

НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНЫ
Институт геологических наук

На правах рукописи

УДК 553.947[552.574+550.42](477)

ИВАНОВА АРИАДНА ВИКТОРОВНА

**ГЕНЕЗИС И ЭВОЛЮЦИЯ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ УКРАИНЫ
И ПРОБЛЕМЫ ИХ ОСВОЕНИЯ**

04.00.01 – Общая и региональная геология

Диссертация на соискание ученой степени
доктора геологических наук

Научный консультант –
доктор геол.-мин. наук,
академик НАН Украины,
Гожик П. Ф.

Киев – 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Основные этапы развития научной мысли при изучении геологического строения месторождений и свойств соленых углей	13
2. Геотектонические и геотермальные условия формирования угленосных формаций	59
2.1. Доно-Днепровский палеозойский прогиб	59
2.1.1. Геотектонические условия	61
2.1.2. Геотермические условия	68
2.1.3. Условия торфонакопления. Угленосность	72
2.1.4. Условия формирования вещественно-петрографического состава углей	77
2.1.5. Соленые угли Доно-Днепровского прогиба	92
2.2. Львовский палеозойский прогиб	115
2.2.1. Геотектонические условия	115
2.2.2. Геоструктурное положение и тектоническое строение	117
2.2.3. Геотермические условия	118
2.2.4. Условия торфонакопления. Угленосность	120
2.2.5. Условия формирования вещественно-петрографического состава углей	123
2.3. Преддобруджинский палеозойский прогиб	132
2.3.1. Геотектонические условия	132
2.3.2. Геоструктурное положение и тектоническое строение	134
2.3.3. Геотермические условия региона	136
2.3.4. Условия торфонакопления. Угленосность	139
2.3.5. Условия формирования вещественно-петрографического состава углей	141

2.4. Условия формирования углей палеоген-неогенового возраста_____	145
3. Условия формирования соленых углей_____	168
3.1. Геолого-генетические факторы засоления_____	168
3.2. Петрохимические факторы засоления_____	198
3.3. Формы связи натрия и хлора с органическим веществом угля_____	216
4. Роль постдиагенетических процессов в эволюции соленых углей_____	226
5. Проблемы и перспективы освоения соленых углей_____	238
5.1. Роль соединений щелочных металлов в образовании золowych отложений на поверхностях нагрева и коррозионные свойства соленых углей_____	238
5.2. Химико-технологические критерии классификация углей по солености_____	242
5.3. Перспективы использования соленых углей_____	247
Заключение_____	264
Литература_____	273
Приложение А_____	317
<i>Таблица А.1. Характеристики качества углей с повышенным содержанием Na и Cl месторождений мира_____</i>	<i>317</i>
<i>Таблица А.2. Характеристики качества углей с повышенным содержанием Na и Cl Днепровско-Донецкой впадины_____</i>	<i>325</i>
<i>Таблица А.3. Микрокомпонентный состав бурого угля пласта II шахты 33 Ильницкого месторождения в пересчете на органическое вещество_____</i>	<i>335</i>

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Автором предлагается концепция засоления органического вещества угля в стадию седиментодиагенеза (Иванова, 1981). Образование соленых углей – закономерное следствие определенных условий геологического прошлого Земли, в частности периодов активизации эндогенных процессов, сопровождающихся трансгрессиями и регрессиями моря и интенсивным вулканизмом. Во всех известных случаях геоэкологические обстановки формирования соленых углей характеризовались наличием источника солей в торфяную стадию. В паралических бассейнах таким источником была морская вода, в областях развития галогенных образований – продукты их разрушения, в регионах с проявлением активного магматизма – производные магматической и постмагматической деятельности.

С позиции концепции седиментодиагенетического засоления углей можно эффективно решать целый ряд различных геологических задач, что свидетельствует о научной ценности предлагаемой работы.

Геологический аспект проблемы соленого угля имеет и чисто прикладной интерес, ибо тесно связан с технологическими задачами его освоения.

По данным Института мировой экономики и международных отношений РАН (ИМЭМО РАН) энергосистемы большинства развитых стран, таких как США, Германия и др., основаны на угольной генерации. В настоящее время угольная отрасль обеспечивает более 40% мирового производства электроэнергии и 24% тепловой. По прогнозам Международного энергетического агентства (World Energy Outlook Special Report 2015: Energy and Climate Change) уголь будет играть основную роль в энергетическом обеспечении многих стран мира еще длительное время и главным поставщиком энергии останутся крупные тепловые электростанции, работающие на угле. Ведь запасы угля велики и имеются более чем в 50 странах мира. Его разведанных запасов при существующем

уровне добычи хватит еще на 200 лет, нефти – на 40, газа – на 60. Поступление же вредных веществ в атмосферу при сгорании угля можно значительно сократить за счет совершенствования технологий сжигания и очистки газовых выбросов. Этот прогноз в полной мере относится и к Украине. Что касается ядерной энергетики Украины, то с ее нерешенными проблемами захоронения и переработки ядерных отходов она будет испытывать постоянную конкуренцию с угольной генерацией [Власенко и др., 2014].

Неуклонный рост объемов применения в качестве энергоносителя углеводородного сырья и обострение проблемы обеспечения Украины энергетическими ресурсами вызывает необходимость замены углеводородов отечественным углем, геологические запасы которого позволяют удовлетворить потребности национальной экономики, в частности тепловой энергетики, промышленности и коммунального хозяйства. Однако сокращение ресурсов топливно-энергетического сырья наряду с усложнением условий его разработки обуславливает необходимость привлечения в эксплуатацию новых угольных месторождений, в том числе так называемых соленых углей. Соленые угли по качественным показателям и запасам наиболее перспективны среди некондиционного энергетического сырья. В Украине месторождения соленых углей расположены в Западном (Петриковское, Новомосковское месторождения) и Северном (Старобельская угленосная площадь с Богдановским и Петровским месторождениями) Донбассе. Месторождения разведаны и характеризуются неглубоким залеганием угольных пластов, разведанные запасы которых превышают 25 млрд. т [Белецкий и др., 1998]. Тем не менее соленые угли не используются в связи с повышенным содержанием в них натрия и хлора, которые нарушают нормальную эксплуатацию котельных установок, способствуя образованию на поверхностях нагрева золовых отложений, их зашлаковыванию и коррозии. Как отечественная, так и зарубежная энергетика не имеют

опыта промышленного сжигания соленого угля, также не найдено рациональных методов его обессоливания. Отсюда следует необходимость его дальнейшего изучения для изыскания эффективных способов его наземной или подземной переработки, которые отвечали бы требованиям экономичности, комплексного использования сырья и охраны окружающей среды.

Связь работы с научными программами, планами, темами.

Диссертационная работа выполнялась в соответствии с планами научно-исследовательских работ отдела геологии угольных месторождений Института геологических наук НАН Украины по темам: «Изучить геологические и геохимические особенности углей Донбасса с высоким содержанием щелочей с целью подготовки рекомендаций производственным организациям» (№ гос. регистрации 79076294, 1979 - 1981 гг.); «Палеотектонические и палеогеографические условия формирования угленосных образований территории УССР» (№ гос. регистрации 39-86-201/8); «Історико-генетичні особливості етапів вуглеутворення в геологічній структурі України» (№ держ. реєстрації 0298U001754); «Етапи утворення вуглецевих формацій в геологічних структурах України та суміжних територій» (№ держ. реєстрації 0109U001078); «Геодинаміка вугленосних формацій України» (№ держ. реєстрації 0114U000548).

Цель исследований – обосновать положение, что формирование соленого угля, являющегося закономерным следствием геологического прошлого Земли, связано со стадией седиментодиагенеза, а его дальнейшая эволюция определяется постдиагенетическими процессами.

В связи с этим было целесообразно решить следующие задачи:

- на основании анализа физико-химических свойств торфов и углей выделить стадию преобразования органического вещества, наиболее благоприятную для его засоления;
- установить роль геодинамических (геотектонических) условий в

формировании угленосных формаций, содержащих угли с определенным вещественно-петрографическим составом, в том числе соленые;

- определить уровень геодинамической и геотермической активности региона в период формирования исследуемых угленосных формаций;

- выявить роль постдиагенетических процессов, в первую очередь метаморфизма, на расслоение углей.

Так как направленность этих исследований в значительной степени определяется практическими требованиями использования соленых углей, следовало

- оценить, исходя из анализа форм связи натрия и хлора с органическим веществом бурого и каменного угля, целесообразность применения тех или иных методов обессоливания.

Объектом исследования являются угленосные формации, содержащие соленые угли.

Предмет исследования – генезис и трансформация соленого угля под воздействием постдиагенетических факторов.

