.2 Восстановленность углей	67
1.3.3 Метаморфизм углей	76
1.4 Структура углей	84
1.4.1 Теоретические модели структуры углей	85
1.4.2 Особенности электронной и молекулярной структуры микрокомпонентов и углей	89
1.4.3. Методы определения генетических свойств углей	103
1.5 Основные принципы классификации углей	107
1.5.1 Закономерности изменения технологических свойств углей от их генезиса	108
1.5.2 Роль восстановленности в оценке коксующихся свойств углей	113
1.5.3 Марочная классификация и подходы к определению ценности углей	117
Выводы	116
Глава 2 Методические основы комплексной оценки генетических свойств углей и угленосных отложений.....	123
Глава 3 Разработка метода комплексной оценки генетических свойств ископаемых углей на основе инфракрасной спектроскопии.....	133
3.1 Обоснование выбора частот инфракрасного спектра углей	135
3.2 Способы определения генетических свойств углей	143
3.3 Влияние окисленности на спектральные параметры углей.....	154
Глава 4 Восстановленность углей Кузнецкого бассейна.....	158
4.1 Особенности углеобразования Кузнецкого бассейна	158
4.2 Сопоставительный анализ критериев углеобразования и угленакопления	160
4.3 Особенности образования восстановленности в кузнецких углях..	166
4.4 Восстановленность и гелификация углей бассейна.....	175

Глава 5 Закономерности изменения восстановленности и гелификации в угленосных отложениях каменноугольно-пермского возраста.....	185
5.1 Существующие признаки восстановленности углей Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов	185
5.2 Закономерности изменения геологических и генетических показателей в угленосных отложениях разных бассейнов и признаки их сходства и различия	190
Глава 6 Разработка критериев ценности каменных углей и промышленно-энергетической классификации для единого учёта угольных запасов.....	222
6.1 Ископаемый уголь и угольное сырьё	228
6.2 Анализ теории о спекающих и коксующих свойствах углей	
6.3 Метод оценки коксующейся и коксообразующей способности ископаемых углей и алгоритм определения их энергогенерирующей способности	234
6.4 Способ оценки генетического преимущества и совместимости ископаемых углей	248
6.5 Разработка критериев ценности неоднородных ископаемых углей	252
6.5.1 Существующие теоретические предпосылки определения углей по ценности	261
6.5.2 Разработка промышленно-энергетической классификации ископаемых углей	265
6.6 Разработка подхода типизации каменных углей на основе их промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности для единого учёта угольных запасов.....	270
Выводы	275
Заключение.....	278
Список литературы	312
Приложение	

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований. По состоянию на 01.01.2013 г. подтверждённые мировые запасы угля составляют 891,5 млрд тонн (Coal: BP Statistical Review of World Energy June, 2015). В недрах России разведанные запасы углей оцениваются в 193,3 млрд тонн, из которых 85,3 млрд тонн составляют каменные угли, включающие 39,8 млрд тонн коксующихся углей; на действующих предприятиях промышленные запасы каменных и коксующихся углей составляют соответственно 19 и 4 млрд тонн (Таразанов, 2013).

К коксующимся углям относят спекающиеся угли, способные переходить при нагревании без доступа кислорода в кокс, поэтому они являются важным сырьём для технологии слоевого коксования при производстве доменного кокса, необходимого для металлургических и неметаллургических производств.

По разным оценкам, доля металлургии в общем объёме промышленной продукции в нашей стране составляет 15–17 % и наличие запасов коксующихся углей позволяет иметь собственную сырьевую базу коксования, которая определяет экономику страны. Для промышленности России коксующиеся угли всегда считались стратегическим сырьём и в государственном балансе учитывались отдельно.

В 1962 году Постановлением Госплана СССР введена марочная типизация запасов, которая действует в России до настоящего времени. Данная методология учёта балансовых запасов предполагает деление углей на коксующиеся и энергетические угли (Методика разведки угольных месторождений Кузнецкого бассейна, 1978).

Марка угля – это условное обозначение разновидности углей, близких по генетическим признакам и основным энергетическим и технологическим характеристикам (ГОСТ 17070–87). При определении направления использования углей по марке выделяют технологические и энергетические

угли, а в запасах угли числятся как коксующиеся и энергетические. Отметим, что ГОСТ 25543–2013 является основным документом в установлении типа марочных углей при подсчёте балансовых запасов и учёте их добычи, поэтому при применении стандарта правильно было бы выделять коксующиеся, технологические и энергетические угли.

Это подтвердилось на практике в 2011 году, когда угли, находящиеся в недрах, стали объектом налогообложения, т. е. запасы приобрели стоимостную оценку. Для взимания налога на добычу полезного ископаемого (НДПИ) была введена классификация ископаемых углей, в которой марочные угли выделены в группы: коксующиеся, антрациты, бурые угли и угли прочие, по ставкам налога на добычу полезных ископаемых. В данной классификации марка получила дополнительный статус – критерия ценности ископаемых углей.

ГОСТ 25543–2013 не предусматривает определение коксующегося угля, а толкование термина «коксующийся уголь» в ГОСТ 17070-87 «Угли. Термины и определение», на который ссылается ГОСТ 25543-2013, отсутствует. При таких условиях ГОСТ 51588–2000 «Угли каменные и антрациты Кузнецкого и Горловского бассейнов. Технические условия» регламентирует для коксования один перечень марочных углей, а для взимания НДПИ к коксующимся углям относятся другие марочные угли.

Из-за несогласованности, например, в 2013 году запасы углей категории коксующиеся угли в Кузнецком бассейне уменьшились на 5,4 млрд тонн за счёт выбывания углей марок Г, КСН и ТС, активно используемых в коксохимическом производстве для получения металлургического кокса технологией слоевого коксования. Иными словами, без обоснований часть марочных углей, пригодных для коксования, не признаётся коксующимися углями, а в результате произошло реальное снижение стоимости балансовых запасов на 10 %. Подробный анализ приводится в главе 1.

Таким образом, попытка объединить в одном стандарте генетическую и промышленную классификации на основе угольной марки с приданием её

функции критерия ценности углей привела к сложной системе ранжирования углей и учёта угольных запасов.

Возникшая проблема включает ряд нерешённых задач, имеющих геологическую, технологическую и методологическую направленности, которые не позволяют создать единый алгоритм классифицирования ископаемых углей и деления запасов по направлениям их использования. Решению этих задач посвящена диссертационная работа.

Идея работы состоит в создании промышленно-генетической классификации ископаемых углей для новой системы типизации запасов на основе критериев их ценности: промышленно-генетической, технологической, энергетической.

Степень разработанности темы. Разработан новый подход, учитывающий основные направления использования каменных углей, для выделения трёх видов: коксующиеся, энерготехнологические и топливные, и предложена промышленно-энергетическая классификация, обеспечивающая единый учёт данного вида полезного ископаемого на основе его промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности.

Цель работы – проведение комплексной оценки каменноугольно-пермских угленосных отложений разных бассейнов для выявления особенностей образования угольного вещества на стадии седиментогенеза и литогенеза и разработка подходов по выделению промышленно-энергетических типов каменных углей для единого учёта на основе его промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности.

Задачи исследований:

1. На основе инфракрасной спектроскопии разработать комплексный метод, обеспечивающий определение факторов углеобразования–гелификации, восстановленности и метаморфизации – для распознавания условий накопления и преобразования органического вещества на стадии седиментогенеза и литогенеза.

2. Изучить условия возникновения восстановленности в угленосных

отложениях Кузнецкого бассейна и установить её связь с гелификацией углей и их петрографическим составом.

3. Выявить закономерности образования восстановленности углей в угленосных отложениях Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов и установить их связь с процессом гелификации растительной массы в каменноугольно-пермский период углеобразования для определения сходства и различия неоднородных ископаемых углей.

4. Разработать критерии оценки каменных углей, отражающие их коксующую, коксообразующую и энергогенерирующую способности и генетическое преимущество, для создания промышленно-энергетической классификации и определения подхода к выделению типов ископаемых углей, учитывающего направления их использования, – для единого учёта данного полезного ископаемого по его ценности.

Научная новизна работы:

1. Разработан авторский метод комплексной оценки генетических свойств углей: степени гелификации (Пг), восстановленности (Пв) и метаморфизации (Пм) для распознавания условий накопления и преобразования органического вещества на стадии седиментогенеза и литогенеза.

2. Впервые на примере Кузнецкого бассейна в каменноугольно-пермских угленосных отложениях выделен новый вид восстановленности углей, обусловленный эволюцией растений-углеобразователей, характеризующийся как флористическая восстановленность. Образование восстановленности углей в результате неравномерного тектонического погружения осадков (циклогенеза) в области седиментогенеза одного осадочного комплекса автором выделяется как литофациальная восстановленность.

3. Впервые установлено, что сходство угленосных отложений Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского угольных бассейнов обусловлено доминированием типа болота: мангрового, эвтрофного, мезотрофного, а их различие – проявлением флористической восстановленности углей. Доказано, что сочетание типа болотной среды и особого состава флоры определяет

интенсивность гелификации растительной массы вне зависимости от этапов и ритмов угленакопления.

4. Разработаны новые критерии: коксующая (K^{KC}), коксообразующая ($K^{ПТК}$) и энергогенерирующая ($K^{ЭГ}$) способности и генетическое преимущество ($K^{ГП}$) для определения ценности каменных углей. Разработаны промышленно-энергетическая классификация и подход к типизации ископаемых углей на основе их промышленно-генетической, технологической, энергетической ценности для единого учёта данного полезного ископаемого.

Защищаемые положения:

1. Предложен комплексный метод оценки генетических показателей (гелификации, восстановленности, метаморфизации), учитывающий изменение структуры углей и обеспечивающий распознавание особенностей образования угольного вещества на стадии седиментогенеза и литогенеза угленосных отложений.

2. В углях Кузнецкого бассейна установлены два типа восстановленности: флористическая ($Пв_{флор}$), обусловленная эволюцией растений-углеобразователей под влиянием палеоклиматических и палеогеографических факторов при формировании угленосных отложений, и литофациальная ($Пв_{л-ф}$), которая является результатом геодинамических условий (циклогенеза) накопления угольных пластов в бассейне.

3. Сходство угленосных отложений Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов обусловлено доминированием типа болота: мангрового, эвтрофного и мезотрофного, а различия – степенью восстановленности углей. Сочетание типа болотной среды и особого состава флоры определяло интенсивность гелификации растительной массы вне зависимости от этапов и ритмов угленакопления.

4. Разработан новый подход, учитывающий основные направления использования каменных углей, для выделения трёх видов: коксующихся, энерготехнологических и топливных, и предложена промышленно-энергетическая классификация, обеспечивающая единый учёт данного вида

полезного ископаемого на основе его промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности.

Теоретическая и практическая ценность работы.

1. Разработан оперативный метод комплексной оценки на основе ИК-спектроскопии, позволяющий определять степень гелификации, восстановленности и метаморфизации ископаемых углей, для распознавания условий их накопления на стадии седиментогенеза и преобразования на разных этапах литогенеза.

2. Установлены причины влияния восстановленности на процесс гелификации углей и выделены два вида восстановленности: флористическая восстановленность, отражающая эволюцию растений-углеобразователей, и литофациальная восстановленность, как результат неравномерного тектонического погружения осадков (циклогенеза) в области седиментогенеза одного осадочного комплекса.

3. Установлены признаки сходства и различия угленосных отложений разных бассейнов и доказано, что сочетание типа болотной среды и особого состава флоры определяло интенсивность гелификации растительной массы вне зависимости от этапов и ритмов угленакопления

4. Предложены новые критерии: коксующая (K^{KC}), коксообразующая ($K^{ПТК}$) и энергогенерирующая ($K^{ЭГ}$) способности и генетическое преимущество ($K^{ГП}$) для определения ценности каменных углей, промышленно-энергетическая классификация и подход к типизации ископаемых углей на основе их промышленно-генетической, технологической, энергетической ценности для единого учёта данного полезного ископаемого.

Обоснованность и достоверность научных положений и выводов обеспечиваются:

- представительным объёмом выборок экспериментальных данных (более 10000 проб), полученных путём проведения специальных лабораторных исследований, а также при выполнении НИР;
- многолетними (более 30 лет) исследованиями автора по оценке генетических,

технологических, коксующихся свойств углей Кузнецкого бассейна, проводимых на стадии разведки и эксплуатации месторождений, а также углей Карагандинского и Донецкого бассейнов при оценке и контроле сырьевой базы коксования коксохимических предприятий России и Украины;

– количеством (более 500) пластовых и товарных проб по пластам для изучения комплексным методом на основе инфракрасной спектроскопии совместно с химико-петрографическими анализами для создания оценки генетических свойств углей: степени восстановленности, гелификации и метаморфизации и их коксующих свойств вновь созданным методом определения коксующейся способности углей;

– увязанной межметодным контролем авторской базы данных генетических и технологических параметров углей со справочной апробированной базой данных, созданной разработчиками ГОСТ 25543–2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»;

– результатами анализов углей, полученных на поверенном оборудовании в центре метрологии и стандартизации, использованием стандартных эталонов и стандартизованных методов (ГОСТ Р);

– проведением анализов и определений в аккредитованных лабораториях ОАО «ВУХИН», ОАО «СИБНИИУглеобогащение» и ОАО «Западно-Сибирский испытательный центр»;

– фондовыми материалами ОАО «ВУХИН», отчётами геологических фондов и данными исследований, опубликованных в технической и геологической литературе.

Апробация работы проводилась в Кузнецком центре ВУХИН и Западно-Сибирском испытательном центре. Основные положения и результаты работы докладывались:

– на научных конференциях: «Исследование углей, процессов и продуктов их переработки» (г. Свердловск, 1985 г., 1988 г.), «Совершенствование технологии переработки углей и повышение качества продукции на коксохимических производствах Кузбасса и Алтая» (г. Новокузнецк, 1988 г.);

- на III Всесоюзной конференции Министерства геологии СССР (Ростов - на - Дону, 1990 г.);

- на научно-технических советах: Кузнецкого центра ВУХИН (г. Новокузнецк, 1985–2005 гг.), Западо-Сибирского испытательного центра (г. Новокузнецк, 1991–1993, 2005 гг.), ПО «Запсибгеология» (г. Новокузнецк, 1985–1993 гг.), ОАО «Междуречье» (г. Междуреченск, 1993 г.), ОАО ОУК «Южкузбассуголь» (г. Новокузнецк, 1995 г.), ОАО «Кокс» (г. Кемерово, 1993–1995 гг.), ОАО «Алтай-Кокс» (г. Заринск, 1993–1996 гг.), ОАО «НТМК» (г. Нижний Тагил, 1995–2003 гг.), ОАО УК «Кузбассуголь» (г. Кемерово, 2003 г.), ООО «ОФ Анжерская» (г. Анжеро-Судженск, 2004–2007 гг.), АО «Криворожсталь (г. Кривой Рог, 2007 г.);

- на техническом совете филиала ЭКС таможенного управления г. Новосибирска (2011 г.);

- на советах ГКЗ и ТКЗ (2008–2013 гг.) по защите запасов углей Сарбалинского месторождения (Кондомский ГЭР) и Увального месторождения (Терсинский ГЭР), запасов на участках: «Шурапский» (Кемеровский ГЭР), «Кировский Глубокий» (Ленинский ГЭР), «Отвальный Южный № 1, 2 и Глубокий» (Ерунаковский ГЭР);

- на XIII Всероссийском угольном совещании «Основные направления геологоразведочных и научно-исследовательских работ на твёрдые горючие ископаемые в современных экономических условиях» (Ростов-на-Дону, 2014 г.).

Личный вклад автора состоит:

- в постановке задач и организации экспериментов, обработке результатов исследований углей и разработке формул и уравнений, в проведении расчётов и создании модели распределения влияния генетических факторов на молекулярное строение углей;

- в создании комплексного метода определения генетических свойств углей на основе ИК-спектроскопии, метода определения генетического преимущества

и коксующей способности углей, межметодного контроля для увязки результатов исследования углей разных лабораторий;

- в разработке критериев ценности углей, промышленно-генетической классификации и системы типизации запасов ископаемых углей.

Под руководством автора:

- создан алгоритм контроля качества углей угольных предприятий и обогатительных фабрик, составляющих сырьевую базу коксования Кузбасса;

- разработаны методические рекомендации по идентификации углей, коксов и полукоксов для таможенных целей (г. Новосибирск, Экспертно-криминалистическая служба – Региональный филиал ЦЭКТУ ФТС № 01-0117/3857 от 08.10.2012 г.)

- создана система экспертной оценки качества, генетических и коксующихся свойств углей для подтверждения их марочной принадлежности, пригодности для производства доменного кокса для идентификации запасов при подсчёте запасов и в качестве объектов налогообложения.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 32 печатные работы, в том числе 32 статьи в рецензируемых научных журналах и изданиях из перечня ВАК для публикации научных результатов, в соавторстве получено 1 авторское свидетельство на изобретение, 1 патент на изобретение и 4 ноу-хау.

Особую благодарность автор выражает консультанту д.г.-м.н. профессору С. И. Арбузову и старшим коллегам д.г.-м.н. профессору Л. П. Рихванову, д.г.-м.н. профессору А. К. Мазурову в создании диссертационной работы. Отдельная благодарность коллеге к.т.н. с.н.с. А.С. Станкевичу и коллективу Кузнецкого центра ОАО «ВУХИН»: Ф. М. Станкевич, Н. А. Чегодаевой, Н. И. Подчищаевой, Н. В. Осиповой, Л. А. Надтоке, Т. Д. Недёшевой за помощь в проведении исследований и испытания углей. За помощь в проведении апробации авторских методов диссертант особо признателен директору ООО «ВНИЦуголь» С. А. Пантыкину, директору ООО «ОФ Анжерская» А. Н. Чевге, главному геологу ООО «Кузбасс Недра» А. С. Ющенко.

Структура диссертации оформлена согласно защищаемым положениям.

Глава 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГЕНЕТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИСКОПАЕМЫХ УГЛЕЙ И УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В КАМЕННОУГОЛЬНО-ПЕРМСКИЙ ПЕРИОД УГЛЕНАКОПЛЕНИЯ

1.1 Анализ проблемы классификации углей и типизации угольных запасов

В угле основным ценным компонентом является органическое вещество, обладающее качеством и свойствами. Оно формируется в разных условиях углеобразования, поэтому проявляет разные свойства. На его формирование оказывает влияние процесс угленакопления, который характеризуется строением угольного пласта, а это обуславливает качество угольного вещества.

Потребность в унификации углей обуславливает постоянный поиск их классификации для различных целей, например, существует систематизация угольных пластов по самовозгоранию неорганических веществ в угле или его структуре (Sahu, 2009; Vassilev, 2009; Mazumder, 2012) и т. д., но большинство исследований направлено на разработку критериев для создания промышленно-генетических классификаций по идентификации неоднородных углей. За рубежом (Honaker, 2007; Aspowered, 2006; Bielowicz, 2012; Ercegovac, 2006) и в нашей стране (Аммосов и др., 1964; Золотухин, 2005; Методика ВУХИН, 2009; Еремин, Бровновец, 1995) созданы промышленно-генетические (Аммосов, 1964; ГОСТ 25543-2013; Иванов, 2009), технологические и потребительские (Золотухин, 2008; Методика ВУХИН, 2009; Методические рекомендации, 2011; Постановление РФ, 2011) классификации. В их основе разные методы оценки углей и критериями унификации выступают ранг, марка, ценность (Bielowicz, 2012; Иванов, 2009; Постановление РФ, 2011; Методика ВУХИН, 2009; Станкевич, 2012; Иванов, 2008; Иванов, 2013).

Актуальность классификации по ценности углей разного происхождения продиктована общей задачей угольного сообщества в создании единой международной классификации углей для оценки экономической значимости запасов/ресурсов. По мнению авторов (Угольная база России, 2004)

существующая классификация углей по генетическим и технологическим параметрам плохо сопоставляется с другими национальными и международными классификациями, несмотря на это ГОСТ 25543-2013 действует не только в России, но распространяется на угли стран ЕАЭС и СНГ.

Качество угольного вещества характеризуют показатели зольности и теплоты сгорания, качество органического вещества обусловлено генетическими и технологическими свойствами угля пласта. При изучении угля первоочередным становится определение показателей A^d , $Q_{\text{б}}^{daf}$, V^{daf} , R_0 для разделения углей по видам: угли бурые, каменные и антрациты. Дополнительно определяются показатели ΣOK (комплексный показатель петрографического состава угля) W_{max}^{af} и T_{sk}^{daf} , y , V_v^{daf} , A_R для определения марки.

Данные показатели являются основой промышленно-генетической классификации – ГОСТ 25543-2013, по которому угли разных бассейнов сгруппированы в марки и на основе марочной классификации они разделяются по возможным направлениям использования. Под направлением использования принято считать разные технологии переработки углей, которые в данном стандарте делятся на технологические и энергетические направления. Технологические и энергетические технологии предусматривают сжигание углей, но при нагревании без доступа кислорода большая часть каменных углей образует нелетучий твёрдый остаток, а некоторые из них переходят в кокс, тем самым в углях проявляются коксующие свойства, такие угли называют коксующимися углями и применяют в коксохимическом производстве для производства металлургического кокса. Угли, не пригодные для слоевого коксования, относятся к энергетическим углям, но по теплоте сгорания часть из них применяется для энергогенерации на ТЭЦ, а другая для отопления в котельных.

На этом построена современная методология ранжирования углей, характеризующаяся как марочная классификация углей, в которой марка является условным мерилом деления углей на технологические и энергетические угли.

С 1962 года в России действует марочная система типизация угольных запасов, которые разделены на два по видам ископаемых углей: коксующиеся и энергетические. ГОСТ 25543–2013 является основным документом для установления марки, и при подсчёте запасов ископаемых углей выделяются по основным направлениям – технологическое и энергетическое – угли пригодные для слоевого коксования (коксующиеся угли), и остальные, выделяемые как энергетические.

В итоге ископаемые угли по основному стандарту – ГОСТ 25543-2013–разделяются на технологические и энергетические угли, а для учёта в запасах они принимаются как коксующиеся и энергетические угли. Из этого следует, что коксующимися углями считаются не только угли, пригодные для слоевого коксования, но для других технологий (полукоксование, ожижение, газогенерация).

С 2011 года введена классификация углей для взимания налога на добычу полезных ископаемых, для этого марочные угли выделены в группы: коксующиеся, антрациты, бурые угли и угли прочие – с разной ставкой для налогового учёта использованных запасов; коксующиеся угли являются ценными углями. В связи с этим марка использована в качестве критерия ценности ископаемых углей и по ней выделены марочные угли, используемые только для получения металлургического кокса технологией слоевого коксования. В результате сформировалась сложная система ранжирования углей и их учёта в государственном балансе и для налогообложения.

Существующая проблема включает ряд нерешённых задач, имеющих геологическую, технологическую и методологическую направленности, не позволяющие создать единый алгоритм классифицирования ископаемых углей и деления запасов по направлениям их использования. Направленность этих задач обозначим как отдельные проблемы и рассмотрим их детально, выделяя причины и обстоятельства.

Геологическая проблема связана с распознаванием условий образования генетических свойств углей, которые при современном подходе

рассматриваются через петрографический состав и стадию метаморфизма, а восстановленность углей трактуется как особые условия торфогенеза в общем процессе углеобразования. Стройная гипотеза происхождения восстановленности отсутствует из-за невозможности комплексно оценить её влияние на процесс гелификации. Предлагается много способов и методов определения восстановленности углей, но все они, исключая микротвёрдость витринита, построены на сравнительном анализе углей.

Отсутствие комплексного метода, позволяющего определять гелификацию, восстановленность и метаморфизацию углей, затрудняет возможность устанавливать идентичность условий образования углей разных пластов и бассейнов.

Также в научной литературе отмечается слабое применение литолого-фациального анализа (Алексеев, 2003; Тимофеев, 2004), при этом ископаемый уголь отдельного пласта как **фация углеобразования** (ФУ) – совокупность физико-географических условий (Геологический словарь, Т. 1, 1960) практически не рассматривается.

По мнению автора, сохраняются пробелы в изучении роли палеоклимата среди других формациеобразующих факторов и существуют полярные точки зрения о закономерном размещении угольной массы на поверхности земного шара в виде поясов и узлов угленакопления (Степанов, 1947). В целом же, остаётся невыясненной природа сходства и различия угольных отложений каменноугольного и пермского возраста Печорского, Донецкого, Кузнецкого и Карагандинского бассейнов (Угольная база России, 2004).

Технологическая проблема исходит от широкого толкования термина «ископаемый уголь». В практике применения данного термина отождествляются два понятия: ископаемый уголь в недрах и ископаемый уголь добычи. Такой вольный подход позволяет устанавливать марку на стадии разведки и на стадии эксплуатации месторождений, а это приводит к перемаркировке углей после постановки углей на баланс запасов без дополнительной разведки.

Отсутствие понимания данного различия между углями привело к отсутствию понятия «коксовая способность угля». Под нею понимается коксуемость угля или угольных шихт, но чтобы отличать угли от угольных шихт в них определяется спекающая способность и спекаемость.

Теория коксования углей позволяет отождествлять термины «угольные зёрна» и «петрографические микрокомпоненты», что противоречит двум понятиям: «гранулометрический состав» и «петрографический состав» углей. Петрографические микрокомпоненты различаются по количеству петрографических зёрен отдельных мацералов, а угольные зёрна имеют разный размер и различаются по мацеральному составу.

Методологическая проблема является следствием предыдущих и сформировалась при переходе на новую классификацию углей в виде ГОСТ 25543–2013. Она вводилась по устаревшим подходам деления углей по коксуемости, которую создатели промышленно-генетической классификации (Аммосов и др., 1964) предложили определить расчётным путём по петрографическому составу и стадии метаморфизма углей при отсутствии полномасштабной систематизации геологических и генетических причин возникновения неоднородности углей, недооценивалось влияние восстановленности на коксообразующие свойства углей разных бассейнов.

В результате создатели марочной классификации (Еремин, Броневец, 1995), вводя новые марки ДГ, ГЖО, КО, КСН, КС, ТС, посчитали, что марка, определяемая по генетическим (R_0 , $\sum OK$) и технологическим (V^{daf} , y) параметрам, обеспечит разделение углей по направлениям использования. На практике это привело к размытости границ марочных углей, пригодных для производства металлургического кокса.

Кроме этого, авторы (Еремин, Броневец, 1995) попытались объединить генетическую и промышленную классификации на основе угольной марки, которая стала критерием ценности углей. На неё опирается классификация ископаемых углей для налогообложения за пользование недрами, введённая Постановлением Правительства РФ № 486 от 20.06.2011 г. По ней угли марок

ГЖО, ГЖ, Ж, КЖ, К, КО, КС, ОС признаются коксующимися углями, угли остальных марок выделяются в категорию «уголь», за исключением бурого угля и антрацита.

Однако, для установления статуса «коксующиеся угли» на стадии разведки углей рекомендован ГОСТ 25543–2013, а при их использовании ГОСТ 51588–2000. По первому для технологии слоевого коксования (основная технология производства металлургического кокса) рекомендуются угли всех марок за исключением Б, Д, ДГ, А, что даёт основание считать их коксующимися углями. По второму стандарту для коксования рекомендованы угли марок Г, ГЖО, Ж, КЖ, К, КО, КСН, КС, ОС, ТС. Не ясно, по какому стандарту (ГОСТ 25543-2013 или ГОСТ 51588-2000) и какие марочные угли пригодны для производства металлургического кокса.

Главная проблема в том, что марка – это условная обозначение унификации углей и по ней ГОСТ 25543–2013 не регламентирует понятийное определение «уголь коксующийся», которое также отсутствует в стандарте (ГОСТ 17070–87).

Эти пробелы объясняются отношением к углям как основному энергетическому сырью, среди которых есть угли пригодные для коксохимического производства. На деле коксующиеся угли являются стратегическим сырьём для чёрной металлургии и в государственном балансе среди других углей выделяются неслучайно, что подтверждается высокой ставкой налога на добычу полезного ископаемого (НДПИ) на такие угли.

Из-за несогласованности и отсутствия нормативных требований в определении статуса «коксующийся уголь» в действующей системе марочной типизации запасов ведётся разный учёт угольных запасов: *геологический* – при постановке углей на баланс на стадии разведки, *экономический* – при оплате за пользование недрами при добыче углей. Такое применение приводит к искажению запасов коксующихся в государственном балансе, что видно из примера (табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Оценка запасов на 01.01.2013 г. по ГБЗ и распоряжению Правительства от
№ 486 от 20.06.2011**

марка	Оценка в тыс. тонн		Оценка в млрд. руб.	
	по ГБЗ	по распоряжению Правительства № 486 от 20.06.2011 г.	по ГБЗ	по распоряжению Правительства № 486 от 20.06.2011 г.
ДГ				
ДГ кокс	764395		44	18
Г				
Г кокс	4279821		244	103
ГЖО		2940487		
ГЖО кокс	1968769		112	112
ГЖ		3746741		
ГЖ кокс	3610220		206	206
Ж		5240890		
Ж кокс	5238389		299	299
КЖ		908719		
КЖ кокс	908677		52	52
К		1336307		
К кокс	1336307		76	76
КО		1850757		
КО кокс	1850757		106	106
КСН				
КСН кокс	680757		39	16
КС		3300623		
КС кокс	3295026		188	188
ОС		1691542		
ОС кокс	1691542		96	96
ТС				
ТС кокс	1508426		86	36
СС				
СС кокс	922823		53	22
ИТОГО	26368691	21016066	1599	1331
уменьшение запасов		5352625		268

По состоянию на 01.01.2013 г. по Кузбассу на государственном балансе числилось **26 368 691** тыс. тонн углей марок Г, ГЖО, ГЖ, Ж, КЖ, К, КО, КСН, КС, ОС, ТС, включённых в сырьевую базу коксования РФ в соответствии с ГОСТ 25543-2013 при постановке углей на балансовый учёт. По классификации для налогообложения количество запасов данных углей уменьшилось на **5 352 625** тыс. тонн за счёт выбывания углей марок ДГ, Г, КСН, ТС, СС, признающихся энергетическими углями, но использующихся на рынке для производства кокса как коксующиеся угли или заменители кокса.

В денежном выражении по ставке 57 руб./тонна стоимость запасов коксующихся углей на балансе оценивается на сумму 1599 млрд руб., по классификации для НДС – 1331 млрд руб., занижение стоимости – на 268 млрд рублей. Принимая во внимание, что в производстве металлургического кокса активно используются угли марок Г, КСН и ТС, реальное занижение составляет 155 млрд рублей, или 10 % от балансовой стоимости запасов.

Попытки устранить классификационные противоречия, отражающиеся на экономике недропользователей и государства, предпринимались не раз по инициативе разных государственных служб.

В частности, для выявления ценных коксообразующих углей угольных компаний и исключения монопольного влияния на цены угольного рынка России по заданию Федеральной Антимонопольной Службы РФ ОАО «ВУХИН» разработал «Методику для определения коэффициентов технологической ценности угольного сырья, используемого в РФ для производства кокса», так как по угольной марке это определить невозможно.

Проблема идентификации «коксующиеся угли» также отразилась на декларировании углей на экспорт. ОАО «ВУХИН» по заданию ЦЭКТУ ТС РФ разработал «Методические рекомендации по дифференциальной идентификации углей, полукоксов и коксов группы 27, позиции 2701, 2702 и 2704, субпозиции 2701 11, 2701 12 ЕТН ВЭД России». Предложено среди каменных углей выделять битуминозные спекающиеся угли, а среди них считать «коксующимися углями» угли, имеющие выход летучих веществ (в пересчёте на сухую беззольную массу)

в интервале от 19 до 41 % и спекаемость (толщину пластического слоя – y или индекс свободного вспучивания – SI):

– $y > 13$ мм или $SI > 4$ ед. в интервале V_{daf} 30–41 %;

– $y > 8$ мм или $SI > 2$ ед. в интервале V^{daf} 19–30 %.

Технологическая оценка энергетических углей сводится к определению теплоты сгорания и выхода смолы полукоксования для определения вида и марки угля (ГОСТ 25543–2013), а также влаги рабочей и зольности в качестве параметров для энергетических целей (ГОСТ Р 51586–2000) с добавлением выхода летучих веществ для технологических целей (ГОСТ Р 51588–2000). Угли одной и той же марки могут использоваться в металлургических и неметаллургических технологиях и в энергетике, такие угли в практике применения характеризуются как угли двойного назначения. Этот аспект в современной методологии классификации углей не учитывается, как не учитывается технологическая и экономическая оценка углей в марочной типизации запасов, столь необходимая для анализа воспроизводства угольной базы и выделения привлекательных участков для инвестирования.

Таким образом, анализ общей проблемы подтверждает актуальность и значимость работы, а также своевременность предлагаемых решений, изложенных в последующих главах.

1.2 Современные представления об углеобразовании и угленакоплении

Современные представления об углеобразовании и генетических свойствах углей базируются на знаниях из таких областей, как геология твёрдых горючих ископаемых, углепетрография и химия твёрдого топлива. Основное формирование отечественных знаний об угле проходило в советское время, в которое можно выделить довоенный период, связанный с развитием металлургии в СССР, и послевоенный, связанный с интенсивной разведкой и освоением угольных месторождений Донбасса, Кузбасса, Карагандинского и Печорского бассейнов, что обусловлено развитием коксохимической отрасли.

Отдельным этапом следует выделить появление новых знаний с конца 80-х годов по настоящее время, которые расширили представление о строении угольного вещества на молекулярном уровне.

1.2.1 Основные направления геологического изучения образования углей и угленосных отложений.

В науке об угле выделяются три раздела. Раздел «Геология твёрдых горючих ископаемых» является частью геологии осадочных отложений, отдельным комплексом знаний – это учение о генезисе горючих ископаемых, в котором выделено учение об угленосных формациях. Данное учение считается основным для понимания угленакопления, геологического строения бассейнов, генетического сходства и различия угленосных отложений разных формаций.

Раздел «Углепетрография» включает знания о генетических свойствах углей: вещественном составе угольного вещества, выделяя литотипный, микролитотипный, микрокомпонентный и мацеральный состав его органической массы, и степени его преобразования от влияния температуры и давления в процессе осадконакопления. Практическое применение углепетрографии – это определение петрографического состава и стадии метаморфизма углей. В этот же раздел включены знания о восстановленности углей, генетическом свойстве, открытом в 40-х годах прошлого столетия.

Раздел «Химия твёрдого топлива» является совокупностью знаний, часто выделяемых как «Углехимия». Эти знания включают сведения о преобразовании растительных остатков в угольное вещество, о его строении и проявлении им физико-химических и технологических свойств под действием внешних факторов природного и технического происхождения. Данную область знаний можно рассматривать как учение о строении угольного вещества, и в настоящее время она пополняется новыми сведениями, полученными спектральными методами.

Перечисленные области знаний развивались в геологическом направлении как учение об угленосных формациях, а в промышленно-генетическом направлении – как учение о строении угольного вещества и его генетических

свойствах. На первом направлении сконцентрированы познания об условиях образования осадочных пород и угленосных отложений, на втором – обобщены сведения о генетических факторах, повлиявших на изменение растительных остатков в процессе их преобразования в угольное вещество с разнообразием свойств полезного ископаемого угля.

Эти два научных направления развивались параллельно, при частичном заимствовании отдельных достижений в смежном направлении. В целом же, представления о закономерностях углеобразования геологических структур и свойствах угольного вещества формировались за счёт углублённого изучения геологического строения угольных месторождений и технологических свойств и коксующести углей отдельных пластов. Отсутствие комплексного изучения ограничивало развитие каждого учения в отдельности и исключало взаимное проникновение знаний.

С появлением геологической службы советского государства в 30-е годы начинается целенаправленное геологическое изучение угленосных отложений, поиск угленосных площадей, разведка отдельных бассейнов, месторождений и участков (История геологического изучения угольных бассейнов. 1976). Параллельно с этим начинают развиваться научно-исследовательские работы по следующим направлениям:

- стратиграфия, литология и увязка угленосных отложений;
- тектогенез и типизация угленосных формаций;
- изучение морфологии угольных пластов и её влияние на свойства углей;
- развитие и применение углепетрографических методов.

Период с 30-х по 80-е годы можно выделить как период становления отечественной науки об угле, потому что именно в это время появляются основополагающие труды по углеобразованию и угленакоплению. Известный геолог-угольщик В. Ф. Череповский в научном труде (Достижения и основные проблемы угольной геологии, 1980) даёт детальный анализ достижений в угольной геологии по перечисленным выше направлениям и перечень исследователей, труды которых стали основополагающими в становлении

угольной геологии как отдельной геологической науки об осадках и осадочных породах. Опираясь на ретроспективный анализ В. Ф. Череповского, для более ясного понимания уровня современных исследований и дальнейшего их развития необходимо выделить основные достижения.

Большой вклад в изучении стратиграфии и литологии для корреляции угленосных отложений внесли К. И. Иносова, А. Х. Крузина, Е. Г. Шварцман. Они, применяя биостратиграфические методы, дали представление о прерывистости и непрерывности эволюции органического мира Земли и отразили это в виде разрезов, последовательной смены комплексов фауны и флоры. П. П. Тимофеев, В. А. Македонов, Е. А. Слатвинский литологическими изучениями палеогеографических и геотектонических условий образования угленосных отложений раскрыли режимы углеобразования и угленакопления.

К важнейшим достижениям относится развитие учения об угленосных формациях, на основе которого стала формироваться генетическая классификация угольных бассейнов. Основоположниками этого учения считаются П. И. Степанов, Г. А. Иванов, Ю. А. Жемчужников, Г. Ф. Крашенинников, А. К. Матвеев, Е. О. Погребницкий, А. В. Македонов, К. В. Миронов, И. В. Дорохин. На основе их фундаментальных работ определены общие закономерности размещения бассейнов по отдельным эпохам угленакопления, которые позволили составить прогнозные карты, а позже, под руководством И. И. Горского и В. В. Мокринского, – атлас карт угленакопления на территории СССР.

В познание тектогенеза бассейнов, определяющих угольную базу коксования СССР, внесли вклад учёные-геологи С. К. Комоцкий, В. С. Попов, А. З. Широков, В. З. Ершов и др. (Донецкий бассейн); Э. М. Сендерзон, В. И. Скок, В. И. Яворский, М. А. Усов, И. Н. Звонарёв, А. З. Юзвицкий (Кузнецкий бассейн); Г. Л. Кулешов, Л. Ф. Думлер, М. В. Голицын, В. М. Бекман (Карагандинский бассейн); Б. Л. Афанасьев, Ю. В. Степанов, К. Г. Войновский-Кригер (Печорский бассейн).

В изучение морфологии угольных пластов, помимо учёных, перечисленных выше, внесли свой вклад Б. Ф. Мефферт, Н. К. Фукс, Е. Н. Зайцева, В. С. Яблоков

и др. На основе их работ по данному направлению положено начало развития шахтной геологии.

Особое внимание заслуживает анализ автора (Череповский, 1980) становления петрографии углей в СССР. Он выделяет четыре направления практического применения углепетрографии:

- а) при определении показателя отражения витринита для прогноза метаморфизма углей;
- б) при разработке промышленно-генетической классификации углей;
- в) при оценке размещения проб и размеров сети опробования на основе закономерностей изменения углепетрографических и технологических свойств углей;
- г) при выявлении закономерностей изменения физико-механических свойств углей и их склонности к выбросам, самовозгоранию и газопроницаемости.

Одним из существенных достижений того времени является определение сущности «восстановленности углей» и установление геохимических условий их образования. Были открыты «геохимические фации торфогенного слоя и торфяной залежи при формировании определённых генетических типов торфов», обусловленных изменением кислотно-щелочного изменения равновесия водной среды торфяников.

В. Ф. Череповский (1980) отмечает, что «разработаны параметры определения геохимических условий формирования углей различных генетических типов» и доказана связь (в Донецком бассейне) условий формирования угленосной толщи с распространением генетических типов по площади. Познание генезиса углей и причин, повлиявших на разнообразие их состава и свойств, может быть успешным, если их изучение рассматривается совместно с геологическими факторами как единое целое, – заключает (Череповский, 1980).

В этой связи отмечаются знаковые достижения в области прогноза коксующести углей на глубокие горизонты И. В. Ерёмкина. Он установил связь петрографического состава углей с их коксующестью, полученные закономерности

расширили методику поиска коксующихся углей на стадии разведки. На основе установленных взаимосвязей между петрографическими и технологическими показателями были созданы методики прогноза коксуемости углей в шихтах для коксохимического производства. Также были разработаны методические основы для составления карт коксуемости донецких углей и на взаимосвязи петрографического состава углей и их химико-технологических свойств, установлены принципы взаимозаменяемости донецких углей печорскими углями.

Особо следует отметить несомненный вклад И. Б. Волковой и Л. И. Сарбеевой в становлении метода по определению отражательной способности углей и петрографического метода оценки их степени восстановленности, их исследования велись путём сравнения изометаморфных углей посредством измерения показателя R_0 в иммерсии.

Отдельным направлением выделяются исследования выветривания (окисленности) углей в пластах, это направление слабо представлено в угольной геологии. Больше внимание этому природному явлению уделяется в углехимической и коксохимической науке, что обусловлено изучением пригодности углей к переработке. Среди многочисленных работ, посвящённых изучению процесса окисления углей в природных условиях, выделяется монография Т. А. Кухаренко (Кухаренко, 1960) и работы Н. Г. Титова с А. И. Хрисанфовой, Р. В. Кучер, И. И. Аммосова в сборнике научных трудов (Химия и генезис твёрдых горючих ископаемых, 1950).

В целом можно констатировать, что до 1980 года сформировались концепция теории углеобразования и угленакопления и методология изучения угленосных отложений и углей.

1.2.2 Особенности процесса углеобразования в позднем палеозое

Современное представление о процессе углеобразования опирается на методологию изучения осадочных отложений и осадочных пород. Среди геологических наук наука об осадочных породах представляет фундаментальные

знания об осадочном чехле Земли и многими исследователями выделяется как *осадочная геология*. Она включает *генетическое учение об угленосных формациях* наряду с петрологией, стратиграфией и геотектоникой, поэтому, как отмечалось выше, развитие угольной геологии в рамках осадочной геологии постепенно сформировало в ней самостоятельный крупный раздел – *геологию угленосных отложений*. По мнению автора (Иванов, 2013) геология угленосных отложений должна развиваться самостоятельно как научное направление в интеграции с геологией осадочных и нефтяных отложений.

Осадкообразование – это вторичный геологический процесс, в котором первично образованные горные породы становятся объектом разрушения, продукты этого разрушения становятся исходным материалом осадков, которые, в свою очередь, преобразуются в осадочные горные породы (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Схема осадочного процесса (Угольная база России, 2004)

Возникновение осадочных образований	Последовательные стадии формирования осадков и пород				Физическое, биохимическое, атмосферное, климатическое наземное и подводное выветривание				Седиментология	Седиментация	Седиментогенез	Бассейн осадконакопления	Осадочная геология
					Дезинтеграция и частичная миграция исходного материала, вовлекаемого в осадочный процесс								
					Новообразования аутигенных и аллотигенных минералов и их ассоциаций (первая стадия)								
					Мобилизация вещества: наземная и подводная : ветровая, водная, ледовая, биогенная, гидротермальная, вулканическая и др.								
					Транспортировка и дифференциация осадочного материала к промежуточным водоёмам стока								
					Кинетогенез – изменение вещества в процессе временной транспортировки (вторая стадия)								
					Образование осадка с полностью сформировавшимся комплексом минералов и их ассоциацией (третья стадия)								
					Осадконакопление – накопление осадка в конечном водоёме стока								
	Терригенное	Биогенное	Хемотропное	Вулканогенное	Литология	Литификация	Литогенез	Бассейн породообразования					
	Диагенез												
	Катагенез												
	Метагенез												
	Метаморфизм погружения (региональный)												

Такая же схема принята и для горючих осадочных пород, а именно углей, с той лишь разницей, что объектом разрушения являются растения, а продуктами разрушения – органические осадки, которые преобразуются сначала в торфы, а затем в угли.

Основные предпосылки углеобразования сформулировал Ю. А. Жемчужников (1935) в учении о каустобиолитах, в котором он особое внимание обращал на такие факторы, как интенсивное развитие растительности, накопление растительных остатков и особенности образования углей. При этом он отмечал, что для углеобразования необходимы «благоприятные климатические условия и геотектонический режим, способствующие накоплению угленосных толщ» (Жемчужников, 1935). Общая схема углеобразования часто представляется как сложение благоприятных условий для активной жизни растений в геологические циклы в развитии Земли (рис. 1).



Рис.1. Графики изменения расстояния Солнца (R , кпк) от центра Галактики во времени (по А. А. Баренбауму): A – расстояние Солнца от центра Галактики (R , кпк); B – интенсивность накопления торфоугольной массы (в млрд т) за 1 миллионлетие и интенсивности торфонакопления по периодам – сезонам галактических годов (по А. И. Егорову): 1 – орбита Солнечной системы; косые линии – струи газопылевого галактического вещества, точка пересечения ими орбит – момент вхождения Солнца в газопылевые струи, кризисные моменты в истории планет Системы; 2 – интенсивность торфонакопления (углеобразования) по периодам (Угольная база России, 2004; Егоров, 2011)

Выделяются основные эпохи интенсивности торфонакопления: каменноугольно-пермский, юрский, меловой и неогеновый, когда проходили неоднократные массовые захоронения на больших площадях растительных остатков с образованием торфяных залежей. Эволюция углеобразования рассматривается с позиции развития Солнечной системы, которая вращаясь вокруг центра Галактики, циклично приближалась к нему и удалялась, что обуславливало цикличность в развитии Земли. В отдельные галактические годы возникали периоды интенсивности торфонакопления. Неравномерность торфонакопления зависит от интенсивности воздействия галактической энергии, которая с позднего девона приводит к массовому продуцированию растений-углеобразователей в Альпийский и Герцинский галактические годы.

Понимание продуктивности углеобразования сводится к распределению по поверхности планеты разных климатических поясов, что связано с разным распределением тепла и света в разных географических широтах. Филогения флоры объясняется исключительно типом угольного бассейна, а именно, паралический тип бассейнов характерен для карбона и перми, лиманический тип – для мезозойских и кайнозойских угольных бассейнов. Основные факторы, влияющие на фитопродуктивность и накопление торфа, представлены в таб. 1.3.

Закономерность образования угленосных отложений П.И. Степанов (1937) сформулировал и опубликовал в виде концепции поясов и узлов угленакопления, указывая на закономерные связи разновозрастных бассейнов и месторождений. Этим он ориентировал научное геологическое сообщество на поиск закономерностей размещения угольной массы на поверхности земного шара, предполагая, что потребуется выявить: 1) факторы, определяющие место накопления торфяников в каждом геологическом периоде; 2) причины неравномерности накопления органической массы во времени.

Теория находит поддержку, и исследователи И. И. Горский, П. А. Шехтман, А. И. Егоров (Второе угольное совещание при лаборатории геологии угля АН СССР, 1955) систематизируют признаки и факторы, обуславливающие угленакопление на Земле.

Таблица 1.3

**Основные факторы, определяющие интенсивность фитопродуктивности
и накопление торфа (Угольная база России, 2004)**

АБИОГЕННЫЕ	Внеземные	Космогенные	1) Галактическая сезонность. Струйные течения галактического вещества 2) Степень солнечной активности. Уровень коротковолнового излучения 3) Наклон земной оси к плоскости эклиптики; 4) Астропроблемы
	ЗЕМНЫЕ	Атмогенные	1) Состав атмосферы 2) Тип климата – контрастный или мягкий, оледенения 3) Соотношение количества выпадающих осадков и их испарения
		Экзогенные	1. Геоморфологические факторы: а) рельеф области торфонакопления и направленность его развития; б) супфозия; в) карбонатный и соляной карст; г) криогенные просадки земной поверхности. 2. Геохимия ландшафта. 3. Гидрогенные факторы: а) изменение уровня мирового океана. Трансгрессия и регрессия; б) гидродинамические процессы; в) гидрохимическая деятельность
		Эндогенные	1. Тектоника. Фазы развития структур. 2. Возраст земной коры, степень ее консолидации. Тектонофации. 3. Инверсии магнитного поля Земли. 4. Вулканизм. 5. Эндогенная радиация. 6. Приток флюидов ОВ из недр. 7. Теплофизическая активность недр. 8. Соляная тектоника (галокинез).
Биогенные	Фитогенные Зоогенные Микроорганогенные		

Я. М. Черноусов (1962) выделил основные: геотектонические, стратиграфические, геоморфологические, литолого-фациальные, определяющие закономерности распространения угленосных отложений. Эти закономерности указывают на циклический процесс углеобразования, как подчеркивал П. И. Степанов, отмечая начало зарождения образования углей в среднем и верхнем девоне. Массовое углеобразование начинается в каменноугольную эпоху,

повторяясь в перми, замирает в триасе. В юрский период угленакопления процессы углеобразования возрастают и повторяются в виде третично-верхнемелового этапа углеобразования.

Галактическая сезонность (Корчагин, 1991) обуславливала климатическую сезонность Земли, движение литосферных плит (Ясманов, 1985) и местоположение узлов угленакопления. Это наглядно представлено на схеме (рис. 2) передвижения узлов угленакопления в стратиграфической последовательности (по П. И. Степанову).

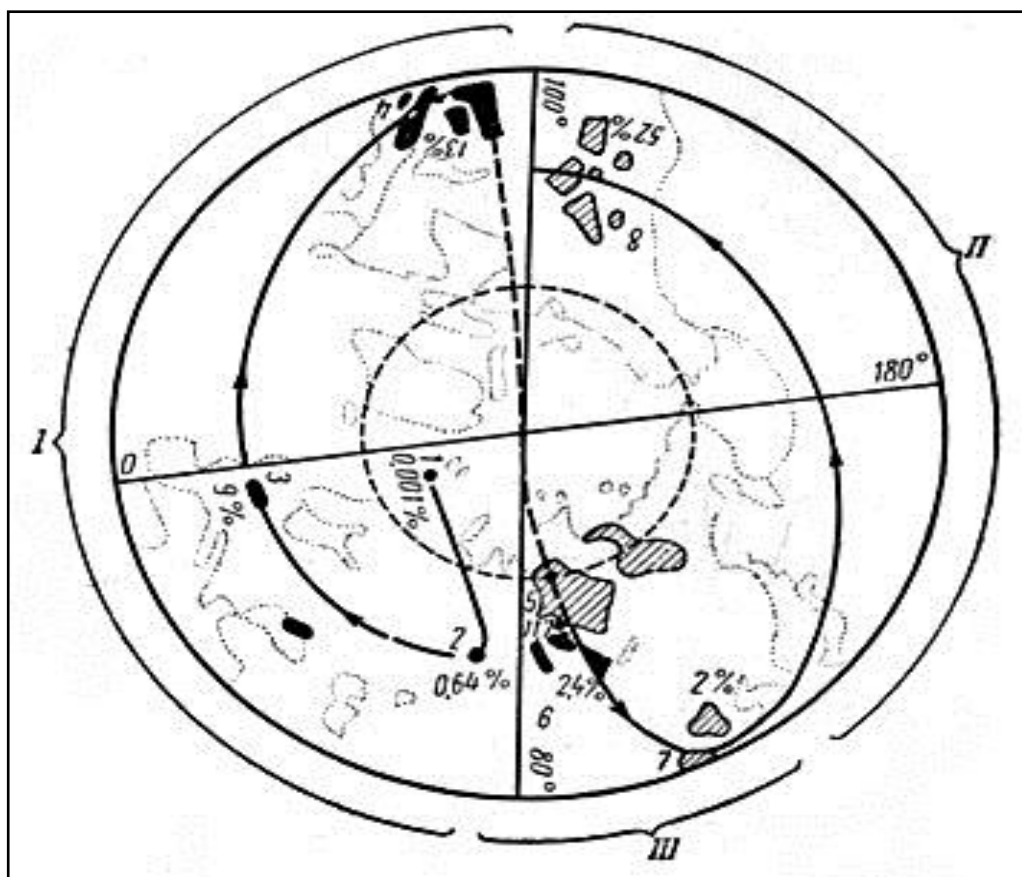


Рис. 2. Схема перемещения узлов угленакопления в стратиграфической последовательности (Кухаренко, 1960):

Площади распространения угленакопления (от мировых запасов, %): I – преобладание карбонового возраста (25,24 %); II – преобладание верхнемелового и третичного возраста (53,79 %); III – преобладание пермского и юрского возраста (20,17 %). Узлы угленакопления: 1 – Медвежий остров (верхний девон), 2 – Карагандинский (верхний карбон), 3 – Западноевропейский (карбон), 4 – Восточный Североамериканский (карбон), 5 – Сибирский (пермь), 6 – Чулымо-Канско-Иркутский (юра), 7 – Южно-Китайский (пермь, юра), 8 – Западный Североамериканский (верхний мел, третичный период)

Важно отметить, что взаимосвязь климата с растительностью становится отправной точкой многих исследователей, обращавшихся к вопросу происхождения углей, и считается, что геотектонические и палеогеографические факторы являются основными, так как их сочетание способствует появлению очагов зарождения и развития флоры. Климатический фактор всегда рассматривается как смена благоприятных и неблагоприятных условий обильного продуцирования растительности.

Однако влияние климата на эволюцию и распространение растительности обратил внимание (Давитошвили, 1971), он отмечал, что «в процессе эволюции растительного покрова возрастает влияние наземной флоры на климаты и эрозии, создающие предпосылки для дальнейшей экспансии биоса». При этом он акцентирует внимание на том, что пояс гумидного климата не по всей своей протяжённости благоприятен для богатого растительного покрова, а существуют *«пояса благоприятного климата для накопления торфа»*. Они возникают при положительном балансе влаги «за счёт циркуляции воздушных масс Земли, которые переносят испарившуюся влагу из аридных зон в холодные широты, где она конденсируется и выпадает в виде обильных осадков», – добавляет автор.

Северный пояс гумидного климата лежал приблизительно на 40–45° с. ш., в котором почти целиком находится территория РФ, теми же широтами ограничен южный гумидный пояс. Обильный расцвет флоры многие исследователи также связывают с условиями среды обитания растительного сообщества. На особую роль палеоклимата в накоплении угленосных формаций разных эпох обращал внимание (Крашенинников, 1957). Он выделял основные факторы влияния палеоклимата на процесс углеобразования:

- разнообразный климатический температурный режим;
- широкий диапазон климатических условий, при которых может проходить накопление материнского органического вещества угольных пластов;
- процесс углеобразования не может являться показателем тропических климатических условий, а скорее свидетельствует о влажном умеренном климате;

– суждения о климатических условиях накопления угленосных формаций целесообразно проводить с учётом палеонтологических и литологических данных, опираясь на наблюдения условий современного торфообразования, применяя их к геологическому прошлому.

Ф. Ф. Тимофеев, В. Ф. Череповский, И. И. Шакудо (1979), опираясь на исследования предшественников, отмечают, что на территории бывшего СССР зональность размещения растительных сообществ увязывается с изменениями палеогеографии и палеоклимата, которые проходили в конце раннего – начале среднего карбона, затем в среднем и позднем карбоне и в перми. По отдельным регионам они проследили смену климатических поясов, выделяя тропическую и северную умеренную зону, экваториальную и умеренную гумидную, которые ограничивались аридной зоной.

Авторы (Угольная база России, 2004), с позиций перечисленных факторов, на территории России выделяют пояс карбонового торфонакопления (C_{1-3} – 355 млн лет назад, продолжительность 68 млн лет). С запада на восток в этот пояс вошли геологические блоки: Восточно-Европейская древняя платформа (Восточный Донбасс, Подмосковский и Камский бассейны, Зеленецкая угольная площадь) → герцинид Урала (западный и восточные склоны) → каледонид Алтае-Саянской области (Кузнецкий, Горловский и Минусинский бассейны) → Сибирская древняя платформа (Тунгусский бассейн).

В **пермский** период (P_{1-2} – 285 млн лет назад, продолжительность 45 млн лет) отмечаются две формации: Европейская (Восточно-Европейская платформа и Урал) на западе и на востоке Тунгусская, куда входит Кузнецкий прогиб, по которым прослеживается пермский пояс торфонакопления.

В каждом угленосном узле или угленосной формации, которая по площади распространения рассматривается как угленосная провинция, есть свои особенности углеобразования, но есть и общие: это питание растений-углеобразователей, обусловленное геологическими факторами, которые в современной теории углеобразования являются основополагающими. В то же время климату и типу исходной растительности многие исследователи придают

особое значение и связывают климатическую и флористическую изменчивость с распределением суши и морских акваторий и геоморфологическими особенностями рельефа материков.

В. Е. Раковский (1970), Л. И. Боголюбова (1989) обратили внимание на связь температуры экосистемы (фактор климата) со степенью разложения (гелификацией) органического вещества и с составом комплекса растений-углеобразователей. На примере миоценовых поясов углеобразования Африканского и Евразийского континентов А. Е. Егоров (1985) показал на существование зависимости состава и свойств углей от климатических условий торфонакопления, выделяя их из числа физико-географических факторов.

Питание растений-углеобразователей зависело от условий экосистемы, которые определялись геоморфологическими элементами земной коры, а именно, отрицательными формами рельефа. Автор (Черноусов, 1962) считает, что эти геоморфологические элементы – определённые генетические типы депрессий, закономерно приуроченные к стратиграфическому разрезу земной коры. Ссылаясь на работы Л. Н. Ботвинкиной (1952, 1954, 1956 гг.), Я. М. Черноусов (1962) утверждает, что зона угленакопления – это литолого-фациальная закономерность и может образоваться не только «на стыке регрессивной и трансгрессивной частей полного седиментационного цикла», но и при восходящих движениях (относительное поднятие), которые свойственны континентальной седиментации (рис. 3 и 4).

Поэтому он формулирует следующий тезис: «Угольные бассейны каменноугольного возраста депрессии регрессивно-морского происхождения, а бассейны пермского возраста регрессивно-морские депрессии, представляющие в предгорные и межгорные прогибы», тем самым признавая, что развитие каменноугольных отложений связано только с паралическими условиями накопления, а пермских отложений – с угленакоплением паралического и континентального характера.

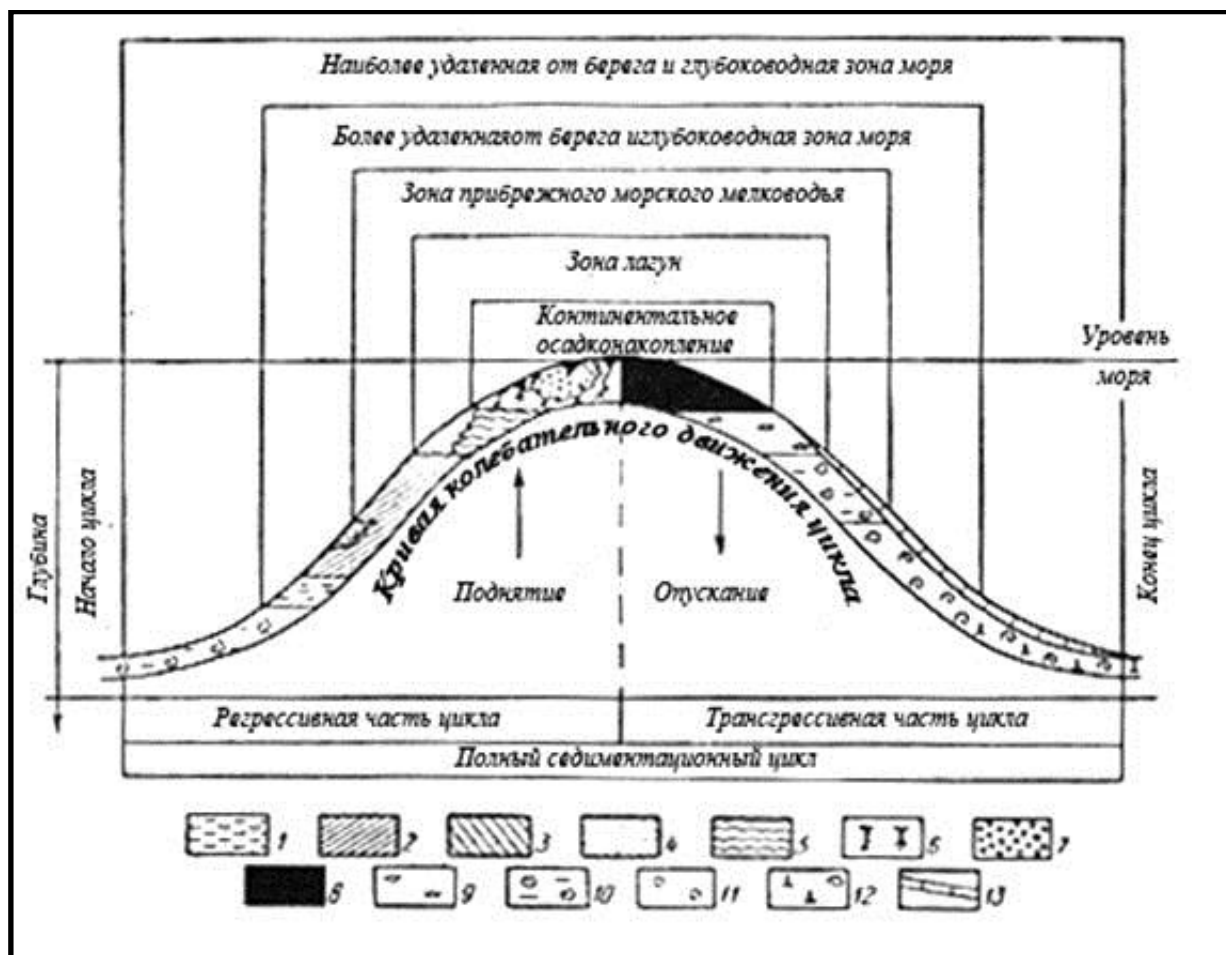


Рис. 3. Схема сочетания фаций в регрессивной и трансгрессивной частях цикла (по Л. Н. Ботвинкиной): Зоны осадконакопления и виды осадков: 1 – алевритовые морские; 2 – песчано-алевритовые прибрежной части моря; 3 – песчаные зоны морских течений; 4 – преимущественно песчаные зоны пересыпей и баров; 5 – преимущественно алевритовые зоны лагун и заливов; 6 – осадки болот; 7 – песчаные речные отложения; 8 – осадки торфяных болот (угленосные пласты); 9 – глинистые осадки лагун; 10 – мелкоалевритовые морские осадки (с редкой фауной); 11 – глинистые морские осадки (с типичной фауной); 12 – морские глинисто-карбонатные осадки (с фауной); 13 – карбонатные (известняки разного генезиса), связанные с глубинами и удалённые от берега

Это не противоречит сложившейся парадигме угленакопления, в которой углеобразование рассматривается как паралическое (приморское), так и лимническое (озёрное), под которым понимаются континентальные условия торфогенеза (Черноусов, 1978).

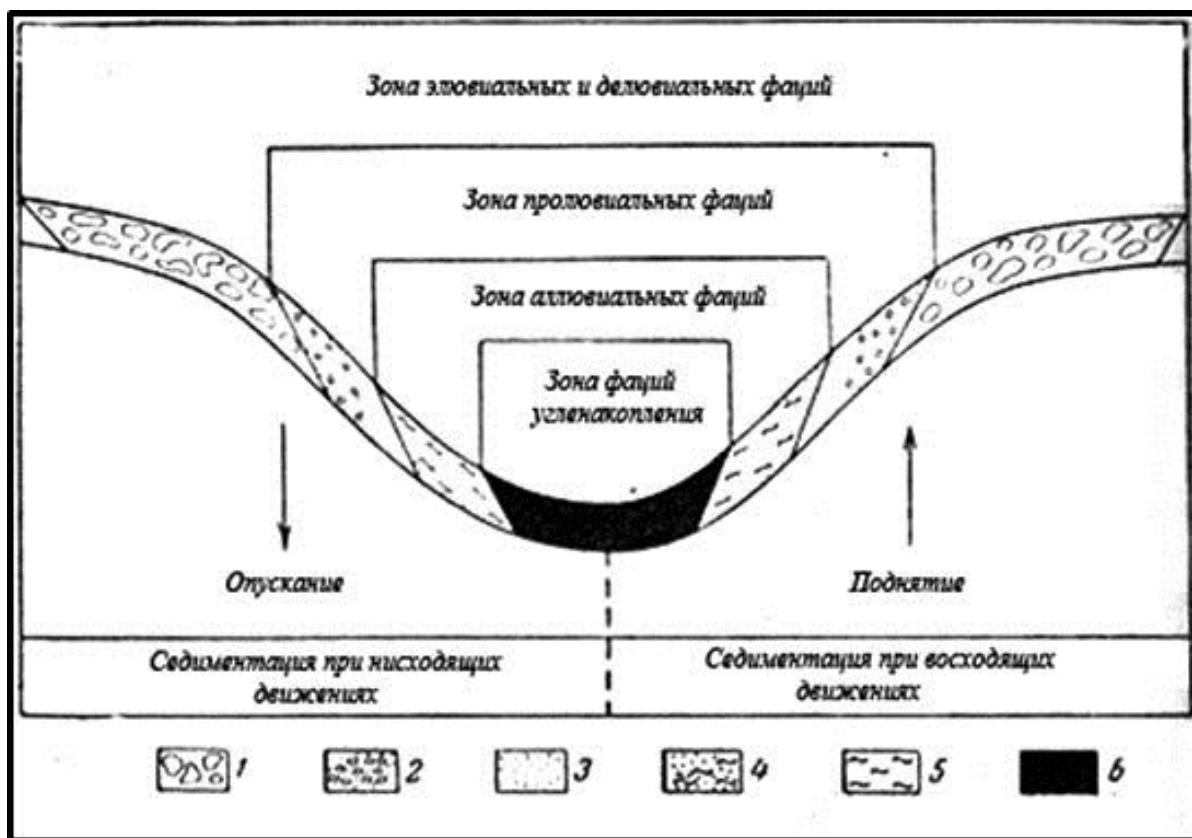


Рис.4. Схема сочетания фаций при континентальном угленакплении (по Л. Н. Ботвинкиной): *Виды осадков: 1 – пестроцветы и конгломераты; 2 – гравилиты; 3 – песчаники; 4 – алевролиты; 5 – аргиллиты; 6 – угленосные осадки*

Геоморфологическая структура депрессий авторами (Тимофеев и др., 1979) рассматривается как геотектоническое положение региона в результате крупных колебательных движений земной коры, которые создают болотные ландшафты во времени. Авторы выделяют приморское заболоченное побережье и внутриконтинентальные болотные обстановки. Приморские обстановки характеризуют как устойчиво обводнённые, с изменчивой обводнённостью, проточные и высоко проточные. Внутриконтинентальные обстановки делят по местоположению равнин: регрессионные, предгорные и межгорные болота, в качестве водной среды питания растений делят на низовые, верховые и переходные, поэтому вся болотная растительность делится по требованию к минеральному питанию на более требовательную (низовая флора), менее требовательную (переходная флора) и малотребовательную (верховая флора).

Цикличность космогенных и литосферных факторов повлияла на неравномерность развития растительности, её распространение в пространстве и

во времени, обозначив эпохи углеобразования в геохронологическом времени. С точки зрения продуктивности, выделяется каменноугольной, пермский, юрско-меловой и третичный растительные комплексы, в которых прослеживается эволюция флоры.

В нашем случае интерес представляет каменноугольно-пермская флора (Черноусов, 1962; Коперина, 1956; Петренко, 1953; Домбровская, 1958; Смирнова, 1958).

Каменноугольный период:

- в нижнем карбоне продолжают развиваться низшие растения девона, появляются и развиваются папоротники, птеридоспермы, зарождаются лепидодендры;
- в среднем карбоне доминируют современные папоротники, широко развиваются хвощи, сигиллярии, появляются некоторые виды травянистых растений и кордаитов;
- в верхнем карбоне вымирают хвощи, остаются сигиллярии, появляются новые виды сфенофиллов, папоротники и папоротниковидные (семенные) получают значительное развитие.

Пермский период характеризуется неравномерностью распределения флоры. На некоторых территориях происходит значительное изменение видов и состава фитоценозов. На северном полушарии продолжает развиваться каменноугольная флора, а на южном возникает глоссоптериевая флора, например хвойные растения.

Как отмечают авторы (Кухаренко, 1960; Горелова, 1962; Дрягина, 1962) и авторы (Основные принципы изучения болотных биогеоценозов, 1972), в бассейне обычно доминирует какой-либо тип болота, которому соответствует свой видовой состав. По степени эволюционной организации растений торфя разделяют на шесть групп: древесный, древесно-травяной, древесно-моховый, травяной, травяно-моховый и моховый.

Обобщая, можно кратко сформулировать следующие выводы. Зональное распространение углеобразования на Земле в пространстве и во времени

обусловлено цикличностью космогенных и литосферных факторов, которые инициировали возникновение геологических и климатических факторов. В результате глобальное углеобразование проходило при смене климатической зональности и накладывалось на локальное углеобразование в точках благоприятного сочетания геотектонических и палеогеографических факторов для угленакопления на поверхности земной коры.

Приоритетность факторов угленакопления в формациях состоит из первого уровня организации формации – это палеоструктура – палеотектонический режим времени накопления осадков, палеогеография, и второго уровня – это палеоклимат и область седиментации угольного вещества, а также терригенно-глинистого, хемогенного и вулканогенного вещества.

Таким образом, за тридцатилетний период сложилось точка зрения (Угленосные формации верхнего палеозоя СССР, 1975; Угольная база России, 2004), что углеобразование на Земле характеризуется как циклический процесс, связанный с палеоклиматической зональностью, проходивший под влиянием меняющихся геотектонических условий, в результате чего шло эволюционное угленакопление. Этот глобальный процесс определяет закономерности в образовании генетических свойств углей на стадии их седиментации в узлах угленакопления – в угольных бассейнах.

Сложность процесса торфо-углеобразования, обуславливаемая взаимодействием многих факторов, тормозит исследования в части разделения этих факторов на главные (тектонические условия) и второстепенные (климат, растительность и их зональность) – отмечает (Егоров, 2004). Он приходит к выводу, что климат – атрибут Земли, он зонален и создаёт условия для процесса первичного преобразования торфа и в конечном результате ведет к образованию разных по петрографическому и химическому составу углей. Поэтому попытки приуменьшить роль климата, от которого зависит количество растительной массы, не приносят пользы при исследовании закономерностей торфо-углеобразования, – заключает А. И. Егоров.

Столь авторитетное утверждение подтверждает актуальность решения вопроса о степени влияния палеоклимата на генезис углей на стадии седиментации.

1.2.3 Угленакопление в каменноугольно-пермский период.

Объектами для изучения процессов угленакопления в каменноугольно-пермский период были и остаются Донецкий, Карагандинский, Кузнецкий и Печорский угленосные бассейны. Это обусловлено индустриализацией страны (бывшего СССР), а в настоящее время угли этих бассейнов занимают важное место в сырьевой базе России и стран СНГ, поэтому сохраняется повышенное внимание к углям данных бассейнов, особенно при выявлении генетических особенностей образования углей в разных условиях.

Систематизируя накопленный исследовательский материал советского периода о закономерностях углеобразования и угленакопления на территории России (Угольная база России, 2004), ведущие учёные-геологи не дают однозначной характеристики генетической связи данных бассейнов между собой с позиции тектонического режима развития земной коры при наличии двух точек зрения на их образование: либо парагеосинклинальный, либо или орогенный. В результате они приходят к выводу, что природа Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов остаётся невыясненной (С. 131–160).

Рассмотрим важность этого вопроса с точки зрения размещения угленакопления в земной коре. А. Г. Портнов, А. В. Внуков, В. Ф. Череповский (2004) главной закономерностью пространственного размещения сравниваемых продуктивных горизонтов разной мощности выделяют их тяготение к положительным структурным и палеогеоморфологическим элементам, что обусловлено геодинамической тенденцией земной коры в направлении регионального поднятия и опускания. Поэтому, считают они, размещение продуктивных горизонтов угленосных формаций в крупных палеоструктурных элементах земной коры строго закономерно.

П. П. Тимофеев (2004), рассматривая пространственное размещение углеобразования в земной коре с позиций А. И. Егорова, считает, что угленосные провинции должны соответствовать палеофлористическим провинциям отдельных углеобразовательных эпох в контурах, обусловленных климатическими, геотектоническими и палеогеографическими факторами. При этом он опирается на материалы по систематизации геологии угленосных провинций (Тимофеев, 1975), в которых в верхнем палеозое выделены нижнекарбоновая (C_1), средне - верхнекарбоновая (C_2 - C_3) и пермская (Р) эпохи угленакопления на основании параллелизации свит бассейнов и флористических признаков отложений нижнего карбона Донецкой провинции. На этом основании увязана климатическая зональность углеобразующей растительности с зональным различием углей и установлено, что образование донецких углей проходило в экваториальной зоне, а карагандинских – в северной гумидной зоне.

А. И. Егоров (1975) считает, что эпохи угленакопления – это крупные объекты, в которых возникали схожие климатические, палеогеографические и фациальные условия формирования угольных пластов. По схожим палеоструктурным и фациальным условиям углеобразования могут выделяться зоны углеобразования, а угольный бассейн рассматривается им как «единая седиментационная структура, характеризующаяся распространением угленосного комплекса или угленосной формации с непрерывным или прерывистым развитием угольных пластов». Угленосной формации (УФ), отмечает он, свойственно: преимущественная континентальность, полифациальность, цикличность, своеобразные типы слоистости, наличие угольных пластов, но главное – наличие продуктивного горизонта (имеется в виду угленосного), и это отличает УФ от осадочной формации.

Есть другая точка зрения, также базирующаяся на геотектоническом режиме земной коры (Цейслер, 2004), суть которой сводится к тектонической периодизации геологической истории на основе тектоно-седиментационной мегаритмичности. В. М. Цейслер считает, что закономерна увязка стратиграфических угленосных толщ с соответствующими тектоническими

циклами и с их заключительными фазами – тектономагматических активаций с эрогенными эпохами, которые выделяются как геократические периоды. В эти периоды и именно в отрицательных орогенных структурах, заключает он, возникают благоприятные условия торфонакопления, которые возникали в зонах гумидного климата, в эпоху складко - и горообразования, как результат превращения в сушу областей подвижных поясов, занятых длительное время морскими бассейнами. Иными словами, это были зоны и парагеосинклинального, и орогенного тектонического режима земной коры.

Далее автор (Цейслер, 2004), характеризуя пояса, узлы угленакопления и палеотектонические структуры земной коры отмечает непостоянство климатической зональности и считает, что «установление поясов угленакопления следует проводить не по отделам геохронологической шкалы, а по крупным ритмо-комплексам и их частям, с которыми связаны изменение климата и эпохи трансгрессий и регрессий». Относительно верхнепалеозойских углей на Евразийской территории он выделяет ранний карбон и средний-верхний карбон, нижнюю и верхнюю пермь. Климатическая обстановка сменялась относительно быстро, и временные интервалы не совпадают с эпохами геохронологической шкалы, – считает автор.

Иными словами, вероятно В. М. Цейслер, указывает на формирование локального микроклимата в отрицательных орогенных структурах, увязывая климат с геотектоникой. Тогда упускается особенность в угленакоплении – это стадийность эволюции растений-углеобразователей и изменение экологической обстановки в разные геологические периоды углеобразования.

Эти доводы подтверждаются результатами исследований, сделанных ещё в 50-е годы (Второе угольное совещание при лаборатории геологии угля АН СССР, 1955), и при увязке угленосных отложений бассейнов Карагандинский, Печорский и Кузнецкий к отложениям Донбасса с использованием спорово-пыльцевого метода (Коперина, 1956; Петренко, 1953; Домбровская, 1958; Смирнова, 1958; Горелова, 1962; Дрягина, 1962). Было установлено, что угленосные отложения перечисленных бассейнов имеют флористическое сходство.

По данному признаку авторы (Коперина, 1956; Петренко, 1953) указывают на сходство угленосных отложений:

- в нижнем карбоне – Донбасса, Кузбасса и Карагандинского бассейна;
- в среднем карбоне – между отложениями карагандинской и алыкаевской свит, надкарагандинской свиты и ишаново-промежуточной толщи в Карагандинском и Кузнецком бассейнах соответственно;
- в верхнем карбоне – между отложениями Донбасса и тентекской свитой Карагандинского бассейна.

Сходство фитоценозов Печорского бассейна и ерунаковской подсерии Кузнецкого бассейна отмечала Х. Р. Домбровская (1958), проводя флористический анализ пермских отложений. Такие же флористические сравнения угленосных отложений Донецкого, Печорского и Карагандинского бассейнов были проведены с отложениями Кузнецкого бассейна (Горелова, Дрягина, 1962).

Причины разного подхода стратиграфического расчленения угленосных толщ и оценки влияния глобальной тектоники на тектонические процессы Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов прослеживаются в работах Тимофеева П. П. (1980), Широкова А. З. (1956, 1971), Айзенверга Д. Е. (1956), Войносский–Криигера К. Г. (1956, 1958), Петренко А. А. (1956), Егорова А. И. (1969), Иванова А. Г. (1969), Матвеева А. К. (1957), А.К. Михалёва А. К. (1957), Шмелёва И. В. (1958), а также в работе (Вопросы геологии Кузбасса, 1956, 1957).

Разные группы учёных создавали справочники по бассейнам и угольным месторождениям, например «Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР» (1969), геологический справочник по Кузбассу и другим угольным месторождениям Западной Сибири, выпускались фундаментальные сборники статей по тектонике угольных бассейнов и месторождений СССР (1976) и стратиграфии угленосных формаций верхнего палеозоя СССР (1975).

Работы по увязке крупных геологических структур проходили в постоянном поиске геологических критериев, позволяющих проводить распознавание условий

угленакопления по площади распространения и во времени. Уже в то время было ясно, что крупные угленосные залежи каменных углей приурочены к крупным тектоническим элементам, фазам тектогенеза, благоприятным для формирования угленосных формаций (Тектоника угольных бассейнов и месторождений СССР, 1976).

В начале 90-х годов было сформулировано историко-геологическое представление угленакопления, которое до настоящего времени опирается на методологию изучения осадочных образований. При этом особое внимание уделяется стратиграфии и геологии угленосных отложений верхнего палеозоя, так как в этих отложениях сосредоточены основные запасы коксующихся углей, о чём свидетельствует выход в свет в начале XXI века научного труда П.И. Степанова (1947). Данную работу рассматривать как итоговый этап в познании глобального процесса углеобразования и территориального распределения угленосности для развития теории закономерного угленакопления с позиций учения об угленосных формациях.

По мнению П. П. Тимофеева и Б. В. Полянского (1980), изучение угленакопления предполагает не только познание седиментогенеза и литогенеза осадков, но и причин, обуславливающих образование угленосных отложений.

Увязка угольных бассейнов и месторождений послужила толчком к разработке международного проекта КУФ (корреляция угленосных формаций) под руководством П. П. Тимофеева в 1977 году. С этого момента палеорекострукция формирования угленосной формации строилась на формационном и литолого-фациальном анализах. Выделялись первичные признаки – это определение области седиментации, характер переноса и накопления осадков и седиментогенез – рождение осадка или возникновение парагенеза осадков. Вторичные (наложенные) признаки – это предмет литогенетического анализа, с помощью которого изучается литификация (диагенез и метаморфизация осадков) и литогенез (образование осадочных пород).

В итоге современная научная парадигма осадкообразования сформулирована следующим образом: «формация – это первичное седиментационное геологическое тело, формациеобразующими факторами которого являются: первый уровень организации – палеоструктура, палеотектонический режим времени накопления осадков, палеогеография; второй уровень организации – палеоклимат, и поступающее в область седиментации терригенно-глинистое, биогенное, хемогенное и вулканогенное вещества» (Степанов, 1947).

С этих позиций многие исследователи выделяют угленосные формации как самые крупные геологические тела, в границах которых следует искать закономерности угленакопления и признаки их типизации. Этой задаче посвящено много работ и опубликовано более 50 классификаций, из которых 15, по мнению авторов (Угольная база России, 2004), заслуживают особого внимания, а наиболее востребованы только 4:

1. Тектоническая классификация угольных бассейнов и месторождений Погребнова Н. И. (1972).
2. Структурно-генетическая классификация угольных бассейнов и месторождений Миронова К. В. (1973).
3. Типизация угленосных формаций Иванова Н. В. и др. (1986).
4. Геолого-промышленная классификация угольных бассейнов, месторождений и угольных площадей Портнова А. Г. и др. (1988).

По мнению автора данной работы, список следует дополнить классификацией «ВНИГРИуголь» (Литодинамический анализ угленосных и турбидитных формаций, 1990) и структурно-генетической типизацией УФ (В. С. Быкадоров, А. Г. Портнов, А. Н. Тимофеев, В. Ф. Череповский. 1989). Эти классификации вобрали в себя лучшие достижения предыдущих авторов и выделили признаки, характеризующие особенности угленакопления бассейнов с разной геологической историей. Прежде всего, были систематизированы диагностические признаки в группы: сингенетические, эпигенетические и ситуационные (табл. 1.4).

По совокупности признаков определены основные критерии типизации угленосных формаций: 1) группы (ряды) формаций; 2) тип формаций по принадлежности к типу палеоструктуры; 3) параметры угленосных формаций, в том числе: мощность и распространение; характер цикличности; число угольных пластов; мощность и строение угольных пластов; тип углей по метаморфизму.

Таблица 1.4

Диагностические признаки угленосных формаций
(Литодинамический анализ угленосных и турбидитных формаций, 1990)

Сингенетические	1. Мощность формаций. 2. Ландшафтно-геоморфологическая обстановка. 3. Фациальная обстановка (изменение в разрезе и устойчивость по латерали). 4. Угленосность (количество пластов угля, мощность пластов, устойчивость морфологии пластов). 5. Стадии и латеральная зональность геотермального метаморфизма углей. 6. Проявление сингенетического метаморфизма
Эпигенетические	1. Характер складчатости. 2. Эпигенетический магматизм и контактовый метаморфизм. 3. Степень денудации
Ситуационные	1. Переход от подстилающих пород к угленосным отложениям. 2. Отличительные черты формационных рядов. 3. Современное положение в геоструктурах континентов

Геолого-структурный подход классифицирования угленосных формаций позволяет проследить структурные особенности бассейнов (табл. 1.5), взаимосвязи параметров формаций и особенности угленакопления в разные периоды геологического времени (табл. 1.6) и составить некую единую модель каменноугольно-пермского периода угленакопления.

Однако следует обратить внимание на менее очевидные геологические признаки, чем цикличность, мощность угленосных отложений и пластов и так далее.

Таблица 1.5

Характеристика геологических структур угленосных формаций разных классификаций
(Угольная база России, 2004)

Классификации	Признаки	Угольные бассейны С-Р периода			
		Донецкий	Печорский	Кузнецкий	Карагандинский
Типизация угленосных формаций по В. М.Богомазову, Н. В.Иванову, Г. Д.Петровскому, 1986	Тип по вещественному составу	Карбонатно-терригенный высокоугленосный, угли Д-А	Терригенный высокоугленосный, угли Б-А	Вулканогенно-терригенный высокоугленосный, угли Г-А	Вулканогенно-карбонатно-терригенный высокоугленосный, угли Г-А
	Тип по палеотектонической структуре	Авлакогенов	Краевых прогибов		
	Подгруппа				
	Группа по тектоническому режиму				
Структурно-генетическая типизация угленосных формаций по В. С.Быкадорову, А. Г.Портнову, А. Н.Тимофееву, В. Ф. Череповскому, 1989	Формационный комплекс (по тектоническому режиму и этапам развития)	Парагеосинклинальный	Платформенный		
	Группы (ряды) формаций	Краевые (пригеосинклинальные) зоны консолидированных областей			
	Тип формаций по принадлежности к типу палеоструктуры	Авлакогены		Пригеосинклинальные продольные прогибы	
		Надавлякогенные прогибы		Краевые прогибы	
	Геолого-промышленная классификация угольных бассейнов, месторождений и угленосных площадей по Портнову и др. 1988	Группа	Парагеосинклинальная		Орогенная (рифтогенная)
Класс				Массивы	
Тип		Внутренний (авлакогенный)	Внешний (краевого прогиба)	Внешний	

Таблица 1.6

Геологические параметры угленосных формаций по эпохам угленакопления
(по В. С.Быкадорову, А. Г.Портнову, А. Н.Тимофееву, В. Ф. Череповскому, 1989)

Угольные бассейны С-Р периода	Геологический возраст	Параметры угленосных формаций					Продуктивность углеобразования в цикле (рабочие пласты)	Мощность и строение угольных пластов
		Мощность	Распространение	Цикличность	Число угольных пластов (фаций углеобразования)			
Донецкий	C ₁	Сотни метров	Площадное, зональное на бортах	Преимущественно мелкая или средняя	Десятки	Единицы	До 3 м; простое	
	C ₂₋₃	Километры	Площадное зональное	Преобладает мелкая	Сотни		До 2 м; простое	
Карагандинский	C ₁	Первые сотни метров	Зональное, на бортах локальное	Преобладает мелкая, реже разнопорядковая			Десятки	
	C ₂₋₃	Сотни метров, первые километры	Площадное зональное	Разнопорядковая, преобладает средняя	До 5 м, иногда 10–30 м; простое			
Кузнецкий	C ₂₋₃ - P ₁	Сотни метров			Преобладает средняя	Десятки		До 5–8 м; простое, реже сложное
	P ₂							
Печорский	P ₁₋₂	До нескольких сот километров	Зональное, однонаправленное распространение	Отмечается ритмичность	Десятки	Единицы	Тонкие, реже средние, единицы – мощные, сложное	

В частности, при анализе отложений Донбасса автор (Крашенинников, 1980) отмечает, что «парагенезис формаций» может быть использован для установления закономерностей внутри изучаемого комплекса пород, как это применяется в осадочной геологии. Формационный подход должен быть направлен на генетическое исследование геологической структуры и её хронологической и структурной связи с внешними структурами. Например, паралическое углеобразование—это лишь черта палеозойского этапа угленакопления.

Другой автор (Широков, 1980) обращает внимание, что в качестве признаков для корреляционной увязки угленосных отложений бассейнов можно использовать изменение свойств и качества углей (зольность, сернистость, спекаемость, коксуемость).

Интересные наблюдения Донецкого, Печорского, Кузнецкого бассейнов были проведены по петрофизическим разрезам (Гречухин, 1980), по которым установлено, что петрофизические свойства пород изменяются по спирали с образованием областей инверсий.

На связь тектогенеза с литологическими факторами обращает внимание автор (Загибайло, 1980) через горно-геологический признак «кровля—почва», на связь вещественного состава вмещающих пород с условиями формирования углей указывает автор (Погребнов, 1980), а на литолого-фациальные особенности вмещающих пород углей – авторы (Бартошинская, Погребнов, 1980).

Но основной акцент в распознавании особенностей формирования угленосных формаций у многих исследователей делается на литофациальные условия образований угленосных отложений (Угольные бассейны и условия их формирования, 1980). При этом некоторые авторы (Москович, Редичкин, Македонов, Прокопченко, 1980) придают особое значение связи углеобразования и угленакопления с рифтогенезом Земли и ритмогенезом тектонических движений земной коры, а также с современными торфоносными формациями и морфолого-генетическими типами угольных залежей.

Обобщая эти признаки, можно констатировать, что по рифтогенезу в периоде карбон–неоген узлы и бассейны лишь частично совпадают с рифтовыми зонами, и в частности это в нижнем карбоне Донбасса (Москович, 1980). По тектоническим ритмам автор (Редичкин, 1980) выделяет каменноугольный и пермский периоды, в которых отмечает четыре этапа. На Русской плите – это раннекаменноугольное паралическое торфонакопление и на Европейской части бывшего СССР среднекаменноугольное паралическое торфонакопление, на Азиатской его территории – паралическо-лиманический торфогенез. М. А. Москович (1980) выделяется раннепермский паралическо-лиманический и позднепермский лиманический этапы торфогенеза, но автор не указывает их местоположение.

Наибольший интерес представляют современные торфоносные формации, которые автор (Македонов, 1980) характеризует как парагенетические ассоциации осадков и соответствующих фаций, содержащие торфяники и отвечающие геоструктурному уровню других осадочных формаций. Парагенезис в этом случае определяется единством генезиса торфообразующих ландшафтов. По диссимметричной ритмичной последовательности торфоносные формации, как структуры – фациально-геоморфологической зональности – хинтерланд (*авт.* зона торфонакопления, примыкающая к узлу), считаются типоморфными торфяниками. А. В. Македонов (1980) выделяет шесть таких зон: зона склонов и подножий хинтерланда; зона береговой низменности с болотами, прибрежными озёрами и дельтами; первая барьерная зона; зона озёрных или морских лагун или отчленённых плёсов; вторая барьерная зона с образованием плёсов; зона открытого водоёма. При расшифровке обстановок автор использует комплекс признаков: вещественный состав (по окислам, карбонатам, фосфатам железа в форме конкреций, по цементу), структуру и чередование литологических элементов, морфологию (мощность, форма, характер контактов).

Автор (Прокопченко, 1980), выполняя комплексное изучение угленосных отложений Донецкого, Карагандинского, Печорского и Кузнецкого бассейнов,

утверждает о генетической обоснованности ряда закономерностей морфологической изменчивости и парагенетических связей с другими компонентами формаций. На основе генетического критерия – стабильности накопления залежи, морфологического – расщеплённости угольных пластов – он выделяет три зоны: зону нерасщеплённых пластов (отражает относительно стабильное накопление биомассы), зону первично однократно расщеплённых пластов (нестабильное накопление), зону повторно расщеплённых пластов и их выклинивания (нестабильное накопление). С зоной типа I согласуется низкая зольность и сернистость углей, высокая степень разложения растительной массы, отмечаются переходные угли от зоны типа I к зонам типа II и III, с зонами типа III автор связывает увеличение зольности и сернистости, низкую степень гелификации вещества.

Итак, складывается представление, что в каменноугольно-пермский период зарождение областей угленакопления проходило на платформах и геосинклинальных зонах коллизий. Угленакопление проходило в разных геологических палеоструктурах: авлакогенах, пригеосинклинальных продольных, внешних и внутренних краевых прогибах, в которых выделяются два типа палеоландшафтов: прибрежно-морские и озёрно-речные. Геотектонический режим характеризуется мощностью и распространением, характером цикличности, числом угольных пластов и их мощностью.

В то же время многими исследователями отмечалось, что формационная модель осадкообразования больше характеризует парагенез осадков и не раскрывает характер отдельных элементов: генетический тип осадка, отдельные типы ландшафта и фации углеобразования как единицу угленосной формации. Применение литолого-фациального анализа позволяет раскрыть парагенезис угленосных формаций как комплекса фаций углеобразования, потому что сама **фация углеобразования (ФУ)** – это совокупность физико-географических условий, в которых происходило накопление материнского вещества угля, и по ним определяется *сходство и различие угленосных формаций* (Геологический словарь, 1960). Это отличает угленосную формацию от других осадочных

отложений и, как отмечают авторы (Угольная база России, 2004), под УФ следует понимать геологическое тело, состоящее из угольных пластов (органическое вещество растительного ряда в концентрированном виде).