Методы исследования. Угли месторождений изучались петрографическими, химическими и физическими методами. Петрографический состав углей с подсчетом микрокомпонентов исследовался в прозрачных двусторонне полированных шлифах и аншлифах в проходящем и отраженном свете. Измерения показателя отражения витринита как наиболее надежного критерия диагностики палеогеотермических условий недр проводились в основном на усовершенствованной автором установке ПООС-1, смонтированной на микроскопе МИН-9, в поляризованном свете в воздухе (R^a) и в масляной иммерсии (R^o) с использованием стандартных эталонов [Иванова, 1971; Иванова, 1974], а также на установке ИГиРГИ МИМ-7 в масле с использованием эталона ТФ-5 при 546 нм. Показатели отражения витринита определены по 1827 аншлифам. Полученные данные использовались по предложенной автором методике [Иванова, 1992;

Иванова, Гаврильцев, 2010] для проведения палеогеотермических и палеотектонических реконструкций. Для установления характеристик углей с повышенным содержанием натрия и хлора выполнены технический (по 635 образцам) и элементный (по 477 образцам) анализы углей, водных вытяжек (470 проб), определения температуры плавления золы (102 пробы) и ее химического состава (310 проб). Преобладающее количество исследованных образцов относится к каменноугольным отложениям Доно-Днепровского прогиба. Кроме того, обобщен накопившийся по рассматриваемым регионам литературный и фондовый материал. Полученные данные комплексно обрабатывались с привлечением аппарата математической статистики для анализа полученных результатов исследования и построения иллюстративного картографического материала. Анализировались вероятные пути использования соленых углей и их обессоливания для получения обогащенного топлива.

Научная новизна полученных результатов.

1. Впервые на основании комплекса показателей, полученных при анализе геологического строения изучаемых объектов, фациальных условий торфонакопления, физико-химических свойств торфов и углей, петрохимических характеристик углей, обосновывается концепция седиментодиагенетического засоления углей.

2. Обосновано положение, что основным источником засоления каменноугольных торфяников палеозойских прогибов Украины, включая Днепровско-Донецкую впадину, где развита соляная тектоника, являлась морская вода.

3. Получило дальнейшее развитие представление о роли постседиментационных преобразований, в частности метаморфизма, в обессоливании углей при соответствующем тектоническом режиме, определяющем физические и реологические свойства угля и гидрогеологические условия углепородного массива, обеспечивающих

вынос выделяющихся из углей продуктов метаморфизма.

4. Обосновано положение, что соленые угли не являются случайным образованием различного генезиса, и их формирование – закономерный итог определенных условий, имеющих место в геологической истории таких регионов, как Складчатый Донбасс, Днепровско-Донецкая впадина, Львовско-Волынский бассейн и Преддобруджинский прогиб, в которых соленые угли установлены впервые.

5. Впервые с позиций концепции седиментодиагенетического засоления углей и их эволюции под действием метаморфизма и изменения тектонического положения углепородного массива подтверждена точка зрения об инверсии Донбасса на рубеже С-Р (уральской фазы тектогенеза).

6. Обосновано положение, что раннепермский эвапоритовый бассейн Доно-Днепровского прогиба является десцендентно-седиментационным, одним из источников поступления солей в который была разрушающаяся толща угленосных отложения карбона.

7. Впервые акцентируется внимание на том принципиальном обстоятельстве, что бурые и каменные угли требуют разного подхода при разработке методов их обессоливания, так как содержащийся в них натрий имеет с органическим веществом разные формы связи: в бурых углях преобладает натрий в составе нерастворимых в воде гуматов, в каменных углях превалирует натрий в водорастворимой форме.

Практическое значение полученных результатов. Исходя из концепции седиментодиагенетического засоления углей можно эффективно решать целый ряд различных геологических задач, например, восстановление палеогеографических условий торфонакопления, прогнозирование наличия соленых углей в том или ином регионе или геологической формации, корреляцию геологических событий и уточнение истории геотектонического развития угленосных бассейнов, уточнение солевого баланса эвапоритовых бассейнов и др. Геологическая и гносеологическая стороны феномена соленого угля, как указывалось выше,

тесно связаны с технологическими задачами его освоения. Всестороннее изучение свойств соленого угля, критический анализ его классификационных характеристик, методов использования и обогащения позволили автору рекомендовать наиболее объективные, с его точки зрения, оценочные параметры и заострить внимание на специфике условий выделения из угля натрия и хлора, а также на разных формах связи натрия с органическим веществом бурых и каменных углей, что имеет принципиальное значение при разработке методов его обессоливания.

Личный вклад автора. Автором осуществлена постановка темы и задач исследований, анализ, обобщение и интерпретация собранного им большого фактического материала, обоснована концепция седиментодиагенетического засоления углей, показана роль постдиагенетических процессов в рассолонении углей. Работы по определению показателя отражения витринита выполнены автором. Петрографические исследования углей в прозрачных двусторонне полированных шлифах проводились Л.Б. Зайцевой (ИГН НАНУ), по Западному Донбассу (в аншлифах) – Т. А. Кривегой (ПГО «Южукргеология»).

После завершения работы по теме «Изучить геологические и геохимические особенности углей Донбасса с высоким содержанием щелочей с целью подготовки рекомендаций производственным организациям» (научный руководитель доктор геол.-мин. наук В.С.Попов) в 1981 г. автором в течении многих лет отбирались образцы углей из различных регионов, которые исследовались в ИГН НАНУ и в центральной лаборатории ПГО «Южукргеология». Они дали возможность автору подтвердить его представления о генезисе соленого угля и высказанное ранее мнение о его широком распространении в паралических отложениях, в том числе в каменноугольных отложениях Днепровско-Донецкой впадины и Складчатого Донбасса. Непосредственное участие в обсуждении темы диссертации, планов проведения работ и полученных результатов принимал

научный консультант академик НАН Украины П. Ф. Гожик.

Апробация результатов диссертации. Основные результаты работы были изложены и обсуждены на VI Всесоюзном угольном совещании «Угольные бассейны и условия их формирования» (Львов, Украина, 1980); VII Всесоюзном угольном совещании «Ресурсы твердых горючих ископаемых, их увеличение и комплексное рациональное использование в народном хозяйстве» (Ростов-на-Дону, Россия, 1981); VIII Всесоюзном угольном совещании «Основные направления научно-технического прогресса при поисках и разведке твердых горючих ископаемых» (Ростов-на-Дону, Россия, 1986); European Coal Conference (Прага, Чехия, 1995); XIII International Congress on Carboniferous-permian (XIII ICC-P) (Краков, Польша, 1995); II Konferencja «Zagadnienia ekologiczne w geologii i petrologii węgla» (Гливица, Польша, 1996); XX Sympozjum «Geologia formacji węglonośnych Polski» (Краков, Польша, 1997); International Committee for coal and organic petrology, 49th Annual Meeting (Веллингтон, Новая Зеландия, 1997); European Coal Conference (ЕСС-97) (Измир, Турция, 1997); Читаннях пам'яті В.Забігайла (Львов, Украина, 1999); XXII Sympozjum «Geologia formacji węglonośnych Polski» (Краков, Польша, 1999); XXIII Sympozjum «Geologia formacji węglonośnych Polski» (Краков, Польша, 2000); 4th European Coal Conference (Устронь, Польша, 2000); XXIX Sympozjum «Geologia formacji węglonośnych Polski» (Краков, Польша, 2006); 7th European Coal Conference (Львов, Украина, 2008); XXXIII Sympozjum «Geologia Formacji Węglonośnych Polski» (Краков, Польша, 2010); XI Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле» (Москва, Россия, 2013); VII Всероссийском литологическом совещании «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории» (Новосибирск, Россия, 2013); Научной конференции с международным участием «Геоэкологические проблемы углепромышленных территорий» (Ростов-на-Дону, Россия, 2013); Міжнародній науковій конференції «Геологія

горючих копалин: досягнення та перспективи» (Киев, Украина, 2015); XVIII International congress on the Carboniferous and Permian (Казань, Россия, 2015).

Публикации. Результаты и основные положения диссертации опубликованы в 69 научных работах, из них 9 монографий, 24 в профессиональных изданиях Украины и 5 статей в научных периодических изданиях других стран по тематике диссертации, входящих в перечень научно-метрических баз. Кроме того, опубликовано 29 тезисов и докладов на отечественных и международных конференциях и съездах, получено 3 авторских свидетельства, 5 статей опубликовано в научно-популярных изданиях. Всего автором опубликована 171 работа.

Благодарности. Автор с чувством глубокой признательности и уважением вспоминает доктора геол.-мин. наук В.С. Попова, предложившего ему выполнить тему по соленым углям и ставшим его научным руководителем. Автор выражает сердечную благодарность академику НАН Украины Е.Ф. Шнюкову и доктору геол.-мин. наук А.Я. Радзивиллу за внимание и поддержку в период выполнения названной темы. Автор глубоко признателен за советы и поддержку при работе над диссертацией научному консультанту академику НАН Украины П.Ф. Гожику. Автор благодарен доктору геол.-мин. наук Л.С. Галецкому, доктору геол. наук С.М. Есиповичу и доктору геол. наук И.Д. Багрию за внимание и советы, доктору геол. наук Н.И. Евдошуку за поддержку и побуждение к скорейшему завершению работы над диссертацией, кандидату геол.-мин. наук С.А. Мачулиной за советы и своевременные рекомендации. За поддержку и бесценную помощь при подготовке и оформлении диссертации автор выражает свою искреннюю благодарность ст. науч. сотруднику Л.Б. Зайцевой и своему сыну В.Б. Гаврильцеву. За помощь при подготовке электронной версии некоторых материалов диссертации автор приносит благодарность сотрудникам отдела геологии угольных месторождений С.Н. Грушецкой и Л.А. Пристинской.