По убеждению П. П. Тимофеева (2004), для угленосных формаций литолого-фациальный метод, с успехом применяющийся для изучения осадочного процесса, наиболее пригоден для решения многих проблем и в систематизации угольных бассейнов. Исходя из задач угольной геологии, он считает, что восстановление (реконструкцию) древних бассейнов осадков и торфонакопления нужно проводить на основе генетических признаков – это генетические и фациальные типы как элементарные, первичные единицы осадочных образований, т. е. формаций. «При этом нужно опираться на парагенезы не безликих пород, а парагенезы фациальных типов разных уровней организации», – заключает он.

С этих позиций угленосные отложения, особенно продуктивные, являются характерными объектами сопоставления. Учитывая, что если формационный план – это палеотектоническое положение, тектонический режим, палеогеографическая обстановка, общая направленность осадко-угленакопления, характер цикличности, строения и т. д. (Тимофеев, 2004), то литолого-фациальный план – это особенности проявления генетических факторов в угленосных формациях и формирование генетических свойств углей.

Итак, по палеотектоническому структурному признаку Донецкая УФ, являясь авлакогеном, особо выделяется среди остальных формаций, которые относятся к краевым прогибам. По геотектоническому режиму Донецкая УФ больше характеризуется как парагеосинклинальная, а Печорская, Карагандинская и Кузнецкая – как орогенные платформенные структуры.

По палеогеографическому признаку, включающему ландшафтно-геоморфологическую и фациальную обстановки, в Донецкой и Кузнецкой формациях условия были прибрежно-континентальные, а в Печорской и Карагандинской – прибрежно-морские. Отметим, ландшафт Донецкой УФ

представляется как разнообразный, в трёх других угленосных формациях его связывают с горными массивами.

По вещественному составу формации имеют заметные отличия лишь в проявлении направленности карбонатного или вулконогенного осадконакопления, но в целом, накопление осадков в конечном водоёме стока рассматриваемых УФ терригенное.

Таким образом, рассматриваемые угольные бассейны являются характерными объектами для исследования угленакопления в каменноугольно-пермский период. Тектоно-структурная природа Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов достаточно близка с позиции изменчивости угленосности в разные периоды угленакопления C_1 , C_{2-3} , P_1 , P_2 . Установлено, что по флористическим признакам угленосные отложения данных бассейнов имеют сходство и свойственные геологические параметры для каждого бассейна по эпохам угленакопления.

Вместе с тем обнаружены разные точки зрения, не позволяющие сформировать цельное представление об угленакоплении в бассейнах, и как следствие, возникает двоякое толкование природных явлений и несогласованность в объяснении влияния основных углеобразующих факторов на глобальное и локальное углеобразование во времени и пространстве.

Обозначим наиболее важные вопросы:

1. В чём различие между геохронологическими эпохами угленакопления и ритмо-комплексами угленакопления?

2. В чём отличие глобальной эволюции растений-углеобразователей, обусловленной изменением климатических зон вследствие движения литосферных плит, от локального экологического изменения растений под влиянием особых климатических условий в бассейне?

3. Как характеризуются пояса и узлы угленакопления с позиции генетических факторов образования углей: петрографического состава и восстановленности.

1.3 Образование генетических свойств углей

Образование углей – это сложный естественно-исторический процесс преобразования растительных осадков в осадочную органическую породу, который состоит из этапов торфогенеза и углефикации – буроугольной, каменноугольной и антрацитовой стадий (Кухаренко, 1960). Их происхождение часто рассматривается в комплексе при изучении твёрдых, жидких и газообразных горючих ископаемых, разделяя по природе концентрации органического углерода: в виде торфяных залежей или рассеянного органического вещества (Тиссо, 1981). Продуктивные торфяные залежи различаются по исходному растительному материалу низших (водные растения – водоросли) и высших (наземные растения – споровые, семенные), что способствует образованию двух видов углей сапропелитов и гумолитов (гумусовые угли).

Среди древних высших растений-углеобразователей выделяют: споровые, псилофиты, мхи, плауновидные, членистостебельные, папоротники, саговниковые, лепидодендроны, кордаиты. Среди низших растений – диатомовые, сине-зелёные, зелёные водоросли и другие в зависимости от водной среды и эволюции (Тиссо, 1981).

Среди процессов превращения растительной массы торфяников в органическое вещество выделяют основные: гелификацию, фюзенизацию, элювиацию, битумизацию (Ерёмин, Арцер, и др., 2001), по их мнению, битумизация обуславливает возникновение чистых сапропелитов из остатков водорослей, битумизация и гелификация способствует образованию гумито-сапропелитов из остатков водорослей, растительных тканей, кутикул и спор водорослей и низших наземных растений. Гелификация и фюзенизация обуславливает образование гумитов из высших растений, а из низших растений (водоросли) образуются гумито-сапропелиты. Однако автор (Черноусов, 1978) особо выделяет альгинизацию как процесс накопления кислот за счёт

водорослей (планктона, бентоса, nekтона) в анаэробных условиях в виде сапропелеобразования, сопровождающегося образованием сапропелитов.

Элювиация – это процесс превращения липоидов (спор, кутикул и смолы) в липтобиолиты в виде выноса гуминовых кислот, отмечают авторы (Ерёмин, Арцер и др., 2001), но с относительной концентрацией липоидов, акцентирует автор (Черноусов, 1978), которые накапливались и разлагались в анаэробно-аэробных условиях. При этом начальным процессом он выделяет липоидизацию, а авторы (Ерёмин, Арцер и др., 2001) – алигинизацию.

Все перечисленные процессы превращения растительной массы в органическую массу торфяника – это производный результат геолого-генетических факторов углеобразования на стадии седиментации осадков. При их сочетании и под их влиянием происходит формирование генетических свойств углей: петрографического состава, степени восстановленности и метаморфизма.

Как отмечалось ранее, с 50-х годов и по настоящее время продолжается изучение генетических свойств углей и основные исследования. Они отражены в монографиях (Жемчужников, 1960; Аммосов, 1953; Кирюков, 1970; Волкова, 1986; Бабанко, 1989) и сборниках научных статей (Химия и генезис твёрдых горючих ископаемых, 1953; Генезис твердых горючих ископаемых, 1959; Петрографические типы углей СССР, 1975; Материалы по геологии и петрографии углей СССР, 1968; Петрография углей СССР, 1982; Петрология углей и парагенез горючих ископаемых, 1967; Вопросы метаморфизма и эпигенеза вмещающих пород, 1968; Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород, 1975). Среди них выделяются работы И. И. Аммосова, А. С. Арцер, В. П. Бабенко, Л. И. Боголюбовой, Т. А. Броновец, И. В. Ерёмина, Ю. А. Жемчужникова, В. В. Кирюкова, П. П. Тимофеева, которые системно занимались изучением углей и в своих трудах раскрывают причины происхождения указанных выше свойств.

И. И. Аммосов (1953) среди основных причин, повлиявших на возникновение разных по составу и свойствам углей, выделял пять групп

факторов: исходный материал, условия накопления, условия превращения в торфяную стадию, температуру и давление, обуславливающие метаморфизм углей. При этом схему углеобразования он представлял следующим образом: исходный материал – условия накопления – обводнённость – химический характер среды – диагенез – метаморфизм. Эти факторы он обозначает как генетические факторы, влияющие на состав и свойства углей (рис. 5).



Рис. 5. Генетические факторы и направления их влияния на состав и свойства углей (по И. И. Аммосову)

Авторы (Ерёмин, Арцер и др., 2001), обобщая исследования Ю. А. Жемчужникова (1960), И. И. Аммосова (1953, 1967), приходят к выводу, что основные факторы седиментогенеза: исходный растительный материал, условия накопления органического и неорганического материала в торфяниках и обводнённость, влияют на петрографический состав углей, химический характер среды торфяников влияет на степень восстановленности углей, а метаморфизм – на степень их углефикации.

В. П. Бабенко (1983) считает, что на различие вещественного состава углей оказывала влияние обстановка, т. е. сочетание значений pH, Eh, солевой состав болотных вод. Он выделяет шесть геохимических обстановок: кислая среда – окислительная, восстановительная глеевая и сероводородная; щелочная среда – окислительная, восстановительная глеевая и сероводородная. Каждая обстановка – это геохимическая фация среды торфяников, которые чередуются, например, отмечает автор, окислительные кислые или щелочные обстановки являются начальными, а восстановительные кислые или щелочные, глеевые или сероводородные определяют дальнейший характер разложения растительной массы, формирование микрокомпонентов углей, их свойства и минеральный состав.

В более поздней работе (Бабенко, 1989) он выделяет ещё две стадии торфогенеза: торфогенный слой и погружённые слои, увязывая их с обводнённостью среды торфяника и с характером процессов превращения (аэробные или анаэробные) растительных тканей в исходное вещество будущего угля. В первом слое господствуют две окислительные фации – кислая окислительная и щелочная, и одна восстановительная щелочная сероводородная. Тем самым он уточняет, что «превращение растительного материала обуславливается факторами гидрохимической обстановки торфяной среды».

Кроме этого, он характеризует фактор скорости разложения химических продуктов торфообразования, который зависит от гидрохимических условий, выделяя окислительную обстановку торфогенного слоя в виде двух фаций и восстановительную обстановку погружённого слоя четырёх фаций. Другими словами, В. П. Бабенко выделяет такой фактор, как степень превращения исходного торфяного вещества под влиянием постседиментационных процессов.

Эти особенности торфообразования отмечали П. П. Тимофеев и Л. И. Боголюбова (1971) и на основе детального комплексного литолого-фациального

анализа вмещающих угольных пластов осадочных отложений они выделили 5 видов структур-текстур углей по степени разложения растительного материала:

I. Теллинитовая. Угли со слабой степенью разложения растительных тканей.

II. Посттеллинитовая. Угли с относительно слабой степенью разложения растительных тканей.

III. Преколлинитовая. Угли с относительно сильной степенью разложения растительных тканей.

IV. Коллинитовая. Угли с сильной степенью разложения растительных тканей.

V. Лейптинитовая. Угли с полным разложением растительных тканей.

По сути, они увязали основные палеогеографические и палеотектонические обстановки осадко- и торфообразования со степенью разложения растительной массы торфяников и отметили, что эти обстановки обуславливают седиментационные свойства углей, их мацеральный состав и восстановленность.

Итак, генетические свойства углей, их петрографический состав и степень восстановленности закладывались на стадии седиментации органических осадков. По мере погружения осадки подвергались температуре и давлению, и наступала стадия литификации, т. е. углефикация или метаморфизм углей.

Происхождение генетических свойств, по мнению автора диссертации, следует рассматривать с позиций, изложенных Ю. А. Жемчужниковым в работе (Две стадии образования ископаемых углей и их петрографическое выражение, 1953). Он отмечает два важных момента: первый, т. к. «метаморфизм накладывает свой отпечаток на все составные части угля, не нарушая их соотношение», данный процесс является «вторичным процессом» и «называется углефикацией». Второй – «петрографический состав и степень углефикации суть две основные независимые переменные, определяющие свойства углей».

1.3.1 Петрографический состав углей

Основное понимание микроскопического строения углей сложилось в восьмидесятих годах XX века после утверждения международной петрологической классификации углей (Международный толковый словарь по петрологии углей. 1965). В стандарте (ГОСТ 17070-87) петрографический состав угля – это количественная характеристика угля по содержанию основных групп мацералов, микролитотипов, литотипов и минеральных включений. В данном стандарте рассматриваются гумусовые угли как основные, а сапропелитовые угли характеризуются для выделения генетических особенностей происхождения вещественного состава углей.

Авторы (Ерёмин, Арцер и др., 2001) характеризуют петрографический состав углей как результат первичных факторов: наличие исходного материала, условий накопления, обводнённости и гидрохимии среды, степени разложения растительной массы и скорости её превращения в органическое вещество. Ссылаясь на схему А. И. Гинзбург, считают, что образование гумусовых углей проходило путём превращения растительного материала в торф по двум направлениям: *гелификации* или *фюзенизации* (рис. 6).

Гелификация – это превращение преимущественно лигнино-целлюлозных тканей растений в бесструктурное коллоидное вещество – гель, а фюзенизация – это превращение части веществ отмерших растений в мацералы групп инертинита и семивитринита (ГОСТ 17070-87).

И. Б. Волкова (2004) даёт следующую характеристику процессам гелификации и фюзенизации. Генезис фюзенизированных компонентов остаётся дискуссионным, а процесс гелификации связан с более обводнённой обстановкой накопления органического вещества и анаэробными условиями, ведущими к образованию гелеобразной массы. В современных болотах наблюдается гумификация, завершающаяся остудневанием лигнино-целлюлозного материала или гелификацией.

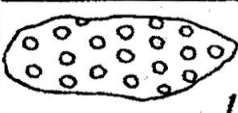
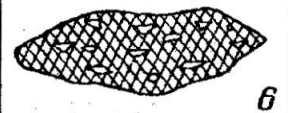
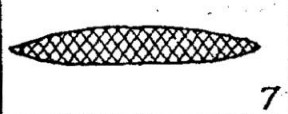
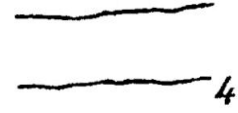
Структура	Цвет		
	Красный, жёлтый	Коричневый	Чёрный
Ксиленовая	Фюзенизация		
			
Ксило-витреновая			
Витреновая			
Бесструктурные вещества			
			

Рис. 6. Схема образования мацералов (по А. И. Гинзбург):

1 – ксилен; 2 – ксиловитрен; 3 – витрен; 4 – основная масса; 5 – семиксиленофюзен; 6 – семиксилловитрено-фюзен; 7 – семивитрено-фюзен; 8 – основная масса; 9 – фюзен; 10 – ксилено-фюзен; 11 – ксилловитрено-фюзен; 12 – витрено-фюзен; 13 – основная масса

Автор (Волкова, 2004) не разделяет гелификацию и гумификацию, лишь отмечает неодинаковое их воздействие на разные типы растительных тканей. Происхождение структурных разновидностей мацералов, от однородных (из гелеобразного вещества) до хорошо сохранивших анатомическое строение тканей, обусловлено прерыванием данных процессов, и связано это с переходом торфяника в погребённое состояние. Гелифицированные и фюзенизированные мацералы – это продукт превращения высших растений, а остудневание и ослизнение низших растений-водорослей – это сапротелеобразование, которое заканчивается образованием студнеобразного бесструктурного вещества.

Иными словами, превращение лигнино-целлюлозной части растений в гель происходит преимущественно в анаэробных условиях (без участия кислорода), и гелифицированные компоненты имеют следы растительной структуры

различной степени сохранности в результате прерывания процесса превращения растительных тканей в торфяное органическое вещество.

Фюзенизация, по мнению авторов (Ерёмин, Арцер и др., 2001) – процесс, проходящий в окислительной среде и под действием кислорода, когда целлюлоза исчезает, а остаётся устойчивый лигнин – скелет растения, который, попадая в анаэробную болотную среду, сохраняется в виде клеточной структуры. Автор (Черноусов, 1978) характеризует данный процесс как обугливание древесины, коры, травянистых растений в результате аэробного разложения наряду с разрыхлением древесины грибами, а также под действием минеральных кислот.

Состав гумусовых углей связан с составом торфа, который слагают разные растительные элементы: кора, листья, семена, плоды, корни, смола, воск – и которые представлены разными по химическому строению тканями. Считается, что в формировании органической массы угольного вещества основными углеобразователями являлись химические компоненты растений: жиры, воски, смолы, целлюлоза, лигнин и белки, которые имеют разную биохимическую устойчивость (по Ваксману): белки < жиры < клетчатка < гемицеллюлоза < лигнин < кутикулы, споры, пыльца < воски и смола, к ним следует добавить кутикулы, споры и пыльцу (Каменева, 1990).

Перечисленные растительные элементы стали источниками гелитолитов, фюзенолитов и липоидолитов, которые определяются по признакам: гелитолиты – тканевый состав мацералов группы витринита, фюзенолиты – степень фюзенизации, липоидолиты – состав группы липтинита (Волкова, 2004).

В 70-х годах разработана вещественно-петрографическая классификация углей (Петрография углей СССР, 1982), которая позволяет выделить группы, классы, подклассы по условиям превращения (табл. 1.7).

Таблица 1.7

Вещественно-петрографическая классификация углей
(Петрография углей СССР, 1982)

Группа	Класс	Подкласс
Гумолиты	Гелитолиты	Гелиты
		Гелититы
	Фюзенолиты	Фюзиты
		Фюзититы
	Липоидолиты	Липоидиты
		Липоидотиты
	Микстогумолиты	Микстогумиты
		Микстогумититы
Сапрогумолиты	Сапрогелитолиты	Альгито-гелиты
		Альгито-гелититы
Сапропелиты	Гумито-сапропелиты	Гумито-альгиты
		Гумито-альгититы
	Собственно сапропелиты	Альгиты Альгититы

Макроскопическое распознавание компонентов угольного вещества проводится по литотипному составу, и основным признаком различия литотипов является блеск. На этом основании авторы (Ерёмин, Броновец, 1995) выделяют в пластах следующие литотипы (табл. 1.8), под микроскопом в органической массе углей различают микролитотипы и микрокомпоненты (мацералы).

В соответствии ГОСТ 9414.1–94 (2003) выделяют 17 отдельных микрокомпонентов, которые объединены в 4 мацеральные группы: группа витринита (Vt), семивитринита (Sv), инертинита (I), выделявшихся ранее фюзенином (F), и липтинита, (синоним – экзинит), (L), поэтому, состав углей по группам мацералов характеризуется как микрокомпонентный состав углей (табл. 1.9).

На этой основе И. Б. Волкова в научном труде (Угольная база России, 2004) предложила типизацию угольных пластов по вещественно-петрографическому составу в привязке к бассейнам.

Тип I. Гелитолитовый пласт (для пластов землистых бурых углей). Содержит $V_t = 80\text{--}90\%$, $I = 1\text{--}15\%$, $L = 1\text{--}15\%$, $Alg = 0\text{--}3\%$. Примерные бассейны: Южно-Уральский, Канско-Ачинский, Сахалинский.

Таблица 1.8

Составные части углей, различаемые визуально в пластах

Наименование литотипа	Признаки, используемые для выделения разновидностей внутри отдельных литотипов	Участие литотипов в сложении угольных пластов
Литотипы сложного состава		
Блестящий кларен ; Полублестящий дюрено-кларен ; Полуматовый кларено-дюрен , Матовый дюрен	Однородный, монокристаллический, землистый, слоистый (полосчатый) или линзовиднослоистый (при мощности отдельных слоистых и линз 2 мм и более); тонко слоистый (тонкополосчатый) при мощности отдельных слоистых 1–2 мм; весьма тонкослоистый (штриховатый) при мощности отдельных слоистых и линз менее 1 мм,	Слагают целые пласты или пачки. Нередко переслаиваются друг с другом в пределах отдельных пачек.
Литотипы простого состава		
Витрен	Монокристаллический, однородный	Широко встречается в угольных пластах в виде слоёв и линз мощностью от долей до 3 см.
Фюзен	Волокнистый, сажистый, однородный, минерализованный	Встречается в виде линз мощностью от долей до 2–3 см, редко слагает отдельные прослои в угольных пластах

Тип II. Гелитолитовый пласт с повышенным содержанием фюзинита. Содержит $V_t = 65\text{--}70\%$, $I = 10\text{--}30\%$, $L = 1\text{--}10\%$, $Alg = 0\text{--}5\%$. Примерные бассейны: Печорский, Кузнецкий (балахонская серия), Тунгусский.

Тип III. Гелитолито-фюзениновый пласт (подтип гелитово-фюзитоаттитовый). Содержит $V_t = 50\text{--}65\%$, $I = 20\text{--}45\%$, $L = 0\text{--}8\%$.

Примерные бассейны: Тунгусский, Минусинский (P_1), некоторые месторождения Северо-Востока.

Тип IV. Фюзенолитовый пласт (подтип фюзито-аттритовый). Содержит $V_t = 40\text{--}65\%$, $I = 30\text{--}40\%$, $L = 0\text{--}5\%$. Примерные бассейны: Тунгусский, Кузнецкий, Орский.

Таблица 1.9.

Классификация мацерального состава углей (ГОСТ 9414.1–94)

Группа мацералов и минеральных включений	Мацерал	Субмацерал
Витринит	Телинит V_t	Телинит 1
		Телинит 2
	Коллинит V_k	Телоколлинит
		Гелоколлинит
		Десмоколлинит
		Корпоколлинит
	Витродетринит V_{vd}	
Семивитринит	Семителинит S_{Vt}	
	Семиколлинит S_{Vk}	
Липтинит (экзинит) L	Споринит L_{sp}	
	Кутинит L_{kt}	
	Резинит L_r	
	Суберинит L_s	
	Альгинит L_{al}	
	Липтодетринит L_{id}	
Инертинит I	Микринит I_{mi}	
	Макринит I_{ma}	
	Семифюзинит I_{sf}	
	Фюзинит I_f	Пирофюзинит
	Склеротинит I_{sk}	Деградофюзинит
Минеральные включения M	Инертодетринит I_{id}	
	Глинистые минералы M_{gl}	
	Сульфиды железа M_s	
	Карбонаты M_k	
	Окислы кремния M_{kr}	
	Прочие включения M_{pr}	
Примечание. Суберинит встречается в каменных углях посткарбонового периода (пермских и более молодых)		

Тип V. Микстогумолитовый пласт. Содержит $V_t = 40\text{--}50\%$, $I = 20\text{--}35\%$, $L = 10\text{--}50\%$, $Alg = 0\text{--}5\%$. Примерные бассейны: Подмосковский, Камский, Кизеловский.

Тип VI. Гелитолито-липоидолитовый пласт. Содержит $V_t = 40\text{--}60\%$, $I = 0\text{--}5\%$, $L = 40\text{--}60\%$, $Alg = 0\text{--}5\%$. Примерные бассейны: Барзасское, Раздольное, Липовецкое месторождения.

Тип VII. Гумито-сапропелитовый пласт. Содержит $V_t = 55\text{--}75\%$, $I = 0\text{--}10\%$, $L = 1\text{--}20\%$, $Alg = 10\text{--}50\%$. Примерные бассейны: Подмосковский, Ленский (ряд пластов), Иркутский.

Опираясь на данную систематизацию, И. Б. Волкова отмечает, что основным типам углеобразования соответствуют: гелитолитовый, фюзенолитовый и микстогумолитовый, а также их сочетания. При этом делается важное замечание о различии между типом пласта и типом углеобразования в том, что угольная залежь – это конкретное геологическое тело с определёнными признаками, а углеобразование – это понимание гипотетических процессов, обуславливающих его образование.

В связи с этим необходимо обратить внимание на следующие особенности образования гелитолитов и фюзенолитов. По мнению автора (Черноусов, 1978), гелификация могла проходить при участии фульво-кислот, когда разложение растений проходило в низинных торфяниках преимущественно в восстановительной среде, т. е. гелифицированные угли отчасти продукт фульвенизации. На образование фюзенолитов могли оказывать влияние пожары и сухое гниение (фации сухих болот), как отмечают авторы (Ерёмин, Арцер и др., 2001) и добавляют, что липоидизации – это разложение фитоматериала в аэробных и анаэробных условиях и накопление трудно разлагающихся органических фрагментов растений (спор, кутикулы, пыльцы, восковых и смоляных телец, листьев, коровых тканей).

Предложенный Волковой И. Б. (2004) подход позволяет учитывать многообразие углей по петрографическим признакам, составу и отношению типов углей внутри бассейна и по бассейнам. Она, по сути, изложила общую

точку зрения, что сходство условий углеобразования пластов разных формаций лишь относительно. Есть их специфические особенности: неповторимость климата, состав исходного растительного материала, геоморфологические обстановки, а также филогенетическая эволюция растений в результате палеоэкологии Земли и возникновение новых типов болотных фаций, обуславливающих особые условия произрастания и разложения – отмечает И. Б. Волкова.

Автор данной работы согласен с создателем типизации угольных пластов по вещественно-петрографическому составу (Волкова, 2004) в том, что классификация не отражает многообразия угольных залежей, тем не менее «характеризует наиболее распространённые и важные в промышленном отношении группы угольных пластов различных эпох углеобразования», если принимать во внимание, что угольный пласт – это фация углеобразования (Геологический словарь, Т. 2, 1960).

Сопоставим данные петрографического состава углей Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов (табл. 1.10), изложенных в работах (Ерёмин, Броневец, 1995; Бабенко, 1989), чтобы систематизировать петрографические отличия углей бассейнов.

В приведённых источниках сведения о петрографическом составе углей бассейнов совпадают и лишь заметно расходятся по углям нижнего карбона Донбасса, что обусловлено изменчивостью состава углей в Западном Донбассе.

При этом В. П. Бабенко (1989) отмечает некоторое сходство углей нижнего карбона Донецкого и Карагандинского бассейнов по вещественному составу и микроструктуре. Также он указывает на близость пермских углей Печорского и Кузнецкого бассейна по исходному растительному материалу с привязкой к Тунгусскому узлу торфонакопления, охватившего на то время часть Русской платформы и Сибирской плиты.

Отмечается сходство углей по типу угольного пласта, например, преобладание пластов типа I в среднем карбоне Донбасса и в кольчугинской серии Кузбасса и пластов типа II в Печорском бассейне, в балахонской серии

Кузбасса и в некоторых пластах Карагандинского бассейна, которые редко встречаются в Донбассе.

Таблица 1.10

Петрографический состав углей по бассейнам

Бассейн	Источник*	Геологический возраст	Группы микрокомпонентов в чистом угле, %				
			Витринит	Семи-витринит	Инертинит	Липтинит	Фюзенизированные микрокомпоненты
Донецкий	1	C ₁	51–58 70–93	1–5 2–3	18–27 3–18	11–27 2–14	18–27 11
		C ₂	80–93	1–2	3–10	2–10	3–10
		C ₃	80–90	1–2	5–15	4–10	5–15
	2	C ₁	51–58 46–80		8–27 12–35	11–27 8–19	18–27 12–35
		C ₂	65–95		5–19	1–17	5–19
		C ₃					
Карагандинский	1	C ₁	49–75	5–35	15–35	1–6	17–37
		C ₂	60–81	2–9	5–24	4–12	6–27
		C ₂₋₃	63–75	6–10	11–24	3–7	10–26
	2	C ₁	44–75	5–35	15–35	0–6	18–46
		C ₂	61–81	2–9	5–24	4–12	8–30
		C ₂₋₃	63–75	6–10	11–24	2–8	15–28
Кузнецкий	1	C ₁	93	1	6		6
		C ₂₋₃	53–63	8	28–38	1	31–40
	2	C ₁					
		C ₂₋₃	44–56	7–16	37–40		50
	1	P ₁	45–60	7–10	32–46	1	34–48
		P ₂	72–86	3–5	9–19	2–3	10–20
	2	P ₁	44–65	3–16	32–46	0–2	35–50
		P ₂	73–89	3–6	8–18	0–3	10–22
Печорский	1	P ₁	70–84	4–12	10–19	0–2	12–22
		P ₂	68–82	3–20	11–20	1–3	13–22
	2	P ₁	66–81	4–10	9–23	0–3	15–28
		P ₂	68–82	3–9	12–20	0–3	15–34

*Источник 1 - Бабенко В. П. (1989), источник 2- Ерёмин И. В., Броновец Т. М. (1995)

Эволюция растительного мира и разнообразие обстановок угленакопления отражаются в петрографическом составе углей, но чёткая приуроченность петрографических типов углей к геологическому возрасту не просматривается, отмечают (Еремин, Броновец, 1995). Они выделяют следующие особенности: в нижнем карбоне присутствуют угли с повышенным содержанием споринита; в нижнепермских углях повышенное содержание инертинита (семифюзенита, макринита и микринита); схожесть микрокомпонентного состава углей некоторых свит бассейнов разного геологического возраста. В частности, по содержанию витринита, инертинита и липтинита угли среднего карбона Донбасса близки к углям верхней перми Кузбасса. В целом же, микрокомпонентный состав углей отдельных свит бассейнов оказывается сходным, несмотря на различное геологическое время их формирования, – считают авторы.

Итак, петрографический состав углей, в основном, отражает вариативное сочетание генетических факторов: состава исходного растительного материала и степени обводнённости торфяника, во времени и в пространстве. При этом петрографическое сходство свидетельствует о закономерности углеобразования угленосных отложений Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов.

С другой стороны, на состав углей и распространение пластов разного типа влияли, прежде всего: эволюция растений-углеобразователей, смена торфообразующих фитоценозов и условия накопления и, в меньшей степени, геодинамическая обстановка (тип бассейна), фациальные и геохимические условия накопления осадочной толщи.

1.3.2 Восстановленность углей

Термин «восстановленность углей» впервые был введён В. В. Видавским (1941), когда он обнаружил при исследовании донецких углей, близких по стадии метаморфизма (изометаморфные угли), их различие по спекаемости и

коксуемости. Позже авторами (Панченко и др., 1967), при сравнении углей Донецкого, Кузнецкого, Печорского и Карагандинского бассейнов, равнометаморфизованных с одинаковым петрографическим составом, было установлено, что угли различаются по толщине пластического слоя, вспучиванию, выходу летучих веществ и элементному составу. Сравнивая разновосстановленные угли Донбасса и Кузбасса, авторы (Ким, Летушева, 1968) подтвердили их различие углей по влаге, удельному весу, теплоте сгорания.

Восстановленность влияет на физико-механические, оптические, химические, технологические свойства углей. Это плотность, прочность, микротвёрдость витринита и отражательная способность, растворимость и выход дёгтя, обогатимость, содержание общей серы, коксуемость, плавкость золы, т. е. основные параметры качества углей. Наиболее чётко фиксируется различие углей по содержанию водорода, азота, серы, зольности и некоторых оксидов золы: кремния, кальция, железа и серы, поэтому в практике исследования углей эти признаки часто выбираются в качестве критериев оценки их степени восстановленности.

Восстановленность связывают с гелификацией углей, а именно, с разной степенью разложения гелифицированной массы углей. На это обращали внимание И. И. Аммосов (1974), Н. М. Крылова (1968), Л. И. Сарбеева (1968), исследуя мацералы группы витринита: коллинит и телинит, в проходящем и в отражённом свете, которые различаются по цвету и показателю отражения. Они подтвердили результаты исследования С. И. Панченко, К. С. Пермитиной, А. К. Ветровой (1967), установивших связь данных мацералов со спекаемостью и элементным составом углей в углях разной восстановленности. То, что маловосстановленные угли имеют более высокую отражательную способность при сопоставлении углей пластов в стратиграфическом разрезе угленосной толщи (нарушение правила Хильта), стало подтверждением особенности образования витринитовых углей.

Эти особенности были зафиксированы в стандарте (ГОСТ 17070-87) в

виде определения: «восстановленность – это различие углей одинаковой стадии метаморфизма и петрографического состава по химическим, физическим и технологическим свойствам, обусловленное особенностями исходной растительности и условиями его превращения на начальных стадиях углеобразования». Данное определение отражает современное понимание восстановленности углей, которая рассматривается как генетическая особенность углей, влияющая на их качество при оценке закономерности углеобразования (Степанов, 1947).

Обобщая материалы по восстановленности углей, В. И. Вялов (2004) характеризует восстановленность углей как условный термин, обозначающий существенное различие изометаморфных углей по оптическим, химическим, физическим, структурным и технологическим характеристикам, отмечая неизученность причины образования восстановленности углей и комплекс нерешённых вопросов по петрологии и углехимии горючих ископаемых, связанных с ней. К такому же выводу в разные годы приходят Я. М. Черноусов (1962, 1978), изучая угли Донбасса, и А. С. Арцер (1999) после всестороннего системного анализа углей Кузнецкого бассейна.

Рассмотрим основные геолого-генетические факторы, способствующие образованию восстановленности углей, а также выделим предпосылки и причины возникновения процесса восстановленности.

Я. М. Черноусов образование восстановленности углей связывает с благоприятными предпосылками: геологическое время – карбон; исходный состав материала – липоиды, витринит, десмит, альгинит; характер накопления – автохтонный; угленосная формация – преимущественно паралическая и бассейновая; геотектоническая обстановка – преимущественно геосинклинальная и переходные с интенсивным погружением и захоронением; морфология пластов – устойчивая с небольшой мощностью; направление процесса углеобразования – фульвенизация.

Он отмечает, что восстановленность углей Донбасса, Львовско-Волынского бассейна высокая, а в углях Челябинского бассейна и

месторождениях Сибири, Средней Азии, Дальнего Востока она слабая, и считает, что фульвенизация, липидизация, альгинизация, гемиальминизация – это основные процессы, способствующие возникновению восстановленности. То есть наличие липидов, альгинидов и т. д. в составе органической массы торфяников, исходя из петрографической классификации углей (К вопросу о классификациях микрокомпонентов и петрографических типов гумусовых углей, 1968), приводило к образованию восстановленных углей, – считает автор (Черноусов, 1978).

В. М. Власов, Г. А. Иванов (1968) на основании фациально-геотектонического анализа части разреза свиты C_2^6 Донбасса (рис. 4) пришли к выводу, что восстановленные угли приурочены к лагунно-морским или аллювиально-лагунно-морским типам, фациально-геотектоническим ритмам осадконакопления (рис. 7).

Эти ритмы отражают колебательные движения значительной амплитуды и скорости погружения осадков. Поэтому, считают авторы, по ним можно отследить скорость опускания торфяника, а это скорость изменения фациальной обстановки: степени и скорости обводнения торфяника, минерального состава вод, который определял экологический состав растений-торфообразователей. Тем не менее, они не выделяют геотектонический фактор главным, а предлагают рассматривать его во взаимодействии с фациальными факторами при изучении восстановленности углей.

Но фациальные факторы, как уже упоминалось выше, обуславливают генетическую группу углей (Жемчужников, 1953), а «каждой генетической группе соответствует та или иная фация торфонакопления» (Тимофеев, 2004), которая обуславливает генезис угольного пласта и мацеральный состав углей, как отмечает автор (Strehlau, 1990), при изучении отложений среднего карбона Северо-Западной части Германии.

На связь восстановленности с петрографическим составом углей обращает внимание Л. И. Сарбеева в научном сборнике (Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород, 1968) при анализе углей витринита

восстановленных углей. В этой работе она даёт генетическое определение, что «восстановленность углей – это качественное различие гелифицированного вещества – витринита в углях одной и той же степени метаморфизма» и обоснованно разделяет угли на сильновосстановленные (вв), восстановленные (в), средневосстановленные (б) и маловосстановленные (а) в привязке к соответствующим типам гелифицированных микрокомпонентов; гелинито-телинит, гелинито-посттелинит, гелинито-преколлинит и гелинито-коллинит, по классификации Л. И. Боголюбовой и П. П. Тимофеева.

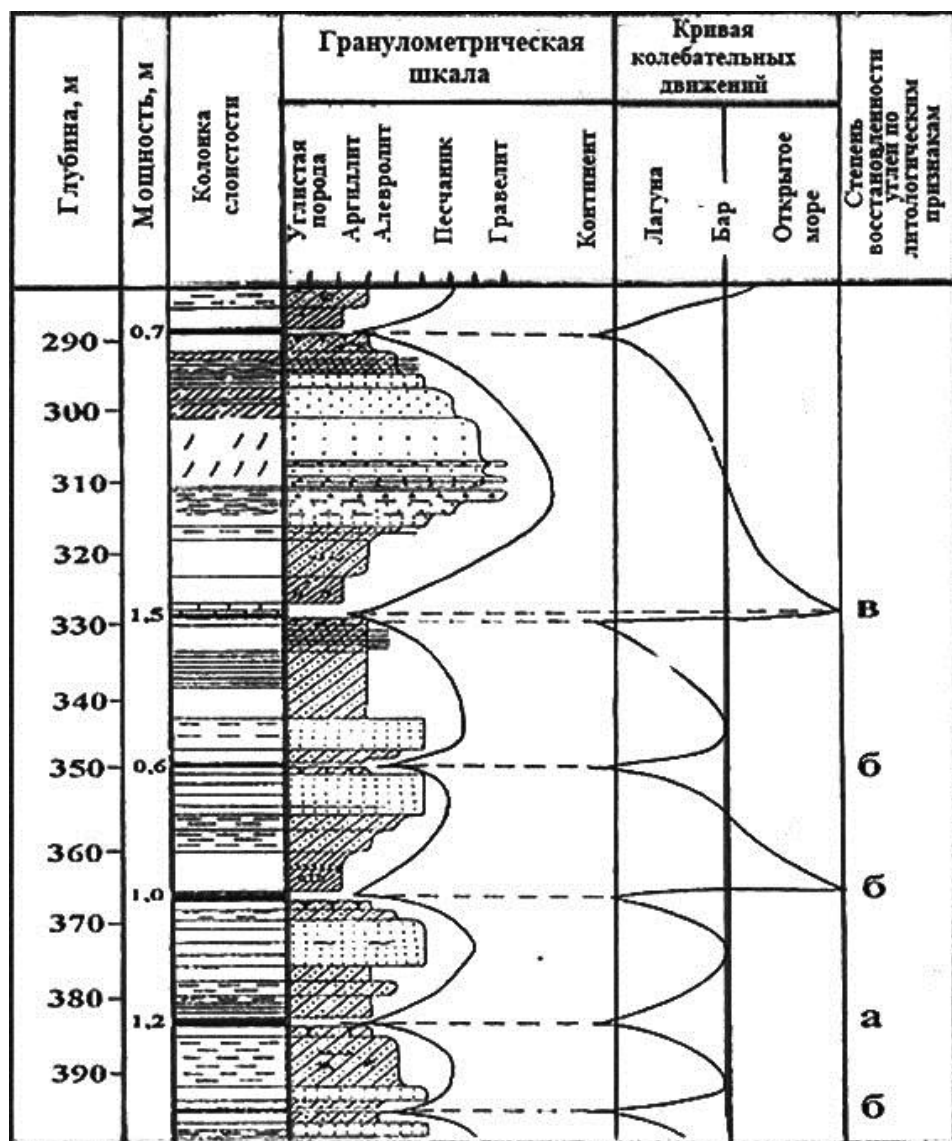


Рис.7. Литологический разрез угленосной свиты C_2^6 Донбасса (Власов, Иванов, 1968): а – сильновосстановленные угли; б – средневосстановленные угли; в – маловосстановленные угли

На примере углей Донецкого бассейна она показала, что до жирной стадии углефикации хорошо выделяются бесструктурный (коллинит) и структурный (телинит) витриниты, по которым наблюдается различие углей по восстановленности. Эти крайние типы витринита, восстановленный и маловосстановленный, под микроскопом в отражённом свете прослеживаются «во всех стадиях метаморфизма до тощих углей», – заключает Сарбеева Л. И. (1968)

Несомненно, восстановленность – это генетическое свойство углей, петрографически различающихся структурой гелифицированного вещества и его окраской (Тимофеев, 2004). Иными словами, восстановленность возникает в процессе гелификации растительных тканей, отмечают И. В. Ерёмин, А. С. Арцер, Т. Ф. Броневец (2001). Ссылаясь на фундаментальные исследования С. С. Авдеева, И. И. Аммосова, А. И. Гинзбург, К. И. Иносовой, М. М. Лившиц, А. В. Македонова, Л. И. Сарбеевой, П. П. Тимофеева, они утверждают, что восстановленность углей – это суммарное действие первичных факторов: исходного растительного материала, условий его накопления и преобразования и геохимии среды.

Однако, П. П. Тимофеев в выше упомянутой работе (Угольная база России, 2004) полагает, что генезис более и менее восстановленных углей связан со скоростью захоронения торфогенного слоя. При этом, как считает он, степень разложения растительного материала оставалась индифферентной в определённой мере к величине рН, как и в целом к фактору «химизма среды торфяного болота в смысле её солёности». Но скорость захоронения торфогенного слоя – это прерывание процесса гелификации или гумификации, когда происходит превращение растительных тканей в гель, – считает И. Б. Волкова (2004).

Становится понятно, что существуют разные точки зрения на происхождение восстановленности углей: химико-микробиологическая и геохимическая. Естественно, эти два фактора взаимосвязаны, но некоторые исследователи пытались определить их приоритетность друг перед другом и их

влияние друг на друга. Поэтому следует выделить основные аспекты процесса торфообразования.

Т. А. Кухаренко (1960) акцентирует внимание на жизнедеятельность микроорганизмов в торфяной залежи и глубину их обитания, выделяя в верхнем слое (до 0,5 метров) активную деятельность аэробных микроорганизмов. Степень аэрации обуславливает вид микроорганизма в верхнем слое торфяника, при сильной аэрации активны грибки, при слабой – дрожжи и бактерии.

На глубине 4–6 метров активны анаэробные бактерии, и их деятельность нередко сопровождается образованием в торфяниках газа H_2S , который при обводнённости торфяника и низкой Eh является благоприятной средой для развития сульфатредуцирующих бактерий, способствующих возникновению реакций восстановления сульфатов и обменных реакций с соединениями железа Fe^{2+} (Сарбеева, 1968). В этом случае в органических соединениях торфа образуется пирит (Roberts, 1988) и органическая (сульфатная) сера, а также метан в угольных пластах, и, как показали недавние результаты микробиологического контроля различными методами (Маценко, 1980), геохимический состав воды является важным фактором развития биосинтеза растительной массы торфяника (Baublys, 2015).

В. Н. Нестеров в работе (Влияние геохимических особенностей среды углеобразования на изменение органического вещества угольных пластов, 1980) на примере карагандинских углей отмечает, что содержание в золе углей окислов кальция, железа и магния указывает на менее кислую среду накопления и превращения исходного растительного материала. Он также замечает, что посветление витринита в аншлиф-брикетах (результат влияния метаморфизма) неравномерно, и связано это с геохимическими различиями среды угленакопления.

В работе (Геохимические особенности формирования каменноугольных отложений, 1972) В. Ф. Шугуров на фактическом материале рассматривает связь конкреционных образований с литологическими и фациальными типами

отложений карбона. Он отмечает, что в нижнем карбоне в непродуктивных отложениях мажухинской серии («морской нижний карбон») и в слабоугленосных отложениях острогской подсерии (евсеевская свита) низкое содержание валового железа ($Fe_{\text{вал}}$) во вмещающих конкреции породах. Оно на уровне $Fe_{\text{вал}} = 2,51\text{--}2,65\%$, а в продуктивных угленосных отложениях казеевской свиты $Fe_{\text{вал}} = 3,0\%$. Выше по разрезу в отложениях мазуровской и алыкаевской свитах нижнебалахонской подсерии среднего и верхнего карбона содержание валового железа ($Fe_{\text{вал}}$) на уровне 3,26 и 3,66 % соответственно.

При этом автор (Шугуров, 1972) увязывает возрастание $Fe_{\text{вал}}$ в карбонатных отложениях с условиями формирования: морские – переходные – существенно континентальные. На основе состава аутигенных минералов, редуцированного органического углерода и соотношения форм железа он выделяет геохимические подфации: резко восстановительная, восстановительная, слабовосстановительная, нейтральная, слабоокислительная и окислительная, по которым в отложениях алыкаевской свиты преобладали восстановительные фации, а в отложениях казеевской свиты – нейтральные и частично слабо окислительные фации.

А. З. Юровский (1968) при исследовании генетических особенностей и распределения минеральных компонентов в угольном веществе на углях Донецкого бассейна также связывает образование сернистого колчедана (FeS_2) с режимом накопления пласта и считает, что окислы железа, как и сернистость углей, обусловлены его присутствием в углях, поэтому они являются геохимическим признаком восстановленности углей. Её можно определять по основности – это отношение алюмосиликатов ($SiO_2 + Al_2O_3$) и основных компонентов золы ($Fe_2O_3 + CaO + MgO$) – и по этому показателю устанавливается тип состава золы: кислый (> 1) или основной (< 1), что косвенно характеризует среду торфо-углеобразования.

Таким образом, геодинамическая обстановка (тип бассейна), фациальные и геохимические условия накопления осадочной толщи, которые в меньшей мере оказывают влияние на формирование петрографического состава (Волкова,

2004), в значительной мере обуславливают возникновение восстановленности, но в условиях активно протекающего процесса гелификации растительной массы торфяника. Среди обозначенных факторов, обуславливающих возникновение восстановленности, следует выделить: солевой состав и минеральный состав болотной воды, pH среды и активность анаэробных бактерий, скорость захоронения торфогенного слоя, иначе говоря, скорость прерывания гелификации или гумификации – превращения растительных тканей в гель.

Сравнительный анализ донецких, кузнецких, карагандинских и печорских углей по восстановленности автором диссертации не обнаружен. Исключение составляют многочисленные исследования по углям Донбасса и Кузбасса, из которых следует, что донецкие угли более восстановленные, чем кузнецкие угли. Волкова И. Б в статье (О восстановленности углей Печорского бассейна и значение этого фактора в прогнозировании их качества, 1980) и Ю. В. Степанов в соавторстве с И. Б. Гранович (Угольная база России, 2004) констатируют, что в Печорском бассейне восстановленность не так резко проявляется в угленосных отложениях, как в Донбассе и Кузбассе.

Детальные исследования угленосных отложений Карагандинского бассейна не выявили различие углей по восстановленности, однако в исследованиях института «ВУХИН» углей Кузнецкого бассейна указывается на сходство их по восстановленности с карагандинскими углями (Панченко и др., 1967). Автор (Нестеров, 1980) по окислам кальция, железа, магния указывает на менее кислую среду угленакопления в карагандинском бассейне, давая косвенно понимать, что в бассейне могли формироваться средневосстановленные угли.

Раскрывая проблему восстановленности в научной статье (Проблема восстановленных углей, 2004), С. Г. Гагарин без сравнительной оценки приводит типизацию углей по восстановленности бассейнов: Донецкого, Печорского, Кузнецкого и Карагандинского. Принимая во внимание корректность сравнения показателей R_0 , $Vt+L$, у с типами углей по

восстановленности, из приведённых результатов следует, что сильновосстановленные угли, как слабевосстановленные, присутствуют во всех бассейнах, исключением является Кузбасс.

1.3.3 Метаморфизм углей

Под метаморфизмом углей часто понимается необратимый процесс превращения торфа в уголь под действием температуры и давления, состоящий из буроугольной, каменноугольной и антрацитовой стадий углефикации органической массы. По ГОСТ 17070–87 «метаморфизм угля – это превращение бурого угля последовательно в каменный уголь и антрацит в результате изменения химического состава, структуры и физических свойств угля в недрах преимущественно под влиянием повышенной температуры и давления».

С точки зрения литогенеза осадков, когда они проходят три фазы изменения: диагенез, катагенез, метаморфизм, торфогенные остатки подвергались углефикации (обуглероживание), вследствие чего в угольной геологии стали выделять две фазы – диагенез: погружение, захоронение, уплотнение торфов и метаморфизм углей. В основном выделяются два вида метаморфизма углей – региональный и контактовый, а происхождение постинверсионного метаморфизма не было подтверждено детальными геологическими исследованиями углей в Кузнецком бассейне (Проскуряков, 1982).

В 60–80 годах проходила дискуссия по поводу регионального метаморфизма углей, и многие авторы полагали, что метаморфизм осадков начинает развиваться при температуре более 300°C – границы образования метаморфических пород. Однако алевролиты, аргиллиты и песчаники, являясь вмещающими породами угольных пластов, признаются метаморфизованными породами.

На это обстоятельство обращали внимание некоторые исследователи. Так,

Я. М. Черноусов (1978), сравнивая труды разных авторов, пришёл к выводу, что образование бурых углей могло быть до 200°C , каменных углей – от 200 до 400°C и антрацитов – свыше 400°C . Однако авторы (Ерёмин, Броновец, 1995) в своём справочнике по классификации углей, ссылаясь на И. И. Амосова, приводят таблицу термогенетических изменений органического вещества витринита. В таблице 1.11 приведены наиболее характерные показатели, стадии углефикации, марки и палеотемпература (в основном для витринитовых углей), из которой видно, что максимальная температура 300°C , а каменноугольная стадия находится в интервале температур $100\text{--}250^{\circ}\text{C}$.

Это подтверждается простыми расчётами, принимая во внимание геотермический градиент повышения температуры 3°C на 100 метров. При зоне залегания углей 10000 метров температура составит 300°C , но в среднем глубина залегания антрацитов 8000 метров. В качестве примера можно привести результаты исследования углей Печорского бассейна Степанова Ю. В. (1980). На их основе автор установил для приуральского краевого прогиба следующие температурные интервалы по стадиям углефикации: Б – 90° , Д – 125° , Г – 150° , Ж – 170° , К – 180° , ОС – 190° , Т – 205° , ПА – 235° .

Следовательно, применительно к каменноугольной стадии углеобразования, которая согласуется с зоной катагенеза осадков, правильнее было бы называть угли метаморфизованными, а процесс – катагенезом углей. Тем не менее, ГОСТ 21489–76 рекомендует проводить деление углей по стадиям метаморфизма: 0–I при температуре $50\text{--}100^{\circ}\text{C}$; стадия I–II – $100\text{--}150^{\circ}\text{C}$; стадия III–V – 200°C ; стадия VII – 250°C ; стадия IX–X – 300°C , поэтому автор данной работы при анализе работ других исследователей опирался на эту классификацию.

Установление стадии метаморфизма углей производится по показателям отражения витринита $10R$, ед. (измеряется в воздухе) и R_0 , % (измеряется в иммерсии). Показатель R_0 , наиболее распространённый, определяется по ГОСТ 12113–94, и признаётся более информативным. Также для оценки метаморфизации углей используются выход летучих веществ (V^{daf}) и

содержание органического углерода (C^{daf}), которые приведены в табл. 1.11.

Таблица 1.11

Палеотемпература, стадии углефикации марки
по данным (Аммосов и др., 1964) с дополнениями (Ерёмин, Броновец, 1995)

Группа	Стадия	Палео-температура, °C	R_0 , %	V^{daf} , %	C^{daf} , %	Q^{daf}_s , МжД/кг	Марка
Торфяная		50	0,2	70		<28,0	
Буроугольная	O ₁	100	<0,37	50	71	28,9–31,4	Б
	O ₂		0,43				
	O ₃		0,54		77		
Каменноугольная	I	150	0,63	40	77	31,4–33,5	Д
	II		0,81	39	82	33,1–33,5	Г
	II-III		0,96	35			
	III	200	1,10	31	85	34,7–36,4	Г-Ж
	IV		1,32	24	89	35,2–36,4	К-КО
	IV-V		1,58	16			
	V		1,84	12	90	35,4–36,8	ТС
	VI		2,24	10	91	30,6–36,6	Т
Антрацитовая	VII	250	3,12	<10	91	30,6–34,3	ПА
	VIII			<7			А
	IX		4,5	5	94 и более	33,9–34,9	
	X	300	<4,5			>35	

Метаморфизм углей всегда рассматривается совместно с петрографическим составом и степенью восстановленности, поэтому наблюдения и утверждения предшественников в области изучения метаморфизма углей автором принимаются как основа знаний.

С позиции темы диссертации особое внимание придаётся работам

И. Э. Вальц (1975), М. В. Богдановой (1975), Л. И. Сарбеевой (1968), Н. М. Крыловой (1968), которые рассматривали метаморфизм углей как процесс углефикации исходного материала торфонакопления, который уже различался по петрографическому составу. Автор (Вальц, 1975), исследуя современные торфы, указывает на следующие особенности: степень разложения зависит от исходного материала и меньше от условий среды, а это значит, что местообитание растений-углеобразователей (низинный или верховой тип болота) играет важную роль в формировании типа гелифицированного вещества. Она также отмечает, что современные торфа сопоставимы с погребёнными торфами с поправкой на видовой состав более ранних эпох торфонакопления.

Автор (Богданова, 1975), развивая предыдущие выводы И. Э. Вальц, считает, что условия накопления и преобразования растительного материала способствуют образованию различных генетических типов углей по восстановленности ещё на буроугольной стадии. Иными словами, сочетание условий накопления торфов и относительно невысокая температура на буроугольной стадии закладывают причины различия отражательной способности витринита изометаморфных углей (Аммосов, 1974).

Ещё раньше на эту особенность обращали внимание авторы Л. И. Сарбеева (1968), Н. М. Крылова (1968), сравнивая угли Донецкого и Кузнецкого бассейнов. Наблюдая в отражённом и проходящем свете изменение микрокомпонентов донецких и кузнецких углей под микроскопом, они отмечают, что метаморфизм по-разному оказывает влияние на них, и связано это с восстановленностью углей. Так, по отражательной способности витринита угли балахонской свиты Кузнецкого бассейна приближаются к маловосстановленным углям Донецкого бассейна. Также было установлено, что микрокомпоненты – витринит, фюзенит, семивитринит и липтинит, имеют разную отражательную способность, и обусловлено это их химическим строением.

Такие же особенности были установлены в углях Карагандинского и

Печорского бассейнов (Вопросы метаморфизма и эпигенеза вмещающих пород, 1968), что, в целом, позволяет констатировать, что исходный материал и условия накопления под влиянием метаморфизма проявляются в разной степени и связано это с восстановленностью углей, которая рассматривается в следующей подглаве.

На рисунке 8 приведены данные (Ерёмин, Броневец, 1995) распределения углей по стадии метаморфизма и их распространение в запасах по бассейнам.

Метаморфизм		Показатель отражения витринита, R_0 , %	Бассейны			
Группы	Стадии		Донецкий	Кузнецкий	Карагандинский	Печорский
Буро-угольная	O_1	0,3				
	O_2	0,30-0,39				
	O_3	0,40-0,49				
Каменноугольная	I	0,50-0,64				
	I-II	0,65-0,74				
	II	0,75-0,84				
	II-III	0,85-0,99				
	III	1,00-1,14				
	III-IV	1,15-1,29				
	IV	1,30-1,49				
	IV-V	1,50-1,74				
Антрацитовая	V	1,75-1,99				
	VI	2,00-2,39				
	VII-VIII	2,40-2,99				
	VII-IX	3,00-3,59				
	IX	3,60-4,49				
	X	4,50 и более				

Рис. 8. Схема распределения углей по стадии метаморфизма и интервалы их преобладания в запасах бассейнов (Ерёмин, Броневец, 1995)

Видно, что наиболее широко представлены угли Кузнецкого бассейна, в Карагандинском бассейне присутствие низкометаморфизованных углей ограничено, но они распространены в Печорском бассейне и менее в Донбассе.

Представительность углей по запасам в интервале каменноугольной стадии углефикации отражается в последовательности Кузнецкий – Печорский – Донецкий – Карагандинский бассейны.

Обобщая, следует отметить одну важную особенность метаморфизма углей. В работе (Угольная база России, 2004) Л. Я. Кизильштейн точно отразил эту особенность углеобразования как чувствительность органического вещества к воздействиям температуры и давления, поэтому границы стадий диагенеза, категенеза и метогенеза достаточно условно выделяются марочным составом и показателем отражения витринита, они больше учитывают изменения осадочных пород в процессе их литогенеза.

Таким образом, петрографический состав и метаморфизм углей с позиции происхождения угольного вещества следует рассматривать как переход органического вещества растений в горючее полезное ископаемое. На этом пути выделяются две стадии: торфообразование и углефикация, которые, учитывая исследования авторов (Панченко и др., 1967), можно представить в виде схемы:

Торфообразование:

- основной фактор: деятельность сапрофитных микроорганизмов;
- основной результат: разложение растительных тканей и синтез гумусового вещества;
- основное место происхождения: поверхность Земли.

Углефикация:

- основной фактор: температура и давление земных недр;
- основной результат: последовательность преобразования структуры органического вещества (макро-, микро-, надмолекулярной, молекулярной), условно выделяемые под названием «марка углей»;
- основное место происхождения – внутренние зоны литосферы Земли.

Таким образом, существующий исследовательский материал даёт достаточно ясное представление о процессах углеобразования и угленакопления, которое базируется на парадигме геологии осадочных

отложений – учении об осадочных формациях. Основной геоструктурной единицей для анализа закономерности углеобразования и размещения углей является угленосная формация, а по совокупности формации угленакопления систематизированы в виде каменноугольного и пермского поясов торфонакопления на основе формационного анализа и литолого-фациального анализа.

Обобщение факторов образования генетических свойств – петрографического состава, восстановленности и метаморфизма углей каменноугольного и пермского возраста – позволяет выделить следующие моменты:

- на формирование петрографического состава основное влияние оказывала эволюция растений-углеобразователей, смена торфообразующих фитоценозов и условия накопления: обводнённость и частота прерываний гумификации и гелификации растительной массы торфяника;

- на происхождение восстановленности как составной части процесса гелификации растительных тканей влияли геодинамическая обстановка или тип бассейна, фациальные и геохимические условия накопления осадочной толщи;

- метаморфизм углей – это совокупное действие температуры и давления на погружённые осадочные отложения, он подразделяется на региональный и контактовый метаморфизм.

В табл. 1.12 систематизированы факторы, свойства и признаки распознавания особенностей образования углей. Эти особенности в угленосных отложениях Донецкого, Кузнецкого, Карагандинского и Печорского бассейнов выделяются следующим образом:

1. Отмечается сходство по вещественному составу и микроструктуре углей нижнего карбона Донецкого и Карагандинского бассейнов и по исходному растительному составу пермских углей Печорского и Кузнецкого бассейна.

2. Угольные пласты среднего карбона Донбасса и кольчугинской серии Кузбасса гелитолитовые, а пласты в Печорском бассейне, в балахонской серии Кузбасса и Карагандинском бассейне гелитолитовые с повышенным

содержанием фюзинита. По микрокомпонентному составу угли среднего карбона Донбасса близки к верхнепермским углям Кузбасса.

Таблица 1.12

Факторы углеобразования, генетические признаки и свойства углей

Генетические факторы	Генетическое свойство углей и результат процесса углеобразования	Признаки генетического свойства
Состав исходного растительного материала, уровень обводнённости	Гелификация, гелитолиты – витринизированные микрокомпоненты	сумма фюзенизированных компонентов $\sum OK < 40 \%$, угли витринитовые (ГОСТ 25543–2013)
	Фюзенизация, фюзенолиты – фюзенизированные микрокомпоненты	сумма фюзенизированных компонентов $\sum OK > 40 \%$, угли фюзениитовые (ГОСТ 25543–2013)
	Липоидизация, липтобиолиты, в каменных углях повышенное содержание липтинита	сумма мацералов группы липтинит в гумусовых углях
Солевой состав и минеральный состав болотной воды, рН среды и активность анаэробных бактерий, скорость гелификации коллоидных растворов	Восстановленность, особенности преобразования гелифицированной массы	микротвёрдость, отличие коллинита от телинита, содержание азота, серы, выхода летучих веществ, спекаемости
Погружение торфяных отложений	Диагенез, бурый уголь	$R_0 < 0,60 \%$, $Q_s^{af} < 24$ МДж/кг, $V^{daf} \geq 8 \%$ (ГОСТ 25543–2013)
Температура и давление	Метаморфизм, каменный уголь и антрацит	$R_0 > 0,60 \%$, $Q_s^{af} > 24$ МДж/кг, $V^{daf} \leq 8 \%$ (ГОСТ 25543–2013)

3. В ряду метаморфизма углей наиболее широко представлены угли

Кузнецкого бассейна, в Карагандинском бассейне низкометаморфизованные угли присутствуют ограничено, но они распространены в Печорском бассейне и менее в Донбассе. Представительность углей по запасам в интервале каменноугольной стадии углефикации в последовательности Кузнецкий – Печорский – Донецкий – Карагандинский бассейны.

4. Угли Донбасса более восстановленные, чем угли Кузбасса, а в углях Печорского бассейна восстановленность проявляется слабо.

Однако остаются не раскрытыми следующие аспекты проблематики происхождения углей:

1. Различие между геохронологическими эпохами угленакопления и ритмо-комплексами угленакопления.

2. Наличие признаков различия эволюций растений-углеобразователей: глобальной эволюции, обусловленной изменением климатических зон вследствие движения литосферных плит; и локальной – в результате экологического изменения растений под влиянием особых климатических условий в бассейне свидетельствует о разной степени их влияния на характер преобразования растительных тканей в гумифицированное вещество.

3. Характер формирования поясов и узлов угленакопления с позиции петрографического состава и восстановленности углей.

1.4 Структура углей.

Не менее 100 лет объектом исследований отечественной и зарубежной углехимии является строение углей. Среди отечественных учёных значительный вклад в понимание строения структуры углей на молекулярном уровне внесли: Г. Л. Стадников (1956), Т. А. Кухаренко (1960), В. И. Касаточкин, Н. К. Ларина (1975), А. И. Камнева, В. В. Платонов (1990), Р. В. Кучер, В. А. Компанец, Л. Ф. Бутузова (1980), В. И. Саранчук, А. Т. Аируни, К. Е. Ковалёв (1988), М. И. Бычев (1991), В. Г. Липович (1988), И. В. Калечиц (2001), А. А. Кричко (1993), С. Г. Гагарин (1984, 1986, 1990), А. М. Гюльмалиев

(2007), Г. Б. Скрипченко (1996), М. Г. Склад (1985), Н. Д. Русьянова (1991, 1992, 2003), В. К. Попов (1988), В. И. Бутакова (2011).

Из зарубежных ученых, чей вклад является базовым в теории о двух фазовом строении угольной матрицы, автор (Саранчук и др., 1988) выделяет: Дж. Ларсена, П. Гивена, Д. Боцека, А. Марцека. Однако значительное место в структурной углехимии занимают и Д. В. Ван-Кревелен (1961), М. Гиней (1968), Ц. Спиро, П. Дж. Коски (1982), П. Хирш (1958), С. К. Чакрабати, Н. Беркович (1974, 1976).

На современном этапе развития науки структура углей на молекулярном уровне представляется в виде матрицы, которая состоит из двух фаз организации связей: подвижной (молекулярной) и неподвижной (надмолекулярной) (Школлер, 2001). При этом под надмолекулярной организацией полимера понимается специфическое свойство самого полимера (Джейл, 1968), а для углей – это структурные превращения в процессе его созревания, прежде всего в процессе метаморфизма (Саранчук и др., 1988).

Это постулируемый факт, но среди исследователей ведётся дискуссия об ароматичности угля. С одной стороны, угольная структура рассматривается с позиций связи ароматических структурных фрагментов, образующих структурные кластеры, с другой стороны, она характеризуется как полиеновая (неароматическая) структура.

1.4.1 Теоретические модели структуры углей

Существуют теоретические модели структуры углей, которые можно условно разделить на четыре группы: эмпирические, фазовые, пространственные и обобщённые.

Эмпирическая модель структуры представляется элементарным составом углей в виде формулы. М. Г. Склад (1985) полагает, что для витринита угля марки Г, характеристика которого: $A^d = 0,75\%$, $V^{daf} = 35,1\%$, $S_t^d = 0,75\%$, $L = 6\%$, $V_t = 90\%$, $S_v = \%$, $I = 3\%$, $C = 83,0\%$, $H = 5,6\%$, $N = 2,0\%$, $O = 8,7\%$,

эмпирическая формула будет иметь следующий вид: $C_{315}H_{255}S_1N_6O_{25}$, с молекулярной массой – 5371.

Фазовая модель структуры отражает различную стадию превращения углей в ряду метаморфизма (рис. 9).

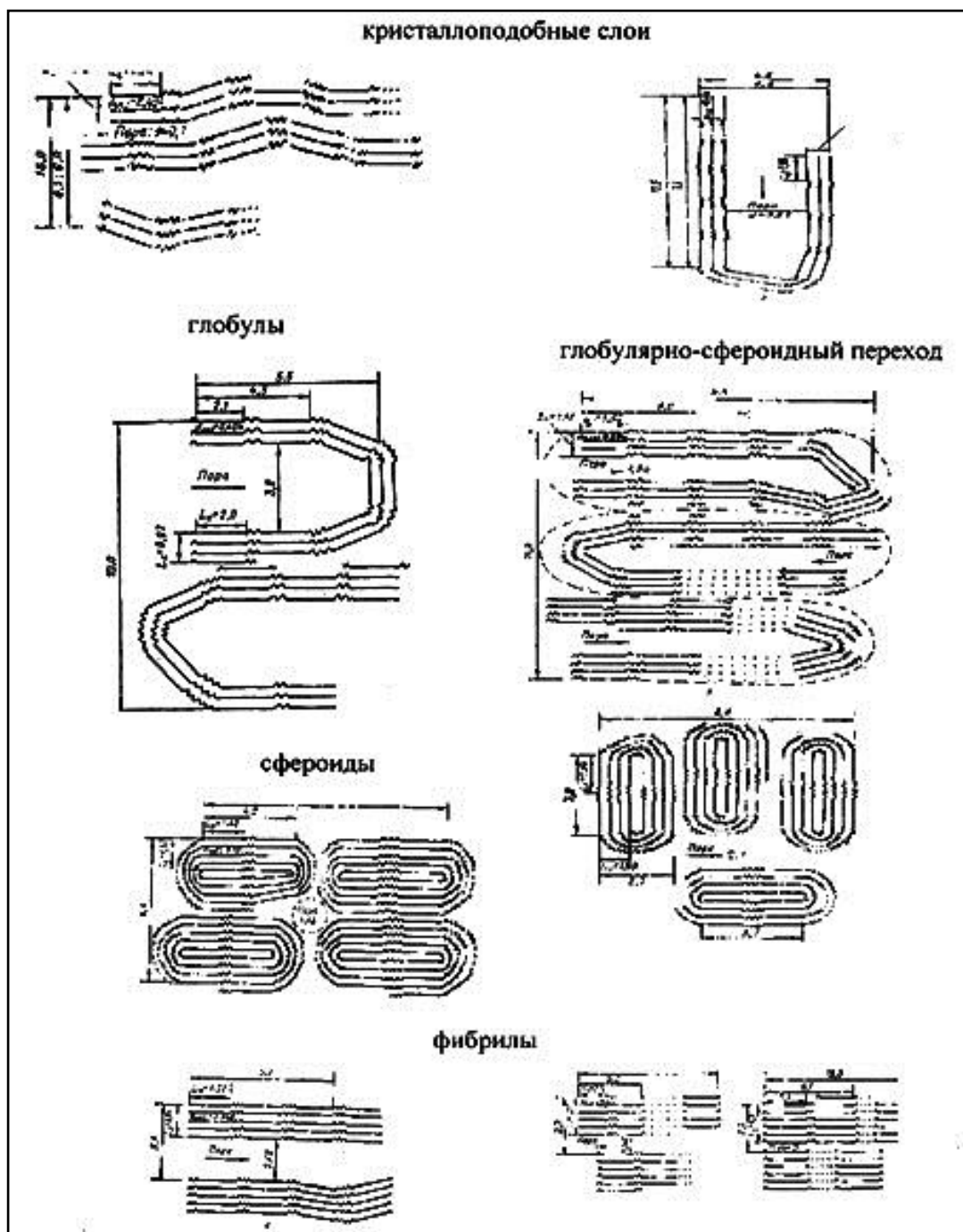


Рис. 9. Фазовая модель угля надмолекулярной организации по стадиям углефикации: длиннопламенная и газовая - кристаллоподобные слои; газожирная – глобулы; жирная и коксовая – глобулярно-сфероидный переход; сферонды – отощённо-спекающая и тощая; фибриллы – антрациты

Наибольший интерес представляет типизация надмолекулярной структуры (НМО) углей В. И. Саранчука (1988), отражающая их углефикацию (рис. 9), она разработана на донецких углях с применением методов малоугловой рентгеновской дифракции, парамагнитного резонанса и ИК-спектров. Авторы считают, что в процессе углефикации углей преобразование НМО проходит фазы стабильных форм и переходные периоды.

Стабильные формы НМО имеют: угли марки Д – кристаллоподобные слои с некоторой азимутальной упорядоченностью; угли марки Ж – это образование глобулярных систем; угли марок ОС и Т – начало образования фибриллярной системы; метаантрациты – графитизация.

К переходным периодам НМО отнесены угли марок Г и ГЖ – складывание кристаллоподобных слоёв и разрыв в местах сильного перегиба; в углях марок КЖ и К наблюдаются существенные структурные перестройки в виде рекомбинаций глобул в сфероиды, увеличения углеродной сетки, роста толщины пакетов и уплотнения молекулярной структуры; в полуантрацитах и антрацитах – совершенствование фибриллярной НМО (Кричко, 1993).

Пространственная модель структуры отображает фрагменты углеродного скелета органической массы угля (ОМУ) в виде структурной изометрии химического строения органических соединений (рис. 10).

Обобщённые структуры – это гипотетическое представление некой макроструктуры ОМУ в трёхмерном пространстве, состоящей из фрагментов в виде органических соединений, количество которых и взаимосвязи между которыми зависят от генетических особенностей углей (рис. 11).

А. М. Гюльмалиев, Г. С. Головин, С. Г. Гагарин (2007) утверждают, что посредством набора химических и структурных параметров, отражающих общие закономерности структуры ОМУ и её взаимосвязи со свойствами угля, можно обобщённо описать их молекулярное и межмолекулярное строение. Они являются строгими оппонентами школы Н. Д. Русьяновой и считают, опираясь на результаты рентгеноструктурного анализа, что преобладание sp^2 –

гибридизированного углерода – в составе циклических и гетероциклических компонентов указывает на ароматическую природу структуры углей.

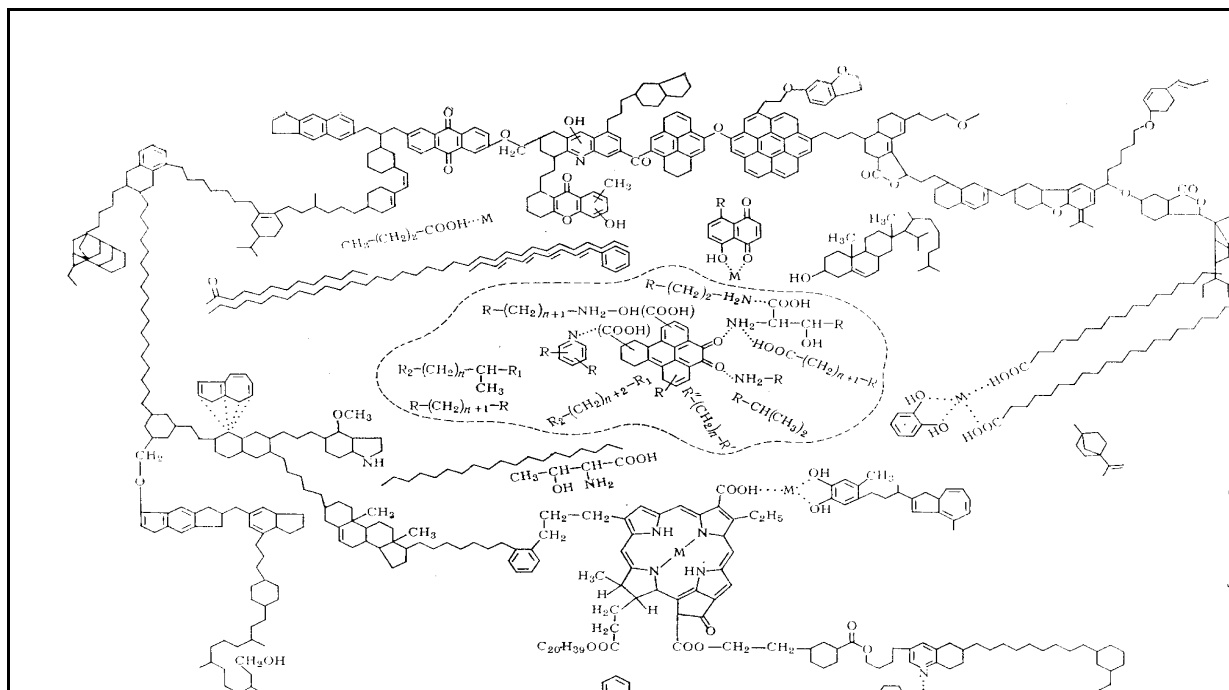


Рис. 10. Пространственная модель структуры угля (Каменева, Платонов, 1990)

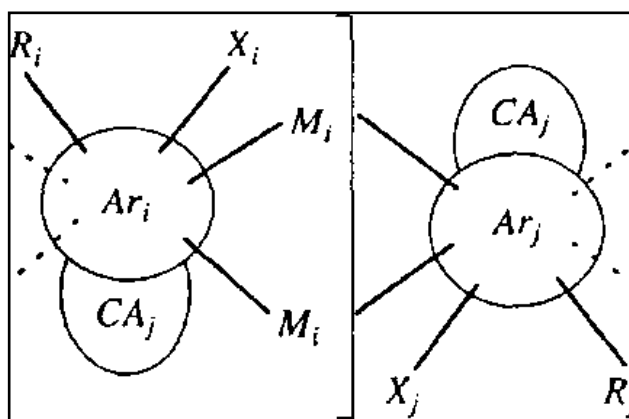


Рис. 11. Обобщенная модель органической массы угля (Кричко, 1993).

Н. Д. Русьянова (2003) предложила новую концепцию структурного строения углей, в которой уголь рассматривается как лабильная полисопряжённая система, состоящая, в основном, из неароматических структур, обладающая парамагнетизмом и стабилизированная межмолекулярным взаимодействием. Была установлена связь между

генетическими особенностями углей (метаморфизмом, петрографическим составом, восстановленностью) и прочностью межмолекулярного взаимодействия структурных фрагментов, состоящих из высоко- и низкомолекулярных соединений. По её мнению, это больше указывает на полиеновую (неароматическую) структуру углей, которая обладает повышенной реакционной способностью, обусловленной присутствием «сверхненасыщенных» фрагментов (рис. 12).

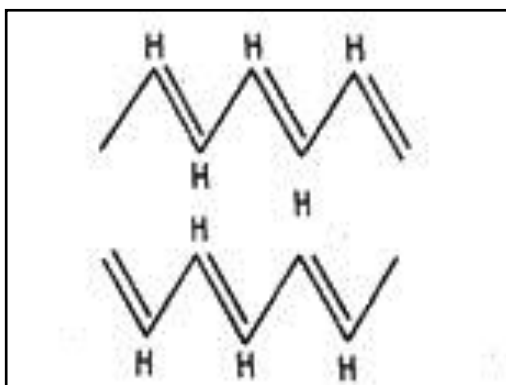


Рис. 12. Полиеновая модель. Фрагмент «сверхненасыщенных» фрагментов структуры угля (Русьянова и др., 1991)

1.4.2 Особенности электронной и молекулярной структуры микрокомпонентов и углей

Для исследования структуры углей используют рентгеноструктурный анализ, электронную микроскопию, инфракрасную спектроскопию, электронный парамагнитный резонанс и химические методы: элементный анализ и выход летучих веществ, а также порометрию, диэлькометрию, которые в комплексе с другими наиболее полно раскрывают особенности строения углей.

В. И. Саранчук (1988) молекулярную структуру углей определяет как высокомолекулярную, включающую ароматические, гидроароматические, гетероциклические и алифатические фрагменты, а также функциональные группы. Органическая масса угля, как правило, представляется в виде химических связей гетероатомов (C, H, O, N, S) и атомных групп типа CH_{nn} ,

CH₂, CH₃, -OH, -COOH, -NH₂, -SH, C=O и далее, считают авторы (Скляр, 2003)

Особенностью молекулярного строения углей выделяют содержание ароматического углерода sp^2 -гибридной формы и углерода sp^2 -гибридизации, наличие конденсированных ядер, в которых двойные связи C=C только ароматического характера, а часть атомов углерода, водорода, азота, серы и другие гетероатомы, включая металлы, образуют боковые алифатические группировки у конденсированных колец (Саранчук и др., 1988)

Различие химической структуры углей и слагающих их мацералов в основном оценивается по содержанию гетероатомов H и O и ростом $C_{ар}$ (углерода ароматического). Так, снижение кислотных OH-групп в молекулярных структурах микрокомпонентов имеет направленность от витринит → липтинит → инертинит, а по степени ароматичности микрокомпоненты различаются в ряду: липтинит → витринит → инертинит (табл. 1.13).

Таблица 1.13

Элементный состав и содержание водорода и углерода в структурах мацералов (Химия и переработка угля, 1988)

Группа	V^{daf} , %	C, %	H, %	O, %	Водород в структурах			Углерод в структурах			Индекс ароматичности
					ароматических	алифатических	гидроксильных	ароматических	алифатических	H/C	
Липтинит, L	66,7	84,1	7,0	6,3	5,4	1,4	0,2	15,7	9,6	0,99	0,71
Витринит, Vt	35,2	83,9	5,5	8,0	3,3	1,9	0,3	18,0	5,4	0,78	0,75
Инертинит, I	22,9	85,7	3,9	8,0	1,7	2,0	0,2	22,3	2,8	0,54	1,0

Рассматривая особенности электронной структуры по спектрам ЭПР, Н. Д. Русьянова (2003) отмечает, что в структурах липтинита, витринита, фюзенита

существуют фрагменты полисопряжения, которые отличаются размерами, и по ним фюзенит выделяется среди остальных.

С увеличением метаморфизма углей их структура также меняется по количественному соотношению водородных связей в ароматических фрагментах (Гагарин, 1986) или в $\text{C}_{\text{H}_{\text{H}}}$ -ненасыщенных связях к алифатическим и метильным (CH_3) (Бутакова и др., 2011) группам, т. е. идёт «ароматизация угля» (Касаточкин, Ларина, 1975).

Характер структурных превращений микрокомпонентов в процессе метаморфизма углей приводится по схеме авторов (Ерёмин, Арцер и др., 2001) в таблице 1.14.

С позиции полиеновой структуры влияние метаморфизма и генетических особенностей (степени восстановленности) углей обуславливает прочность межмолекулярного взаимодействия и их тип. В малометаморфизованных углях основную роль играют водородные связи, в метаморфизованных углях превалирует π - π взаимодействие (Русьянова, 2003).

В целом же влияние метаморфизма на изменение надмолекулярного и молекулярного строения углей сопровождается их карбонизацией. М. И. Бычев (1991) характеризует особенности строения витринитов на разных стадиях углефикации следующим образом (табл. 1.15). В частности, структурные изменения мацералов группы витринита выражены в деструкции, циклизации и конденсации собразованием низкомолекулярных продуктов (НМП) – это значительное уменьшение количества метиленовых групп в боковых радикалах при меньшем снижении числа метильных групп макромолекулы, отмечает автор.

Общепризнанно, что под влиянием температуры и давления происходит отщепление или преобразование боковых заместителей, к числу которых, кроме метильных, относят гидроароматические и кислородные группы.

Схема структурных превращений органических веществ в процессе метаморфизма (Еремин, Арцер и др., 2001)

Условные зоны и этапы метаморфизма	Средние значения витринита в конце этапа, %		Преобладающий тип превращения молекулярной структуры	Состав отщепляющихся (подвижных) веществ на различных этапах метаморфизма отдельных микрокомпонентов		
	C^{daf}	R_0		инертинит	витринит	липтинит
А	76	0,50	Распад активных периферийных групп. Разукрупнение макромолекул	H_2O и CO_2	CO_2 и H_2O	CO_2 ; H_2O в небольшом количестве. CH_4 , его гомологи и другие углеводороды
В, С, D	85	0,85	Разукрупнение макромолекул. Разрушение эфирных связей. Ароматизация отдельных структурных звеньев макромолекул	H_2O и CO_2	CO_2 в небольшом количестве CH_4 , его гомологи и другие углеводороды	Преимущественно CH_4 и другие углеводороды. В небольшом количестве CO_2
Е	92	2,5	Ароматизация структурных звеньев макромолекул и в небольшой степени их конденсация	CO_2	CH_4	CH_4
Г	97	5,6	Конденсация ароматических структурных звеньев макромолекул (карбонизация)	CH_4	CH_4	CH_4

Таблица 1.15

Химические процессы в макромолекуле витринита

Вид угля	Процессы	
Бурый	деструкция циклизация	Отщепление низкомолекулярных продуктов
Длиннопламенный		
Газовый		
Жирный		
Коксовый		
Отощённый спекающийся	конденсация	
Тощий		
Антрацит		

Как следствие, структура ОМУ (органическая масса угля) приобретает большую подвижность, проходя предположительно через пять или более фаз преобразования в генетической цепи от исходного растительного материала (торф → бурый уголь → каменный уголь → антрацит) в графит. В целом же, в углях с выходом летучих веществ от 44 до 27% отмечается снижение количества CH_2 -групп и незначительное повышение CH_3 -групп (Бычев, 1991).

При этом на разных стадиях метаморфизма преобразование структуры микрокомпонентов происходит однонаправленно, но по-разному из-за структурного различия в ряду инертинит → витринит → липтинит (см. табл. 1.13). Автор (Калечиц, 2001) считает, что в липтините преобладают алифатические структуры, а в инертините – ароматические, предполагая, что эти петрографические фрагменты подверглись спеканию с ароматизацией части молекул в природных условиях. Поэтому графитируемость витринита ниже, чем в фюзените, и обусловлено это меньшей долей нефтенподобной фазы в фюзенизированных компонентах, иными словами, наличием малого количества алициклических структурных фрагментов в угле.

Различие молекулярной структуры углей по степени восстановленности устанавливают, прежде всего, по количеству в ней атомов водорода и кислорода.

Эту особенность строения углей использовали авторы (Гюльмалиев и др.,

2007), опираясь на элементный состав органической массы углей. Они предложили определять структурно-химические показатели: δ – степень ненасыщенности, Ω – атомное отношение общего числа атомов в единице массы $n_{ат}$ к числу атомов углерода n_C , например Н/С. Степень восстановленности (В) определяется по формуле:

$$B = \frac{50(n_H - 2n_O - 3n_N - 2n_S)}{n_C + 1}, \quad (1)$$

где $n_{Э}$ ($Э = C, H, N, O, S$) – относительное атомов элемента Э, определяемое по формуле:

$$n_{Э} = \frac{\mathcal{E}^{daf}}{m_{Э}}, \quad (2)$$

где $\mathcal{E}^{daf}$ – содержание элемента Э в угле на сухое беззольное состояние, $m_{Э}$ – атомная масса элемента (в округлённых значениях $m_{Э} = 12, 1, 14, 16, 32$).

Здесь же отметим, что авторы (Гюльмалиев и др., 2007) по аддитивности элементного состава мацералов определяют степень ненасыщенности структуры витринита (δ_{Vi}), инертинита (δ_I) и липтинита (δ_L) и расчётным путём доказывают возможность оценки суммы фюзенизированных компонентов и степени метаморфизма углей, учитывая взаимосвязи витринита, инертинита и липтинита в угле.

Химическое определение элементного состава в углях проводится с разрушением структуры органического вещества (сжиганием), напротив, применение инфракрасной спектроскопии позволяет проводить исследование ненарушенной структуры угольного вещества методом пропускания и диффузионного отражения пучка излучения (Гордон, 1976; Попов и др., 1988).

Распознавание структурных групп спектральным методом достигается глубиной проникновения излучения (Попов и др., 1988), что даёт комплексное представление о структурной особенности углей, в том числе и генетической (табл. 1.16).

Это подтверждают результаты сравнительного анализа интенсивности поглощения на частотах 3400 и 2920 см^{-1} ИК-спектра углей Донецкого, Карагандинского и Кузнецкого бассейнов (Фролов, 1990), из которых следует,

что по содержанию алифатических групп CH_x и OH угли бассейнов одной стадии метаморфизма различаются, при этом авторы отмечали сдвиг полосы 3400 см^{-1} в донецких углях (рис. 13).

Таблица 1.16

Отнесение полос поглощения в спектрах витринитов
(Русьянова, 1992, 2003)

Частота, см^{-1}	Структурное отнесение
3620,3540	Поверхностные OH -группы, связанные слабой водородной связью
3420-3300	OH -группы, связанные водородной связью средней силы, характерные для поверхности высокометаморфизованных углей
3100	OH -группы, связанные сильной водородной связью, характерные для внутренних структур
3040	CH -группы ненасыщенных, преимущественно неароматических веществ в фрагментах
2920	Поверхностные алифатические C-H -связи
1730	Поверхностные свободные C=O -группы
1690	Поверхностные C=O -группы, связанные водородной связью
1600	Углерод-углеродные связи в системах полисопряжения, возможен вклад кислородсодержащих групп, преобладающих в объёме частиц
1500	Поверхностные OH -группы. Присутствуют только в мало-метаморфизованных углях
1440	Поверхностные алифатические CH -связи
1375	CH_3 -группы
1200	C-O-C -группы
950–960	Ненасыщенные CH -связи (внеплоскостные деформационные колебания)
720	CH -связи в длинных алифатических цепях

Наряду с этим, развитие полисопряжённой системы в углях разных бассейнов в зависимости от стадии метаморфизма проходит одинаково и, по мнению авторов (Русьянова и др., 1991), характеризуется параметром D_{3040} / D_{2920} , отражающим увеличение C-H -связей в полисопряжённых системах, при этом параметр $F_{1700} / F_{\lambda_{\max}}$ указывает на их удлинение (рис. 14).

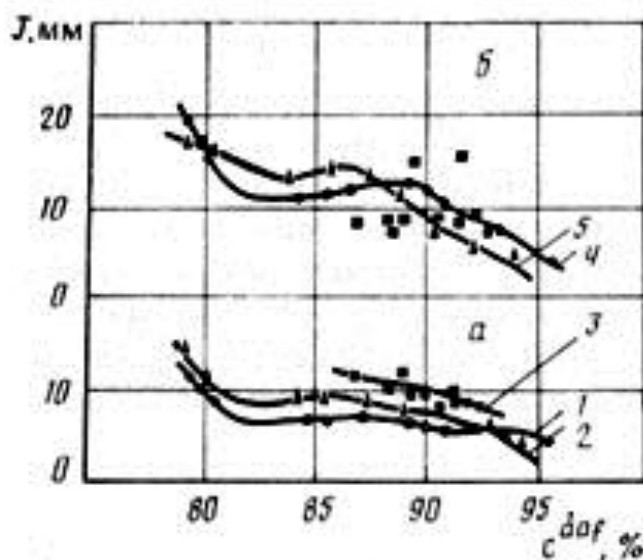


Рис. 13. Изменение интенсивности полос поглощения 3400см^{-1} (а) и 2920см^{-1} (б) углей Донецкого (1, 4), Кузнецкого (2-5) и Карагандинского (3) бассейнов от степени метаморфизма

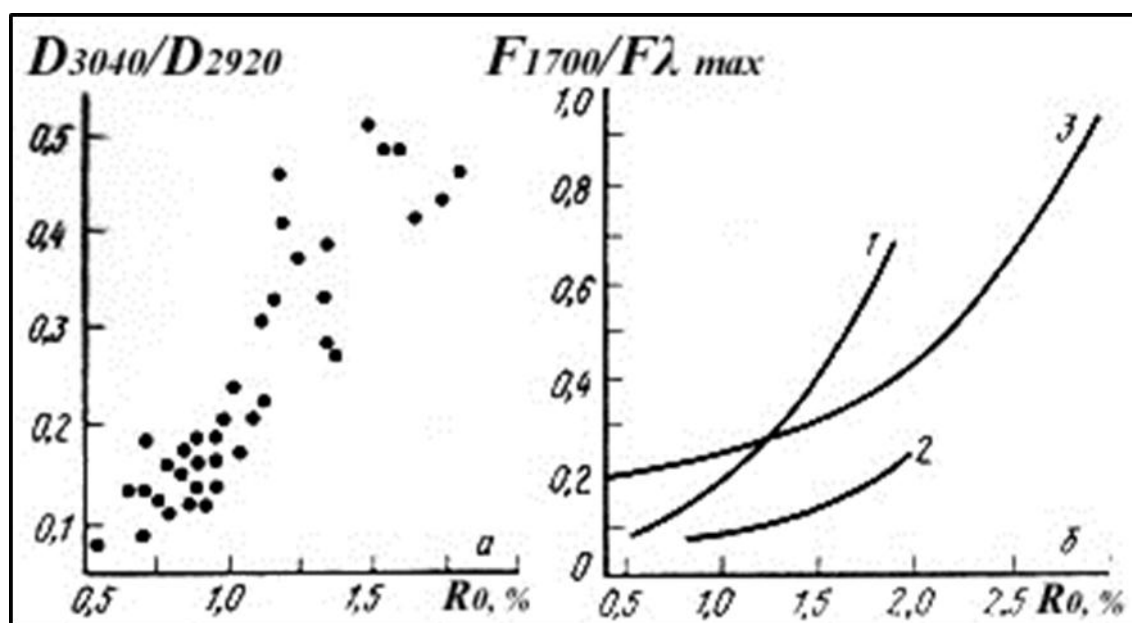


Рис. 14. Изменение параметров D_{3040}/D_{2920} (а) и $F_{1700}/F_{\lambda_{\max}}$ от стадии метаморфизма углей бассейнов: 1 — Кузнецкий; 2 — Южно-Якутский; 3 — Донецкий

Фюзенизированные компоненты (ΣOK) углей разного происхождения отличаются по фоновому поглощению в ИК-спектре (D_{4000}), которое увеличивается от повышения ΣOK (рис. 15), но по-разному, отражая генетические особенности углей вне зависимости от их стадии метаморфизма (Повов и др., 1988).

Изучение структурных особенностей разновосстановленных углей авторы

(Максимова и др., 1992) проводили на витринитах Кузнецкого бассейна, используя спектральные параметры D_{3040}/D_{2920} и D_{2920}/D_{1690} , которые позволяют одновременно проследить развитие полисопряжённой системы (D_{3040}/D_{2920}) и изменение межмолекулярного взаимодействия С=О-групп (D_{1690}), связанных водородной связью, и их электронные донорно-акцепторные взаимодействия (D_{2920}) с другими группами (рис. 16).

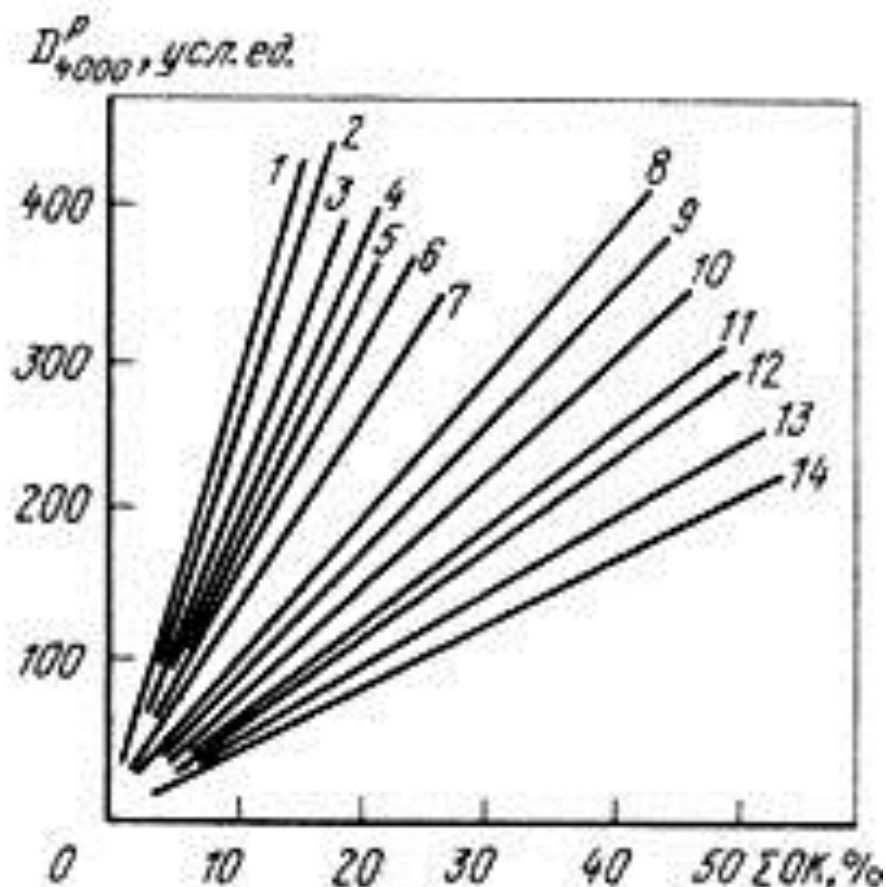


Рис. 15. Зависимость фонового поглощения от содержания отощающих компонентов в углях по пластам:

Донецкий бассейн: 1 – ш. «Куйбышевская», k_8 ; 2 – ш. «Кочегарка», m_2 ; 3 – ш. им. Социалистический Донбасс, h_8 ; 4 – ш. «Кочегарка», m_3 ; 5 и 6 – ш. 13-бис, l_8 и l_7 ; 7 – ш. Куйбышевская, пл. l_4 .

Кузнецкий бассейн: 8 – ш. «Новая», 5; 9 – ш. «Чертинская», 5; 10 – ш. «Центральная», Внутренний; 11 – ш. «Томусинская», XII; 12 – ш. «Распадская», 3-3а; 13 – ш. им. Дзержинского, Садовый; 14 – ш. им. Калинина, Горелый

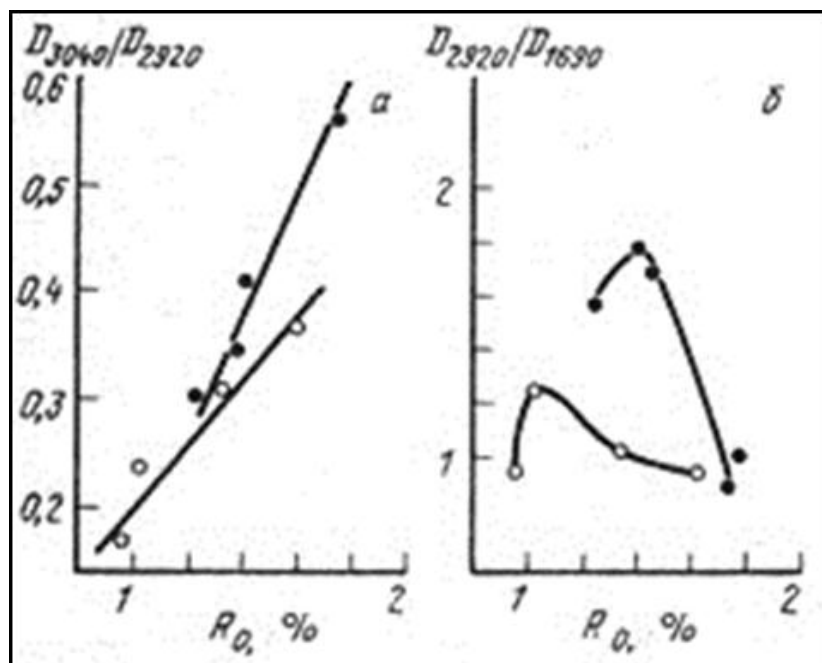


Рис. 16. Зависимость спектральных параметров D_{3040}/D_{2920} (а) и D_{2920}/D_{1690} (б) от показателя отражения витринита углей:
1—высоковосстановленный; 2—невосстановленный

Было установлено (Максимова и др., 1992), что в структуре витринитов восстановленных углей межмолекулярные взаимодействия менее сильные и это проявляется более повышенной спекаемостью углей, чем в витринитах невосстановленных углей, в которых спекаемость заметно ниже (рис. 17). Авторы отмечают, что межмолекулярные взаимодействия, обуславливающие спекаемость, в определённой мере связаны с парамагнетизмом углей, поэтому даже при снижении интенсивности межмолекулярных взаимодействий с метаморфизмом углей влияние восстановленности сохраняется в виде повышения концентрации ПМЦ в высоковосстановленных углях (рис. 18).

Авторы (Максимосва и др., 1992) приходят к выводу, что разновосстановленные угли могут иметь близкие по степени развития системы полисопряжения, но по прочности межмолекулярных взаимодействий из-за высокого содержания кислородсодержащих групп они будут заметно различаться, в частности, это ярко проявляется в спекаемости углей.

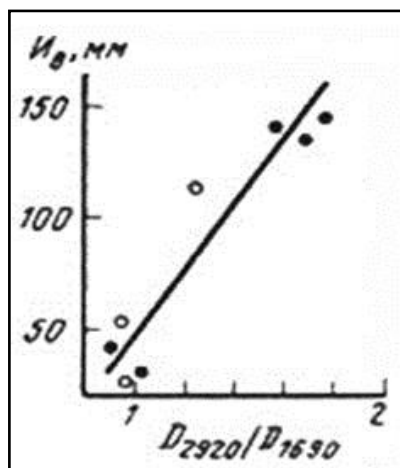


Рис. 17. Зависимость индекса
вспучивания от параметра D_{2920}/D_{1690} в
углях: 1—высоковосстановленный;
2—невосстановленный

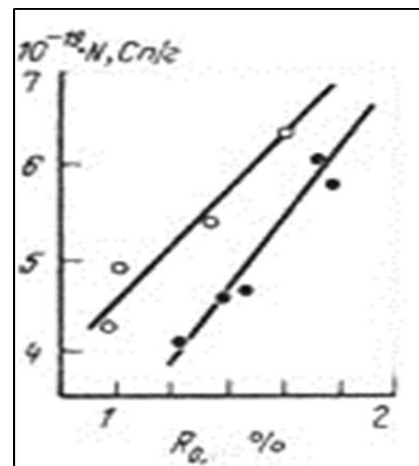


Рис. 18. Зависимость концентрации
ПМЦ от показателя отражения
витринита в углях:
1—высоковосстановленный;
2—невосстановленный

В целом, исследовательская группа Н. Д. Русьяновой (1989) для оценки угольных компонентов шихты, состоящей из углей разных бассейнов и пластов, предложила использовать отношения оптических плотностей полос $D_{3040}D_{2920}D_{1260}D_{1090}D_{750}$ в виде структурных параметров, отражающих химико-технологические показатели (табл. 1.17), между которыми существует линейная зависимость с неуказанным разбросом значений (рис. 19).

Таблица 1.17

Корреляционные связи между химико-технологическими показателями и структурными параметрами углей

Химико-технологические показатели	Отношение оптических плотностей полос	Коэффициент парной корреляции
R_0	3040 / 2920	0,954
ΣOK	2920 / 750	– 0,971
V^{daf}	2920 / 3040	0,943
y	2920 / 1260	0,910
A^d	1090 / 3040	0,850
V_t	2920 / 750	0,930

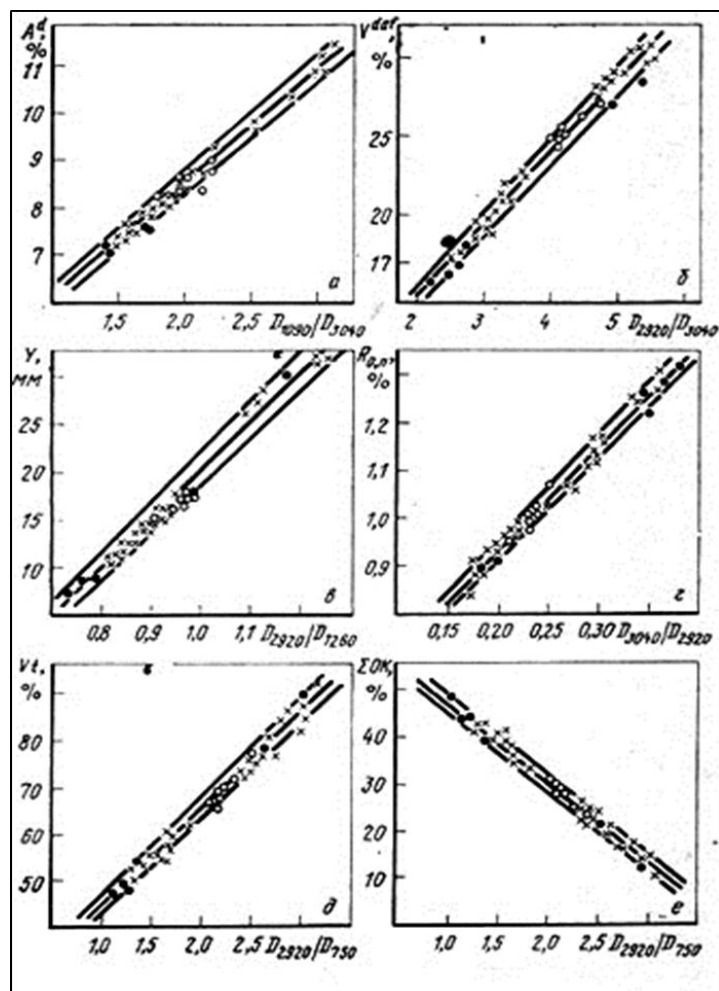


Рис. 19. Сопоставление химико-технологических и спектральных параметров углей

В настоящее время на данных принципах (Бутакова и др., 2006) в производственной практике применяется стандартизованная автоматизированная система экспресс-анализа качества углей «Спектротест» на основе ИК-спектроскопии диффузионного отражения для определения генетических и технологических параметров углей (ГОСТ 52205-2004).

Увязывая строение структуры углей с условиями образования их генетических свойств (см. табл. 1.12) и опираясь на исследования (Лейфман, 1988, Лукошко и др., 1988; Сарбеева, 1990, Жданов и др., 1989), следует выделить главные моменты.

Во-первых, структура микрокомпонентов различается вследствие различия растительных предшественников и условий происхождения. По мнению автора (Сарбеева, 1990), для структуры витринитов в процессе гумификации и

гелификации определяющими были биогенные лингино-углеродные предшественники, которые превращались в гуминовые кислоты → гуминит → витринит. Для липтинитов – это спорополленины, представляющие биополимеры при окислительной полимеризации сложных эфиров каротиноидных спиртов и предельных жирных кислот, в основном пальмитиновой. Для инертинитов определяющим является процесс фюзенизации, который обуславливает обуглероживание растительных клеток древесины в окислительной среде.

Авторы (Лукошко и др., 1988) отмечают, что гуминовые кислоты, представленные высокомолекулярными полидисперсными углерод-полипептидными и лигнино-углерод-полипептидными комплексами, из живых растений не образуются, они являются продуктом гумификации. Эти химические соединения, биохимически более устойчивые по времени разложения, имеют ароматические ядра с развитыми системами полисопряжения, поэтому главная сущность процесса гумификации, считают авторы, – это биохимический синтез сложных ароматических систем с полисопряжёнными связями из продуктов распада растительных тканей.

Характер анаэробных условий в процессе гелификации (гумификации) также накладывает отпечаток на степень разложения растительных тканей, что приводит к нивелированию микрокомпонентов углей разных бассейнов, например спор, которые изменяются по цвету из-за окислительных или восстановительных анаэробных условий (Сарбеева, 1990), что, несомненно, отражается в виде различия структур углей разных бассейнов.

На это же обращают внимание авторы (Жданов и др., 1989), изучая особенности электронного и молекулярного строения сапропелитовых и гумусовых углей. Они отмечают повышенную интенсивность поглощения СН-групп (D_{3040}) и алифатических групп (D_{2920}) в сапропелитах, а пониженное содержание СН-групп в полисопряжённых системах гумолитов обусловлено наличием карбонильных групп.

Во-вторых, характер изменения структуры углей и микрокомпонентов имеет свои особенности. Так, структурные различия углей сапропелитового и гумусового характера образования заметны в малометаморфизованных углях, но в процессе углефикации различия постепенно стираются. Однако темп изменения в сапропелитовых углях ниже, чем в гумусовых углях, в которых высокое содержание кислородсодержащих функциональных групп, по мнению авторов (Жданов и др., 1989), обусловлено разным химическим состоянием сапропелитов и гумусовых торфов на стадии диагенеза.

В процессе преобразования микрокомпонентов углей под влиянием метаморфизма в их структурах отмечается углефикационный скачок на газожирной стадии углефикации, на коксовой стадии структура липтинитов приближается к структуре витринитов (Лейфман, 1988).

Авторы (Русьянова и др., 1992) выделяют три периода структурных преобразований в углях по структуре витринитов:

- I период, при $R_0 \leq 0,80$ %: структура характеризуется как слаборазвитая полисопряжённая система с неупорядоченной и жёсткой надмолекулярной организацией;

- II период, при $R_0 = 0,80 - 1,70$ %: в структуре увеличиваются полисопряжения за счёт снижения кислородсодержащих и алифатических групп, развиваются электронно-донорно-акцепторные взаимодействия, снижаются межмолекулярные взаимодействия до минимума из-за утраты действий водородных связей, увеличивается парамагнетизм полисопряжённой системы;

- III период, при $R_0 \geq 1,70$ %: структура характеризуется развитой и упорядоченной системой, возникает прочность донорно-акцепторного взаимодействия, которое к концу периода способствует формированию блоков с пространственной системой полисопряжения, которые обуславливают жёсткость структуры.

Таким образом, существенные различия структуры углей и микрокомпонентов заметны в низкометаморфизованных углях вплоть до

газово-жирной стадии углефикации. На коксовой стадии эти различия нивелируются, однако специфическое химическое состояние угольного вещества, обусловленное условиями преобразования растительной массы в период гумификации, сохраняется и исчезает только с началом формирования из каменных углей углеродистого вещества – антрацита.

1.4.3 Методы определения генетических свойств углей

Для проведения комплексной генетической оценки углей был проведён анализ существующих методов, позволяющих распознавать условия преобразования и накопления угольного вещества на стадии седиментогенеза и литогенеза. В таблице 1.18 представлены методы наиболее информативные и рекомендованные научным сообществом для указанных целей, а также для оценки генетических свойств углей пластов на стадии разведки геологического строения месторождений и переработке углей на коксохимических предприятиях и тепловых электростанциях.

С помощью микроскопа определяется петрографический состав (V_t , S_v , I , L , M) и показатель отражения витринита (R_0), отражающие исходный растительный материал и стадию метаморфизма углей. Степень превращения растительной массы, отражающая интенсивность проявления процессов гелификации и фюзенизации, устанавливают расчётом по формулам:

$$\sum OK = I + 2/3S_v \quad (3)$$

$$\sum CK = V_t + 1/3S_v + L \quad (4)$$

$$CK = V_t + L \quad (5).$$

Расчёт показателей $\sum OK$ и $\sum CK$ проводится на органическую массу (чистый уголь) без минеральных примесей, показатель CK определяется с учётом минеральных примесей в обогащённом угле (угольном концентрате) или низкозольном угле, при $A^d \leq 10 \%$.

Способы определения генетических свойств углей

Свойство угля	Метод определения и единицы измерения	Показатели	Объекты определения
Петрографический состав	Микроскопический (ГОСТ 9414.3–94), %	Vt Sv I L M ΣCK ΣOK ΣOK	В обогащённом угле: содержание мацралов (микрокомпонентов) в угле: витринита, семивитринита, инертинита, липтинита и минеральных примесей. В угле без примесей рассчитывается количество спекающих (гелифицированных) и огощающих (фюзенизированных) компонентов. Экспресс-анализ
Степень вовлеченности	Спектрометрический, ГОСТ 52243–2004, % Микроскопический, ед. 1) способ Аммосова И. И.; 2) способ Арцера А. С. Физико-химический 3) способ Добронравова В. Ф.; 4) способ Станкевича А. С. Структурно-химический, ед. 5) способ Гюльмалиева А. М., Головина Г. С., Гагарина С. Г. Спектрометрический, ед. 6) способ Русьяновой Н. Д., Жданова В. С., Бубновской Л. М.	Kv K _H K _B K _в B $\frac{D_{1690}}{D_{2920}}$	При сравнении изометаморфизованных углей с одинаковым петрографическим составом 1) плавкие и неплавкие компоненты в углях (сравнением); 2) микротвёрдости витринита (прямое изм.); 3) содержание азота и серы и выход летучих веществ в углях (сравнением); 4) по спекаемости углей, толщине пластического слоя (сравнением); 5) по элементному составу углей (сравнением); 6) по отношению кислородсодержащих и алифатических групп в полисопряжённой системе структуры угля (сравнением)
Стадия метаморфизма	Микроскопический, ГОСТ 12113–94, % Спектрометрический, ГОСТ 52243–20	R ₀ R ₀	Показатель отражения витринита Экспресс-анализ

Показатели ΣOK и R_0 также определяются с помощью ИК-спектрометра по интенсивности диффузионного отражения отдельных частот ИК-спектра и их соотношения по формулам и уравнениям регрессии. Данные методы позволяют определение показателей без разрушения структуры угольного вещества.

Определение восстановленности углей осуществляется разными способами с применением микроскопии по разнице СК/ОК и микротвердости витринита, ИК-спектроскопии по отношению кислородсодержащих и алифатических групп в полисопряжённой системе структуры угля, а также химическими и технологическими методами по элементному составу, содержанию отдельных элементов (азота и серы), выходу летучих веществ и спекаемости (пластическому слою) углей.

Из перечисленных способов (табл. 1.18) наибольший интерес представляют микроскопический метод А. С. Арцера и спектрометрический метод ВУХИНа, позволяющие проводить прямое измерение степени восстановленности углей, не разрушая органическую массу угля. Другие способы не получили широкого распространения из-за высокой трудоёмкости в проведении анализов и сложности сопоставления результатов разных лабораторий, что связано со сжиганием углей для получения результата элементного анализа содержания азота, серы и выхода летучих веществ термическим разложением угольного вещества при определении толщины пластического слоя.

Способ В. Ф. Добронравова (1978) предлагался для лабораторных исследований качества и свойств углей (Тайц, Андреева, 1983), но без оценки погрешности определения степени восстановленности углей.

Таким образом, обобщение научных исследований по структуре углей позволяет сделать следующие выводы:

1. Из теоретических моделей структуры углей наиболее аргументирована полиеновая модель, характеризующая структуру угля как лабильную полисопряжённую систему межмолекулярных взаимодействий на уровне

основных гетероатомов: углерода, водорода, кислорода и функциональных групп: СН-ненасыщенных, алифатических, кислородсодержащих.

2. Наиболее информативным методом распознавания молекулярной структуры углей является метод инфракрасной спектроскопии средней области ($4000 - 400 \text{ см}^{-1}$) и электронной структуры ЭПР, позволяющий получать сведения о локализации гетероатомов и наличии свободных радикалов в структуре угля.

3. Выделяются три периода структурных преобразований углей и микрокомпонентов, а также углефикационный скачок на газовой-жирной стадии углефикации, после которой структурные различия нивелируются и менее распознаваемы.

4. Установлено, что существенные генетические различия структуры углей и микрокомпонентов заметны в низкометаморфизованных углях до уровня газовой-жирной стадии углефикации. На коксовой стадии в структуре сохраняются признаки, отражающие химическое состояние угольного вещества, обусловленное условиями преобразования растительной массы в период гумификации, они постепенно исчезают с переходом каменного угля в антрацит.

5. Существующие способы определения степени восстановленности углей можно разделить на химические и физические по способу воздействия на угольное вещество для получения результата, а именно, определения восстановленности углей с разрушением структуры органического вещества. Все методы характеризуются как сравнительные и пригодны при наличии известных (эталонных) углей определённой степени восстановленности, но физические способы (микроскопический и спектрометрический) позволяют провести прямое определение, а химические способы лишь косвенно указывают на различие углей.

1.5 Основные принципы классификации углей

Под классификацией понимается некая система систематизации установленных связей между классами и объектами для правильного выбора их назначения или применения. Для выбора направления использования углей, определяющее значение имеют промышленная и промышленно-генетическая классификации (Хрусталёва и др., 2004).

Промышленно-генетическая классификация, по мнению авторов (Аммосов и др., 1964), должна отражать стадийность процесса углеобразования и сложность состава гумусовых углей, но при этом параметры классификации должны определяться надёжными методами и отражать влияние главных геолого-генетических факторов углеобразования.

В настоящее время, как отмечалось выше, единой промышленно-генетической классификацией углей является ГОСТ 25543–2013, в котором генезис углей характеризуется показателями R_0 и ΣOK , которые отражают их стадию метаморфизма и петрографический состав. Степень восстановленности углей предложено оценивать показателями T_{sk}^{daf} для бурых углей, показателями y , V_v^{daf} для каменных углей и показателем A_R для антрацитов, которые одновременно отражают и их важные технологические свойства, — констатируют авторы (Тайц, Андреева, 1983).

Использование параметров Q_s^{af} , V^{daf} , R_0 позволяет разделить угли по энергетическим свойствам: теплоте сгорания (Q_s^{af}), которая зависит от стадии метаморфизма угля (V^{daf} , R_0) и выделить по стадиям углефикации: бурые, каменные угли и антрацит как вид угля.

Промышленные классификации до создания ГОСТ 25543–88 были представлены бассейновыми стандартами, по которым устанавливалась марка угля и направление использования. Например, для определения марки углей Кузнецкого и Горловского бассейнов действовал стандарт (ГОСТ 8162–79), для технологического использования углей, в частности для коксования,

существовал ГОСТ 8163–87. Также были стандартизованные требования для использования углей в энергетике.

В процессе создания единой промышленно-генетической классификации бассейновые стандарты по классификации углей и направлению использования были упразднены в едином стандарте (ГОСТ 25543–2013) появился раздел, в котором выделены 25 направлений использования углей, сгруппированные как традиционные, нетрадиционные и новые перспективные.

К традиционным направлениям относятся технологии сжигания углей в стационарных установках, топках транспортных средств, коммунально-бытовых печах и промышленное коксование. Нетрадиционным направлением использования углей считаются технологии для получения газа, полукокса, жидкого топлива, кирпича, извести, цемента и других продуктов.

В целом же, в современном стандарте ГОСТ 25543–2013 все технологии переработки углей объединены в два направления: технологическое и энергетическое.

1.5.1 Закономерности изменения технологических свойств углей от их генезиса

Рассмотрим детально аргументацию авторов промышленно-генетической классификации (Ерёмин, Броновец, 1995) в применении выбранных ими показателей для оценки генетических свойств: петрографического состава, стадии метаморфизма и степени восстановленности углей.

Правильность выбора показателей R_0 и $\sum OK$, которые однозначно учитывают различие углей по вещественному составу и метаморфизму, подтверждается на практике. Сложнее с применением таких параметров, как выход летучих веществ (V^{daf}) и толщина пластического слоя (y) для учёта степени восстановленности каменных углей, зависящих от петрографического состава.

Для иллюстрации приведены графики авторов (Ерёмин, Броновец, 1995)

об изменении показателя V^{daf} при $R_0 = 0,50\text{--}0,64\%$ и показателя y , при $R_0 = 1,15\text{--}1,40\%$ от петрографического состава углей Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого, Печорского бассейнов (рис. 19).

Видно (рис. 19а), что по значениям показателя V^{daf} угли Донецкого бассейна принадлежат к сильновосстановленным углям, а угли Печорского бассейна – к слабовосстановленным углям. По толщине пластического слоя (рис. 19б) донецкие угли по восстановленности имеют большой разброс, печорские и карагандинские угли занимают промежуточное положение и относятся к средневосстановленным углям.

Разброс значений выхода летучих веществ и толщины пластического слоя в углях Кузнецкого бассейна столь велик, что трудно определить (рис. 19а и 19б) их средний уровень восстановленности относительно углей других бассейнов.

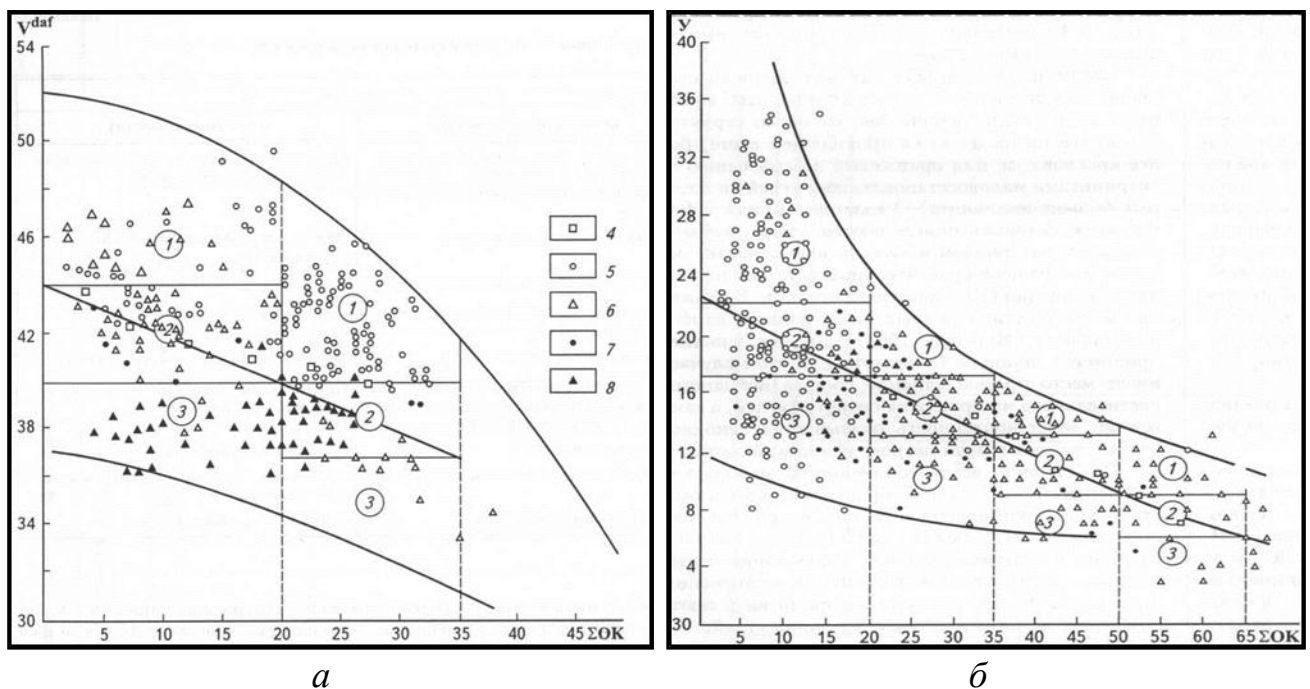


Рис. 19. Влияние петрографического состава углей на выход летучих веществ (а), при $R_0 = 0,50\text{--}0,64\%$ и толщину пластического слоя (б) при $R_0 = 1,15\text{--}1,40\%$ (Ерёмин, Броневец, 1995)

угли: 1 – сильновосстановленные, 2 – средневосстановленные, 3 – слабовосстановленные, 4 – невосстановленные угли;
 угольные бассейны: 5 – Донецкий, 6 – Кузнецкий, 7 – Карагандинский,
 8 – Печорский

В работе (Петрология и химико-технологические параметры углей Кузбасса, 2001) И. В. Ерёмин, А. С. Арцер, Т. Ф. Броневец рассматривают влияние восстановленности на выход летучих веществ и толщину пластического слоя в углях Кузнецкого бассейна. На графике (рис. 20) отмечается разнонаправленное изменение линий влияния восстановленности и их пересечение с системой генетических изолиний, и авторы не могли это не заметить.

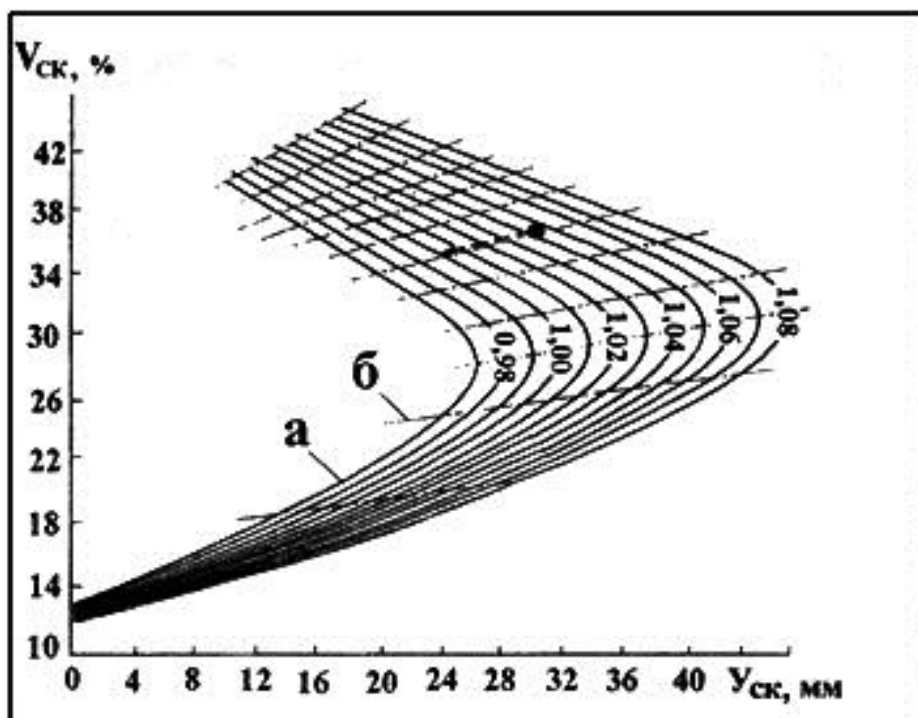


Рис. 20. График взаимосвязи выхода летучих веществ и толщины пластического слоя углей Кузбасса (Ерёмин, Арцер и др., 2001)
генетические линии углей Кузбасса в координатах $V_{ск}$ – выход летучих веществ спекающихся компонентов, $U_{ск}$ – толщина пластического слоя спекающихся компонентов: а – генетическая линия и соответствующий ей коэффициент восстановленности; б – линия влияния степени восстановленности

На рис. 20 чётко видно, что при V^{daf} менее 20 % и u менее 12 мм эти показатели не фиксируют восстановленность углей. Наклон оси параболы (рис. 21), состоящей из системы линий K_v , направлен в сторону низких значений R_0 , что свидетельствует о снижении чувствительности метода в углях коксовой и коксовоотощённой стадий углефикации. Более того, интервал изменения значений K_v различный в углях по мере возрастания метаморфизма,

снижается с 1,14 до 0,90 ед. по оси $U_{СК}$. Это значит, что угли с пластическим слоем, например 20 мм, могут при значении $R_0 = 0,70 \%$ иметь показатель $K_v = 1,14$ ед., при $R_0 = 0,90 \%$ – $K_v = 1,02$ ед., при $R_0 = 1,10 \%$ – $K_v = 0,98$ ед., при $R_0 = 1,30 \%$ – $K_v = 0,95$ ед.

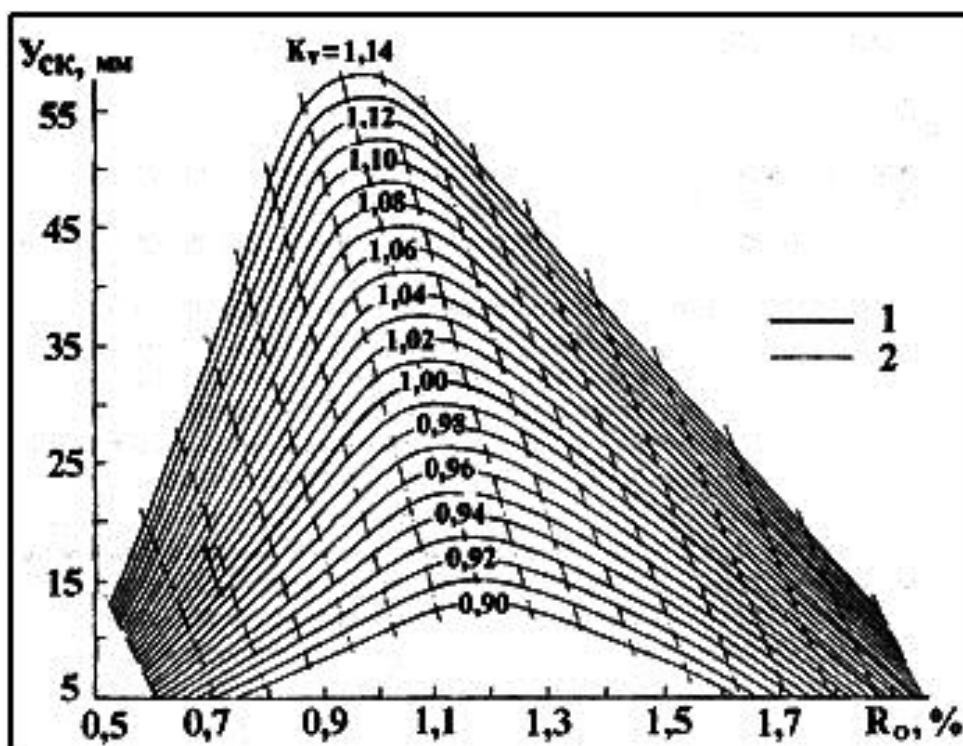


Рис. 21. График взаимосвязи отражения витринита и толщины пластического слоя углей Кузбасса (Ерёмин, Арцер и др., 2001)
генетические линии углей Кузбасса в координатах R_0 – показатель отражения витринита, $U_{СК}$ – толщина пластического слоя спекающихся компонентов: 1 – генетическая линия и соответствующий ей показатель степени восстановленности; 2 – линия влияния на показатель степени восстановленности

Этому феномену находится объяснение на рис. 22, на котором авторы (Ерёмин, Арцер и др., 2001) рассматривают взаимосвязь микротвёрдости витринита, его отражательной способности и степени восстановленности углей Кузбасса. По утверждению авторов показатель восстановленности K_n по микротвёрдости (метод А. С. Арцера) рассчитывался в привязке к показателю K_v по выходу летучих веществ (метод В. Ф. Добронравова), поэтому линии влияния восстановленности и метаморфизма соответствуют данным на рисунках 20 и 21.

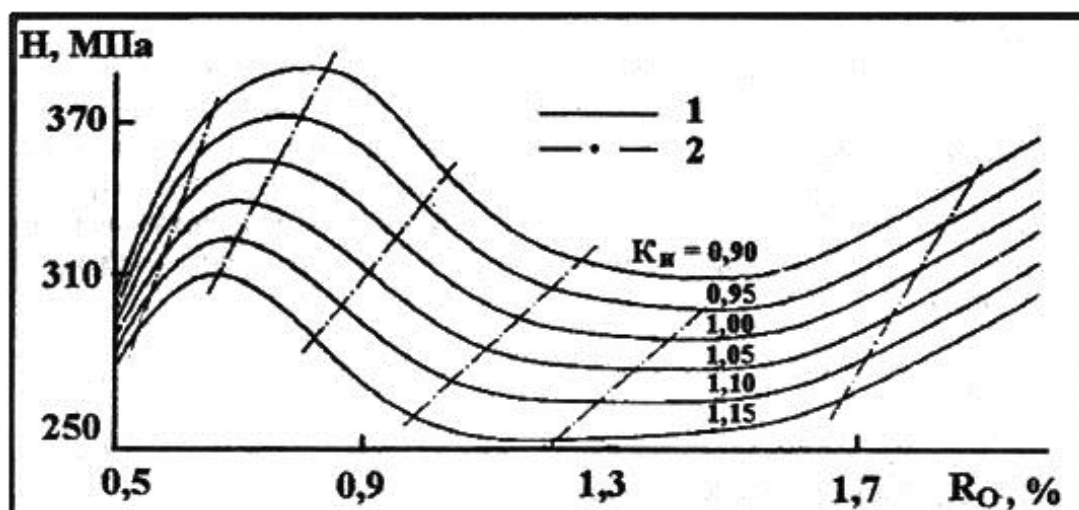


Рис. 22. График взаимосвязи микротвёрдости витринита, отражательной способности и степени восстановленности углей Кузбасса (Ерёмин, Арцер и др., 2001)

Из графика (рис. 22) видно, что в интервалах $R_O = 0,5 - 1,0\%$; $R_O = 1,0 - 1,5\%$; $R_O > 1,5\%$, микротвёрдость витринита различается и обусловлено это структурной плотностью органического вещества мацерала. Как следствие, проявление восстановленности в углях разной степени метаморфизма, как видно по наклону линий K_v , будет разным, а значит, по технологическим показателям сложно сопоставить угли разной степени восстановленности и метаморфизации.

Учитывая особую связь спекаемости углей с петрографическим составом и степенью метаморфизма (Ерёмин и др., 1989; Добронравов и др., 1986; Броневец и др., 1988) получается, что степень восстановленности, измеренная технологическими показателями в спекающихся неоднородных углях, будет иметь разные значения, а микротвёрдость витринита изменяется под влиянием метаморфизма угля. Поэтому такая оценка восстановленности углей будет косвенной и не отражает генетические особенности углей при установлении марки.

1.5.2 Роль восстановленности в оценке коксующихся свойств углей

При изучении технологических свойств каменных углей, в частности их коксующести, особое внимание уделяется спекающей способности и спекаемости. Спекающаяся способность угля – это свойство измельчённого угля спекать инертный материал с образованием в установленных стандартом условиях связанного нелетучего остатка, а под спекаемостью угля понимается свойство угля переходить при нагревании без доступа воздуха в пластическое состояние с образованием связанного нелетучего остатка (ГОСТ 17070–87)

В том стандарте даётся определение коксующести – это свойство измельчённого угля спекаться с последующим образованием кокса с установленной крупностью и прочностью кусков. Из этого следует, что связанный нелетучий остаток и кокс установленной крупности и прочности – это разные виды конечного продукта после нагревания угля. Более того, переход в пластическое состояние и коксообразование – это разные температурные интервалы превращения угля в другое вещество, и наличие спекаемости в угле не гарантирует качество кокса, так как спекаемость угля с его коксующестью имеет опосредованную связь (Грязнов, 1976).

На первом этапе создания единой промышленно-генетической классификации при оценке зависимости качества кокса от стадии метаморфизма и петрографического состава авторы (Аммосов и др., 1964) обратили внимание на восстановленность углей, а именно, её влияние на плавкость микрокомпонентов группы витринита и их коксующесть. Однако они посчитали, что вещественный состав и метаморфизм играют более значимую роль в коксующести углей (рис. 23). Опираясь на петрографические данные и результаты промышленных коксований углей Карагандинского, Печорского и Южно-Якутского бассейнов, авторы (Аммосов и др., 1964) пришли к выводу, что существенные различия коксующести изометаморфных углей разных бассейнов с одинаковым петрографическим составом и близких по степени восстановленности отсутствуют.

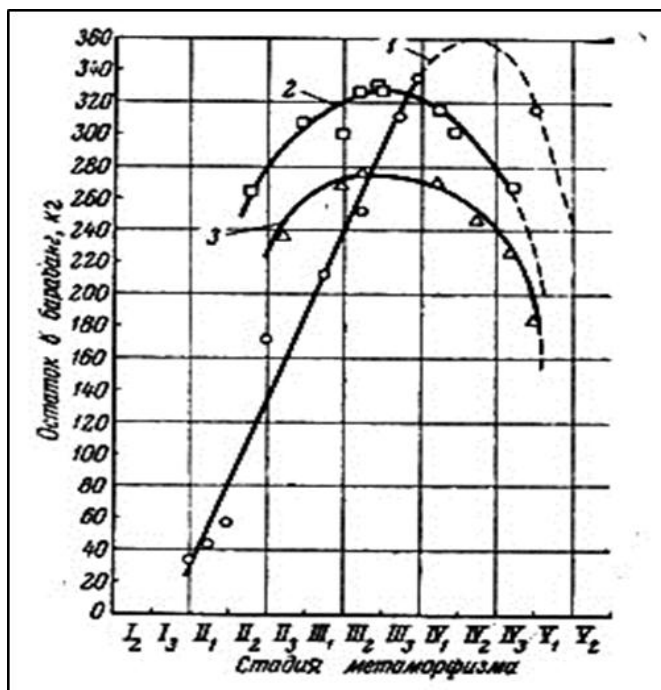


Рис. 23. Зависимость качества кокса от стадии метаморфизма и петрографического состава, выраженного содержанием отошающих компонентов (ОК) в углях трёх типов (Аммосов и др., 1964):
 1 – первый тип ОК = 8–15 %; 2 – второй тип ОК = 28–35 %; 3 – третий тип ОК = 38–45 %

Важным фактором коксуетости углей в шихтах они определили индекс отошения (рис. 24).

Тем не менее, авторами (Аммосов и др., 1964) была дана однозначная оценка, что учитывая существенное различие кузнецких углей по восстановленности, что при шихтовке это различие может усредняться и заметно не проявляется в сырьевой базе коксования. Такая точка зрения обусловила введение показателей V^{daf} и u в качестве критериев оценки восстановленности углей в существующую промышленно-генетическую классификацию.

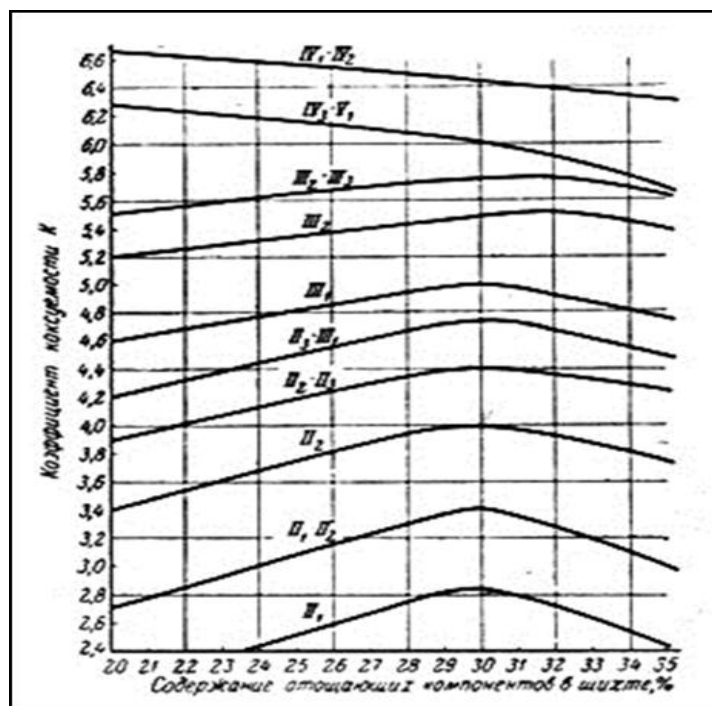


Рис. 24. Зависимость коэффициентов коксующести от изменения стадии метаморфизма углей и содержания отошающих компонентов в шихте (Аммосов и др., 1964)

Продолжительные исследования А. С. Станкевича (1983, 2015) коксующести углей шахт и разрезов по пластам и в угольных шихтах многих коксохимических предприятий России показали, что степень восстановленности индивидуальных углей в угольных шихтах следует учитывать при прогнозе качества кокса. Предложено (Станкевич, 1983) определение степени восстановленности K_v углей с $Y > 12$ мм по уравнениям:

$$K_v = [100Y - 5,625(Y - 12) - 0,4687(Y - 12)^2] / CK * Y_{ск}^3, \quad (6)$$

$$K_v = 100Y / CK * Y_{ск}^3, \quad (7)$$

где Y — толщина пластического слоя, $Y_{ск}^3$ — эталонная толщина пластического слоя спекающихся компонентов угля нормальной восстановленности (условно принятой, с учётом работ И. И. Аммосова), определяемой по таблице на основе степени метаморфизма — R_o . Для углей с $Y \leq 12$ мм параметр K_v определялся по формуле (7).

В последней работе автора (Станкевич, 2015) показатель K_v предлагается определять по уравнению:

$$K_v = 5,143 - 13,254R_0 + 12,724R_0^2 - 5,253R_0^3 + 0,854R_0^4 + 0,372y_{\text{ск}} * 10^{-1} - 0,348y_{\text{ск}}^2 * 10^{-3} - 0,124y_{\text{ск}}^3 * 10^{-5} \quad (8)$$

Данные уравнения подтверждают значимость восстановленности углей при оценке их коксующести, поэтому затрагивая эту тему, следует сказать о современных требованиях к качеству кокса, которые складываются из показателей прочности кокса при его испытании в холодном (M40, M25, M10) и в горячем (*CRI* и *CSR*) состоянии (Станкевич и др., 2008).

На показатели *CRI* (реакционная прочность кокса) и *CSR* (прочность кокса после реакции), определяемые по стандарту (ГОСТ Р 54250–2010), влияние оказывает химический состав золы углей, по которому определяют основность минеральной части углей, которая связана с геохимическими условиями среды углеобразования (Сарбеева, 1968). Но геохимический фактор, как ранее отмечалось, является определяющим для восстановленности углей, поэтому для прогноза горячей прочности кокса следует учитывать это обстоятельство.

При подготовке единой классификации авторы (Савчук и др., 1980) отмечают, сравнивая угли Южно-Якутского бассейна с углями Кузнецкого, Донецкого, Карагандинского, Печорского, Улугхемского и Иркутского бассейнов, что существует различие проявления восстановленности в разных бассейнах, первичное преобразование растительной массы и восстановленность имеют тесную связь, которая оказывает на спекаемость существенное влияние.

Геохимические фации закладывают основные химико-технологические свойства в виде качественного и количественного микрокомпонентного и минерального состава углей, отмечает В. П. Бабенко (1980), причём, указывает Л. А. Адмакин (2006, 2010), минерализация обуславливает химический состав золы и микроэлементов углей.

Поиск взаимосвязей между восстановленностью, коксующестью и химическим составом золы углей – в настоящее время одна из актуальных тем

прогнозирования свойств и поведения спекающихся углей в процессе коксования (Гагарин, 2007, 2010; Улановский, 2009, 2010; Булаевский, 2010). В частности, лёгкие фракции при обогащении более восстановленных углей приводят к повышению витринита в угольных концентратах (Гагарин, 2007), а такие угли обладают повышенным индексом подвижности водорода по Сакуровсу и толщиной пластического слоя, что сказывается на снижении температуры фазового перехода (Гагарин, 2010).

Химический состав золы влияет на качество кокса, а также поведения углей при слоевом коксовании за счёт изменения основности золы (Улановский, 2009, 2010), поэтому принимаются разные меры по снижению «ожирения» угольной шихты и повышению щёлочности золы (Булаевский, 2010).

Таким образом, в существующей промышленно-генетической классификации вещественный состав и метаморфизм определяются комплексно микроскопическим методом в области 546 нм и учитывают петрографический состав и стадию метаморфизма углей. Степень восстановленности оценивается опосредовано через технологические показатели: выход летучих веществ и спекаемость, которые существенно зависят от петрографических особенностей каменных углей и их степени метаморфизма, при этом спекаемость и коксуемость углей – это разные критерии оценки технологических свойств углей. И главное – многочисленные исследования последних лет подтверждают, что фактор восстановленности значим и влияет на коксуемость углей, но природа этой связи остаётся нераскрытой.

1.5.3 Марочная классификация и подходы определения ценности углей

Характерной особенностью ГОСТ 25543–2013 является объединение в одном стандарте двух классификаций: генетической для унификации углей по маркам и промышленной для деления углей по направлениям использования. Исторически сложилось, что основное направление использования углей –

сжигание, потому что угли традиционно рассматриваются как энергетическое сырьё ТЭЦ.

Роль марки для этих целей ограничена, так как определяющей является величина Q_s^{daf} (высшая теплота сгорания на беззольное состояние). В мировой практике принято определять энергетическую ценность углей ($K_{э.ц.}$) по низшей теплоте сгорания угля (Q_i^r), т. е. на рабочее состояние угля с учётом влажности и зольности, по отношению к величине теплоты сгорания условного топлива – 7000 ккал/кг (Хрусталёва и др., 2004):

$$K_{э.ц.} = \frac{Q_i^r \text{ ккал/кг}}{7000 \text{ ккал/кг}} \quad (9).$$

Другим основным направлением использования угольного сырья является коксохимическое производство, и для выбора углей применяется набор марок, предусмотренный стандартами (ГОСТ 25543–2013, ГОСТ Р 51588–2000).

Названия марок отражают:

- стадии углефикации: длиннопламенная, газовая, газовой-жирная, жирная, коксовая, тощая;
- петрографические особенности и спекающую способность углей: коксовый отощённый, коксовый слабоспекающийся, отощённый спекающийся, слабоспекающийся, тощий спекающийся;
- специфические особенности генезиса углей: коксовый жирный, коксовый слабоспекающийся низкометаморфизованный.

По маркам выделяются только коксующиеся угли, по марочному принципу осуществляется шихтовка углей и оценка сырьевой базы коксования, которая опирается на показатели R_o , Vt , V^{daf} , y , I_o . Марочный состав шихты – это лишь оформление результата шихтовки, а не сам результат шихтования углей по маркам, – отмечает автор (Золотухин, 2010). Тем не менее, авторы (Завалишин и др., 2009) отмечают, что распределение углей по качеству, особенно

коксовых, только на основании марки угля не достаточно, так как в пределах одной марки угли существенно различаются по коксующимся свойствам.

Эти недостатки ГОСТ 25543–2013 активизировали поиск критериев ценности углей (Дроздник и др., 1990, Стуков и др., 1990, Барский, 1991, Броновец, Гагарин, 2003, Киселёв, Стахеев, 2012, Станкевич и др., 2011, Григорьев, 2005). Указанные авторы рассматривают разные аспекты, подходы и критерии определения ценности каменных углей и на этой основе предлагаются разные способы расчёта их технологической и потребительской ценности. В частности, предложены методики расчёта технологической (Дроздник и др., 1990, Стуков и др., 1990) и потребительской (Барский, 1991) ценности углей для технологии слоевого коксования, а также предлагается относительная оценка технологической и энергетической ценности углей (Броновец, Гагарин, 2003).

Авторы (Киселёв, Стахеев, 2012) считают, что под термином технологическая ценность следует понимать свойство угля по совокупности показателей (R_o , V_t , V^{daf} , y , SI), характеризующее его способность обеспечивать в смеси с другими углями получение кокса того или иного заданного уровня прочности. При таком подходе авторы дают пояснения терминам «спекающийся» и «спекающий» уголь, «качество» и «свойство» угольного сырья, разделяя их на «спекающую основу», «коксовую группу» и «отошающую присадку», соответственно по маркам ГЖ и Ж, затем ОС, К, КО с высоким уровнем свойств и марки КС, КСН, добавляя к ним марки Кн, Кон – с низким уровнем свойств. По их мнению, термин «технологическая ценность» является синонимом термина «коксуемость».

Авторы (Станкевич и др., 2011) критерием оценки технологической ценности углей выбрали параметры качества коксов: выход и механическую прочность (M40 и M25), а также показатель CSR (Станкевич, Золотухин, 2015).

С точки зрения угольного сырья, которое выступает угольной продукцией на рынке потребления в качестве товара (Григорьев, 2005), такой

подход вполне закономерен, так как основным свойством для коксующихся углей является коксующесть ископаемого угля отдельного пласта. Показатель ценности угля отражает комплексную количественную оценку показателей генетических (R_o , ΣOK , Vt) и технологических (V^{daf} , y), нежели марка угля, которая отражает совокупность отдельных значений этих показателей.

Тем не менее, до настоящего времени марка является критерием ценности, о чём уже упоминалось в начале главы. Это обстоятельство ускорило внедрение нового критерия оценки углей – технологическую ценность – на государственном уровне (Методика ВУХИН, 2009) для оценки экономической деятельности угледобывающих предприятий и отдельных предприятий для совершенствования оценки влияния угольного сырья на формирование качества кокса (Степанов и др., 2010).

Итак, анализ изложенной темы позволяет сделать следующие выводы:

1. В существующей промышленно-генетической классификации петрографический состав и стадия метаморфизма определяются комплексно микроскопическим методом и отражают неоднородность углей по данным генетическим факторам. Степень восстановленности, измеренная технологическими показателями в спекающихся неоднородных углях, не раскрывает данную особенность образования углей и при определении марки не учитывается.

2. Восстановленность углей влияет на коксующесть углей и при прогнозе качества кокса учитывается через спекаемость и степень метаморфизма углей, однако природа этой связи остаётся нераскрытой.

3. В пределах одной марки угли существенно различаются по коксующимся свойствам, поэтому наличие марки не достаточно для выбора направления использования.

4. Роль марки для энергетических углей ограничена, и для определения их ценности используется показатель $K_{э.ц.}$ (энергетическую ценность). Для коксующихся углей до сих пор марка является определяющей, однако

существуют подходы в определении технологической ценности углей, под которой понимается их коксующесть.

Выводы

Анализ теорий образования и строения углей с разных позиций позволил выделить в них пробелы:

1. Наличие геохронологической (эпохи угленакопления) и тектонической (ритмо-комплексы угленосных отложений) гипотез обуславливает несогласованность выделения поясов угленакопления в каменноугольно-пермский период осадконакопления.

2. Несогласованность принципов угленакопления отчасти является следствием незавершённости изучения влияния эволюции растений-углеобразователей на характер преобразования растительных тканей в гумифицированное вещество.

3. Отсутствие отличительных признаков глобальной эволюции растений-углеобразователей, обусловленной изменением климатических зон вследствие движения литосферных плит, от локального экологического изменения растений в отдельном бассейне, возникающего под влиянием местных климатических условий.

Их устранение требует глубокого анализа причин изменения генетических свойств углей: петрографического состава и степени восстановленности разных бассейнов от формациеобразующих и литолого-фациальных факторов, определяющих особенности формирования угленосных отложений верхнего палеозоя. Это возможно осуществить при наличии метода, позволяющего проводить распознавание условий накопления и преобразования органического вещества углей на стадии их седиментогенеза и литогенеза по генетическим свойствам, определяемым одним способом – без разрушения угольного материала.

Существуют предпосылки: наличие теоретических моделей строения электронной и молекулярной структуры, информативный метод инфракрасной

спектроскопии средней области ($4000 - 400 \text{ см}^{-1}$) и методическое обоснование сопоставимости результатов микроскопического и спектрометрического определения петрографического состава и степени метаморфизма углей для проведения комплексной оценки углей и угленосных отложений.

Однако имеющиеся физические и химические способы определения степени восстановленности характеризуются как сравнительные, а отсутствие прямого метода определения восстановленности углей, исключая влияние вещественного состава и метаморфизма на показатель восстановленности углей, не позволяет выявить:

- условия возникновения восстановленности и её влияние на процесс гелификации растительной массы;
- наличие связи гелификации и восстановленности с эволюцией растений-углеобразователей;
- проявление восстановленности в угленосных отложениях разных бассейнов.

В целом, проведение данной работы предполагает разработку новой методологии, опирающейся на точку зрения, что ископаемый уголь и угольное сырьё – это разные виды угля. С позиции угля как полезного ископаемого, залегающего в недрах Земли, необходимо ясно представлять:

- природу связи восстановленности с коксующестью ископаемых углей;
- влияние степени восстановленности углей разных бассейнов на их коксообразующие свойства;
- что такое ценность ископаемых углей, её роль и роль марки в разделении углей по направлениям использования.

Это позволит устранить недостатки в существующей промышленно-генетической классификации и создать новую систему типизации запасов для реализации важной задачи рыночной экономики страны – рационального использования угольных недр.

Глава 2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ГЕНЕТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ УГЛЕЙ И УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Комплексная оценка генетических свойств углей и угленосных отложений разных бассейнов и месторождений включала решение задач геологической, технологической и методологической направленности. Поэтому получение достоверной информации является важным элементом при изучении неоднородных углей и угленосных отложений.

Другим элементом в используемой информации является сопоставимость вновь полученных результатов петрографического и технологического анализов углей с результатами предшественников или других лабораторий. Сюда относится корректность сопоставления показателей, отражающих генетические свойства: степень гелификации, восстановленности и метаморфизма углей, полученных разными методами.

Основной исследовательский материал формировался в процессе выполнения химико-петрографических и технологических исследований углей Кузнецкого бассейна при изучении пластов отдельных шахт, разрезов и участков месторождений Анжерского, Кемеровского, Ленинского, Бачатского, Прокопьевско-Киселёвского, Ерунаковского, Терсинского, Осиниковского, Томусинского и Мрасского районов.

Комплексная оценка состояла из трёх этапов:

1. Отбор проб углей по пластам и отбор проб для аналитических, спектрометрических и технологических исследований.
2. Исследование проб углей по пластам, подбор литературного и фондового геологического материала, составление выборок результатов для математической обработки.
3. Математическая обработка результатов и межметодный контроль полученных результатов измерений с данными других лабораторий и базовыми данными разработчиков ГОСТ 25543–2013 (Ерёмин, Броновец, 1995).

Опробование пластов проводилось в горных выработках и в скважинах

при выполнении хоздоговорных научно-исследовательских работ и на отдельных геологических участках выделялись разведочные скважины, пересекающие осадочный комплекс пластов свиты. Результаты химико-петрографического анализа керновых проб по пластам подтверждались анализами проб этих же пластов, опробованных в горных выработках.

Составлялись стратиграфические колонки угленосных отложений по свитам кольчугинской и балахонской серий Кузбасса с результатами ИКС, зольности, выхода летучих веществ, спекаемости (по пластическому слою и индексу Рога), петрографического состава и показателя отражения витринита углей пластов. Выборка керновых и пластовых проб, подвергшихся анализу ИКС, составляет 590 проб.

Данный массив стал основой для составления выборок, часть которых приведена в приложении. В таблице 1 приведены результаты анализа углей по пластам в стратиграфическом разрезе бассейна; в таблице 2 массив данных для оценки влияния окисленности на генетические свойства углей; в таблице 3 – для сравнения генетически неоднородных углей; в таблице 4 – для оценки влияния восстановленности на угли разной стадии метаморфизма и для определения степени восстановленности разными способами.

Кроме этого, составлялись выборки для оценки сходимости и воспроизводимости показателей степени окисленности (K_o) и восстановленности (Пв) углей: по пласту 73 р. «Талдинский», пласту 64 ш. «Нагорная», пласту 29а ш. «Большевик», пласту 6 ш. «Новая», пласту XXVII ш. «Первомайская», пласту Прокопьевский ш. «Суртаиха», пласту XXVII р. «Ольжерасский». Общее количество параллельных проб составило 450 и в табл. 6 и 7 приведены результаты статистического анализа.

По литературным данным проведена систематизация параметров болот, состава типичной флоры и группового состава растений и органической массы тканей (табл. 8, 9, 10), а также расчёт группового состава органических веществ по долевному участию отдельных видов растений для каждого региогоризонта Кузнецкого бассейна (табл. 11).

Данные выборки являются основой для составления схем торфообразования в привязке к результатам петрографического состава углей и их степени восстановленности. Для реконструкции биогеохимических обстановок аналогии с современными болотами была принята классификация древних болот и выделены: маргровые, эвтрофные и мезотрофные типы болот (приложение, табл. 8) по основному признаку – влияние моря на формирование болотной среды и состава фитоценозов (приложение, табл. 9) .

Математическая обработка результатов осуществлялась в два этапа. На первом этапе классификационные и разработанные показатели подвергались контролю на сходимость и воспроизводимость в марках углей Г, ГЖО, ГЖ, Ж, К, КО, КС, ОС, ТС, СС. На втором этапе проводился межметодный контроль результатов анализов и определений с данными, принятыми для классифицирования углей.

Правильность определения марки угля зависит от правильности определения классификационных показателей качества, а те в свою очередь – от таких факторов, как:

- точность соответствующего метода измерений;
- качество внутрилабораторного контроля точности аналитических измерений проб углей;
- правильность выполнения процедур пробоотбора и пробоподготовки углей;
- генетические особенности углей пробы.

Проведение анализов только в одной лаборатории не может гарантировать удовлетворительной точности результатов как из-за систематической погрешности самой лаборатории (погрешности оборудования, метода, ошибки оператора и т. д.), так и в силу не зависящих от лаборатории обстоятельств. Поэтому одним из основных мероприятий по контролю точности измерений является межлабораторный контроль. Кроме того, для отбраковки ошибочных

замеров и различного рода аномалий можно воспользоваться методами математической статистики.

Суть межлабораторного контроля сводится к оценке воспроизводимости классификационных параметров класса и типа углей R_0 и V^{daf} . Данные параметры отражают степень метаморфизма углей, которая влияет на спекаемость, элементный состав и восстановленность углей. Как показали наблюдения, проведённые при сравнении результатов анализов проб R_0 и V^{daf} в лабораториях ЗСИЦ и ВНИЦ, среднее отклонение может составлять $\Delta(R_0) = -0,013$ и $\Delta(V^{daf}) = 0,08$ соответственно.

Отклонения по R_0 носят достаточно ярко выраженный односторонний характер, что может свидетельствовать о существенном влиянии различного рода факторов (ошибки измерений, пробоотбора и т. д.), искажающих реальную картину. Тем не менее, данные отклонения находятся в пределах допустимых погрешностей для указанных параметров.

Для устранения ошибок и отбраковки подозрительных проб можно воспользоваться межметодным контролем и статистической обработкой полученных данных для увязки результатов, полученных в разных лабораториях, и принимать их как единую выборку в допустимых пределах погрешностей.

Существуют установленные зависимости между показателями качества углей, в частности по Кузбассу, представленные корреляционными уравнениями. Расчёты показателей качества по этим уравнениям можно использовать как результаты определений показателей сторонней лаборатории, однако учитывается, что расчёт по корреляционному уравнению является менее точным.

Для такого контроля использованы уравнения (Ерёмин, Арцер и др., 2001), построенные по большой выборке углей разных бассейнов и разных стадий метаморфизма, а поэтому они в недостаточной мере учитывают особенности строения углей. Данные зависимости принимаются как общие, зависимости, полученные на углях бассейна (например, Кузнецкого бассейна), принимаются

как частные.

На первом этапе выбираются пробы, которые укладываются в общие зависимости, на втором этапе по выбранным пробам строятся новые корреляционные уравнения – частные. Эти уравнения учитывают особенности углей исследуемого участка. Таким образом, если расчёты по этим уравнениям не согласуются с результатами лабораторных анализов, последние следует признать подозрительными и не использовать их для установления марочной принадлежности углей.

Корреляционные уравнения общей зависимости при доверительной вероятности $\alpha=0,95$ имеют погрешности расчёта $\Delta^p_{Ro} = 0,08$ для R_0 и $\Delta^p_{Vdaf} = 2$ для V^{daf} . Погрешность значений R_0 , полученная путём лабораторных анализов в соответствии с пределом воспроизводимости, установленным ГОСТ 12113–94, была принята равной $\Delta^t_{Ro} = 0,03$. Для V^{daf} предел воспроизводимости невозможно установить, поэтому при проведении контроля он был принят равным $\Delta^t_{Vdaf} = 1,5$.

Расчёт по приведённым выше уравнениям можно рассматривать как анализ, выполненный в другой лаборатории и полученный другим методом. Таким образом, допустимые расхождения между расчётом и фактическим анализом в лаборатории составляют

$$R_{Ro} = |\Delta^p_{Ro}| + |\Delta^t_{Ro}| = 1,1$$

$$R_{Vdaf} = |\Delta^p_{Vdaf}| + |\Delta^t_{Vdaf}| = 3,5.$$

Помимо этого, можно допустить, что значение лабораторного анализа содержит погрешность, не превышающую предел сходимости, установленный стандартом (для V^{daf} принимается равным половине предела воспроизводимости).

В результате проведения межметодного контроля каждой пробе присваивается один из трёх классов точности:

- Точный (Т). Результаты анализов пробы удовлетворяют всем корреляционным соотношениям.

- Допустимо точный (ДТ). Результаты анализов были скорректированы. Результат коррекции не превышает норм сходимости. Корреляционные соотношения выполняются с учетом найденных поправок.

- Ошибочный (О). Даже после корректировки результатов хотя бы одно корреляционное соотношение не выполняется.

Поскольку новые зависимости построены исключительно для исследуемых углей, то можно утверждать, что они в большей степени отражают их особенности строения и образования. Кроме того, как можно видеть из таблиц, точность расчёта Δ по этим уравнениям существенно выше по сравнению с точностью уравнений, использованных на первом этапе.

При необходимости после отбраковки ошибочных проб проводится повторный межметодный контроль результатов оставшихся проб в выборке. Полученные базовые результаты представлены в таблицах 12 и 13 для оценки установления границ коксующихся и коксообразующих углей. В таблице 14 приводится средний петрографический состав углей по бассейнам: Донецкого, Кузнецкого, Карагандинского и Печорского из справочника (Ерёмин, Броневец, 1995). При составлении базы данных качества углей по маркам и бассейнам (табл. 15) и расчёта их ценности использовались петрографические данные (Волкова, 1986) и справочные данные по Карагандинскому, Кузнецкому и Печорскому бассейнам по пластам, горизонтам и маркам института ВУХИН.

При разработке методологии классификации ископаемых углей и типизации запасов учитывался круг актуальных вопросов, обсуждаемых в рамках геологии угольных месторождений и горючих ископаемых. Авторами (Степанов и др., 2010) рассматриваются подходы в исследовании осадочных и угленосных отложений и признаки различия ископаемых углей добычных и в недрах. При расшифровке условий возникновения восстановленности в углях и угленосных отложениях Кузнецкого бассейна используется анализ фаций углеобразования, а при анализе угленосных отложений разных бассейнов – комплексное применение разных седиментационных признаков. Поэтому важно знать современные подходы и дискуссионные вопросы.

Об этом свидетельствует анализ (Иванов, 2013) системных исследований в угольной геологии, которые, по мнению автора, не достигли теории и рассматриваются как системный подход. Изложенные им структуры и операции системного анализа согласуются с подходами автора данной работы. Целенаправленность системных исследований является основным условием успешного их применения, а ведущим является выбор цели, которая, определяется по терминологии (Кирюков, 2000) конфигуратором и проблемой. Выделяются системы угольной геологии: уголь – угольный пласт – угольная формация – шахтное поле. Для углей – это степень восстановленности и стадия метаморфизма. Для пластов – морфология, горнотехнические условия, зольность, выдержанность, технологичность. Для угленосной формации – литолого-фациальный состав, строение разрезов, литоциклы свиты, комплексы, биофациальные зоны. Для шахтного поля – качество и марки углей, глубина залегания, запасы, гидрогеологические и инженерно-геологические условия, метаноносность. Это даёт возможность моделировать, оптимизировать и исследовать ресурсы во всех системах.

Комплексного анализа углеобразования придерживается (Алексеев, 2000) и обращает внимание, что сходство или различие угленосных формаций (УФ) должны рассматриваться не только как комплекс терригенных пород, но и как продуктивные литоциклы, указывая на конвергентность многих признаков, характеризующих УФ, по которым полиформационные угольные бассейны объединяют разные эпохи торфоугленакопления. Особое внимание он (Алексеев, 2005) уделяет литолого-фациальному анализу, признавая его «работоспособность», и результаты которого при нехватке исходных данных могут служить параметрическим материалом для любых исследований, в особенности при выделении седиментационных циклов.

В частном случае (Богомазов и др., 2000) подтверждает эффективность использования комплексно разных признаков на примере угленосных отложений верхнего палеозоя Ленинского района Кузбасса, обобщая палеотологические, флористические, литологические, геохимические признаки,

выделенные исследователями Кузнецкого бассейна при построении схем зонального изменения метаморфизма углей и сводных разрезов угленакопления в пермское время.

Другим важным моментом является дискуссия о роль палеоклимата. Как отмечает (Егоров, 2003), обсуждая выводы (Баланчивадзе, 2003) о зональности климата и растительного покрова в раннем карбоне, спор о главенствовании тектонических процессов или климата в развитии торфонакопления бессмысленный. Он приводит данные петрографического состава климатических поясов Восточно-Европейской платформы: северного гумидного, аридного (и семиаридного), экваториального гумидного, и, ссылаясь на Л. Ш. Давитошвили, констатирует, что угли каменноугольного возраста произошли главным образом из липидофитов и древовидных папоротников, т. н. «земноводных растений». Эти растения обитали в топях и заболоченных лагунах, образуя узкие полосы приморских лесов. В связи с этим меридиональная полоса раннего карбона протянулась вдоль окраины платформы от экваториального влажного пояса до северного гумидного пояса, пересекая аридный пояс. Установленные П. И. Степановым закономерности образования узлов и поясов угленакопления, – отмечает (Егоров, 2004), указывают на продолжающееся современное угленакопление преимущественно в активных тектонических окраинах континентов.

С этой точкой зрения соглашается (Цейслер, Бакалдина, 1999), рассматривая узлы и пояса угленакопления как структурные элементы земной коры, и обращает внимание, что роль типов структур важна при анализе рубежей мегаритмов угленакопления, которые не совпадают с эпохами геохронологической шкалы. Автор диссертации этому вопросу уделяет особое внимание, так как некоторые авторы (Кирюков, 2000) отождествляют термины «угленакопление» и «углеобразование».

Однако чаще углеобразование связывают с торфонакоплением, например, (Цейслер, Бакалдина, 1999), анализируя развитие региональных геологических структур Центральной Сибири. Он увязывает углеобразование с цикличностью

формирования осадочных комплексов и считает, что карбоновое углеобразование являлось переходным этапом от начального, девонского этапа, к крупномасштабному пермскому углеобразованию.

С вводом новой классификации запасов и ресурсов в привязке к промышленно-генетической классификации углей остаётся актуальной тема классификации угленосных формаций. В частности, предлагается геолого-промышленная типизация угольных месторождений (Нагорный и др., 2004), в которой месторождения разделяются по степени однородности геолого-промышленных параметров (мощность пласта, развитие регионального метаморфизма, характер залегания пластов и их осложнённости разрывными нарушениями) формаций на площади. По этой классификации Донецкий, Кузнецкий, Карагандинский и Печорский угольные бассейны являются неоднородными.

В контексте изучения процессов углеобразования исследования и классификации торфообразования (Макаренко, 2005), сведения по болотоведению становятся важным научным материалом. В частности по степени трофности среды торфонакопления, которая указывает на этапы торфообразования в современных низинных и верховых болотах и переходы эвтрофных залежей торфа в олиготрофные, можно судить о смене условий в болоте и миграционных процессах макроэлементов кальция, магния, алюминия, железа.

Геохимические признаки всегда являлись предметом повышенного внимания при оценке биогеохимических обстановок, но следует учитывать, как считает автор (Копорулин, 1999), влияние литогенеза на вынос магния, кальция, натрия, железа из глинистых пород и их обогащение алюминием, кремнием, калием, титаном при погружении терригенных отложений. Эту геохимическую особенность химических элементов автор связывает с углефикацией, т. е. следует ожидать, что макроэлементы химического состава золы могут выноситься и привносятся под действием температуры и давления.

Состав и количество минеральных примесей в углях – важный аспект для реконструкций рН-Eh древних торфяников, по этому признаку авторы (Кизельштейн, Наставкин, 2000) предлагают методику определения степени восстановленности углей по минеральному составу при следующих допущениях:

1. Минералы глин в углях представлены гидрослюдой, каолинитом, монтмориллонитом и хлоритом.
2. Карбонаты представлены кальцитом, сидеритом; сульфиды – пиритом или марказитом; окислы кремния – кварцем.
3. Минеральный состав формируется на стадии торфонакопления и раннего диагенеза.

Особое внимания заслуживают работы по пригодности углей для нетрадиционного использования (Хрусталёва, 2002, 2005), в которых автор предлагает комплексный подход в добыче и переработке углей, применять чистые технологии добычи и развивать прогнозирование свойств углей, в частности их битуминозность. Но для этого, считает автор (Кизельштейн, 2012), необходимо шире внедрять углепетрографические методы исследования углей и методы, позволяющие проводить изучение структуры углей, например на нано уровне (Кирюков, Новикова, 2004).

Глава 3 РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ГЕНЕТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ИСКОПАЕМЫХ УГЛЕЙ НА ОСНОВЕ ИНФРАКРАСНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

В предыдущей главе обозначены предпосылки для создания нового метода распознавания условий образования и накопления углей, опираясь на теоретические модели и строение электронной и молекулярной их структуры. Наиболее информативный метод инфракрасной спектроскопии средней области ($4000\text{--}400\text{ см}^{-1}$) обеспечивал выявление генетических особенностей: петрографического состава, степени восстановленности и метаморфизма углей, что было установлено исследователями института ВУХИН.

Разработанные структурные параметры для оценки угольных компонентов шихты из углей разных бассейнов и пластов в виде отношения оптических плотностей полос D_{3040} , D_{2920} , D_{1260} , D_{1090} , D_{750} (табл. 1.17) указывали на возможность применения полиеновой теории для решения геологических задач.

Однако требовалось создать показатели Пг (показатель степени гелификации), Пв (показатель степени восстановленности) и Пм (показатель степени метаморфизации), отражающие не только особенности образования углей на стадии седиментогенеза и литогенеза, но и особенности строения микрокомпонентов углей. Это даёт возможность проследить влияние геологических факторов на структурные изменения угольного вещества и объяснить механизм возникновения главных генетических факторов – гелификации и восстановленности – в каменноугольно-пермский период угленакопления, что и является обоснованием первого научного положения диссертации.

Предложен комплексный метод оценки генетических показателей (гелификации, восстановленности, метаморфизации), учитывающий изменение структуры углей и обеспечивающий распознавание особенностей образования угольного вещества на стадии седиментогенеза и литогенеза угленосных отложений.

Для наблюдения структурных изменений структуры каменных углей разной стадии метаморфизма, петрографического состава и степени восстановленности использовались оптические плотности поглощения D_{4000} , D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{2000} , D_{1690} , D_{1600} , D_{1260} , которые определялись на соответствующих частотах ИК-спектра образцов (рис. 25), состоящих из смеси уголь–калий бром в соотношении 1:50.

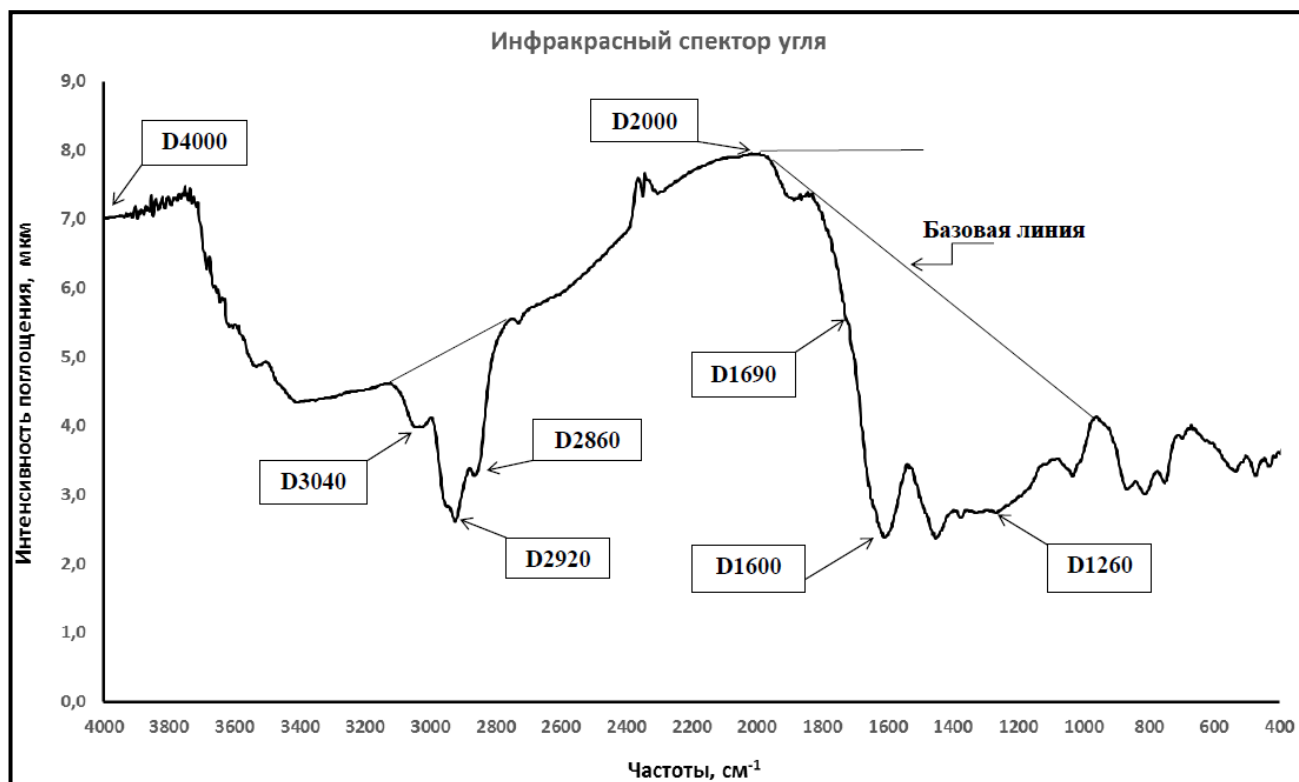


Рис. 25. Колебательный спектр угля в средней области оптического поглощения в диапазоне частот 4000 – 400 см⁻¹ инфракрасной спектроскопии.

Данные оптические плотности отражают основные структурные фрагменты угольного вещества и характер их связей (табл. 3.1). Подбор угольных проб осуществлялся по генетическим показателям R_0 и $\sum SK$ (или $\sum OK$), для детального изучения восстановленности выборки составлялись из изометаморфных и близких по петрографическому составу углей, а после её определения проводился подбор равновосстановленных углей для изучения их степени гелификации и метаморфизации.

Характеристика используемых оптических полос поглощения ИК-спектра углей (по А. Гордону и Н. Д. Русьяновой)

Волновое число, см ⁻¹	Функциональная группа	Характеристика
4000		фоновое поглощение ИК-спектра
3040	СН _{нн}	СН-группы в ненасыщенных фрагментах молекулярной структуры
2920	СН ₂	СН ₂ -группы в алифатических цепочках (метиленовые группы)
2860	СН ₃	алифатические связи СН ₃ -группы (метильные группы)
2000	С=C=N, N=C=S	кумулированные двойные связи структурных комплексов углерод–азот или углерод–азот–сера
1690	С=О	кислородсодержащие связи, (карбоксильные группы)
1600	С=C	углеродные связи ароматических циклов или полиеновые каркасные связи
1260	С-О-С, ОН	кислородсодержащие связи, (эфирные группы)

Основные результаты ИК-спектрального анализа углей, участвующих в составлении статистических выборок, приведены в приложении (табл. 1–11).

3.1 Обоснование выбора частот инфракрасного спектра углей

Решение поставленной задачи сводилось к созданию параметров, способных отражать особенности петрографического состава, стадии метаморфизма и степени восстановленности углей, при этом они должны не зависеть от влияния степени окисления угольного вещества пробы. Чтобы знать состояние окисленности углей исследуемых проб, применялся способ определения окисленности углей (А. с. 1491145 СССР, МКИ G 01 N 21/35. Способ определения окисленности углей, Станкевич, Иванов и др., 1989), учитывающий хранение

углей (Проскуряков, Иванов и др., 1991) и изменение их структуры при нагревании (Родькин, Иванов и др., 1988).

Отбор проб проводился по пластам в разведочных скважинах на стадии разведки угольных месторождений и в горных выработках действующих шахт и разрезов с учётом многообразия каменных спекающихся углей в Кузбассе границах значений классификационных параметров ГОСТ 25543–2013: $R_0 = 0,60–1,8 \%$, $\sum OK = 2–70 \%$, $V^{daf} = 12,9–42,3 \%$, $y = 6–32 \text{ мм}$. Также проводились исследования коксующести углей в привязке к геологическому строению угольных пластов и месторождения для установления влияния геологических факторов на генетические и технологические свойства ископаемых углей (Проскуряков, Иванов и др., 1986). В экспериментальных исследованиях также участвовали слабоспекающиеся угли с намечающимся пластическим слоем, который устанавливается визуально и соответствует 5 мм.

По графикам интенсивности оптического поглощения на частотах D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{1690} , D_{1600} , D_{1260} углей разной стадии углефикации, степени восстановленности и окисленности (рис. 26) видно, что на данных частотах отражаются структурные изменения угольного вещества.

Графики изменения интенсивности оптического поглощения на частотах D_{3040} , D_{1690} , D_{1260} (рис. 27) свидетельствуют об особенностях изменения структуры углей в зависимости от генетических параметров ГОСТ 25543–2013. Отмечается, что под влиянием метаморфизма линейно возрастает количество СН-ненасыщенных связей, но нелинейно изменяется содержание карбоксильных и эфирных групп с минимальными их значениями в углях коксовой стадии углефикации.

Количество карбоксильных групп (D_{1690}) не меняется в зависимости от содержания отошающих компонентов (ОК) в угле, но при этом отмечается увеличение СН-ненасыщенных связей (D_{3040}) и снижение эфирных групп (D_{1260}) в фюзенитовых углях (рис. 27).

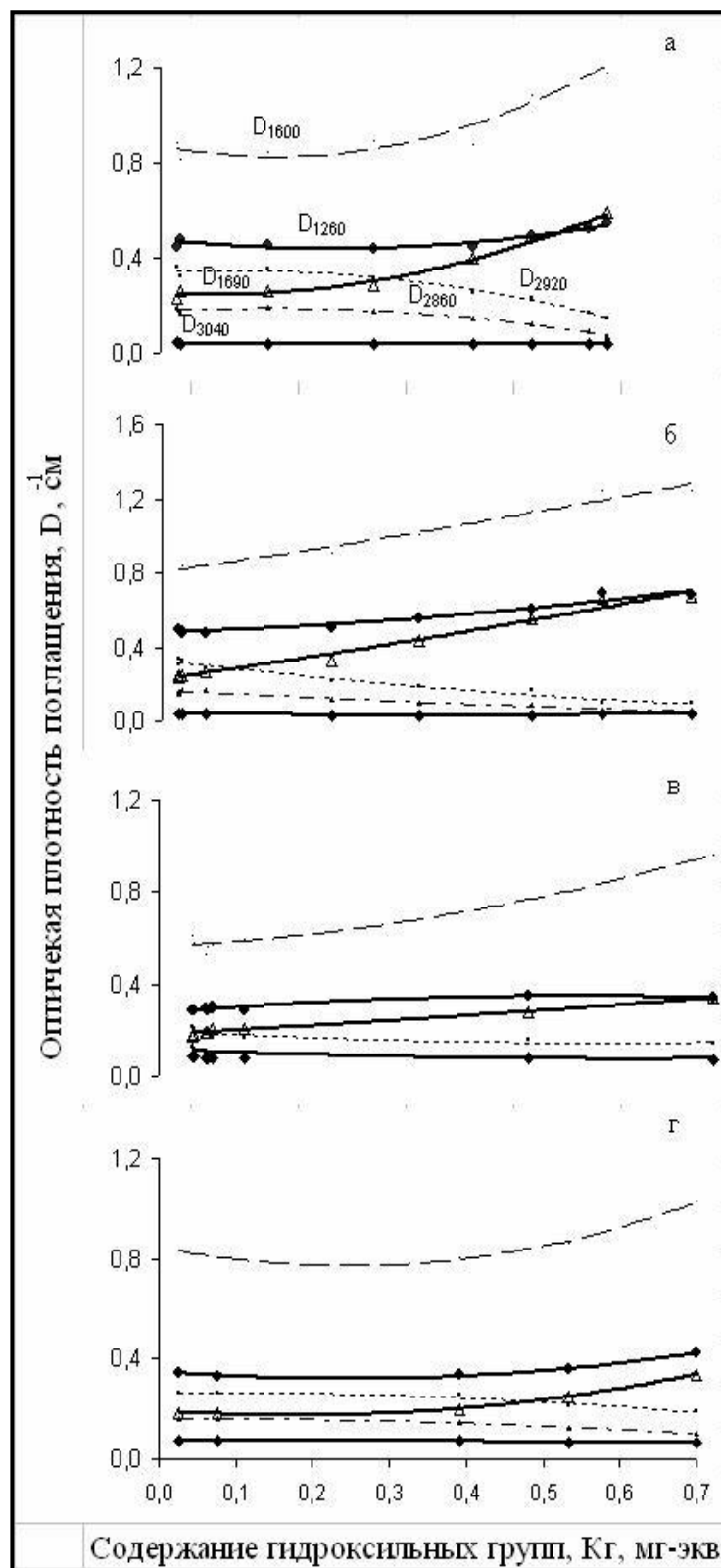


Рис. 26. Изменение оптических полос поглощения на частотах 3040, 2920, 2860, 1690, 1600 и 1260 см^{-1} от содержания гидроксильных групп в невосстановленных и восстановленных газовых и коксовых углях: (а) и (б) – невосстановленный газовый и коксовый уголь; (в) и (г) – восстановленный газовый и коксовый уголь

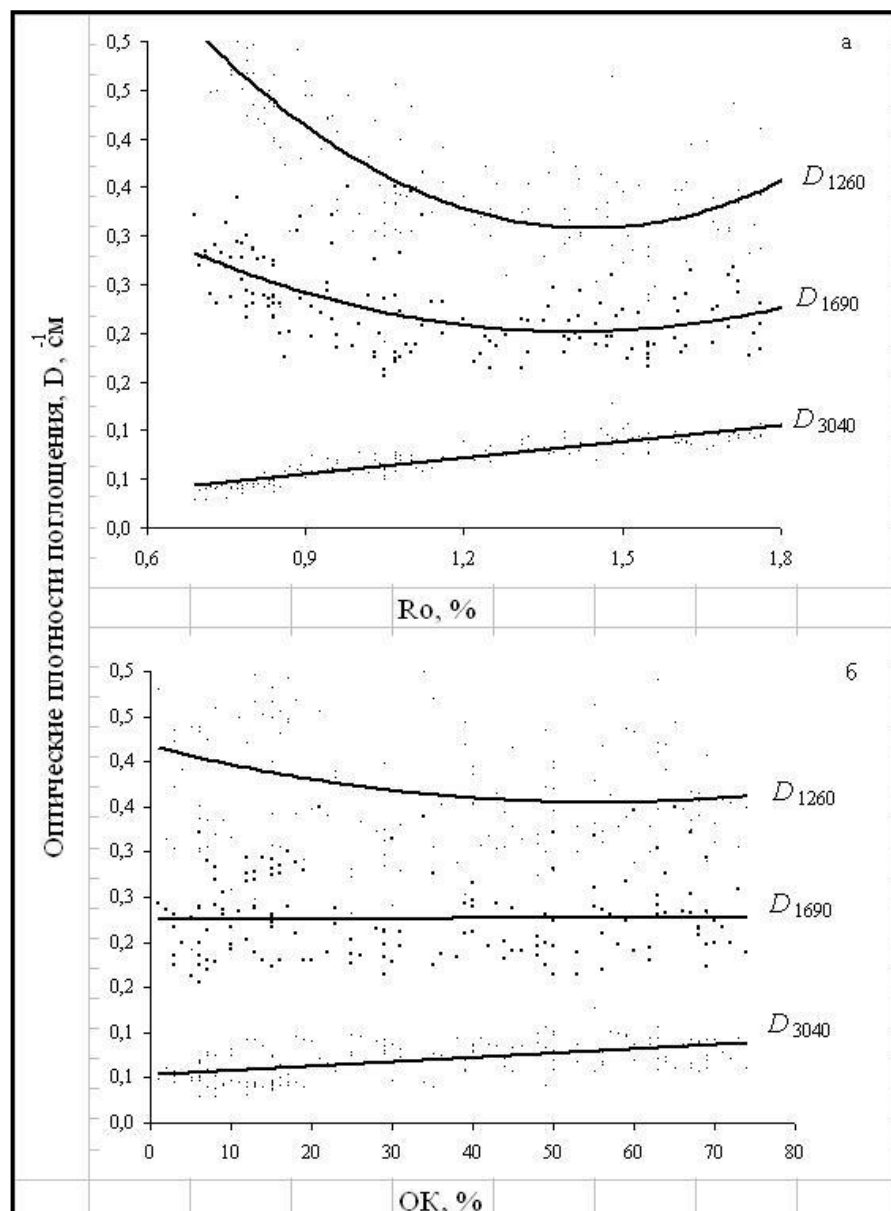


Рис. 27. Изменение оптических полос поглощения на частотах 3040, 1690 1260 cm^{-1} от стадии метаморфизма (R_0) и содержания окисляющих компонентов (ОК) в угле.

Данные наблюдения показывают, что использование спектрального параметра D_{1690} для оценки восстановленности углей в отношении D_{1690} / D_{2920} не возможно, так как оно отражает отношение $\text{C}=\text{O}$ -групп к CH_2 -группам, т. е. кислорода к водороду. Первый признак различия углей по восстановленности – это повышенное содержание водорода в структуре углей, а первый признак окисленности – это повышение содержания кислорода, что отражает график изменения параметра D_{1690} (рис. 26а и 26б).

Применимость других спектральных параметров проверялась на трёх образцах: исходном угле и двух препарированных концентратов, представляющих гелифицированную и инертную части угля.

Структуру угля следует рассматривать как композиционную химическую структуру трёх мацеральных групп: липтинита, витринита и инертинита, которая складывается: 1) из структурной изометрии углеродного скелета; 2) положения кратной связи; 3) положения функциональных групп; 4) класса органических соединений и валентности. Основные группы органических соединений растений – липиды, белки, целлюлоза, углеводы, лигнин, хиноны, хлорофилл и порфирины, флавоноиды и дубильные вещества – обуславливали образование этих трёх групп мацералов. В свою очередь, некоторые из перечисленных органических групп могут подразделяться на растительные органические элементы, в частности, липиды на жиры, смолы, воски и стероиды, а углеводы на моносахариды (глюкоза) и полисахариды (целлюлоза).

Опираясь на исследования авторов (Скрипченко, Гладун и др., 1993), вклад микрокомпонентов липтинита, витринита и инертинита в структуре угольного вещества представляются следующим образом.

Липоиды представлены алифатическими и алициклическими соединениями в виде разветвлённых и неразветвлённых цепей метиленовых групп с большим количеством связей метильных CH_3 -групп. Ароматические соединения в структуре данной группы мацералов не имеют широкого распространения, а поэтому основная корреляция метильных групп (CH_3) наблюдается с параметром D_{2920} ИК-спектра.

Инертинитовая группа мацералов представлена фюзенитом, семифюзинитом, склеротинитом и микринитом, которые по оптическому пропусканию являются самыми плотными, и связано это прежде всего с лигнином. Отсюда значительный вклад в общую структуру угля мацералами инертинитовой группы будет в виде ароматических соединений $\text{C}-\text{H}$ -групп и двойных связей $\text{C}=\text{C}$ -групп, а также гидроксильных и карбонильных групп и наличия большего количества связей CH_2 -групп.

Группа витринита представлена разновидностями витринита: телинита (клетчатая структура) и коллинита (десмит или бесструктурная гелифицированная масса), которые отражают степень разложения основного исходного вещества - целлюлозы. Поэтому в молекулярной структуре углей это будет проявляться в виде алифатических соединений, обуславливающих битуминозность углей, и степенью ненасыщенности СН-связей. К этому следует добавить соединения от распада белков, восков и смол: аминокислоты, насыщенные кислоты и органические соединения, состоящие из углеводов терпенового ряда, и их кислородные производные (спирты, альдегиды, кислоты, эфиры).

В целом же, в угольном веществе необходимо определять комплекс органических соединений: ароматических, гетероциклических, алифатических соединений CH_2 - и CH_3 - групп, аминов, функциональных групп, метиленовых мостиков и кумулированных двойных связей углерода, азота, кислорода и серы, которые представляют отдельные структурные кластеры, отражающие СН-ненасыщенные, ароматические и алифатические соединения и каркасные, межплоскостные периферийные фрагменты, полисопряжённую систему.

Распознавание молекулярной структуры по изменению спектральных параметров D_{2920}/D_{750} и D_{4000} для оценки фюзенизированных компонентов ($\Sigma\text{OK} = \text{I} + 2/3\text{Sv}$) не полное и не отражает структурный состав микрокомпонентов, а наличие корреляционной связи между данными спектральными параметрами и показателем ΣOK даёт двоякое толкование при отсутствии сведений об окисленности углей.