РАЗДЕЛ 1

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ НАУЧНОЙ МЫСЛИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И СВОЙСТВ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ

Соленые угли известны как в Украине, так и за рубежом. За рубежом дефицит топлива назрел раньше, поэтому изучение и попытки использования соленых углей вначале были предприняты в Германии, США и других странах. При их изучении основное внимание уделялось прикладному аспекту проблемы – вещественному составу углей и технологии их использования. В 50–70-х годах начали появляться публикации, в которых исследовалось поведение минеральной части соленых углей в топочном процессе [Гренховд, Сондрил, 1976; Belsing, 1972; Grant, Weymouth, 1962 и др.]. В ряде работ анализируются вещественный состав и химико-технологические свойства соленых углей месторождений Австралии [Durie, 1961; Swelne, 1967], США [Гренховд, Сондрил, 1976], Англии [Wandless, 1958], Германии [Lehmann, 1949; Hoffman, Lewandowsky, 1966; Pfeifer, 1966], Польши [Kuhl, 1959, 1960; Kruszewski, 1965; Kruszewski, 1967; Lissner et al., 1971], Чехии [Kessler et al., 1965] и др.

При этом геологические и палеогеографические условия формирования таких углей, их связь с определенными типами угленосных формаций и положение в ряду углей, различных по составу, генезису и степени метаморфизма, рассматривались в недостаточно широком объеме. Этим вопросам посвящено сравнительно небольшое количество публикаций по исследованию месторождений соленых углей Англии, Польши, Австрии, а в основном Германии. Причем недостаточная изученность геологических условий формирования указанных углей приводила к тому, что по поводу генезиса одних и тех же месторождений

исследователи высказывали диаметрально противоположные взгляды, например, при оценке буроугольных месторождений Германии.

Для выяснения условий распространения соленых углей, времени и источников их засоления следует рассмотреть известные в настоящее время месторождения и бассейны, содержащие подобные угли (рис. 1.1).

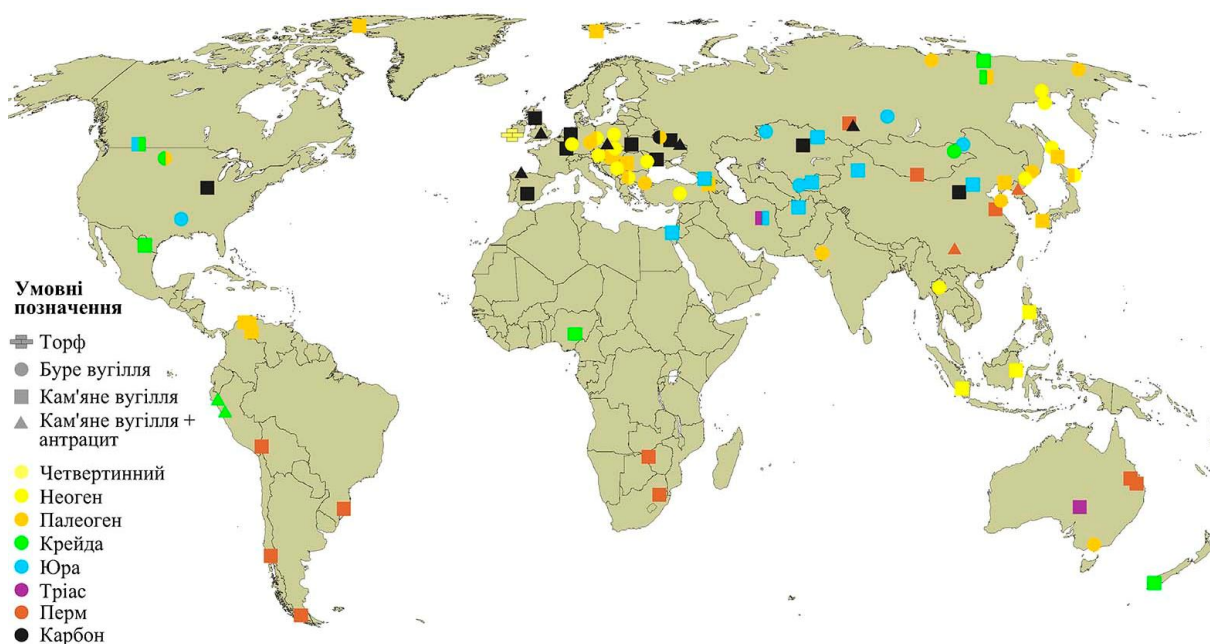


Рисунок 1.1 - Обзорная карта месторождений углей с повышенным содержанием натрия и хлора.

В **Австралии** наименее засолены каменные угли бассейна Боуэн восточного Квинсленда (месторождения Маура (Moura) и Эншем (Ensham)), соответствующие стадии жирных углей и заключенные в паралических отложениях пермского возраста. Они содержат всего 0,06-0,07% хлора и 0,03% натрия на сухой уголь [Vassilev et al., 2000; Vassilev et al., 2010].

Существенно более высокое содержание натрия и хлора наблюдается в суббитуминозных углях триасового возраста бассейна Ли-Крик в Южной Австралии (табл. А.1, Приложение А).

Буроугольные месторождения штата Виктория сосредоточены во впадине Латроб-Велли в области палеозойской складчатости. Депрессия

выполнена палеогеновыми угленосными отложениями, которые подстилаются осадками паралической формации юрского возраста и перекрываются четвертичными образованиями. Угленосная толща включает озерные и аллювиальные терригенные отложения эоцена и нижнего олигоцена, фациально замещающиеся на востоке морскими осадками. Она расчленена многочисленными субширотными и меридиональными сбросами позднемиоценового и плиоценового возраста [Глои, 1980; Матвеев, 1968; . Brown et al., 1962; Gloe, 1960; Nelson, 1958].

Мощность угольных пластов, залегающих на глубине 60-90 м и более, достигает 30 м, а в местах слияния пластов Яллоурн и Моруэлл – 330 м.

Различают два основных типа углей: землистые и лигнитовые. Качество их характеризуется следующими показателями (в % на сухую массу): влажность 52,3-66,5; зольность 1,0–4,8; количество летучих 45,9-51,8; углерода 66,1-68,4; водорода 4,7-4,9; серы 0,3-4,8; хлора 0,1-0,3; теплота сгорания 25,8-28,4 МДж/кг.

Химический состав золы пласта Яллоурн (в % при зольности 2-3%): SiO_2 – 5-13; Al_2O_3 – 6-25; Fe_2O_3 – 24-38; CaO – 6-10; MgO – 11-16; Na_2O – 3-4; K_2O – 1; пласта Моруэлл (при зольности 2-4%): SiO_2 – 3-14; Al_2O_3 – 2; Fe_2O_3 – 14-16; CaO – 18-35; MgO – 15-23; Na_2O – 3-10; K_2O – 0,2. Температура плавкости золы составляет 1280-1320°C.

Можно солидаризироваться с С. Глои [Gloe, 1960], считавшим, что благоприятные условия для торфонакопления возникли в эоцене-раннем олигоцене, когда пенепленизированная в меловой период столовая страна была разбита тектоническими нарушениями на отдельные блоки, в результате неравномерного смещения которых образовался расчлененный рельеф. В наиболее пониженные его участки трансгрессировало палеогеновое море, а в прилегавшей к эстуарию прибрежной низменности возникли торфяные болота. Уголь пласта Моруэлл, слагающего одноименную моноклинали, расположенную восточнее моноклинали

Яллоурн ближе к морскому палеобассейну, в большей степени обогащен натрием.

Значительное количество неорганических ионов (натрия, магния, кальция, алюминия, железа) в викторианских бурых углях содержится в виде карбоксилатов [Brockway, Borsaru, 1985; Kosminski et al., 2006] и галита [Kosminski et al., 2006]. По данным Р.А. Дурье [1961], около 50% натрия и железа, а также весь кальций и магний находятся в угле в виде катионов, связанных с угольным веществом через кислые карбоксильные группы, остальной натрий соединен с хлором. Хлор частично содержится в виде органических соединений.

В Соединенных Штатах Америки запасы углей, вызывающих осложнения при сжигании, весьма значительны. Это бурые лигнитовые угли, слагающие пласты Миссисипского и Техасского бассейнов (Южная угленосная провинция) и в значительной степени бассейна Форт-Юнион (штаты Северная и Южная Дакота и Монтана), а также угли, переходные между бурыми и каменными (по американской классификации, суббитуминозные), и частично каменные (битуминозные), характерные в основном для угленосных провинций Скалистых гор и Северной Великой равнины [Матвеев, 1974].

Угленосные отложения Южной угленосной провинции, находящейся на северном побережье Мексиканского залива и являющейся одновременно солянокупольной провинцией [Bohor, Gluskoter, 1973] с соленосной толщей предположительно юрского возраста, представлены песчано-глинистыми образованиями группы Вайлкокс, которые отлагались в палеогене преимущественно в лагунно-морской обстановке.

Основное торфонакопление в провинциях Северной Великой равнины (включая бассейн Форт-Юнион) и Скалистых гор происходило в мел-палеогеновое время, локализуясь преимущественно вдоль восточного фронта Скалистых гор, где сформировалась мощная толща терригенных угленосных отложений континентального генезиса, замещаемая в

восточном направлении морскими образованиями. Мощность угольных пластов составляет от 1,0-1,5 до 3,5-5,5, достигая иногда 10-15 и даже 30 м.

Лигнитовые и переходные от бурых к длиннопламенным угли преимущественно малозольные (средняя зольность обычно не превышает 4-8%), чаще малосернистые. Состав золы лигнитовых углей штата Северная Дакота [Гренховд, Сондрил, 1976] следующий (в %): SiO_2 – 11-28; Al_2O_3 – 8-14; Fe_2O_3 – 2-16; CaO – 18-31; MgO – 2-9; TiO_2 – 0,2-0,6; P_2O_5 – 0,0-0,6; SO_3 – 12-27; Na_2O – 1,4-6,5; K_2O – 0,2-0,6. В золе углей Миссисипского бассейна содержание Na_2O достигает 20% [Gronhovd et al., 1969]. Температура плавкости золы лигнитовых углей составляет в среднем 1270°C.

По данным Г. Гренховда [1976], переходные угли при одинаковой зольности и содержании натрия по показателям загрязнения равноценны лигнитовым углям Северной Дакоты. Натрий в углях связан с его гуминовой частью.

В Восточной угленосной провинции (штат Кентукки) в битуминозных углях пенсильванского (верхнекаменноугольного) возраста по спектрам флуоресценции определено содержание хлора в количестве 0,01-0,30% с тенденцией возрастания с глубиной [Hower et al., 1992]. Авторы отмечают, что угли одного из пластов, подвергшегося большему влиянию моря, содержат больше хлора.

Есть сведения [Gluskoter, Rees, 1964] о наличии хлора в углях Иллинойского каменноугольного бассейна, представляющего собой синеклизу в теле Северо-Американской древней платформы. Угленосны пенсильванские песчаноглинистые отложения, состоящие из чередующихся континентально-морских и морских циклов. Изучение распространения бора в соленых углях Иллинойского бассейна как фациального индикатора влияния моря [Bohor, Gluskoter, 1973] показало, что максимальное его количество обнаружено в местах, наиболее доступных проникновению морских вод во время морских приливов и

штормов, минимальное – вблизи или внутри областей русловых влияний. В разрезе насчитывается свыше 20 угольных пластов мощностью 0,6-2,6 м. Угли, как правило, малозольные, от средне- до многосернистых, с содержанием летучих веществ 22-31% [Матвеев, 1974]. Содержание хлора превышает 0,25-0,3% [Spears, 2005; Hatt, Mann, 2015]. По данным Ч.Харрисона [Harrison, 1991], хлор в угле концентрируется в основном в микрокомпонентах группы витринита.

Таким образом, соленые угли США приурочены к отложениям, в той или иной степени испытывавшим в период седиментации влияние моря. Кроме того, все рассмотренные угленосные провинции находятся в районах развития галогенных пород палеозойско-мезозойского возраста [Созанский, 1973], которые также могли оказать влияние на формирующийся торфяник, в особенности в Южной угленосной провинции с широко развитым в ней диапиризмом соленосных образований.

В Европе над проблемой изучения и использования соленых углей работают специалисты целого ряда институтов в Великобритании (Newcastle upon Tyne), Германии (Eichwalde, Hamm, Karlsruhe, Leipzig), Польши (Katowice).

На **Британских** островах угли, содержащие хлор и натрий, сосредоточены на месторождениях Центрального (бассейны Йоркшир-Ноттингемшир, Ланкашир), Северного (бассейны Нортумберленд и Дургам) и Южного (бассейны Южно-Уэльский и Кент) районов, а также на месторождении Форт-Уэлли (Шотландия). Все они образовались в краевом прогибе герцинского складчатого сооружения и сложены осадками паралического типа со следами вулканической деятельности. Угольные пласты наиболее широко распространены в верхнем карбоне. Значительная часть угленосных отложений перекрывается толщей пермо-триаса, содержащей на северо-востоке галогенные осадки [Матвеев, 1966; Угольные бассейны..., 1960].

В Центральной Англии угленосная толща представлена терригенными образованиями, содержащими в бассейне Йоркшир-Ноттингемшир, особенно в южной его части, большое количество изверженных пород. Мощность угольных пластов составляет от 0,6 до 2,4-2,7 (в среднем 1,2 м), достигая иногда 3,3 м (Ланкашир).

Угли каменные с содержанием углерода 80,2-86,8%, обычно малозольные (5,0-7,5, редко 10%), с влажностью от 1 до 10-14% и выходом летучих веществ 32-40 (Йоркшир) - 24-44% (Ланкашир). Теплотворная способность изменяется от 30,2-34,8 (Йоркшир) до 32,4-37,0 МДж/кг (Ланкашир). Угли месторождений Йоркшира-Ноттингемшира по сравнению с Ланкаширом отличаются повышенным содержанием хлора, по которому в Англии принято классифицировать угли по их пригодности для использования. В частности, угли месторождения Мидленд содержат 1,0-1,2, максимально 2,0% хлора, содержание которого закономерно повышается на восток и с увеличением глубины. Источником хлора предположительно считаются [Матвеев, 1966; Wandless, 1958] залегающие выше породы перми и триаса. Состав золы изменяется следующим образом (%): SiO_2 – 25-48; Al_2O_3 – 4-27; Fe_2O_3 – 6-31; CaO – 5-19; MgO – 1-5; Na_2O – 0,5-6,0. Температура плавкости золы обычно не превышает 1200°C.

Угленосная толща месторождений Северной группы, где основная промышленная угленосность связана с образованиями верхнего карбона, но отмечается и в нижнекаменноугольных отложениях, представлена терригенными песчано-глинистыми образованиями, перекрытыми терригенно-карбонатными и галогенными осадками пермо-триаса. Мощность угольных пластов составляет 0,9-1,1 м.

Угли – каменные, средней и низкой степени метаморфизма с содержанием углерода 83,7-88,6%, летучих веществ 30-40%. Количество хлора в углях возрастает от 0,2 на западе до 0,3-0,5% на востоке, достигая в

прибрежных скважинах 0,9-1,0% (при содержании углерода 83,4-84,6%), причем в последних его количество уменьшается с глубиной.

В угленосной толще Южного района сохранились главным образом отложения нижней угленосной серии (верхний карбон), представленной сланцами, в том числе и морского генезиса. Серия содержит пласты угля мощностью от 0,6-2 до 4 м и более. По степени метаморфизма угли включают всю гамму от жирных до антрацитов (содержание углерода более 86%). Количество хлора в углях не превышает 0,10-0,15%, что Э. Скипси [Skipsey, 1974] связывает со значительной их углефикацией.

По данным Д. Спирса [Spears, 2005] в представительном наборе британских углей содержание хлора колеблется от 0,01 до 1,11% при среднем значении $0,44 \pm 0,36\%$.

В Шотландии, в отличие от угольных бассейнов Англии, угленосность сохранилась преимущественно в отложениях нижнего карбона. Верхнекаменноугольная угленосная толща, некогда составлявшая единый массив, сейчас расчленена на отдельные останцы в складчатой эродированной структуре. Мощность пластов углей обычно составляет 0,9-1,1, достигая иногда 1,5-2 м. Угли нижнего карбона – газовые и более высокой степени углефикации (содержание углерода 83,0-91,2%), верхнего – газовые (содержание углерода 82,1-86,2%). В углях известняковой серии нижнего карбона наблюдается очень высокое содержание хлора (до 0,76-0,96% на уголь). В то же время в продуктивной толще верхнего карбона количество хлора в углях редко превышает 0,10%.

Изучение закономерностей распределения хлора в угленосных бассейнах Великобритании в плане и вертикальном разрезе позволило Э. Скипси констатировать следующее: хлор в углях установлен во всех месторождениях; содержание хлора уменьшается с увеличением степени метаморфизма угля, что связано с изменением его микроструктуры; в угле с содержанием углерода более 85-86% обычно наблюдается быстрое уменьшение содержания хлора, которое редко превышает 0,2%, хотя на

разных месторождениях пороговый предел этих изменений может различаться; в пластах угля под отложениями триаса может наблюдаться как повышение, так и понижение содержания хлора, что вызвано гидродинамическим и гидрохимическим режимами конкретных месторождений; хлор (около 50%) связан с натрием, а также находится в виде органических соединений.

Таким образом, все месторождения соленых углей Великобритании содержат в угленосных толщах морские слои. Причем с увеличением мористости количество хлора в углях увеличивается, например, на месторождениях Северной Англии, а также Шотландии, где более метаморфизированные угли, заключенные в известняковой серии, содержат значительно больше хлора, чем выше залегающие угли продуктивной толщи.

Источником хлора в бассейне Йоркшир-Ноттингемшир могли быть продукты вулканической деятельности, которая активно проявлялась в этом районе в период формирования торфяников. О том, что вулканизм сопровождается выносом хлоридов, свидетельствует очень частое сонахождение солей с магматическими породами. Многочисленные примеры такой ассоциации приведены в книге В.И. Созанского [1973].

В **Германии** соли натрия обнаружены в бурых углях Нижнерейнского района, представляющего собой межгорный грабен, заложенный в теле субгерцинской платформы в постмеловое время и развивающийся вплоть до плейстоцена. Наиболее распространены угленосные отложения олигоценового и миоценового возраста, сложенные континентальными и морскими фациями. Континентальные осадки, развитые на юге района, вклиниваются в морские отложения, мощность которых увеличивается в северном направлении. Основное промышленное значение имеет угленосность нижнего миоцена, наиболее высокая в центральной части района, где известен пласт мощностью более 90 м.