Автор считает, что структура мацералов должна рассматриваться с позиций структурной изометрии углеродного скелета, положения кратной связи, положения функциональных групп и класса органических соединений и валентности. На этом основании определение различия структуры витринита и инертинита по водородным, кислородсодержащим и каркасным связям в ненасыщенных и насыщенных соединениях алифатического, ароматического и полиенового характера проводилось фиксацией изменения интенсивности поглощения на оптических частотах D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{1600} , D_{1260} ИК-спектра.

Для этой цели выбран уголь пласта Безымянный шахта «Тырганская» с показателями $R_0 = 0,88 \%$, $V_t = 43$, $V^{daf} = 28,6 \%$, $y = 11$ мм с близким содержанием спекающих ($\sum SK = 51 \%$) и отошающих ($\sum OK = 49 \%$) компонентов на органическую массу угля без минеральных примесей. Зольность углей образцов и их петрографическая характеристика приведены в таблице 3.1.

Значения интенсивности этих полос и их отношений между собой (D_{3040}/D_{2920} , D_{2860}/D_{1600} , D_{3040}/D_{1260}) ранее использовались другими исследователями института ВУХИН для изучения развития полисопряжённой системы и углеродного каркаса углей. Поэтому автор по ним же проводил наблюдения различия молекулярного строения витринита и инертинита в кузнечных углях, при этом $\sum SK = V_t + L$, что отражает гелифицированную часть углей (табл. 3.2).

Выбранные автором отношения D_{1260}/D_{1600} , $D_{1600}/(D_{2920} + D_{2860})$ и $D_{3040}/(D_{2920} + D_{2860})$ отражают наличие $C-O-C$ и $C=O$ соединений, характер алифатических цепей в ароматических фрагментах и развитие алифатических соединений в структуре органической массы угля (ОМУ), что позволяют понять строение спекающих и отошающих мацералов.

Также учитывалось, что каркас структуры спекающихся микрокомпонентов более развитый за счёт большого количества алифатических соединений, поэтому полисопряжённая система достаточно лабильная и менее термостойкая, но эти признаки отсутствуют в инертинитовых компонентах (табл. 3.2).

Результаты сравнения показали повышенное количество ненасыщенных CN -связей и метильных групп (CH_3) в инертинитовой структуре угольного вещества, находящихся в молекулярных и межмолекулярных связях, на что указывает пониженное количество $C=C$ - групп, т. е. каркасных структурных фрагментов.

В спекающей части структуры углей отмечается повышенное количество метиленовых групп (CH_2) при минимальном количестве ненасыщенных связей, которые имеют межмолекулярный характер, при сильном развитии каркасных связей, которые, выступая акцепторами, обеспечивают структурную перестройку при нагревании углей, а именно – пластичное состояние угля..

Зольность и петрографический состав угольных образцов

№ образ-ца	Вид пробы	Зольность, $A^d, \%$	Микрокомпонентный состав, %				Сумма спекающих и отощающих компонентов, %	
			Витринит, V_t	Семивитринит S_v	Инертинит, I	Минеральные примеси, M	ΣSK	ΣOK
1	Витринитовый концентрат	4,2	82	6	7	5	89	11
2	Исходный уголь	6,8	43	11	36	8	51	49
3	Инертинитовый концентрат	21	12	2	66	20	14	86

Спектральная характеристика угольных образцов

№ образ-ца	Отношения оптических полос поглощения, ед.								Спектральные параметры мацералов, ед.			
	D_{3040}/D_{2920}	D_{2860}/D_{1600}	D_{3040}/D_{1260}	D_{1260}/D_{1600}	$D_{2860}/(D_{2920}^+ D_{3040})$	$D_{2920}/(D_{2860}^+ D_{3040})$	$D_{3040}/(D_{2920}^+ D_{2860})$	$D_{1600}/(D_{2920}^+ D_{2860})$	I_L	I_{Vt}	I_{L+Vt}	I_I
1	0,10	0,26	0,09	0,59	0,44	1,69	0,07	1,26	0,07	1,34	1,40	0,45
2	0,16	0,17	0,10	0,55	0,45	1,47	0,11	1,98	0,04	0,91	0,95	0,99
3	0,92	0,25	0,38	0,42	0,74	0,43	0,38	0,51	0,03	0,99	1,02	1,75

Таким образом, установленные структурные различия гелифицированной и инертной частей угольного вещества позволили сформулировать в виде формул главные особенности строения углей разного петрографического состава.

3.2 Способы определения генетических свойств углей

Разработанные критерии оценки степени восстановленности, гелификации и метаморфизации углей, обозначенные в виде показателей Пв, Пг и Пм, являются комплексными, так как во всех формулах задействованы структурные параметры D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{1260} , отражающие основные элементы структуры: степень развития полисопряжённой системы и её насыщенность. Ниже приводится краткое описание способов и приведены результаты сравнительного анализа по выборкам.

Способ определения восстановленности углей. В основе способа лежит измерение интенсивности оптического поглощения на частотах D_{4000} , D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{2000} ИК-спектра. Экспериментально установлено, что с возрастанием восстановленности углей увеличивается интенсивность поглощения на частотах 3040 см^{-1} , 2920 см^{-1} и 2860 см^{-1} , но при этом уменьшается фоновое поглощение на частотах 4000 см^{-1} и 2000 см^{-1} . При сочетании данных оптических плотностей в виде формулы:

$$\text{Пв} = \frac{(D_{3040} + D_{2860})}{[(D_{2920} + (D_{4000} - D_{2000}))]}, \quad (10)$$

где D_{3040} , D_{2860} , D_{2920} измерены по базисной линии между точками частот 3170 см^{-1} и 2760 см^{-1} , а D_{4000} и D_{2000} измерены по нулевой базисной линии ИК-спектра, по показателю Пв угли хорошо различаются по восстановленности. Результаты статистической обработки предлагаемого способа показали удовлетворительную сходимость, $\text{Пв} \leq 0,03$ ед. и воспроизводимость $\text{Пв} \leq 0,045$ ед. (Иванов, Школер, 1999).

Данное выражение отражает отношение степени поликонденсации структуры и количества метильных групп и количества метиленовых групп и комплексного

показателя, получаемого за счёт разницы фонового поглощения и количества кумулированных связей углерода с азотом и серой.

Влияние метаморфизма учитывается структурным параметром D_{3040} , гелификации угольного вещества параметром – D_{2860} , D_{2920} , а содержание серы и азота в нём – D_{2000} , учитывая содержание отошающих компонентов параметром D_{4000} . В целом же, комплексный показатель $(D_{4000} - D_{2000})$ позволяет учитывать влияние неорганических примесей на структуру угля, а отношение метильных (D_{2860}) и метиленовых групп (D_{2920}) даёт возможность фиксировать повышенное содержание метильных групп в угольной структуре, которые обуславливают избыточное содержание водорода в структуре угольного вещества.

Способ определения степени гелификации углей. Экспериментально установлено, что структурные различия витринита и инертинита хорошо фиксируются на оптических частотах D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{1600} , D_{1260} инфракрасного спектра.

Характер изменения межплоскостных фрагментов кислородсодержащих эфирных групп к каркасным фрагментам и их отношение к алифатическим соединениям, при одновременной фиксации изменения данного кластера и степени поликонденсации структуры ОМУ и алифатических соединений по отношению друг к другу, позволяют определять отношения значений интенсивности частот D_{1260}/D_{1600} , $D_{1600}/(D_{2920}+D_{2860})$ и $D_{3040}/(D_{2920}+D_{2860})$.

Этими отношениями учитывается особенность строения спекающих и инертных мацералов, а именно – контрастность строения гелифицированной и фюзенизированной частей ОМУ. Отсюда выведены формулы, отражающие группу микрокомпонентов витринит+липтинит и группу микрокомпонентов инертинит:

$$\Pi_{Vt+l} = \frac{0,3 \times D_{2860} + (D_{2920} + D_{2860})}{D_{1260}}, \quad (11)$$

$$\Pi_I = \frac{[(D_{1600} + D_{3040}) - (D_{2920} + D_{2860})]}{D_{1260}}, \quad (12)$$

где Π_{Vt+L} и Π_I – спектральные параметры гелифицированной и фюзенизированной частей ОМУ, ед.; D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{1600} , D_{1260} – оптические плотности поглощения ИК-спектра; $\Pi_L = 0,3 * D_{2860}$ – доля количества связей CH_3 -групп, относящихся к липтиниту.

По отношению показателей Π_{Vt+L} и Π_I устанавливается степень гелификации в виде уравнения:

$$\Pi_{\Gamma} = \frac{\Pi_{Vt+l}}{\Pi_I}, \quad (13)$$

Способ определения метаморфизации углей. Физическая суть способа заключается в оценке влияния метаморфизма на структуру угольного вещества, которое определяют по интенсивности частот спектра D_{3040}/D_{2920} , отражающих отношение количества ненасыщенных $\text{CH}_{\text{нн}}$ и алифатических CH_2 связей в молекулярной структуре углей. С увеличением метаморфизма количество алифатических соединений уменьшается, но возрастает степень ненасыщенности структуры, повышается плотность структурной компоновки (Иванов, 2004). Это явление фиксируется показателем отражения витринита (R_0) в результате направленного светового электромагнитного потока на электроны ($N_{\text{эл}}$) внешней электронной оболочки атомов углерода, водорода, кислорода и азота при участии серы и других микроэлементов.

В неокисленных углях корреляционная связь между показателями D_{3040}/D_{2920} и R_0 на уровне 95%, но практика применения данного отношения показала, что оно не учитывает различие углей по восстановленности и степени их окисленности (Иванов, Станкевич, 2003), и связано это со скоростью окисления углей разной стадии метаморфизма.

Для устранения этих недостатков разработан показатель для оценки метаморфизации углей ($\Pi_{\text{м}}$) в виде отношения полос поглощения D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , $D_{1260} \text{ см}^{-1}$:

$$Пм = \frac{D_{3040}}{[0,1 \times (D_{2920} + D_{2860} + D_{1260})]}, \quad (14)$$

где D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} – оптические плотности поглощения, полученные при базовой линии частот 2760–3170 см^{-1} ; D_{1260} см^{-1} – оптическая плотность поглощения, рассчитанная по базовой линии частот 1800–2000 см^{-1} .

Данное выражение учитывает количество СН_3 - связей и эфирные группы, отражающие межмолекулярные связи в структуре угольного вещества. В целом, таким набором спектральных параметров можно более точно фиксировать изменения основных структурных фрагментов – алифатических соединений, а также изменение межплоскостного пространства макромолекул, которое описано в главе 1.

В итоге, разработанные критерии оценки гелификации (Пг), восстановленности (Пв) и метаморфизации (Пм) углей были подвергнуты сравнительному анализу для выявления их чувствительности и степени зависимости друг от друга.

Сопоставительный анализ изометаморфных, близких по петрографическому составу углей, разными способами (рис. 28) показал, что в диапазоне измерения R_0 от 0,6 до 1,8 % и $\sum \text{ОК}$ 5–80 % по показателю D_{2960}/D_{1690} (метод ВУХИН) сложно различать высоко метаморфизованные угли по восстановленности.

Предложенный способ (Иванов, 2005) устраняет этот недостаток и однозначно разделяет угли по степени восстановленности (Пв) в диапазоне от 0,35 до 0,65 ед. (рис. 29). При этом исключается зависимость показателя Пв от содержания спекающих компонентов (СК) (рис. 30).

Об этом свидетельствуют низкие значения коэффициентов детерминации ($R^2 = 0,297$; $R^2 = 0,047$) показателя Пв соответственно с параметрами R_0 и СК, в высоковосстановленных углях. В низковосстановленных углях значения $R^2 = 0,83$ – $0,88$ означают отсутствие избыточного водорода в структуре углей в виде метильных групп, но главное – это отсутствие влияния петрографического состава на показатель Пв при оценке степени восстановленности углей (рис. 31).

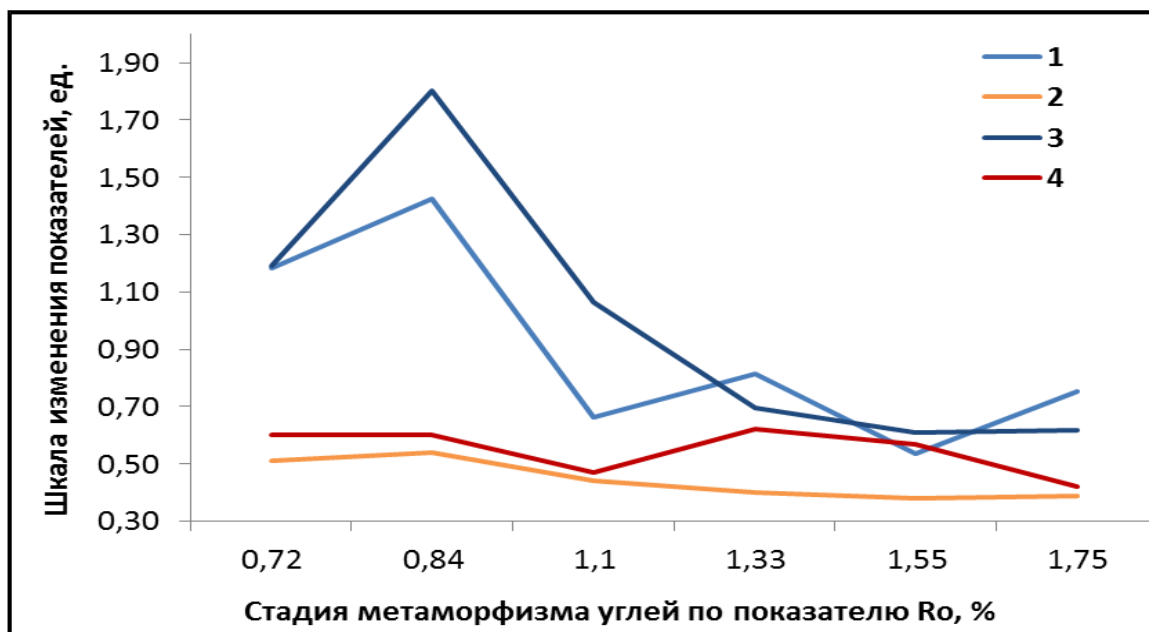


Рис. 28. Графики изменения параметра D_{2960}/D_{1690} и показателя Пв углей разной стадии метаморфизма и степени восстановленности: 1 и 2 – невосстановленный уголь, 3 и 4 – восстановленный уголь; способ ВУХИН (1, 3); предлагаемый (2, 4)

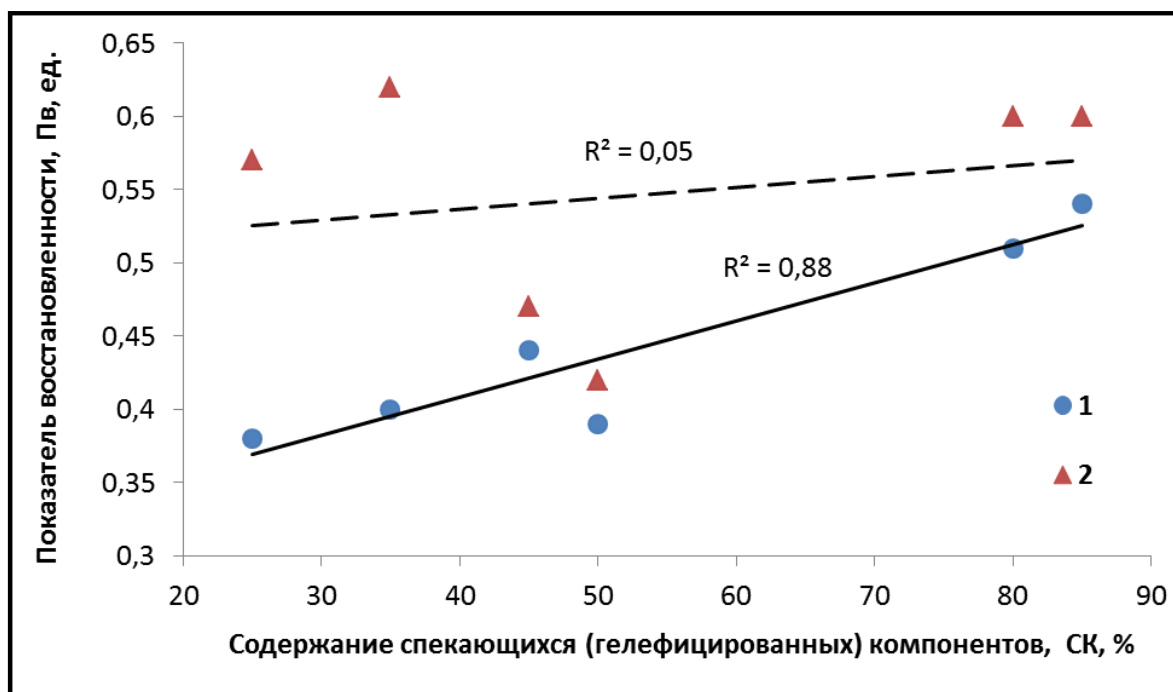


Рис. 29. График изменения показателя Пв от метаморфизма углей (по R_0) в восстановленных и невосстановленных углях: 1 – невосстановленный уголь, 2 – восстановленный уголь

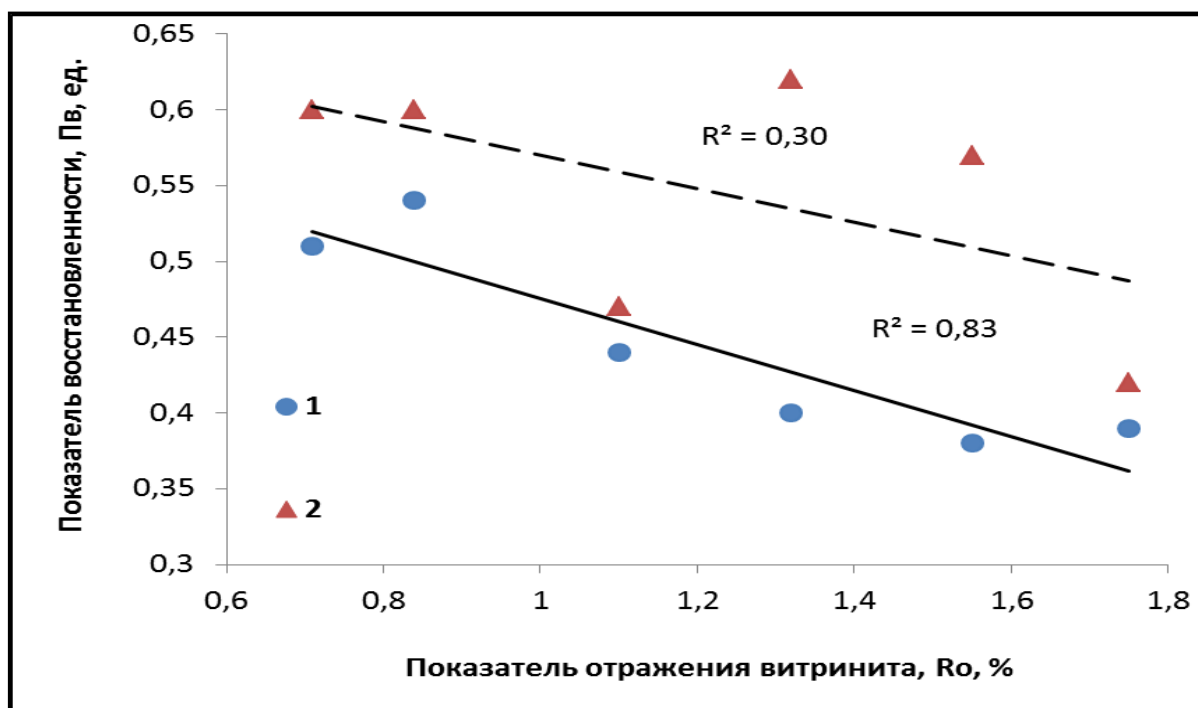


Рис. 30. График изменения показателя Pv от содержания спекающих компонентов в восстановленных и невосстановленных углях: 1 – невосстановленный уголь, 2 – восстановленный уголь

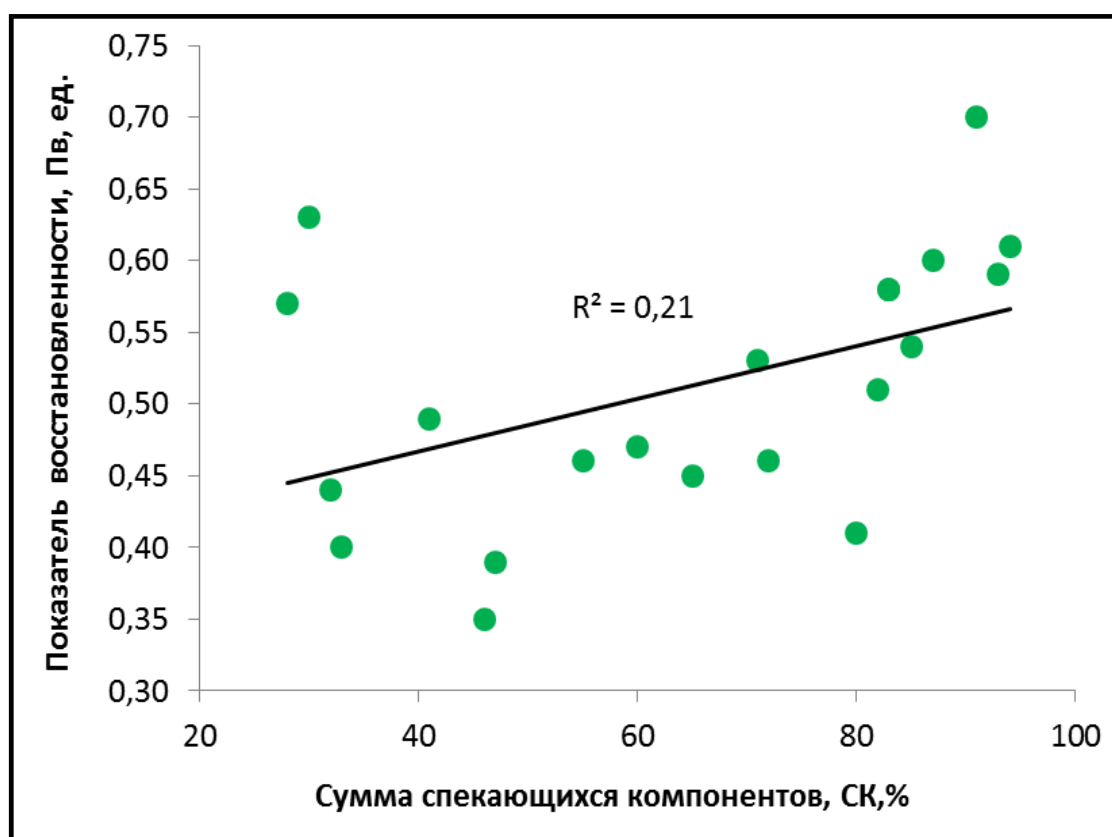


Рис. 31. График изменения показателя восстановленности (Pv) в зависимости от содержания спекающих компонентов (СК) в разнореставренных углях

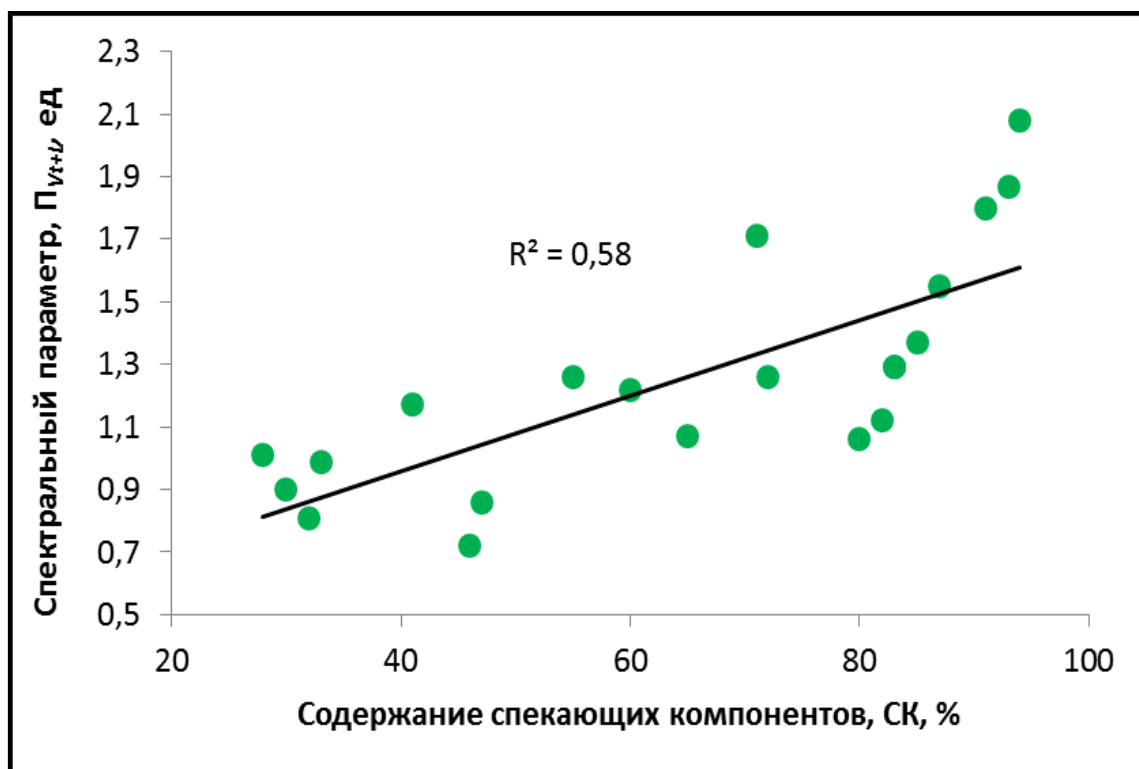


Рис. 32. График изменения спектрального показателя P_{Vt+L} от содержания спекающих компонентов в углях разной степени восстановленности и стадии метаморфизма

Определение гелифицированной и фюзенизированных составляющих органической массы угля структурными параметрами P_{Vt+L} и P_L , как видно из графиков (рис. 32 и 33), возможно при наличии их связи с показателями СК и ОК на уровне $R^2 = 0,58$ и $0,66$ соответственно.

Пониженный коэффициент детерминации между P_{Vt+L} и СК указывает на структурные изменения углей, обусловленные количественным изменением гелифицированной массы в углях, так как характер связи между показателями СК и P_L линейный при $R^2 = 0,47-0,48$ (рис. 34). Это свидетельствует, что содержание спекающих компонентов и степень гелификации – это разные критерии оценки состояния углей.

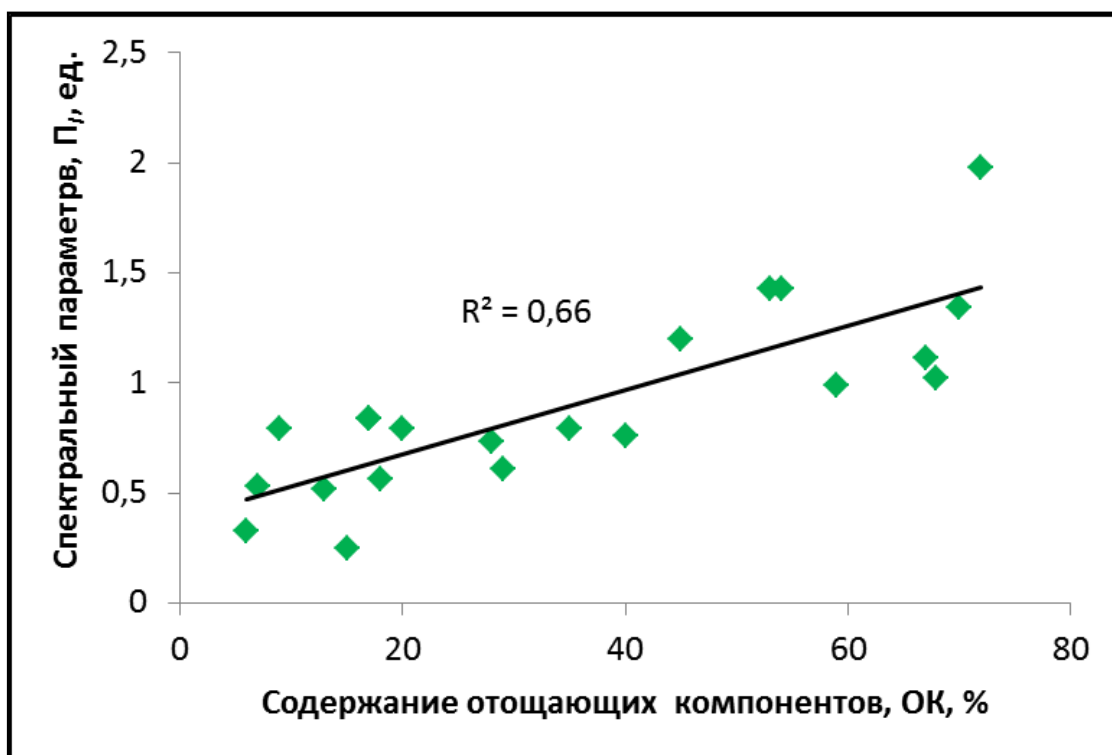


Рис. 33. График изменения спектрального показателя P_I от содержания отошающих компонентов углей разной степени восстановленности и стадии метаморфизма

На графике изменения показателя гелификации от степени восстановленности углей (рис. 35) видно, что в невосстановленных углях между показателями P_g и P_v отмечается тесная связь ($R^2 = 0,58$), но характер этой связи нелинейный (рис. 36) с высокой степенью детерминации ($R^2 = 0,80$) и описывается уравнением:

$$P_v = -0,041P_g^2 + 0,1163P_g + 0,326, \quad (15),$$

однако в восстановленных углях между ними связь отсутствует ($R^2 = 0,047$), как и между показателями P_v и $СК$ (рис. 36).

В целом, результаты сравнения дают основание утверждать, что показатель гелификации (P_g) лишь опосредованно отражает содержание спекающих (гелифицированных) компонентов ($СК$) и не имеет связь с показателем

восстановленности (Пв) в восстановленных углях, в которых содержание СК не проявляется.

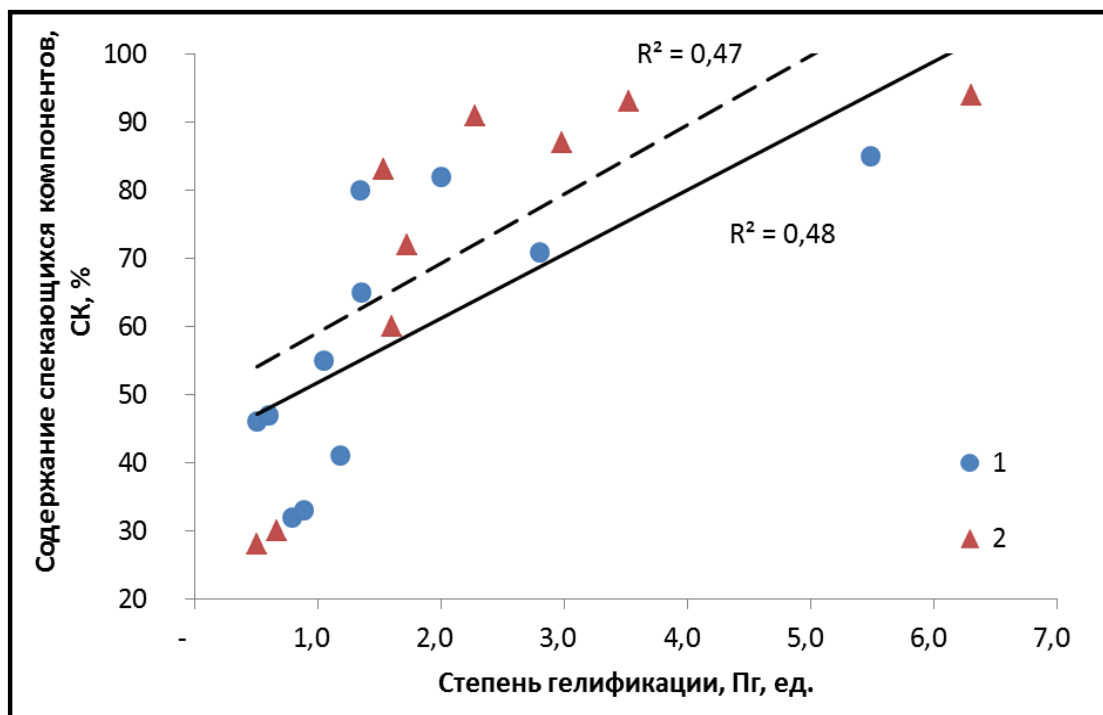


Рис. 34. Вид связи степени гелификации (Пг) с содержанием спекающихся компонентов (СК) невосстановленных углей (1) и в восстановленных (2) углях

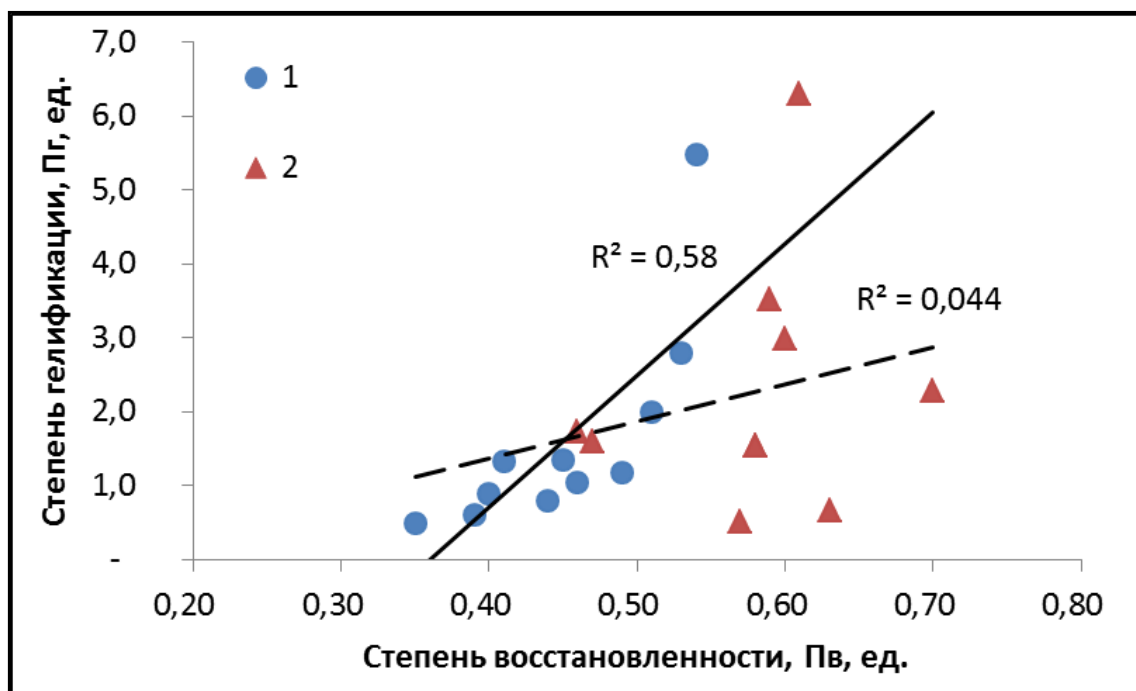


Рис. 35. График изменения показателя гелификации (Пг) в невосстановленных (1) и восстановленных (2) углях

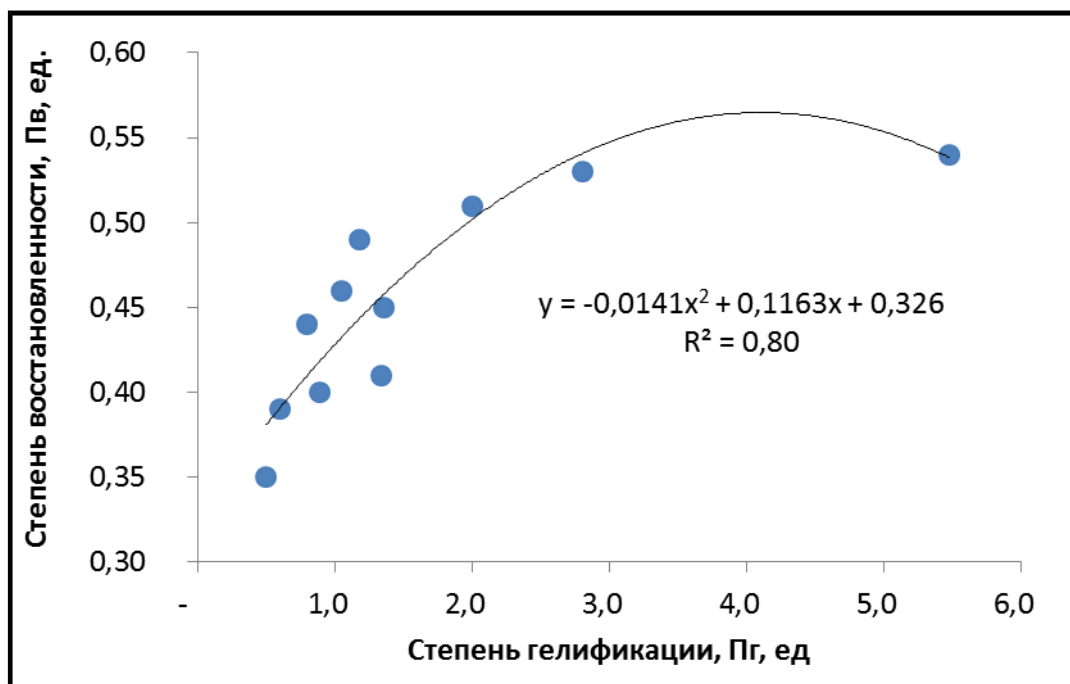


Рис. 36. Вид связи показателя восстановленности (Пв) со степенью гелификации (Пг) в невосстановленных углях

Характер связи показателей Пг и Пв в невосстановленных углях объясняет различную природу структуры углей разной восстановленности: в невосстановленных углях алифатические соединения представлены, в основном, метиленовыми связями (CH_2) в виде простых цепочек. В восстановленных углях эти соединения имеют более сложное строение за счёт участия метильных групп (CH_3), которые способствуют образованию разветвлённой сети плоскостных и межплоскостных связей, делая структуру гелифицированного вещества рыхлой.

Разная структура гелифицированного вещества разной степени восстановленности углей обуславливает разную степень их метаморфизации, что наглядно представлено на рис. 37 по трендам показателя метаморфизации углей (Пм), который не связан с показателем восстановленности (Пв), т. е. зависимость степени метаморфизации углей от их степени восстановленности ($R^2=0,22-0,31$) не наблюдается. При этом показатель (Пм), рассчитываемый по формуле (14), с параметром R_0 имеет связь на уровне $R^2 = 0,95-0,96$ независимо от степени восстановленности углей, что свидетельствует о тесной их связи (рис. 38), так как

отражают они одно физическое явление – влияние метаморфизма на угольное вещество.

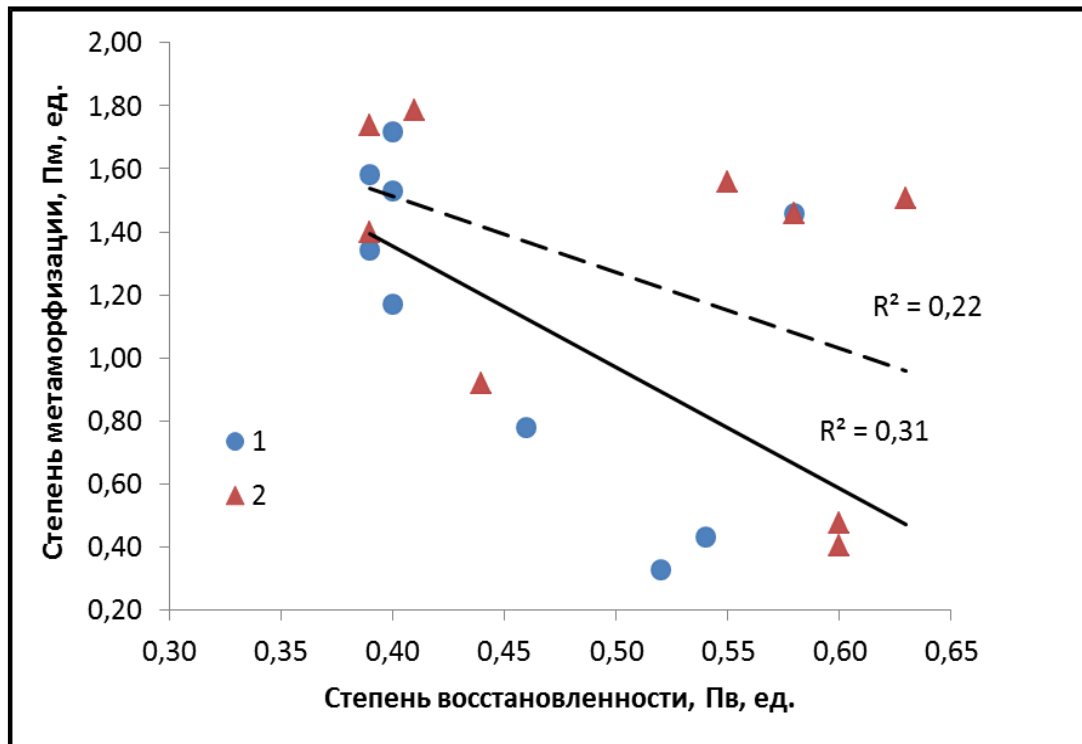


Рис. 37. Вид связи показателя метаморфизации (Пм) и восстановленности (Пв) в невосстановленных (1) и восстановленных (2) углях

Разница значений Пм в низковосстановленных (Пв = 0,40 ед.) и восстановленных (Пв = 0,60 ед.) углях увеличивается, а это значит, что угли разного молекулярного строения, обусловленного разной степенью влияния восстановленности, но имеющие равные значения параметра R_0 , могут считаться изометаморфными углями при наличии близких седиментационных условий их образования. В этом случае оценивается степень преобразования угольного вещества под влиянием температуры и давления.

В современной трактовке в термин «изометаморфные угли» вкладывается более широкое понимание – это степень углефикации или стадия метаморфизма углей разного седиментогенеза, вне зависимости от времени и места происхождения, что тоже необходимо для сравнения технологических свойств углей разных бассейнов и месторождений.

Поэтому, чтобы определить особенности седиментогенеза углей–гелификацию и восстановленность органического вещества, важно учитывать степень их метаморфизации, иными словами, постгенетическое преобразование углей.

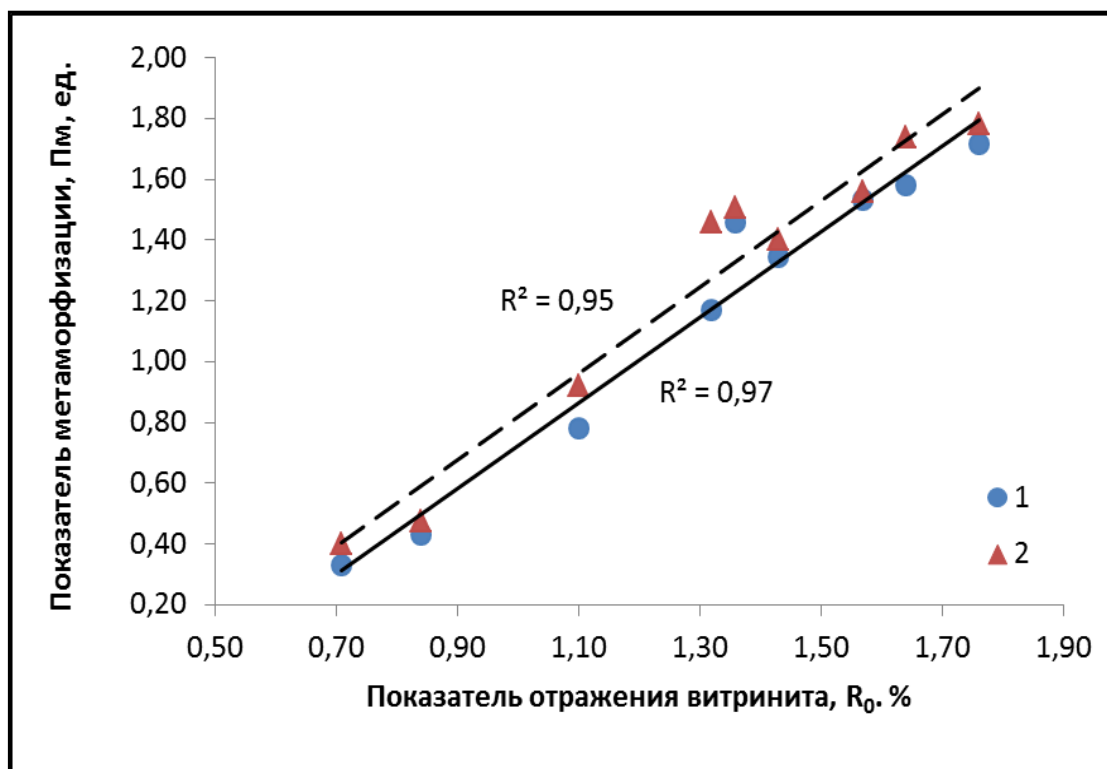


Рис. 38. Связь показателя метаморфизации (P_m) с показателем отражения витринита (R_0) в невосстановленных (1) и восстановленных (2) углях

Таким образом, обоснование формул и сравнительный анализ подтверждают, что способы оценки степени восстановленности, гелификации и метаморфизации углей позволяют получать показатели P_v , P_m , P_g , которые независимо друг от друга характеризуют основные генетические свойства углей в диапазоне параметров $R_0 = 0,60–1,80$ % и $CK = 10–90$ %.

3.3 Влияние окисленности на спектральные параметры углей

Установленные закономерности изменения спектральных параметров определения степени восстановленности, гелификации и метаморфизации углей позволяют производить расчёт только при знании степени их окисленности (K_o).

Поэтому, как уже упоминалось ранее, все пробы подвергались этому исследованию, а результаты изложены в работе (Иванов, 2005).

Установлено, что окисление углей проходит следующие этапы: макроструктурное или периферийное (K_o менее 0,50 ед.), микроструктурное или окисление микрокомпонентов (K_o от 0,50 до 0,53–0,56 ед.), надмолекулярное (K_o от 0,53–0,56 до 0,60–0,62 ед.) и молекулярное окисление ОМУ (K_o свыше 0,62 ед.).

В связи с этим выделяются неокисленные угли (unoxidized – *u.o.*), в которых $K_o \leq 0,48$ ед., и окисленные каменные угли, разделённые на четыре вида: частично окисленные (partlyoxidized – *p.o.*), слабоокисленные (weaklyoxidized – *w.o.*), окисленные (oxidized – *o.*) и сильноокисленные (etronglyoxidized – *e.o.*). Для практического применения введена шкала состояния окисленности каменных углей (в ед.):

- 1) *p.o.* – $K_o = 0,49 \div 0,50$;
- 2) *w.o.* – $K_o = 0,51 \div 0,56$;
- 3) *o.* – $K_o = 0,57 \div 0,62$;
- 4) *e.o.* – $K_o \geq 0,62$.

Исходя из этого, определены следующие закономерности (рис. 39 и 40):

1. Периодичность окисления углей обусловлена глубиной разрушения их структуры, которая зависит от скорости развития цепной окислительной реакции. Прежде всего это уровень взаимодействия агентов окисления со структурой: макроструктурный (сорбция влаги на кусках), микроструктурный (поровое поглощение микрокомпонентов), надмолекулярный (распад сложных структурных элементов) и молекулярный (разрушение молекул).

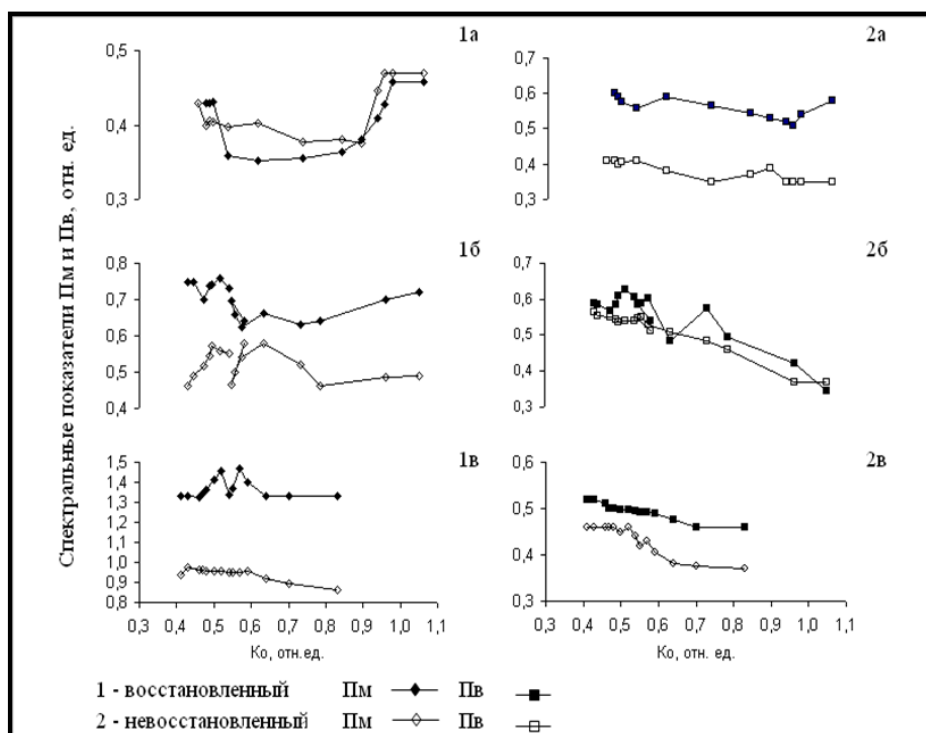


Рис. 39. Влияние степени окисленности (K_o) на спектральные показатели определения метаморфизма (Пм) и степени восстановленности (Пв) невосстановленных и восстановленных углей: а) *газовых*; б) *жирных*; в) *коксовых*

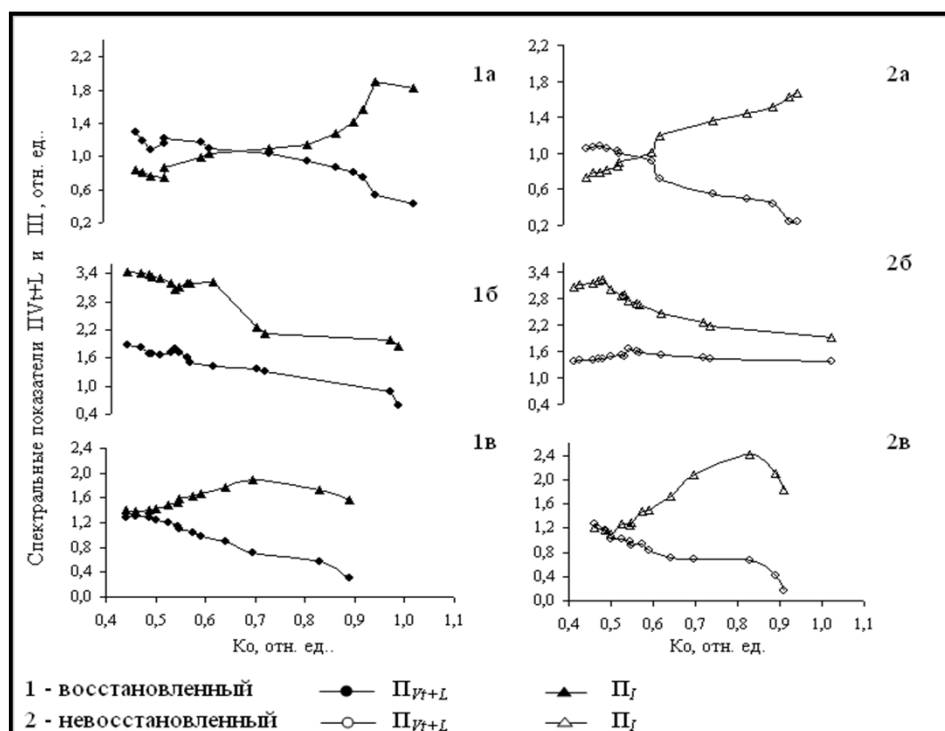


Рис. 40. Влияние степени окисленности (K_o) на спектральные показатели мацералов $P_{vI}+P_L$ (витринит + липтинит) и P_I (инертинит) невосстановленных и восстановленных углей газовой (а), жирной (б) и коксовой (в) стадий метаморфизма

2. Степень влияния генетических факторов на характер и скорость окисления углей находятся в следующей последовательности: петрографический состав → стадия метаморфизма → степень восстановленности.

Изложенные результаты позволяют утверждать, что комплексный метод оценки степени восстановленности, гелификации и метаморфизации углей, созданный на основе закономерного изменения их структуры от условий накопления и преобразования органической массы обеспечивает распознавание особенностей образования угольного вещества. Разработанные генетические параметры Пг, Пв, и Пм отражают особенности седиментогенеза и литогенеза угленосных отложений, что необходимо для решения задач диссертационной работы.

Глава 4 ВОССТАНОВЛЕННОСТЬ УГЛЕЙ КУЗНЕЦКОГО БАСЕЙНА

Для раскрытия причин возникновения восстановленности углей необходимо установить степень влияния и закономерности изменения палеоклиматических условий, палеоландшафтных обстановок, геотектонического режима, обуславливающих состав растений-углеобразователей, тип болота и угленосность отложений в верхнепалеозойский период угленакопления. Наиболее представительным является Кузнецкий бассейн.

Ряд предпосылок и установленная зависимость между гелификацией и восстановленностью в кузнецких углях дают основание сформулировать второе научное положение.

В углях Кузнецкого бассейна установлены два типа восстановленности: флористическая ($P_{в\text{флор}}$), обусловленная эволюцией растений-углеобразователей под влиянием палеоклиматических и палеогеографических факторов при формировании угленосных отложений, и литофациальная ($P_{в\text{л-ф}}$), которая является результатом геодинамических условий (циклогенеза) накопления угольных пластов в бассейне.

4.1 Особенности углеобразования Кузнецкого бассейна

Кузнецкий угольный бассейн без преувеличения является уникальной угленосной формацией, которая представлена угленосными отложениями верхнего палеозоя и мезозоя, а среди отложений верхнего палеозоя широко представлены угленосные отложения каменноугольного и пермского возраста (C_1-P_2). Наиболее продуктивные угленосные толщи относятся к среднему и верхнему карбону – балахонской серии ($C_{2-3}-P_1$), и к верхней перми – кольчугинской серии (P_2).

Угольный бассейн – это крупный синклиний, который формировался в зоне стыковки трёх основных геологических структур: Кузнецкого Алатау, массивов Салаира и Колывань-Томской геосинклинальной области. По формационным признакам бассейн характеризуется как зона межгорного прогиба платформенного типа по тектоническому режиму и этапам развития.

В бассейне выделены четыре этапа:

- первый этап – среднедевонские угленосные отложения на северо-востоке Кузбасса, выделяемые как девонские барзасситы;
- второй этап – от начала среднего карбона до конца ранней перми – максимально благоприятный период углеобразования повсеместно, прерываемый ингрессией;
- третий этап отмечается возобновлением углеобразования поздней перми до начала триаса;
- четвёртый этап выделяется в виде тарбаганской серии юрских угленосных отложений.

Каждый этап образования угленосных отложений проходил в определённых палеогеографических, климатических и палеотектонических условиях, которые отразились на угленосности отложений Кузбасса. Это смена фациальных типов отложений на угленосности пластов, своеобразная цикличность в виде закономерного изменения их мощности (Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР, 1969), и изменением петрографического состава углей (Петрография углей, 1986) в стратиграфическом разрезе.

По палеонтологическим признакам Кузнецкий бассейн входит в крупную палеоэкологическую систему Ангарида, в которой авторы (Бетехтина и др., 1988) выделили этапы развития флоры в позднем палеозое и смену видового состава растений-углеобразователей, они предложили схему филогенетических и биостратиграфических связей на примере формирования комплексов неморских двухстворок Ангарида.

Из неё следует, что в карбоновых отложениях евсеевской, казеевской и мазуровской свитах (C_{1-2}) Кузнецкого бассейна доминировала космополитная Евроамериканская и реже присутствовала Кузбасская и Минусинская провинциальная биота, т. е. в этих отложениях практически отсутствует Ангарская биостратиграфическая фауна. Только в позднем карбоне (алыкаевская свита) появляются провинциальные Ангарские биогеографические области, а в ранней перми наряду с местной биотой появляется фауна Печорской и Казахстанской провинций.

Это обстоятельство указывает, что в раннем карбоне космополитная биота была широко представлена на многих современных континентах, в том числе в отдельных угленосных провинциях небольшого разнообразия филогенеза и флорогенеза. Появление провинциальной биоты начинается с раннего карбона, что свидетельствует о начале образования особых местных условий на отдельных территориях, которые завершились к ранней перми.

В нашем случае эта особенность развития эволюции флоры и фауны позволила определить границу между глобальным изменением состава флоры и его локальным изменением, связанными с местными палеогеографическими условиями, и учитывалась в поиске закономерностей образования восстановленности в бассейне.

Изложенные предпосылки легли в основу сопоставительного анализа в качестве оценочных критериев углеобразования и угленакопления,

4.2 Сопоставительный анализ критериев углеобразования и угленакопления

Этапы развития флоры в позднем палеозое Ангарида и видовой состав растений-углеобразователей, суммарная мощность угленосных отложений по сериям, подсериям и свитам, мощность угольных пластов и классы углей автором были выделены как геологические факторы, а петрографический

состав углей и степень их восстановленности – как факторы образования генетических свойств углей.

Для сравнительного анализа проведена систематизация типов и признаков древних и современных болот, групповой состав основных растительных тканей в древних и современных растениях как в общем, так и применительно к отложениям Кузнецкого бассейна по региогоризонтам, по которым составлены выборки для графического анализа.

Применяя комплексный метод, проведены измерения степени восстановленности совместно с определением петрографического состава углей по пластам на месторождениях Анжерского, Кемеровского, Бачатского, Прокопьевско-Киселёвского, Ерунаковского, Терсинского, Байдаевского, Осиновского, Мрасского и Томусинского районов Кузнецкого бассейна. В этих районах наиболее полно вскрыты угленосные отложения ерунаковской, ильинской, верхней и нижней балахонской подсерий и отдельных свит, что позволило составить сводный стратиграфический разрез бассейна и сформировать выборку признаков углеобразования, вещественного состава и степени восстановленности угленосных отложений по свитам и подсериям бассейна.

Цикличность изменения ландшафтов и типов болот, которые обуславливают доминирование отдельных видов растений-углеобразователей, качественный состав торфа, позволяет проследить изменение группового состава торфа и связанного с ним петрографического состава углей и их генетических параметров: содержания спекающих компонентов и степени восстановленности (табл. 4.1).

Для распознавания видов флоры используют молекулярно-филогенетический анализ (Носов, 2011), в нашем случае проводится анализ органической массы угля как производного вещества флоры. Зависимость содержания витринита в угленосных отложениях от содержания целлюлозы в торфах прямая ($r = 0,77$), от содержания белков и липидов обратная ($r = -0,65$), при отсутствии связи с лигнином (рис. 40).

Таблица 4.1

Групповой состав торфа и петрографический состав углей Кузнецкого бассейна

Подсерия	Свита, тип ландшафта и болот	Качественный групповой состав торфа и основные углеобразователи	Групповой состав торфа, %					Петрографический состав, %				Генетические показатели	
			Бел-ки	Липи-ды	Угле-воды	Лиг-нин	Vt	Sv	I	L	СК, %	Пв, ед.	
Ерунаков-ская (P _{2er})	Тайлуганская (P _{2tl})	Целюлозо-лигнинный. Членисто стебельные, птеридоспермовые, кордаиты	10,0	3,0	51,2	35,9	71	3	24	2	74	0,51	
	Грамотеинская (P _{2gr})		8,6	2,4	53,5	35,5	77	2	19	1	79	0,53	
	Верхние террасы, мезотрофные		9,3	2,7	52,3	35,7	74	3	22	2	77	0,52	
	Ленинская (P _{2ln})	Белково-целюлозный с большим содержанием лигнина. Мхи, кордаиты, руфлории	9,0	3,1	56,2	31,8	78	4	16	3	82	0,54	
Ильинская (P _{2il})	Ускальская (P _{2usk})	Зона дельт и нижних террас, эвтрофные	10,7	4,3	56,5	28,5	82	2	14	2	85	0,56	
	Казанково-маркинская (P _{2kzm})		9,8	3,7	56,4	30,1	80	3	15	3	84	0,55	
			Прибрежно-дельтовая зона, мангровые	11,7	5,0	56,2	27,1	87	1	8	4	87	0,59
	Кольчугинская серия		10,3	3,8	55,0	31,0	80	2	15	3	82	0,55	

Продолжение табл.4.1

Подсерия	Свита, тип ландшафта и болот	Качественный групповой состав торфа и основные углеобразователи	Групповой состав торфа				Петрографический состав, %				Генетические показатели	
			Белки	Липиды	Углеводы	Лигнин	Vt	Sv	I	L	СК, %	Пв,ед.
Верхне-балахонская (P ₁ bl)	Усятская (P ₁ us)	Целюлозо-лигнинный с повышенным содержанием белков в усятских торфах, в нижних свитах. Кордаиты, руфлории, птеридоспермовые	5,8	1,2	58,1	34,9	61	4	35	0	62	0,47
	Кемеровская (P ₁ km)		5,8	1,2	58,1	34,9	53	6	40	1	56	0,42
	Ишановская (P ₁ is)		6,1	1,3	57,6	35,0	45	5	49	1	48	0,49
	Промежуточная (P ₁ pr)		6,8	1,6	56,4	35,1	45	7	48	0	47	0,50
	Верхние террасы, мезотрофные		6,1	1,3	57,6	35,0	51	6	43	1	53	0,47
Нижне-балахонская (C ₂₋₃ bl)	Алыкаевская (C ₃ al)	Белково-целюлозный с большим содержанием лигнина. Птеридоспермовые, кордаиты, ниже-липидофиты, птеридоспермовые, кордаиты	8,6	2,4	53,5	35,5	47	5	48	0	49	0,56
	Мазуровская (C ₂ mz)		11,7	4,9	50,4	33,4	23	7	67	3	28	0,60
	Зона дельт и нижних террас, эвтрофные		10,2	3,7	52,0	34,5	35	6	58	2	39	0,58
	Балахонская серия		8,2	2,5	54,8	34,7	43	6	50	1	46	0,53
	Казеевская (C ₂ kzv)	Целюлозо-белковый с большим содержанием липидов. Липидофиты, членистостебельные	20,0	11,5	41,2	27,3	78	2	13	7	86	0,68
	Евсеевская (C ₁ ev)		38,7	29,7	27,1	4,6	87	5	1	7	98	0,83
Острогская (C ₁₋₂ os)	Прибрежно-дельтовая зона, мангровые		29,3	20,6	34,1	16,0	83	4	7	7	90	0,75

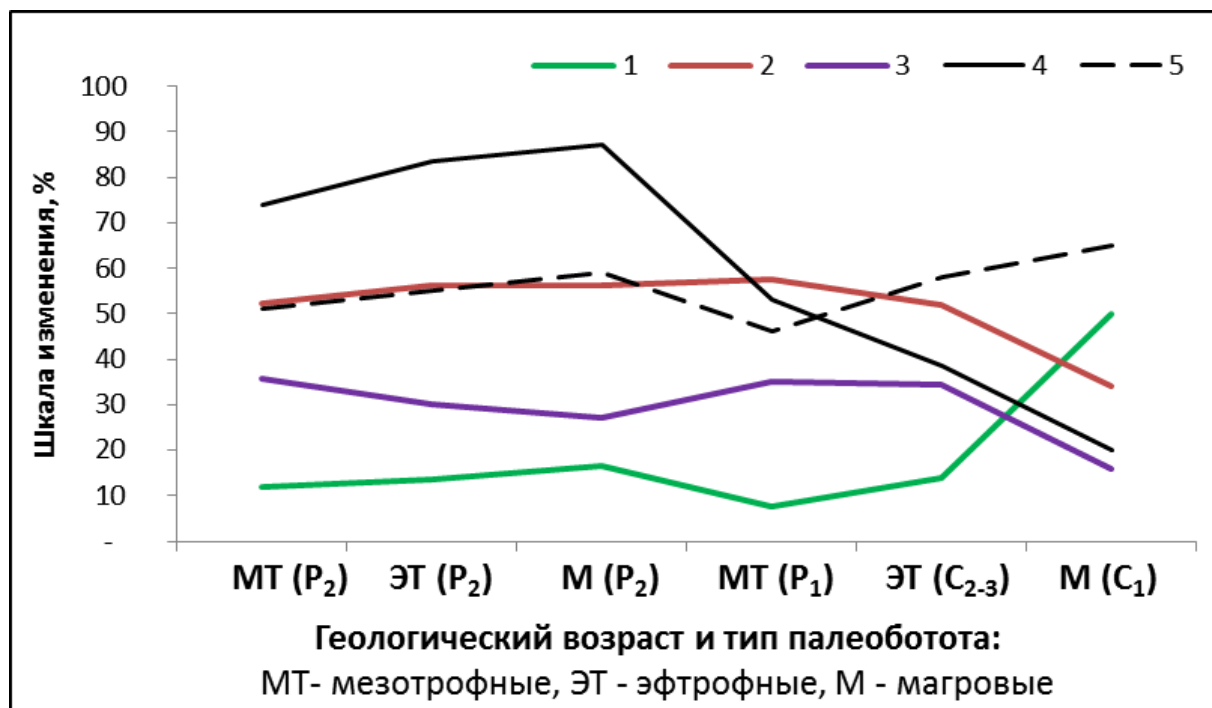


Рис. 40. Графики изменения содержания белков+липидов, углеводов (целлюлоза), лигнина в торфах и содержания витринита и степени восстановленности в угленосных отложениях разного геологического возраста: 1 — белки+липиды; 2 — углеводы; 3 — лигнин; 4 — витринит; 5 — восстановленность угля

При тех же условиях степень восстановленности углей значительно и напрямую зависит от содержания белков и липидов ($r = 0,81$) и в разной мере от содержания целлюлозы ($r = -0,72$) и лигнина ($r = -0,82$), при этом их связь обратная.

Анализ связи содержания белков и липидов в торфах с содержанием витринита и степенью восстановленности углей угленосных отложений по свитам (рис. 41) показал, что в первом случае носит сложный характер ($R^2 = 0,70–0,77$), во втором — зависимость линейная с высокой степенью аппроксимации ($R^2 = 0,74–0,80$).

Отметим, связь восстановленности углей с содержанием белков заметно выше, что указывает на связь восстановленности с содержанием азота и серы в структуре угольного вещества в виде кумулированных связей $C=N=S$ и $C=C=S$. Эти химические элементы входят в структуру тканей, поэтому они органического происхождения.

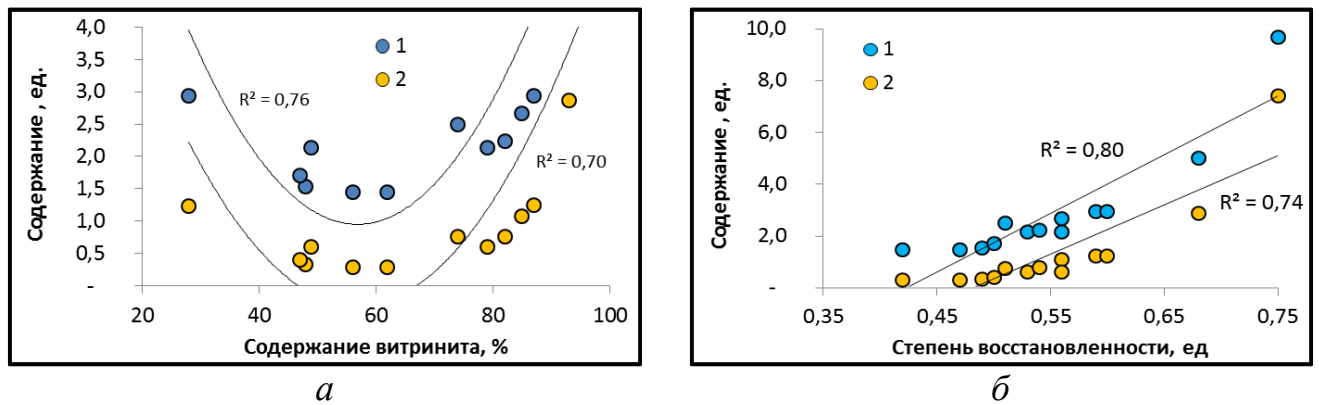


Рис. 41. Вид связи между содержанием белков и липидов в торфах с содержанием витринита (а) и степенью восстановленности (б) углей: 1– белки; 2 – липиды

В первой главе отмечалось недостаточное использование литолого-фациального анализа при реконструкции условий угленакопления (Алексеев, 2005). Для восполнения этого пробела при выявлении отличий обстановок образования кузнецких углей проводилось на основе построенной схемы этапов развития угленакопления в позднем палеозое Ангариды с учётом изменения угленосности отложений (суммарной мощности угленосности отложений), содержания витринита и степени восстановленности в углях Кузбасса (рис. 42).

Угленосные пласты рассматривались как угленосные фации, которые слагают угленосный осадочный комплекс – мегафации в виде свиты, и такой подход открывает возможность проведения более глубокого анализа распознавания седиментационных фактов как в совокупности (Иванов и др., 2002), так и отдельно (Иванов, 2010). В качестве признаков изменения условий углеобразования выбраны тип ландшафта и болота и свойственный им растительный состав, а для оценки степени влияния данных факторов на процессы гумификации и восстановленности использованы групповой состав торфов, содержание витринита в углях пластов и свит и их степень восстановленности в привязке к мощности угленосных отложений.

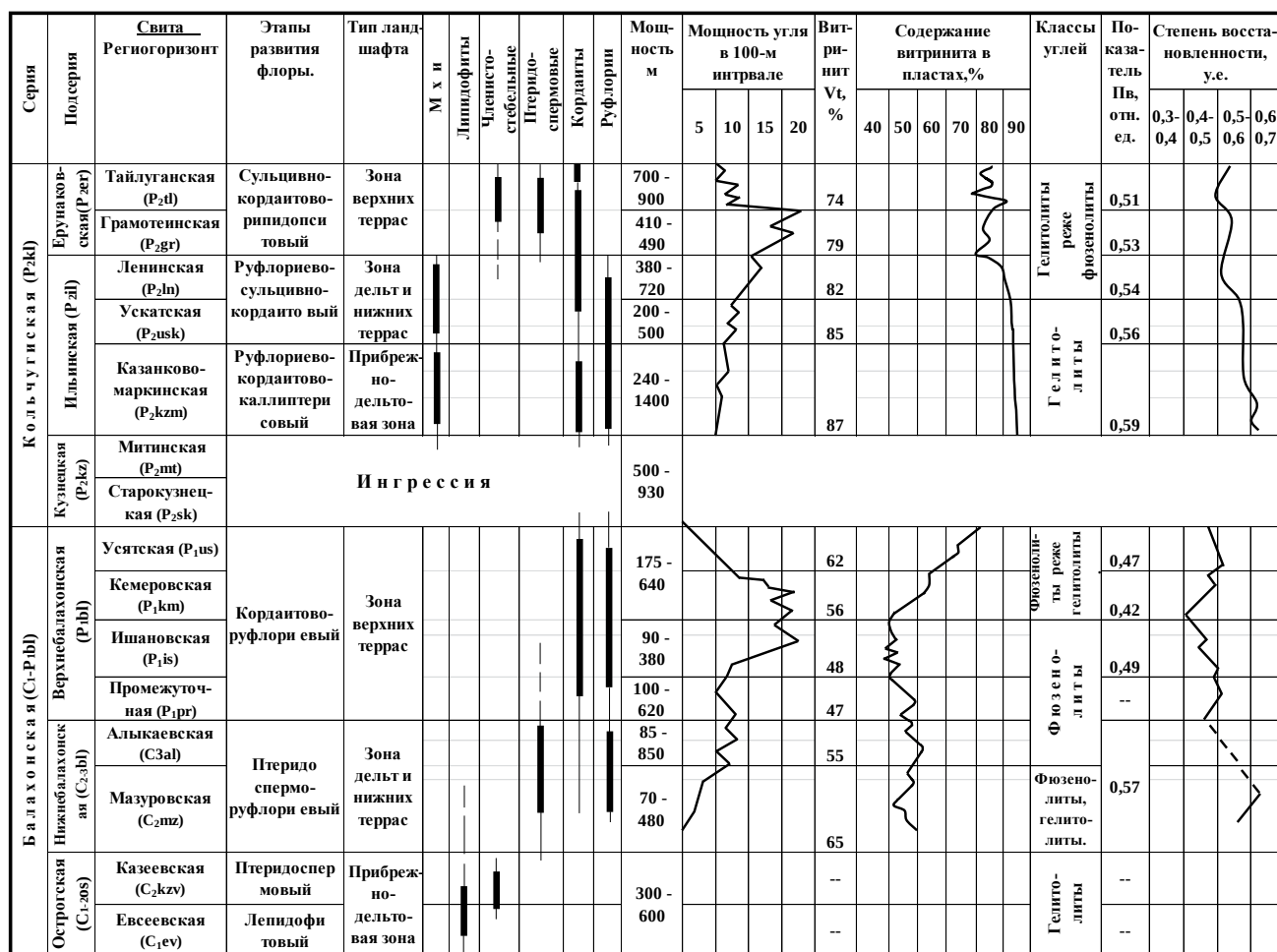


Рис. 42. Этапы развития угленакопления в позднем палеозое Ангарида и изменение суммарной мощности угленосности отложений, содержания витринита и степени восстановленности в углях Кузбасса

4.3 Особенности образования восстановленности в кузнецких углях

Из схемы (рис. 42) видно, что происходила закономерная смена ландшафтов по мере общего поднятия дна бассейна, при этом видовой состав растений-углеобразователей по мере этапов развития флоры в позднем палеозое Ангарида эволюционно изменялся от простейших растений до растений сложной организации.

Выделяются такие типы ландшафтов, как прибрежно-дельтовая зона (прибрежно-морские фации), зоны нижних и верхних террас (континентальные фации), которые обуславливали типы болот: мангровый, низинный (эвтрофный) и

переходные, соответствующие растительному составу и питанию верховым (мезотрофным) болотам (табл. 4.1).

Каждый тип болота, а это особая экосистема, характеризуется pH водной среды и уровнем её зеркала, ему свойственен свой видовой состав флоры, которая в древних и современных болотах особо не отличалась по групповому составу (содержанию белков, липидов, целлюлозы и лигнина) (табл. 4.2).

Для формирования торфа необходима определённая степень обводнённости накапливающейся неживой растительной массы, которая в зависимости от типа болота разная, что обуславливает направление её разложения. Схема преобразования растительной массы в палеоболотах представлена на рис. 43, так её видит автор в работе (Методологические подходы определения причинно-следственных связей, обуславливающих свойства углей, 2010).

Предполагается, что уровень обводнённости торфяника сохраняется определённое время и в какой-то мере влияет на интенсивность преобразования растительных тканей, скопившейся органической массы в новые вещества.

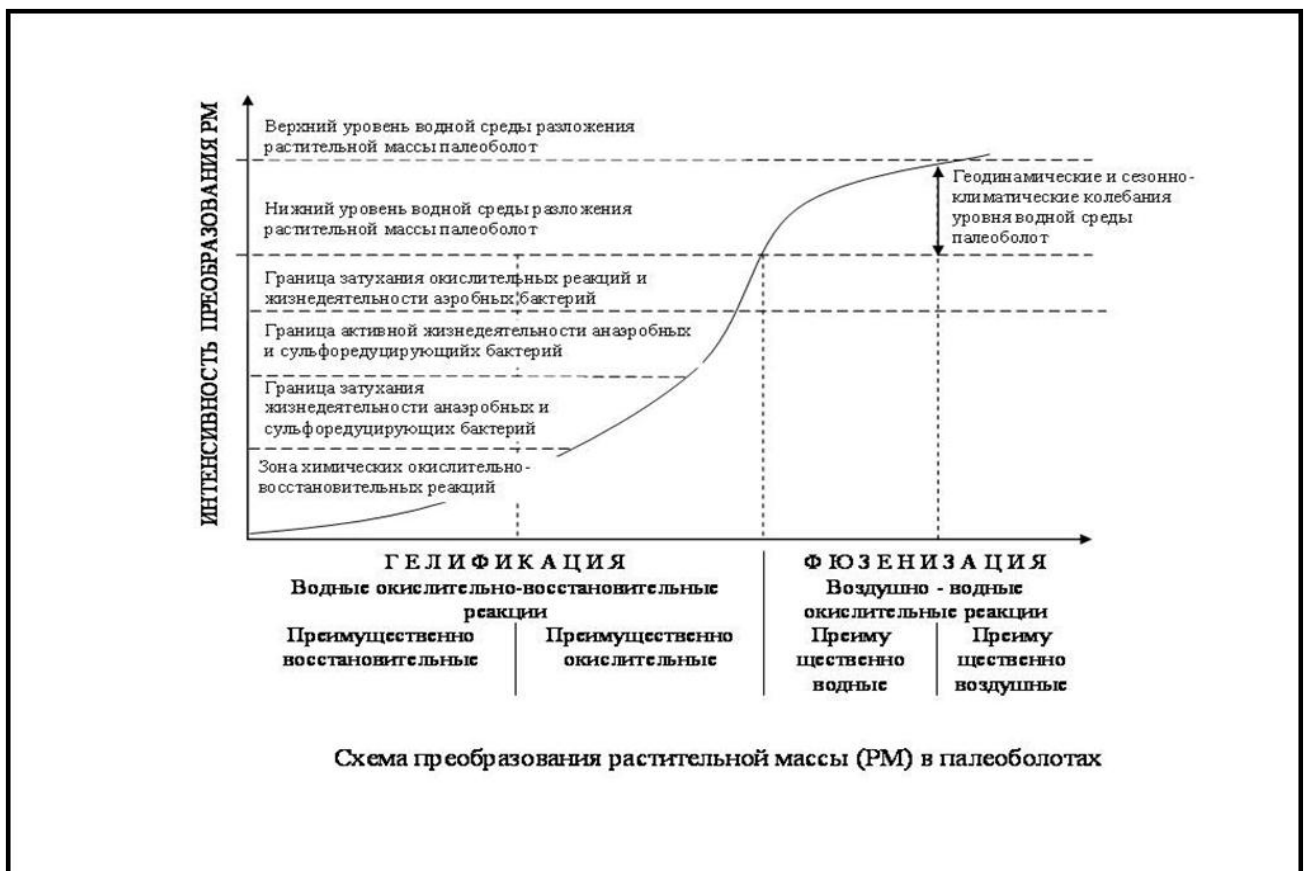


Рис.43. Схема преобразования растительной массы в палеоболотах

В нашем случае рассматривается гелификация растительной массы торфяников балахонского (C_1-P_1) и кольчугинского (P_2) времени, формировавшихся в мангровых, эвтрофных и мезотрофных болотах. Растительность продуктивных растений-углеобразователей данных болот в каменноугольно-пермское время относится к тропическому виду и представлена, в основном, лесной и кустарниковой флорой.

По данным (Добровольский, 2003) тропическая лесная растительность обладает более высокой продуктивностью по биомассе (52000 т/км^2), чем произрастающая в умеренном климате (табл. 4.2). При этом мангры – один из продуктивных видов флоры (100 т/км^2), тогда как продуктивность фитоценозов широколиственных лесов умеренного климата – дубрав – на уровне $31,5 \text{ т/км}^2$. Отметим, накопление органического вещества в болотах в 6,5 раз превышает отложения в виде лесной подстилки, при этом круговорот биомассы в 10 раз меньше.

Эти особенности продуктивности флоры, обусловленные климатом и местом произрастания, учитывалась при анализе проявления восстановленности и гелификации растительной массы в привязке к изменению типа болота и во временном периоде.

Другой особенностью различия биологического круговорота является захват и возврат азота, по которым определяют накопление элемента в осадке. Захват азота лесной тропической растительностью в 4,5 раза выше в умеренном климате, а возврат его лесной и болотной растительностью пропорционален на уровне 1,6 (табл. 4.2). Количество азота, оставшегося после возврата в круговорот, аккумулируется в мёртвой биоте: в лесной подстилке, торфе и почвенном гумусе.

Это обстоятельство ранее не учитывалось, так как большое внимание уделялось круговороту серы, поэтому миграционный процесс этого элемента достаточно хорошо изучен.

Биологический круговорот растительности

Структура биологического круговорота	Биомасса	Азот	Захват / Возврат азота	Опад	Мёртвое органическое вещество
Умеренный климат					
Лес	40000	115,0	9,5/5,7	650	1500
Болото	3700	22,9	4,0/2,5	250	10000
Тропический климат					
Лес	52000	814	43	2500	

Известно, что большая часть азота находится в атмосфере, где он химически не активен (N_2), что не означает его геохимическую стабильность, так как у азота есть замечательное свойство – поливалентность, а это весьма важно для биогеохимических процессов. Существуют некоторые виды бактерий (*нитрифицирующие бактерии*), которые способны активизировать молекулярный азот, и этот процесс называется фиксацией азота (Кашкин и др., 1968)

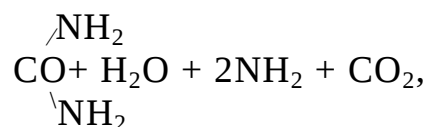
Автотрофные бактерии для построения клеток получают необходимую энергию, питаясь углекислотой. *Нитрозные бактерии* получают из азотистой кислоты при окислении аммиака, *нитратные бактерии* от азотной кислоты при окислении азотистой кислоты (Добровольский, 2003). Биогеохимический процесс от деятельности *нитрифицирующих бактерий* усложняет фиксацию молекулярного азота в последовательности аммонификация – нитрофикация–денитрофикация, что создало появление наземных растений, и начало этому, – считает автор (Иванов, 2010), – положили древние бактериальные биогеоценозы, приуроченные к мелководным заболоченным илистым отложениям.

Особенности аэробной и анаэробной фаз диагенеза обуславливают характер аккумуляции азота в осадке. Аэробный процесс органических веществ углеродно-белкового состава, богатых азотом за счёт деятельности споровых

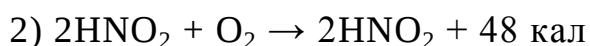
микроорганизмов, сводился к выгоранию, т. е. аммонификации с образованием аммонийных солей, а затем азотной кислоты (Браунлоу, 1984; Кашкин и др., 1968), что характеризует в целом окислительный процесс, сопровождающийся потерей азотом электронов (Браунлоу, 1984).

Нитрифицирующие бактерии хорошо развиваются в среде со значениями pH 6,2–9,2 и не встречаются в кислых почвах, находятся в ассоциациях с другими микроорганизмами, легко потребляющими белки. В анаэробных условиях широко распространены денитрифицирующие бактерии, находящиеся на глубине 10–15 см, где они восстанавливают образующиеся нитраты до молекулярного азота (Кашкин и др., 1968).

Образование молекулярного азота происходит как при гниении белковых веществ, так и при разложении химических соединений, образующихся в результате синтеза органических и неорганических соединений (карбомида, сероводорода, аминов цианида и т. д.). В этом случае проходит аммонификация:



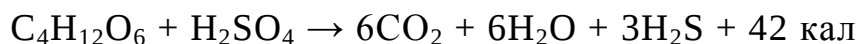
а затем нитрификация в две фазы с образованием азотистой кислоты:



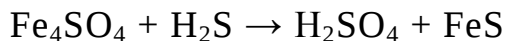
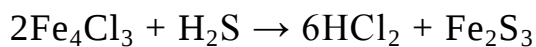
Процессы превращения соединений серы проходят две фазы: разложение (гниение) растительной массы в болоте в анаэробную фазу и превращение гнилостного вещества в коллоиды в анаэробную фазу. По мере ухудшения кислородного режима при переходе из одной фазы в другую происходит выделение сероводорода, в частности при гниении белковых веществ. Большое количество сероводорода образуется за счёт деятельности сульфатредуцирующих микроорганизмов, восстанавливающих сульфаты ила, воды болота и прилегающей почвы по схеме:



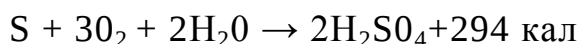
Водородсульфатредуцирующие бактерии получают от органических соединений по схеме:



Выделившийся сероводород легко вступает в обычные реакции обмена с соединениями железа, также образуя сульфаты:



Образование серной кислоты происходит за счёт *серобактерий*, она получается благодаря окислению сероводорода в два этапа:



Итак, основным источником восстановительного процесса является сероводород, а среда насыщения серой и азотом может быть кислой или щелочной из-за её солёности или пресности. Вероятность возникновения восстановительной среды намного возрастает при совместном участии азота и серы в солёной водной среде при повышенном содержании азота.

Биохимическое превращение растительной массы в гелеобразную проходит три этапа: распад в аэробной среде растительных тканей, образование коллоидных растворов и их преобразование в анаэробной среде в гелеобразную массу. Именно скорость преобразования коллоидного раствора в гель, по мнению автора, обуславливаемая биохимической устойчивостью растительных тканей, выражается проявлением флористической восстановленности, поэтому её воздействие на гумификацию коллоида можно представить в виде произведения показателей $\text{Пв}_{\text{флор}}$ и Пг .

Это утверждение опирается на результаты сравнения показателей Пг , Пв и нового критерия – индекса ГМУ, который определяется по формуле:

$$I_{\text{ГМУ}} = \text{Пв} \times \text{Пг}, \quad (16)$$

где параметр $I_{\text{ГМУ}}$ – интенсивность преобразования коллоидного раствора в гелифицированную массу или степень биохимической устойчивости органической массы торфяника.

Изменения показателей $I_{\text{ГМУ}}$, Пг , Пв в виде сложного полинома, но сходство линий трендов только между показателями $I_{\text{ГМУ}}$ и Пг , а амплитуда линии тренда

изменения степень восстановленности (Пв) заметно сглажена, несмотря на двукратное увеличение значений (рис. 44).

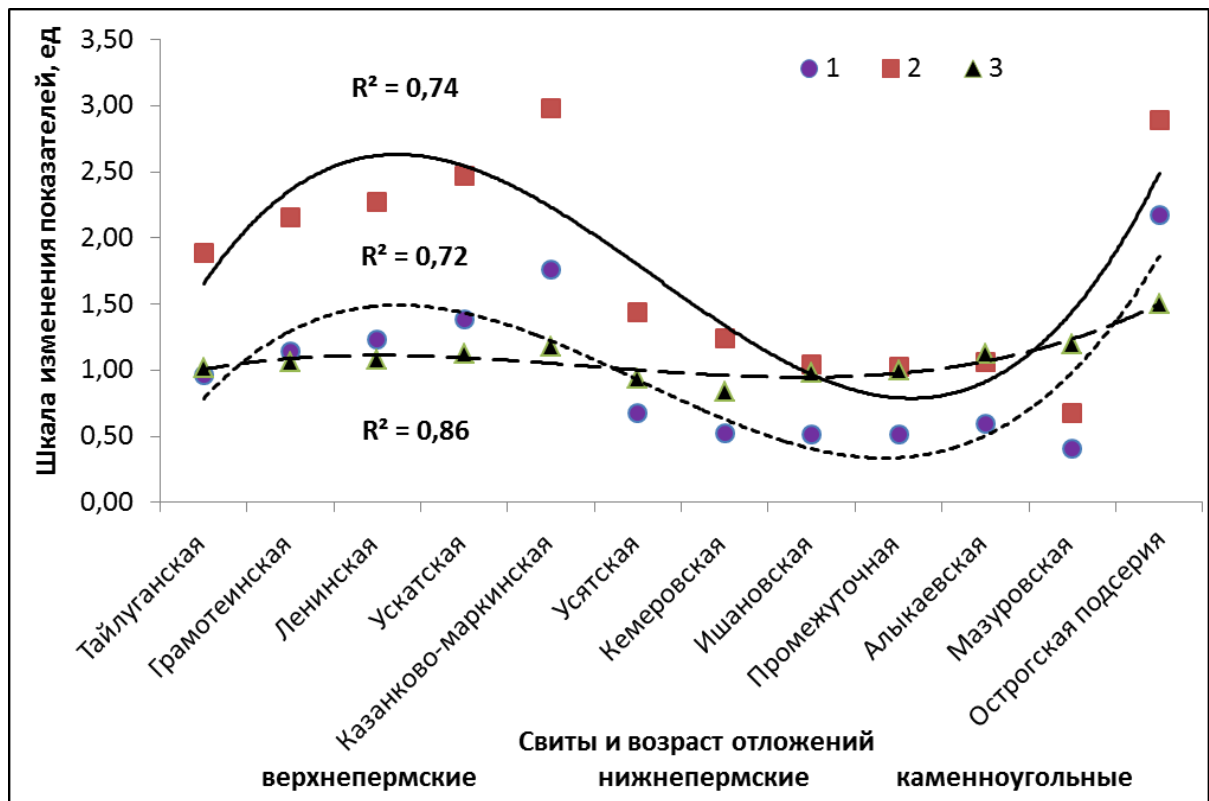


Рис. 44. Графики изменения показателей $I_{ГМУ}$, Пг, Пв: 1 – степень гумификации коллоидов органической массы; 2 – степень гелификации углей; 3 – степень восстановленности углей (2-кратное увеличение)

Это объясняется низкой корреляцией ($r = 0,72$) показателя $I_{ГМУ}$ с показателем Пв и высокой ($r = 0,96$), что свидетельствует о тесной связи степени гелификации со степенью гумификации органической массы. Другими словами, индекс ГМУ ($I_{ГМУ}$) больше отражает особенности преобразования коллоидного раствора в гелифицированную массу, нежели степень восстановленности, которая только учитывается данным показателем.

Однонаправленное изменение показателей $I_{ГМУ}$, Пг, Пв в угленосной толще бассейна показывает интенсивность проявления восстановленности на фоне гелификации и её влияние на процесс гумификации органической массы. В каменноугольных отложениях в алыкаевкой, мазуровской свитах и острогской подсерии восстановленность проявлялась заметнее, $Пв_{ср} = 0,64$ ед., чем в

пермских отложениях, $P_{в\text{ср}} = 0,52$ ед., при этом в нижнепермских отложениях восстановленность проявлялась весьма незначительно ($P_{в\text{ср}} = 0,47$ ед.).

Сравнение показателей Vt , $СК/ОК$ и $I_{ГМУ}$ показало, что линии трендов показателей имеют сходство по виду и амплитуде изменения значений показателей, однако достоверность аппроксимации у показателей Vt и $I_{ГМУ}$ на уровне $R^2 = 0,72$ и $0,73$, а у показателя $СК/ОК$ ниже, $R^2 = 0,60$ (рис. 45).