Уголь бурый землистый с большим количеством влаги, содержание золы составляет 2-3%, углерода 66-67%, теплота сгорания 10,5 МДж/кг [Матвеев, 1966]. Состав золы следующий [Beising, 1972] (в %): SiO_2 – 2,5-61,8; Al_2O_3 – 2,2-20,3; Fe_2O_3 – 1,1-15,5; MgO – 2,1-22,2; CaO – 7,0-40,4; SO_3 – 4,8-26,1; Na_2O – 0,4-9,7; K_2O – 0,1-1,6. Причем с глубиной по разрезу пласта содержание CaO в минеральной составляющей уменьшается, а количество MgO , Na_2O и K_2O возрастает.

Р. Байзинг [Beising, 1972] связывает происхождение магния, кальция и натрия с материнской золой растений, а алюминия и кремния – с привносимым в пласт терригенным материалом. Критерием такого деления является отношение максимального и минимального содержания данного оксида (по Р. Байзингу, фактора). В первом случае оно составляет 2-5, во втором – 30-200.

Есть сведения [Hoffman, Pfeifer, 1966] о наличии водорастворимых солей в углях Рурского каменноугольного бассейна, образовавшегося в краевом прогибе герцинского складчатого сооружения. Здесь угленосность развита в отложениях верхнего карбона, разделяющегося на две толщи: нижнюю, или непродуктивную, сложенную морскими осадками, и верхнюю, продуктивную, представляющую собой чередование песчано-глинистых и карбонатных прибрежно-морских и континентальных осадков. Продуктивная толща на юге бассейна на незначительной площади выходит на поверхность, на остальной территории несогласно перекрывается образованиями цехштейна, триаса и мела. Накопление угленосных отложений происходило в условиях паралического бассейна.

Воды продуктивной толщи высокоминерализованы, содержание в них солей непостоянно (92,0-179, 9 г/л), оно увеличивается в западных, северных и восточных частях бассейна, где минерализация возрастает с глубиной. Причем 75-80% сухого остатка представлено хлоридом натрия.

Мощность рабочих угольных пластов составляет от 0,5-2,8, до 6, в среднем – 1,1-1,2 м.

Угли бассейна в основном гумусовые, от длиннопламенных до антрацитов, средне- и малозольные (обычно 6-8%), малосернистые, с высокой теплотой сгорания (36 МДж/кг для жирных углей). В них содержится 0,3-2 г на 1 кг угля хлоридов натрия, в среднем – 0,6 г/кг. Количество водорастворимых солей, определенных в газовых углях, составляет 0,85-1,68, в жирных 0,58-2,46 г/кг (до 0,25% на сухой уголь). В угольной мелочи и пыли содержание солей увеличивается.

Исследования, направленные на установление связи солености углей с их петрографическим составом, однозначного ответа не дали: средневзвешенное содержание водорастворимых солей в пачке, состоящей из преимущественно матового угля, составило 0,58 г/кг; в пачке, где преобладают блестящие угли, – 2,46 г/кг. В то же время для прослая блестящего полосчатого угля получено наиболее низкое значение (0,24 г/кг). Под микроскопом обнаружить соль в угле не удалось.

Как отмечает Э. Гофман [Hoffman, Pfeifer, 1966], содержание «внутренней» соли в угле невелико и мало влияет на его подготовку и обогащение. Большее влияние на эти процессы оказывает высокоминерализованная шахтная вода, определяющая наличие «внешней» соли. Указанный автор, не высказывая мнения относительно происхождения «внутренней» соли в углях, отмечает существование двух точек зрения на генезис шахтных рассолов. Одни исследователи связывают их возникновение с выщелачиванием отложений цехштейна на севере и северо-западе бассейна и миграцией образовавшихся рассолов по системе трещин в область разработки, другие считают их диагенетически измененной морской водой, которая осталась на месте захоронения или мигрировала в породы-коллекторы.

В восточной Германии месторождения соленых углей приурочены главным образом к эоцену («старая буроугольная формация») и находятся в Тюринго-Саксонском угленосном районе, расположенном на герцинской платформе. По условиям образования их относят к солянокупольному или

комбинированному эпейрогеническо-карстовому типам (по О. Вагенбрету) [Матвеев, 1966]. Углевмещающими породами являются песчано-глинистые образования, залегающие на допалеогеновых отложениях (карбоне, перми, триасе) и перекрывающиеся песчано-глинистыми морскими и континентальными осадками олигоцена.

Наиболее крупными являются месторождения Аммендорфа и Эгельнской мульды. В районе Аммендорфа-Валлендорфа главный угольный пласт имеет пологое залегание и перекрывается одним или несколькими верхними пластами. В районе Эгельна-Ошерслебена угленосные отложения залегают в двух мульдах. Мощность угольных пластов изменяется от 2-3 до 30-50 м.

Угли гумусовые с прослоями сапропелевых, от землистых плотных до блестящих. Влажность их составляет от 12-19,7 до 53-58%, зольность от 12,1-15 до 23%, теплота сгорания 9,6-11,5 МДж/кг, температура плавкости золы 650-1000°C [Матвеев, 1966; Jacob, 1960]. Содержание натрия (в виде Na_2O) в золе составляет 6-17, в сухом угле в среднем 1 (район Аммендорфа) - 3,8% (район Эгельна) [Leibiger, 1964; Lewandowsky, 1966]. Исследования К. Штаммлера [Stammler, 1960] в Эгельнской мульде на поле Ледербург, где угли обогащены хлористым натрием, показали, что безводный уголь с 59,4% углерода и зольностью 16,98% содержит до 6,46% хлорида натрия (38,06% на золу) и 2,05% Na_2O в составе гуматов (12,09% на золу). Содержание общего натрия составляет 5,48% (32,27% на золу). По данным В. Цигенхардта и Г. Крамера [Ziegenhardt, Kramer, 1967], в углях Южной Эгельнской мульды содержание хлорида натрия, достигающее 5,6-6% в сухом угле, уменьшается, а натрия в составе гуматов увеличивается по мере удаления от северо-восточного крыла мульды, где галогенные образования выходят на дневную поверхность. Кроме того, как показали наблюдения Г. Лемана [Lehmann, 1967], содержание натрия возрастает с глубиной, в частности, в районе Эгельна-Ошерслебена от 15,1 в золе (2,6% на сухой уголь) на глубине 70 м до

20,3% (4,7% на сухой уголь) на глубине 236 м. В углях месторождения Аммендорф наиболее высокое содержание соли наблюдается в месте выхода под палеогеновую поверхность слоев цехштейна. Причем верхняя часть угольного пласта больше обогащена Na_2O (до 30% в золе), чем приподошвенная (5%) и с увеличением количества натрия увеличивается содержание хлоридов. На западной окраине поля Валлендорф, где угольный пласт залегает непосредственно под водопроницаемой галькой, уголь характеризуется минимальным содержанием солей. По мнению Г. Лемана [Lehmann, 1967], засоленность углей вызвана солеными водами, размывающими образования цехштейна, на стадии эпигенеза.

Угли с повышенным содержанием натрия и хлора отмечены в буроугольном бассейне в районе Nachterstedt [Karpe, 1986], расположенном в субгерцинской депрессии. Угленосные отложения эоценового возраста содержат 4 пласта бурого угля, в котором зафиксировано от 0,4 до 2,0% Na_2O . При этом 15% натрия содержится в виде хлористого натрия, 85% – в виде гуматов. По мнению автора засоленность углей объясняется «постгенетической инфильтрацией из образований цехштейна».

Относительно генезиса солей в бурых углях Средней Германии нет единой точки зрения. Как отмечает Г. Леман [Lehmann, 1967], ни у кого не вызывает сомнения источник засоления углей, каковым являются выщелоченные соли цехштейна, спорным является вопрос о времени их засоления. В. Цигенхардт и Г. Крамер [Ziegenhardt, Kramer, 1967], исходя из факта увеличения солености с глубиной залегания и мощностью угольного пласта, делают вывод о накоплении солей в процессе торфообразования. Такого же мнения придерживается Х. Якоб [Jacob, 1960], считающий, что указанная точка зрения подтверждается региональным характером распространения соленых углей: если бы засоление происходило в стадию эпигенеза, угольное вещество, являясь из-за малых диаметров пор непроницаемым для жидкостей и газов, могло

засолиться лишь локально благодаря проникающим по трещинам рассолам. Он отвергает способность углей в эпигенетическую стадию обмениваться основаниями с проникающими в них высокоминерализованными растворами. Засолению органического вещества в стадию торфообразования могут, по Х. Якобу, благоприятствовать следующие условия: накопление торфов в паралическом бассейне с постоянным влиянием моря, семиаридный климат, наличие галогенных отложений или щелочных изверженных пород в районе развития торфяников. Другие исследователи [Lehmann, 1967; Leibiger, 1964] считают, что увеличение солености углей с глубиной по мере увеличения минерализации подземных вод, совпадение контуров распространения соленых углей с выходами подстилающих их отложений цехштейна в одних районах и увеличение солености углей в зонах примыкания угленосных отложений к седловидным поднятиям цехштейна в других свидетельствуют об обогащении натрием и его соединениями в эпигенетическую стадию.

В результате более поздних исследований лигнитов эоценового возраста в том же Тюринго-Саксонском угленосном районе, но несколько восточнее выше описанных месторождений (города Халле-Биттерфельд) Б. Хартманном [Hartmann, 2005] установлено, что изученные бурые угли с содержанием Na_2O от 0,2 до 1,5%, в среднем 0,55%, были обогащены натрием в стадию торфяника под воздействием морской воды. Коэффициент отношения хлора к бромю (300-400) со всей очевидностью показал, что повышенное содержание в угле натрия за счет выщелачивающихся солей цехштейна исключено. Содержание водорастворимого натрия, находящегося в стехиометрическом соотношении с хлором, составляет 15-23%. Как полагает автор диссертации, источником засоления могло быть олигоценное море, воздействующее на торфяник в стадию диагенеза.

Сведения об углях **Польши**, содержащих натрий и хлор, имеются по Конин-Вроцлавскому угленосному району и месторождению Туров Житовского бассейна, расположенных соответственно в центральной и западной частях страны. Формирование их происходило на герцинской платформе и связано с внутриконтинентальными бассейнами [Матвеев, 1966].

Буроугольные месторождения Конин-Вроцлавского района по условиям образования относятся в основном к карстовому и солянокупольному типам. Наиболее крупное из них – месторождение Конин, представляющее собой изолированные залежи с пластами угля мощностью 1,6-18 м. Угленосные песчано-глинистые отложения верхне- или среднемиоценового возраста перекрываются обычно песками и моренными образованиями плейстоцена, подстилаются песками и опоками предположительно олигоцена, залегающими на мергелях маастрихта [Матвеев, 1966].

Угли месторождения содержат около 50% влаги, 15% золы и 59% летучих веществ. Состав золы следующий (в %): SiO_2 – 17,7-49,5; Al_2O_3 – 0,4-4,3; Fe_2O_3 – 6,5-19,0; MgO – 2,0-4,6; CaO – 23,3-35,0; Na_2O – 1,4-1,6; K_2O – 0,3-2,3. Натрий входит в состав галита, но незначительное количество его (1,5-3,4% от других минеральных примесей) позволяет, по мнению Я. Кула [Kuhl, 1960], считать уголь бессолевым.

Угли карьера Патнов месторождения Конин образовались, по данным Т. Крушевского [Kruszewski, 1965], автохтонно в пресноводном бассейне, по мнению Я. Кула [Kuhl, 1959; Kuhl, 1960] – в солоноватых лагунах.

Уголь месторождения солянокупольного типа Рогозно напротив характеризуется высоким содержанием солей [Kuhl, 1960]. Угленосные песчано-глинистые отложения с двумя угольными пластами залегают на гипсовой шляпе соляного штока. Этим определяются разные свойства верхнего и нижнего пластов угля. В угле верхнего пласта со средней

зольностью 15%, количеством общей серы 2,5%, углерода 68% и теплотой сгорания 28 МДж/кг содержится 0,1-0,4% Na_2O (на сухой уголь). В угле нижнего пласта, формировавшегося под влиянием карстообразующих процессов в гипсовой шляпе, при зольности 17% количество серы достигает 5,8%. Будучи более метаморфизованным, он содержит 70,5% углерода и имеет более высокую теплоту сгорания (29,3 МДж/кг). Количество оксида натрия по площади пласта изменяется от 0,3 на юго-востоке до 2-3% на северо-западе. Исследование содержания натрия и его солей, проведенное по трем профилям, показало, что 38-47% натрия связано с хлором, соответственно 53-62% натрия входит в состав гуматов. Во всех профилях количество натрия возрастает с приближением к подошве пласта, т.е. к источнику его засоления. Мнения относительно времени засоления угля авторы не высказывают.

На буроугольном месторождении Туров, относящемся к тектоническому типу [Матвеев, 1966], угленосные песчано-глинистые отложения миоцена со следами гляциотектоники подстилаются изверженными породами и перекрываются морскими отложениями олигоцена. Угленосные образования в долине р. Нейссе выходят на поверхность, к центральной части месторождения полого погружаются и расщепляются на многочисленные пачки. Мощность основного пласта («Верхнего») составляет 50-70, местами 100 м. На некоторых участках встречается и нижний пласт угля мощностью 6-30 м.

В угле содержится 42-57% влаги (на рабочее топливо), 5-6% золы (на сухое топливо), 35-53% летучих веществ, 10-16% смолы, теплота сгорания рабочего топлива составляет 10 МДж/кг. Состав зольной части угля следующий (в %): SiO_2 – 31,6; Al_2O_3 – 22,2; Fe_2O_3 – 13,5; MgO – 6,5; CaO – 9,9; SO_3 – 6,5; Na_2O – 5,8; K_2O – 2,0; TiO_2 – 0,8; P_2O_5 – 0,4. Соединения щелочных металлов в угле представлены хлоридами, сульфатами и гуматами. Их происхождение Т. Крушевский [Kruszewski, 1967] связывает с выветриванием богатых щелочными металлами магматических пород, в

результате чего торфонакопление происходило в условиях солоноватоводной среды.

В Верхнесилезском угольном бассейне, сложенном паралическими каменноугольными образованиями [Матвеев, 1966; Lipiarski et al., 2008], угли от длиннопламенных до тощих, с зольностью 3-8%, сернистостью 0,8-1,8% содержат от 63 до 1887 г/т хлора, в среднем 0,2% на сухой уголь [Rózkowska, 1987]. Содержание хлора уменьшается с глубиной и по латерали с запада на восток по мере снижения степени углефикации. По мнению А. Ружковской обогащение угля хлором происходило на стадии эпигенеза под действием высокоминерализованных подземных вод.

Содержания хлора от 0,025 до 0,584% (ср. 0,134%) [Marcisz, Sobolewski, 2015] зафиксировано на месторождении Pniówek, расположенного в юго-западной части Верхнесилезского бассейна. Закономерностей в изменении его содержания не выявлено, хотя отмечается тенденция некоторого увеличения количества хлора в восточном и северо-восточном направлении.

В Чехии [Матвеев, 1966; Kessler et al., 1965] соленый уголь обнаружен в Остравско-Карвинском угольном бассейне, который представляет собой синклиорий в теле эпигерцинской платформы, осложненный значительным количеством тектонических нарушений. Продуктивные угленосные отложения верхнего карбона состоят из двух толщ (остравской и карвинской). Остравская толща сложена циклически чередующимися песчано-глинистыми угленосными образованиями дельт, озер и прибрежных лагун, залегающих на непродуктивных морских отложениях серпуховского яруса. В кровле некоторых пластов угля залегают аргиллиты морского происхождения. Паралические отложения остравской толщи несогласно перекрываются песчано-глинистыми образованиями лимнического типа карвинской толщи. На размытой поверхности складчатого карбона залегают песчано- и карбонатно-

глинистые отложения миоцена. Мощность угольных пластов изменяется от 0,5-0,7 (остравская толща) до 3-15 м (карвинская толща).

Угли бассейна каменные всех стадий метаморфизма (от длиннопламенных до антрацитов), степень углефикации их увеличивается с глубиной по правилу Хильта. По вещественному составу исходного растительного материала угли гумусовые, средне- и малозольные, с влажностью 1,5-7%, содержанием серы 1-2%, летучих веществ 8-42%, углерода 82–92%, водорода 4-5,5%. Теплота сгорания составляет 29,3-36,4 МДж/кг. В золе углей содержится 8,8% Na_2O , причем количество его возрастает с глубиной. М. Кесслер и др. [Kessler et al., 1965] связывают его высокое содержание со вторичной инфильтрацией водных растворов, богатых хлоридами, из песчаников, перекрывающих угленосную толщу. Логичнее объяснить повышенное содержание оксида натрия его поступлением в торфяник в условиях паралического бассейна.

Имеются сведения о наличии хлора и натрия в бассейнах Перник и Бобов Дол в **Болгарии** [Vassilev et al., 2000; Vassilev et al., 2010; Yossifova, 2007]. Угли бурые олигоцен-миоценового возраста с содержанием в среднем хлора 0,04% и натрия 0,13% на сухой уголь. Здесь вполне возможно сингенетичное накопление хлора из вулканических эксгаляций или гидротерм, а также из вулканического пепла [Юдович, Кетрис, 2015; Vassilev et al., 2000]. Угли по-видимому находятся на стадии рассолонения, т.к. по трещинам наблюдаются агрегаты сульфатов, карбонатов, галита и сильвина.

Сведения о соленых углях **Австрии** [Матвеев, 1966; Alker, 1978] имеются по месторождению Кефлах-Фойтсберг, расположенному в наложенной альпийской впадине. Здесь угленосные отложения миоцена слагают осложненную сбросами мульду, ограниченную на севере верхнемеловыми образованиями (слои Гозау), а в других районах – преимущественно карбонатными отложениями палеозоя. Они представлены песчано-глинистыми образованиями, выходящими на

поверхность или перекрытыми паннонскими галечниками. По И. Штиньи, угленосная толща отлагалась в условиях развивающегося на плоской равнине карста. Мощность пластов достигает 20-50 м. Они сложены мягкими бурыми углями, содержащими 30-40% влаги, 5-15% золы, теплота сгорания рабочего топлива составляет 10-14,7 МДж/кг.

А. Алькер [1978] отмечает наличие в крупных (более 5 мм) трещинах углей каменной соли волокнистого строения, изредка в форме кубических кристаллов. Между углем и солью в большинстве случаев наблюдается тонкий прослой доплерита. Так как генезис углей связан с озерными пресноводными отложениями, обогатиться солями, по его мнению, они могли или вследствие кратковременного перекрытия площади торфонакопления морскими водами, или в связи с миграцией соляных растворов из карстующихся отложений палеозоя.