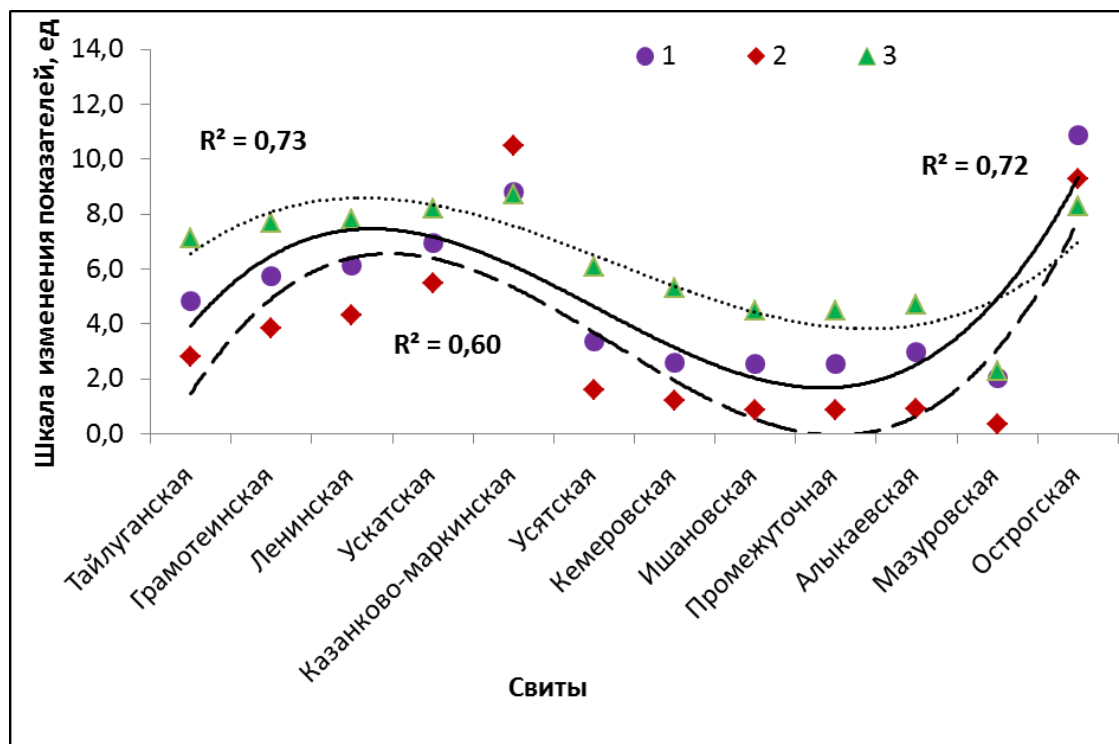


Рис. 45. Графики изменения показателей $I_{ГМУ}$, $СК/ОК$, Vt : 1 – степень гумификации коллоидов органической массы (5-ти кратное увеличение); 2 – степень гелификации углей (петрографический способ); 3 – содержание витринита в углях (10-кратное уменьшение)

На этом фоне корреляционная связь между показателями $СК/ОК$ и $I_{ГМУ}$ на уровне $r = 0,96$, а между показателями Vt и $I_{ГМУ}$ $r = 0,86$, что говорит о правильности определения степени гелификации через отношение спекающих и отоощающих компонентов, которые учитывают содержание липидов. Однако разброс значений показателя Vt меньше, чем $СК/ОК$, потому что витринит, представлен коллинитом (бесструктурным витринитом) и телинитом

(структурным витринитом), по которым оценивается влияние восстановленности на гелификацию.

Зависимость структурного показателя гелификации (Пг) от петрографического показателя (СК/ОК) имеет вид:

$$y = 0,3274x - 0,4491 - \quad (17)$$

с коэффициентом $R^2 = 0,95$.

Связь структурных показателей гелификации (Пг) и восстановленности (Пв):

$$y = 10,461x - 3,4559, \quad (18)$$

она отмечалась только в невосстановленных углях на уровне $r = 0,61$, а в восстановленных углях она отсутствует.

Необходимо получить усреднённый показатель гелификации (Пг_{ср}), учитывающий петрографические особенности образования мацералов и структурные особенности, связанные с восстановленностью и петрографическим составом углей. Показатель Пг_{ср} обозначен как петрографический, а показатель Пг_с как структурный. Сравнение усреднённого показателя Пг_п с петрографическим показателем (СК/ОК) показало, что связь между ними имеет вид:

$$y = 0,2113x + 1,0518 \quad (19),$$

при $R^2 = 0,92$ ед. Стандартное отклонение между фактическими (1) и расчётными (4) значениями показателя Пг_{ср} составило 0,22 ед., что удовлетворяет минимальному значению воспроизводимости (4%) петрографического метода.

Уравнение (19) отражает особенность проявления восстановленности в процессе гелификации растительной массы. По мере повышения содержания белков и липидов (рис. 41) наступает момент, когда их преобладание начинает влиять на качественное образование гелифицированного вещества в виде структурного (телинит) и бесструктурного (коллинит) мацералов группы витринита.

За счёт повышения количества белков и липидов в водной среде увеличивается содержание азота и углеводов с длинной цепью, главным образом Н-алканов (Тиссо, Вельте, 1981), т. е. ненасыщенных кислот,

способствующих получению новых веществ ненасыщенного характера (Вальц и др., 1968). Отметим, именно число ненасыщенных связей в молекулярной структуре мацералов $Vt+L$ обуславливает повышенную битуминозность восстановленных углей, а это один из отличительных признаков восстановленности углей и эту особенность образования восстановленности углей попытались отразить создатели промышленно–генетической классификации углей (Ерёмин, Арцер и др., 2001), опираясь на спекаемость.

Установленные закономерности и тесная связь показателей СК/ОК и $I_{ГМУ}$ и СК/ОК и $Пг_{ср}$ дают основание считать, что состав фитоценозов оказывал влияние на интенсивность биохимического превращения тканей растений в гелифицированное вещество углей на стадии торфогенеза в виде ускорения или торможения процесса гумификации, поэтому восстановленность углей следует рассматривать как седиментационный фактор, который должен иметь геологическое определение.

В понимании автора ***восстановленность – это возникновение геохимических условий в процессе гелификации торфяной массы, которые приводят к замедлению биохимического преобразования растительных тканей в гумифицированное вещество на стадии превращения коллоидных растворов в желеобразное состояние.***

4.4 Восстановленность и гелификация углей бассейна

Исходя из нового определения восстановленности и схемы угленакопления угленосных отложений Кузнецкого бассейна (рис. 42), основное внимание было уделено анализу главных факторов: геохимическому составу водной среды и эволюционному составу флоры, обусловленным ландшафтной обстановкой и климатом. Выделены основные типы болот и свойственный им групповой состав торфов, доминирующий в болотах, а также степень гелификации и восстановленности углей в отложениях кольчугинской и балахонской сериях (табл. 4.3) и отдельные геологические периоды углеобразования (табл. 4.4).

Таблица 4.3

Тип болот, состав торфа и уровень гелификации в кольчугинских и балахонских угленосных отложениях

Тип болота	Качественный групповой состав торфа	Кольчугинские угленосные отложения		Балахонские угленосные отложения	
		Пг	Пв	Пг	Пв
Мезотрофные	Целлюлозно-лигнинный	1,7	0,52	1,1	0,46
Эвтрофные	Белково-целлюлозный с большим содержанием лигнина	2,6	0,55	1,6	0,57
Мангровые	Целлюлозно-белковый с большим содержанием липидов	3,4	0,59	2,7	0,65

Таблица 4.4

Виды углеобразования в геологические периоды и степень гелификации и восстановленности углей

Геологический период углеобразования	Степень гелификации, Пг, ед.	Степень восстановленности, Пв, ед.
P ₂ мезотрофный	1,68	0,52
P ₂ эфтрофный	2,60	0,55
P ₂ мангровый	3,37	0,59
P ₁ мезотрофный	1,11	0,46
C ₃ эфтрофный	1,59	0,56
C ₂ эфтрофный	1,62	0,58
C ₁₋₂ мангровый	2,73	0,65

Сравнение суммарной мощности отложений с содержанием витринита, степени восстановленности и гелификации в региогоризонтах угленакопления показало, что между мощностью угленосных отложений региогоризонта и степенью восстановленности существует обратная корреляционная связь ($r = -0,74$), она же наблюдается при сравнении с показателем гелификации ($r = 0,62$) и отсутствует с содержанием витринита.

Это хорошо видно по трендам изменения значений указанных показателей, который в виде сложных полиномов (пятая степень) и по уровню значений коэффициента детерминации (рис. 46).

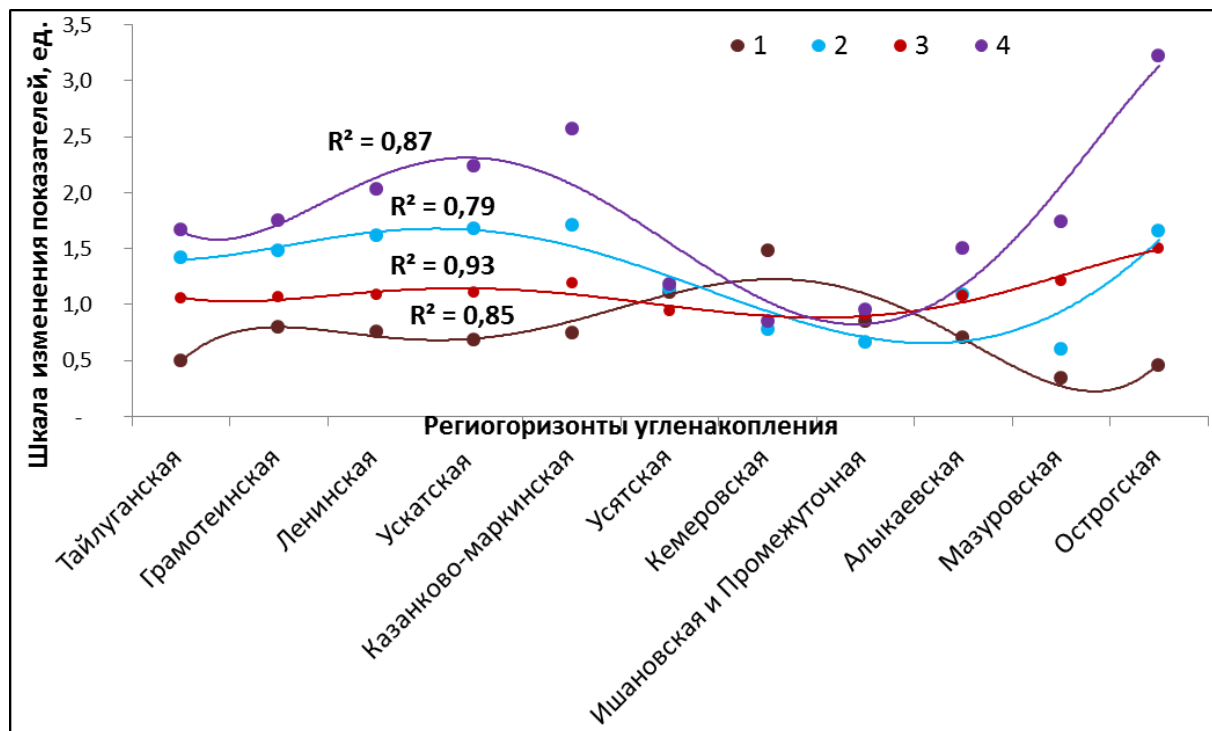


Рис. 46. Графики изменения суммарной мощности угленосных отложений (1); содержания витринита (2); степень восстановленности (3) и гелификации (4) в региогоризонтах угленакопления в средних значениях: уменьшение мощности (3-кратное), содержания витринита (10-кратное) и увеличение степени восстановленности (2-кратное)

Отмечается, что увеличение мощности угленакопления в нижнебалахонской подсерии (кемеровская, ишановская, промежуточная свиты) обуславливает снижение проявлений в органической массе угольного вещества генетических факторов: восстановленности, гелификации и содержания в углях витринита. При этом однонаправленное изменение степени восстановленности (Пв), степени гелификации (Пг) и содержания витринита с мощностью угленосных отложений, как их изменение с групповым составом торфа (рис. 40), указывает на *флористическое происхождение восстановленности углей*.

Результаты подобного анализа по угленосным пластам кольчугинской и балахонской серий показали, что между мощностью пласта и значениями

генетических показателей Пв, Пг и Vt в целом отсутствует корреляционная связь, только в балахонских отложениях отмечается некоторая тенденция зависимости степени восстановленности и гелификации от мощности угленосного слоя (рис. 47 и 48).

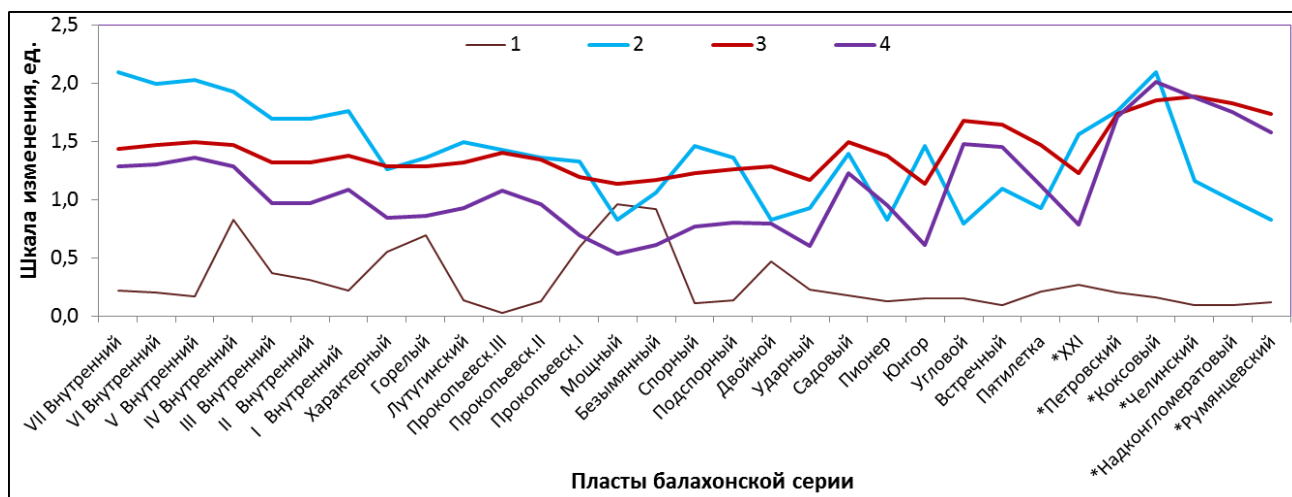


Рис. 47. Графики изменения мощности угленосных пластов (1); содержания витринита (2); степени восстановленности (3) и гелификации (4) в отложениях балахонской серии: уменьшение мощности (10-кратное), содержания витринита (30-кратное) и увеличение степени восстановленности (3-кратное)

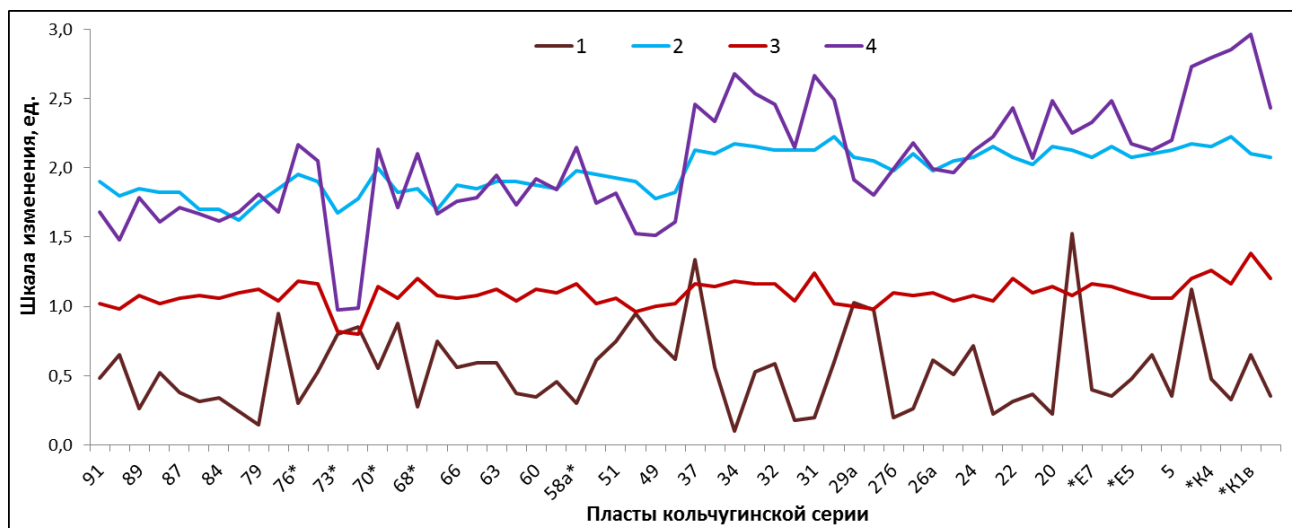


Рис. 48. Графики изменения мощности угленосных пластов (1); содержания витринита (2); степени восстановленности (3) и гелификации (4) в отложениях балахонской серии: уменьшение мощности (4-кратное), содержания витринита (40-кратное) и увеличение степени восстановленности (2-кратное)

На графиках выделяются интервалы с мощными и маломощными пластами, в которых, соответственно, показатели Пв и Пг имеют минимальные или максимальные значения, т. е. наблюдается разнонаправленная ритмичность осадконакопления и проявление генетических факторов.

Особо следует отметить синхронную ритмичность изменения мощности пластов и степени восстановленности, которая указывает на происхождение восстановленности углей под влиянием циклогенеза осадков и широко известна в научной литературе как различие свойств изометаморфных углей в стратиграфическом разрезе (нарушение правила Хильта).

Такой вид восстановленности угольного вещества связан с фацией углеобразования, поэтому автором выделяется **как литофациальная восстановленность углей.**

В итоге, обнаруженная вариантность образования восстановленности углей предусматривает её разграничение по характерным признакам. Основными признаками флористической восстановленности углей будут:

- глобальное эволюционное изменение фитоценозов, обусловленное их произрастанием в тропической климатической зоне, и их биогеографическая распространённость;
- наличие мангровых болот определяющих благоприятные условия для активного роста флоры с повышенным содержанием белкового вещества;
- наличие солёной (морской) воды, обеспечивающей повышенную (пониженную) кислотность восстановительной среды для образования молекулярного азота.

Такие условия возникают при глобальных изменениях литосферы Земли, которые влияли на палеогеографическую и климатическую обстановку отдельных континентов и территорий. Отсюда **флористическая восстановленность – это результат эволюционного изменения растений-углеобразователей, проходившего под влиянием палеоклиматических и палеогеографических факторов, в отдельные геологических эпохах угленакопления.**

Признаками литофациальной восстановленности углей являются:

- циклическое изменение ландшафтной обстановки под влиянием геодинамических условий в бассейне, которое определяет частую смену геохимической среды в определённом типе болота;

- ритмическое фациальное углеобразование, обусловленное кратковременным изменением болотного состава флоры, и его локальное распространение;

- возникновение кратковременных геохимических условий, способствующих возникновению восстановленности вне зависимости от уровня кислотности среды.

Возникновение указанных условий присуще отдельным бассейновым геодинамическим изменениям. Связаны они с геоструктурными и палеотектоническими факторами, характеризующими угольный бассейн как угленосную формацию. Из этого следует, что ***литофациальная восстановленность – это результат неравномерного циклического погружения осадков, проходившего в бассейне угленакопления под влиянием геодинамических факторов в отдельный геологический период.***

Принимая во внимание изложенное, необходимо остановиться на описании некоторых особенностей геохимической среды торфяников (Парпарова, Жукова, 1990). В предыдущих главах упоминалось об использовании отношения суммы окислов Si и Al к сумме окислов Mg, Ca, Fe для определения степени восстановленности среды, и существует предположение, что в зависимости от pH-среды растворимость важнейших породообразующих окислов SiO_2 и Al_2O_3 резко изменяется (Швецов, 1958). В частности, автор (Барабанов, 1985) отмечает, что при $\text{pH} > 10$ эти окислы растворяются умеренно и могут переноситься в растворах, а при $\text{pH} \leq 8$ среда становится в 100 раз более кислой, растворимость SiO_2 заметно снижается, тогда как, Al_2O_3 становится практически нерастворимым.

Можно согласиться с автором (Барабанов, 1985) применительно активности Al_2O_3 в торфяниках, в частности, он полагает, что там происходит выпадение гидратов окиси алюминия вместе с другими компонентами (SiO_2 , $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$, $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$), образующими породу. Тогда, при $\text{pH} < 4$ глинозём выносится, а

кремнезём осаждается, в интервале $\text{pH} = 4\text{--}10$ кремнезём осаждается, глинозём выпадает, и при $\text{pH} > 10$ глинозём и кремнезём могут свободно переноситься в растворах.

В работе (Парапарова, Жукова, 1990) приводятся результаты корреляционного анализа показателя Пв с количеством SiO_2 и Al_2O_3 в золах углей пластов и групп пластов в свитах кольчугинских и балахонских отложений, представляющих региогоризонт, по простиранию и в стратиграфическом разрезе. Установлено, что корреляционная связь между показателями Пв и SiO_2 по простиранию с СЗ на ЮВ бассейна и в стратиграфическом разрезе пермских отложений отсутствует, а с показателем Al_2O_3 на уровне $r = 0,46$ и $0,75$ соответственно. При этом связь показателя Пв с $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$ в стратиграфическом разрезе $r = 0,72$, а по простиранию – $r = 0,40$. Связь показателя Пв с MgO/CaO на уровне $0,75$ в стратиграфическом разрезе и $0,57$ по простиранию угленосных отложений.

Отсюда вытекает, что на развитие того или иного сценария превращения растительного материала в органическую массу угля оказывает влияние закономерная смена эволюции растений-углеобразователей, болотная среда и её геохимизм. Их сочетания обуславливают разложение растительного материала и две его составляющие: характер и скорость.

На интенсивность разложения растительной массы оказывают влияние состав растительных клеток, обуславливающий, в общем, элементный состав торфа, а в частности, содержание азота как источник жизнедеятельности микроорганизмов, наличие аэробных, анаэробных и появление сульфатредуцирующих и нитрифицирующих бактерий. Характер разложения меняется от кислотно-щелочного баланса среды торфяника, который влияет на жизнедеятельность бактерий, на уровень обводнённости торфяной залежи и присутствие минеральных примесей в водной среде болота.

Следовательно, процесс восстановленности зарождается как сложный этапный биохимический синтез превращения растений в торф в периоды как бактериологической активности, так и интенсивных химических реакций.

Образование высоковосстановленных углей обусловлено наличием высокого содержания белков и липидов в исходной биомассе, разлагающейся в щелочной среде болота ($\text{pH} = 7,0\text{--}8,0$) в начальной стадии торфогенеза. В его верхнем слое (до 20 см), где существовала хорошая связь с атмосферой, аэробные бактерии активно разлагали отмирающие растения с повышенным содержанием азота с выделением CO_2 , H_2S , NH_3 , там же происходило образование окисных минералов. Эти выводы подкрепляются результатами наблюдений, изложенных в работах (Титов, 1953; Тимофеев и др., 1973).

В нижних слоях болота из-за отсутствия свободного кислорода возникала восстановительная среда, и устойчивые соединения выпадали в осадок, образуя диагенетические минералы, одними из которых являлись сульфиды железа (пирит, марказит, гидротроилит) (Aspowered, 2006). Соленая вода болота способствовала быстрому осаждению гумуса и илов в нижние слои среды, где присутствовали ионы железа и серы. При непосредственном их участии проходило превращение гумуса в гель путем ферментативного катализа (Кузнецов, 1990).

В работе автор (Иванов, 2010) в балахонских углях установил связь некоторых микроэлементов (Be, Yb, Sc, La, Y) с показателем восстановленности углей. Так, с Be она на уровне 67 %, с Yb составляет 60 %, а с содержанием витринита отмечается связь только с La в пределах 70 %. Данные микроэлементы также могли участвовать в каталитических реакциях, т. к. гелеобразное вещество является биогеохимическим барьером для осаждения.

Каталитические реакции вполне могут протекать в природных условиях, когда в присутствии ионов металла ферменты проявляют каталитическую активность, образуя химические компоненты именуемые кофакторами. В этом случае ион железа может обеспечивать образование химической связи с растительным субстратом анионного типа и выступать в роли переносчика электронов в окислительно-восстановительных переходах. Аминокислотные остатки при высокой поляризуемости атомов серы в реакциях замещения несут отрицательный заряд и вследствие этого участвуют в образовании водородных

связей при непосредственной координации комплексов с ионами железа. В результате таких реакций в структуре высоковосстановленных углей могут находиться химические комплексы железосодержащего порфирина. Такие условия преобразования органической массы торфяника снижают скорость перехода ее из одного состояния в другое, а в результате этого идет накопление азота и водорода в структуре гелифицированного вещества. Поэтому высоковосстановленные угли характеризуются высоким содержанием азота и водорода, а витринит имеет телинитовую структуру. По мере снижения рН- и Eh-среды менялась геохимическая обстановка со щелочной на кислую, реакции ферментативного катализа затухали и им на смену приходили иные процессы биохимической деструкции гумуса.

При понижении кислотно-щелочного потенциала болотной воды до уровня $\text{pH} = 6,0\text{--}7,0$ химические реакции протекали по схеме, изложенной в работе (Кузнецов, 1990). Такие условия характерны для современных низинных и древних эфтрофных болот. Здесь обогащение водородом разлагающегося растительного материала происходило путем восстановления сульфатов микроорганизмами с образованием пирита. Образование свободной серы сдерживало процесс разложения растительной массы и способствовало некоторому сохранению структуры отдельных растительных фрагментов и вело к накоплению водорода в органической коллоидной массе торфяника. В этих условиях при возникновении восстановительной среды могли проходить каталитические процессы, о чем свидетельствует телинито-коллинитовая структура витринита в восстановленных углях и повышенное содержание азота и водорода, что отличает их от низковосстановленных углей.

Это позволяет сделать следующий вывод: изменение восстановленности и содержание витринита подчиняется закономерному изменению типов ландшафта в балахонское и кольчугинское геологическое время по мере поднятия дна бассейна, на котором формировались свойственные им типы болот. Также имеет место эволюционное изменение видов палеофлоры, которым свойственен свой групповой состав, следовательно, от смены состава растений углеобразователей

менялся состав торфов в кольчугинских и балахонских болотах схожего типа. В соответствии с этим характер разложения в них сильно различался.

Эти факторы находят отражение в мацеральном составе углей. При этом отмечается связь перечисленных геологических факторов со степенью восстановленности углей и, как отмечалось, несомненно, имеет влияние геохимическая среда торфяников и бактериальный состав.

Таким образом, поставленная цель достигнута и доказано, что в верхнепалеозойский период угленакопления возникали ситуации, определявшие разное происхождение восстановленности углей. Флористическая восстановленность ($P_{\text{вфлор}}$) – это результат эволюционного изменения растений-углеобразователей, которое проходило под влиянием палеоклиматических и палеогеографических факторов в отдельные геологические эпохи. Результатом неравномерного циклического погружения осадков (циклогенеза) в отдельном осадочном комплексе под влиянием геодинамических условий в угольном бассейне является литофациальная восстановленность ($P_{\text{л-ф}}$).

Глава 5 ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВОССТАНОВЛЕННОСТИ И ГЕЛИФИКАЦИИ В УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОУГОЛЬНО-ПЕРМСКОГО ВОЗРАСТА

Неоднородность углей разных бассейнов в настоящее время устанавливается по двум критериям: петрографическому составу и стадии метаморфизма, по этим критериям проводится генетическая унификация углей. Считается, что восстановленность нивелируется при смешивании ископаемых углей в процессе разработки и переработки. Однако полученные на примере углей Кузнецкого бассейна результаты позволяют утверждать, что на неоднородность углей в значительной степени оказывает влияние не только интенсивность проявления восстановленности, но и её разное происхождение.

Остаётся открытым вопрос, распространяются ли установленные на кузнецких углях закономерности торфообразования в угленосных отложениях других бассейнов, как проявлялась флористическая восстановленность ($P_{вфлор}$) в позднем палеозое и какова её связь с процессом гелификации торфяников. Для этого были выбраны Донецкий, Карагандинский и Печорский бассейны и сформулировано третье научное положения диссертации.

Сходство угленосных отложений Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов обусловлено доминированием типа болота: мангрового, эвтрофного и мезотрофного, а различия – степенью восстановленности углей. Сочетание типа болотной среды и особого состава флоры определяло интенсивность гелификации растительной массы вне зависимости от этапов и ритмов угленакопления

5.1 Существующие признаки восстановленности углей Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов

Факторы угленакопления были сгруппированы как признаки сходства и различия условий образования каменноугольно-пермских угленосных отложений (табл. 5.1).

Таблица 5.1

**Признаки сходства и различия условий образования угленосных
отложений разных бассейнов**

(Угольная база России, 2004; Угленосные формации верхнего палеозоя СССР, 1975; Литодинамический анализ угленосных и турбидитных формаций, 1990)

Признаки	Угольные бассейны			
	Донецкий	Карагандинский	Кузнецкий	Печорский
Возраст угленосных отложений:				
– каменноугольные	+	+	+	–
– пермские	–	–	+	+
Палеоструктурные:				
– авлакоген	+	–	–	–
–краевые прогибы	–	+	+	+
Палеотектогические:				
– геосинклинальный	+	–	–	–
– платформенный	–	+	+	+
Палеогеографические:				
– ландшафт	разно- образный	горный		
– фациальная обстановка	прибрежно-морская		лагунная (прибрежно- континентальная)	
Палеоклиматические:				
– в карбоне	тропический, умеренный, нижние широты			–
– в перми	–	–	тропический, умеренный, северные широты	
Филогенетические				
– в карбоне	космополитная Евро-Американская и Восточно-Европейская флора			–
– в перми	–	–	провинциальная бассейновая	
Вещественный состав вмещающих пород	карбонат- но-терри- генный	вулканогенный- карбонатно- терригенный	вулкано- генно- терриген- ный	терриген- ный

Главное отличие бассейнов Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского – это разный период угленакопления. В Донбассе и Карагандинском бассейне – карбоновые отложения, в Печорском бассейне – пермские, в Кузнецком бассейне представлен практически весь верхнепалеозойский осадочный комплекс.

Сделано предположение, что установленные в Кузбассе закономерности углеобразования и режим угленакопления в отдельные геологические периоды должны распространяться на остальные бассейны. При таком подходе чётче выделяется значимость признаков, по которым можно определить главенствующие факторы, определяющие особенности углеобразования разных бассейнов.

Например, по геоструктурному признаку Донецкий бассейн характеризуется угленосной формацией авлакогенового типа с разнообразным ландшафтом и карбонатно-терригенным составом вмещающих пород. Печорский бассейн по филогенетическому признаку представлен пермской провинциальной флорой и терригенным составом вмещающих пород. Отличительной стороной Карагандинского бассейна является его сходство по отдельным признакам с Донецким и Кузнецким бассейном.

В целом, качественная оценка соотношения признаков сходства и различия подтверждает выводы многих исследователей, что, рассматривая угольные бассейны как геологические седиментационные формы осадконакопления – угленосные формации, можно обнаружить больше сходства, а различия присущи только Донецкой угленосной формации. К объединяющим признакам сходства, которые раскрывают характер углеобразования осадков, отнесены: фациальная обстановка, филогенетический тип исходного растительного материала, ландшафт, климат.

Отличие условий углеобразования в карбоновое и пермское время состоит в различии палеоклимата и фациальной обстановки. Они обуславливали развитие космополитной флоры с большим ареалом распространения в карбоновое время и проявление провинциальности флоры в пермское время.

При этом связка моря с сушей в карбоновое время оценивается как морская (море-суша), в пермское время считается континентальной (суша-море). Такой же особенностью является ландшафт, который в трёх бассейнах был горный, в Донецком бассейне – разнообразный.

Для выделения климатических зон был использованы материалы по увязке угленосных формаций верхнего палеозоя на территории бывшего СССР (1975), в которых на основе Донецкой провинции установлен состав углеобразующей растительности нижнего и позднего карбона, отражающего эволюционные изменения растений–углеобразователей со сменой климатических зон (табл. 5.2).

Таблица 5.2.

Климатические зоны и состав растений–углеобразователей
(Угленосные формации верхнего палеозоя, 1975)

Вид растительности и состав, %	Климатическая зона			
	Экваториальная	Тропическая (субаридная)	Умеренная (северная гумидная)	
			низкие широты	высокие широты
Плауновые	32–40	52–70	45–75	12–15
Членисто-стебельные	14–26	до 5	15–40	75
Папоротники	25–30	28–32	4–12	10–12
Кордаиты	единицы	единицы	до 8	10–12
Примитивные хвойные	1–2	единицы	до 8	10–12
Простейшие (мхи, лишайники и т. д.)	до 3	4–6		

Местоположение бассейнов в каменноугольно-пермское время – северная гумидная климатическая зона тропиков. В низких широтах активно процветали простейшие растения: плауновые, папоротники и членистостебельные, реже встречались кордаиты и примитивная хвойная флора. В высоких широтах примитивные хвойные и кордаиты имеют большее распространение наряду с

членистостебельными, которые доминировали, и с плауновыми видами растений, которые хуже приспосабливались в этой климатической зоне.

Средний состав основных углеобразователей и органических соединений по климатическим зонам по материалам Донбасса и Кузбасса (табл. 5.3) отличался по содержанию белков и целлюлозы в торфах болот.

Таблица 5.3

Растительный и групповой состав торфообразующей массы в климатических зонах

Состав растений	Долевое участие, %	Белки	Липиды	Углеводы	Лигнин
Примитивные	15	6	5	4	0
Плауновые, членистостебельные, папоротники	70	9	3	33	26
Кордаиты, примитивные хвойные	15	1	0	9	5
Низкие широты	100	16	8	45	31
Плауновые, членистостебельные, папоротники	88	11	4	41	32
Кордаиты, примитивные хвойные	12	1	0	7	4
Верхние широты	100	12	4	48	36
В умеренной климатической зоне		14	6	47	34

Это обстоятельство в значениях выглядит следующим образом. Разброс содержания белковых и липидных органических соединений в торфах нижних и верхних широт составляет 29 и 67 %, лигнина – 15 %, а содержание целлюлозы – только 6 %, что указывает на устойчивое количество целлюлозы в торфах независимо от соотношения растений простой и сложной организации. Значительное изменение белков и липидов (среднее – 48 %) оказывало существенное влияние на интенсивность гумификации, изменение лигнина влияло на направленность процесса преобразования растительной массы по

схеме гелификация – фюзенизация. Результаты вышеприведённого анализа подтверждают схему формирования угленосных отложений (рис. 42) и групповой состав торфа (табл. 4.1). Следовательно, они применимы для увязки условий торфообразования в разных бассейнах, ранжирования типов болот, состава торфа (табл. 4.3) и видов угленакопления, степени гелификации и восстановленности углей (табл. 4.4), так как в Кузнецком бассейне, как уже отмечалось, этапы угленакопления верхнего палеозоя представлены более полно.

Обобщая в этом аспекте полученные сведения, следует выделить основные особенности в торфообразовании карбонового и пермского периода. Во-первых, накопление торфов проходило в тропической зоне, широты в карбоне и перми разные, как и разные фациальные обстановки: в карбоне – прибрежно-морская, в перми – прибрежно-континентальная (табл. 4.1). Во-вторых, эволюция и распространение флоры в карбоне и перми обуславливали разный состав торфов, а изменение отметок общей площади бассейна относительно уровня моря – трофность болот, что отмечается в современных болотах (Макаренко, 2009). Поэтому выявление закономерностей изменения гелификации и восстановленности в каменноугольных и пермских угленосных отложениях проводилось с учётом этих особенностей.

5.2 Закономерности изменения геологических и генетических показателей в угленосных отложениях разных бассейнов и признаки их сходства и различия

Для составления схемы этапов развития угленакопления в бассейнах были использованы стратиграфическая схема угольных бассейнов СССР (рис. 49) с авторскими дополнениями, база данных петрографического состава углей по бассейнам (Донецкий, Карагандинский, Печорский и Кузнецкий) разработчиков классификации углей по генетическим и технологическим параметрам (Ерёмин, Броневец, 1995), дополненная результатами анализов

проб, полученных в разные годы при исследовании углей данных бассейнов (см. приложение).

Система	Отдел	Донецкий бассейн	Карагандинский бассейн	Кузнецкий бассейн			Печорский бассейн		
Пермская	Верхний	Дроновская свита		Кольчугинская серия	Ерунаковская подсерия	Тайлуганская свита	Печорская серия	Тальбейская свита	
		Грамотеинская свита				Сейдинская свита			
		Ленинская свита							
		Ильинская подсерия			Ускальская свита	Воркутская серия	Интинская свита		
					Казанково-маркинская свита				
					Митинсея				
					Старокузнецкая				
	Кузнецкая подсерия								
	Нижний	Брянцевская свита			Балахонская серия	Верхнебалахонская подсерия	Усятская свита	Юньинская серия	Лекворутская свита
							Кемеровская свита		Талатинская свита
Бельковская свита									
Гусиная свита									
Покровская свита								Сезымская свита	
Картамышская свита									
Каменноугольная	Верхний	Свита Р Араукаритовая					Балахонская серия	Нижнебалахонская подсерия	Алыкаевская свита
		Свита О Авиловская							
		Свита N Исаевская							
	Средний	Свита М Горловская	Шаханская свита			Мазуровская свита			
		Свита L Алмазная							
		Свита К Каменская							
		Свита I	Тентексная свита						
		Свита Н Смоляниновская							
		Свита G Моспинская	Долинская свита						
		Свита F Мандрыкинская	Надкарагандинская свита						
	Нижний	Свита Е	Карагандинская	Острогская серия					
		Свита D							
		Свита С Самарская							
		Свита В							
		Свита А	Ашлярикская свита						
			Аккудукская свита						
			Теректинские слои						
			Русаковский горизонт						
			Кассинский горизонт						
			Посидониевы слои						
Девонская		D ₃	D ₃	Мозжухинская серия					

Рис. 49. Стратиграфическая схема палеозойских угольных бассейнов СССР (по А.В. Тыжнову) с авторскими дополнениями

В привязке к стратиграфической схеме палеозойских отложений (рис. 49) были составлены стратиграфические колонки мощности угленосных отложений и содержания витринита по свитам и эпохам угленакопления (табл. 5.4).

Угленосные отложения бассейнов ранжированы в стратиграфической последовательности C_1 – P_2 и по распространению с запада на восток в последовательности Донецкий – Карагандинский – Кузнецкий бассейны с карбоновыми отложениями, Печорский – Кузнецкий бассейны с пермскими отложениями. Отметим, что разрез каменноугольной и пермской эпох угленакопления в Кузнецком бассейне представлен наиболее полно (табл. 5.4).

Таблица 5.4

Мощность и содержания витринита угленосных отложений бассейнов

Угленосные отложения бассейнов	Возраст отложений	Мощность, м	Содержание витринита, %
Кузнецкий	C_1	350	83
Донецкий		400	54
Карагандинский		1460	55
Кузнецкий	C_{2-3}	780	50
Донецкий		2940	79
Карагандинский		2150	70
Кузнецкий	P_1	3000	50
Печорский		2000	74
Кузнецкий	P_2	5150	82
Печорский		2200	75

Для определения степени гелификации и восстановленности были использованы зависимости (19) и (15) и в целом уравнения имеют вид:

$$Пг = 0,2113СК/ОК + 1,0518 \quad (20)$$

$$Пв = - 0,0141Пг^2 + 0,1163Пг + 0,326 \quad (21)$$

По формуле (21) определяется общий уровень восстановленности углей, который принимается как значения $P_{v_{min}}$. Значения высоко восстановленных углей определяются по уравнению:

$$P_{v_{max}} = 1,5763P_{v_{min}} - 0,2112, \quad (22)$$

в целом, по показателям $P_{v_{min}}$ и $P_{v_{max}}$ можно выделить невосстановленные и высоковосстановленные угли, что позволяет различать угли одного вида – флористической восстановленности ($P_{v_{флор}}$).

На основе составленной выборки значений показателей V_t , СК/ОК, Пг, P_v и мощности угленосных отложений проведён сравнительный анализ, который показал однонаправленное изменение значений мощности угленосных отложений и генетических показателей углей с корреляционной связью не более 50 % (рис. 50).

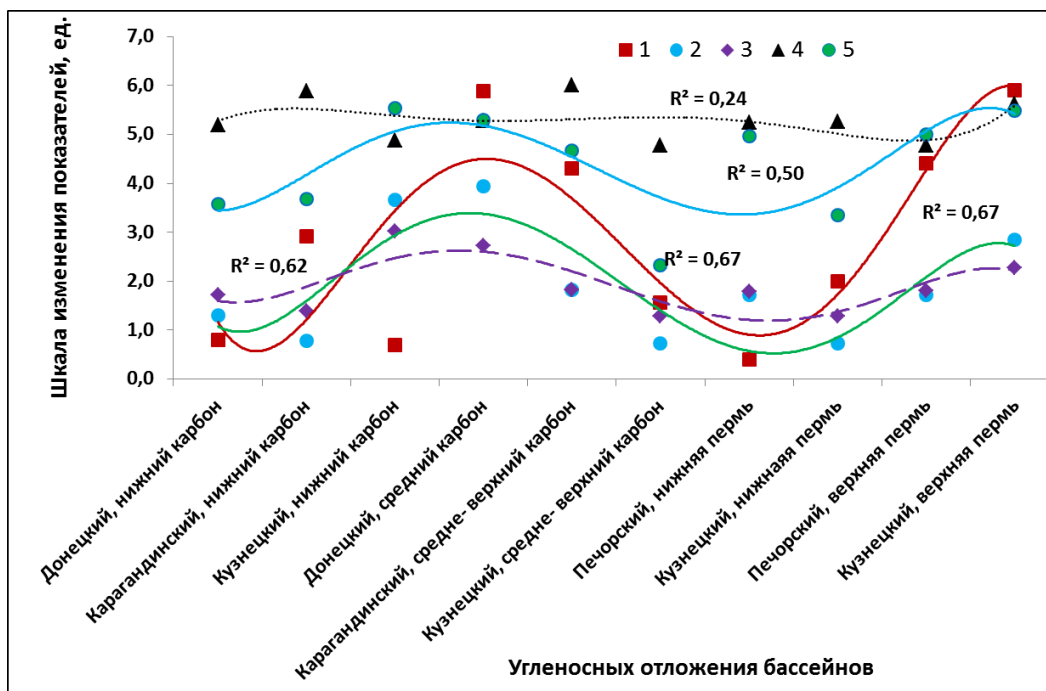


Рис. 50. Графики изменения суммарной мощности угленосных отложений (1); отношения спекающих и отошающих компонентов (2); степени гелификации (3); восстановленности (4) и содержания витринита (5)

Полиномиальные линии трендов в пятой степени аппроксимации значений петрографических и спектральных параметров (V_t , СК/ОК, Пг, P_v) отражают их

разную степень зависимости от цикличного процесса угленакопления в виде мощности угленосных отложений. Корреляционная связь между отношением СК/ОК и показателями V_t и Пг оказалась на уровне 83 и 98 % соответственно, а между показателями Пг и V_t коэффициент $r = 0,82$, при этом у показателя Пв с перечисленными параметрами связь отсутствует, на что указывает $R^2 = 0,24$.

Тренд показателя V_t имеет коэффициент корреляции 0,48 с мощностью угленосных отложений, но отличается от тренда показателя СК/ОК, который больше характеризует проявление фюзенизации, чем особенности гелификации. В целом же, выделяются области повышенных и пониженных показателей V_t , Пг и Пв, которые указывают на разные условия углеобразования.

Это обстоятельство отмечалось в работе (Иванов, 2015) и упоминалось выше, поэтому для корректного сравнения угленосных отложений разных бассейнов необходим индекс ГМУ ($I_{ГМУ}$). На примере кузнецких углей установлено, что связь данного показателя с содержанием витринита на уровне $r = 0,79$, поэтому данный показатель ($I_{ГМУ}$) отражает характер гелеобразования, в свою очередь, показатели Пг и Пв отражают флористический состав и тип болот. Это позволило определить степень биохимической устойчивости (интенсивность преобразования гелифицированной массы), и вероятный уровень гелификации и восстановленности в торфяниках, по которым выделены шесть болотных обстановок, среди них выделяются три типа болотной среды: мангровая, эвтро- мезотрофная пермского типа и мезо-эвтрофная пермско-карбонового типа (табл. 5.5).

В таблице 5.5 на основе генетических параметров: степени гелификации, отражающей характер процесса преобразования торфяной массы, степени восстановленности, отражающей характер среды, в которой происходит её преобразование, и степени биохимической устойчивости органического вещества торфяной массы, приведена характеристика разных типов болот.

Данные типы болотной среды соответствуют трём типам ландшафтов: прибрежно-дельтовые морского типа, верхние террасы континентального типа

и переходный тип, характеризующийся как зона нижних террас кратковременного затопления морем.

Таблица 5.5

Типы болот каменноугольного периода углеобразования и их параметрическая характеристика

Вариант обстановки углеобразования	Тип болота	Генетические параметры, ед.		
		Пг	Пв	I _{ГМУ}
1	Мезотрофный верхнепермский	1,72	0,55	0,91
2	Эвтрофный верхнепермский	2,08	0,59	1,14
3	Мангровый верхнепермский	2,47	0,62	1,47
4	Мезотрофный нижнепермский	1,31	0,50	0,59
5	Эвтрофный карбоновый	1,18	0,49	0,71
6	Мангровый карбоновый	2,47	0,62	1,85
Виды болот верхнего палеозоя				
1	Мангровый	2,47	0,62	1,66
2	Эвтро - мезотрофный пермского типа	1,90	0,57	1,03
3	Мезо – эвтрофный пермско-карбонового типа	1,25	0,50	0,65

Предполагается, что в мангровых болотах среда в основном щелочная за счёт повышенного содержания азота, в эвтро - мезотрофных болотах пермского типа в большей мере кислая за счёт большого притока пресной воды, в мезо-эвтрофных болотах пермско-карбонового типа в основном кислая неустойчивая, опреснённая слабощелочная или слабокислая. Трофность как характеристика местообитания водоёма зависит от биогенных элементов: растительности и химических элементов, обеспечивающих их жизнедеятельность, которые разделяются на биогенные (О, С, Н, N), макроэлементы (К, Са, Mg, Na, S, P, Cl) и микроэлементы (щелочные, щелочноземельные, металлов, РЗЭ и урановой группы).

В главе 3 отмечалось, что между микроэлементами Eu, Ce, Ta, Sm, Yb, Cs, La, Sc степенью восстановленности и содержанием витринита установлена корреляционная связь по свитам в стратиграфическом разрезе бассейна.

На рис. 51 приводятся графики изменения степени восстановленности, содержания витринита, а также тренды возрастания концентраций и распределения микроэлементов в пермских угленосных отложениях Кузбасса.

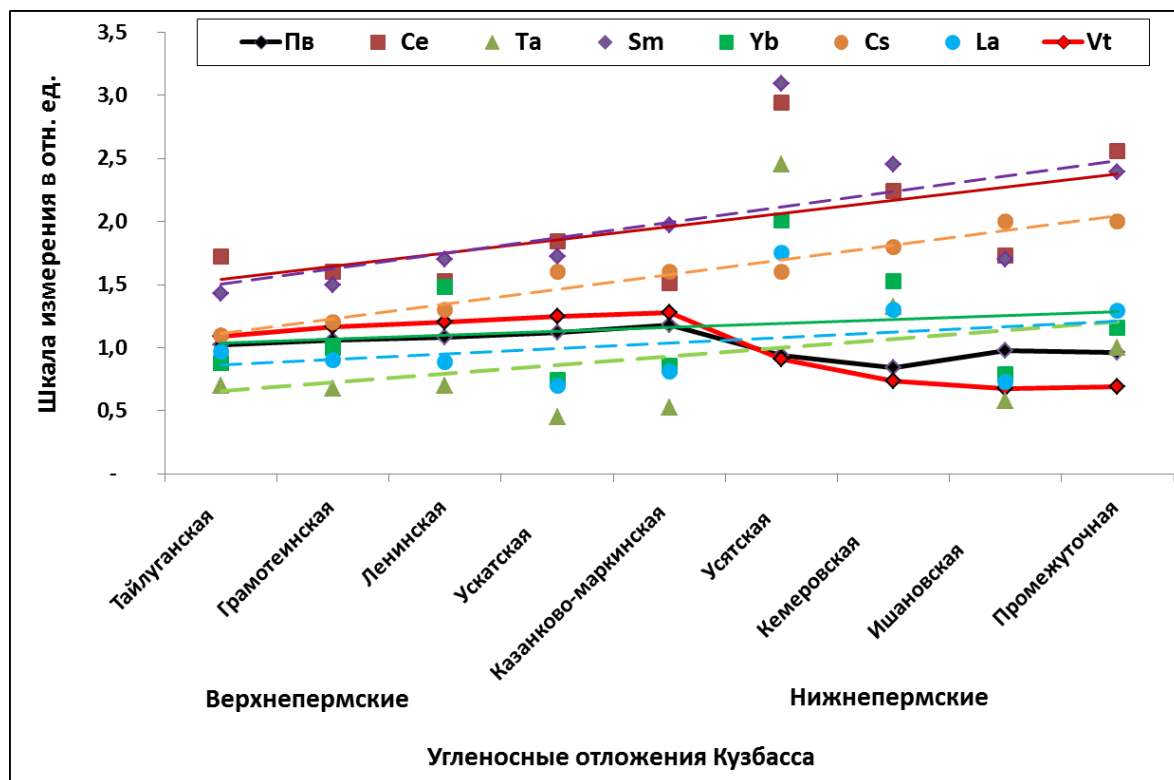


Рис. 51. Графики распределения микроэлементов и изменения степени восстановленности (Пв) и содержания витринита (Vt) в пермских угленосных отложениях Кузбасса

В работе (Иванов, Исаева, 2015) приведены результаты сопоставительного анализа микроэлементов Ce, La, Ta, Yb, Sm, Cs, Eu, Sc с торфами болот пермского возраста двух типов: белково-липидно-целлюлозный и белково-липидно-лигнинный (рис. 52, 53).

Установлено, что общими микроэлементами показателей $Pv_{\text{флор}}$ и Vt. являются $Eu < La < Ce$, причём по силе связи La и Ce занимают разное положение относительно показателя Vt (рис. 54).

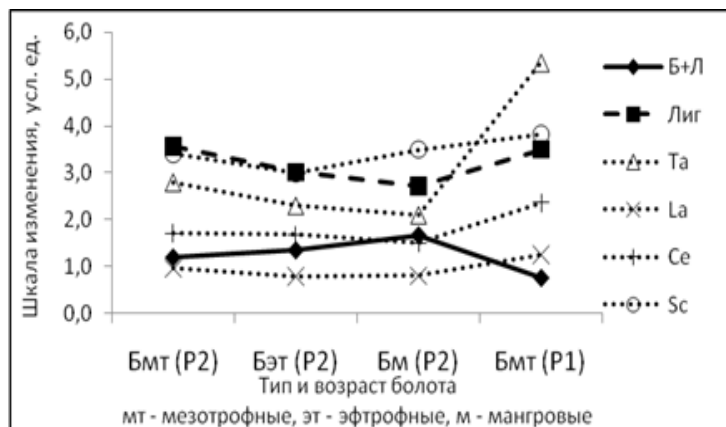


Рис. 52. Характерные микроэлементы для болот с белково-липидно-лигнинным составом торфа

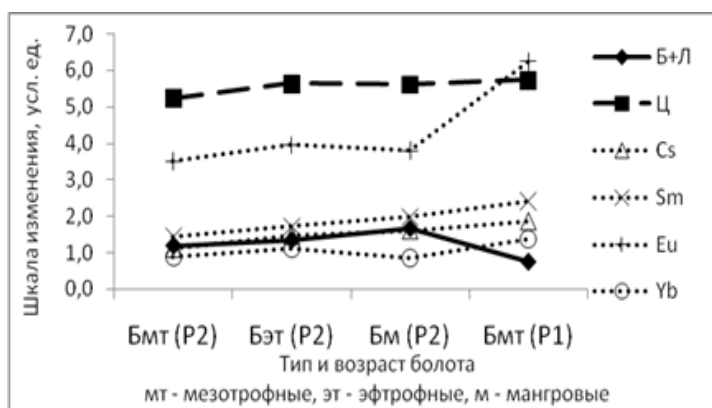


Рис. 53. Характерные микроэлементы для болот с белково-липидно-целлюлозным составом торфа

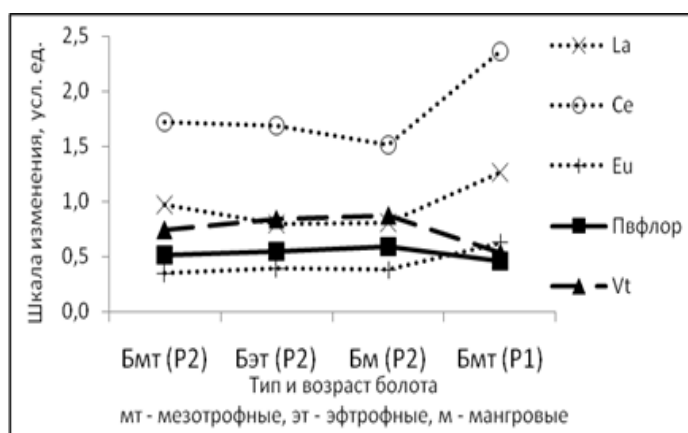


Рис. 54. Зависимость содержания микроэлементов и витринита в углях и их флористической восстановленности от типа палеоболот

Видно, что тренды трёх микроэлементов (Eu, La, Ce), если рассматривать их совместно с показателями $Pv_{флор}$ и Vt , отражают характер углеобразования, следовательно, микроэлементы и генетические показатели углей могут служить признаками распознавания условий торфообразования.

Опираясь на данные наблюдения можно сделать предположение об условиях торфогенеза пермских углей. Накопление микроэлементов Cs, La, Sc, Ta проходило в болотах при повышенном содержании лигнина, а микроэлементов Eu, Cs, Sm, Yb в болотах с повышенным содержанием целлюлозы. Это значит, что в фюзениновых углях будут преобладать микроэлементы первой группы (Cs, La, Sc, Ta), а витринитовых углях микроэлементы второй группы (Eu, Cs, Sm, Yb).

Резкое изменение содержания микроэлементов, как и белков с липидами, в пермских мезотрофных торфах указывают на существенное различие геохимических обстановок в болотах пермского возраста, в которых органический синтез растительной массы торфяников имел направленность либо в сторону гелификации, либо фюзенизации. Так, тренд изменения Eu ближе к тренду изменения $Pv_{флор}$, а тренд изменения Ce ближе к тренду Vt , что даёт основание трактовать их соответствующую связь с восстановленностью и с гелификацией.

Автором не ставилась задача объяснить причины возникновения различных биогеохимических обстановок. Предпринята попытка увязать авторские результаты с существующей теорией биогеохимического синтеза на Земле в отдельных бассейнах и месторождениях, опираясь на работы: Добровольского В. В. (2003), Браунлоу А. Х. (1984), Швецова М. С. (1958), Орлова Д.С. (2002), Овчинникова Л. Н. (1990), Леоновой Г. А. (2007), Арбузова С. И. (2000, 2007), и выводы в работе (Ассоциации микроэлементов с органическим веществом в осадочной толще Сибири, 1984).

Во внимание принимались сведения о деформации природных биохимических циклов химических элементов и природных зон в современных экосистемах, ассоциации микроэлементов, их концентрации и

перераспределении в экосистемах, органических остатках и породах, связи микроэлементов с битуминозностью пород.

При воссоздании палеогеографических и биогеохимических условий учитывались обобщения авторов (Иванов, 2010; Орлов, 2002; Кирюков, 2000; Алексеев, 2000, 2005; Егоров, 2003, 2004; Цейслер, 1999), сделанные в последние десятилетия.

В частности, автор (Добровольский, 2003) отмечает, что фракционирование водорода и кислорода с живыми организмами не обнаружено, но биогенные образования отражают микроэлементный состав среды их обитания (Ассоциации микроэлементов с органическим веществом в осадочной толще Сибири, 1984).

В реконструкции геохимической обстановки применяется анализ элементов-индикаторов (Иванов, 2010, Овчинников, 1990), он расширяет возможности петрогенетических исследований и диагностики образования полезных ископаемых в виду цикличности микроэлементов в окружающей среде (Добровольский, 2003).

Особое внимание заслуживают исследования ряда авторов по изучению (Ассоциации микроэлементов с органическим веществом в осадочной толще Сибири, 1984). В частности, Г. А. Третьяков и В. М. Гавшин отмечают, что степень концентрации микроэлементов в какой-то мере отражает связь между органическим веществом и морскими водами, тем самым подтверждая авторские наблюдения (рис. 51) и установленные закономерности авторами (Арбузов и др., 2000) в угленосных отложениях Кузбасса.

Другой особенностью микроэлементов является их ассоциация с органическим углеродом, который является признаком битуминозности пород. В упомянутой выше работе, И. Н. Ушатинский отмечает резкое обогащение битуминозных пород бажендовской свиты углеродом и серой, отдельными формами железа, а также микроэлементами: бором, ванадием, никелем, медью, барием, ураном. В ней же, Г. А. Третьяков и В. М. Гавшин расширяют перечень микроэлементов в битуминозных аргиллитах бажендовской свиты, включая

цинк, хром, марганец, калий, молибден, кобальт, торий, отмечая при этом, что данная ассоциация элементов наблюдается в древнечерноморских морских сапропелитовых илах. По их мнению, большая часть перечисленных элементов накапливается на органическом веществе, выделяя при этом антагонистические и индифферентные элементы к органическому веществу (табл. 5.6).

Таблица 5.6

Распределение элементов относительно органического вещества
(Ассоциации микроэлементов с органическим веществом в осадочной толще Сибири, 1984)

Элементы связанные с органическим веществом	Элементы нейтральные к органическому веществу	Элементы антагонистичные к органическому веществу
Mo U As Sb Zn V Ni Au Ag Cu Ba	Co Zr Fe Yb Tb Sc Eu Sm Ce La Cr Rb Cs	Na Th Ta Ti K Hf Mn

Автор (Леонова, 2007), исследуя геохимическую роль планктона в современных континентальных водных системах разной солёности, выделяет химические элементы-гидролизаты (Al, Ti, PЗЭ), которые концентрируются планктоном с увеличением солёности воды.

При анализе современных типов болот и торфов в болотоведении И. Н. Пьявченко в сборнике (Основные принципы изучения болотных биогеоценозов, 1972) обращает внимание на Ca и Mg, которые влияют на кислотность болота. Там же он отмечает, что содержание золы торфов и химический состав и pH слабо коррелируют с ботаническим составом торфа из-за экологической амплитуды многообразия растений-торфообразователей. Тем не менее, Г. Л. Макаренко (2009) разделяет эвтрофные и олиготрофные болота по концентрации катионов кальция и водорода, зольности, pH и видовому составу топяной растительности болот.

Несомненно, окислительно-восстановительные реакции в болотной среде занимают особое место, в частности, Д. С. Орлов (2002) разделяет химические элементы по pH, Eh и степени подвижности, и эти данные представляют

интерес в определении биогеохимических обстановок. Поэтому микроэлементы были разделены по характеру среды: восстановительной, щелочной или нейтральной и окислительной и кислой (табл. 5.7).

Таблица 5.7

Распределение элементов относительно водной среды (Орлов, 2002)

Химические элементы	Среда
As Cr F Mn Nb Sb Sn Li	Восстановительная
U V Re	Восстановительная, щелочная или нейтральная
W Hf	Щелочная или нейтральная
Cd Cs Hg Ra Se	Восстановительная или окислительная и кислая
Ta Au Th	Щелочная или нейтральная, окислительная и кислая
Rb Si Ga La Cr Os Pt Rh Ru	Окислительная и кислая
Br I Co Fe Ge Ti Fe Ge Ti Ag B Ba Be Bi Co Cu Ge Mo Ni Zn Zr	Восстановительная, щелочная или нейтральная, окислительная и кислая

Применяя способ определения ассоциативных рядов химических элементов (А. с. № 013.10.А, 2010), в основе которого лежит определение по элементу-индикатору потенциальных микроэлементов, способных участвовать с элементом-индикатором для распознавания в определённых условиях болотной среды. Расчёт ассоциативных химических элементов производился через водород (H^+) и потенциал рН. Использование иона H^+ в прогнозе ассоциации микроэлементов болотной среды как основного катиона определяющего кислотность торфяных отложений (Макаренко, 2009), позволяет косвенно учитывать формирование битуминозности будущих углей, которая тесно связана со степенью их восстановленности. Степень связи показателей восстановленности и содержания витринита (признаки битуминозности углей) с элементами-индикаторами и возможными ассоциациями химических элементов в болотных средах приведены в таблице 5.8.

Расчётные ассоциации элементов полностью подтверждаются набором элементов биохимической специализации второго порядка (Mo, Be, Co, Nb, Ge, Zn, Zr, La, Pb, Br, Yb, Li, La, Sm, Fe, Ce, Ta, Ti, Na, Cs, Eu, Rb, B, Sc), установленной опробованием углей для карбон-пермской эпохи углеобразования Кузнецкого бассейна (Арбузов и др., 2007). Исключение составляют рутений и родий и, вероятно, на их месте должны быть ниобий и молибден.

Таблица 5.8

Степень связи показателей с элементами-индикаторами и возможные ассоциативные ряды химических элементов

Вариант	Уровень корреляции			Элемент-индикатор	Ассоциации микроэлементов
	Пв _{л-ф}	Пв _{флор}	Vt		
1	—	0,66	0,76	Ce	Br Ti Al N Be
2	—	0,67	0,73	La	Br Sc Mg N Be
3	—	0,61	0,51	Ta	Rh (Nb) Co S F B Li
4	0,55	0,55	—	Yb	Ru (Mo) Fe S O B Li
5	—	0,55	0,69	Sm	Sr Ti Si O Be
6	—	0,39	0,73	Cs	Ge Ca C Li
7	—	0,79	0,81	Eu	Rb Ti Si O Be
8	0,25	—	0,70	Sc	Mg N Be

Примечание. В скобках – скорректированные элементы по данным (Арбузов и др. 2000)

Наличие элементов (As, Sb, Ni, Y, Mn, Ba, Cu, Hf, U, Cd, V, Ga) из ассоциации микроэлементов кузнецких углей (Арбузов и др., 2007) подтверждаются авторскими расчётами через их окислительно-восстановительный потенциал.

Опираясь на данные (Орлов, 2002; Макаренко, 2009), можно констатировать, что в Кузнецком бассейне на восстановительную среду указывают элементы As, Sb, Nb, Sn, Mn; на восстановительную щелочную среду – U V; на переменную восстановительную или окислительную среду – Li, Cr, Cd, Cs на переменную щелочную – нейтральную – кислую – Au, Th, Ta; на

кислую – La, Rb, Ga; остальные элементы (Sr, Mo, Be, Co, P, Ni, Y, Ge, Zn, Zr, Ag, Ba, Pb, Cu, Br, Yb, Hf, Sm, Fe, Ce, Tb, Ti, Na, Eu, B, Sc) могли концентрироваться в любой обстановке.

С точки зрения битуминозности пород (Ассоциации микроэлементов с органическим веществом в осадочной толще Сибири, 1984) среди элементов биохимической специализации Кузнецкого бассейна (Арбузов и др., 2007) выделяются элементы, связанные с органическим веществом: As, Mo, Au, Sb, Ni, Zn, Ba, Cu, U, V, Ag; индифферентные: Co, Zr, Yb, Cr, La, Sm, Ce, Cs, Eu, Rb, Fe, Tb, Sc; элементы-антагонисты: Mn, Hf, Th, Ta, Ti, Na. Однако авторы (Арбузов и др., 2007) по-иному разделяют химические элементы, а именно, на катионообразующие (литий, рубидий, цезий, стронций, талий), катион- и анионообразующие с постоянной (бериллий, скандий, иттрий, галлий, германий, цирконий, гафний, торий, лантаноиды: La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu) и переменной валентностью (ванадий, ниобий, тантал, уран).

Микроэлементы (табл. 5.8) С. И. Арбузов (2007) выделяет как углефильные катион- и анионообразующие с постоянной валентностью элементы, среди них с позиции битуминозности углей обращают на себя внимание литий, рубидий, стронций, ниобий, имеющие повышенные концентрации в углях Барзасского месторождения, которые считаются высоко битуминозными углями девонского возраста, и в углях этого же возраста лантаноиды (La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb) также имеют повышенные концентрации, отмечает автор.

Итак, результаты обобщения вариантов ассоциаций элементов (табл. 5,6), степени подвижности химических элементов и окислительно-восстановительного потенциала среды (табл. 5.7), макро- и микроэлементы (табл. 5.8), выделяя прогнозные ассоциации биоэлементов (N, S, O, C), можно выделить признаки, по которым реконструировать биогеохимические обстановки (табл. 5.9) разных типов палеоболот при определении условий торфоуглеобразования.

Типы болотных обстановок и их биогеохимические условия среды

Вариант	Тип болотной обстановки	Показатели, ед.			Признаки			Варианты биогеохимических условий болотной среды (определяющие био- и макро-элементы)	Условия для флористической восстановленности
		Пг	Пв	$I_{ГМУ}$	Элемент-индикатор и ряд биофильных элементов	Степень подвижности микроэлементов	Среда		
1	мангровый карбоновый (C_1)	2,46	0,62	1,85	<u>Ce</u> Br -Ti-Al-N-Be	средняя	восстановительная щелочная	азотистая, глинозёмная	благоприятные, переменные
2	мангровый пермский (P_2)	2,46	0,62	1,46	<u>La</u> Br-Sc-Mg-N-Be	низкая	окислительно-восстановительная	азотистая, магниевая	благоприятные, переменные
3	эвтрофный пермский (P_2)	2,08	0,59	1,14	<u>Ta</u> Nb-Co-S-F-B-Li	средняя	восстановительная переменная	сероводородная фтористая	благоприятные, постоянные
4	мезотрофный верхне-пермский (P_2)	1,72	0,55	0,91	<u>Yb</u> Mo-Fe-S-O-B-Li	средняя	окислительно-восстановительная	сероводородная кислородная,	переменные
5	мезотрофный нижне-пермский (P_1)	1,31	0,55	0,59	<u>Sm</u> Sr-Ti-Si-O-Be	средняя	восстановительно-окислительная	кремниевая кислородная	неблагоприятные
6	эвтрофный карбоновый (C_{2-3})	1,18	0,49	0,71	<u>Cs</u> Ge-Ca-Na-C-Li	низкая	окислительно-восстановительная	кальциево-натриевая углеродная	неблагоприятные

Данные признаки указывают на благоприятные и неблагоприятные условия возникновения восстановленности в болотах каменноугольно-пермского периода углеобразования. Совместно показатели $Pv_{л-ф}$, $Pv_{флор}$, Vt , $Пг$ и $I_{ГМУ}$ и элементы-индикаторы (Ce, La, Ta, Yb, Sm, Cs, Eu, Sc) являются косвенными признаками экологической обстановки: устойчивости природной системы (биологической продуктивности, интенсивности разложения органических остатков, запасов органического вещества в месте его аккумуляции) и изменения геохимической среды в верхнепалеозойское торфообразование.

Из восьми вариантов по уровню корреляционных связей $Pv_{л-ф}$, $Pv_{флор}$, Vt с элементами-индикаторами выделяются шесть биогеохимических обстановок, которые согласуются с типами ландшафтов: мангровые в раннем карбоне и перми, эвтрофные в позднем карбоне и перми и мезотрофные в раннее и позднепермское время торфонакопления.

Автор (Иванов, 2010) отмечает, что для мангровых болот характерно неустойчивое содержание азота, селективное соединение рассеянных металлов с водорастворимыми компонентами гумуса (фульфокислотами) и гелями гуминовых кислот, а в комплексе эти признаки имеют значение, особенно в анализе миграционных процессов микроэлементов в тропической зоне торфонакопления. Мангровая растительность значительно аккумулирует магний, алюминий, сульфаты серы, хлор, поэтому в обстановках 1 и 2 присутствуют данные элементы и бром, характерный для тропических болот, который указывает на морское происхождение торфов, а данные условия благоприятствуют развитию флористической восстановленности и гелификации. Подобная растительность, состоящая из липидофитов и древовидных папоротников в раннем карбоне, формировала узкие полосы приморских лесов (Егоров, 2003). Подобные приморские леса были в раннепермское торфообразование, но растительность уже представлена мхами, кардаитами и руфлориями, поэтому развитие восстановительных процессов было не столь активным.

Эвтрофные болотные обстановки карбона и перми сильно различаются. В карбоновом типе болота доминировали кальций и натрий - это характерные элементы континентальных отложений, а углерод, который свидетельствует об отсутствии белков и липидов, не способствовал образованию избыточного водорода. В пермском болоте доминировали сера и фтор, которые при участии растительности обеспечивали развитие восстановительной среды, а катализатором восстановительных реакций выступал кобальт при участии бора. Поэтому в первом случае в основном проходили процессы гелификации, во втором – преобладала восстановленность, и она тормозила гелификацию органической массы торфяников.

Мезотрофные болотные обстановки перми также заметно различаются. В верхнепермских болотах в кислой среде доминировала сера, но растительный состав сильно менялся и на это указывает равный уровень корреляции показателей флористической и литофациальной восстановленности с элементом-индикатором (Yb). Это свидетельствует об изменении солёности среды от эпизодического присутствия морских вод, которые приносили морскую флору. При участии железа и бора возникала восстановленность на фоне кратковременных процессов гумификации.

В нижнепермских болотах состав растительности ещё оказывает влияние на восстановительный характер среды, о чём свидетельствует присутствие стронция (талассофильного элемента), характерного для мангровой растительности, однако наличие кремния указывает, что окислительные процессы преобладали и способствовали гумификации торфяной массы, что подтверждается более высокой корреляцией элемента-индикатора (Sm) с содержанием витринита.

Данные предположения требуют экспериментального подтверждения, однако эти варианты можно принять в качестве геохимических реликтов, так как они привязаны конкретным палеоландшафтам.

Элементы-индикаторы являются гидролизаторами, а в каждом варианте разное количество элементов, способных участвовать в каталитических

реакциях, влияет на степень проявления восстановленности. Это косвенно подтверждается уровнем корреляционной связи ($r = 0,61$) показателя Пв с коэффициентом отношения количества элементов-катализаторов ($n_{э.к.}$) к общему количеству элементов ($m_э$) в ряду варианта, рассчитанного по формуле:

$$Кэ. к. = 1 + \frac{n_{э.к.}}{m_э}. \quad (23)$$

Показатель среды болота ($П_{БГС}$) определяется как суммарное значение показателей Пг, Пв и $I_{ГМУ}$ по формуле:

$$П_{БГС} = Пг + Пв + I_{ГМУ}, \quad (24)$$

его допустимо принять как биогеохимический показатель, что в целом позволит через показатели Пв, $П_{БГС}$ и Кэ.к. оценить влияние биогеохимических факторов на степень проявления и характер восстановленности в разных болотах (табл. 5.10).

Разные биохимические условия в привязке к палеоландшафтам Кузнецкого бассейна (см. табл. 5.9) по показателю биогеохимической обстановки изменялись в пределах от 2,4 до 4,9 ед., при этом однозначно выделяются по средним значениям три биогеохимических уровня: $П_{БГС} = 4,7$; $П_{БГС} = 3,5$; $П_{БГС} = 2,4$ ед. (табл. 5.10).

Таблица 5.10

Вероятные варианты условий и показатели биогеохимической обстановки и степени восстановленности углей в Кузнецком бассейне

Варианты	Кэ.к., ед.	$П_{БГС}$, ед.		Пв, ед.
1	1,33	4,9	4,7	0,62
2	1,17	4,5		0,62
3	1,29	3,8	3,5	0,59
4	1,0	3,2		0,55
5	1,33	2,4	2,4	0,55
6	1,0	2,4		0,49

Ранжирование обстановок по показателю Пв по мере снижения степени восстановленности угленосных отложений Кузнецкого бассейна позволило

проследить изменение показателей Пг и $I_{ГМУ}$ относительно биогеохимических условий разных типов болот в относительно равных величинах для корректного сопоставления (рис. 55).

Полиномиальная аппроксимация значений ($R^2 = 1$) достигается для показателя Пв во второй степени, для показателя Пг в третьей, для показателя $I_{ГМУ}$ в четвертой. Это указывает на значительный разброс значений показателей гелеобразования Пг и $I_{ГМУ}$, несмотря на то, что от условий болотной среды генетические показатели изменяются практически однонаправленно и линейно. Точка пересечения трендов Пг и Пв при их значениях 1,72 и 0,55 ед. (см. табл. 5.9) соответствует варианту 4 ($K_{э.к.} = 1,0$ и $П_{БГС} = 3,2$ ед.) может случить точкой отсчёта перемены условий торфообразования и снижения влияния флористической восстановленности.

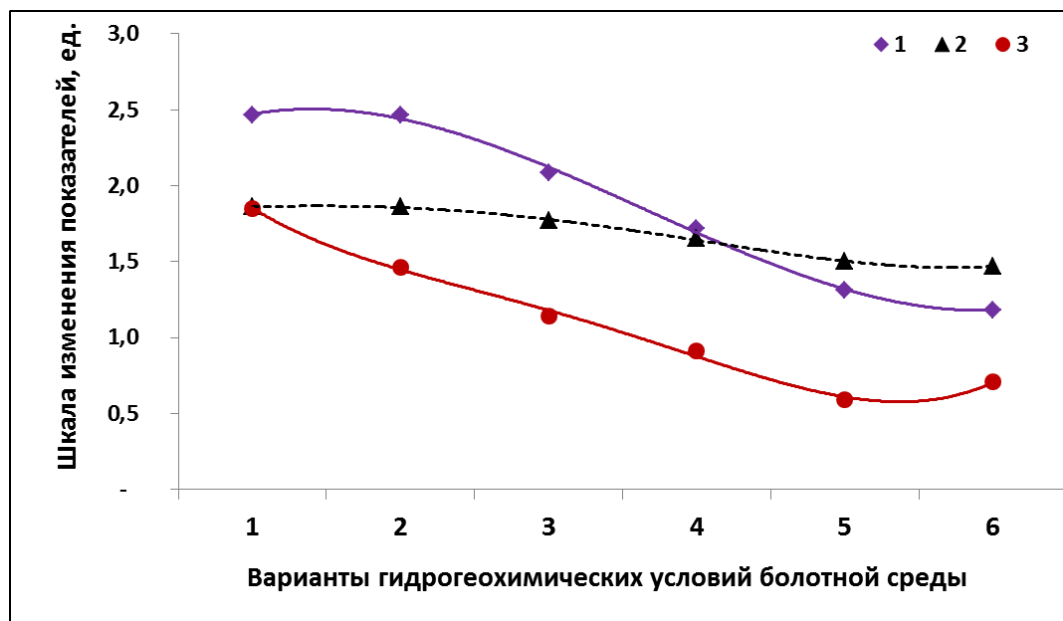


Рис. 55. Графики изменения степени гелификации (1), восстановленности (2) углей и интенсивности гелеобразования (3) от биогеохимических условий среды

В этом случае при оценке доминирования флористического фактора в происхождении восстановленности можно принять $I_{ГМУ} = 0,91$ ед. В последующих вариантах 5 и 6 проявление восстановленности будет зависеть только от литолого-фациальных особенностей угленакопления в бассейне.

Рассматривая изменение обстановок углеобразования в привязке к ритмо-комплексам бассейна (рис. 56) через показатели V_t , Π_g , Π_v , $I_{ГМУ}$ в относительных величинах отмечается цикличность смены условий углеобразования.

На графиках по оси X выделяются два интервала: верхнепермские болота и пермско-карбоновые болота, которые в стратиграфическом разрезе бассейна соответствуют кольчугинскому и балахонскому времени угленакопления. Отмеченное выше наличие алюминия в карбоновых мангровых болотах указывает на связь наземной растительности и активного почвообразования с общим процессом трансформации минерального вещества на поверхности континентов, результат – крупные массы каолинита, что свойственно раннему карбону. Наличие магния в пермских мангровых болотах указывает на автономность элементного ландшафта, поступавшего из карбонатных пород, накопление которых проходило в раннем палеозое.

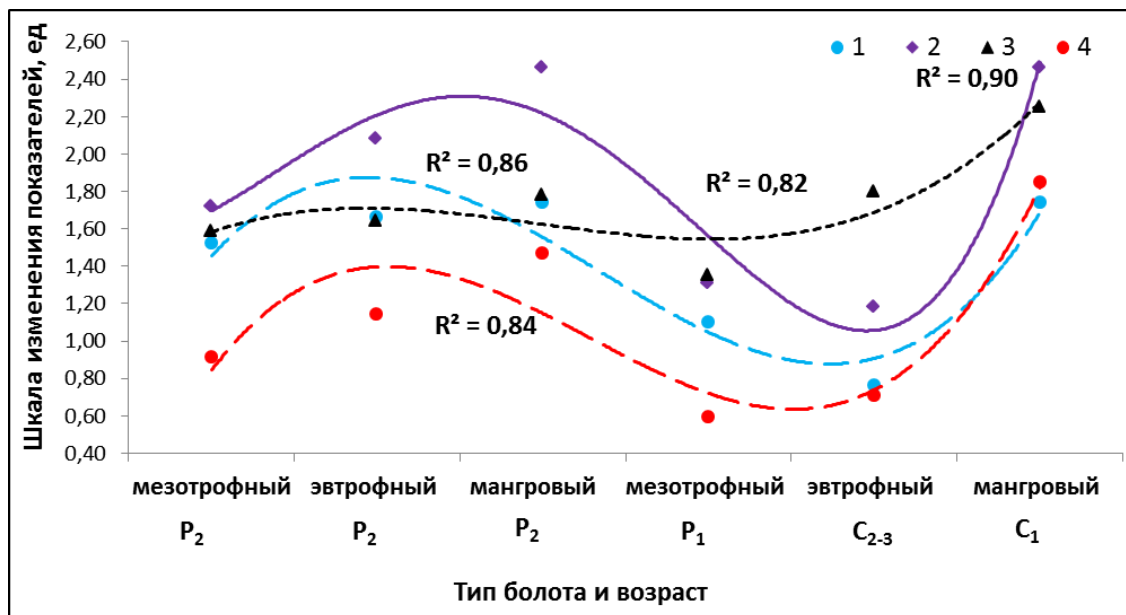


Рис. 56. Графики изменения содержания витринита (1), степени гелификации (2), восстановленности (3) в углях и интенсивности гелеобразования органической массы (4) от болотной среды

Автор (Добровольский, 2003), ссылаясь на данные однонаправленного изменения во времени массы вулканогенных пород, суммарной массы CO_2 и

массы органического углерода $C_{\text{орг.}}$, погребённого в осадочных толщах континентов А. Б. Ронова (1976), связывает дегазацию мантии и поступление углекислого газа из недр Земли с созданием биосферы и геохимической деятельностью живого вещества. Речь идёт о парниковом эффекте, который циклично наступал после активного вулканизма на Земле, и эти периоды совпадают с периодами угленакопления. Там же отмечается снижение CO_2 карбонатов в интервале $C_1\text{--}P_2$, т. е. разрушение карбонатных пород, соответственно проходило накопление кальция и магния в почвах пермских болот, что косвенно подтверждается через элементы-индикаторы и ассоциациями с ними химических элементов (см. табл. 5.8).

Из этого следует, что проходило наложение глобальных циклов рождения - угасания жизнедеятельности растительности на ритмичное формирование осадочных комплексов, и, как следствие, происходит глобальная смена биогеохимических обстановок, которые отражают эту особенность. Именно наложение климатических факторов на тектонические ритмы торфонакопления отмечается во многих работах (Алексеев, 2005; Егоров, 2003; Цейслер, 1999).

Для подтверждения сделанного вывода проведено сравнение показателей V_t , P_g , P_v , $I_{\text{ГМУ}}$ в привязке к ритмо-комплексам Донецкого, Карагандинского, Печорского и Кузнецкого бассейнов (рис. 57), которые сортированы по убыванию значений индекса ГМУ.

Сравнение содержания гелифицированных компонентов в углях (V_t) с интенсивностью гелеобразования ($I_{\text{ГМУ}}$) в угленосных отложениях показало, что количество гелифицированных компонентов и интенсивность гелеобразования торфообразующей массы – это разные критерии оценки состояния гелефицированного вещества. Количество гелифицированного вещества не всегда отражает процесс его образования, а поэтому графики показателей V_t и $I_{\text{ГМУ}}$ не совпадают, несмотря на однонаправленное изменение показателей и высокую корреляционную связь между ними ($r = 0,86$). Можно предположить, что показатель $I_{\text{ГМУ}}$ косвенно указывает на преобладание телинита или коллинита в угленосных отложениях по оси X .

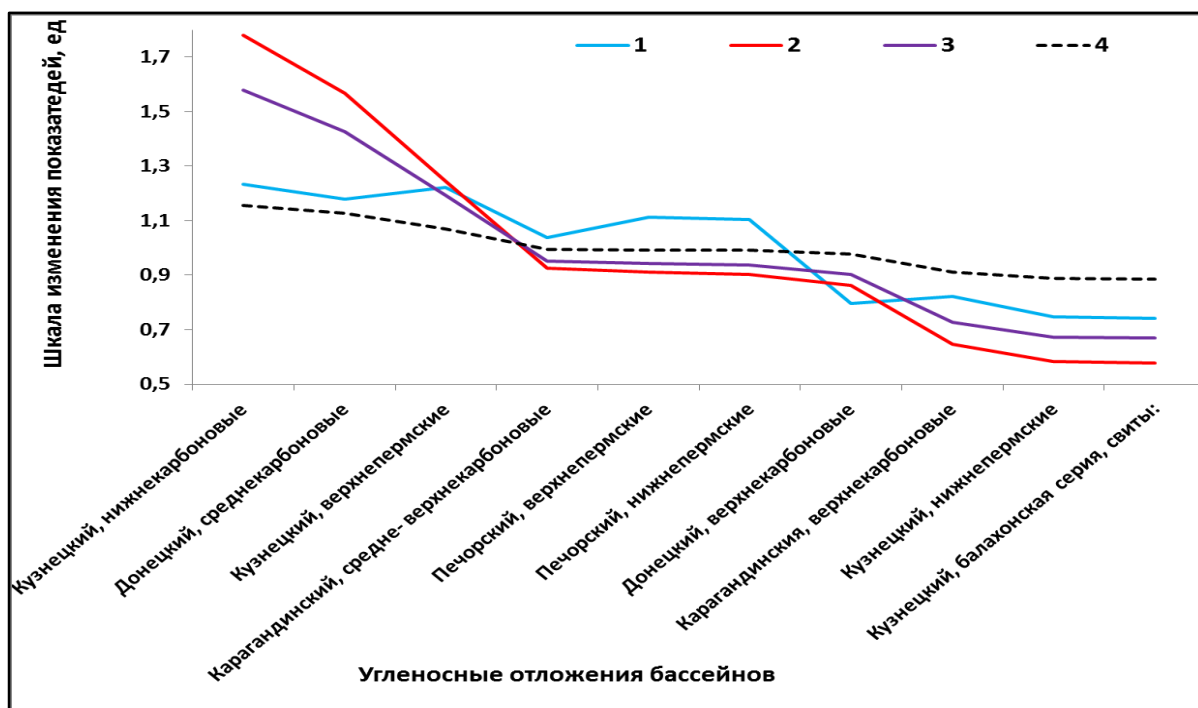


Рис. 57. Графики изменения содержания витринита (1), интенсивности гелеобразования (2), степени гелификации (3) и восстановленности (4) в угленосных отложениях бассейнов

По линиям изменения показателей $I_{ГМУ}$ и $Пг$ однозначно выделяются три области близких значений показателей $I_{ГМУ}$, $Пг$ и $Пв$. Также по оси X (угленосные отложения бассейнов) им соответствуют: 1) средне-верхнекарбоновые отложения Донбасса и нижнекарбоновые и верхнепермские отложения Кузбасса; 2) средне- и верхнекарбоновые отложения Карагандинского, пермские отложения Печорского и верхнекарбоновые отложения Донецкого бассейнов; 3) верхнекарбоновые отложения Карагандинского и средне- и верхнекарбоновые и нижнепермские отложения Кузнецкого бассейнов.

Показатель $П_{БГС}$ в отложениях верхнего палеозоя изменяется в пределах 2,4–5,6 ед., и не согласуется с возрастом и тектоническими ритмами в период каменноугольно-пермского угленакопления. При этом однонаправленное снижение средних значений $П_{БГС} = 5,0$; $П_{БГС} = 3,3$; $П_{БГС} = 2,5$ ед. указывает на циклическую смену биогеохимических обстановок в рассматриваемый период углеобразования (табл. 5.11).

Можно предположить, что гелифицированная масса телинита в основном формировалась в восстановительной щелочной среде, а в окислительной глеевой среде шло образование коллинита.

Таблица 5.11

Ритмо-комплексы угленакопления и биогеохимические условия углеобразования

Угленосная формация	Ритмо-комплексы и возраст угленакоплений		Пв, ед.	П _{БГС} , ед.	Особенности биогеохимической обстановки и средняя величина П _{БГС} , ед.
Кузнецкая	Нижнекарбоновый	C ₁	0,65	5,6	наличие азота, глинозёма или магния П _{БГС} = 5,0 восстановительная щелочная
Донецкая	Среднекарбоновый	C ₂	0,64	5,1	
Кузнецкая	Верхнепермский	P ₂	0,60	4,3	
Карагандинская	Средне-верхнекарбоновый	C ₂₋₃	0,56	3,4	наличие серы фтора или кислорода П _{БГС} = 3,3 восстановительная сероводородная
Печорская	Верхнепермский	P ₂	0,56	3,4	
	Нижнепермский	P ₁	0,56	3,4	
Донецкая	Верхнекарбоновый	C ₁	0,55	3,2	наличие кислорода и углерода, кремния или кальция, натриевая П _{БГС} = 2,5 окислительная глеевая
Карагандинская	Верхнекарбоновый	C ₁	0,51	2,6	
Кузнецкая	Нижнепермский	P ₁	0,50	2,4	
	Средне-верхнекарбоновый	C ₂₋₃	0,50	2,4	

Таким образом, установлено, что этапы торфообразования не совпадают ни со стратиграфическими этапами угленакопления, ни с ритмо-комплексами тектогенеза верхнего палеозоя вне зависимости от их местоположения. Отсюда циклы жизнедеятельности растений-образователей углей будут являться производной первого порядка, а геодинамические ритмы, обеспечивающие появление условий их накопления в отдельных бассейнах, – производной

второго порядка одних и тех же факторов: геотектоники и палеоклимата, с точки зрения углеобразования.

Параметры торфообразования верхнего палеозоя представлены в тал. 5.12.

Таблица 5.12

Виды болот, элементный и микроэлементный состав среды и генетические параметры торфообразования в верхнем палеозое

Вид болота	Доминирующие химические и микроэлементы элементы в водной среде		Генетические параметры торфообразования: показатель среды, степень гелификации, восстановленности и преобразования органики в гель, ед.			
			П _{БГС}	П _г	П _в	I _{ГМУ}
Мангровый	N	Se, Ti, Al, Ca, Mg, Be	5	2,47	0,62	1,66
Эвтромезотрофный пермского типа	S, O	Co, F, B, Li, Fe	3,3	1,9	0,57	1,03
Мезоэвтрофный пермско-карбонового типа	O, C	Sr, Ti, Si, Be, Ge, Ca, Na, Li	2,5	1,25	0,5	0,65

Из полученных данных следует, что под влиянием глобальной тектоники возникали крупные палеогеоструктуры с отрицательными отметками на древних континентах в виде бассейнов, которые находились в разных частях света и климатических поясах, что обуславливало образование особых палеогеографических условий. При этом следует учитывать одну особенность флоры – это её тропическое происхождение, и в связи с этим в каменноугольно-пермский период торфообразования доминировали три вида болот: мангровый, эвтромезотрофный пермского типа и мезоэвтрофный пермско-карбонового типа, с определённым элементным и микроэлементным составом (табл. 5.12).

Древние болота различались по биогеохимической обстановке, как и современные: низинные, верховые и переходные болота, но с поправкой на палеоклимат и влияние моря, которые по совокупности и преобладанию

каждого из них формировали особые условия – локальные биогеохимические зоны, а в них устанавливался свой режим торфообразования (см. выше табл. 5.8).

Такие условия способствовали проявлению либо флористической, либо литофациальной восстановленности, которые в разной мере оказывали влияние на гелификацию органической массы, а в результате их взаимодействия постоянно возникала третья составляющая в торфообразовании – интенсивность процесса преобразования органического вещества растительной массы в органическое вещество исходного вещества гелифицированных компонентов угля.

Результаты анализа условий торфообразования в бассейнах позволили установить основные генетические параметры угленосных отложений рассматриваемых бассейнов по ритмо-комплексам, стратиграфическим этапам, поясам угленакопления, что позволяет судить об их сходстве и различии (табл. 5.13).

Как было отмечено, благоприятные условия для активной жизнедеятельности растений, богатых белковыми соединениями, обуславливают наибольшее проявление флористической восстановленности ($P_{вфлор}$), так как флористическое отличие угленосных отложений разных бассейнов предопределялось геоструктурными и геотектоническими особенностями провинций торфообразования в виде локальных растительных экосистем.

По данному показателю уровень восстановленности угленосной толщи Донбасса самый высокий – $P_{вфлор} = 0,54$ ед., в Карагандинском бассейне самый низкий – $P_{вфлор} = 0,51$ ед., при разбросе значений в отложениях разного возраста 0,07 и 0,04 ед. соответственно по бассейнам. Разные значения разбросов $P_{вфлор}$ характеризует степень эволюционной изменчивости в бассейнах, и в Донецком бассейне эти условия были более нестабильными (табл. 5.13).

Таблица 5.13

Генетические параметры угленосных отложений Донецкого, Карагандинского, Печорского, Кузнецкого бассейнов

Угленосные отложения	Возраст отложений	Генетические параметры					
		Vt, %	Пг, ед.	Пв _{min} , ед.	Пв _{max} , ед.	Пв _{флор} , ед.	I _{ГМУ} , ед.
Донецкий	C ₁	54	1,73	0,48	0,55	0,52	0,95
	C ₂₋₃	79	2,72	0,54	0,64	0,59	1,74
По бассейну	C₁₋₃	66	2,22	0,51	0,59	0,55	1,34
Карагандинский	C ₁	55	1,39	0,46	0,51	0,49	0,72
	C ₂₋₃	70	1,82	0,49	0,56	0,53	1,02
По бассейну	C₁₋₃	63	1,61	0,48	0,54	0,51	0,87
Печорский	P ₁	74	1,79	0,49	0,56	0,52	1,00
	P ₂	75	1,80	0,49	0,56	0,53	1,01
По бассейну	P₁₋₂	75	1,80	0,49	0,56	0,52	1,01
Кузнецкий	C ₁	83	3,02	0,55	0,65	0,60	1,97
	C ₂₋₃	50	1,28	0,45	0,50	0,48	0,64
	P ₁	50	1,29	0,45	0,50	0,48	0,65
	P ₂	82	2,28	0,52	0,60	0,56	1,38
По бассейну	C₁-P₂	66	1,78	0,49	0,55	0,52	1,01
Ритмо-комплексы и стратиграфические этапы угленакопления							
Нижнекарбоновые	C ₁	64	2,04	0,50	0,57	0,54	1,21
Средне- верхнекарбоновые	C ₂₋₃	61	1,94	0,49	0,57	0,53	1,13
Нижнепермские	P ₁	62	1,54	0,47	0,53	0,50	0,82
Верхнепермские	P ₂	79	2,04	0,50	0,58	0,54	1,19
Пояса угленакопления							
Каменноугольный	C	63	1,99	0,50	0,57	0,53	1,17
Пермский	P	70	1,79	0,49	0,56	0,52	1,01
Верхний палеозой	C-P	67	1,89	0,49	0,56	0,53	1,09

В Печорском и Кузнецком бассейне средний уровень показателя Пв_{флор} = 0,52 ед., но разброс значений Пв_{флор} в Печорском бассейне 0,01 ед., в Кузнецком бассейне 0,12 при разбросе 0,08 в пермских отложениях, что характеризует разное влияние флористической изменчивости при среднем значении Пв_{флор} = 0,53 ед. угленосной толщи верхнего палеозоя (C-P).