Известно о наличии хлора в углях Пуэртольяно (**Испания**) [Jimenez et al., 1999]. Месторождение расположено в Южном угленосном районе на северо-восточном склоне гор Сьерра-Морена и приурочено к небольшим отделенным друг от друга грабенам [Матвеев, 1966]. Угленосные свиты карбона прорываются базальтами. Угли газовые с зольностью 10% и выходом летучих 33%. Содержание хлора колеблется от 0,02 до 0,16%, согласуясь с содержанием витринита. По мнению автора, источником хлора являются тонштейны, приуроченные к верхнему угольному пласту. Соли вымывались метеорными водами и поступали в нижние пласты угля, концентрируясь в основном в витрините с его микропористой структурой и сорбируясь на поверхности пор [Jimenez et al., 1999]. Вероятно, логичнее было бы связать появление хлора и натрия с вулканической активностью в период накопления торфяников.

Таким образом, месторождения соленых углей материковой Европы приурочены в основном или к паралическим бассейнам герцинской зоны складчатости (Рурский, Остравско-Карвинский бассейны), в которых торфяники подвергались воздействию морской воды, или к областям

развития галогенных образований от пермского до юрского возраста, занимающих значительную часть территории Германии и Польши и предположительно оказавших влияние на торфяники, формирующиеся в палеоген-неогеновое время. Хотя, как показано выше, и здесь («старая буроугольная формация» восточной Германии) засоление торфяников происходило скорее под действием морской воды.

В бывшем СССР, обладающем большими запасами высококачественного топлива, проблема использования соленых углей была сравнительно новой. Вначале она возникла перед теплотехниками, приступившими в 70-х годах к изучению углей Донецкого, Тургайского и Канско-Ачинского бассейнов с точки зрения пригодности их для энергетики. Когда оказалось, что они не могут найти способа освоения таких углей (как не найден он был и за рубежом), к решению этой задачи были привлечены геологи. Направленность этих исследований определялась прежде всего практическими требованиями энергической отрасли промышленности. При изучении соленых углей зачастую отсутствовал системный подход к выяснению геологических факторов формирования таких углей, не учитывались обстоятельства, которые нельзя объяснить с позиции сложившихся представлений, в частности, факт существования соленых углей высокой степени углефикации и т.д. Как и за рубежом, высказывались разные точки зрения на их генезис.

В 70-80-е годы работы, связанные с проблемой промышленного использования соленых углей, проводились Всесоюзным теплотехническим институтом (ВТИ), Институтом литосферы, Институтом горючих ископаемых, производственными геологическими объединениями (ПГО) «Луганскгеология» и «Южукргеология», Днепропетровским химико-технологическим институтом (ДХТИ), Днепропетровским отделением института минеральных ресурсов (ДО ИМР), Институтом проблем моделирования в энергетике, Институтом физико-органической химии и углехимии (ИнФОУ), Институтом геологических наук,

УкрНИИГидроуголь, Ростовским государственным университетом и другими организациями. В 1980 г. при ДО ИМР был организован Совет по изучению соленых углей, который координировал работы по решению данной проблемы. В настоящее время эстафету по изучению соленых углей с целью их использования принял Институт угольных энерготехнологий НАН Украины [Сучасні розробки.., 2014].

В Российской Федерации и ряде стран **бывшего СССР** угли с повышенным содержанием натрия или натрия и хлора выявлены в западной части Сибири (Тургайский, Карагандинский и Канско-Ачинский бассейны), в Средней Азии и Восточной Сибири (на северо-востоке страны, в Приморском крае и на острове Сахалин).

В Тургайском буроугольном бассейне, представляющем собой синеклизу в теле Туранской палеозойской плиты [Лазько, 1975; Энергетическое топливо.., 1979], угли с повышенным содержанием натрия в золе отмечены на Кушмурунском и Приозерном месторождениях – наиболее крупных и перспективных для разработки открытым способом [Геология месторождений..,1973]. Угленосны юрские пролювиально-делювиальные, озерно-болотные и аллювиальные континентальные отложения убаганской серии. Они выполняют депрессии в породах эффузивно-осадочного комплекса пермо-триаса, слагающего борта и ложе месторождений, и перекрываются песчано-глинистыми континентальными и морскими осадками мезо-кайнозоя. Грабен-синклинали и грабены, в которых находятся месторождения, ограничены глубинными долгоживущими разломами, осложняющими угленосные отложения сбросами.

На месторождениях наблюдается 12-17 промышленных пластов угля суммарной мощностью от 48 (Приозерное месторождение) до 118 м (Кушмурунское месторождение). Мощность пласта «Нижнего мощного» достигает 63 м.

Угли гумусовые, преимущественно клареновые, с повышенной зольностью, мало- и среднесернистые (табл. 1.1 - 1.4). Зола углей по соотношению кислых (SiO_2 , Al_2O_3) и основных (CaO , MgO , Fe_2O_3 , Na_2O , K_2O) компонентов являются кислыми. Количество Na_2O на сухой уголь достигает 0,7-0,8%. Сведений о содержании в углях хлора нет.

Воды, заключенные в юрских угленосных породах, высокоминерализованы с сухим остатком 21 г/л, хлоридно- и сульфатно-натриевого типа. Они гидравлически связаны с водами меловых напластований и образуют общий высоконапорный комплекс.

Таблица 1.1 - Технический анализ.

Месторождение, шахта	W^p , %	W^a , %	A^d , %	$S^d_{\text{общ}}$, %	V^{daf} , %	Q_n^p , МДж/кг
Кушмурунское	37		18	2,5	48,5	13,1
Приозерное	36		18	0,8	48,2	13,2

Таблица 1.2 - Элементный анализ и теплотворная способность горючей массы.

Месторождение, шахта	C^{daf} , %	H^{daf} , %	$(O+N)^{\text{daf}}$, %	S^d , %	Q_b^{daf} , МДж/кг	Q_n^{daf} , МДж/кг
Кушмурунское	70,7	5,1	21,4	2,8	28,7	27,3
Приозерное	70,4	5	20,6	1	28,1	26,8

Табл. 1.3 - Химический состав золы.

Месторождение, шахта	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	TiO_2
Кушмурунское	55,5	21,5	6	7,5	2,5	0,5	4	1,5
Приозерное	46	22,7	5	14,1	3,3	0,5	4,7	2,8

Табл. 1.4 - Температура плавления и жидкого шлакоудаления золы.

Месторождение, шахта	t_{деф}	t_{разм}	t_{пл}	t_{н.ж.}
Кушмурунское	1170	1230	1320	1540
Приозерное	1200	1280	1350	1420

Угленосные отложения накапливались в условиях молодых межгорных долин при частой смене болотных и озерных режимов, наиболее благоприятные условия для торфообразования создавались в прибортовых участках. В позднемеловое время, после отложения маломощных песчано-глинистых континентальных образований нижнего мела, территория месторождения затапливалась водами трансгрессирующего моря.

Исходя из геологического строения бассейна, можно предположить, что основным источником солей могли служить продукты сольфатарной деятельности и выветривающихся вулканических пород, которые, поступая в межгорные долины, осолоняли расположенные в них водоемы и торфяники. Возможно торфы обогащались натрием и в стадию диагенеза при поступлении солей из вод мелового моря,

В Карагандинском бассейне угли с несколько повышенным содержанием в золе Na_2O зафиксированы на некоторых шахтах и Куучекинском месторождении [Геология месторождений..., 1973; Энергетическое топливо..., 1979]. Бассейн находится в Карагандинской синклинали – составной части крупного одноименного синклинория области палеозойской складчатости, борта и фундамент которого слагают вулканогенно-осадочные образования палеозоя (от кембрия по девон включительно). Продуктивная толща представлена каменноугольными отложениями, нижние горизонты которых слагаются морскими карбонатно-глинистыми осадками, сменяющимися вверх по разрезу мощным комплексом прибрежно-морских, а затем континентальных

осадочных и туфогенно-осадочных образований. Они перекрываются континентальными терригенными осадками мезо-кайнозоя.

В Карагандинском угленосном районе (шахты «Западная», «Северная», месторождение Куучекинское) продуктивны нижнекаменноугольные отложения карагандинской свиты, образовавшиеся в условиях паралического бассейна. В свите содержится до 19 рабочих пластов углей средней мощностью 1,5 м.

В Тентекском районе угленосны среднекаменноугольные образования долинской свиты, которые накапливались в континентальных условиях, в обстановке озерных, речных и сухих равнин. Свита содержит 11 пластов средней мощностью 1,4 м.

Угли гумусовые, среди них преобладают кларено-дюрены (в карагандинской свите) и дюрено-кларены (в долинской), коксовые, в основном высокозольные и малосернистые (табл. 1.5-1.8). Зола углей содержит большое количество оксидов кремния и алюминия и характеризуется кислым составом. В золе углей как карагандинской, так и долинской свит количество Na_2O превышает 2%. Данных о содержании в углях хлора нет

Таблица 1.5 - Технический анализ.

Месторождение, шахта	W^p , %	W^a , %	A^d , %	$S^d_{\text{обш.}}$, %	V^{daf} , %	$Q_{\text{н}}^p$, МДж/кг
Шахта «Северная»	7,5	-	34,7	0,7	26,3	19,7
Шахта «Западная»	6,7	-	35,5	1,2	27,5	19,8
Шахта «Степная»	8,5	-	22,5	0,6	31	23,7
Куучеканское	7	-	44	0,8	21	16,6

Таблица 1.6 - Элементный анализ и теплотворная способность горючей массы.