Сравнивая ритмо-комплексы, стратиграфические этапы и пояса угленакопления, можно констатировать нивелирование значений флористической восстановленности угленосных отложений, но на этом фоне

всё равно заметно выделяются нижнепермские отложения, обусловленные особыми условиями углеобразования в Кузбассе.

Из приведённых данных (табл. 5.13) также видно, что разброс максимальных ($P_{в\max}$) и минимальных ($P_{в\min}$) значений показателя восстановленности соответственно составляет: а) в донецких, карагандинских и кузнецких отложениях в нижнем карбоне 0,07; 0,05; 0,1 ед.; б) в средних-верхнекарбоновых отложениях (по бассейнам) 0,1; 0,06; 0,05 ед.; в) в печорских и кузнецких в нижних и верхнепермских отложениях соответственно 0,07; 0,05 ед. и 0,07; 0,08 ед.

Среднее величина разброса составляет 0,07 ед., при 0,05 – 0,1 ед. и превышает уровень воспроизводимости показателя $P_{в} = 0,045$ ед. в 1,6 раза, а значит, на основе генетической характеристики угленакоплений в бассейнах и поясах стало возможным установить предельные значения степени восстановленности углей каменноугольно-пермского возраста. При среднем значении $P_{в\text{флор}} = 0,53$ ед. и разбросе 0,07 ед., который превышает воспроизводимость в 1,6 раза, степень неоднородности углей по восстановленности составит 3σ показателя $P_{в}$, а возможные предельные значения могут находиться в диапазоне $P_{в}$ от 0,22 до 0,74, учитывая разное происхождение восстановленности.

Следовательно, основной вид восстановленности углей разных бассейнов флористический, а на его фоне проявлялась литофациальная восстановленность.

Срединной точкой отсчёта восстановленности верхнепалеозойских углей будет показатель $P_{в} = 0,53$ ед., нижняя граница для высоко восстановленных углей будет $P_{в} = 0,60$ ед., а верхняя граница для невосстановленных углей показатель $P_{в} = 0,46$ ед.. В пределах $P_{в} = 0,46\text{--}0,60$ ед. в разных бассейнах должны выделяться угли средней восстановленности. Соответственно, высоковосстановленные угли будут находиться в границах значений $P_{в} = 0,60\text{--}0,67$ ед., невосстановленных углей в диапазоне $P_{в} = 0,39\text{--}0,46$ ед.

Установлена зависимость между содержанием витринита в углях и биогеохимическими условиями среды в виде полиномиальной связи с коэффициентом достоверности $R^2 = 0,81$ (рис. 58) в виде уравнения:

$$Vt = 0,0035\P_{\text{БГС}}^2 - 0,3941\P_{\text{БГС}} + 13,628, \quad (23)$$

где $\Pi_{\text{БГС}}$ – показатель биогеохимической среды, ед.

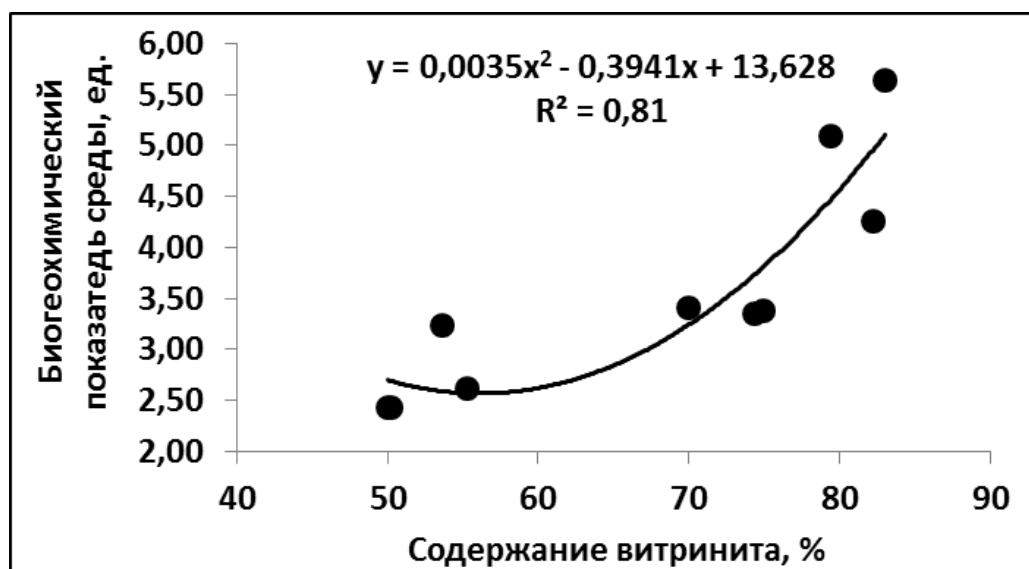


Рис. 58. Зависимость биогеохимического показателя среды болота от содержания витринита в углях

Данное уравнение позволит определять по содержанию витринита (Vt) в углях условия торфообразования, что необходимо при анализе угленосных отложений на разведываемых участках и месторождениях; в совокупности с другими генетическими параметрами ($\Pi_{\text{Г}}$, $\Pi_{\text{В}}$, $I_{\text{ТМУ}}$) проводить оценку седиментационных условий углеобразования (рис. 55).

Флористическая восстановленность в каменноугольный и пермский период изменялась с северо-запада на юго-восток и совпадает с направлением угленакопления. Однако в современных координатах ориентиры направления флористического изменения карбона и перми отличаются, подтверждая схему границ угленосных поясов П. И. Степанова (рис. 59).

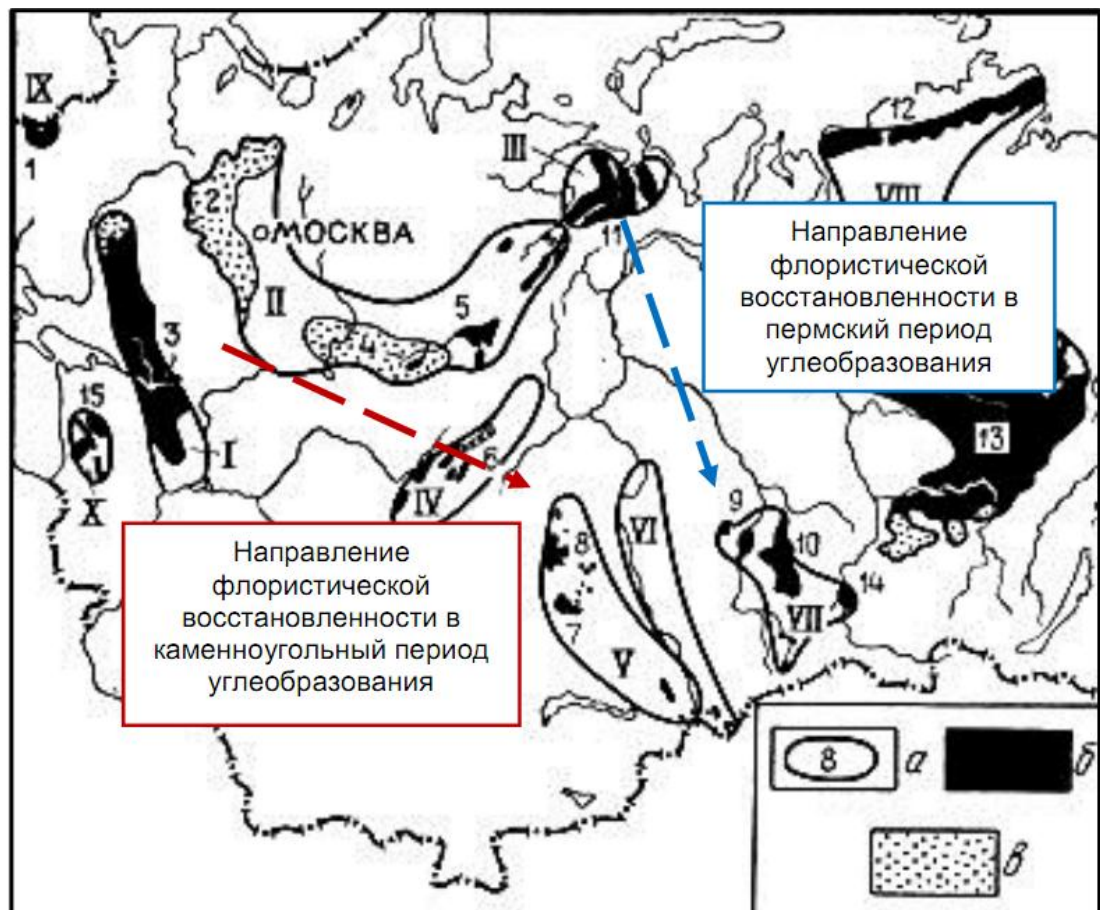


Рис. 59. Обзорная карта размещения палеозойских угленосных провинций и бассейнов на территории России и стран СНГ:

а – контур провинции; *б* – угли каменные; *в* – угли бурые. Провинции: **I** – Донецкая, **II** – Московско-Уральская, **III** – Печорская, **IV** – Восточно-Уральская, **V** – Казахстанская, **VI** – Иртыш-Зайсанская, **VII** – Кузнецкая, **VII** – Тунгусская, **IX** – Львовско-Селезская, **X** – Кавказская. Бассейны: **1** – Львовско-Волынский, **2** – Подмосковский, **3** – Донецкий, **4** – Камский, **5** – Кизеловский, **6** – нижнекаманенноугольные месторождения Урала, **7** – Карагандинский, **8** – Экибастузский, **9** – Горловский, **10** – Кузнецкий, **11** – Печорский, **12** – Таймырский, **13** – Тунгусский, **14** – Минусинский, **15** – месторождения Северного Кавказа. (авт. - жирным начертанием выделены рассматриваемые провинции и бассейны)

С учётом новых генетических параметров общая характеристика угленосных толщ бассейнов выглядит следующим образом (табл. 5.14). По данным параметрам можно определять седиментогенез угольных бассейнов, по которому видно их сходство и различие.

По содержанию витринита выделяется Печорский бассейн, а по проявлению восстановленности максимально, что обусловлено влиянием

флористической восстановленности, выделяется Донецкий бассейн. В Карагандинском бассейне, несмотря на высокое содержание витринита, гелификация не проявлялась столь значительно, как в остальных бассейнах, из-за слабого проявления флористической восстановленности, поэтому в данном бассейне происхождение восстановленности связано с лито-фациальными особенностями угленакопления.

Таблица 5.14

Общая генетическая характеристика угольных бассейнов

Генетические параметры	Угольные бассейны			
	Донецкий	Карагандинский	Печорский	Кузнецкий
Содержание витринита, V_t , %	66	63	75	66 (61)*
Степень гелификации, $П_g$, ед.	2,22	1,61	1,80	1,78 (1,33)*
Степень проявления максимальной восстановленности, $П_{v_{max}}$, ед.	0,59	0,54	0,56	0,55 (0,51)*
Степень флористической восстановленности, $П_{v_{флор}}$, ед.	0,55	0,51	0,52	0,52 (0,48)*
Степень преобразования гелифицированной массы, $I_{ГМУ}$, ед.	1,34	0,87	1,01	1,01 (0,94)*
Биогеохимический показатель среды, $П_{БГС}$, ед.	2,86	2,69	3,76	2,86 (2,61)*

* За исключением нижнекарбоновых непродуктивных отложений

Средний уровень флористической восстановленности степени преобразования гелифицированной массы в Печорском и Кузнецком позволяет трактовать сходство этих условий. Но содержание витринита, степень гелификации, проявление максимальной восстановленности в угленосных

толщах как средний показатель биогеохимической среды свидетельствуют о различии углеобразования в бассейнах.

Отдельно следует сказать об отличительных особенностях седиментогенеза Донецкого и Кузнецкого бассейнов. Поскольку угленосные отложения нижнего карбона в Кузбассе практически не рассматриваются в продуктивной толще, то генетические особенности их образования, как правило, не учитываются.

Долевое участие мощности кузнецких угленосных отложений нижнего карбона от общей мощности толщи составляет 7 %. В связи с этим скорректированные показатели (в скобках) ниже и по ним Кузнецкий бассейн имеет генетическое сходство с Карагандинским бассейном и сильно отличается от Донецкого бассейна.

Данный пример показывает корректность результатов сравнительного анализа донецких и кузнецких углей, а также пермских углей Печорского и Кузнецкого бассейнов при разных подходах.

На основе новых подходов оценки сходства и различия угленосных отложений была создана модель (Иванов, 2014) изменения генетических параметров углей: степени гелификации, восстановленности и метаморфизации углей от особенностей седиментогенеза и литогенеза бассейнов (рис. 60).

Поставленная задача решена с помощью новых генетических показателей – степени гелификации (Пг) и восстановленности (Пв) углей, и отмечается, что углеобразование осадочных толщ в угольных бассейнах следует рассматривать с позиций изменения палеоклиматических и палеогеографических факторов на Земле под влиянием тектонических движений литосферы, которые определяли степень влияния флористической восстановленности на гелификацию органической массы.

На этом фоне проходило углеобразование угленосных пластов в отдельных бассейнах и под влиянием местных геодинамических факторов происходило наложение особых условий, усиливающих или снижающих степень влияния литофациальной восстановленности. В результате общий ритм углеобразования

не совпадает с ритмами эпох и циклогенеза угленакопления в верхнем палеозое.

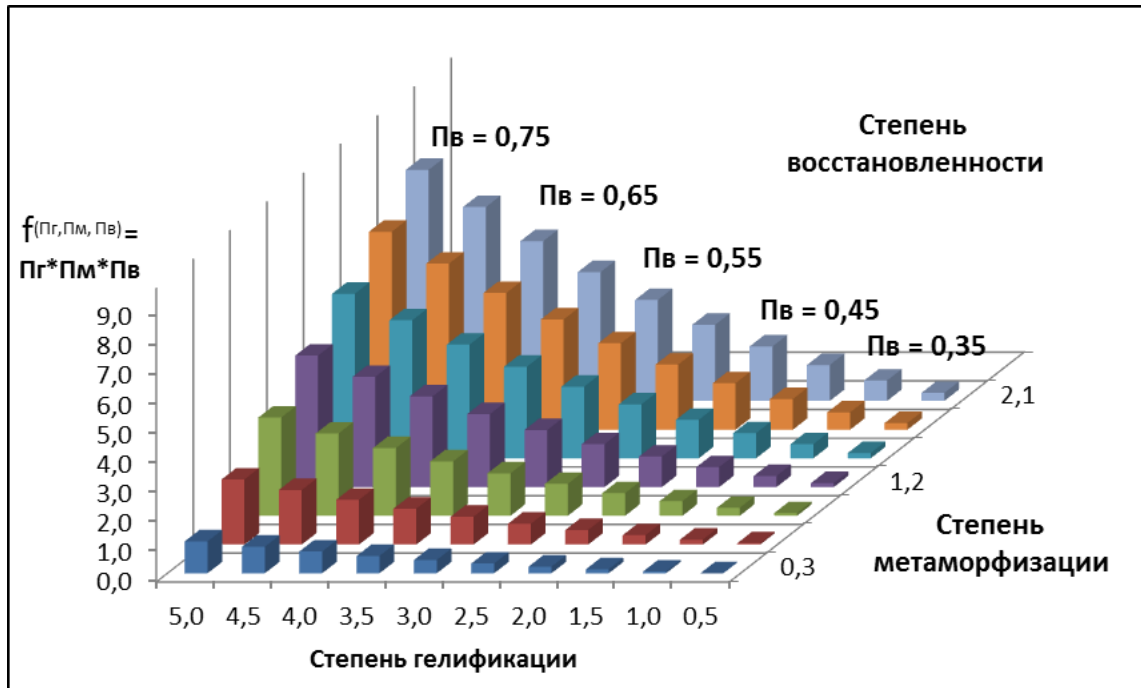


Рис. 60. Модель изменения генетических параметров углей: степени гелификации, восстановленности и метаморфизации углей в зависимости от особенностей седиментогенеза и литогенеза бассейнов

Восстановленность также проявлялась при метаморфизации углей, что обусловило закономерное полиномиальное изменение генетических свойств углей, которые определили всё многообразие их петрографических, физико-химических и технологических свойств в координатах трёхмерного пространства.

Таким образом, на примере Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского угольных бассейнов доказано, что сходство угленосных отложений бассейнов обусловлено доминированием типа болота – мангрового, эвтрофного, мезотрофного, а их различие – интенсивностью проявления флористической восстановленности углей. Сочетание болотной среды и особого состава флоры предопределяло периодизацию гелеобразования органической массы в торфяном слое без какой-либо привязки к этапам и ритмам каменноугольно-пермского периода угленакопления.

Глава 6 РАЗРАБОТКА КРИТЕРИЕВ ЦЕННОСТИ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ И ПРОМЫШЛЕННО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

Многообразие углей по химико-петрографическим и технологическим свойствам на основе модели изменения генетических параметров углей – степени гелификации, восстановленности и метаморфизации – позволяют раскрыть их способности и поведение при нагревании. Именно при термическом воздействии на угольное вещество происходит его преобразование в новое вещество с выделением энергии. Таким термическим воздействием является разные технологии коксования (с доступом и без доступа кислорода) и сжигание (термическое окисление при высоких и низких температурах).

Ранее отмечалось, что угли Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов отличаются между собой, но классифицируются они только для определения марки по петрографическому составу и стадии метаморфизма, по которым проводится шихтовка, используя оптимизацию показателей качества (Сысков, Гормова, 1988). Но по этим параметрам можно приготовить из неоднородных углей угольную смесь для обогащения или сжигания (А. с. № 009.08.А, 2008).

Сходство или различие неоднородных углей заключаются в проявлении ими близких способностей и поведения, которые позволяют их идентифицировать как равные по ценности. Попытка использовать марку в качестве критерия ценности угольной сырьевой базы коксования для оптимальности состава угольных шихт (Шатоха и др., 1983) в развитии практики коксования (Сухоруков, 1999) не привели к положительным результатам. Анализ многочисленных исследований в главе 1, посвящённый поиску критериев ценности неоднородных углей, обозначил круг вопросов и позволил сформулировать четвёртое научное положение.

Разработан новый подход, учитывающий основные направления использования каменных углей, для выделения трёх видов – коксующихся, энерготехнологических, топливных, и предложена промышленно-

энергетическая классификация, обеспечивающая единый учёт данного вида полезного ископаемого на основе его промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности.

Способность природного вещества обусловлена его генезисом, но, вступая во взаимодействия с другими веществами или средами, оно начинает проявлять своё поведение. Применительно к углям индивидуально при нагревании они проявляют способность спекаться, а при совместном нагревании они уже проявляют спекаемость, а при нагревании без кислорода они проявляют коксуемость. Существующая парадигма предполагает, что коксуемость – это способность углей совместно в угольных шихтах образовывать кокс с заданными параметрами, и для этого разработана теория коксования (Станкевич, 1983).

Исторически сложилось точка зрения, что качество получаемого кокса определяет подбор углей в шихте (Сухоруков, 1999), а для этого важно знать их спекающиеся свойства. Поэтому эти свойства хорошо изучены в виде спекающей способности и спекаемости, т. е. рассмотрено поведение разных углей в шихтах.

Способность индивидуального угля переходить в состояние кокса не рассматривается, потому что получаемый нелетучий твёрдый остаток не признаётся коксом, а характеризуется как коксовый остаток. В связи с этим отсутствует понятие «коксовая способность», существует выражение «способность угля коксоваться», а поэтому коксовые свойства изучены не полностью и на это есть свои причины.

6.1 Ископаемый уголь и угольное сырьё

Известный факт, что ископаемый уголь и угольное сырьё - это два разных угольных вещества, но на это обстоятельство обратили внимание авторы в статье (Иванов, Бондаренко, 2013). Суть вопроса заключается в некоторых аспектах, и без их раскрытия не складывается представление глубины проблематики, связанной с различием двух понятий – коксуемость и коксующейся способность углей.

В практике использования углей часто понятия «ископаемый уголь» и «угольное сырье» принимаются как синонимы, что приводит к размытости понимания объекта изучения и идентификации – угольного вещества. Авторы отмечают, что уголь ископаемый – это твёрдая горючая осадочная порода растительного происхождения, всегда содержащая минеральные примеси, так как залегает в виде пластов среди вмещающих пород и включает часто породные прослои других осадочных пород. Ископаемые угли являются объектом геологического изучения как полезного ископаемого для подсчёта запасов, после чего они становятся объектом налогообложения на добычу полезных ископаемых.

Сырье (сырые материалы) – это продукты деятельности человека, подлежащие дальнейшей переработке. Следовательно, «угольное сырье» – синоним «добытый уголь» – это угольный материал, извлечённый из недр. В этом случае угольное сырье является производной составляющей ископаемого угля.

В предыдущих главах отмечалось, что ископаемый уголь отдельного пласта представляет собой *фацию углеобразования*, отражающую условия накопления материнского вещества угля, сформированного под влиянием генетических факторов. Поэтому ископаемый уголь в недрах – это природный продукт, образующийся под влиянием геологических факторов, которые обуславливают его генетические свойства, а угольное сырье – это рукотворный продукт, образующийся из ископаемого угля под влиянием способов разработки угольного пласта, определяющих технологию извлечения и качество угольного материала (горной массы).

Следует признать, что ископаемый уголь имеет природное происхождение, а угольное сырье – это искусственное образование из ископаемого угля. Это важное различие, если принимать во внимание, что ископаемый уголь – результат слияния многих природных факторов и обладает всеми признаками композиции. В природе композиционность веществ – явление обычное, и современное

определение термина «композиционный материал» предполагает следующие условия (Иванов и др., 2013):

1. Композиция должна представлять собой сочетание хотя бы двух разнородных материалов с четкой границей раздела между ними.
2. Компоненты композиции образуют ее своим объемным сочетанием.
3. Композиция должна обладать свойствами, которых нет ни у одного из ее компонентов в отдельности.

Возвращаясь к генетической модели образования свойств углей (рис. 60), отнесение ископаемого угля к природным композиционным материалам вполне можно обосновать, так как это производная процессов гелификации, восстановленности и метаморфизации.

Ископаемые угли представляют смесь отдельных природных компонентов: органических (витринит, инертинит, семивитринит, липтинит) и неорганических (кварц, сульфиды, глина, карбонаты), обладающих разными физико-химическими, технологическими и механическими свойствами. К этому добавляется влияние восстановленности и метаморфизации, обуславливающее неоднородность органической массы угля. Поэтому в залежах ископаемый уголь представляет собой неоднородный и сложный по составу угольный материал – *природное композиционное сырьё* первого порядка (табл. 5.1).

Смешивание ископаемых углей двух пластов или даже двух угольных пачек, извлечённых из недр, приводит к образованию смеси двух неоднородных угольных материалов, что усложняет состав угольного вещества. В этом случае угольное сырьё смеси или составленная из ископаемых углей угольная шихта будут являться *искусственным композиционным сырьём* второго порядка.

Отсюда свойства смеси первого порядка будут определять способности петрологических компонентов угля разной степени восстановленности и метаморфизации и их поведение между собой при воздействии на них от внешних сил. Свойства смеси второго порядка будет выражено сочетанием результатов способностей и поведения смесей первого порядка. Последовательность признаков особенности объекта состоит в том, что способность – это наличие

генетической индивидуальности вещества, а поведение – это проявление индивидуальности в определённых условиях. При оценке природных и искусственных композиционных смесей необходимо установить сначала способность угольного вещества как его индивидуальность, затем поведение индивидуальностей, иными словами, совокупная способность двух индивидуальностей обуславливает их поведение и взаимодействие (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Различие между ископаемым углём и угольным сырьём по признакам и свойствам

Вид	Характеристика	Признаки	Технологические свойства	Композиционность материала
Ископаемый уголь	угольный материал осадочной пластовой горной породы находящийся в недрах в виде залежи.	индивидуальные особенности (способность, склонность) изменения под действием внешних сил в зависимости от генетических свойств	спекаться, коксоваться, обогащаться и т.д.	Природное композиционное сырьё по сложности состава – смесь первого порядка
Смесь ископаемых углей (угольная шихта)	угольный материал, состоящий из ископаемых углей, в виде угольного сырья	система взаимосвязей (поведение, реакции) объектов разного рода изменяться под действием внешних сил в зависимости от генетических свойств	спекаемость, коксуемость, обогатимость и т.д.	Искусственное композиционное сырьё по сложности состава – смесь второго порядка

В связи с этим, становятся очевидными, что отсутствие акцента на указанные различия привело к двоякому использованию маркировки углей, а именно, на ископаемый уголь и угольное сырьё, при том что в ГОСТ 25543–2013 (разделы 7

и 8) речь идёт только об ископаемых углях. Например, п. 8,5 начинается с фразы «при получении смеси углей различных марок в процессе добычи ...» можно устанавливать марку на шахтовыдачу, учитывая марочную принадлежность ископаемых углей по пластам на горизонтах, крыльях складки и т. д.

Таким образом, стандарт допускает два вида маркировки: первый – это прямое определение генетических и технологических параметров ископаемых углей пластов, второй – это расчёт средних значений параметров угольной смеси отдельных ископаемых углей по их долевному участию, но угольная смесь, как выше отмечалось, представляет собой угольное сырьё. В этом же пункте «смешивание углей различных марок при обогащении и рассортировки допускается по согласованию с потребителем», но в этом случае не допускается маркировать получаемый продукт, необходимо указать здесь как смесь марок и их доленое участие.

Получается, что при добыче углей можно устанавливать марку на смесь ископаемых углей пластов, а при переработке этого делать нельзя. Но ведь в том и в другом случаях образуется искусственный продукт, который при фактическом смешении углей отличается от арифметического сложения показателей качества. Причина проста – происходит селекционное обогащение мелких классов витринитом и разубоживания спекающих компонентов крупных классов за счёт разности физико-механических свойств микрокомпонентов групп витринита и инертинита (Иванов, Арцер, 2004; Иванов, 2008).

Решение этой проблемы заключается в понимании сути маркировки. Марка согласно словарному толкованию – это знак отличия, сорт, тип или качество изделия, но для углей марка означает знак отличия по генетическим и технологическим параметрам, обусловленных природой, а не человеком. Поэтому, по мнению автора, маркировать можно только ископаемые угли в недрах на стадии их разведки или геологической оценки при разработке угольных пластов. Изменить марку можно только по результатам геологических исследований с пересчётом запасов.

В процессе добычи устанавливается соответствие марочной принадлежности, т. е. идентичность ископаемому углю определённой марки, и на смеси ископаемых углей пластов марка не устанавливается.

В результате при сертификации добычных углей по пластам и смеси углей группы пластов маркирование углей нельзя проводить, а должно быть проведено установление их соответствия, иначе говоря, идентификация по отношению к ископаемым углям, которые принимаются объектами для сравнения. В связи с этим в сертификате необходимо сделать запись, что исследуемый уголь «соответствует марке» с указанием его технического происхождения (рядовой добычной, рядовой сортированный, обогащённый добычной или концентрированный на фабрике – угольный концентрат).

6.2 Анализ теории о спекающих и коксующих свойствах углей

Принимая во внимание новый подход, что в залежах ископаемый уголь представляет собой *природное композиционное сырьё* первого порядка, а составленная из них смесь (угольная шихта) является *искусственным композиционным сырьём* второго порядка, установлено, что в ископаемом угле определяется способность, в угольном сырьё, угольная шихта, оценивается поведение (табл. 6.1). Соответственно, рассматривая спекающие и коксующие свойства углей, они индивидуально будут проявлять спекающиеся и коксующиеся способности в ископаемых углях, а по отношению друг к другу – поведение, т. е. спекаться и коксоваться в угольных шихтах, соответственно угольная шихта будет проявлять спекаемость и коксуемость.

Рассмотрим подробно сложившееся понимание спекающих и коксующих свойств углей и недостатки с позиций их композиционности. Это особенно важно сделать, так как категория углей, именуемая «коксующиеся угли», широко используется в нормативных документах, влияющих на экономику предприятия и государства.

Термин «коксующиеся угли» появился благодаря свойству углей при нагревании переходить в нелетучий твёрдый остаток, а при нагревании без доступа воздуха – в кокс. В начале XX века активное развитие доменного производства инициировало применение углей в больших масштабах для создания кокса, в связи с чем, появилось целое коксохимическое направление в науке и производстве, которое предопределило разделение углей на технологическое и энергетическое использование.

Пригодность углей для производства качественного доменного кокса является одним из признаков технологической ценности угольного материала и устанавливается по коксуемости углей (Завалишин и др., 2009), представляющей комплекс качественных показателей углей и угольных шихт (Методика, 2009; Станкевич. 2011; Степанов и др., 2010).

Оценка коксуемости ископаемых углей проводится в бинарных и многокомпонентных шихтах с участием эталонных углей (известных по коксуемости углей) для определения поведения угля в шихте в качестве спекающего и отошающего компонента, а также его оптимального долевого участия при производстве доменного кокса технологией слоевого коксования. Подбор угольной шихты осуществляется по классификационным показателям (R_0 , ΣOK , V^{daf} , y), определяющим марочную принадлежность ископаемого угля, при этом главными параметрами являются показатель отражения витринита и толщина пластического слоя (R_0 , y), коксуемость отдельных компонентов шихты не учитывается.

Однако с вводом ГОСТ 20543–88 коксохимическому научному сообществу стало ясно, что такой подход не раскрывает полностью коксующей природы исследуемого угля, потому что на практике часто получался различный по качеству кокс при одном и том же марочном составе угольной шихты и технологических условиях. По марочной принадлежности углей и сложно обеспечить их взаимозаменяемость в шихте в полной мере. Более того, существует субъективная манипуляция марками (Иванов и др., 2008), что

превращает шихтовку в постоянный экспериментальный поиск оптимального состава сырьевой базы коксования углей.

Субъективность оценки коксуемости ископаемых углей через шихтовку с другими ископаемыми углями обусловлена отсутствием критериев определения принадлежности к их коксующимся углям. Выделить среди каменных углей таковые угли стандартными параметрами и лабораторными коксованиями весьма затруднительно. Можно лишь установить способность углей подвергаться специальной обработке, чтобы получить кокс с заданными показателями качества.

Основная способность углей при термическом воздействии – это переходить в пластическое состояние и спекаться, т. е. «спекание – это соединение порошкообразных и тонкодисперсных материалов в куски при повышенной температуре» (Грязнов, 1976). На этом основании в ГОСТ 25543–2013 воплощена парадигма - все спекающиеся угли априори являются коксующимися углями.

Другим аспектом признания спекающихся углей коксующимися углями является окисленность углей и степень неоднородности неокисленных углей. При нагревании термическая деструкция неокисленных и окисленных углей протекает по-разному (Родькин, Иванов, 1988), а коксуемость углей изменяется по простиранию и падению пласта под влиянием метаморфизма (Проскуряков, Станкевич, Иванов, 1986). Поэтому возникает неоднородность угольного материала смеси из-за разброса витринита разной степени метаморфизации при смешении ископаемых углей, о чем свидетельствуют многочисленные исследования ископаемых углей и угольных смесей (Станкевич, Иванов и др., 1995; Станкевич, Иванов и др., 2003).

Соприкасаясь с тематикой коксообразования углей, необходимо принимать во внимание важное обстоятельство – это присутствие частично окисленных углей в сырьевой базе коксования РФ, которое вызывало необходимость исследования окисленности спекающихся углей для оценки степени влияния данного фактора на коксующие их свойства.

Рассмотрим особенности изменения угольного вещества с позиции его молекулярного строения. В работах (Иванов, 2004, 2003, 1996, 2002) изложены

основные результаты исследований, из которых необходимо выделить следующее.

Во-первых, окисление мацералов группы витринита и инертинита происходит с разной скоростью (Иванов, 2004), о чём свидетельствует величина изменения показателя окисленности (K_o) в углях газовой, жирной и коксовой стадиях углефикации (рис. 61). Во-вторых, характер окисления углей разной степени восстановленности и стадии метаморфизма также существенно различается, что убедительно подтверждает значимость данного фактора при оценке коксующихся свойств ископаемых углей, отмечается в работе (Иванов, 2002).

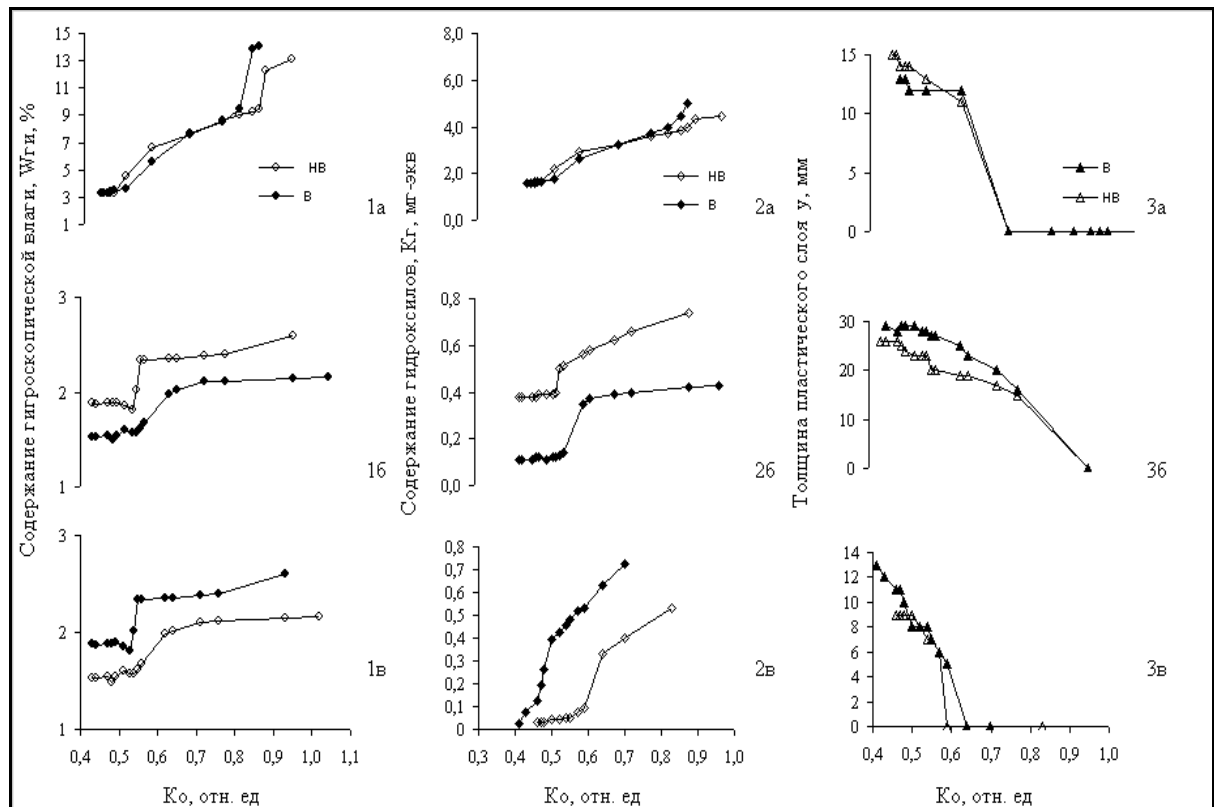


Рис. 61. Влияние степени окисленности (K_o) на содержание гигроскопической влаги ($W^{гн}$), содержание гидроксильных групп ($K_{г}$) и толщину пластического слоя (y) невосстановленных (нв) и восстановленных (в) углей: а) газовых б) жирных; в) коксовых

Результаты коксования угольных шихт с участием частично окисленных углей показали, что качество кокса снижается (Белошапка, Иванов и др., 2001), и

это хорошо видно на математических моделях регрессионного анализа (Иванов, Станкевич, 2003):

$$V^{daf} = 58,8818R_o - 63,338R_o^2 + 18,014R_o^3 + 0,297CK - 0,108(R_o \cdot CK) + 5,749\P_v - 0,090(R_o \cdot CK \cdot \Pi_v) - 1,791K_o + 4,896; \quad (24)$$

$$y = 498,054R_o - 371,90R_o^2 + 89,248R_o^3 + 0,4603CK - 0,215(CK \cdot R_o) + 18,973\P_v - 24,95K_o - 210,567. \quad (25).$$

Уравнения (24) и (25) удовлетворяют выборке углей в диапазоне показателей: степени окисленности – $K_o = 0,41 \div 1,2$ ед., степени восстановленности – $\Pi_v = 0,35 \div 0,70$ ед., химико-петрографических параметров: $R_o = 0,7 \div 1,7$; $CK = 20 \div 90$; $V^{daf} = 14 \div 40\%$ и $y = 6 \div 30$ мм. Данные модели свидетельствуют, что спектральные параметры K_o и Π_v оказывают большое влияние на выход летучих веществ (V^{daf}) и толщину пластического слоя (y) в углях и совместимы с петрографическими показателями R_o и CK . При этом для V^{daf} и y корреляционные отношения составили 0,98 и 0,97 при остаточных отклонениях 1,06% и 2,1 мм соответственно.

Возможность прогноза технологических параметров выхода летучих веществ и пластического слоя (V^{daf} , y) с применением имеющихся петрографических показателей R_o и CK и спектральных показателей K_o и Π_v неоднократно доказывалось при проведении оценки ископаемых углей пластов и при этом подтверждалась слабая изученность влияния восстановленности на коксующие свойства.

Полученные результаты сопоставительного анализа фактических и расчётных показателей V^{daf} и y показывают возможное изменение технологических свойств углей. Влияние степени окисленности углей на их спекаемость заметно выше, чем изменение последней в зависимости от степени восстановленности углей на всех стадиях метаморфизма (рис. 62а и б).

При заданных параметрах выбранного для сравнения угля ($СК = 70 \%$, $R_o = 0,8 \div 1,6 \%$, $Пв = 0,50$) установлено, что возрастание величины K_o на каждые 0,15 ед. приводит к снижению «у» на 4 мм, а увеличение показателя $Пв$ на 0,15 ед. даёт увеличение спекаемости на 3 мм.

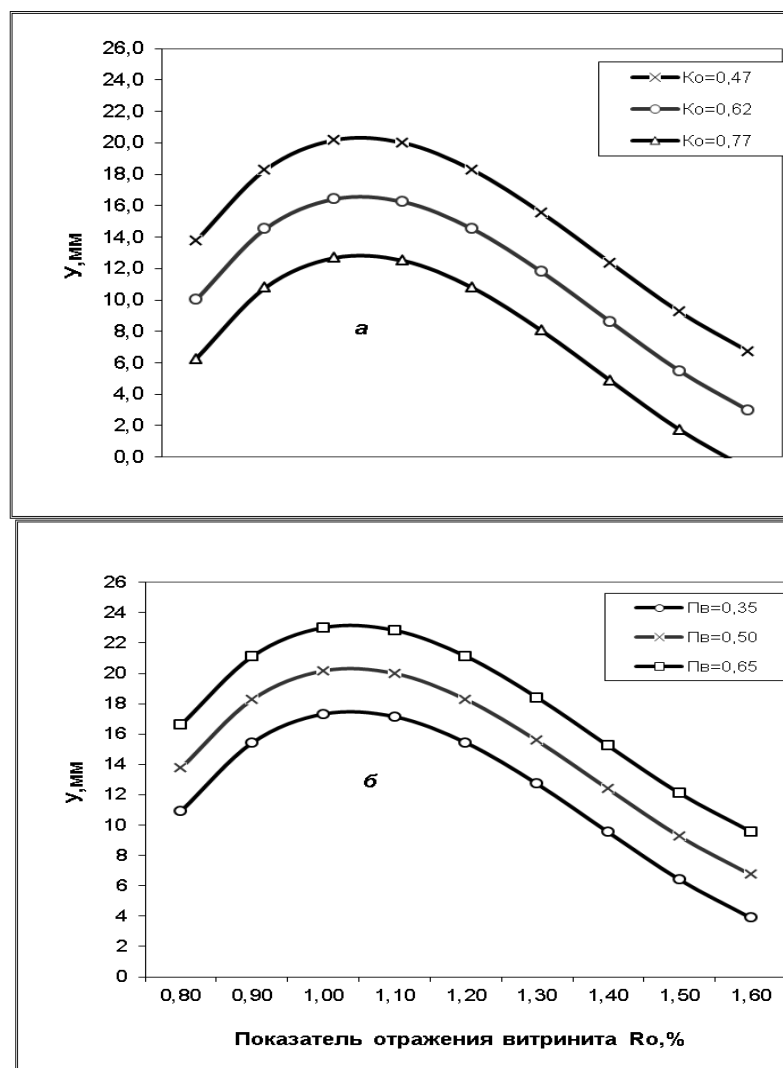


Рис.62 Влияние степени окисленности (а) и восстановленности (б) на спекаемость углей на разных стадиях метаморфизма

Таким образом, правильность определения марки угля зависит от влияния двухфакторной системы (восстановленность и окисленность) на спекающую способность углей, которая в стандарте ГОСТ 25543–2013 наряду с их отражательной способностью (класс) является основным признаком (подтип) для

разграничения углей по маркам при одинаковом выходе летучих веществ (тип) и содержании отошающих компонентов (категория).

При подборе сырьевой базы коксования на коксохимических предприятиях стараются исключить присутствие окисленных углей (Станкевич, Иванов, 1995). Сложнее исключить участие восстановленных углей по причинам, указанным выше, но именно её влияние приводит к неправильной маркировке углей. Часто выдаются частично окисленные высоковосстановленные угли ценных марок за менее ценные неокисленные угли, которые принимают за угли переходных марок.

Использование данных углей в слоевом коксовании без правильной оценки приводит к некачественной шихтовке и к снижению прочности качества кокса (Белошапка, Иванов и др., 2001).

6.3 Метод оценки коксующейся и коксообразующей способности ископаемых углей и алгоритм определения их энергогенерирующей способности

Один из основоположников теории коксования углей (Грязнов, 1976) даёт определение: «спекаемость – способность угля переходить при нагревании без доступа воздуха в пластическое состояние с образованием более или менее связанного нелетучего остатка». При этом он уточняет, что «спекаемость угля или их смесей, размягчающихся при пиролизе ..., есть способность остаточного материала их *зёрен* срачиваться с образованием углеродистой массы той или иной прочности». Далее уточняет: «спекаемость, является отражением спекающей способности углей, так как угли, обладающие большей спекаемостью, позволяют добавлять больше отошающей примеси...».

Иными словами, автор не различает уголь и угольную смесь по способности переходить в пластическое состояние и по спекаемости, определяющей образование и прочность углеродистой массы. При этом автор (Грязнов, 1976) не видит различия между угольными зёрнами и «петрографическими компонентами» и использует эти понятия как синонимы.

Это является методологической ошибкой, потому происходит подмена понятий. Зерном является небольшой, обычно округлый предмет, мелкая частица или крупинка какого-либо вещества, а компонент (от лат. *componens* - составляющий) – это составная часть чего-либо или элемент в веществе.

Угольные зерна – это малые частицы (мелкие кусочки) от целого угля, а петрографические компоненты – это составные части, слагающие органическое вещество угля, и именно по зёрнам крупностью 1,6 мм, склеенных в виде аншлиф-брикета, определяется петрографический состав угля. Из этого следует, каждое угольное зерно имеет свойственный только ему мацеральный состав.

Зерно какого-то литотипа, например витрена, будет представлено в большей мере витринитом, а уголь пласта, состоящий из прослоев разных литотипов, в зёрнах будет представлять петрографический (мацеральный) состав пласта.

В итоге каждое зерно угля, обладая свойственным ему петрографическим составом, будет обладать соответствующей составу спекающей способности. Спекание угольного зерна, по сути, – запекание инертных микрокомпонентов: фюзенита, микринита и т. д. плавкими микрокомпонентами – витринитом, семивитринитом, липтинитом, а совокупность спекающих способностей будет определять спекающую способность угля в целом.

Зёрна разного петрографического состава при спекании между собой будут вести себя по-разному. Одни будут выделять избыточную пластическую массу, запекая сначала собственные инертные компоненты, а затем, при наличии избыточной пластической массы, инертные компоненты других зёрен, в которых возникает недостаток собственной пластической массы. В целом в ископаемом угле пласта будет проявляться или не проявляться избыточность пластической массы, т. е. свободная пластическая масса, которая обеспечивает спекаемость угольных компонентов шихты. Такая обеспеченность достигается количеством спекающих компонентов, а вот поведение этих компонентов при нагревании будет зависеть от их природных данных – степени восстановленности и метаморфизации гелифицированной массы угольного материала.

Следовательно, *угольное зерно* нужно рассматривать как *петрологическую угольную частицу, состоящую из одного или нескольких мацералов*. С этой позиции более чётко выстраивается кинетика термофизических и термохимических реакций преобразования органической массы в зерне и в веществе.

В процессе пиролиза на уровне зерна происходит изменение структуры витринитов (Жданов и др., 1986) при пассивном участии инертных мацералов, на уровне угольного вещества происходит слипание расплавленных зёрен и только после полного прогрева столба угольной шихты (более 500°C) происходят термохимические реакции полимеризации и коксообразования. Отсюда появляется ясность влияния окисленности и восстановленности углей на процесс коксообразования, который обуславливают характер структурных изменений микрокомпонентов и появление структуры нового вещества, сначала полукокса, а затем кокса, отмечают авторы (Жданов и др., 1983),.

Коксуемость углей Н. С. Грязнов (1976) рассматривает как свойство *смеси угольных зёрен* давать в заданных условиях подготовки и коксования твёрдый остаток в кусках определённой крупности и прочности, но уточним, при участии минеральных примесей. Он отмечает, что «процесс коксования – это сложная система физико-механических превращений материала углей, осуществляемых с помощью реакций термической деструкции и конденсации», и ход коксования угля обусловлен «прочностью спекания углей в пластическом состоянии и в развитии внутренних напряжений отверждённой коксуемой массы».

В современном представлении коксуемость углей – это совокупность таких явлений, как прогрессирующая поликонденсация, упорядочивание углеродистой структуры и изменение массы тела угольной дисперсной массы под действием длительного принудительного спекания в слоевом и непрерывном термическом процессе (Макаров, Харлампович, 1986). ГОСТ 17070–87 регламентирует, что коксуемость угля – это свойство измельчённого угля спекаться с последующим образованием кокса с установленной крупностью и прочностью кусков.

Из этого следует, что коксуемость углей – это продолжение их спекаемости, и должна она рассматриваться как дальнейшее поведение неоднородных углей в процессе их нагревания, но на стадии формирования кокса, где обеспечивается установленная крупность и прочность кусков кокса. Переход угля в пластическое состояние при нагревании без доступа воздуха приводит к спеканию с последующим образованием кокса, поэтому в целом процесс коксообразования – это стадийное проявление спекаемости и коксуемости углей. При этой стадийности если есть спекающая способность углей, то должна быть их коксующая способность, но она отсутствует, так как не существует различия между ископаемым углём и угольным сырьём.

Для устранения данного пробела разработан метод оценки коксующей и коксообразующей способностей ископаемых углей (А с. № 012.10.А, 2010). По утверждению автора (Грязнов, 1976), кокс – это твёрдый остаток, имеющий пористое тело, которое обладает прочностью поверхностного спекания (прочность спекания угольных зёрен и петрографических компонентов), когезионной прочностью (твёрдость вещества) и прочностью пор (пористость вещества), поэтому уголь, спекая инертный материал, должен образовать твёрдый остаток – кокс, имеющий пористое тело с определёнными элементами прочности.

Отметим, что методов определения коксуемости предостаточно и один из них – метод Николаева (ГОСТ 9521–74), позволяющий непосредственно определять коксуемость путём коксования пробы угля весом 2 кг в металлическом ящике. Нелетучий твёрдый остаток испытывается на прочность в барабане (метод вращения Н. С. Грязнова) или в копке (метод сбрасывания К. И. Сыкова) для установления прочности пористого тела кокса.

Распространённый в России и СНГ пластометрический метод Л. М. Сапожниковым предлагался для определения коксуемости углей и даже был рекомендован для лабораторного контроля углей в коксохимическом производстве (Гапон, Никитин, 1950) при подборе угольных шихт пластометрическим методом. Однако он не получил широкого распространения из-за трудного интерпретирования коксуемости углей по пластометрическому

полукоксу, поэтому стал основным стандартом (ГОСТ 1186–87) для определения спекаемости углей и угольных смесей по пластометрическим параметрам (x – величине усадки пластической массы и y – толщине пластического слоя), так регламентируется подтип угля при установлении марки спекающихся углей.

Среди международных методов способ Грей-Кинга признан для определения спекаемости углей (ГОСТ 16126–91), но его можно отнести к прямому методу определения коксующейся способности угля, так как критерием оценки является тип кокса – GK, который устанавливается без его сравнения с другими углями. Распространённые международные методы – Рога, свободного вспучивания, Гизелера, Одибер-Арну, больше ориентированы на оценку реологических свойств угольного материала (ископаемого угля или угольной шихты).

Перечисленные методы оценки позволяют дифференцировать угли по спекаемости и коксуемости, но не раскрывают их генетический потенциал, а поэтому сложно определить возможности углей в части проявления ими коксующей и коксообразующей способностей. Наиболее информативным можно признать метод А. С. Станкевича (2011, 2015), который позволяет проводить прогноз прочности коксов, используя генетические и технологические параметры (R_0 , $\sum OK$, V^{daf} , y) на основе опосредованной связи между спекаемостью и коксуемостью углей в угольных шихтах. Данный метод опирается на регрессионный анализ результатов химико-петрографических и пластометрических показателей индивидуальных углей и хорошо дополняет метод Николаева (ГОСТ 9521–74), при отсутствии возможности проводить коксование углей в полупромышленных печах.

В итоге, перечисленные методы направлены на определение спекаемости и коксуемости углей, которые, как отмечает автор (Тайц, Андреева, 1983), применительны к реологии углей для непосредственного суждения о способности углей спекаться, однако необходимы и специальные прямые методы.

Автором данной работы предлагается специальный прямой метод оценки коксующейся способности углей, который необходим для суждения о возможности образования кокса из ископаемых углей, и для этого был выбран

способ Л. Н. Сапожникова, нераскрытый и имеющий скрытые возможности – универсальность и информативный потенциал. На фактическом исследовательском материале удалось получить ряд новых параметров, характеризующих процесс спекания и коксования, т. е. на базе существующего метода, по сути, был создан новый способ (Иванов и др., 2013) определения коксообразующей способности углей.

В основу метода положено измерение в ископаемом угле толщины пластического слоя (y) и выхода летучих веществ (V^{daf}) и их нелетучих остатков (пластометрического полукокса и королька после удаления летучих) в соответствии с ГОСТ 1186–87 и ГОСТ 6382–2001. По разработанным формулам рассчитываются технологические параметры угля: объём выхода пластической массы ($V^{ПМ}$), коэффициент газоотделения углей ($K^{ГО}$), коэффициент пиролиза ($K^{П}$), коэффициент выхода полукокса ($K^{ПК}$) и коэффициент выхода кокса (K^K), которые характеризуют процесс спекания и формирования тела нелетучего остатка – пластометрического полукокса. Пластометрический полукокс по ГОСТ 9521–74 подвергается механическому испытанию, после чего определяется структурная прочность его тела ($Пс$). Полученный параметр участвует в расчётах оценки коксообразования угля.

Газоотделение, пиролиз, выход полукокса – результаты термического процесса при нагревании угля: разложения, поликонденсации, упорядочивания углеродистой структуры и изменения массы угольного тела. Они отражают процесс коксообразования и одновременно являются признаками формирования тела кокса и его прочности: пористость, когезию и поверхностное спекание. Данные критерии в виде расчётных коэффициентов $K^{ГО}$, $K^{П}$, $K^{ПК}$ позволяют проводить дискретно оценку способности угля коксоваться, а по показателю определять выход кокса K^K – спекающуюся способность петрографических компонентов.

Корреляционный анализ получаемых показателей ($V^{ПМ}$, $K^{П}$, $K^{ПК}$, K^K , $K^{ПП}$, $K^{ГС}$) с классификационными параметрами ГОСТ 25543–88 (R_0 , ΣOK , V^{daf} , y) и содержанием витринита (Vt) в углях показал (табл. 6.2), что объём пластической

массы (V^{IM}) зависит от содержания витринита ($r = 0,61$), при большем отрицательном воздействии фюзенизированных компонентов ($r = -0,67$), подтверждая известные наблюдения (Станкевич, 2012). В то же время влияние метаморфизма на объём пластической массы более выражено в связи с показателем V^{daf} ($r = 0,59$), чем с показателем R_0 , что тоже вполне понятно.

Таблица 6.2

Результаты корреляционного анализа показателей углей и полукоксов

Показатели	V^{IM}	$K^{ГО}$	$K^П$	$K^{ПК}$	K^K
R_0	0,83	-0,52	0,20	0,92	0,43
Vt	-0,61	0,71	0,35	-0,70	0,17
ΣOK	0,67	-0,67	-0,27	0,75	-0,08
V^{daf}	-0,88	0,65	-0,05	-0,99	-0,30
y	-0,61	1,00	0,70	-0,61	0,48

Наиболее ярко, но в разной степени выражена связь показателей R_0 , Vt , ΣOK , V^{daf} , y с параметрами $K^{ГО}$ и $K^{ПК}$, наглядно выявляется сильное, но в разной степени, влияние генетических и технологических параметров угля на процесс коксообразования ($r = 0,52 \div 1,0$) и на качество продукта ($r = 0,61 \div 0,99$), соответственно. Показатель пиролиза $K^П$ имеет естественную взаимосвязь с толщиной пластического слоя ($r = 0,70$).

Отдельно следует остановиться на зависимости коэффициента выхода кокса (K^K) от классификационных параметров угля (R_0 , ΣOK , V^{daf} , y), которая прослеживается лишь с показателями R_0 и y (соответственно $r = 0,43$ и $0,48$). Грязнов Н. С. (1976) отмечает, что Х. Хонда и Г. Санада в японских углях установили закономерное изменение твёрдости полукоксов и коксов от степени метаморфизма углей, но автор поясняет: «вместе с тем, в ряду спекающихся каменных углей между твёрдостью коксов и толщиной пластического слоя исходных углей нет определённой связи».

Вероятно, слабая связь показателя K^K коксов с параметрами угля R_0 и y объясняется наличием в структуре кокса лишь остаточных следов структуры исходных компонентов углей, несущих условия их углеобразования и состав. В структуре полукокса петрографические компоненты углей сохраняются неплохо в виде целых фрагментов, на которых просматривается микроструктура, и это подтверждается высокими значениями коэффициента r на уровне 0,92, 0,75, -0,99, -0,61 между показателями выхода полукокса ($K^{ПК}$) и углей (R_0 , ΣOK , V^{daf} , y).

Среди приведённых зависимостей выделяются параметры $K^П$ и $K^{ПК}$, значимые для оценки коксующейся способности, так как характеризуют генетический и технологический потенциал угля. Взаимодействие когезионной прочности пластической массы и выхода полукокса рассчитывается по формуле:

$$K^K = K^П \times K^{ПК}, \quad (26)$$

где K^K , $K^П$, $K^{ПК}$ – показатели выхода кокса, степени пиролиза углей и выхода полукокса, в относительных единицах, ед.

Структурная прочность ($Пс$) полукоксов, замеренная по ГОСТ 9521–74, даёт сведения о качестве когезии угольного вещества и поверхностного спекания через пиролиз, отражающий поликонденсацию пластической массы и прочность формирующегося тела полукокса, упорядочивание углеродистой структуры. Поэтому прочность тела кокса рассчитывается по формуле:

$$K^{ПТК} = 0,01Пс \times K^{КС}, \quad (27)$$

где $K^{ПТК}$ – показатель прочности тела коксового остатка угля, а коэффициент, получаемый из расчёта:

$$K^{КС} = K^П + K^K \quad (28)$$

Уравнение (28) отражение технологический потенциал угля в виде суммарной составляющей когезионной прочности пластической массы и выхода из неё коксового остатка, который, по сути, является *коксующейся способностью угля*.

Отсюда ясно, что коксующаяся способность углей есть отражение взаимосвязей спекающейся способности угольных зёрен, характеризующейся высокой корреляционной связью между показателем пиролиза ($K^П$) и толщиной пластического слоя $s(y)$, и их спекаемостью в угольной массе, также

характеризующейся высокой корреляционной связью между выходом полукокса $K^{ПК}$ и петрографическими показателями R_o , Vt , ΣOK , определяющими генезис углей.

Величина показателя K^K (выход кокса) указывает на завершённость основных процессов спекания углей, величина показателя $K^{КС}$ – на уровень взаимодействия факторов спекания углей и выхода продуктов коксообразования, а показатель $K^{ПТК}$ – на способность углей к коксообразованию.

Раскроем через определения понятийную суть данных терминов. **Коксующая способность** – это свойство измельчённого угля спекаться и обеспечивать установленную когезионную прочность и выход кокса. Определяется как и показатель спекающей способности (y) по ГОСТ 1186–87, но для расчёта величины $K^{КС}$ дополнительно анализируется выход летучих веществ угля и пластометрического полукокса. **Коксообразующая способность** – это свойство измельчённого угля коксоваться с образованием установленной прочности тела кокса, для этого проводится испытание структурной прочности тела полукокса по ГОСТ 9521–74 «Метод определения коксуетости» в углях и угольных смесях.

Одной из причин создания нового метода стала обоснованность отнесения углей с пластическим слоем менее 13 мм к коксующимся углям. Анализ ресурсов и качества коксующихся углей Кузбасса (Иванов и др., 2003) показал, что на рынке наметилось доминирование газово-жирных углей, которые различаются по коксующей способности. Планировалось, что введение марки ГЖО должно способствовать выделению промежуточных углей, не относящихся к газовым и газово-жирным углям, и это угли с толщиной пластического слоя от 13 до 16 мм. Такие угли использовались ранее и активно применяются в настоящее время для производства металлургического кокса. Угли со спекающей способностью менее 13 мм признаются непригодными в сырьевой базе коксования РФ.

В стандарте по-иному выделили промежуточные угли, характеризующиеся как газовый жирный отощённый (ГЖО). К этой марке относятся угли с пластическим слоем 10–16 мм, при этом угли под этой маркой считаются коксующимися углями. При этом в стандарте выделяются в марке Г угли группы 2Г с

пластическим слоем 13–16 мм, но эти угли не признаются коксующимися углями для налогообложения, но активно участвуют в производстве металлургического кокса.

Основная ошибка авторов пластометрического метода заключалась в выборе способа обработки результатов двух параметров: толщины пластического слоя и прочности пластометрического полукокса. Как показали результаты анализов углей разной степени восстановленности и метаморфизации и петрографического состава, не принималось в расчёт влияние восстановленности на коксуемость.

При обработке результатов анализов углей в массиве было установлено, что корреляционная связь между толщиной пластического слоя (y) и структурной прочностью полукоксов (P_c) на уровне 0,37, а коэффициент детерминации – 0,29 (рис. 63а), т. е. она практически отсутствует. Отметим, сходимость результатов толщины пластического слоя в углях увеличивается с 1 мм до 3 мм, а воспроизводимость с 2 до 4 мм, по мере увеличения их спекающейся способности в интервале $y = 20 \div 30$ мм. Это обстоятельство всегда учитывается при оценке сходимости и воспроизводимости замеров, а также при сопоставлении с другими показателями, в частности со структурной прочностью полукоксов (P_c). Вычислено, что в интервале усреднённых значений от 11 до 28 мм показателя y и P_c от 69 до 75 % шаг изменения показателя P_c составляет 0,7 % на каждые 2,5 мм.

После систематизации значений (y) по интервалам в привязке к марочной дифференциации углей по пластическому слою, с учетом величины погрешности сходимости результатов (2 мм) обнаружена эта скрытая связь ($R^2 = 0,89$) между показателями (рис. 63б).

Полученная зависимость: $y = 0,329 \cdot x + 65,771$ была использована в виде уравнения:

$$P_c = 0,329y + 65,771, \quad (29)$$

где P_c – структурная прочность полукокса, %, y – толщина пластического слоя, мм, для расчёта показателя P_c в новой выборке из 70-ти проб.

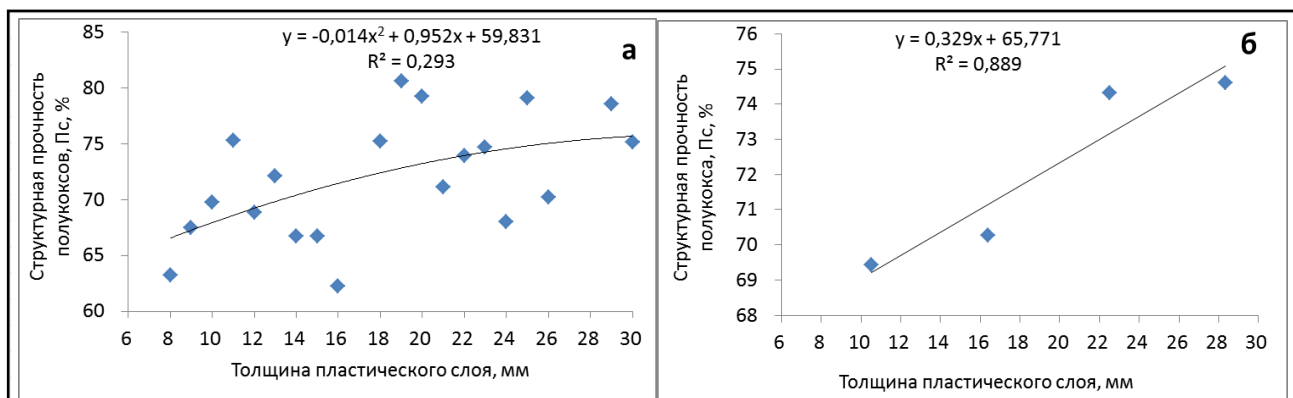


Рис. 63. Графики изменения структурной прочности полукоксов от толщины пластического слоя углей в массиве (а) и по угольным маркам (б)

Это позволило установить количество вихревых отклонений между фактическими и расчётными величинами и определить стандартные отклонения параметров Пс и у, которые составили 9 % и 7 % в относительных единицах соответственно. Эти удовлетворительные статистические показатели подтверждают наблюдения предшественников.

Наличие высокой связи ($R^2 = 98 \%$) между показателями $K^{КС}$ и $K^{ПТК}$ также указывает на соответствие установленных зависимостей общепринятым в теории коксования углей, а это значит, что данные показатели позволяют проследить спекающийся потенциал и коксующиеся и коксообразующие способности неоднородных углей.

В качестве примера были выбраны угли пластов 84, 74, 73 Увального месторождения (Уточнение коксующести углей пластов 89а – 71 на участке «Увальный» и оценка коксующести углей пластов на участке «Увальный Глубокий», их марочного состава и направления использования. 2012), которые бывают близки по показателю у в отдельных пробах (табл. 6.3), но в массиве могут принадлежать маркам ДГ, Г и ГЖО соответственно из-за влияния регионального метаморфизма по простиранию и падению угленосных отложений в границах месторождения.

Расчёт коэффициентов, отражающих коксующейся способность и прочность тела кокса ($K^{КС}$ и $K^{ПТК}$), показал, что в углях пластов 74 и 73 (пробы № 10 и 14) с толщиной пластического слоя не менее 17 мм показатель $K^{КС} \geq 1,0$ ед., при

$K^{ПТК} = 0,78-0,79$ ед. Значение $y \geq 17$ мм было установлено предшественниками опытным путём и подтверждено многочисленными коксованиями в производственных условиях в качестве граничного значения для выделения коксующихся углей среди газowo-жирных углей как коксообразующих компонентов шихты.

Следовательно, значение показателя $K^{КС} \geq 1,0$ ед. можно признать граничной величиной для определения коксообразующих углей.

Таблица 6.3

Результаты определения границ спекания и коксообразования углей пластов Увального месторождения

Пласт	№ пробы	Технические показатели угля			Технологические показатели спекания				Показатели коксообразования		
		A^d , %	V^{daf} , %	y , мм	K^{TO}	K^{II}	$K^{ПТК}$	АПМ, мм	K^K	$K^{КС}$	$K^{ПТК}$
84	1	7,2	37,6	11	0,26	0,39	0,76	4	0,30	0,69	0,48
	2	4,8	38,7	13	0,25	0,43	0,75	6	0,32	0,76	0,55
	3	6,0	38,4	14	0,22	0,47	0,73	7	0,34	0,81	0,58
74	4	8,7	37,7	12	0,25	0,43	0,76	5	0,33	0,76	0,57
	5	10,4	37,6	13	0,25	0,48	0,77	6	0,37	0,84	0,62
	6	8,7	38,1	14	0,30	0,51	0,79	7	0,40	0,92	0,63
	7	6,5	38,1	15	0,25	0,52	0,76	8	0,39	0,91	0,70
	8	6,6	38,0	16	0,22	0,54	0,74	9	0,40	0,95	0,72
	9	7,1	37,8	16	0,22	0,55	0,74	9	0,41	0,96	0,74
	10	8,0	38,2	17	0,22	0,58	0,74	10	0,43	1,02	0,79
73	11	6,4	37,1	12	0,28	0,43	0,78	5	0,34	0,77	0,57
	12	7,9	37,3	13	0,28	0,47	0,78	6	0,37	0,84	0,57
	13	6,5	37,2	15	0,23	0,52	0,75	8	0,39	0,92	0,69
	14	5,5	37,8	17	0,22	0,58	0,74	10	0,43	1,00	0,78
67	15	7,9	38,1	19	0,22	0,65	0,74	12	0,49	1,14	0,92
66	16	4,6	37,5	25	0,23	0,85	0,74	21	0,63	1,47	1,22
64	17	5,7	36,5	25	0,24	0,89	0,76	22	0,67	1,56	1,25

Угли пластов 84, 74, 73 (пробы №№ 2, 5, 12) с показателем $y = 13$ мм, ранее считавшимся граничным значением для спекающихся газовых углей при отнесении их к коксующимся углям (ГОСТ 8163–87), имеют близкие значения показателя $K^{КС} = 0,76$ и $0,84$ ед., но различаются по $K^{ПТК} = 0,55; 0,62; 0,57$ ед.

соответственно. Разброс значений был столь велик, что потребовалось привлечь угли: ш. Большевик, пласт 30, ГЖО, ш. Большевик, пласт 29, ГЖО, ш. Распадская, пласт 10, ГЖ, ш. Полосухинская, пласт 29а, ГЖ, ш. Осиниковская, пласт Е5, Ж, используемые в качестве эталонных углей марок ГЖО, ГЖ, Ж для установления коксующести лабораторными коксованиями.

Используя расчётный показатель P_c по уравнению (29) и усреднённые параметры R_0 , ΣOK , V^{daf} , y для маркировки, была составлена выборка для сравнение углей разных свит: тайлуганской, представленной пластами 84 и 79а, и грамотеинской, состоящей из пластов 78н.п. – 64 (рис. 64).

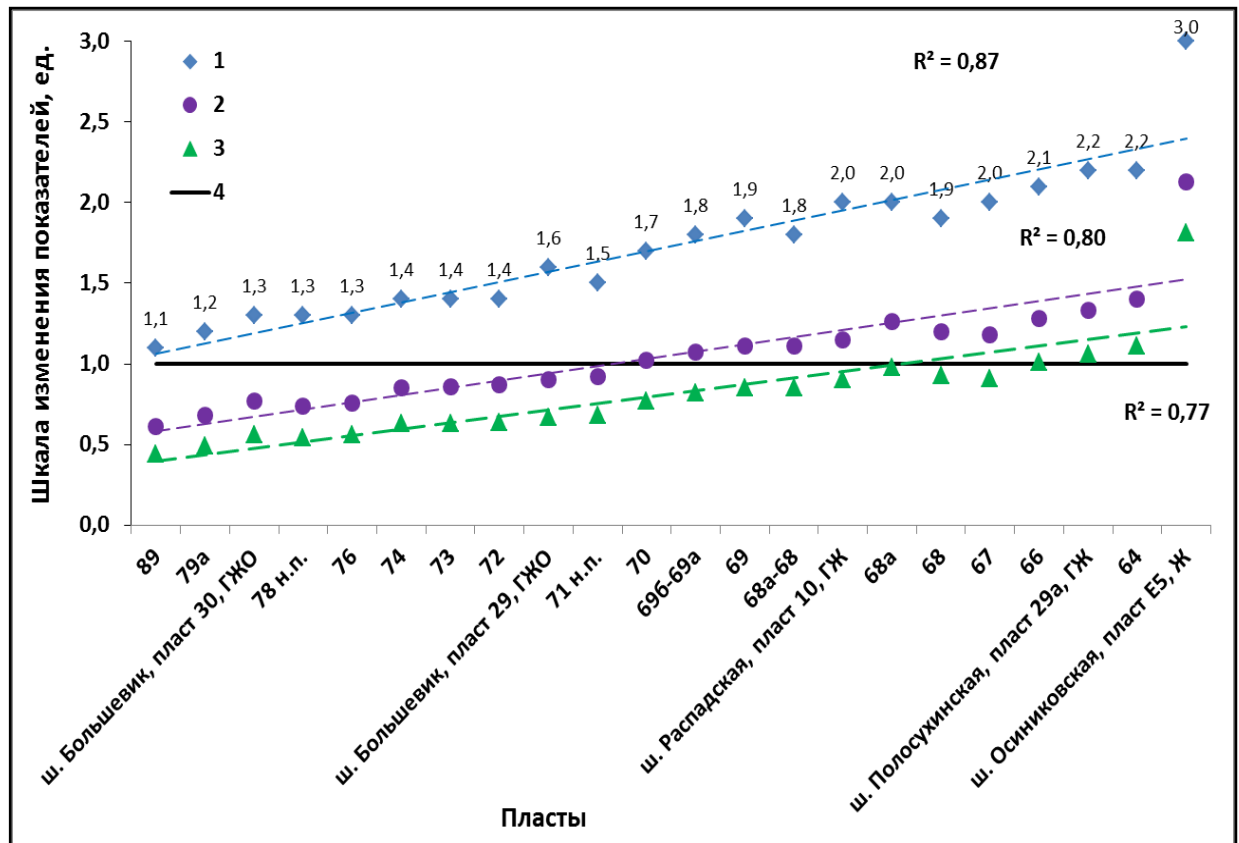


Рис. 64. Графики изменения толщины пластического слоя, уменьшенной в 10 раз (1), показателей коксующей (2) и коксообразующей (3) углей по пластам относительно граничной величины 1,0 ед. (4)

Результаты сравнения показали, что углю пласта 84 (пробы №№ 2, 3) с показателями $K^{ПТК} = 0,55 - 0,58$ ед.; $y = 13-14$ мм соответствуют уголь пласта 73 (пробы №№ 12, 13) с $y = 12-13$ мм и уголь пласта 74 с $y = 12$ мм. При этом углю

пласта 74 с показателями $y = 13-14$ мм и $K^{ПТК} = 0,62 - 0,63$ ед. ближе только уголь пласта 73, и на это указывают их близкие показатели $K^{ПТК} = 0,70$ (пласт 74) и $K^{ПТК} = 0,69$ ед. (пласт 73), при пластическом слое 15 мм.

Эталонный уголь марки ГЖО пласта 30 (ш. Большевик) при пластическом слое 13 мм имеет значение $K^{ПТК} = 0,56$ ед., и такие же значения зафиксированы в углях пластов 78н.п. и 76, но при этом в угле пласта 79а, являющегося нижней границей тайлуганской свиты, $K^{ПТК}$ и y составили 0,49 ед. и 12 мм.

Показатель $K^{ПТК} = 0,49$ ед. в угле пласта 84 отмечается при пластическом слое 11 мм, а он залегает выше по разрезу. Это значит, что уголь пласта 84 восстановленный и проявлять коксующую способность он может не выше уровня $K^{КС} = 0,81$ ед. при $y = 14$ мм. При этой же спекающей способности угли нижележащих пластов 74, 73, 72 имеют показатель $K^{КС}$ от 0,85–0,87, а в отдельных пробах до 0,92 ед., что тоже обусловлено восстановленностью угля.

Дальнейшие наблюдения подтвердили, что граница перехода углей газовой и газовой-жирной стадий углефикации находится в точке значения их пластического слоя 17 мм, что соответствует величинам показателя $K^{КС} \geq 1,0$ и $K^{ПТК} \geq 0,75$ ед., а это позволяет обосновано считать спекающиеся угли с $y \geq 17$ мм коксующимися углями.

Точкой разделения углей газовой-жирной и жирной стадии углефикации можно принять показатель $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед., которому соответствуют значения $K^{КС} \geq 1,25$ ед. и $y \geq 21$ мм, а, в целом, по этим величинам данных показателей устанавливается граница коксообразующих углей. На этом основании было доказано в ГКЗ, что в угольной толще Увального месторождения границей разделения между коксующимися и энергетическими углями является пласт 70, а не пласт 72, как было ранее принято в геологических справочниках.

Это позволило провести правильный подсчёт запасов коксующихся углей без привязки к маркам, потому что угли марки ГЖО и Г с пластическим слоем 13–16 мм было рекомендовано выделять в процессе разработки пластов и после подтверждения их коксующей способности дополнительно включать в запасы коксующихся углей шахты.

Итак, новые показатели устраняют двоякое толкование термина «*коксуемость*» с вводом новых терминов: «*коксующуюся способность*» и «*коксаобразующая способность*» для оценки коксообразования ископаемых углей. Термин «*коксуемость*» следует применять для оценки ископаемых углей в части прогноза их поведения в виде угольного сырья в угольной шихте при производстве металлургического кокса.

Однако поведение угля обуславливается генетическими особенностями, которые в современных условиях регламентируются петрографическим составом (ΣOK) и стадией метаморфизма (R_0). Эти два параметра при разных значениях углей характеризуют преимущество одного угля над другим, а содержание витринита (Vt) или спекающих компонентов (CK) – их совместимость при нагревании угольной шихты.

6.4 Способ оценки генетического преимущества и совместимости ископаемых углей

Проявление генетической наследственности (или генетического потенциала) ископаемых углей при коксовании – фактор значимый, так как в целом обуславливает коксуемость угольной шихты. Генетический потенциал, или преимущество угля, как отмечалось ранее, определяется отношением количества спекающих компонентов к количеству отошающих (CK/OK), которое характеризует отношение гелифицированных и фюзенизированных микрокомпонентов.

Большинство исследователей, применяя данное отношение, не берут в расчёт степень метаморфизации, которой подверглись микрокомпоненты, полагая, что стадия метаморфизма углей должна учитываться в уравнениях и формулах как отдельный фактор. На эту особенность автор обратил внимание в работе (Иванов, 2008) и показал, что с повышением стадии углефикации ($R_o \geq 1,2 \%$) в углях наступает петрологическое (метаморфическое) отошение, которое выражено уменьшением пластического слоя u , а с понижением в углях содержания $Vt \leq 50 \%$ дополнительно наступает петрографическое отошение. Одновременное

проявление этих видов отошения наиболее ярко выражено в резком снижении спекаемости углей.

Известно, что при нагревании углей витринит и липтинит переходят в пластичную массу, большая часть которой взаимодействуют с инертными компонентами, обволакивая до полного поглощения в себе нерасплавленные фрагменты угля. Оставшаяся свободная часть расплавленной массы взаимодействует с другими фрагментами угольной массы, участвующим и в формировании коксового королька.

В процессе спекания и коксообразования задействованы все компоненты вещественного состава угля: витринит (Vt), инертинит (I), семивитринит (Sv), липтинит (L) и минеральные примеси (M), и при нагревании они ведут себя по-разному. От их долевого состава в угле будут зависеть результаты процесса преобразования и качество вновь образованного вещества. Поэтому петрографические микрокомпоненты можно сгруппировать в компонентные группы активно-преобразующиеся, инертно-преобразующиеся и разлагающиеся.

К активной группе относятся витринит, липтинит и $1/3$ семивитринита ($Vt+L+1/3Sv$), к инертной группе инертинит и $2/3$ семивитринита ($I+2/3Sv$) и к группе разлагающихся компонентов относятся минеральные примеси (M), состоящие из минералов глинистых (Mgl), сульфидных (Ms), карбонатных (Mk) и силикатных (Mkr). На основе такого подхода определение показателя генетического преимущества угля ($K^{ГП}$) осуществляется следующим образом:

$$K^{ГП} = R_0 \times \sum CK^f \quad (30)$$

где показатель свободных спекающих компонентов определяется по формуле: $\sum CK^f = \sum CK - \sum OK / \sum CK$, в которой $\sum CK^f$ – свободные (*free*) спекающие компоненты, %, а $\sum CK = Vt+L+1/3Sv$, $\sum OK = I+2/3Sv$. Содержание спекающихся и инертных компонентов определяется при наличии минеральных компонентов в угле, поэтому они учитываются опосредованным занижением содержания органических компонентов.

В упрощённой форме используется формула:

$$K^{\Gamma\Pi} = R_0 \times 0,01 \Sigma CK \quad (31)$$

где показатель $\Sigma CK = Vt+L+1/3Sv$ или $100 - \Sigma OK = I+2/3Sv$ (без минеральных примесей) для соизмеримости коэффициентов в автоматизированных расчётах, исключая погрешности определения содержания минеральных примесей.

В угольной смеси (шихте) каждый уголь в разной степени проявляет своё генетическое преимущество ($K^{\Gamma\Pi}$), а в совокупности это сказывается на выходе кокса (K^K). Поэтому совокупный генетический потенциал углей и результат его реализации зависят от технологических условий (обстановки), в которых проводится коксование, а между ними всегда есть разница, которая обозначена автором как генетическая совместимость:

$$K^{\Gamma C} = K^{\Gamma\Pi} - K^K, \quad (32)$$

где показатель $K^{\Gamma C}$ – генетическая совместимость ископаемых углей, отражающая поведение индивидуального угля по отношению к другим углям при их совместном переходе в кокс.

При расчёте показателя $K^{\Gamma C}$ образуются положительные величины, указывающие на донорские способности угля, и отрицательные величины, характеризующие его акцепторное воздействие на другие угли в угольной шихте. Нулевые значения $K^{\Gamma C}$ будут свидетельствовать о полной самодостаточности угля при образовании тела кокса, что, по мнению автора, говорит о коксообразующей инертности, другими словами, зёрна таких углей будут тратить свою пластическую массу на формирование собственного коксового тела и не иметь с другими зёрнами химических связей на молекулярном уровне.

С этих позиций статистический анализ спекающихся углей Кузбасса – в диапазоне изменения классификационных параметров: $R_0 = 0,70 \div 1,50$, $\Sigma OK = 5 \div 70 \%$, $V^{daf} = 41,5 \div 16,5 \%$, $y = 6 \div 32$ мм – позволил открыть новые связи между технологическими и генетическими параметрами, включая содержание витринита (как признак гелификации углей), через которые объясняются коксообразующие свойства и генетическую совместимость угольной шихты (табл. 6.4).

Таблица 6.4

Результаты статистического анализа корреляционных связей генетических и технологических параметров спекающихся углей

Классификационные параметры угля	K^{Π}	$K^{\Pi K}$	K^K	Пс	K^{KC}	$K^{\Pi K}$	K^{Π}	K^{TC}
R_0	0,20	0,92	0,41	-0,50	0,30	0,18	0,08	-0,11
Vt	0,41	-0,71	0,25	0,74	0,29	0,38	0,80	0,81
ΣOK	-0,32	0,76	0,15	-0,70	-0,25	-0,32	-0,76	-0,82
V^{daf}	-0,04	-0,99	0,26	0,65	-0,14	-0,02	0,24	0,41
y	0,70	-0,61	0,51	0,95	0,62	0,72	0,52	0,35

Важно отметить следующие особенности:

- степень гелификации влияет на генетические преимущества углей, $r_{(Vt; K^{\Pi})} = 0,80$, а наличие инертных компонентов – на их генетическую совместимость, $r_{(OK; K^{TC})} = 0,82$;
- от гелификации зависит выход полукокса ($K^{\Pi K}$), прочность его тела (Пс) и, отчасти, пиролиз угля (K^{Π}), напротив, петрографическое отошение в большей мере влияет на выход полукокса и в меньшей мере на прочность его тела;
- слабая связь показателей V^{daf} и K^{CK} ($r = 0,41$) свидетельствует, что выход летучих веществ – косвенный результат генетической совместимости, которая не зависит от стадии метаморфизма углей и не влияет на спекающую способность, поскольку спекаемость – опосредованная производная их генетического преимущества.

Особо отметим, что отсутствие связи между генетической совместимостью и стадией метаморфизма углей и их спекаемостью даёт основание считать, что этим двум классификационным параметрам угля возможна их взаимозаменяемость. Но опосредованная связь спекаемости углей с их генетическим преимуществом, при отсутствии связи с метаморфизмом углей, однозначно указывает на скрытое влияние третьего генетического фактора – восстановленности.

Таким образом, понятийное определение нового термина – *генетическое преимущество* – это наиболее оптимальное сочетание генетических факторов,

степени гелификации, восстановленности и метаморфизации, обуславливающие технологические преимущества угля над другими углями в пределах классификационных параметрах марки. Определяется расчётным путём с использованием показателя отражения витринита (R_o), содержания мацералов (V_t , S_v , I , L , M) и производного показателя ΣOK для установления марки углей.

Генетическая совместимость – это возможность угля совместно с другими углями при нагревании обеспечивать образование кокса с заданными параметрами качества, проявляя своё генетическое преимущество.

6.5 Разработка критериев для промышленно-энергетической классификации ископаемых углей разных бассейнов

Установленная для кузнецких углей газовой и жирной стадии углефикации градация по показателям K^{KC} и $K^{ПТК}$ в диапазоне их спекающей способности, $y = 6 \div 32$ мм, была расширена для углей коксовой и коксовоотощённой и тощей стадий углефикации $y = 6 \div 28$ мм. Отметим, установленные закономерности (рис. 64 б и 65) распространяются и на более метаморфизованные угли.

Для сопоставительного анализа изменения показателей K^{KC} и $K^{ПТК}$ разных бассейнов авторская база данных генетических и технологических параметров была дополнена данными классификационных параметров углей Донецкого, Карагандинского и Печорского бассейнов, использованным при составлении ГОСТ 25543–88, а также учитывались рекомендации ОАО «ВУХИН» (Методические рекомендации, 2011) по выделению коксующихся углей: $y > 13$ мм или $SI > 4$ ед. в интервале V^{daf} 30–41 %; $y > 8$ мм или $SI > 2$ ед. в интервале V^{daf} 19–30 %.

Угли ранжированы по толщине пластического слоя 13 мм (марка Г), 17 и 21 мм (ГЖ), 26 мм (Ж), 13 мм (К), 10 мм (ОС) и 8 мм (КС), (граничные величины разделения их по стадиям углефикации и маркам). Средний уровень восстановленности углей по бассейнам принимался с учётом результатов межметодного контроля генетических (R_o и ΣOK) и технологических (V^{daf} и y) параметров, определяющих марку. Для Донбасса принято значение $P_v = 0,67$ ед.,

для Карагандинского бассейна $P_v = 0,60$ ед., для Печорского бассейна $P_v = 0,56$, ед. и для Кузбасса $P_v = 0,48$ ед.

Опираясь на базу данных качества углей (R_o , V_t , S_v , I , L , M , $\sum OK$, y , V^{daf}) создателей стандарта (Еремин, Бронец, 1995) Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского бассейнов, был сделан сравнительный анализ показателей y и $K^{КС}$ в каменноугольно-пермских углях (рис. 65).

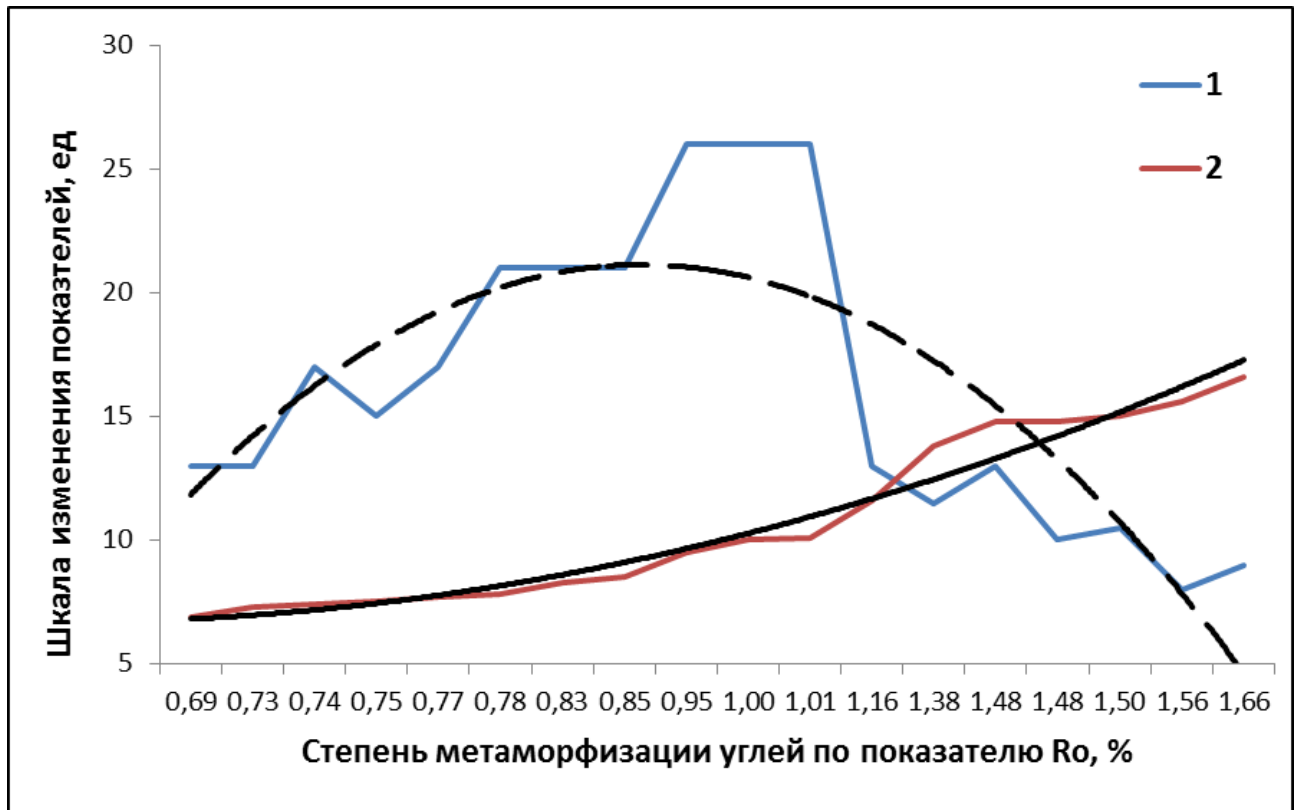


Рис. 65. Графики изменения показателей y (1) и коксующей способности (2) от степени метаморфизма углей (R_o)

Из рисунка видно, что тренды показателей способности углей спекаться и коксоваться от степени метаморфизма имеют разный характер изменения. С увеличением метаморфизма углей спекаемость снижается, коксующая способность возрастает, а при $R_o = 1,20$ % существует точка перехода, после которой спекающая способность перестаёт оказывать влияние на коксообразование углей. Отсюда коксующая способность должна рассматриваться как самостоятельный технологический фактор.

Изменение показателей $K^{КС}$ и $K^{ПТК}$ по маркам углей с разной спекаемостью в ряду метаморфизма коксующей и коксообразующей способностей (рис. 66)

показывает характер связи между спекающей способностью углей и их способностью коксоваться и образовывать кокс в виде полинома, при этом коэффициент детерминации $K^{ПТК}$ ниже ($R^2 = 0,74$), чем у показателя $K^{КС}$ ($R^2 = 0,81$).

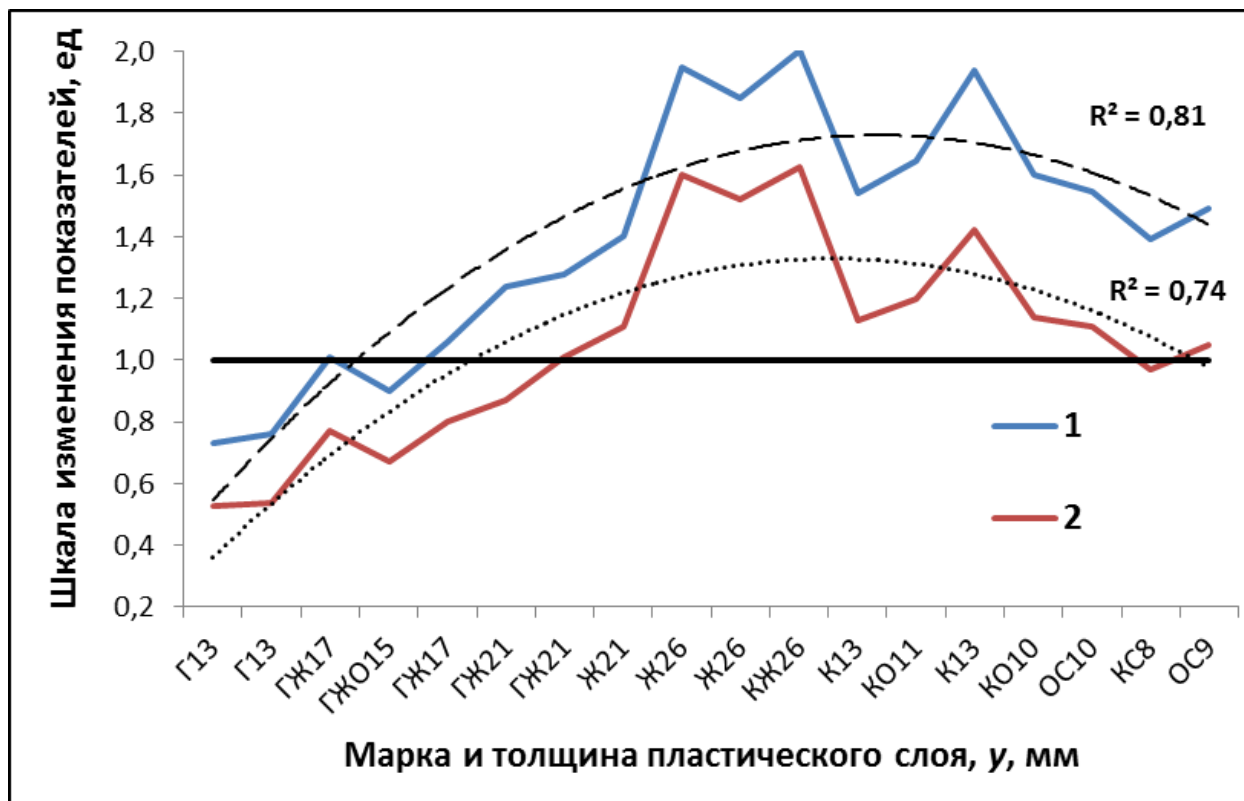


Рис. 66. Графики изменения показателей коксующей (1) и коксообразующей (2) способностей углей разной спекающей способности (y) и стадий углефикации

Это значит, что спекающаяся способность углей лишь опосредованно влияет на коксообразование, так как при $K^{ПТК} \geq 1,0$ среди спекающихся углей выделяются угли марок ГЖ, Ж, К, КО, ОС. По коксующей способности этот перечень дополняется углями марки КС (рис. 66). На графиках также просматриваются области повышенных значений показателей $K^{ПТК}$ и $K^{КС}$, что характерно для витринитовых углей марок Ж, КЖ и К, тогда как по спекаемости углей хорошо видна только область углей жирной стадии углефикации (рис. 66).

Данную особенность можно объяснить только через показатели $K^{ГП}$ и $K^{КС}$ углей во всём спектре их марочного изменения (рис. 67). По линиям трендов $K^{ГП}$ и $K^{КС}$ видно, что характер изменения генетического преимущества и коксующей

способности углей – явления разного порядка с точки зрения процесса коксования.

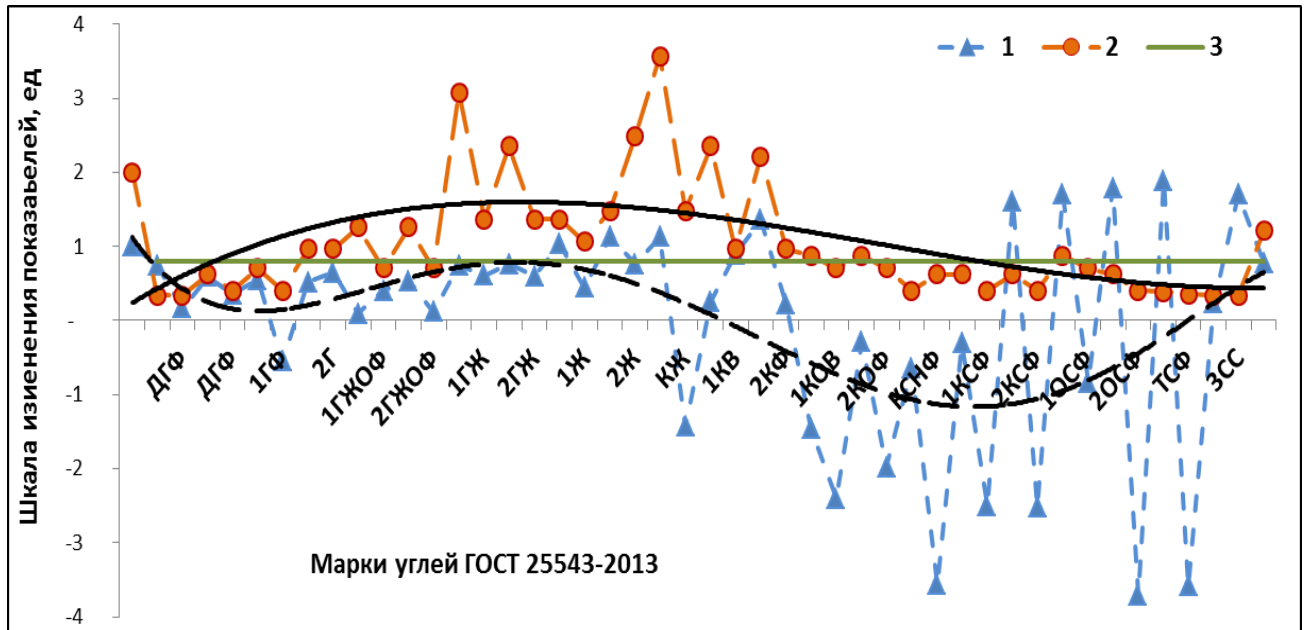


Рис. 67. Графики изменения генетического преимущества (1) и коксующей способности (2) углей по маркам ГОСТ 25543–2013 и относительно граничной величины $K^{KC} = 0,80$ ед.

В длиннопламенных и газовых углях эти два показателя имеют разнонаправленное изменение, но начиная с углей марки ГЖО, фактор петрографического и метаморфического отождения заметно начинает влиять на генетическое преимущество, и в углях марок КО, КСН, КС, ОС он становится весьма значимым. При тех же условиях повышенное содержание витринита в углях обеспечивает высокую спекаемость в углях марок К, КС, ОС, ТС, и среди них выделяются как специфические угли марочных групп КСВ, ОСВ, ТВ с устойчивой коксующей способностью на уровне $K^{KC} \geq 1,0$.

Такой особенностью газовые и газово-жирные отождённые угли (ГЖО) не обладают, но относительно уровня $K^{KC} = 0,80$ ед., которому соответствуют угли с $y > 13$ мм, в коксовых углях уровень пластического слоя 12 мм. Если же принимается уровень 10 мм в углях марки ОС, то ему соответствуют низкометаморфизованные угли с пластическим слоем 10 мм. Вероятно, это послужило основанием выделения углей марки ГЖО с интервалом 10 – 16 мм.

Анализ распределения витринитовых и фюзенитовых углей относительно граничного значения $K^{KC} = 1,0$, установленного на углях Кузбасса, как наименее восстановленных углей, показывает, что это величина обоснованная, и коксующая способность в более метаморфизованных углях достижима за счёт восстановленности углей, а поэтому нельзя регулировать угли только исходя из их спекающей способности (рис. 68). Именно восстановленность обуславливает влияние на генетическое преимущество фюзенизированных углей по мере их метаморфизации относительно марок К, КО, КС, ОС, ТС.

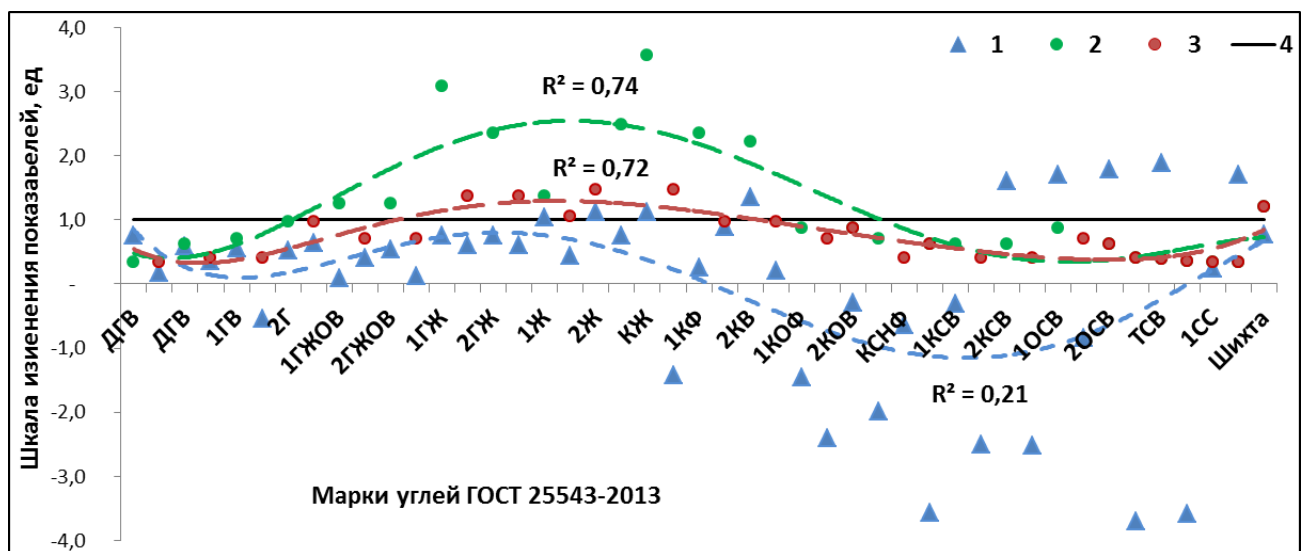


Рис. 68. Графики изменения генетического преимущества (1) и коксующей способности витринитовых (2) и фюзенитовых (3) углей по маркам ГОСТ 25543–2013 и относительно граничной величины $K^{KC} = 1,0$ (4)

Результаты анализа подтверждают результаты наблюдений (Иванов и др., 2008), полученные при сравнении углей разных марок с эталонной шихтой по методике ВУХИН (2009), что марочная классификация не обеспечивает разделение углей по потребительским свойствам, но главное - марки не отражают коксующие свойства углей.

В конечном итоге была разработана шкала предельных значений K^{KC} и $K^{ПТК}$ в углях по маркам в привязке к их спекаемости по толщине пластического слоя и экспериментально установлены границы выделения коксообразующих углей по показателю $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед. и по показателю $K^{KC} \geq 1,0$ ед. коксующихся углей в

пределах значений $K^{КС} = 0,80\text{--}1,0$ ед. и $K^{ПТК} \geq 0,60$ ед. (табл. 6.5) с учётом восстановленности углей разных бассейнов.

Таблица 6.5

Пределы изменения показателей $K^{КС}$ и $K^{ПТК}$ в углях по маркам

Марка	Коксующая способность, $K^{КС}$, ед.	Коксообразующая способность, $K^{ПТК}$, ед.
Г ($y \geq 13$ мм)	0,73–0,85	0,54–0,62
ГЖ ($y \geq 17$ мм)	0,95–1,06	0,72–0,80
ГЖ ($y \geq 21$ мм)	1,24–1,40	0,87–1,11
Ж ($y \geq 26$ мм)	1,85–2,03	1,52–1,68
К ($y \geq 13$ мм)	1,54–1,94	1,13–1,42
ОС ($y \geq 10$ мм)	1,43–1,69	1,01–1,20
КС ($y \geq 8$ мм)	1,17–1,39	0,81–0,97

На графиках зависимости спекающей, коксующей и коксообразующей способностей от степени метаморфизма углей продемонстрировано влияние восстановленности углей (рис. 69, 70, 71).

Видно, что спекающаяся способность углей не отражает в достаточной мере их восстановленность и только на газовой стадии углефикации ($R_0 = 0,70\text{--}0,80$ %) различаются донецкие и печорские угли, но на них накладываются кузнецкие угли, поэтому отличить их от углей Донбасса и Печорского бассейна весьма затруднительно. В углях марок Ж, К, ОС и КС влияние восстановленности просматривается и можно зафиксировать через пластический слой и отличить угли Донбасса и Кузбасса по степени восстановленности через спекаемость, но то же самое невозможно осуществить между донецкими и печорскими углями (рис. 69).

Иная картина представляется с применением показателей коксующей и коксообразующей способности (рис. 70 и 71), из нее видно, что угли Донецкого, Печорского и Кузнецкого бассейнов сильно различаются по коксующим свойствам.

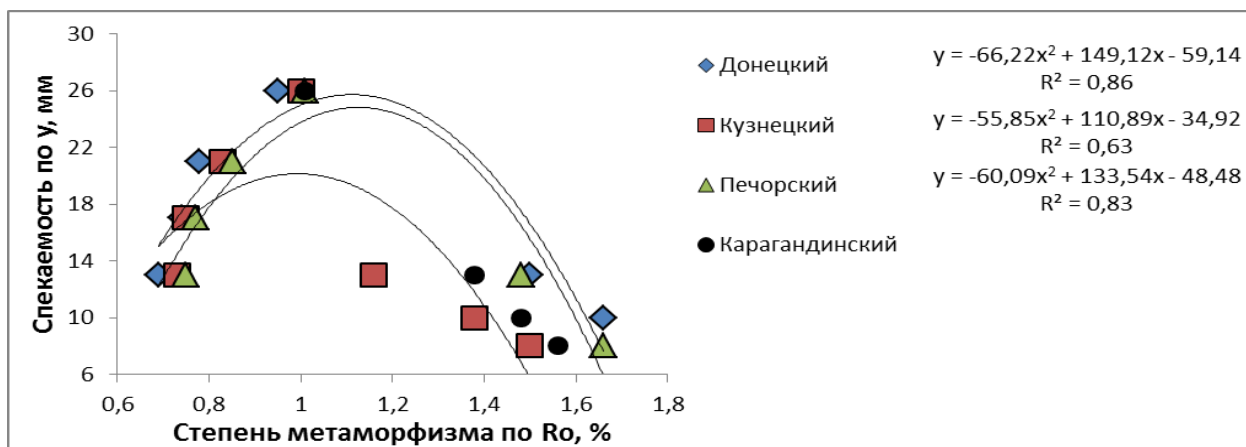


Рис. 69. Зависимость спекающей способности углей от степени метаморфизма по бассейнам

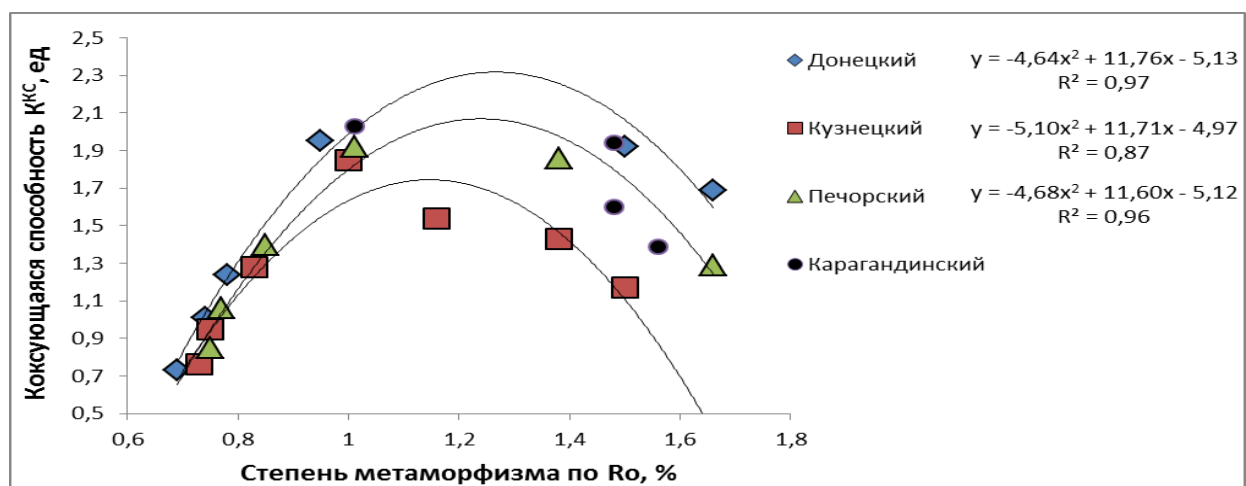


Рис. 70. Зависимость коксующей способности углей от степени метаморфизма по бассейнам

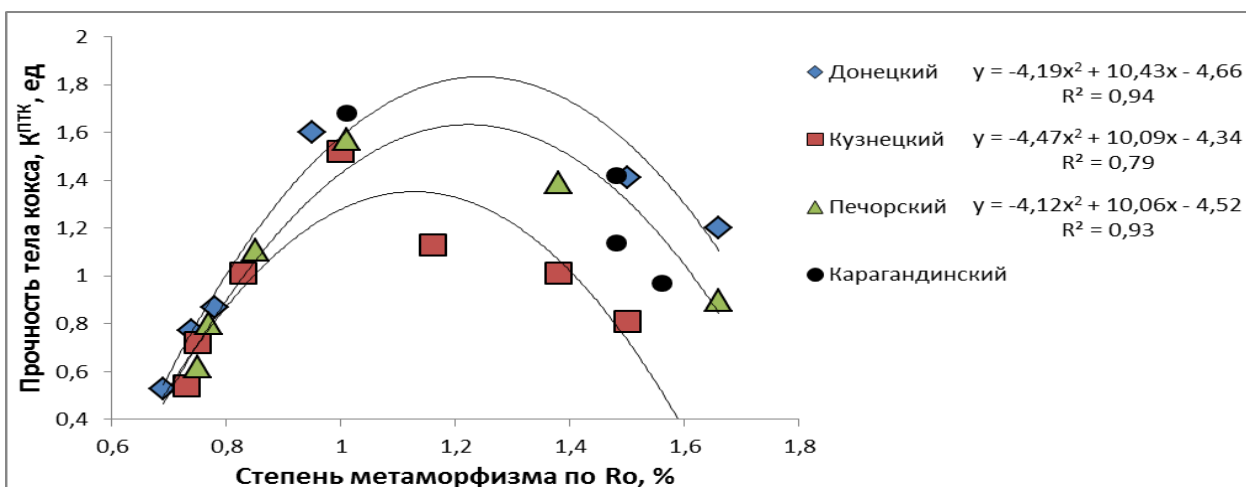


Рис. 71 Зависимость коксобразующей способности углей (по прочности тела кокса) от степени метаморфизма по бассейнам

Подтверждено на примере углей разных бассейнов, что с увеличением y на 4 мм шаг изменения $K^{КС}$ и $K^{ПТК}$ в углях газовой и коксово-тощей стадий изменяется в пределах 0,19–0,23 и 0,16–0,20 ед., в газовой-жирной стадии 0,30 и 23 ед., в жирной 0,60 и 0,57 ед. соответственно. Поэтому спекаемость в углях с $y > 17$ мм соответствует показателю $K^{КС} > 1,0$ и $K^{ПТК} > 0,75$ ед., а при $y > 21$ мм $K^{КС} > 1,30$ и $K^{ПТК} > 1,05$ ед. Отсюда для низко метаморфизованных углей с $y > 13$ мм границей выделения коксующихся углей будут значения $K^{КС} > 0,80$ и $K^{ПТК} > 0,60$ ед.

Предлагаемые показатели выполняют целевую задачу по разграничению спекающихся углей: показателю $K^{КС} \geq 1,0$ ед. соответствует параметру $y = 17$ мм в области углей газовой-жирной стадии углефикации и параметр $y = 8$ мм углей коксовой стадии. Аналогично, показателю $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед. соответствует параметр $y = 21$ мм в газовой-жирных и параметр $y = 10$ мм в коксовых углях.

В таблице 6.6 приводится сводная характеристика углей разных бассейнов при уровне восстановленности в пределах $P_v = 0,57 - 0,59$ ед., принятая как средняя межбассейновая величина степени восстановленности для определения $K^{КС} \geq 1,0$ ед. и $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед. по стадиям углефикации.

Таблица 6.6

Сводная характеристика углей Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого, Печорского бассейнов

Стадии углефикации	R_o , %	CK , %	V^{daf} , %	y , мм	P_v , ед.	$K^{ПТ}$, ед.	$K^{КС}$, ед.	$K^{ПТК}$, ед.
газовая	0,72	82	38,0	13	0,57	0,59	0,78	0,57
газово-жирная	0,75	87	38,1	17	0,55	0,65	1,01	0,76
	0,82	88	36,9	21	0,57	0,72	1,31	1,04
жирная	0,96	88	33,3	26	0,59	0,84	1,85	1,52
коксовая	1,38	71	20,2	13	0,59	0,98	1,81	1,34
коксово-тощая	1,50	66	17,3	10	0,59	0,99	1,57	1,12
тощая	1,57	67	16,5	8	0,57	1,05	1,28	0,89

Отсюда видно, что межбассейновый уровень $P_v = 0,58$ ед., например, для Кузнецкого бассейна будет применим к высоко восстановленным углям, а для Донбасса к углям средней восстановленности, но в целом данный уровень является мерилем для учёта восстановленности. Поэтому в углях газовой и газовой-жирной стадии углефикации межбассейновый уровень восстановленности 0,56 ед., для углей коксовой и тощей стадии $P_v = 0,58$ ед., и только для углей жирной стадии P_v максимально высокий – 0,59 ед. При этом условии учитывается влияние всех генетических факторов – гелификации, восстановленности и метаморфизации на коксующие свойства углей.

Таким образом, новый подход разграничения ископаемых углей на основе показателей $K^{КС}$ (коксующая способность) и $K^{ПТК}$ (прочность тела коксового остатка) открывает главную возможность, обоснованно выделять среди спекающихся углей коксующиеся и коксообразующие угли. Применение новых показателей обеспечивает убедительной информацией о технологическом потенциале углей, необходимой для их использования в качестве критериев определения ценности ископаемых углей, а значит, поставленная цель в научном положении достигнута.

Выводы

- на основе приведённых фактических данных предлагается для ископаемых углей применять термин «коксующая способность», а для угольных шихт термин «коксуемость», соответственно, термины «спекающая способность» для ископаемых углей, «спекаемость» для угольных смесей.
- для генетического отличия ископаемых углей друг от друга предлагается термин «генетическое преимущество» для определения поведенческого критерия угольной смеси, обуславливающего проявление коксообразующих свойств ископаемых углей в угольной шихте, предлагается термин «генетическая совместимость».
- предлагаемые показатели $K^{КС}$, $K^{ПТК}$, $K^{ГС}$ являются основными критериями для определения промышленно-генетической и технологической ценности углей.

Наличие промышленно-генетической классификации (ГОСТ 25543–2013) позволяет проводить унификацию углей разных бассейнов путём присвоения им марки по петрографическим и технологическим параметрам, но по марке невозможно определить направление использования углей. Очевидным является то обстоятельство, что направление использования углей в стандарте рассматривается как рекомендательная составляющая оценки потенциала углей в качестве угольного сырья, поэтому должно быть ранжирование основных технологий глубокой переработки углей.

Деление углей по их применению должно опираться на классификацию, по которой ископаемые угли как будущее сырьё должны также быть унифицированы по промышленным и энергетическим типам на основе ценности данного полезного ископаемого.

6.5.1 Существующие теоретические предпосылки определения углей по ценности

Заложенные в ГОСТ 25543-2013 основы оценки генетических и технологических свойств каменных углей через параметры R_o , $\sum OK$, V^{daf} , y , по мнению автора (Иванов, 2013), не раскрывают истинный потенциал данных критериев унификации углей с точки зрения информативности (А.с. № 10.12.08, 2008). Иными словами, показатели R_o и $\sum OK$ отражают *природный эффект* – отощение каменных углей, обусловленное седиментогенезом и литогенезом осадочной органической массы в виде полиномиальной связи фюзенизации и метаморфизации углей (рис. 72).

Видно, что с повышением стадии углефикации ($R_o \geq 1,2 \%$) в углях наступает петрологическое (метаморфическое) отощение, которое выражено уменьшением пластического слоя y , а с понижением в углях содержания $Vt \leq 50 \%$ дополнительно начинается петрографическое отощение, резко усиливающее снижение спекающейся способности угля.

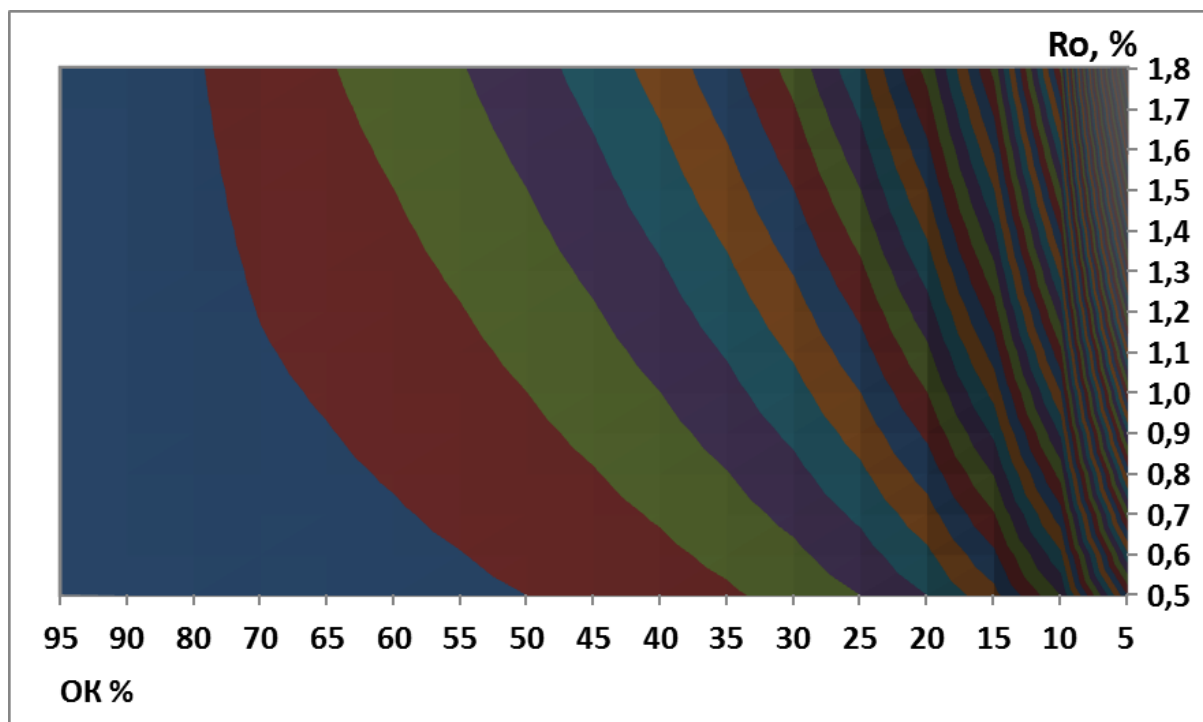


Рис. 72. Стадийность отощения ископаемых углей

Данная зависимость описана формулой (31) взамен уравнения:

$$\Pi_{\text{ГП}} = R_0 \times \frac{(100 - \text{ОК})}{\text{ОК}}, \quad (31)$$

где $\Sigma \text{ОК} = I + 2/3 S_v$, и по данному показателю разработана шкала для оценки генетических преимуществ углей для слоевого коксования (табл. 6.7).

Таблица 6.7

Шкала генетической ценности углей

Категория ценности	Границы разделения, %
Уникальные, У	> 8,0
Особо ценные, ОЦ	4,00 – 7,99
Ценные, Ц	2,00 – 3,99
Менее ценные, МЦ	0,50 – 1,99
Балластные, Б	< 0,5

По генетическому критерию среди каменных углей выделены уникальные, особо ценные, ценные, менее ценные и балластные угли (Иванов, 2008, 2013).

В той же работе по уравнениям:

$$П_{ТП} = П_{к.о.} \times IY \quad (32)$$

$$П_{к.о.} = 100 - V^{daf} \quad (33)$$

$$IY = \frac{(Y_i - Y_0)}{Y_i} \quad (34)$$

где $П_{ТП}$ – параметр технологических преимуществ угля, ед.; $П_{к.о.}$ – показатель нелетучего (коксового) остатка, ед.; IY – индекс пластичности конкретного угля, ед.; V^{daf} – выход летучих веществ, %; Y_i – измеряемая толщина пластического слоя конкретного угля, мм; Y_0 – величина пластического слоя условного угля с $y = 5$ мм, было установлено, что технологическое различие углей определяется по выходу летучих веществ (V^{daf}) и толщине пластического слоя (y) или спекаемости по индексу Рога ($IR_{2:4}$) при отсутствии измеряемого пластического слоя.

Между показателями существует аналогичная полиномиальная связь между выходом летучих веществ и толщиной пластического слоя при нагревании до 700°C (рис. 73).

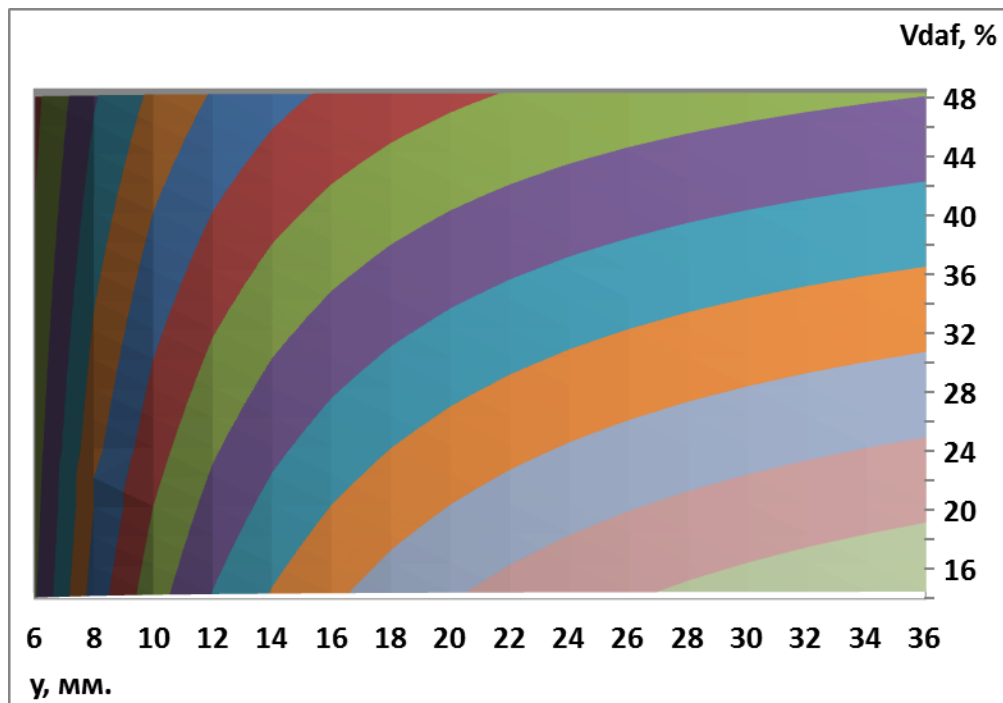


Рис. 73 Стадийность изменения выхода летучих веществ и толщины пластического слоя в каменных углях

Данная зависимость отражает *технологический эффект* сочетания газообразующих и спекающихся свойств угля, которые влияют на образование будущего коксового остатка.

В области их значений: R_o 0,5–1,8 %, ΣOK 5–95 %, V^{daf} 14–48 % и y 6–36 мм по параметру $\Pi_{ТП}$ разработана шкала оценки технологической ценности углей для слоевого коксования (табл. 6.8.) с выделением углей уникальных, особо ценных, ценных, менее ценных и балластных.

Таблица 6.8

Шкала технологической ценности ископаемых углей

Категория ценности	Границы разделения, %
<i>Спекаемость по толщине пластического слоя y</i>	
Уникальные, У	≥ 66
Особо ценные, ОЦ	56–65
Ценные, Ц	46–55
Менее ценные, МЦ	31–45
Балластные, Б	≤ 30
<i>Спекаемость по индексу Рога (IR)</i>	
Балластные (технологические), Б _Т	≥ 20
Балластные (нетехнологические), Б _{НТ}	≤ 20

В целом, на основе параметров $\Pi_{ГП}$ и $\Pi_{ТП}$, предложено делить каменные угли по ценности: *уникальные (У), особо ценные (ОС), ценные (Ц), менее ценные (МЦ) и балластные (Б)*, в том числе *балластные технологические (Б_Т)*, а *балластные нетехнологические (Б_{НТ})* исключить из разряда коксующихся углей (табл. 6.9).

Таблица 6.9

Шкала промышленно-генетической ценности углей

Категория ценности	Границы разделения ПГЦ, %
Уникальные, У	≥ 71
Особо ценные, ОЦ	61–70
Ценные, Ц	51–60
Менее ценные, МЦ	41–50
Балластные или прочие, Б	≤ 40

Данные исследования показывают, что по классификационным параметрам, предназначенным для маркировки углей в виде кода, можно разделить угли по ценности (А.с. № 10.12.08, 2008). Особого внимания заслуживает установленная зависимость между выходом летучих веществ (V^{daf}) и толщиной пластического слоя (y), которая согласуется с моделью изменения генетических параметров углей: степени гелификации, восстановленности и метаморфизации углей от особенностей седиментогенеза и литогенеза бассейнов (рис. 60).

По параметрам V^{daf} и y регламентируется технологическая составляющая марки угля, поэтому их можно использовать в качестве связующих критериев при разработке новой классификации.

6.5.2 Основные принципы промышленно-энергетической классификации ископаемых углей

Для разработки новой классификации углей помимо оценки спекающихся углей, используемых в слоевом коксовании, необходимо определять их энергетический потенциал. Значительная часть гумусовых каменных углей представлена слабококсующимися, слабоспекающимися и неспекающимися углями, которые часто считают энергетическими углями как угли пригодные только для сжигания. Сюда следует отнести и частично окисленные угли (ОКИ), которые на высокой стадии метаморфизма, они считаются коксующимися углями и должны иметь свой критерий ценности.

Это позволит названные угли характеризовать всесторонне, так как среди них большая часть углей, кроме сжигания для обогрева, используется в металлургическом и неметаллургическом производствах, для энергогенерации на тепловых электростанциях. К этим углям предъявляются повышенные потребительские требования, главное из которых — их способность к энергогенерации, т. е. способность углей среди других при равных условиях выделять максимальную энергию.

Способность энергогенерации угля ($K^{\text{ЭГ}}$) предлагается определять по формуле (Иванов, 2015):

$$K^{\text{ЭГ}} = \frac{Q_s^{af_i}}{Q_s^{af_{const}}} \quad (35)$$

где $Q_s^{af_i}$ – величина теплоты сгорания ископаемого каменного угля и антрацита, Мдж/кг; $Q_s^{af_{const}}$ – нижняя предельная величина теплоты сгорания каменного угля – 24 Мдж/кг, равная максимальной теплоте сгорания бурых углей, установленная в ГОСТ 25543–2013.

Различие углей по показателю $K^{\text{ЭГ}}$ проводилось на примере марочных углей Кузбасса (ГОСТ 50904–96) в значениях высшей теплоты сгорания на органическую массу, Q_s^{daf} (табл. 6.10).

Таблица 6.10

Сводная характеристика углей Кузнецкого и Горловского бассейнов по маркам и энергетической ценности

Характеристика ископаемых углей по спекаемости и стадии метаморфизма	Марки	Q_s^{daf} , ккал/кг (Мдж)	$R_{ocp.}$, %	$СK_{cp.}$, %	$K^{ГП}$, ед.	$K^{\text{ЭГ}}$, ед.
Слабоспекающиеся и неспекающиеся угли низкой стадии метаморфизма	Д	7280 (30,48)	0,67	82	0,55	1,22
	Д, ДГ	7700 (32,24)	0,73	80	0,58	1,29
	ДГ, Г, ГЖО	7780 (33,57)	0,78	88	0,69	1,34
	ДГ, Г, СС (1СС и 2СС)	7980 (33,41)	0,83	78	0,65	1,34
Коксующиеся угли низкой, средней и высокой стадий метаморфизма	ГЖО, ГЖ, Д	8280 (34,67)	0,95	70	0,88	1,39
	КЖ, К, КО, КСН, КС, ОС		1,15	60	0,91	1,39
Слабоспекающиеся и неспекающиеся угли высокой стадии метаморфизма	ТС, Т, СС (3СС)	8150 (34,12)	1,45	50	1,15	1,36
	Т, А		1,8	66	1,19	1,36
	А	8200 (33,54)	2,5	47	1,18	1,34

Было установлено, что угли одних и тех же марок различаются по показателю $K^{\text{ЭГ}}$. Стало возможным выделить три группы углей: низкокалорийные, $K^{\text{ЭГ}} \leq 1,25$ ед., калорийные с $K^{\text{ЭГ}} = 1,25 - 1,35$ ед. и высококалорийные с показателем $K^{\text{ЭГ}} \geq 1,35$ ед.,

Такое деление можно проводить по показателю низшей теплоты сгорания, Q_i^r , тогда учитывается влажность и зольность угля. Граничным значением на практике признаётся показатель $Q_i^r > 6000$ ккал/кг и по нему отделяются высококалорийные угли среди остальных углей. Автор считает, что для оценки энергогенерирующей способности ископаемых марочных углей данный уровень обеспечивает дифференциацию энергетических углей, так как этот уровень достигается за счёт особых условий образования (низкозольные угли) или за счёт обогащения зольных углей.

Однако при определении промышленной и энергетической ценности ископаемых углей следует учитывать содержание в угольном веществе минеральных примесей. Кондиции запасов по зольности для коксующихся углей – $A^d < 30$ %, для энергетических углей – $A^d < 35$ %, это максимально допустимые пределы при установлении балансовых запасов.

На практике значительная группа углей с зольностью 30 % обогащается трудно или очень трудно. В таких углях выход обогащённого угля с зольностью 10 % составляет ниже 75 %, поэтому для коксующихся необогащённых углей принята зольность угольного сырья не более 25 %, что обеспечивает выход концентрата более 75 % при $A^d < 10$ %.

Ценными углями считаются угли с низким содержанием серы и фосфора, поэтому среди энергетических углей, особенно неспекающихся углей, ценятся угли с показателями $A^d < 10$ %, $S_t^d < 0,3$ % и $P^d < 0,01$ %, а среди слабококсующихся углей – угли с пластическим слоем от 13 до 17 мм, которые имеют значения $K^{\text{КС}}$ более 0,80 ед. Данные факторы необходимо учитывать, так как данная группа углей на практике характеризуется «углями двойного назначения».

Данные показатели дают возможность в числовых значениях проводить деление углей по ценности и могут выступать критериями, по которым

устанавливается технологическое направление использования спекающихся углей, а также отличие коксообразующих углей среди коксующихся как ценных углей для производства доменного кокса, получаемого технологией слоевого коксования.

На основе новых критериев ($K^{КС}$, $K^{ПТК}$, $K^{ЭГ}$) и предусмотренных стандартом (V^{daf}_y , FSI , W^r , A^d) разработана промышленно-энергетическая классификация углей с выделением основных технологических и энергетических направлений их глубокой переработки (табл. 6.11).

Данной классификацией предусматривается этапное деление каменных углей, которые выделяются как вид ископаемых углей. На первом этапе ископаемые угли разделяются на группы по выходу угольного концентрата и подгруппы по спекающейся способности (толщине пластического слоя и индексу свободного вспучивания) и выходу летучих веществ на основе параметрических ограничений указанных параметров.

В результате угли разделяются на обогащаемые и труднообогащаемые ископаемые угли, среди которых выделяются две подгруппы углей: спекающиеся и слабококсующиеся и спекающиеся и неспекающиеся угли.

Разделённые на первом этапе ископаемые угли делятся на втором этапе по направлениям использования по рангу, классу и типу. На уровне ранга выделяются технологические и энергетические угли, на уровне класса – коксующиеся, энерготехнологические и топливные, на уровне типа среди коксующихся и энерготехнологических углей выделены коксообразующие, технологические коксующиеся, энерготехнические, энергогенерирующие угли (Иванов, 2015).

Таким образом, коксообразующие, технологические коксующиеся, энерготехнические, энергогенерирующие типы углей определены для основных технологий глубокой переработки углей:

- а) слоевое коксование для получения металлургического кокса;
- б) для получения металлургического и неметаллургического кокса технологией слоевого коксования, производства синтетического топлива и газификации;

Таблица 6.11

Промышленно-энергетическая классификация ископаемых углей

Вид	Каменные угли				
Группа	Обогащаемые $\gamma \geq 75 \%$			Трудно обогащаемые $\gamma \leq 75 \%$	
Под-группа	Спекающиеся		Слабо коксующиеся	Спекающиеся и неспекающиеся	
Параметрические ограничения	$y > 13$ мм или $FSI > 4$ ед., в интервале $V^{daf} 30 - 41 \%$; $y > 8$ мм или $FSI > 2$ ед., в интервале $V^{daf} 19 - 30 \%$.		$y \leq 13$ мм; $FSI > 1$ ед., в интервале $V^{daf} \geq 41 \%$; $y \leq 8$ мм; $FSI > 1$ ед., в интервале $V^{daf} \leq 19 \%$	$y \leq 6$ мм; $FSI \leq 1$ ед.	
Ранг	Технологические			Энергетические	
Класс	Коксующиеся		Энерготехнологические		Топливные
Тип	Коксо-образующие	Технологические коксующиеся	Энерготехнические	Энерго-генерирующие	
Параметрические ограничения	$K^{ПТК} \geq 1,0$ ед.; $A^d 7 - 9 \%$; $y \geq 21 - 35$ мм, в интервале $V^{daf} 30 - 36 \%$; $y \geq 10$ мм; в интервале $V^{daf} 19 - 30 \%$	$K^{КС} \leq 1,0$ ед.; $A^d 7 - 9 \%$; $13 \leq y \leq 21$ мм, в интервале $V^{daf} 38 - 41 \%$; $8 \leq y \leq 10$ мм; в интервале $V^{daf} 17 - 19 \%$	$K^{КС} \geq 0,80$ ед. или $K^{ЭГ} \geq 1,3$ ед.; $W^r \leq 10 \%$; $A^d \leq 10 \%$; $Qr_i \geq 6000$ ккал/кг; $S_t^d \leq 0,3 \%$; $P^d \leq 0,01 \%$	$K^{ЭГ} \geq 1,25$ ед.; $W^r \leq 10 \%$; $A^d \leq 15 \%$; $Qr_i \geq 6000$ ккал/кг; $S_t^d 0,3 - 1,0 \%$	$K^{ЭГ} \leq 1,25$ ед.; $W^r \geq 10 \%$; $A^d \geq 15 \%$; $Qr_i \geq 5500$ ккал/кг;
Основные технологии глубокой переработки	- слоевое коксование	- получение кокса слоевым коксованием; - производство синтетического топлива и газификация	- кусковое полукоксование и коксование; - заменители коксов в металлургии и неметаллургических производствах	- пылеугольное топливо для доменного и энергетического производства; - кусковое сжигание - получения бездымного топлива	- Сжигание в плазме и окислением при низких температурах для получения газового топлива

в) для получения коксов и полукоксов технологией кусковым коксованием, получения кускового угля заменителя коксов в металлургии и неметаллургических производствах;

г) для получения различных видов топлив;

– пылеугольного для доменного и энергетического производств;

– кускового для сжигания в котлах и получения бездымного топлива.

Отдельным классом выделяются топливные угли, которые пригодны для сжигания в топках при высоких и низких температурах, и это, в основном низкокалорийные угли.

6.6 Разработка подхода типизации каменных углей на основе их промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности и системы единого учёта запасов

Новая промышленно-генетическая классификация ископаемых углей по направлениям использования и их типизация по ценности должна отвечать требованиям рыночной экономики России, и в этом направлении ведутся экономические исследования по использованию критерия ценности углей (Степанов и др., 2010).

При наличии генетического ($K^{ГП}$), технологических ($K^{КС}$, $K^{ПТК}$) и энергетического ($K^{ЭГ}$) критериев, по которым проводится классифицирование, устанавливается класс и тип ископаемых углей, становится возможным определение их ценности ($Ц_u$).

Исходя из существующей практики деления углей, предлагается три вида ценности (Иванов, 2011, 2015): промышленно-генетическая (ПГЦ), технологическая (ТЦ) и энергетическая (ЭЦ), которые определяются по общей формуле:

$$Ц_u = K^{ГП} \times ИСУ \quad (36)$$

где показатель $Ц_u$ – ценность угля; $K^{ГП}$ – коэффициент генетического преимущества угля; ИСУ – индекс способности угля.

Из общей формулы выводятся частные уравнения:

1) $ПГЦ = K^{ГП} \times K^{КС}$ – для выделения коксующихся углей среди спекающихся углей по признаку их промышленно-генетической ценности в дополнение к марочному определению по ГОСТ 25543-2013;

2) $ТЦ = K^{ГП} \times K^{ПТК}$ – для выделения коксообразующих углей среди коксующихся по признаку их технологической ценности в дополнение к оценке коксующести углей в угольных шихтах и ГОСТ Р 51588-2000;

3) $ЭЦ = K^{ГП} \times K^{ЭГ}$ – для выделения энергогенерирующих углей среди энергетических углей по признаку их энергетической ценности в дополнение ГОСТ Р 51586–2000.

Согласно этому, промышленно-генетическая ценность ископаемых углей является комплексным показателем, отражающим степень метаморфизма и спекающую способность углей, которые определяют стадию углефикации (табл. 6.12), согласуется с моделью изменения генетических параметров (рис. 60) (Иванов, 2014).

Таблица 6.12

Стадии углефикации, параметры спекающей, коксующей и показатели ценности ископаемых углей

Стадии углефикации	R_0 , %	y , мм	$K^{ГП}$, ед.	$K^{КС}$, ед.	ПГЦ, ед.	$K^{ПТК}$, ед.	ТЦ, ед.	$K^{ЭГ}$, ед.	ЭЦ, ед.
газовая	0,72	13	0,59	0,78	0,46	0,57	0,34	1,25	0,70
газово-жирная	0,75	17	0,65	1,01	0,66	0,76	0,50	1,34	0,90
	0,82	21	0,72	1,31	0,95	1,04	0,75		
жирная	0,96	26	0,84	1,85	1,57	1,52	1,29	1,39	1,22
коксовая	1,38	13	0,98	1,81	1,78	1,34	1,31	1,39	1,26
коксово-отощённая	1,50	10	0,99	1,57	1,56	1,12	1,10		
тощая	1,57	8	1,05	1,28	1,35	0,89	0,94	1,36	1,52

Из таблицы видно, что показателю $K^{КС} \geq 1,0$ ед. соответствует значение ПГЦ = 0,66 ед., а показателю $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед. – показатель ТЦ = 0,75 ед. Расчётным путём установлено, что показателю $K^{ЭГ} = 1,35$ ед. соответствует значение ЭЦ = 1,0 ед.

Следовательно, к коксующимся углям должны относиться угли газовой жирной стадии углефикации с показателем ПГЦ $\geq 0,65$ ед. при $y \geq 17$ мм, $K^{КС} \geq 1,0$ ед.

В свою очередь, коксообразующие угли должны иметь ТЦ $\geq 0,75$ ед. при $y \geq 21$ мм, $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед. Угли тощей стадии углефикации также являются ценными коксообразующими углями, при $y \geq 8$ мм, так как ТЦ = 0,94 ед., $K^{КС} = 1,35$ ед.

Такой подход (Иванов, 2015) даёт возможность систематизировать и разделять ископаемые угли по видам на коксующиеся, энерготехнологические и топливные угли, в которых подразделяются на типы: коксообразующие, технологические, энерготехнические, энергогенерирующие и энерготопливные (табл. 6.13), для учёта их недрах по ценности.

Таблица 6.13

Виды и типы углей

Направление использования углей ГОСТ 25543-2013	Виды ископаемых углей	Промышленно-энергетические типы углей	Показатель ценности и предельное значение ед.
Технологическое	Коксующийся	коксобразующий	ПГЦ $\geq 0,65$; ТЦ $\geq 0,75$
		технологический	ПГЦ $\geq 0,65$
Энергетическое	Энерготехнологический	энерготехнический	ЭЦ $\geq 1,1$
		энергогенерирующий	ЭЦ $\geq 1,0$
	Топливный	энерготопливный	ЭЦ $\leq 1,0$

Данная система типизации запасов позволяет в привязке к маркам (ГОСТ 25543–2013) и направлениям использования (промышленно-энергетическая классификация) углей проводить правильную идентификацию углей по ценности, устраняя двоякое толкование марок, наоборот, наполняя их смыслом и подкрепляя значениями параметров ПГЦ, ТЦ и ЭЦ, тем самым объединяя два понятия – «марка» и «ценность» угля.

Такой подход позволяет создать единую классификацию запасов для геологического и экономического учёта углей (табл. 6.14).

Данная классификация предусматривает деление запасов на виды, классы и типы, которые сгруппированы по ценности и маркам углей с присвоением статуса в виде буквенного индекса. Отсюда технологические и энергетические запасы включают коксообразующие угли (T_K), технологические угли ($T_Э$), энергогенерирующие угли ($Э_Г$) и энерготопливные угли ($Э_Т$) с установленной налоговой ставкой. При подсчёте запасов на стадии разведки недропользователь должен выделять энерготехнические и энергогенерирующие угли для контроля рационального использования энергетических углей, но в государственном балансе отдельный их учёт исключается. Такая система типизации запасов создаёт мотивацию для поиска новых технологий глубокой переработки углей (Иванов, 2015; Нерсисян, Иванов, 2015), приемлема для управления качеством угольной базы в рамках минерально-сырьевой базы твёрдых полезных ископаемых (Шаклеин, Писаренко, 2015; Патраков, Шаклейн и др., 2013; Патраков, Кузнецова и др., 2015). Она также будет способствовать развитию публичной отчетности не только о состоянии запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых в условиях многополярного мира, как считает автор (Шаклеин, Рогова, 2015), но об их ценности при проведении их сравнительной оценки.

Таким образом, разработана промышленно-энергетическая классификация и система типизации запасов ископаемых углей, которые обеспечивают единый учёт на основе их промышленно-генетической, технологической и энергетической ценности, следовательно, поставленная цель реализована.

Выводы

1. Новый подход разделения углей расширяет возможности использования марочной классификации, которая, опираясь на промышленно-энергетическую классификацию и систему типизации запасов, дополняется классификацией запасов ископаемых углей для геологического и экономического учёта в виде ставок налогообложения.

2. Ввод критериев ценности промышленно-генетической, технологической и энергетической позволяет выделить ископаемые угли в отдельный геолого-экономический объект в рыночных условиях хозяйствования

Таблица 6.14

Классификация запасов ископаемых углей и ставки налогообложения

Вид запасов	Технологические	Энергетические			
Класс и индекс запасов геологического учёта	Коксующие (К)	Энерготехнологические (ЭТ)			Топливные (Т)
Тип запасов	коксо-образующие	технологические	энерготехнические	энергогенерирующие	энерготопливные
Показатель ценности, ед.	$ПГЦ \geq 0,65$; $ТЦ \geq 0,75$	$ПГЦ \geq 0,65$	$ЭЦ \geq 1,1$	$ЭЦ \geq 1,0$	$ЭЦ \leq 1,0$
Основные марки	ГЖ, Ж, КЖ, К, КО (2КО), ОС (1ОС)	Г, ГЖО КСН, КС, ОС (2ОС), ТС	Д, ДГ, СС, Т, А	КСН, КС, ОС (2ОС), ТС, СС; Д, ДГ, СС, Т, А	Б, Д, ДГ, Г, ГЖО
Индекс объекта налогообложения	T_K	$T_Э$	$Э_Г$		$Э_Т$
Ставка налогообложения, руб./тонна	57	37 – 41 (возможная)	24		11

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой на основании выполненных автором исследований решаются научные задачи, связанные с геологической оценкой угленосных отложений каменноугольно-пермского возраста и разработкой новой методологии классификации каменных углей и запасов России на основе их промышленно-энергетической ценности.

Основные научные и практические результаты работы заключаются в следующем:

1. Разработан комплексный метод генетической оценки ископаемых углей в границах значений классификационных параметров ГОСТ 25543–88:

$R_0 = 0,63\text{--}1,78 \%$, $\sum OK = 2\text{--}70 \%$, $V^{daf} = 12,9\text{--}42,3 \%$, $y = 0\text{--}32$ мм, с использованием полос поглощения ИК-спектра на частотах D_{4000} , D_{3040} , D_{2920} , D_{2860} , D_{2000} , D_{1600} , D_{1260} , D_{1090} , D_{1030} , позволяющий определять их степень восстановленности (Пв), гелификации (Пг) и метаморфизации (Пм).

2. Установлено, что образование флористической восстановленности (Пв_{флор}) в углях Кузнецкого бассейна связано с эволюционным изменением растений-углеобразователей, а результатом неравномерного циклического погружения осадков (циклогенеза) в отдельном осадочном комплексе является литофациальная восстановленность (П_{л-ф}).

3. Выявлено, что угли, обладающие разным молекулярным строением, но с равными значениями R_0 могут считаться «изометаморфными», если они находились в близких постдиагенетических условиях. Термин «изометаморфные угли» должен включать равную степень метаморфизации органического вещества сравниваемых углей и их равные величины по восстановленности и гелификации.

4. Установлено, что однонаправленный характер изменчивости восстановленности и гелификации углей связан со сменой группового состава торфяников и отражает циклическую смену состава фитоценозов в

каменноугольно-пермский период угленакопления, а разнонаправленный характер изменения восстановленности с гелификацией отражает цикличность и продолжительность отдельных фаций в угольном бассейне. В результате при изучении лито-фациальной восстановленности углей пластов и угленосных отложений отдельных осадочных комплексов в бассейне следует учитывать уровень флористической восстановленности.

5. На примере Донецкого, Карагандинского, Кузнецкого и Печорского угольных бассейнов доказано, что сходство угленосных отложений бассейнов обусловлено доминированием типа болота: мангрового, эвтрофного, мезотрофного, а их различие – интенсивностью проявления флористической восстановленности углей. В результате общий ритм углеобразования не совпадает с ритмами эпох и циклогенеза угленакопления в верхнем палеозое.

6. Установлено, что средний расчётный уровень восстановленности углей для Донбасса соответствует показателю $P_v = 0,67$ ед., для Карагандинского бассейна $P_v = 0,60$ ед., для Печорского бассейна $P_v = 0,56$ ед. и для Кузбасса $P_v = 0,48$ ед.

7. Экспериментально установлено, что среди спекающихся углей выделяются по показателю $K^{KC} \geq 1,0$ ед. коксующиеся угли, а по показателю $K^{ПТК} \geq 1,0$ ед. – коксообразующие угли. Для унификации углей разных бассейнов вводятся комплексный показатель ($K^{ГП}$) – генетическое преимущество угля, отражающий сочетание генетических факторов, степени гелификации, восстановленности и метаморфизации, которые обуславливают преимущественные технологические особенности угля над другими углями в пределах классификационных параметрах марки.

8. Обосновано, что для ископаемых углей следует применять термин «коксующая способность», а для угольных шихт термин «коксуемость», соответственно, термины «спекающая способность» для ископаемых углей, «спекаемость» для угольных смесей. Предлагаемые показатели K^{KC} , $K^{ПТК}$, $K^{ГС}$ являются основными критериями для определения промышленно-генетической и технологической ценности углей.

9. Разработана промышленно-энергетическая классификация и система типизации запасов ископаемых углей, которые обеспечивают ведение единого учёта на основе их промышленно-генетической (ПГЦ), технологической (ТЦ), энергетической (ЭЦ) ценности. Новая система типизации запасов объединяет ГОСТ 25543–2013 и промышленно-энергетическую классификацию (ПЭК) углей, что позволяет правильно идентифицировать угли по двум понятиям – «марка» и «ценность» угля.

10. По показателям ПГЦ, ТЦ, ЭЦ выделяются технологические и энергетические запасы, которые включают коксообразующие угли (T_K), технологические угли ($T_Э$), энергогенерирующие угли ($Э_Г$) и энерготопливные угли ($Э_Т$) с установленной налоговой ставкой.

11. Рекомендуется использовать промышленно-энергетическую классификацию ископаемых углей как дополнение промышленно-генетической классификации (ГОСТ 25543-2013) для определения типов балансовых запасов РФ и их единого геологического и экономического учёта при разведке и недропользовании.

12. Внедрение оперативного метода комплексной оценки на основе ИК-спектроскопии позволит проводить распознавания условий накопления органической массы на стадии седиментогенеза и её преобразования на разных этапах литогенеза, тем самым использовать их в качестве признаков для поиска перспективных угленосных и нефтеносных отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Адмакин Л. А. О связи петрографического состава углей с компонентами золы // Кокс и химия. – 2006. – № 11. – С. 8–11.
- 2 Адмакин Л. А. Окислительно-восстановительный режим органической системы и микроэлементы в ископаемых углях // Кокс и химия. – 2010. – № 11. – С. 8–16.
- 3 Айзенберг Д. Е. Основные геологической истории западного сектора Большого Донбасса в течении нижнекаменноугольной эпохи // Тр. лаборатории геологии угля. – М. : Изд-во АН СССР, 1956. – Вып. 6. – С. 327–338.
- 4 Алексеев В. П. Некоторые общие закономерности в строении угленосных толщ // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2000. – Вып. 10. – С. 47–52.
- 5 Алексеев В. П. Значимость и разрешающая способность литолого-фациального анализа при изучении терригенных отложений: проверка гипотезы // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2003. – Вып. 10. – С. 55–66.
- 6 Алексеев В. П. О начале циклов осадконакопления в терригенных внутриконтинентальных толщах // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2005. – Вып. 15. – С. 50–59.
- 7 Аммосов И. И. Основные принципы неодинакового состава и свойств ископаемых углей // Химия и генезис твёрдых горючих ископаемых : тр. 1 Всесоюз. совещ. – М. : Изд-во АН СССР, 1953. – С. 26–37.
- 8 Аммосов И. И. Причины изменения отражательной способности «изометаморфного» витринита // Химия твёрдого топлива. – 1974. – № 4. – С. 3–12.

- 9 Арбузов С. И. Геохимия редких элементов в углях Сибири. / С. И. Арбузов, В. В. Ершов. – Томск: Изд-во «Д-Принт», 2007. – 468 с.
- 10 Арцер А. С. Угли Кузбасса: происхождение, качество, использование / А. С. Арцер С. И. Протасов. – Кемерово : Изд-во КузГТУ, 1999. – 334 с.
- 11 Ассоциация микроэлементов с органическим веществом в осадочной толще Сибири : сб. науч. тр. / под ред. В. А. Кузнецова – Новосибирск : ИГИГ, 1984. – 157 с.
- 12 Бабенко В. П. Вещественный состав углей СССР / В. П. Бабенко. – Ростов н/Д. : Изд-во ЮФГГУ, 1989. – 192 с.
- 13 Бабенко В. П. Особенности преобразования органического вещества палеоторфяников в различных геохимических обстановках / В. П. Бабенко // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1983. – 189 с.
- 14 Бабенко В. П. Особенности преобразования органического вещества палеоторфяников в различных геохимических обстановках // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – Ч. 2. – С. 29–30.
- 15 Баланчивадзе С. Г. Закономерности распространения угленосных формаций в среднем и позднем карбоне по поверхности Земли и их связь с геотектоническими движениями // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2003. – Вып. 13. – С. 37–48.
- 16 Барабанов В. Ф. Геохимия / В. Ф. Барабанов. – Л. : Недра, 1985. – 423 с.
- 17 Барский В. Д. Ценность углей и её определение // Кокс и химия. – 1991. – № 4. – С. 6–8.

- 18 Бартошинская Е. С. Роль карбонатного материала в формировании угленосных залежей Львовско-Волынского бассейна / Е. С. Бартошинская, А. А. Муромцева, С. И. Бык // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 25–27.
- 19 Бетехтина О. А. Верхний палеозой Ангарида (фауна и флора) / О. А. Бетехтина, С. Г. Горелова, Л. Л. Дрягина – Новосибирск : Наука, 1988. – 265 с. – (Труды института геологии и геофизики СО АН СССР ; Вып. 707).
- 20 Богданова М. В. Зависимость химической характеристики бурых углей от факторов углеобразования // Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. – М. : Недра, 1975. – С. 29–41.
- 21 Боголюбова Л. И. Исходный растительный материал торфа приморских областей голоценового торфонакопления // Генезис осадков и фундаментальные проблемы литологии. – М. : Наука, 1989. – С. 151–175.
- 22 Богомазов В. М. Стратиграфия верхнего палеозоя ленинского района Кузбасса / В. М. Богомазов, И. Ю. Неустроева, А. П. Золотов // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2000. – Вып. 10. – С. 101–116.
- 23 Браунлоу А. Х. Геохимия : пер. с англ. / А. Х. Бранлоу. – М : Недра, 1984. – 463 с.
- 24 Броновец Т. М. О взаимосвязи показателя свободного вспучивания с другими характеристиками качества угля / Т. М. Броновец, С. Г. Гагарин, И. В. Ерёмин // Химия твёрдого топлива. – 1988. – № 5. – С. 46–51.
- 25 Броновец Т. М. Характеристика относительной ценности энергетических и коксующихся углей / Т. М. Броновец, С. Г. Гагарин // Кокс и химия. – 2003. – № 1. – С. 3–10.

- 26 Булаевский Б. Х. О возможности влияния на показатели *CSR* и *CSI* кокса / Б. Х. Булаевский, В. С. Швед // Кокс и химия. – 2010. – № 1. – С. 16–27.
- 27 Бутакова В. И. Выявление активных центров и механизмов окисления углей методами молекулярного моделирования / В. И. Бутакова, Ю. М. Посохов, В. К. Попов // Кокс и химия. – 2011. – № 9. – С. 15–24.
- 28 Быкадоров В. С. Углеобразование в истории геологического развития региональных структур Центральной Сибири // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 1999. – Вып. 9. – С. 173–193.
- 29 Бычев М. И. Некоторые особенности строения витринитов углей // Химия твёрдого топлива. – 1991. – № 1. – С. 11–22.
- 30 Вальц И. Э. Петрографические признаки торфов и бурых углей // Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. – М. : Недра, 1975. – С. 11–29.
- 31 Видавский В. В. Органическая масса углей в связи с их коксующими свойствами / В. В. Видавский, Н. Я. Рябоконева // Геолого-химическая карта Донецкого бассейна. – Харьков; М. : Укргостехиздат, 1941. – Вып. 5 – С. 251–256.
- 32 Власов В. М. К определению степени восстановленности углей по литологическим данным / В. М. Власов, Г. А. Иванов // Вопросы метаморфизма и эпигенеза вмещающих пород : сб. ст. – Л. : Наука, 1968. – С. 45–49.
- 33 Войносский–Криигер К. Г. О геотектоническом развитии Печорского угольного бассейна // Тр. геол. совещ., посвящ. 25-летию геол. изуч. Печорского угол. бассейна. – Сыктывкар : Изд-во Коми, 1958. – С. 59–70.
- 34 Войносский–Криигер К. Г. О тектонической структуре и основных этапах геотектонического развития Печорского бассейна // Тр. лаборатории геологии угля. – М. : Изд-во АН СССР, 1956. – Вып. 6. – С. 412–422.

- 35 Волкова И. Б. Вещественный состав углей // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 226–256.
- 36 Волкова И. Б. О восстановленности углей Печорского бассейна и значение этого фактора в прогнозировании их качества / И. Б. Волкова, О. И. Гаврилова // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – Ч. 2. – С. 103–105.
- 37 Вопросы геологии Кузбасса. – М. : Углетехиздат, 1956. – Т. 1. – 250 с.
- 38 Вопросы геологии Кузбасса. – М. : Углетехиздат, 1957. – Т. 2. – 447 с.
- 39 Вопросы метаморфизма и эпигенеза вмещающих пород. – Л. : Наука, 1968. – 331 с.
- 40 Второе угольное совещание при лаборатории геологии угля АН СССР. – М. : Изд-во АН СССР, 1955. – 195 с.
- 41 Вялов В. И. Восстановленность углей // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 347–353.
- 42 Гагарин С. Г. Концепция самоассоциированного мультимера в строении угля // Химия твёрдого топлива. – 1984. – № 4. – С. 3–8.
- 43 Гагарин С. Г. Проблема восстановленных углей. Ч. 1. Условия образования и характерные признаки разновосстановленных углей // Кокс и химия. – № 4. – 2004. – С. 2–11.
- 44 Гагарин С. Г. Роль валентного взаимодействия между ароматическими фрагментами углей // Химия твёрдого топлива. – 1990. – № 5. – С. 9–13.
- 45 Гагарин С. Г. Современные представления о химической структуре углей // Химия твёрдого топлива. – 1986. – № 3. – С. 3–14.
- 46 Гагарин С. П. Взаимосвязь восстановленности углей и их флотационного состава // Кокс и химия. – 2010. – № 1. – С. 2–7.
- 47 Гагарин С. П. Некоторые проблемы коксования углей // Кокс и химия. –

2007. – № 9. – С. 10–19.

- 48 Гапон И. И. Лабораторный контроль коксохимического производства / И. И. Гапон, А. Д. Никитин. – Харьков ; М. : Metallurgizdat, 1950. – 234 с.
- 49 Генезис твердых горючих ископаемых : сб. ст. – М. : Изд-во АН СССР, 1959. – 359 с.
- 50 Геологический словарь. – М. : Госгеолтехиздат, 1960. – Т. 1. – 403 с.
- 51 Геологический словарь. – М. : Госгеолтехиздат, 1960. – Т. 2. – 445 с.
- 52 Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. – М. : Недра, 1969. – Т. 7. – 812 с.
- 53 Гордон А. Спутник химика. Физико-химические свойства, методики, библиография / А. Гордон, Р. Форд. – М. : Мир, 1976. – 541 с.
- 54 Горелова С. Г. Материалы к картам распространения растительности на территории Кузбасса в верхнем палеозое // Материалы сибирской тематической комиссии по истории угленакопления. – Новосибирск : Изд-во СО АН СССР, 1962. – С. 69–78.
- 55 Гречухин В. В. Геофизическая характеристика угленосных формаций // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 13–14.
- 56 Григорьев В. С. Обоснование методов экономической оценки ценности коксующихся углей : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Григорьев Владимир Сергеевич. – М., 2005. – 150 с.
- 57 Грязнов Н. С. Основы теории коксования / Н. С. Грязнов. – М. : Metallurgiya, 1976 – 312 с.

- 58 Гюльмалиев А. М. Классификация горючих ископаемых по структурно-химическим показателям и основные пути использования ископаемых углей / А. М. Гюльмалиев, Г. С. Головин, С. Г. Гагарин. – М. : Изд-во НТК Трек, 2007. – 152 с.
- 59 Давиташвили Л. Ш. Эволюция условий накопления горючих ископаемых в связи с развитием органического мира / Л. Ш. Давиташвили. – М. : Наука, 1971. – 296 с.
- 60 Джейл Ф. Х. Полимерные монокристаллы / Ф. Х. Джейл. – Л. : Химия, 1968. – 551 с.
- 61 Добровольский В. В. Основы биогеохимии / В. В. Добровольский – М. : Academia, 2003. – 400 с.
- 62 Добронравов В. Ф. Исследование зависимости индекса свободного вспучивания от стадии метаморфизма, петрографического состава и степени восстановленности углей Кузбасса / В. Ф. Добронравов, А. С. Арцер, Л. А. Ковылова // Химия твёрдого топлива. – 1986. – № 5. – С. 28–31.
- 63 Добронравов В. Ф. К вопросу об определении степени восстановленности углей по содержанию углерода, азота и выходу летучих веществ в гелифицированных компонентах // Химия твёрдого топлива. – 1978. – № 1. – С. 87–95.
- 64 Домбровская Х. Р. Пермская флора Печорского угольного бассейна и её стратиграфическое значение в разрезе северо-восточной части бассейна // Тр. геол. совещ., посвящ. 25-летию геол. изуч. Печорского угол. бассейна. – Сыктывкар : Изд-во Коми, 1958. – С 105–114.
- 65 Дрягина Л. Л. Материалы к палеоботанической карте ильинского и ерунаковского времени Кузнецкого бассейна по данным спрового-пыльцевого анализа // Материалы сибирской тематической комиссии по истории угленакопления. – Новосибирск : Изд-во СО АН СССР, 1962. – С. 79–88.

- 66 Егоров А. Е. Условия формирования углей в разных поясах углеобразования // Сов. геология. – 1985. – № 5. – С. 45–55.
- 67 Егоров А. И. Глобальная эволюция торфоугленакопления / А. И. Егоров. – Ростов н/Д. : Изд-во РГУ, 2011. – 318 с.
- 68 Егоров А. И. Значение трудов П. И. Степанова по подсчёту запасов угольных ресурсов России и его концепция поясов и узлов углеобразования на Земном шаре // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2004. – Вып. 14. – С. 4–27.
- 69 Егоров А. И. Механизм накопления биомассы и формирование угольного пласта // Геология угольных месторождений. – М. : Наука, 1969. – Т. 1. – С. 66–75.
- 70 Егоров А. И. Обладала ли Земля в раннем карбоне зональностью климата и растительного покрова? // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2003. – Вып. 13. – С. 48–55.
- 71 Егоров А. И. Эволюция климата, растительности и размещения различных типов позднепалеозойских углей на территории СССР // Угленосные формации верхнего палеозоя СССР : VIII Междунар. конгресс по стратиграфии и геологии карбона : сб. науч. тр. – М. : Недра, 1975. – С. 31–41.
- 72 Егоров А. И. Эволюция углеобразования на территории России // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 31–62.
- 73 Еремин И. В. Марочный состав углей и их рациональное использование : справочник / И. В. Еремин, Т. М. Броновец. – М. : Недра, 1995. – 254 с.
- 74 Ерёмин И. В. Петрология и химико-технологические параметры углей Кузбасса / И. В. Ерёмин, А. С. Арцер, Т. Ф. Броновец. – Кемерово : Притомское, 2001. – 399 с.

- 75 Жданов В. С. Изменение химической структуры витринитов в процессе пиролиза / В. С. Жданов, В. К. Попов, Н. Д. Русьянова // Химия твёрдого топлива. – 1986. – № 3. – С. 20–25.
- 76 Жемчужников Ю. А. Две стадии образования ископаемых углей и их петрографическое выражение // Химия и генезис твёрдых горючих ископаемых: тр. пер. всесоюз. совещ. – М. : Изд-во АН СССР, 1953. – С. 38–43.
- 77 Жемчужников Ю. А. Общая геология каустобиолитов / Ю. А. Жемчужников. – М. : ОНТИ, 1935. – 547 с.
- 78 Жемчужников Ю. А. Основы петрологии углей / Ю. А. Жемчужников, А. И. Гинзбург. – М. : Изд-во АН СССР, 1960. – 400 с.
- 79 Загибайло В. Е. Песчаники угленосных отложений среднего Донбасса // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 15–16.
- 80 Золотухин Ю. А. Об оценке угольной сырьевой базы коксования. 3. Марочный критерий оптимальности состава угольных шихт // Кокс и химия. – 2008. – № 12. – С. 2–10.
- 81 Золотухин Ю. А. Об оценке угольной сырьевой базы коксования. Ч. 4. Развитие практики шихтования по маркам // Кокс и химия. – 2010. – № 5. – С. 6–12.
- 82 Иванов В. П. Влияние спектральных характеристик окисленности и восстановленности углей на их технологические показатели / В. П. Иванов, А. С. Станкевич // Кокс и химия. – 2003. – № 9. – С. 21–23.
- 83 Иванов В. П. Восстановленность и петрографический состав углей Кузнецкого бассейна / В. П. Иванов, А. С. Станкевич, М. Б. Школлер [и др.] / Химия твёрдого топлива. – 2002. – № 4. – С. 3–19.
- 84 Иванов В. П. Геохимическая обстановка и органический синтез углей и керогенов / В. П. Иванов, Е. Р. Исаева // Кокс и химия. – 2015. – № 6. –

С. 30–34.

- 85 Иванов В. П. Изменение структурных характеристик и свойств кузнецких углей разной степени метаморфизма и восстановленности в процессе их окисления / В. П. Иванов, М. Б. Школлер, А. С. Станкевич // Кокс и химия. – 2002. – № 5. – С. 4–11.
- 86 Иванов В. П. Изучение коксующести углей в зависимости от степени окисленности / А. С. Станкевич, В. П. Иванов, А. В. Калинина // Кокс и химия. – 1996. – № 6. – С. 15–19.
- 87 Иванов В.П. Коксующая способность и генетическая совместимость как признаки технологической ценности ископаемых углей для слоевого коксования. / В. П. Иванов, И. С. Бондаренко, С. А. Пантыкин // Кокс и химия. - 2011, № 12. - С.8-16 .
- 88 Иванов В. П. Комплексная оценка генетических и технологических свойств углей с применением ИК-спектроскопии // Основные направления геологоразведочных и научно-исследовательских работ на твёрдые горючие ископаемые в современных экономических условиях : XIII Всероссийское угольное совещание, 22-25 апреля 2014 г., г. Ростов-на-Дону. – Ростов-на-Дону : ВНИГРИуголь, 2014. – С. 135-138.
- 89 Иванов В. П. Метод оценки химического разрушения углей и прогнозирование их физико-механических свойств на основе ИК-спектроскопии : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.20 / Иванов Владимир Петрович. – Новокузнецк, 2005. – 154 с.
- 90 Иванов В. П. Методологические подходы к определению причинно-следственных факторов обуславливающих свойства углей. Ч. 1. Геохимические обстановки торфяников и микроэлементы углей // Кокс и химия. – № 6. – 2010. – С. 2–5.

- 91 Иванов В. П. Методологические подходы определения причинно-следственных связей, обуславливающих свойства углей. Ч.1. Образование палеоторфяников, петрографического состава и восстановленности углей // Кокс и химия. – 2010. – № 5. – С. 2–10.
- 92 Иванов В. П. Оценка механической прочности углей и возможности прогноза пожароопасных зон на основе ИК-спектроскопии / В. П. Иванов, А. С. Арцер // Горн. инф.-анал. бюл. – 2004. – № 11. – С. 337–341.
- 93 Иванов В. П. Оценка окисления мацералов кузнецких углей на основе ИК-спектроскопии // Кокс и химия. – 2004. – № 5. – С. 14–21.
- 94 Иванов В. П. Оценка плотности неоднородных углей разной степени восстановленности и окисленности с использованием ИК-спектроскопии // Горн. инф.-анал. бюл. – 2004. – № 11. – С. 342–345.
- 95 Иванов В. П. Оценка ресурсов и качества коксующихся углей Кузбасса / А. С. Станкевич, В. П. Иванов, В. М. Страхов // Кокс и химия. – 2003. – № 9. – С. 5–8.
- 96 Иванов В. П. Оценка технологической ценности каменных углей для коксования на основе их генетических и технологических преимуществ. // Кокс и химия. – 2008. – № 6. – С. 2–9.
- 97 Иванов В. П. Параметры тела кокса / В. П. Иванов, И. С. Бондаренко // Кокс и химия. – 2013. – № 9. – С. 28–33.
- 98 Иванов В. П. Признаки различия ископаемого угля и угольного сырья / В. П. Иванов, И. С. Бондаренко / Кокс и химия. – 2013. – № 9. – С.16–19 .
- 99 Иванов В. П. Проблемы и решения классификации углей и типизации угольных запасов/ресурсов России // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 6. – С. 31–33.
- 100 Иванов В. П. Промышленно-энергетическая классификация для оценки рационального использования углей // Изв. вузов. Физика. – 2015. – № 7. – С. 104–111.

- 101 Иванов В. П. Промышленно-энергетическая классификация углей для типизации запасов // Недропользование XXI век. – 2015. – № 10. – С. 116–123.
- 102 Иванов В. П.. Промышленно-генетическая ценность каменных углей // Кокс и химия. – 2009. – № 11. – С. 2–10.
- 103 Иванов В. П. Способ определения степени восстановленности углей на основе ИК-спектроскопии // В. П. Иванов, М. Б. Школлер // Математические методы в оперативном управлении технологическими процессами : сб. науч. работ – Новокузнецк: НФИ КемГУ, 1999. – С.34–36.
- 104 Иванов В. П. Структурные особенности каменных углей и их механическая деструкция // Кокс и химия. – 2008. – № 9.– С. 4–7.
- 105 Иванов В. П. Сходство и различие терминов в осадочной и угольной геологиях // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от Обручева В. А., Усова М. А., Урванцева Н. Н. до наших дней : материалы Всерос. форума с междунар. участием, посвящ. 150-летию академика Обручева В. А., 130-летию академика Усова М. А. и 120-летию профессора Урванцева Н. Н., 24–27 сент. 2013 г., Томск – Томск : Изд-во ТПУ, 2013. – С. 176–180.
- 106 Иванов В.П. Эволюция растений-углеобразователей и флористическая восстановленность верхнепалеозойских углей / В.П. Иванов // Известия вузов. Геология и разведка. – 2015. № 5 - С.25-31.
- 107 Иванов Г. А. Условия образования, генетическая классификация и основные направления изучения угленосных формаций // Геология угольных месторождений. – М. : Наука, 1969. – Т. 1. – С. 76–85.
- 108 Изучение структурных характеристик углей. Ч. 1. Исследование методом ЭПР термически обработанных окисленных и восстановленных углей / В. С. Жданов, Л. М. Берестовая, В. К. Попов [и др.] // Кокс и химия. – 1983. – № 12. – С. 6–9.

- 109 История геологического изучения угольных бассейнов. – М. : Наука, 1976. – 255 с.
- 110 К вопросу о классификациях микрокомпонентов и петрографических типов гумусовых углей / И. Э. Вальц, И. Б. Волкова, А. И. Гинзбург [и др.] // Материалы по геологии и петрографии углей СССР. – Л. : Недра, 1968. – С. 5–15.
- 111 Калечиц И. В. Уголь в современном мире, перспективы его изучения и использования // Химия твёрдого топлива. – 2001. – № 3. – С. 3–9.
- 112 Каменева А. И. Теоретические основы химической технологии горючих ископаемых: учебник / А. И. Каменева, В. В. Платонов. – М. : Химия, 1990. – 287 с.
- 113 Касаточкин В. И. Строение и свойства природных углей / В. И. Касаточкин, Н. К. Ларина. – М. : Недра, 1975. – 159 с.
- 114 Кашкин П. И. Микробиология / П. И. Кашкин, Н. П. Блинов, К. П. Кашкин – Л.: Медицина, 1968. – 387 с.
- 115 Кизельштейн Л. Я. Особенности состава минеральных компонентов углей разной степени восстановленности (разных генетических типов) / Л. Я. Кизельштейн, А. В. Наставкин // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2000. – Вып. 10. – С. 173–183.
- 116 Кизильштейн Л. Я. Геохимия углей // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 294–330.
- 117 Кизильштейн Л. Я. Углетрография в оценке качества и направления использования углей // Литология и геология угольных месторождений. С. 1, Энергетика. – 2012. – Вып. 6 – С. 175 – 185.
- 118 Ким Н. Г. Закономерности изменения химических свойств углей в ряду регионального метаморфизма / Н. Г. Ким, И. А. Летушова // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. – Л. : Наука, 1968. – С. 106–121.

- 119 Кирюков В. В. Методы исследования вещественного состава твёрдых горючих ископаемых: учеб. пособие / В. В. Кирюков. – Л. : Недра, 1970. – 240 с.
- 120 Кирюков В. В. Наноконпоненты и наноструктуры ископаемых углей / В. В. Кирюков, Н. В. Новикова // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2004. – Вып. 14. – С. 172–183.
- 121 Кирюков В. В. Системные исследования в угольной геологии // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2000. – Вып. 10. – С. 15–28.
- 122 Киселёв Б. П. Технологическая ценность угольного сырья. Ч. 1. Угли, обеспечивающие спекаемость смесей для производства кокса / Б. П. Киселев, С. Г. Стахеев // Кокс и химия. – 2012. – № 7. – С. 2–5.
- 123 Классификация угольных бассейнов и месторождений (угленосных формаций) / Ю. Н. Нагорный, В. Н. Нагорный, В. Ф. Приходченко [и др.] // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2004. – Вып. 14. – С. 53–60
- 124 Коперина В. В. Состав и условия накопления надкарагандинской, долинской, наддолинской и шаханской свит Карагандинского бассейна // Тр. лаборатории геологии угля. – М. : Изд-во АН СССР, 1956. – Вып. 4. – С. 5-104.
- 125 Копорулин В. И. К геохимии литогенеза терригенных отложений (на примере угленосных толщ) // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 1999. – Вып. 9. – С. 213– 223.
- 126 Корчагин В. П. Изменение гравитационного поля Галактики и связь с ними эволюции органического мира // Важнейшие биотические события в истории Земли : тр. XXXII сессии Всесоюз. палеонтол. о-ва. – Таллин :

Изд-во АН ЭССР, 1991. – С. 27–34.

- 127 Коэффициенты ценности углей и их определение / М. И. Стуков, Л. Г. Олышанский, В. А. Леушин [и др.] // Кокс и химия. – 1990. – № 6. – С. 2–5.
- 128 Крашенинников Г. Ф. Угленосные формации Большого Донбасса // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 14–23.
- 129 Крашенинников Г. Ф. Условия накопления угленосных формаций СССР / Г. Ф. Крашенинников. – М. : Изд.-во МГУ, 1957. – 294 с.
- 130 Кричко А. А. Мультимерная теория строения высокомолекулярного органического топлива // Химия твёрдого топлива. – 1993. – № 6. – С. 27–41.
- 131 Крылова Н. М. Петрографическая характеристика углей класса гелитолитов на разных стадиях регионального метаморфизма / Н. М. Крылова, Л. И. Сарбеева // Вопросы метаморфизма углей и эпигенез вмещающих пород. – Л. : Наука, 1968. – С. 68–87.
- 132 Кузнецов Б. Н. Особенности катализа ферментами // Катализ химических превращений угля и биомассы – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1990. – С.25–35.
- 133 Кухаренко Т. А. Химия и генезис ископаемых углей / Т. А. Кухаренко. – М. : Госгортехиздат, 1960. – 328 с.
- 134 Кучер Р. В. Структура ископаемых углей и их способность к окислению / Р. В. Кучер, В. А. Компонец, Л. Ф. Бутузова. – Киев : Наукова думка, 1980. – 168 с.

- 135 Лейфман И. Е. Графостатистический анализ мацералов углей по атомным соотношениям водорода // Химия твёрдого топлива. – 1988. – № 4. – С. 9–17.
- 136 Леонова Г. А. Геохимическая роль планктона континентальных водных систем в концентрировании и перераспределении микроэлементов : автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук : 25.00.09 / Леонова Галина Александровна. – Новосибирск, 2009. – 47 с.
- 137 Литодинамический анализ угленосных и турбидитных формаций : метод. рекомендации. – Л. : ВСЕГЕИ, 1990. – 116 с.
- 138 Макаренко Г. Л. Классификация залежей торфяных месторождений по степени трофности среды торфонакопления // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2005. – Вып. 15. – С. 60–67.
- 139 Макаренко Г.Л. О типовой принадлежности торфяных отложений // Литология и геология угольных месторождений: Межвуз. науч. темат. сб. - Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горн. ун-та, 2009. - Вып. III (19). – С. 133-143.
- 140 Македонов А. В. Современные торфоносные формации // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 30–31.
- 141 Матвеев А. К. Угленосные провинции и их распространение в СССР // Тр. лаборатории геологии угля. – М. : Изд-во АН СССР, 1957. – Вып. 7. – С. 5–11.
- 142 Материалы по геологии и петрографии углей СССР / под ред. О. Е. Погребницкого. – Л. : Недра, 1968. – 296 с.
- 143 Маценко Г. П. Определение типов по восстановленности донецких углей по микрокристаллическим рассеянными включениям пирита // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – Ч. 2. – С. 130–131.

- 144 Международный толковый словарь по петрологии углей. – М. : Наука, 1965. – 266 с.
- 145 Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород / под ред. Г. А. Иванова. – М. : Недра, 1975. – 321 с.
- 146 Методика разведки угольных месторождений Кузнецкого бассейна. – Кемерово : Кемер. кн. изд-во, 1978. – 235 с.
- 147 Михалёв А. К. Схема механизма образования главного антиклинория Донецкого бассейна // Геология угольных месторождений. – М. : Наука, 1971. – Т. 2. – С. 32–40.
- 148 Моделирование инфракрасных спектров мацералов и оценка петрографического состава угля по спектрам фракций различной плотности / С. Г. Скрипченко, Т. Г. Гладун, К. Г. Микаэлан // Кокс и Химия. – 1993. – № 4. – С. 6–9.
- 149 Модель прогноза показателей CSR и CRI кокса на основе химико-петрографических параметров угольных шихт и условий их коксования / А. С. Станкевич, Р. Р. Гилязетдинов, Н. К. Попова [и др.] // Кокс и химия. – 2008. – № 9. – С. 37–44.
- 150 Москович. М. А. Рифтогенез и углеобразование в истории Земли // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 82–83.
- 151 Нестеров В. Н. Влияние геохимических особенностей среды углеобразования на изменение органического вещества угольных пластов // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – Ч. 2. – С. 123–124.
- 152 Нерсисян Г.А. Характеристика угля Магавузского месторождения Армении. / Г.А. Нерсисян, В.М. Страхов, В.П. Иванов / Кокс и химия. - 2015, № 10. - С. 7 – 11.

- 153 Носов Н. Н. Молекулярно-филогенетический анализ видов *Рoa L.* флоры России : дис. ... канд. биол. наук : 03.02.01 / Носов Николай Николаевич. – Санкт-Петербург, 2011. – 207 с.
- 154 О времени хранения угольных проб в лабораторных условиях. / А. Е. Проскуряков, В. П. Иванов, Н. И. Подчищаева [и др.] // Кокс и химия. – 1991. – № 11. – С. 8–9.
- 155 Об особенностях электронных и молекулярных структур сапропелитовых и гумусовых углей / В. С. Жданов, О. В. Базарова, В. К. Попов [и др.] // Химия твёрдого топлива. – 1989. – № 5. – С. 3–8.
- 156 Об утверждении классификации углей, являющихся объектом налогообложения, налогом на добычу полезных ископаемых [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ № 486 от 20.06.2011 г. – Доступ из информ.-правовой системы «Консультант Плюс».
- 157 Овчинников Л. Н. Прикладная геохимия. / Л. Н. Овчинников – М. : Недра, 1990. – 248с.
- 158 Определение марочного состава на основе рефлектограммного анализа / А. С. Станкевич, В. П. Иванов, Н. И. Подчищаева [и др.] // Кокс и химия. – 1995. – № 11. – С. 4–7.
- 159 Определение марочного состава угольных смесей на основе рефлектограммного и химико-петрографических анализов / А. С. Станкевич, В. М. Страхов, В. П. Иванов [и др.] // Кокс и химия. – 2003. – № 9. – С. 5–8.
- 160 Определение технологической ценности угольных концентратов для коксования / Е. Н. Степанов, Г. В. Ларин, А. Е. Степанова [и др.] // Кокс и химия. – 2010. – № 2. – С. 2–7.
- 161 Организация контроля за качеством и марочным составом угольных концентратов / И. В. Белошапка, Б. Я. Василенко, В. П. Иванов [и др.] // Кокс и химия. – 2001. – № 9. – С. 21–23.

- 162 Орлов Д. С. Экология и охрана биосферы при химическом загрязнении: учеб. пособие / Д. С Орлов, Л. К. Садовникова, И.Н. Лозановская – М.: Высш. шк. – 2002. – 334 с.
- 163 Основные принципы изучения болотных биогеоценозов : сб науч. тр. Под ред. Н.И. Пьявченко. – Л. : Наука, 1972. – 121 с.
- 164 Оценка и влияние коксующести углей на свойства кокса / Д. А. Завалишин, Л. С. Белая, Г. Р. Гайниева [и др.] // Кокс и химия. – 2009. – № 10. – С. 2–6.
- 165 Оценка компонентов угольных шихт с помощью ИК-спектральных параметров / Н. Д. Русьянова, В. К. Попов, Л. М. Бубновская [и др.] // Кокс и химия. – 1989. – № 7.– С. 11–13.
- 166 Оценка степени окисленности углей на основе их спектральных характеристик / А. С. Станкевич, А. В. Калинина, Ф. М. Станкевич [и др.] // Кокс и химия. – 1992. – № 9. – С. 8–11.
- 167 Панченко С. И. Различие строения и свойств витринитов равнометаморфизованных углей / С. И. Панченко, К. С. Пермитина, А. К. Ветрова // Химия твёрдого топлива. – 1967. – № 4. – С. 18–25.
- 168 Парпарова Г. М. Углепетрографические методы в изучении осадочных пород и полезных ископаемых / Г. М. Парпарова, А. В. Жукова – Л.: Недра, 1990. – 308 с.
- 169 Патраков Ю.Ф. Оценка ресурсов горючих ископаемых барзасского геолого-экономического района / Ю. Ф. Патраков., М. В. Писаренко, С. В. Шаклеин // Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности сборник трудов XV международной научно-практической конференции. – Кемерово. 2013. С. 231-236.
- 170 Патраков Ю.Ф. Концепция рационального использования высокосольных твёрдых горючих ископаемых / Ю. Ф. Патраков., П. В. Кузнецова, Б. А. Анфёров // Безопасность труда в промышленности. – 2015. – № 2. – С. 38-41.

- 171 Петренко А. А. Восточно-Уральский пояс нижнекарбонового угленакопления // Тр. лаборатории геологии угля. – М.-Л. : Изд-во АН СССР, 1953. – Вып. 1. – С. 7–109.
- 172 Петренко А. А. Проблемы большой Караганды и её структурнотектоническое и палеогеографическое обоснование // Тр. лаборатории геологии угля. – М. : Изд-во АН СССР, 1956. – Вып. 6. – С. 478–488.
- 173 Петрографические типы углей СССР / под ред. А. А. Любер. – М. : Недра, 1975. – 247 с.
- 174 Петрография углей СССР. Основы петрографии углей и методы углепетрографических исследований. – Л. : Недра, 1982 – 191 с. – (Тр. / ВСЕГЕИ ; Т. 309) (Новая серия).
- 175 Петрография углей. Вещественно-петрографический состав угольных пластов и качество углей основных бассейнов СССР / под ред. И. Б. Волковой. – Л. : Недра, 1986. – 248 с.
- 176 Петрология углей и парагенез горючих ископаемых / под ред. И. И. Аммосова. – М. : Недра, 1967. – 147 с.
- 177 Погребнов Н. И. Критерии выделения угленосных формаций в осадочных комплексах / Н. И. Погребнов, А. С. Прокопченко // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 43–44.
- 178 Погребнов Н. И. Роль тектогенеза в формировании горно-геологических условий угольных месторождений / Н. И. Погребнов, Б. В. Смирнов, И. А. Очеретенко // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 16–18.

- 179 Попов В. К. Изучение структурных характеристик углей. 2. Параметры электронного поглощения углей и их связь с отражательной способностью / В. К. Попов, В. К. Капустин, Н. Д. Русьянова // Кокс и химия. – 1984. – № 1, – С. 8–11.
- 180 Попов В. К. Изучение структурных характеристик углей. Ч. 6. ИК-спектроскопический анализ группового состава и связь спектральных параметров с технологическими свойствами углей / В. К. Попов, В. К. Капустин В. К., Н. Д. Русьянова // Кокс и химия. – 1988. – № 3. – С. 5–9.
- 181 Портнов А. Г. Классификация угленосных формаций, угольных бассейнов, месторождений и угленосных площадей // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 131–160.
- 182 Портнов А. Г. Особенности размещения угленосности в осадочной оболочке земной коры / А. Г. Портнов, А. В. Внуков, В. Ф. Череповский // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 63–68.
- 183 Прокопченко А. С. Морфолого-генетическими типами угольных залежей в угленосных формациях // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 55–56.
- 184 Промышленно-генетическая классификация углей / И. И. Аммосов, Б. Г. Бабашкин, Н. Ф. Гречишников [и др.]. – М. : Наука, 1964. – 176 с.
- 185 Проскуряков А. Е. О постинверсионном этапе регионального метаморфизма углей // Геология и геофизика. – 1982. – № 2. – С. 123–126.
- 186 Развитие представлений о структуре углей и механизме пиролиза / Н. Д. Русьянова, Н. Е. Максимова, В. П. Игнашин [и др.] // Кокс и химия. – 1991. – № 3. – С. 8–12.
- 187 Раковский В. Е. Химическая сущность процессов диагенеза торфа // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. – М. : Наука, 1970. – С. 120–142.

- 188 Расчёт классификационных петрографических показателей по углехимическим данным / И. В. Ерёмин, И. И. Сливинская, Д. В. Клер [и др.] // Химия твёрдого топлива. – 1989. – № 3. – С. 3–6.
- 189 Редичкин Н. А. Этапы формирования палеозойских угленосных отложений на территории СССР / Н. А. Редичкин, Л. А. Никанорова, О. Н. Никитина // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 18–20.
- 190 Редкие элементы в углях Кузнецкого бассейна / С. И. Арбузов, В. В. Ершов, А. А. Поцелуев [и др.]. – Кемерово : Изд-во Кемеровский полиграфкомбинат, 2000. – 248 с.
- 191 Ронов А. Б. Вулканизм, карбонатонакопление и жизнь (закономерности глобальной геохимии углерода) // Геохимия. – 1976. – № 8. – С. 1252–1277.
- 192 Русьянова Н. Д. Структурная классификация углей / Н. Д. Русьянова, В. С. Жданов, Л. М. Бубновская / Кокс и химия. – 1992. – № 2. – С. 2–7.
- 193 Русьянова Н. Д. Углехимия / Н. Д. Русьянова. – М. : Наука, 2003. – 316 с.
- 194 Савчук С. В. Природа и свойства восстановленных углей Южно-Якутского бассейна / С. В. Савчук, В. С. Савчук, М. А. Гринвальд // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – Ч. 2. – С. 25–27.
- 195 Савчук С. В. Процессы окисления органического вещества и восстановленность углей в связи с их химико-технологическими свойствами / С. В. Савчук, В. С. Савчук // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – Ч. 2. – С. 27–28.
- 196 Саранчук В. И. Надмолекулярная организация, структура и свойства угля / В. И. Саранчук, А. Т. Айруни, К. Е. Ковалев. – Киев : Наукова думка, 1988. – 192 с.

- 197 Сарбеева Л. И. Новые данные о восстановленности и метаморфизме углей Кизеловского бассейна / Л. И. Сарбеева, З. Б. Кошеварова // Химия твёрдого топлива. – 1990. – № 2. – С. 3–9.
- 198 Сарбеева Л. И. О восстановленности углей и типах витринита // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. – Л. : Наука, 1968. – С.37–45.
- 199 Сарбеева Л. И. Отражательная способность микрокомпонентов углей метаморфического ряда / Л. И. Сарбеева, Н. М. Крылова // Вопросы метаморфизма углей и эпигенез вмещающих пород. – Л. : Наука, 1968. – С. 87–106.
- 200 Скляр М. Г. Структура и свойства углей в ряду метаморфизма // Темат. сб. научно-техн. ст. – Киев : Наукова думка, 1985 – С. 3 – 15.
- 201 Скрипченко Г. Б. Преобразование молекулярной структуры углей в процессе метаморфизма и изменения их термофизических свойств // Химия твёрдого топлива. – 1996. – № 3. – С. 31–44.
- 202 Смирнова Л. К. Полинологические комплексы стратиграфических подразделений пермских отложений Печорского угольного бассейна // Тр. геол. совещ., посвящ. 25-летию геол. изуч. Печорского угол. бассейна. – Сыктывкар : Изд-во Коми, 1958. – С. 115–136.
- 203 Современное состояние проблемы взаимосвязи структуры и свойств органической массы углей / А. М. Гюльмалиев, С. Г. Гагарин, Т. Г. Гладун [и др.] // Химия твёрдого топлива. – 2000. – № 6. – С. 3–50.
- 204 Состав и свойства гуминовых кислот начального периода торфообразования / Е. С. Лукошко, Н. Н. Бамбалов, А. В. Хорунжик [и др.] // Химия твёрдого топлива. – 1988. – № 5. – С. 3–10.
- 205 Стадников Г. Л. Самовозгорающиеся угли и породы, их геохимическая характеристика и методы опознавания / Г. Л. Стадников – М. : Углетехиздат, 1956. – 478 с.

- 206 Станкевич А. Определение технологической ценности углей, используемых для производства кокса / А. С. Станкевич, В. С. Станкевич // Кокс и химия. – 2011. – № 6. – С. 2–10.
- 207 Станкевич А. С. Методика определения коксующести и технологической ценности углей пластов и их смесей / А. С. Станкевич, В. С. Станкевич // Кокс и химия. – 2012. – № 1. – С. 4–12.
- 208 Станкевич А. С. Определение технологической ценности углей на основе математической модели прогноза показателей прочности и реакционной способности кокса из шихт с их участием / А. С. Станкевич, Ю. А. Золотухин // Кокс и химия. – 2015. – № 7. – С. 2–14.
- 209 Станкевич А. С. Расчёт шихт и прогноз качества кокса из углей восточных бассейнов на основе их петрографических параметров // Кокс и химия. – 1983. – № 9. – С. 11–16.
- 210 Степанов П. И. Теория поясов и узлов угленакопления // Юбилейный сборник, посвященный тридцатилетию Великой Октябрьской Социалистической революции : в 2 ч. – М.-Л. : Изд.-во АН СССР, 1947. – Ч. 2. – С. 172–193.
- 211 Степанов Ю. В. Восстановленность углей. Печорский угольный бассейн / Ю. В. Степанов, И. Б. Гранович // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 1. – С. 202–204.
- 212 Степанов Ю. В. Закономерности преобразования органического вещества // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1980. – С. 15–16.
- 213 Структурные характеристики углей разных бассейнов. Ч. 1. Структурные особенности витринитов разновосстановленных углей Кузнецкого бассейна / Н. Е. Максимова, Н. Д. Русьянова, В. С. Жданов [и др.] // Кокс и химия. – 1992. – № 7. – С. 2–6.
- 214 Сухоруков В. И. Научные основы совершенствования техники и технологии производства кокса. / В. И. Сухоруков. – Екатеринбург: Изд-

во АЛЛО, 1999. – 393 с.

- 215 Сырьевая база коксующихся углей Кузбасса, обеспеченность запасами и их технологическая ценность для коксования / В. П. Иванов, В. Ю. Сушков, А. А. Торгунаков [и др.] // Кокс и химия. – 2008. – № 9. – С. 12–17.
- 216 Сысков К. И. Оптимизация состава шихт для коксования / К. И. Сысков, О. Г. Громова. – М.: Металлургия. 1988. – 96 с.
- 217 Тайц Е. М. Методы анализа испытания углей / Е. М. Тайц, И. А. Андреева. – М. : Недра, 1983. – 301 с.
- 218 Таразанов И. Г. Итоги работы угольной промышленности России за 2012 год // Уголь. – 2013. – № 3. – С. 71–90.
- 219 Тектоника угольных бассейнов и месторождений СССР. – М. : Недра, 1976. – 336 с.
- 220 Термическая деструкция окисленных газовых углей / С. П Родькин., В. П. Зоткин, В. П. Иванов [и др.] // Кокс и химия. – 1988. – № 10. – С. 6–9.
- 221 Технологические свойства углей Кушеяковского месторождения Кузбасса / А. Е. Проскуряков, А. С. Станкевич, В. П. Иванов [и др.] // Кокс и химия. – 1986. – № 11. – С. 4–6.
- 222 Тимофеев П. П. Основные закономерности формирования и размещения угленосности в земной коре // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 72-75.
- 223 Тимофеев П. П. Постседиментационные изменения органического вещества в зависимости от литологических типов пород и фациальных свойств их накопления / П. П. Тимофеев, Л. И. Боголюбова // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. – М. : Наука, 1971. – С. 169–190.

- 224 Тимофеев П. П. Проблемы седиментогенеза и литогенеза
Международного проекта «Корреляции угленосных отложений» / П. П.
Тимофеев, Б. В. Полянский // Угольные бассейны и условия их
формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. :
тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – 189 с.
- 225 Тимофеев П. П. Угленосные формации и их сравнительная
характеристика / П. П. Тимофеев, Н. И. Погребнов // Угленосные
формации верхнего палеозоя СССР : VIII Междунар. конгресс по
стратиграфии и геологии карбона : сб. науч. тр. – М. : Недра, 1975. –
С. 6–18.
- 226 Тимофеев П. П. Угленосные формации и процессы их седиментогенеза //
Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 5–31.
- 227 Тимофеев П. П. Угленосные формации процессы их седиментогенеза.
Геологическая генетическая классификация углей // Угольная база
России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 19–23.
- 228 Тимофеев П.П. Роль минерального вещества различных фациальных
типов осадков в преобразовании растительного материала в раннем
литогенезе / П. П.Тимофеев, Л. И. Боголюбова, М. Г. Семёнова // Природа
органического вещества современных и ископаемых осадков : сб. ст. –
М.: Наука. 1973. – С. 245–255.
- 229 Тимофеев Ф. Ф. Эволюция угленакопления на территории СССР / Ф. Ф.
Тимофеев, В. Ф Череповский, И. И. Шакудо. – М. : Недра, 1979. – 220 с.
- 230 Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. –
М. : Мир, 1981. – 501 с.
- 231 Титов Н. Г. Современное состояние науки о происхождении ископаемых
углей // Химия и генезис твердых горючих ископаемых : тр. 1 Всесоюз.
совещ. 1950. – М. : Изд-во АН СССР, 1953. – С. 55–66.

- 232 Угленосные формации верхнего палеозоя СССР : VIII Междунар. конгресс по стратиграфии и геологии карбона : сб. науч. тр. – М. : Недра, 1975. – 325 с.
- 233 Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – 779 с.
- 234 Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – 189 с.
- 235 Улановский М. Л. Математические модели температуры плавления золы углей и показателей CSR (CSI) кокса на основе химического состава золы // Кокс и химия. – 2010. – № 1. – С. 21–27.
- 236 Улановский М. Л. Прогноз качества кокса по показателям CSR и CSI : обзор // Кокс и химия. – 2009. – № 10. – С. 17–23.
- 237 Фролов М. А. Сравнительные исследования структурных особенностей углей Донецкого, Карагандинского Кузнецкого бассейнов методами ИК-спектроскопии и диэлектрических потерь / М. А. Фролов, Л. А. Резник // Химия твёрдого топлива. – 1990. – № 1. – С. 3–8.
- 238 Химическая технология твёрдых горючих ископаемых : учеб. / под ред. Г. И. Макарова, Г. Д. Харламповича. – М. : Химия, 1986. – 492 с.
- 239 Химия и генезис твёрдых горючих ископаемых : тр. 1 Всесоюз. совещ. 1950 г. – М. : Изд-во АН СССР, 1953. – 419 с.
- 240 Химия и генезис твёрдых горючих ископаемых : тр. 1 Всесоюз. совещ. – М. : Изд-во АН СССР, 1953. – 419 с.
- 241 Химия и переработка угля / под ред. В. Г. Липовича. – М. : Химия, 1988. – 336 с.

- 242 Хрусталёва Г. К. Приоритетные направления изучения и использования твёрдых горючих ископаемых // Геология угольных месторождений: межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2002. – Вып. 12. – С. 186–194.
- 243 Хрусталёва Г. К. Системный подход к оценке пригодности углей для нетрадиционного использования // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 2005. – Вып. 15. – С. 224–236.
- 244 Хрусталёва Г. К. Качество и направление использования углей. Принципы современной промышленной классификации углей / Г. К. Хрусталёва, И. В. Ерёмин, Т. М. Броновец // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 1. – С. 353–357.
- 245 Цейслер В. М. Структурно-тектонические особенности угольных бассейнов и месторождений России. Пояса, узлы угленакопления и палеотектонические структуры земной коры // Угольная база России. – М. : Геоинформмарк, 2004. – Т. 6. – С. 179–184.
- 246 Цейслер В. М. Узлы угленакопления: структурные элементы земной коры / В. М. Цейслер, А. П. Бакалдина: // Геология угольных месторождений : межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург : Изд-во Урал. гос. горно-геол. акад., 1999. – Вып. 9. – С. 65–73.
- 247 Ценность углей для коксования. Методика ее определения / И. Д. Дроздник, Ю. В. Зингерман, М. В. Лурье [и др.] // Кокс и химия. – 1990. – № 3. – С. 2–4.
- 248 Череповский В. Ф. Достижения и основные проблемы угольной геологии / В. Ф. Череповский. – М. : Недра, 1980. – 205 с.
- 249 Черноусов Я. М. Курс общей геологии угольных месторождений : учеб. пособие / Я. М. Черноусов. – М. : ГНТИ, 1962. – 295 с.
- 250 Черноусов Я. М. Процессы и закономерности углеобразования / Я. М. Черноусов. – Киев : Изд-во Высш. шк., 1978. – 224 с.

- 251 Шаклеин С. В. Развитие публичной отчетности о запасах и ресурсах твердых полезных ископаемых в условиях многополярного мира / С. В. Шаклеин, Т. Б. Рогова // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 4. – С. 45–48.
- 252 Шаклейн С. В. Управление качеством минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых / В. В. Аксенов, М. В. Писаренко // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 2. – С. 28–30.
- 253 Шатоха И. З. Усреднение углей и качество доменного кокса. / И. З. Шатоха, Б. В. Боклан, Б. И. Мениович. – Киев.: Техніка. 1983. – 108 с.
- 254 Швецов М. С. Процессы, превращающие осадки в породы и изменяющие породы (гальмиролиз, диагенез, экзодиагенез, метадиагенез) // Петрография осадочных пород. – М. Госгеолтехиздат, 1958. – С. 30–39.
- 255 Швецов М. С. Соленость морской волны // Петрография осадочных пород. – М. Госгеолтехиздат, 1958. – С. 60–62.
- 256 Широков А. З. Нижний карбон северо-западного продолжения Донбасса и его угленосность // Тр. лаборатории геологии угля. – М. : Изд-во АН СССР, 1956. – Вып. 6. – С. 319–325.
- 257 Широков А. З. Основные черты разломной тектоники южного обрамления Донецкого бассейна / А. З. Широков, А. А. Бельгард // Геология угольных месторождений. – М. : Наука, 1971. – Т. 2. – С. 41–46.
- 258 Широков А. З. Угленосные формации карбона Днепровско-Донецкой впадины / А. З. Широков, С. В. Савчук // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 23–30.
- 259 Школлер М. Б. Полукоксование каменных и бурых углей / М. Б. Школлер. – Новокузнецк : КФ Инженерная Академия России, 2001. – 232с.

- 260 Шмелёв И. В. Основные черты геологического строения Печорского угольного бассейна // Тр. геол. совещ., посвящ. 25-летию геол. изуч. Печорского угол. бассейна. – Сыктывкар : Изд-во Коми, 1958. – С 39–58.
- 261 Шугуров В. Ф. Геохимические особенности формирования каменноугольных отложений // Карбоновое угленакопление Кузнецкого бассейна. – Новосибирск : Наука СО, 1972. – С. 116-175.
- 262 Шульга В. Ф. Роль формационного анализа угленосных толщ и в определении условий разработки месторождений угля // Угольные бассейны и условия их формирования : VI Всесоюз. геол. угол. совещ., г. Львов, 1–4 окт. 1980 г. : тез. докл. – Львов : [б. и.], 1980. – Ч. 1. – С. 86-87.
- 263 Экспресс-анализ качества угольных концентратов на основе ИК-спектроскопии диффузионного отражения / В. И. Бутакова, Ю. М. Посохов, И. И. Мельников [и др.] // Кокс и химия. – 2006. – № 12. – С. 6– 11.
- 264 Юровский А. З. Минеральные компоненты твёрдых горючих ископаемых / А. З. Юровский. – М. : Недра, 1968. – 214 с.
- 265 Ясманов Н. А. Популярная палеогеография / Н. А. Ясманов. – М. : Недра, 1985. – С.48–61.
- 266 Acpowered A. Process oriented industrial classification based on the intensity // Appl. therm. eng. – 2006. – Vol. 26, iss. 17–18. – P. 2079–2086.
- 267 Bielowicz B. A new technological classification of low-rank coal on the basis of Polish deposits // Fuel. – 2012. – Vol. 96. – P. 497–510.
- 268 Chakrabartty S. K. Chakrabartty Effects of boron trifluoride sorption on the caking properties of coal / S. K. Chakrabartty, S. Parkash, N. Berkowitz // Fuel. – Vol. 55, iss. 4. – P. 270–272.

- 269 Chakrabartty S. K. Studies on the structure of coals. Pt. 3 Some inferences about skeletal structures / S. K Chakrabartty., N. Berkowitz // Fuel. – 1974. – Vol. 53, iss. 4. – P. 240–245.
- 270 Coal : BP Statistical Review of World Energy June 2015 [Electronic resource] – .URL:<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-coal-section.pdf>, free. – Tit. from the screen (usage date: 19.09.2015).
- 271 Ercegovac M. Genetic–industrial classification of brown coals in Serbia / M. Ercegovac, D. Životić, A. Kostić // Int. J. Coal Geol. – 2006. – Vol. 68, iss. 1–2. – P. 39–56.
- 272 Guney M. Oxidation and spontaneous combustion of coal: review of individual factors / M. Guney // Colliery Guard. – 1968. – Vol. 216, iss. – P. 105–110.
- 273 Hirsch P. B. Structural model of coals // Proc. Res Conf on Science in use of Coal, Sheffield, Apr. 1958. – London : Ins. of Fuel– P. 29–35.
- 274 Honaker R. Q. Ultrafine coal classification using 150 mm gMax cyclone circuits / R. Q. Honaker, F. Boaten, G. H. Luttrell // Minerals Eng. – 2007. – Vol. 20, iss. 13. – P. 1218–1226.
- 275 Krevelen D. W. Coal: Typology. Chemistry. Physics. Constitution / D. W. Krevelen. – Amsterdam ; New York : Elsevier Pub Co – 1961. – 514 p.
- 276 Mazumder B. Coal structure and classification // Coal Science and Engineering / B. Mazumder. – [S. l.] : Woodhead Publ. India Ltd, 2012. – P. 76–99, 426–451.
- 277 Microbial controls on the origin and evolution of coal seam gases and production waters of the Walloon Subgroup; Surat Basin, Australia / K. A. Baublys, S. K. Hamilton, S. D. Golding [et al.] // Int. J. Coal Geol. – 2015. – Vol. 147–148. – P. 85–104.
- 278 Roberts D. L. The relationship between macerals and sulphur content of some South African Permian coals / D. L. Roberts // Int. J. of Coal Geol. – Vol. 10,

iss. 4. – P. 399–410.

- 279 Sahu H. B. An empirical approach for classification of coal seams with respect to the spontaneous heating susceptibility of Indian coals / H. B. Sahu, S. S. Mahapatra, D. C. Panigrahi // *Int. J. Coal Geol.* – 2009. – Vol. 80, iss 3–4. – P. 175–180.
- 280 Spiro C. L. Space-filling models for coal. Pt. 2. Extension to coals of various ranks / C. L. Spiro, P. G. Kosky // *Fuel.* – 1982. – Vol. 61, iss. 11. – P. 1080–1084.
- 281 Strehlau K. Facies and genesis of Carboniferous coal seams of Northwest Germany // *Int. J. of Coal Geol.* – 1990. – Vol. 15, iss. 4. – P. 245–292.
- 282 Vassilev S. V. A new approach for the combined chemical and mineral classification of the inorganic matter in coal. 1. Chemical and mineral classification systems / S. V. Vassilev, Ch. G. Vassileva // *Fuel.* – 2009. – Vol. 88, iss. 2. – P. 235–245.
- 283 ГОСТ 8162-79. Угли каменные Кузнецкого и антрацит Горловского бассейнов. Классификация. – М. : ГК СССР по стандартам, 1979. – 8 с.
- 284 ГОСТ 8163-87 Угли Кузнецкого бассейна для коксования. Технические условия. – М. : ИПК Изд-во стандартов, 1987. – 7 с.
- 285 ГОСТ 17070-87. Угли. Термины и определения. – Введ. 01.07.89. – М. : Стандартиформ, 2003. – 17 с.
- 286 ГОСТ 9414.1-94 (ИСО 7404-1-84). Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Ч. 1. Словарь терминов. – Введ. 1996-01-01 – М. : Стандартиформ, 2003. – 21 с.
- 287 ГОСТ Р 51588-2000. Угли каменные и антрациты Кузнецкого и Горловского бассейнов для технологических целей. Технические условия. – Введ. 2001-01-01 – М. : Стандартиформ, 2000. – 6 с.

- 288 ГОСТ 52205-2004. Угли каменные. Метод спектрометрического определения генетических и технологических параметров. – Введ. 2004-09-01. – М. : Стандартинформ, 2014. – 6 с.
- 289 ГОСТ Р 54250-2010. Определение реакционной способности кокса и прочности кокса после реакции. – Введ. 2012-07-01. – М. : Стандартинформ, 2011. – 18 с.
- 290 ГОСТ 25543-2013. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. – Введ. 2015-01-01. – М. : Стандартинформ, 2014. – 18 с.
- 291 А. с. 012.10.А. Российская Федерация, ГРНТИ 61.53.03. Способ прямого определения коксующести спекающихся углей / Иванов В. П. – № 01203-10 ; заявл. 11.03.2010 ; зарег. 11.03.2010. – Зарегистрировано в реестре Регистратора-Депозитария ноу-хау Кемеровской региональной общественной организации «Кузбасская инженерная академия».
- 292 А. с. 1491145 СССР, МКИ G 01 N 21/35. Способ определения окисленности углей / Станкевич А. С., Станкевич Ф. М., Иванов В. П. ; ФЛ Вухин. – № 4255045 ; заявл. 02.06.87 ; опубл. 01.03.89.
- 293 А. с. 009.08.А. Российская Федерация, ГРНТИ 38.25.37. Методика создания угольных смесей на основе химико-петрографических параметров и рефлектограммного анализа углей / Иванов В. П. – № 09.08.08 ; заявл. 10.11.2008 ; зарег. 13.11.2008. – Зарегистрировано в реестре Регистратора-Депозитария ноу-хау Кемеровской региональной общественной организации «Кузбасская инженерная академия».
- 294 А. с. 013.10.А Российская Федерация, ГРНТИ 38.33.21. Способ определения ассоциативных рядов в углях / Иванов В. П. – № 013.03.10 ; заявл. 11.11.2010 ; зарег. 15.11.2010 – Зарегистрировано в реестре Регистратора-Депозитария ноу-хау Кемеровской региональной общественной организации «Кузбасская инженерная академия».

- 295 А. с. 010.08.А. Российская Федерация, ГРНТИ 61.53.03. Методика определения технологической ценности углей и степени их значимости для производства кокса / Иванов В. П. – № 10.12.08 ; заявл. 09.12.2008 ; зарег. 11.12.2008. – Зарегистрировано в реестре Регистратора-Депозитария ноу-хау Кемеровской региональной общественной организации «Кузбасская инженерная академия».
- 296 Методика для определения коэффициентов технологической ценности угольного сырья, используемого в РФ для производства кокса / ФГУП ВУХИН. – Екатеринбург : Изд-во ВУХИН, 2009. – 12 с.
- 297 Методические рекомендации по дифференциальной идентификации углей, полукоксов и коксов группы 27, позиции 2701, 2702 и 2704, субпозиции 2701 11, 2701 12 ЕТН ВЭД России. – Екатеринбург : Изд-во ВУХИН, 2011 – 46 с.
- 298 Уточнение коксующести углей пластов 89а – 71 на участке «Увальный» и оценка коксующести углей пластов на участке «Увальный Глубокий», их марочного состава и направления использования» : отчет о НИР (заключ.) № 8 / отв. исполн. В. П. Иванов. – Новокузнецк, 2012. – 113с. – Кн. 2. – (Фонды ООО «ВНИЦуголь»).

**ПРИЛОЖЕНИЕ. Результаты исследований, расчётов и
сопоставительного анализа**

Таблица 1

**Результаты измерения содержания витринита и степени
восстановленности углей по пластам, свитам, месторождениям Кузбасса**

*Анжерское и Прокопьевско-Киселевское месторождения					
Тип болота	Свита	П л а с т	Мощность, м	Vt %	Пв, ед.
Мезотрофные	Усятская	VII Внутренний	2,20	56	0,48
		VI Внутренний	2,00	56	0,49
		V Внутренний	1,70	59	0,50
		IV Внутренний	8,30	51	0,42
		III Внутренний	3,70	53	0,44
		II Внутренний	3,10	54	0,44
		I Внутренний	2,20	55	0,46
	Кемеров- ская	Характерный	5,50	40	0,43
		Горелый	7,00	44	0,43
		Лутугинский	1,40	48	0,44
		Прокопьевский III	0,30	46	0,47
		Прокопьевский II	1,30	44	0,45
		Прокопьевский I	6,00	43	0,40
		Мощный	9,60	27	0,38
	Проме- жуточная и Иша- новская	Безымянный	9,20	28	0,39
		Спорный	1,10	47	0,61
		Подспорный	1,40	44	0,62
		Двойной	4,70	31	0,43
		Ударный	2,30	30	0,39
		Садовый	1,80	45	0,50
		Пионер	1,30	37	0,46
		Юнгор	1,50	44	0,44
		Угловой	1,50	37	0,53
		Встречный	0,95	46	0,55
		Пятилетка	2,10	29	0,49
		*XXI	2,70	49	0,41
Эвтрофные	Алыкае- вская и Мазуровск ая	*Петровский	2,00	51	0,58
		*Коксовый	1,65	61	0,62
		*Челинский	0,92	39	0,63
		*Надконгломерато вый	0,95	34	0,61
		*Румянцевский	1,21	26	0,58

Продолжение таблицы 1

*Осиновское и Байдаевское месторождения					
Тип болота	Свита	П л а с т	Мощность, м	Vt %	Пв,.ед.
Эвтрофные	Ленинская	37	5,35	89	0,58
		36	2,25	88	0,57
		34	0,40	91	0,59
		33	2,10	90	0,58
		32	2,35	89	0,58
		31a	0,72	89	0,52
		31	0,80	93	0,62
		30	2,40	87	0,51
		29a	4,10	86	0,50
		28	3,90	83	0,49
		27б	0,80	88	0,55
		27a	1,05	83	0,54
		26a	2,45	88	0,55
	Ускатская	25	2,02	84	0,52
		24	2,85	85	0,54
		23	0,90	87	0,52
		22	1,25	89	0,60
		21	1,45	84	0,55
		20	0,90	88	0,57
		16	6,10	88	0,54
		*E7	1,60	85	0,58
		14	1,40	88	0,57
Мангровые	Казанково-маркинская	*E5	1,90	86	0,55
		*E4	2,60	87	0,53
		5	1,40	83	0,53
		*E1	4,50	90	0,60
		*K4	1,90	89	0,63
		*K1a	1,30	91	0,58
		*K1в	2,60	86	0,69
		*П1	1,40	85	0,60

Продолжение таблицы 1

Ерунаковское и *Кушеяковское месторождения					
Тип болота	Свита	Пласт	Мощность, м	Vt %	Пв, ед..
Мезотроф- ные	Тайлуганская	91	1,93	79	0,51
		90	2,61	75	0,49
		89	1,05	77	0,54
		88	2,08	76	0,51
		87	1,50	76	0,53
		86	1,25	71	0,54
		84	1,36	71	0,53
		80	0,96	68	0,55
		79	0,58	73	0,56
	Грамотеин- ская	78*	3,80	76	0,52
		76*	1,20	81	0,59
		74*	2,10	78	0,58
		73*	3,20	77	0,41
		71*	3,41	79	0,4
		70*	2,20	85	0,57
		69*	3,50	79	0,53
		68*	1,10	83	0,60
		67*	3,00	80	0,54
		66	2,24	77	0,53
		64	2,36	76	0,54
		63	2,36	77	0,56
		62	1,48	78	0,52
Эвтрофные	Ленинская	60	1,38	75	0,56
		59	1,82	75	0,55
		58a*	1,20	79	0,58
		54	2,45	78	0,51
		51	2,99	76	0,53
		50	3,79	73	0,48
		49	3,03	74	0,5
		48	2,48	75	0,51

Таблица 2

Химико-петрографическая и спектральная характеристика разновосстановленных углей по степени окисленности и стадии углефикации

Но- мер опы- та	Ro, %	OK, %	A ^d , %	V ^{dat} , %	Y, мм	W ^{тн} , %	K ^т , мг-экв.	Оптические плотности поглощения, ед.						Спектральные параметры, ед.					
								D ₄₀₀₀ - D ₂₀₀₀	D ₃₀₄₀	D ₂₉₂₀	D ₂₈₆₀	D ₁₆₀₀	D ₁₆₉₀	D ₁₂₆₀	K _o	П _в	П _м	П _{т+L}	П _т
Участок "Кушеяковский" XIII, пласт 74-74а, восстановленный газовый уголь																			
1	0,71	18	3,5	38,6	13	3,3	1,611	0,030	0,043	0,364	0,189	0,886	0,231	0,449	0,47	0,60	0,43	1,29	0,84
2	0,71	20	3,4	38,4	13	3,3	1,631	0,045	0,042	0,325	0,171	0,817	0,260	0,480	0,49	0,58	0,43	1,08	0,76
3	0,72	21	10,1	37,8	12	3,3	1,619	0,052	0,036	0,355	0,191	0,847	0,260	0,456	0,53	0,56	0,36	1,25	0,74
4	0,72	19	5,9	37,5	12	3,4	2,922	0,050	0,033	0,319	0,176	0,892	0,287	0,441	0,61	0,59	0,35	1,18	0,98
5	0,72	19	6,3	33,8	0	3,5	1,714	0,055	0,031	0,256	0,147	0,879	0,397	0,450	0,82	0,54	0,36	0,94	1,13
6	0,73	20	10,8	34,5	0	9,5	3,975	0,077	0,036	0,230	0,120	1,086	0,489	0,492	0,93	0,51	0,43	0,75	1,57
7	0,73	20	4,8	35,3	0	12,3	4,356	0,065	0,036	0,171	0,091	1,222	0,535	0,525	0,95	0,54	0,46	0,53	1,90
8	0,71	21	5,7	36,2	0	13,1	4,478	0,032	0,035	0,149	0,071	1,174	0,596	0,543	1,03	0,58	0,46	0,43	1,82
Участок "Кушеяковский" XIII, пласт 73, невосстановленный газовый уголь																			
1	0,74	18	7,7	38,4	15	3,3	1,609	0,158	0,041	0,310	0,151	0,815	0,245	0,494	0,46	0,41	0,43	0,98	0,80
2	0,74	18	10,5	38,6	15	3,3	1,608	0,190	0,040	0,336	0,161	0,820	0,241	0,492	0,45	0,40	0,40	1,06	0,74
3	0,75	18	6,5	38,2	15	3,3	1,629	0,175	0,039	0,325	0,167	0,835	0,245	0,485	0,47	0,41	0,40	1,06	0,79
4	0,76	19	5,8	36,9	14	3,4	1,635	0,195	0,039	0,318	0,171	0,820	0,246	0,472	0,48	0,40	0,41	1,09	0,78
5	0,77	21	6,1	36,4	13	3,6	1,792	0,192	0,037	0,290	0,164	0,849	0,270	0,477	0,53	0,41	0,40	1,00	0,91
6	0,77	20	5,6	35,2	0	5,6	2,634	0,187	0,034	0,220	0,122	0,909	0,330	0,501	0,61	0,38	0,40	0,72	1,20
7	0,78	20	7,8	34,8	0	7,7	3,211	0,180	0,032	0,190	0,101	1,012	0,433	0,556	0,72	0,35	0,38	0,55	1,35
8	0,79	19	7,5	35,3	0	9,5	3,955	0,140	0,032	0,163	0,087	1,131	0,552	0,600	0,87	0,39	0,38	0,44	1,52
9	0,76	17	9,6	42,1	0	13,8	4,433	0,174	0,038	0,100	0,058	1,243	0,664	0,692	0,91	0,35	0,45	0,25	1,62
10	0,75	20	8,6	44,0	0	14,1	5,021	0,168	0,039	0,095	0,054	1,247	0,668	0,681	0,93	0,35	0,47	0,23	1,67

Продолжение таблицы 2

ш. Капитальная, пласт Е7, восстановленный жирный уголь																	
1	0,99	5	4,7	33,9	29	0,099	0,069	0,382	0,213	0,700	0,174	0,330	0,44	0,59	0,75	1,87	0,53
2	1,01	5	4,8	32,8	28	0,117	0,069	0,403	0,227	0,737	0,198	0,356	0,47	0,57	0,70	1,84	0,49
3	1,01	6	4,7	32,7	29	0,095	0,067	0,361	0,200	0,764	0,198	0,345	0,48	0,59	0,74	1,69	0,78
4	1,01	7	4,6	32,3	29	0,100	0,067	0,338	0,207	0,742	0,205	0,338	0,51	0,63	0,76	1,67	0,78
5	1,01	7	4,8	32,2	28	0,091	0,065	0,381	0,211	0,773	0,218	0,341	0,54	0,58	0,70	1,80	0,72
6	1,01	6	4,7	31,6	27	0,125	0,057	0,336	0,221	0,803	0,234	0,358	0,56	0,60	0,62	1,62	0,85
7	1,01	6	4,8	32,5	25	0,151	0,058	0,328	0,174	0,959	0,268	0,375	0,62	0,48	0,66	1,39	1,37
8	1,01	10	4,8	32,0	20	0,087	0,061	0,383	0,209	0,815	0,312	0,376	0,71	0,57	0,63	1,64	0,76
9	1,05	12	4,9	29,4	15	0,282	0,057	0,178	0,102	1,092	0,580	0,512	1,02	0,35	0,72	0,58	1,70
ш. Абашевская, пласт 16, невосстановленный жирный уголь																	
1	0,88	5	3,9	37,8	26	0,077	0,051	0,407	0,222	0,822	0,225	0,478	0,43	0,56	0,46	1,38	0,51
2	0,88	6	4,0	36,8	24	0,104	0,054	0,354	0,192	0,822	0,221	0,399	0,49	0,54	0,57	1,43	0,83
3	0,87	7	4,1	36,5	23	0,107	0,056	0,390	0,212	0,830	0,249	0,414	0,53	0,54	0,55	1,52	0,69
4	0,86	6	3,9	36,6	23	0,080	0,049	0,396	0,212	0,903	0,266	0,446	0,54	0,55	0,46	1,43	0,77
5	0,85	8	3,9	37,0	20	0,087	0,052	0,414	0,223	0,817	0,248	0,403	0,55	0,55	0,50	1,65	0,58
6	0,85	10	4,0	37,4	19	0,135	0,057	0,383	0,209	0,760	0,243	0,393	0,54	0,51	0,58	1,57	0,57
7	0,85	10	4,2	36,7	15	0,011	0,043	0,295	0,147	1,029	0,409	0,492	0,76	0,46	0,46	0,94	1,28
8	0,89	18	4,0	35,0	10	0,112	0,045	0,254	0,090	1,164	0,585	0,581	0,93	0,37	0,49	0,62	1,49

Продолжение таблицы 2

Разрез "Томусинский", пласт III, восстановленный коксовый уголь																			
1	1,35	41	8,3	22,0	13	1,2	0,026	0,185	0,072	0,262	0,161	0,835	0,170	0,345	0,41	0,52	0,94	1,27	1,40
2	1,35	41	8,1	21,6	11	1,3	0,077	0,187	0,073	0,260	0,158	0,804	0,174	0,332	0,43	0,52	0,97	1,31	1,38
3	1,36	43	7,8	21,0	8	1,6	0,392	0,181	0,071	0,255	0,147	0,808	0,190	0,334	0,47	0,50	0,96	1,25	1,43
4	1,36	45	8,0	21,1	5	2,4	0,534	0,178	0,066	0,211	0,125	0,862	0,349	0,356	0,59	0,49	0,95	0,98	1,66
5	1,34	48	9,5	23,0	0	8,3	-	0,170	0,064	0,191	0,101	1,029	0,340	0,425	0,70	0,46	0,89	0,72	1,88
Шахта "Северный Маганак", Пласт I Внутренний, невосстановленный коксовый уголь																			
1	1,47	45	8,3	17,4	9	1,2	0,030	0,278	0,085	0,215	0,137	0,613	0,172	0,288	0,46	0,46	1,33	1,26	1,20
2	1,47	46	8,1	17,2	9	1,2	0,032	0,227	0,084	0,208	0,119	0,579	0,182	0,290	0,48	0,46	1,36	1,16	1,16
3	1,47	45	9,6	17,2	9	1,3	0,043	0,228	0,083	0,187	0,104	0,533	0,190	0,296	0,50	0,45	1,41	1,01	1,10
4	1,46	44	8,0	17,4	8	1,3	0,044	0,219	0,083	0,181	0,103	0,566	0,194	0,286	0,52	0,46	1,46	1,02	1,28
5	1,46	45	4,7	17,1	7	1,4	0,048	0,223	0,077	0,179	0,100	0,573	0,203	0,296	0,54	0,44	1,34	0,97	1,25
6	1,45	42	4,6	17,0	7	1,5	0,048	0,220	0,076	0,177	0,091	0,583	0,208	0,287	0,55	0,42	1,37	0,96	1,36
7	1,46	41	4,5	17,3	6	1,6	0,077	0,227	0,079	0,166	0,090	0,593	0,208	0,283	0,57	0,43	1,47	0,93	1,47
8	1,46	42	7,0	17,5	0	2,8	0,334	0,278	0,079	0,156	0,086	0,774	0,276	0,352	0,64	0,38	1,33	0,71	1,73
9	1,45	48	10,5	17,7	0	3,4	-	0,252	0,074	0,144	0,073	0,959	0,342	0,338	0,83	0,37	1,33	0,66	2,41

Таблица 3
Изменение спектральных характеристик и сравнительный анализ генетически неоднородных углей

№ се- рии	Место отбора пробы	Пласт	Вид пробы	Ad, %	Ro, %	CK, %	$D_{1260}/$ D_{1600}	$D_{2920}/$ $(D_{3040} +$ $D_{2860})$	$D_{2860}/$ $(D_{3040} +$ $D_{2920})$	$D_{3040}/$ $(D_{2920} +$ $D_{2860})$	$D_{1600}/$ $(D_{2920} +$ $D_{2860})$	$Pe,$ отн. ед	$Ko,$ отн. ед	$Pe+L,$ отн. ед	$PI,$ отн. ед
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1-1	уч.Кушеяков- ский XIII	78	ряд	9,5	0,71	82	0,65	1,67	0,46	0,06	1,46	0,51	0,47	1,12	0,56
1-2	уч.Кушеяков- ский XIII	74-74а	<1400	6,3	0,73	83	0,51	1,57	0,46	0,08	1,60	0,58	0,47	1,29	0,84
2-1	уч.Кушеяков- ский XIII	73	ряд	10,0	0,74	80	0,58	1,56	0,46	0,08	1,70	0,41	0,45	1,06	0,79
2-2	уч.Кушеяков- ский XIII	74-74а	<1400	6,3	0,73	83	0,51	1,57	0,46	0,08	1,60	0,58	0,47	1,29	0,84
3-1	ш. Дальние Горы	V Внут- ренний	<1500	3,1	0,75	65	0,58	1,54	0,46	0,09	1,69	0,45	0,48	1,07	0,79
3-2	р.Талдинский	73	ряд	8,2	0,75	72	0,54	1,56	0,47	0,08	1,54	0,46	0,46	1,26	0,73
4-1	ш.Полосухин- ская	29а	<1400	4,1	0,84	85	0,69	1,53	0,48	0,08	1,11	0,54	0,45	1,37	0,25
4-2	ш.Абашевская	смесь	к - т	3,9	0,86	88	0,58	1,49	0,48	0,08	1,31	0,56	0,43	1,38	0,51
4-3	ш.Юбилейная	26а	<1400	3,7	0,84	87	0,53	1,60	0,45	0,08	1,27	0,60	0,45	1,55	0,52
5-1	ш. им. Калинина	IV Внут- ренний	<1300	3,7	0,96	71	0,49	1,37	0,45	0,12	1,24	0,53	0,48	1,71	0,61
5-2	Байдаевская синл.	14	<1500	5,8	0,96	94	0,47	1,41	0,48	0,10	1,06	0,61	0,45	2,08	0,33

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
6-1	р.Бачатчий	Мощный	ряд	3,5	1,04	46	0,51	1,13	0,41	0,22	2,87	0,35	0,48	0,72	1,43
6-2	ш.Капитальная	товар	к - т	4,7	1,01	93	0,47	1,35	0,47	0,12	1,18	0,59	0,44	1,87	0,53
7-1	уч.Бачатский Южный	II Прокопьевский	<1500	4,2	1,10	32	0,61	1,20	0,43	0,18	2,13	0,44	0,49	0,81	1,02
7-2	ш.Калинина	II Внутренний	<1400	6,6	1,10	60	0,57	1,25	0,46	0,15	1,50	0,47	0,46	1,22	0,76
8-1	ш. Ворошилова	Горелый	<1500	3,1	1,24	41	0,52	1,18	0,43	0,19	1,69	0,49	0,43	1,17	0,99
8-2	ш. Высокая	Полкаштинский I	<1400	9,3	1,25	91	0,44	1,29	0,45	0,15	1,30	0,70	0,47	1,80	0,79
9-1	р.Прокопьевский	Прокопьевский	<1400	8,1	1,32	33	0,54	1,10	0,42	0,22	1,94	0,40	0,47	0,99	1,11
9-2	р.Томусинский	III	ряд	8,3	1,35	59	0,41	1,12	0,48	0,17	1,97	0,52	0,44	1,27	1,40
9-3	ш/у.Физкультурник	Челинский	<1500	5,7	1,36	30	0,52	1,06	0,32	0,32	2,22	0,63	0,44	0,90	1,34
10-1	ш.Зенковская	Мощный	ряд	4,1	1,43	47	0,50	0,96	0,39	0,30	2,43	0,39	0,43	0,86	1,43
10-2	ш. Держинского	Ударный	ряд	10,0	1,43	28	0,37	1,03	0,40	0,26	2,76	0,57	0,47	1,01	1,98
10-3	ш.Северный Маганак	I Внутренний.	ряд	8,3	1,47	55	0,47	0,97	0,46	0,24	1,74	0,46	0,45	1,26	1,20

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11-1	ш.Коксовая	Угловой	<1500	10,0	1,53	32	0,55	1,04	0,38	0,28	2,54	0,39	0,49	0,74	1,30
11-2	ш.Дзержиского	Встреч- ный	<1500	5,9	1,55	27	0,47	0,81	0,34	0,43	2,70	0,57	0,49	0,81	1,67
12-1	ш.Коксовая	Мощный	ряд	4,2	1,64	30	0,50	0,75	0,38	0,42	3,31	0,39	0,47	0,63	1,64
12-2	ш.Коксовая	Безымя- нный	<1500	5,0	1,64	33	0,50	0,81	0,37	0,40	2,56	0,39	0,49	0,81	1,53
13-1	ш.Северный Кандыш	V	<1500	6,1	1,75	58	0,42	0,87	0,35	0,38	2,57	0,39	0,46	0,95	1,80
13-2	ш.Красный Углекоп	II Внут- ренний	<1400	4,6	1,75	52	0,49	0,78	0,37	0,42	3,07	0,42	0,48	0,69	1,66

Таблицы 4

Изменение спектрального показателя метаморфизации углей в равновосстановленных углях

№ се- рии	Место отбра пробы	Пласт	Характеристика углей						Оптические плотности поглощения, ед.							Спектральные показатели, ед.			
			A ^d , %	Ro, %	СК, %	V ^{daf} , %	γ, мм	D ₃₀₄₀	D ₂₉₂₀	D ₂₈₆₀	D ₁₂₆₀	D ₁₀₉₀	D ₁₀₃₀	Пз	Пв	Ко	Пм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	45	16	17	18		
1-1	уч.Кушея- ковский XIII	78	7,5	0,71	81	38,9	12	0,040	0,415	0,208	0,590	0,302	0,323	0,63	0,52	0,47	0,33		
1-2	уч.Кушея- ковский XIII	74-74а	6,3	0,71	85	38,7	13	0,042	0,342	0,186	0,515	0,391	0,364	0,76	0,60	0,47	0,40		
2-1	ш.Полосухи- нская	29а	4,1	0,84	94	37,0	24	0,050	0,425	0,228	0,501	0,253	0,267	0,52	0,54	0,45	0,43		
2-2	ш.Юбилей- ная	26а	3,7	0,84	96	37,2	26	0,054	0,450	0,228	0,457	0,161	0,210	0,37	0,60	0,45	0,48		
3-2	ш/у Калинина	II Внут- ренний	6,6	1,10	88	28,2	14	0,067	0,295	0,168	0,395	0,428	0,285	0,71	0,46	0,46	0,78		
3-1	уч.Бачатский Южный	Пропь- евский II	8,5	1,10	56	22,4	12	0,070	0,233	0,128	0,400	0,251	0,317	0,56	0,44	0,49	0,92		
4-1	р.Прокопь- евский	Пропь- евский	8,1	1,32	60	20,2	8	0,081	0,217	0,122	0,354	0,373	0,423	0,80	0,40	0,47	1,17		
4-2	ш/у.Физкуль- турник	Румян- цевский	7,0	1,32	38	17,1	9	0,094	0,175	0,108	0,361	0,388	0,325	0,71	0,58	0,49	1,46		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	45	16	17	18
5-1	ш/у.Физкультурник	Румянцевский	7,0	1,36	38	17,1	9	0,094	0,175	0,108	0,361	0,388	0,325	0,71	0,58	0,49	1,46
5-2		Челинский	5,7	1,36	42	17,2	9	0,099	0,208	0,098	0,352	0,228	0,311	0,54	0,63	0,44	1,50
6-1	ш.Зенковская	Мощный	4,1	1,43	47	17,2	6	0,085	0,182	0,106	0,345	0,412	0,318	0,73	0,39	0,43	1,34
6-2	ш. Дзержинского	Ударный	10,0	1,43	51	17,7	8	0,084	0,155	0,109	0,336	0,509	0,569	1,08	0,39	0,47	1,37
7-1	ш.Коксовая	Мощный	9,3	1,57	34	15,9	6	0,087	0,130	0,075	0,363	0,304	0,500	0,80	0,40	0,46	1,53
7-2	ш.Дзержинского	Встречный	5,7	1,57	40	16,1	7	0,087	0,145	0,082	0,331	0,274	0,325	0,60	0,55	0,45	1,56
8-1	ш. Коксовая	Мощный	4,2	1,64	34	14	0	0,088	0,127	0,082	0,348	0,366	0,411	0,78	0,39	0,47	1,58
8-2		Безымянный	5,0	1,64	59	14	0	0,095	0,150	0,09	0,307	0,227	0,288	0,89	0,40	0,49	1,61
9-1	ш.Северный Кандыш	V	6,1	1,76	75	14,3	0	0,098	0,157	0,094	0,320	0,193	0,433	0,63	0,40	0,42	1,72
9-2	ш.Красный Углекоп	II Внутренний	4,6	1,76	62	14,8	0	0,094	0,134	0,081	0,312	0,130	0,203	0,33	0,42	0,48	II 4

Таблица 5

Сопоставление результатов оценки восстановленности углей разными способами

№ п/п	Участок, шахта, разрез	Пласт	Химико-петрографическая и спектральная характеристика углей												Показатели восстанов- ленности, ед.		Пока- затель затель окис- лен- ности, ед.
			R ₀ , %	СК, %	A ^d , %	V ^{daf} , %	Y, мм	D ₄₀₀₀	D ₃₀₄₀	D ₂₉₂₀	D ₂₈₆₀	D ₂₀₀₀	D ₁₆₉₀	D ₂₉₆₀ / D ₁₆₉₀	K _B	Пв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	18	19	20	21
1	Кушеяков- ский XIII	78	0,71	80	9,5	38,9	12	0,229	0,04	0,415	0,209	0,155	0,28	1,48	0,94	0,51	0,47
2	Кушеяков- ский XIII	74-74а	0,72	79	6,3	38,7	13	0,18	0,042	0,342	0,186	0,143	0,23	1,49	0,97	0,6	0,47
3	Полосухин- ская	29а	0,84	85	4,1	37	22	0,231	0,05	0,425	0,228	0,14	0,238	1,78	0,92	0,54	0,45
4	Юбилейная	26а	0,84	87	3,7	37,2	24	0,143	0,054	0,45	0,228	0,126	0,2	2,25	1,08	0,6	0,45
5	Бачатский Южный	II Про- копьев- ский	1,1	32	4,2	22,4	8	0,374	0,066	0,233	0,128	0,182	0,282	0,83	0,81	0,44	0,49
6	Калинина	Внут- ренний	1,1	60	6,6	28,2	18	0,42	0,068	0,295	0,168	0,199	0,221	1,33	0,93	0,47	0,46

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	18	19	20	21
7	Прокопьевский	Прокопьевский	1,32	33	8,1	20,2	9	0,387	0,75	0,217	0,122	0,117	0,212	1,02	1,09	0,4	0,47
8	Физкультурник	Румянецевский	1,35	22	7	17,1	6	0,292	0,088	0,188	0,108	0,166	0,212	0,87	1,14	0,62	0,49
9	Коксовая	Мощный	1,55	33	7,3	15,9	6(4)	0,533	0,088	0,132	0,078	0,231	0,197	0,67	0,71	0,38	0,51
10	Держинского	Встречный	1,55	27	5,9	16,1	5	0,312	0,097	0,145	0,082	0,152	0,19	0,76	1,08	0,57	0,51
11	Северный Кандыш	V	1,75	50	6,1	14,3	0	0,58	0,098	0,167	0,094	0,25	0,177	0,94	-	0,39	0,46
12	Красный Углекоп	II Внутренний	1,75	52	4,6	14,8	0	0,528	0,096	0,142	0,087	0,238	0,183	0,77	-	0,42	0,48

Таблица 6

Результаты воспроизводимости и сходимости показателя восстановленности, Пв

Шахта, разрез	Пласт	R _о , %	ΣОК, %	V ^{daf} , %	у, мм	A ^d , %	Ко, отн. ед.	Пв, отн. ед.	Σd ² _i	S ² _A	d ²	S ² _C	F''	F _T
ш. Нагорная	64	0,8	13	37,6	12	4	0,53	0,51	0	0,67*10 ⁻⁴	0,0204	0,542*10 ⁻⁴	1,23	1,36
(КЦ ВУХИНа)														
ш. Новая	6	0,9	8	35,9	31	12,4	0,45	0,6	0	0,80*10 ⁻⁴	0,024	0,75*10 ⁻⁴	1,07	1,36
(КЦ ВУХИНа)														
ш.Первомайская	XXVII	1,3	47	21,1	12	6,6	0,42	0,55	0	0,77*10 ⁻⁴	0,022	0,63*10 ⁻⁴	1,22	1,36
(КЦ ВУХИНа)														
ш.Первомайская	XXVII	1,3	47	21,1	12	6,6	0,42	0,53	0	0,10*10 ⁻³	0,0265	0,92*10 ⁻⁴	1,09	1,36
(ЗСИЦ)														

Таблица 7

**Химико-петрографическая и спектральная характеристика проб углей пластов и результаты
воспроизводимости и сходимости показателя восстановленности, K_o**

№ п/п	Наименование угля			Ro, %	$\Sigma OK, \%$	$V^{daf}, \%$	Y, мм	$A^d, \%$ ряд./обог.	$W^{th}, \%$	K^r , мг.экв.	Оптические плотности поглощения			Показа тель окисле- нности, K_o , ед.
	Шахта, разрез	Пласт	Марка								D_{3040}	D_{1690}	D_{1260}	
1	р.Талдинский	73	Г-ОК	0,75	28	36,2	0	10,8/ -	8,8	2,82	0,03	0,51	0,61	0,79
2	ш. Нагорная	64	Г	0,77	13	37,6	12	17,4/ 4,1	3	1,79	0,04	0,3	0,53	0,53
3	ш. Большевик	29а	ГЖО	0,83	10	37,4	16	6,9/ -	2,5		0,05	0,27	0,48	0,51
4	ш. Новая	6	Ж	0,87	8	35,9	31	24,0/ 12,4	1,3	0,143	0,06	0,21	0,41	0,45
5	ш. Первомайская	XXVII	КО	1,26	47	21,1	12	6,6/ -	1,4	0,021	0,09	0,21	0,41	0,42
6	ш. Суртаиха	Прокопьевский	КС	1,32	52	20,8	9	18,9/ 6,3	1,5	0,079	0,08	0,21	0,37	0,51
7	р. Ольжерасский	XXVII	Т	1,62	51	13,1	0	11,0/ 5,6	1,8	0,027	0,09	0,27	0,37	0,6

Продолжение таблицы 7

№ п/п	Наименование углей	Средний пока- затель окисле- нности, Ко ср.	Сумма квадратов разностей результатов параллельных определений, $\sum d_i^2$	Дисперсия конечных результатов определений S_A^2	Средняя допус- тимая ошибка, d_2	Допус- тимая задава- емая дисперсия, S_C^2	Рассчитанный критерий Фишера		Теорети- ческий критерий Фишера, $F_{\text{табл.}}$
							F'	F''	
1	Разрез "Таллинский" пласт 73	0,767	$0,72 \cdot 10^{-2}$	$0,144 \cdot 10^{-3}$	0,03836	$0,1918 \cdot 10^{-3}$	1,33		1,45
2	Шахта "Багорная" пласт 64	0,53	$0,58 \cdot 10^{-2}$	$0,116 \cdot 10^{-3}$	0,02649	$0,9145 \cdot 10^{-4}$	1	1,268	1,355
3	Шахта "Большевик" пласт 29а	0,509	$0,52 \cdot 10^{-2}$	$0,104 \cdot 10^{-3}$	0,02545	$0,8441 \cdot 10^{-4}$		1,232	1,355
4	Шахта "Новая" пласт 6	0,461	$0,45 \cdot 10^{-2}$	$0,090 \cdot 10^{-3}$	0,02303	$0,6912 \cdot 10^{-4}$		1,302	1,355
5	шахта "Первомайская" пласт XXVII	0,429	$0,35 \cdot 10^{-2}$	$0,070 \cdot 10^{-3}$	0,02140	$0,5980 \cdot 10^{-4}$		1,171	1,355
6	Шахта "Сургаиха", пласт Прокопьевский	0,519	$0,52 \cdot 10^{-2}$	$0,104 \cdot 10^{-3}$	0,02596	$0,8783 \cdot 10^{-4}$		1,18	1,355
7	Разрез "Ольжерасский" пласт XXVII	0,597	$0,69 \cdot 10^{-2}$	$0,139 \cdot 10^{-3}$	0,02964	$0,1160 \cdot 10^{-3}$		1,198	1,355

Результаты сравнительного анализа современных и древних болот

Тип болота	Современные	Древние	Обводненность		Среда	Уровень торфяной покрышки	Растительность и её состав	
			В современных	В древних			Современная	Древняя
Мангровые		Прибрежно-дельтовые (мангровые)	Постоянная связь с морем, прибрежно-дельтовое питание		Сильно-щелочная (рН 7-8%)	На уровне и ниже уровня воды	Двупольные вечнозеленые кустарники и небольшие деревья	Премитивная или угнетенная флора: C ₁ ev.C ₂ kzv липидофиты, птеридоспермовые; P ₂ kzm мелколистные руфлории, широкое распространение мхов.
Низинные		Бассейно-дельтовые, зона дельт и нижних терасс (эвтрофные)	<u>Обильное питание грунтов. водами, атм. осадками</u>	Периодическая связь с морем, развитие грунтовых вод и рек.	Слабощелочная (рН 7,0-7,2%) до нейтральной (рН 5,5-6,0%)	На уровне воды.	<u>Ива, ель, береза, тростник камыш, сабельник, зеленые (гишновые) мхи, осока.</u>	Развитие болотно-лесных и кустарн. сообществ: C ₂ mz-C ₃ al ангаридн. птеридосперм.-гондваниумы и папоротники; P ₂ usk-In мхи, несукциров. кордаиты, широкое распространение членисто-стебельных и папоротников.
Переходные		Бассейно-озерные, зона верхних терасс (мезотрофные)	<u>Среднее питание грунтов. водами, атм. осадками</u>	Эпизодическая связь с морем, обилие гунтовых вод и атмосферных осадков	Нейтральная до слабощелочной (рН 5,0-6,0%)	Переодически меняется, часто выше уровня воды	<u>Сосна, береза, кустарники: богунья, вереск, сфанговые мхи, осока</u>	Расцвет лесного болотного сообщества: P ₁ rg-P ₁ km широколиств. кордаиты и руфлории; озерные членисто-стебел. и травянистые; пресноводные биотопы и листостебельн. мхи; P ₂ gr-P ₂ мезофит. мезофит. папоротники и птеридоспермы; мхи; широкое распр. членисто-стебельных с крупными стеблями

Таблица 9

Результаты сравнительного анализа группового состава древних и современных растений (в % от массы)

Виды растений	Время	Типы растений		Белки	Липиды	Углеводы (целлюлоза)	Лигнин
Водоросли	Древнее	Липидофиты	Водоросли	20 - 30	20 - 30	10 - 22	отсутств.
	Современное			20 - 40	20 - 30	10 - 20	отсутств.
Мхи	Древнее	Карбоновые мхи, пермские мезофитовые мхи.	Сфанговые мхи, гипновые мхи	15 - 20	8 - 10	30 - 40	10
	Современное			15 - 20	8 - 10	40 - 50	10
Папоротники, хвощи	Древнее	Карбоновые и пермские птеридоспермы, членисто-стебельные, папоротники.	Тросник, камыш, пушица, рогоз	10 - 15	3 - 5	40 - 50	20 - 30
	Современное			10 - 15	3 - 5	40 - 50	20 - 30
Древесные породы, кустарничковые	Древнее	Кордаиты, руфлории	Ель, пихта, ольха, береза, ива, сосна, лиственница	1 - 10	1 - 2	50 и более	30
	Современное			2 - 10	1 - 2	50	30
Травы	Древнее	Листостебельные мхи	Осока	5 - 10	5 - 10	50	20 - 30
	Современное			5 - 10	5 - 10	50	30

Примечание: Групповой состав древних растений принят по аналогии с современными растениями

Типовой и видовой состав флоры и групповой состав растительных тканей

Типы растений	Виды растений	Белки	Липиды	Углеводы (целюлоза)	Лигнин
Липидофиты	Водоросли	42	33	24	
Карбоновые мхи, пермские мезофитовые мхи.	Мхи	22	12	53	13
Карбоновые и пермские птеридоспермы, членисто-стебельные, папоротники.	Папоротники, хвощи	13	4	47	36
Кордаиты, руфлории	Древесные породы, кустарниковые	6	1	58	35
Листостебельные мхи	Травы	8	8	54	30

Расчётный групповой состав торфообразователей по региогоризонтам

Серия	Подсерия	Свита / Региогоризонт	Долевое участие, ед.	Долевое участие, %			
				Белки	Липиды	Углеводы (целлюлоза)	Лигнин
Кольчугинская (P _{2kl})	Ерунаковская (P _{2er})	Тайлуганская (P _{2tl})					
		Членисто-стебельные	0,38	5	2	18	14
		Птеридо-спермовые	0,24	3	1	11	9
		Кордаиты	0,38	2	0	22	13
		Групповой состав по свите	1	10	3	51	36
		Грамотеинская (P _{2gr})					
		Членисто-стебельные	0,12	1	0	6	4
		Птеридо-спермовые	0,29	4	1	14	11
		Кордаиты	0,59	3	1	34	21
		Групповой состав по свите	1	9	2	54	36
		Групповой состав болот верхних террас		9	3	52	36
	Ильинская (P _{2il})	Ленинская (P _{2ln})					
		М х и	0,15	3	2	8	2
		Членисто-стебельные, птеридо-спермовые	0,10	1	0	5	4
		Кордаиты	0,50	3	1	29	17
		Руфлории	0,25	1	0	15	9
		Групповой состав по свите	1	9	3	56	32
		Ускатская (P _{2usk})					
		М х и	0,29	7	3	15	4
		Кордаиты	0,12	1	0	7	4
		Руфлории	0,59	3	1	34	21
		Групповой состав по свите	1	11	4	57	28
		Групповой состав болот дельт и нижних террас		10	4	56	30
		Казанково-маркинская (P _{2kzm})					
		М х и	0,36	8	4	19	5
		Кордаиты	0,29	2	0	17	10
		Руфлории	0,36	2	0	21	12
		Групповой состав по свите	1	12	5	56	27
		Групповой состав болот прибрежно-дельтовой зоны		12	5	56	27

Продолжение таблицы 11

Б а л а х о н с к а я (C ₁ -P ₁ bl)	Верхнебалахонская (P ₁ bl)	Усятская (P ₁ us)					
		Кордаиты, руфлории	1,00	6	1	58	35
		Кемеровская (P ₁ km)					
		Кордаиты, руфлории	1,00	6	1	58	35
		Групповой состав по свитам	1	6	1	58	35
		Ишановская (P ₁ is)					
		Птеридо-спермовые	0,05	1	0	2	2
		Кордаиты, руфлории	0,95	6	1	55	33
		Групповой состав по свите	1	6	1	58	35
		Промежуточная (P ₁ pr)					
		Птеридо-спермовые	0,15	2	1	7	5
		Кордаиты, руфлории	0,85	5	1	49	30
		Групповой состав по свите	1	7	2	56	35
		Групповой состав болот верхних террас		6	1	57	35
	Нижнебалахонская (C ₂₋₃ bl)	Алыкаевская C3al)					
		Птеридо-спермовые	0,41	5	2	19	15
		Кордаиты	0,59	3	1	34	21
		Групповой состав по свите	1	9	2	54	36
		Мазуровская (C ₂ mz)					
		Липидофиты	0,07	3	2	2	0
		Птеридо-спермовые	0,50	6	2	23	18
		Кордаиты	0,43	3	1	25	15
		Групповой состав по свите	1	12	5	50	33
		Групповой состав болот дельт и нижних террас		10	4	52	34
	Острогская (C ₁₋₂ os)	Казеевская (C ₂ kzv)					
		Липидофиты	0,25	11	8	6	0
		Членисто-стебельные	0,75	9	3	35	27
		Групповой состав по свите	1	20	11	41	27
		Евсеевская (C ₁ ev)					
		Липидофиты	0,88	37	29	21	0
		Членисто-стебельные	0,13	2	1	6	5
		Групповой состав по свите	1	39	30	27	5
	Групповой состав болот дельт и нижних террас		29	21	34	16	

Результаты исследования углей тайлуганской и грамотеинской свит Увального месторождения и углей шахт «Большевик», «Распадская» и «Осинниковская» по пластам

Угли Увального месторождения и эталонные марочные угли	Показатели качества углей						Технологические показатели коксующихся свойств ед.						
	Зольность, %	Выход летучих веществ, %	Толщина пласт. слоя, мм	Витринит, %	Инертные компоненты, %	Отражение витринита, %	Пироллиз	Выход полукокса	Актив. пласт. масса, мм	Выход кокса	Структурная прочность	Коксуемость	Прочность тела кокса
	A^d	V^{daf}	y	V_t	$\sum OK$	Ro	$K^П$	$K^{ПК}$	АПМ	K^K	Пс	$K^{КС}$	$K^{ПКК}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
89	7,6	40	11	82	13	0,7	0,4	0,7	4	0,3	72	0,6	0,4
79а	6	39	12	83	15	0,8	0,4	0,7	5	0,3	72	0,7	0,5
ш. Большевик, пласт 30, ГЖО	8,6	39	13	81	14	0,8	0,4	0,7	6	0,3	73	0,8	0,6
78 н.п.	9	40	13	80	18	0,8	0,4	0,7	6	0,3	73	0,7	0,5
76	7,4	39	13	80	17	0,8	0,4	0,7	6	0,3	73	0,8	0,6
74	8,5	38	14	76	21	0,8	0,5	0,7	7	0,4	74	0,9	0,6
73	7,7	38	14	76	21	0,8	0,5	0,7	7	0,4	74	0,9	0,6
72	8,5	38	14	80	17	0,8	0,5	0,8	7	0,4	74	0,9	0,6
ш. Большевик, пласт 29, ГЖО	4,3	39	16	84	13	0,8	0,5	0,7	8	0,4	75	0,9	0,7
71 н.п.	8,5	38	15	82	15	0,8	0,5	0,7	8	0,4	75	0,9	0,7
70	7,9	38	17	83	13	0,8	0,6	0,7	10	0,4	76	1	0,8
69б-69а	7,7	38	18	79	17	0,8	0,6	0,7	11	0,5	77	1,1	0,8
69	8,3	38	19	84	14	0,8	0,6	0,7	12	0,5	77	1,1	0,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
68а-68	8,7	38	18	81	17	0,8	0,6	0,8	12	0,5	77	1,1	0,9
ш. Распадская, пласт 10, ГЖ	8,9	39	20	84	9	0,9	0,7	0,7	13	0,5	78	1,2	0,9
68а	9	37	20	84	14	0,8	0,7	0,8	14	0,5	78	1,3	1
68	8,8	37	19	81	16	0,8	0,7	0,8	13	0,5	77	1,2	0,9
67	7,3	38	20	82	16	0,9	0,7	0,8	13	0,5	78	1,2	0,9
66	7,6	38	21	84	14	0,9	0,7	0,8	15	0,6	79	1,3	1
ш. Полосухинская, пласт 29а, ГЖ	4,1	36	22	83	11	0,9	0,8	0,8	17	0,6	80	1,3	1,1
64	7	37	22	84	14	0,9	0,8	0,8	17	0,6	80	1,4	1,1
ш. Осиниковская, пласт Е5, Ж	7,5	34	30	86	7	1	1,2	0,8	36	0,9	85	2,1	1,8

Таблица 13
Результаты анализов угольных проб углей и их полукоксов для расчётов показателей коксующих свойств и ценности ископаемых углей.

№ проб	Место отбора пробы угля	Марка	Зольность угля, %	Выход летучих веществ угля, %	Витринит	Инертинит	Семивитринит	Липтинит	Минеральные примеси	Показатель отражения витринита, %	Толщина пластического слоя, мм
			A ^d	V ^{daf}	V _t	I	S _v	L	M	Ro	y
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
y10512	р-з Новоказанский, 48-2, исх.	Г(2)	3,5	41,4	79	12	3	2	4	0,72	14
y10516	р-з Новоказанский, 48-3, исх.	Г(2)	3,3	41,6	79	13	4	2	2	0,73	14
y10520	р-з Новоказанский, 48-3	Г(2)	4,3	40,0	76	15	5	1	3	0,73	15
y10510	р-з Тайбинский товарная проба	Г(1Г)	9,0	35,8	70	21	5	1	3	0,77	11
y10513	р-з Новоказанский, 48-4, исх.	Г(2)	6,4	42,9	85	8	2	1	4	0,72	14
y10521	р-з Новоказанский, 48-4, исх.	Г(2)	6,7	39,4	81	9	3	2	5	0,73	15
y10517	р-з Новоказанский, 48-4, исх.	Г(2)	3,2	41,4	80	13	3	2	2	0,72	16
10485	ш.Юбилейная товар	ГЖ(1ГЖ)	4,9	38,1	81	12	3	1	3	0,78	18
0919	Большевик, пл 30	ГЖО(2ГЖ О)	8,6	38,7	81	11	3		5	0,79	13
0921	ш.Большевик, пласт 29	ГЖ(2ГЖ)	4,3	39,0	84	11	2	1	2	0,82	16
0978	Большевик, товар кл -40	ГЖ(2ГЖ)	8,7	39,0	82	9	2	1	6	0,82	19
y0985	ш.Большевик, пласт 29	ГЖ(2ГЖ)	7,9	39,0	81	10	2	1	6	0,83	21
y0945	ш.Распадская, пл. 15	ГЖ(2ГЖ)	10,1	38,0	78	9	4	3	6	0,84	17
0924	Распадская, пласт 11	ГЖ(2ГЖ)	9,8	37,5	82	8	3	2	5	0,86	18
12438	ш.Полосухинская, пласт 29	Эталон ГЖ	4,1	36,4	83	9	3	2	3	0,85	22
y0927	ш.Распадская, пласт 10	ГЖ(2ГЖ)	8,9	39,4	84	7	2	2	5	0,86	21
0923	Распадская, пласт 9	ГЖ(2ГЖ)	8,8	38,0	84	7	2	1	6	0,88	22
0925	Распадская, пласт 7-7а	ГЖ(2ГЖ)	9,8	38,0	82	9	2	2	5	0,87	24

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	уч. Шурапский пл. Кемеровский	Ж(1Ж)	10,9	32,6	63	23	8		6	0,98	17
	уч. Шурапский пл. Кемеровский	Ж(1Ж)	8,2	31,3	57	31	5		7	0,97	15
	Монгольский уголь	Ж(1Ж)	10,4	28,4	53	28	11		8	1,08	15
0926	Распадская, пласт 7-7а	Ж(2Ж)	9,2	38,9	83	10	2	1	4	0,86	26
0938	Чертинская-Кокс., товарная	Ж(2Ж)	12,0	38,0	82	7	2	1	8	0,86	29
0941	Чертинская-Южная, товарная	Ж(2Ж)	11,5	37,8	80	9	2	1	8	0,87	31
0942	Чертинская-Южная, пласт 6	Ж(2Ж)	7,9	36,5	84	8	2	1	5	0,86	32
08315	уч. Шурапский, пл. Кемеровский	Ж(2Ж)	8,5	32,2	59	28	6	2	5	0,98	20
12538	ш. Осинниковская, пласт Е5	Эталон Ж	7,3	32,6	84	11	2	0	3	0,99	29,0
09153	ш. Осинниковская, товар	Ж(2Ж)	5,8	32,5	84	10	2		4	0,99	29
у10509	р-з Тайбинский пл. Пров III Внутреннего	К(К1)	7,8	27,3	57	32	8		3	0,97	17
10496	р-з Ольжерасский	К(1К)	4,4	25,8	56	37	4	1	2	1,08	13
у09127	р Новобачатский, пл Внутр уч. I СВ	К(1К)	4,8	25,0	64	24	9		3	1,12	16
09112	р. Новобачатский, пластовая	К(1К)	6,1	24,7	55	29	11		5	1,11	15
	ш. Красногорская VI Внутренний	К(1К)	4,6	23,5	61	27	9		3	1,22	16
098	ООО "Эдельвейс", марка К	К(2К)	7,7	23,1	59	29	7		5	1,30	14
у099	ООО "Эдельвейс" IV Внутренний	К(2К)	4,8	22,1	58	30	8		4	1,31	17
08137	р. Сарбалинский, пласт I	К(2К)	9,0	19,7	70	17	6		7	1,47	13
11291	ш. "Конюхтин-ская-Южная"- ст. Забойщик, партия №56 от 27.10.11	КО(1КО)	10,3	24,0	37	42	11		10	1,10	10
10495	ш. Распадская Коксовая р-з Ольжерасский	КО КО(1КО)	9,5 6,6	23,6 26,5	43 38	40 47	9 8	2	8 5	1,24 0,93	11 10

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
у09108	уч. Шурапский пл. Кемеровский	КО(1КО)	9,2	26,3	50	34	10		6	0,98	11
у1103	р Новобачатский, склад	КО(1КО)	11,0	23,0	45	37	9		9	1,10	10
у1110	Анжерская Южная	КО	9,2	18,8	41	39	14		6	1,30	10
8457	Нерюнгри	КО	11,7	21,4	63	17	7		13	1,26	14
08259	уч. Шурапский пл. Волковский	КСН	5,7	24,5	30	56	8		6	1,03	7
08313	уч. Шурапский, пл. Волковский	КСН	6,3	26,2	28	55	12	1	4	1,01	9
08306	уч. Шурапский, пл. Подволоцкий	КСН	6,1	24,2	29	55	11		5	1,00	6
у09107	уч. Шурапский, пл. Волковский	КСН	5,9	25,2	40	49	5	1	5	1,03	8
у1104	р Новобачатский, уч. I СЗ	КС(1КС)	9,6	18,2	42	45	6		7	1,18	6
у1108	Красный Брод	КС	5,0	20,2	42	44	11		3	1,19	7
10491	ш. Южная	КС	8,7	18,3	39	50	7		4	1,27	9
12529	р-з Томусинский	КС(1КС)	7,2	21,3	58	32	6		4	1,26	8
08230	р. Междуреченский, пласт IV-V (30:70)	Эталон КС	6,3	18,4	52	34	9	0	5	1,40	8,0
у1102	уч. Сарбалинский, пласт 3а	ОС(1ОС)	5,9	18,7	69	22	5		4	1,52	11
10494	ш/у Анжерское	СС	7,7	16,3	30	52	12		6	1,27	4
	р-з Междуреченский	ТС (1ТС)	6,1	17,9	52	36	5		7	1,48	5
	Апсатский уголь	К(2К)	9,0	19,5	77	14	3		6	1,44	19
	Классическая шихта	К(1К)	8,0	24,0	67	26	2		5	1,17	15,5
	Эталонная шихта Станкевича		8,9	25,2	68	25	1		6	1,26	17
	Оптимальная шихта Станкевича		8,9	25,2	66	27	1		6	1,13	18
	Эталонная шихта Методики ВУХИН		8,0	28,0	70	23	1		6	1,17	15,5

Сводная таблица петрографического состава углей по бассейнам
(И.В. Ерёмин, Т.М. Броновец. 1994)

Бассейн, район, месторождение, серия, свита, пласт	Геоло- гиче- ский воз- раст	Группы микрокомпонентов в чистом угле, %				
		Витри- нит	Семиви- трипит	Инерти- нит	Липти- нит	Фюзенизи- рованные микроком- поненты
1	2	3	4	5	6	7
Кузнецкий, Кольчугинская серия, свиты:	P ₂	82	4	12	2	15
Тайлуганская	"	73	6	18	3	22
Грамотеинская	"	78	5	14	3	18
Ленинская	"	84	4	10	2	13
Ускатская	"	87	4	8	1	11
Казанково- маркинская	"	89	3	8	.	10
Тунгусский, центральная часть, свиты:						
Пеляткинская	P ₂	75	8	17	Доли	23
Дегалинская	"	68	10	20	2	26
Тунгусский, Бургуклинская свита	P ₁	20	5	75	Доли	78
Норильское месторождение	"	52	3	45		47
Кузнецкий, балахонская серия, свиты:	P ₁	50	7	42	1	47
Усятская	"	65	3	32	-	35
Кемеровская	"	46	7	45	2	50
Ишановская	"	45	10	44	1	50
Промежуточная	"	45	8	46	1	51
Кузнецкий, балахонская серия, свиты:	C ₂ -C ₃	50	12	39		50
Алыкаевская	"	56	7	37	-	50
Мазуровская	"	44	16	40		50

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
Карагандинский, Тентекский район, Тентекская свита, пласты:	C ₂ -C ₃	70	7	17	7	21
T ₁₇	"	67	6	24	3	28
T ₁₅	"	66	9	22	3	28
T ₁₂	"	69	6	19	6	23
T ₉	"	74	10	14	2	21
T ₅	"	71	9	18	2	24
T ₃	"	63	8	22	7	27
T ₁	"	75	6	11	8	15
Долинская свита, пласты:						
D ₁₁	C ₂	70	5	13	12	16
D ₁₀	"	70	6	16	8	20
D ₉	"	81	4	5	10	8
D ₇	"	60	9	24	7	30
D ₆	"	70	6	15	9	19
D ₅	"	71	6	19	4	23
D ₄	"	61	6	21	12	25
D ₁	"	81	2	8	9	9
Карагандинския, районы	C ₁	55	13	28	4	37
K ₂₀	"	75	5	15	5	18
K ₁₈	"	60	13	21	6	29
K ₁₄	"	48	13	34	5	43
K ₁₃	"	52	12	33	3	41
K ₁₂	"	44	20	33	3	46
K ₁₁	"	54	7	35	4	40

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
K ₁₀	"	54	15	29	2	39
K ₇	"	54	11	31	4	38
K ₄	"	55	12	29	4	37
K ₃	"	61	8	27	4	32
K ₂	"	56	10	31	3	38
K ₁	"	52	14	33	1	42
Ашлярикская свита, пласты:						
a ₁	"	49	35	15	1	38
a ₃	"	61	12	27	1	35
a ₅	"	61	14	21	4	30
a ₇	"	54	15	31	Доли	41
a ₁₂	"	56	15	29	"	39
a ₁₅	"	53	23	24	"	39
Экибастузский, Карагандинская свита, пласты:						
1a	C ₁	54	9	26	11	32
1	"	53	6	35	6	39
2	"	41	9	43	7	49
3a	"	50	6	36	8	40
3б	"	42	7	45	6	50
3в	"	49	5	37	9	40
3г	"	48	4	39	9	42
3д	"	44	6	38	12	42
3е	"	42	8	42	8	47
3ж	"	41	5	45	9	48
3з	"	44	7	41	8	46

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
Кизеловский, пласты:						
13	C ₁	44	6	21	37	25
11	"	41	6	21	32	25
9	"	50	9	20	21	26
5	"	52	6	19	23	23
Печорский, Интинская свига, месторождения:						
Рудницкая свига,	P ₂	75	7	17	2	22
Воркутское	"	73	7	18	2	23
Воргашорское	"	70	9	19	2	25
Усинское	"	75	4	19	2	21
Хальмерьюское	"	76	8	16	-	21
Верхнесырьягинское	"	77	8	15	-	20
Нижнесырьягинское	"	68	9	20	3	34
Интинское	"	84	3	12	1	15
Кожинское	"	82	6	11	1	15
Печорская серия, месторождения:						
Паембойское	"	73	6	20	1	24
Сейдинское	"	71	8	20	1	25
Печорский, Рудницкая нодсиита, месторождения:						
Хальмерьюское	"	74	8	18	-	24
Верхнесырьягинское	"	81	7	12	-	16
Нижнесырьягинское	"	71	9	18	2	24
Воркутское, части:						
Восточная	"	74	8	18	-	24
Центральная	"	66	8	23	3	28
Северо-Западная	"	79	10	9	2	15
Воргашорское, пласт		70	9	19	2	25
Мощный						
Усинское	"	75	4	19	2	21
Юньягинское	"	79	6	15	-	19
Донецкий, районы						
Краснодонский,	C ₂	79		11	10	11
13	"	78	-	11	11	11

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
Лисичанский, пласты:						
К8	"	74	-	12	14	12
К2	"	73	-	14	13	14
ІЗ	"	79	-	9	12	9
Марьевский, пласты:						
К8	"	75	-	11	14	11
К2	"	71	-	15	14	15
ІЗ		78	-	10	12	10
Алмазный, пласты:						
К8	"	90		9	1	9
ІЗ	"	82		18		18
Ново-Московский	С ₂	77		12	11	12
Петропавловский	"	84		9	7	9
Южно-Донбасский	"	83		7	10	7
Центральный	"	88		10	2	10
Донецкий, районы	С ₁	54	3	22	22	23
Южно-Донбасский	"	63		23	14	23
Петриковский, пласты:						
С5	"	48	1	25	26	26
С1	"	54	2	21	23	22
Новомосковский, пласты:						
С17	"	51	2	20	27	21
С10	"	53	2	20	25	21
С9	"	52	3	23	22	25
С18	"	51	3	23	23	25
С17	"	54	3	22	21	24
С16	"	54	3	24	19	26
С5	"	51	3	23	23	25
С4	"	51	3	25	21	27
С1	"	53	3	21	21	23
Павлоградско- Петропавловский, пласты:						
С12	"	52	2	21	24	22
С10	"	54	4	20	22	22

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
C8	"	55	4	20	21	22
C7	"	53	3	20	24	22
C6	"	55	5	20	20	23
C5	C ₁	57	3	20	20	22
C4	"	55	2	22	21	23
C1	"	56	4	21	19	23
Львовско-Волынский, Волынское, пласты:						
п8	C ₁	75	1	14	10	15
п7	"	68	1	21	10	21
Межреченское, пласты:						
п9	"	70	2	19	9	20
пв8	"	76	5	13	6	16
пв7	"	70	1	19	10	20
пн7	"	74	2	15	9	16
Подмосковный	C ₁	40-52	8-20	20-35	5-25	20-39

Таблица 15

Расчётные генетические и технологические показатели каменных
спекающихся углей по маркам и ценности
(по базовым данным И.В. Ерёмкина, Т.М. Броновец. 1994).

Марка Г (y=13 мм)

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	y	Пв	K ^{ГП}	K ^{ГС}	K ^{КС}	K _{ПТК}	ПГЦ
Г	Донецкий	0,69	39,5	86	13	0,66	0,49	0,19	0,73	0,54	0,36
Г	Кузнецкий	0,73	38,6	86	13	0,48	0,62	0,31	0,76	0,55	0,46
Г	Печорский	0,75	36,0	76	13	0,56	0,51	0,15	0,85	0,62	0,43
		0,72	38,0	82	13	0,57	0,54	0,22	0,78	0,57	0,42

Марка Г (y=17 мм)

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	y	Пв	K ^{ГП}	K ^{ГС}	K ^{КС}	K _{ПТК}	ПГЦ
Г	Донецкий	0,73	38,6	88	17	1	0,56	0,14	1,00	0,76	0,56
Г	Кузнецкий	0,77	37,9	89	17	0,48	0,68	0,27	1,00	0,76	0,49
Г	Печорский	0,76	37,8	86	16,82	0,56	0,59	0,17	1,00	0,76	0,59
		0,75	38,1	88	17,00	0,57	0,61	0,19	1,00	0,76	0,55

Марка ГЖ (y=17 мм)

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	y	Пв	K ^{ГП}	K ^{ГС}	K ^{КС}	K _{ПТК}	ПГЦ
ГЖ	Донецкий	0,74	38,1	85	17	0,66	0,63	0,21	1,01	0,77	0,47
ГЖ	Кузнецкий	0,75	39,8	94	17	0,48	0,71	0,32	0,95	0,72	0,49
ГЖ	Печорский	0,77	36,4	83	17	0,53	0,64	0,19	1,06	0,80	0,48
		0,75	38,1	87	17	0,55	0,66	0,24	1,01	0,76	0,48
ГЖ	Донецкий	0,78	37,9	88	21	0,66	0,69	0,17	1,24	0,97	0,54
ГЖ	Кузнецкий	0,83	37,5	92	21	0,48	0,76	0,23	1,28	1,01	0,58
Ж	Печорский	0,85	35,4	84	21	0,56	0,65	0,05	1,40	1,11	0,91
		0,82	36,9	88	21,1	0,57	0,70	0,15	1,31	1,03	0,68

Марка Ж (у=21 мм)

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	у	Пв	К ^{ГП}	К ^{ГС}	К ^{КС}	К _{ПТК}	ПГЦ
Ж	Донецкий	0,77	37,3	91	21	0,66	0,63	0,10	1,28	1,01	0,81
Ж	Донецкий	0,77	38,3	91	21	0,66	0,63	0,12	1,23	0,97	0,78
Ж	Донецкий	0,77	39,3	91	21	0,66	0,63	0,14	1,18	0,93	0,75
		0,77	38,3	91	21	0,66	0,63	0,12	1,23	0,97	0,78
Ж	Кузнецкий	0,82	37,1	93	21	0,48	0,76	0,22	1,29	1,01	0,58
Ж	Кузнецкий	0,82	38,1	93	21	0,48	0,76	0,25	1,24	0,98	0,57
Ж	Кузнецкий	0,82	39,1	93	21	0,48	0,76	0,27	1,19	0,94	0,56
Ж	Кузнецкий	0,86	35,1	87	21	0,48	0,75	0,16	1,40	1,10	0,60
Ж	Кузнецкий	0,86	36,1	87	21	0,48	0,75	0,18	1,34	1,06	0,59
Ж	Кузнецкий	0,86	37,1	87	21	0,48	0,75	0,21	1,29	1,02	0,58
		0,84	37,1	90	21	0,48	0,76	0,22	1,29	1,02	0,58
Ж	Печорский	0,83	35,5	86	21	0,56	0,65	0,07	1,37	1,08	0,89
Ж	Печорский	0,83	36,5	86	21	0,56	0,65	0,09	1,32	1,04	0,85
Ж	Печорский	0,83	37,5	86	21	0,56	0,65	0,12	1,27	1,00	0,82
		0,83	36,5	86	21	0,56	0,65	0,09	1,32	1,04	0,85
	Общее	0,81	37,3	89	21	0,57	0,68	0,14	1,28	1,01	0,74

Марка Ж (у=26 мм)

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	у	Пв	К ^{ГП}	К ^{ГС}	К ^{КС}	К _{ПТК}	ПГЦ
Ж	Донецкий	0,91	34,4	87	26	0,66	0,67	-0,08	1,78	1,46	1,20
Ж	Печорский	0,95	34,5	91	26	0,56	0,79	0,03	1,76	1,45	1,39
		0,93	34,4	89	26	0,61	0,73	-0,02	1,77	1,45	1,29
Ж	Донецкий	0,95	32,4	85	26	0,66	0,67	-0,18	1,95	1,60	1,29
Ж	Кузнецкий	1,00	32,9	94	26	0,48	0,94	0,14	1,85	1,52	1,74
Ж	Печорский	1,01	32,1	88	26	0,56	0,81	-0,02	1,92	1,57	1,55
Ж	Карагандинский	1,01	31,5	83	26	0,67	0,76	-0,13	2,03	1,68	1,54
		0,99	32,2	88	26	0,59	0,79	-0,05	1,94	1,59	1,53
		0,96	33,3	88	26	0,60	0,76	-0,04	1,85	1,52	1,41

Марки К, КС

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	y	Пв	К ^{ГП}	К ^{ГС}	К ^{КС}	К _{ПТК}	ПГЦ
К	Донецкий	1,50	19,1	85	13,6	0,66	1,04	0,15	1,92	1,41	1,98
К	Кузнецкий	1,16	22,1	48	13	0,48	0,57	-0,14	1,54	1,13	0,89
К	Печорский	1,38	21,5	79	15,1	0,56	0,98	0,13	1,86	1,39	1,82
К	Карагандинский	1,48	17,9	73	13	0,67	0,96	0,06	1,94	1,42	1,87
		1,38	20,2	71	13,6	0,59	0,89	0,05	1,81	1,34	1,64
КС	Карагандинский	1,37	18,7	52	13	0,67	0,60	-0,28	1,89	1,38	1,14
КС	Донецкий	1,54	18,3	90	13	0,66	0,66	0,66	1,32	0,01	0,87
		1,46	18,5	71	13	0,67	0,63	0,19	1,60	0,70	1,01

Марки КС, ОС

Марка	Местоположение	Ro	Vdaf	СК	y	Пв	К ^{ГП}	К ^{ГС}	К ^{КС}	К _{ПТК}	ПГЦ
КС	Кузнецкий	1,50	17,5	65	8	0,48	0,98	0,43	1,17	0,81	1,14
ОС	Печорский	1,66	16,2	86	8	0,56	1,29	0,69	1,29	0,90	1,67
КС	Карагандинский	1,56	15,7	52	8	0,67	0,69	0,03	1,39	0,97	0,95
		1,57	16,5	68	8	0,57	0,99	0,38	1,28	0,89	1,25
КС	Кузнецкий	1,54	16,0	61	6	0,48	0,94	0,47	1,01	0,69	0,95
КС	Кузнецкий	1,54	17,0	61	6	0,48	0,94	0,50	0,94	0,64	0,89
		1,54	16,5	61					0,97	0,66	0,92
ОС	Печорский	1,70	15,7	78	6	0,56	1,19	0,67	1,11	0,76	1,32
КС	Карагандинский	1,65	15,2	52	6	0,67	0,73	0,18	1,15	0,78	0,83
ОС	Донецкий	1,66	16,2	89	10	0,66	1,30	0,51	1,69	1,20	2,20
ОС	Кузнецкий	1,38	18,8	57	10	0,48	0,79	0,13	1,43	1,01	1,13
КС	Карагандинский	1,48	16,8	52	10	0,67	0,66	0,09	1,60	1,14	1,05
		1,51	17,3	66	10	0,60	0,92	0,18	1,57	1,12	1,46
ОС	Донецкий	1,57	17,6	89	12	0,66	1,21	0,35	1,84	1,33	2,23
ОС	Кузнецкий	1,34	19,8	61	12	0,48	0,48	0,48	1,62	1,17	0,78
КС	Карагандинский	1,41	17,8	52	12	0,67	0,67	0,67	1,34	0,01	0,90
		1,44	18,4	67	12	0,60	0,79	0,50	1,60	0,84	1,30



Федеральная таможенная служба
Центральное экспертно-криминалистическое
таможенное управление
**ЭКСПЕРТНО-КРИМИНАЛИСТИЧЕСКАЯ
СЛУЖБА - РЕГИОНАЛЬНЫЙ ФИЛИАЛ**
г. Новосибирск

ул. Королева, 40, г. Новосибирск, 630015
Тел./факс: (383) 279-24-40, 279-33-66
E-mail: eks1_stu@ngs.ru
ОКПО 29449896, ОГРН 1037739150866
ИНН 7708197861 / КПП 540102001

08.10.2012 № 01-0117/3854

ЭП с досылком

Вр. генеральному директору
ОАО «ВУХИН»
В.С. Загайнову

620990, г. Екатеринбург, Россия,
ул. 8 Марта, 14

На № _____ от _____

О принятии в практику
результатов НИР

Уважаемый Владимир Семёнович!

В ответ на Ваше письмо от 28.09.2012 №025-2125 сообщая следующее. Отчёт о научно-исследовательской работе, выполненной ФГУП ВУХИН в 2011 г и включающей проект "Методических рекомендаций по дифференциальной идентификации углей, полукоксов и коксов группы 27, позиции 2701, 2702 и 2704, субпозиции 2701 11, 2701 12 ТН ВЭД" был одобрен на заседании Научно-технического совета ЦЭКТУ. В соответствии с приказом ЦЭКТУ от 22.02.2012 №79 отчёт внесен в реестр учёта ЦЭКТУ и результат НИР внедряется в экспертную практику.

На основе материалов отчёта по выполнению НИР подготовлена методика экспертного исследования товаров "Методических рекомендаций по идентификации и исследованию угольной продукции в таможенных целях". Из отчёта по НИР в них включены предложения по критериям идентификации, согласующиеся с действующей редакцией ТН ВЭД ТС. В том числе, в качестве дополнительных научно-практических диагностических признаков – предложенные ВУХИН показатели спекаемости углей для разграничения коксующегося угля (толщина пластического слоя (y) и индекс свободного вспучивания (SI)), а также зольность (не более 2%) и удельное электрическое сопротивление (после прокаливании при 1300°C не более 800 Ом/см) для разграничения кокса, предназначенного для производства электродов.

Сообщаем также, что в отчёте по НИР были даны предложения по конкретизации применяемой терминологии и наименований товаров с помощью необходимого набора количественных признаков, а также по усовершенствованию классификации ЕТН ВЭД ТС, которые требуют обязательного нормативно-правового регулирования. Данные предложения доведены до всех экспертных служб ЦЭКТУ. В настоящее время поступают мнения специалистов относительно перспективы их нормативно-правового закрепления, возможного путём подачи предложений по внесению изменений в ТН ВЭД ТС.

Начальник службы

В.И. Краснов,
тел. 8-383-2-792998

Т.В. Верещагина

018083

УТВЕРЖДАЮ
Начальник ЭКС-филиала ЦЭКТУ
г. Новосибирск



В.И. Краснов

АКТ

внедрения диагностических критериев
для выделения коксующихся углей

В ЭКС-филиале ЦЭКТУ г. Новосибирск – экспертно-криминалистической службе – филиале Центрального экспертно-криминалистического таможенного управления – органа, уполномоченного на проведение таможенных экспертиз, сертифицированного в системе добровольной сертификации "Оборонный регистр", с 22.02.2012 применяются диагностические критерии для выделения коксующихся углей, разработанные ФГУП ВУХИН в 2011 г.

При разработке методики идентификации углей для целей классификации в соответствии с товарной номенклатурой внешнеэкономической деятельности – ТН ВЭД ЕАЭС, предназначенной для проведения таможенных экспертиз угольной продукции применены критерии:

- толщина пластического слоя (γ) более 13 мм или индекс свободного вспучивания (SI) – более 4 для углей с выходом летучих веществ (V^{daf}) 30 - 41%,
- толщина пластического слоя (γ) – более 8 мм или SI – более 2 для углей интервале $V^{daf} = 19-30\%$.

Начальник отделения экспертизы
материалов веществ и изделий

А.А. Гусев