Месторождение, шахта	$C^{daf}, \%$	$H^{daf}, \%$	$(O+N)^{daf}, \%$	$S^d, \%$	$Q_b^{daf},$ МДж/кг	$Q_h^{daf},$ МДж/кг
Шахта «Северная»	85,3	5,3	8,5	0,9	34,2	32,9
Шахта «Западная»	86	5,2	7	1,8	34,6	33,2
Шахта «Степная»	85,1	5,7	8,4	0,8	35,1	33,7
Куучеканское	84,7	5,4	8,8	1,1	33,9	32,2

Таблица 1.7 - Химический состав золы.

Месторождение, шахта	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	TiO_2
Шахта «Северная»	52,7	25,6	4,7	8,6	1,1	3,3	3	1
Шахта «Западная»	58,8	24,1	5,9	4,7	1	2,5	2,2	0,8
Шахта «Степная»	57,6	24,5	7,1	3,3	1,1	2,6	3,1	0,7
Куучеканское	63,7	24,7	5,8	1,4	0,8	0,6	2,3	0,7

Таблица 1.8 - Температура плавления и жидкого шлакоудаления золы.

Месторождение, шахта	$t_{\text{деф}}$	$t_{\text{разм}}$	$t_{\text{пл}}$	$t_{\text{н.ж.}}$
Шахта «Северная»	1235	1300	1325	1650
Шахта «Западная»	1200	1500	1520	1520
Шахта «Степная»	1280	1485	1520	1550
Куучеканское	1280	>1500	>1500	1510

Гидрогеологические условия угленосных отложений характеризуются наличием хлоридно-сульфатно- и хлоридно-гидрокарбонатно-натриевых и кальциевых вод с минерализацией от 5-18

(Карагандинский угленосный район) до 25 г/л (Тентекский район). Основной источник питания водоносных комплексов – низкоминерализованные воды скального обрамления бассейна и аллювиальных отложений, сухой остаток которых обычно не превышает 1, иногда достигая 2-3,5 г/л. Гидрогеологическая обстановка благоприятствует рассолонению углей.

Источником натрия в углях карагандинской свиты могли быть морские воды, неоднократно затапливающие площади торфонакопления. В долинское время в связи с интенсивным вулканизмом натрия в торфяники мог поступать с продуктами вулканической деятельности. Благоприятные условия, ведущие к интенсивному испарению воды и осолонению водных бассейнов, создавались благодаря периодической аридизации климата.

Нижнеилийский буроугольный бассейн объединяет буроугольные месторождения ранне- среднеюрского возраста и находится в пределах Балхашского осадочного бассейна, ограниченного складчатым сооружением Джунгарского Алатау, Шу-Илийской складчатой системой и озером Балхаш. Мезокайнозойский комплекс терригенных отложений выполняет грабен-синклинальную структуру протяженностью около 100 км и шириной до 15-20 км, образованную 2-мя системами глубинных разломов северо-западного и субширотного простирания. Фундамент сложен в различной степени дислоцированными палеозойскими осадочно-вулканогенными образованиями кислого и среднего состава и породами интрузивного комплекса. Угленосные отложения в центральной части месторождения залегает на размытой поверхности осадочно-вулканогенных образований палеозоя, а на флангах – на корях их выветривания. Наиболее крупное – Нижнеилийское месторождение, в угленосной толще которого содержится пласт бурого (Б₂) угля средней мощностью 20 м, залегающий на глубине 160-330 м. Угли гумусовые, со средней зольностью 16,1%, сернистостью 1,0%, выходом летучих 38,5%, теплотой сгорания 28,9 МДж/кг. Основными компонентами золы являются

оксиды кремния, алюминия, кальция, магния, натрия, калия и серы. Содержание оксидов натрия составляет от 3,6 до 7,2% на золу, от менее 0,4 до более 0,7% на уголь. Основное количество углей месторождения (более 80% запасов в центральной и северо-западной частях месторождения) составляют соленые угли. Натрий в основном связан с органическим веществом угля [Металлогения и геохимия..., 1987].

Подземные воды, заключенные в угленосной толще, высокоминерализованы (до 34 г/л),

Торфонакопление происходило в континентальных условиях, углевмещающая толща сложена терригенными речными, озерными и болотными отложениями. Обогащение натрием могло произойти в результате привноса щелочных металлов из выветривающихся вулканических пород палеозоя.

Канско-Ачинский бурогольный бассейн, входящий в состав Канско-Ачинско-Иркутско-Улукхемской угленосной провинции мезозойского угленакопления, объединяет месторождения юрского возраста, которые находятся в южной предгорной части Западно-Сибирской низменности, в зоне сопряжения Сибирской платформы и обрамляющих ее каледонских складчатых сооружений. Фундамент бассейна слагают сильно дислоцированные и метаморфизованные допалеозойские и частично палеозойские образования, перекрытые эффузивно-осадочными отложениями палеозоя. Угленосные песчано-глинистые породы нижней и средней юры выполняют юрские впадины и прогибы, образовавшиеся в мезозое на фоне сформировавшихся более крупных палеозойских предгорных и межгорных впадин [Бурцев, 1961; Быкадоров, 1980; Геология месторождений..., 1964; Григорьев, 1968].

С точки зрения обогащения углей натрием наибольший интерес представляют месторождения Березовское и Барандатское, расположенные в Березовской и Барандатской мульдах. Основная промышленная угленосность месторождений связана с отложениями итатской свиты. На

Березовском месторождении к ней приурочен пласт «Березовский» мощностью 15-70 м (в среднем 40 м), на Барандатском – пласт «Итатский» мощностью до 100 м (обычно 65-66 м).

Угли месторождений преимущественно гумусовые, в основном дюрено-кларены (Березовское месторождение) и кларено-дюрены (Барандатское), малосернистые (0,3%), с выходом летучих 48%, низшей теплотой сгорания рабочей массы 14,8-15,7, условной горючей массы – 26,5-26,9 МДж/кг [Быкадоров, 1980]. Для месторождений характерно наличие большого количества угля с низкой зольностью (в среднем 7%). Наименьшую зольность имеют угли наиболее мощных пластов, в прикровельной и припочвенной частях пластов она повышается. Относительно малозольные угли характеризуются повышенным содержанием кальция и магния [Быкадоров, 1980]. Количество СаО в минеральной составляющей малозольных углей Березовского и Барандатского месторождений достигает 60-70%, причем кальций связан с их органической массой. Повышение зольности сопровождается увеличением содержания в золе оксида кремния [Энергетическое топливо., 1979]. Состав золы изменяется с глубиной, с увеличением которой снижается содержание СаО и повышается количество оксидов кремния, алюминия и щелочных металлов. Если на глубине 35-40 (до 100 м) содержание Na_2O и K_2O в сумме составляет около 2, то на глубине 300 м оно достигает 10-12%. Причем натрий и калий входят в состав органической массы угля в виде гуматов [Матвеева, Клейменова, 1966].

Подземные воды, заключенные в угленосной толще, слабоминерализованы (0,1-1,0 г/л), гидрокарбонатно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого составов. Основной источник их питания – атмосферные осадки, инфильтрующиеся на участках развития этих пород, и воды, скапливающиеся в складчатых обрамлениях. Степень минерализации подземных вод непостоянна, чему способствует

гидравлическая связь между горизонтами [Григорьев, 1968; Мингалева и др., 1984].

Торфонакопление происходило в континентальных условиях в обширных низинных лесных болотах [Бурцев, 1961; Геология месторождений..., 1964; Григорьев, 1968]. Обогащение натрием и калием могло произойти в результате привноса в торфяник продуктов магматической деятельности, активно проявляющейся на Сибирской платформе в юрское время [Лазько, 1975], отчасти при поступлении щелочных металлов из выветривающихся вулканических пород палеозоя. Более высокое содержание гуматов натрия и калия в нижних горизонтах может быть связано с тем, что они обогащались за счет подпитывания со стороны фундамента гидротермами и фумаролами. Изучение процессов взаимодействия гумусовых веществ почвы с ее минеральной частью показало, что наиболее интенсивно почвы насыщаются гуматом натрия при их капиллярном насыщении (особенно в нижней части колонки) и наименее – при сквозном просачивании через почву [Александрова, 1954].

По мнению А.М. Мингалеевой и др. [1984], засоление углей происходило на стадии эпигенеза под воздействием подземных вод, свидетельством чего является корреляция содержания натрия в угле с их химизмом. По данным К.В. Гаврилина [1993] соленые угли в разрезе Березовский-1 расположены ниже горизонта +150 м, разделяющего пресные гидрокарбонатно-натриево-кальциевые или магниевые-кальциевые воды и минерализованные содовые. По мнению автора диссертации, это может свидетельствовать о перераспределении под влиянием гидрогеологических условий химических элементов в углях и обессоливании верхней части разреза.

В Средней Азии (Узбекистан) повышенное содержание натрия в золе углей отмечено на Ангренском бурогольном месторождении Приташкентского района Арало-Ташкентской области угленакопления [Геология месторождений..., 1968]. В структурном отношении оно

приурочено к предгорной впадине, расположенной в области герцинской складчатости Южного Тянь-Шаня [Лазько, 1975]. Угленосные отложения нижнеюрского возраста залегают в трех мульдах-палеодолинах, сливаясь на юге в одно поле сплошного развития угленосной свиты, представленной песчано-глинистыми образованиями. Они залегают на верхнепалеозойской вулканогенной серии и перекрываются мезозойскими с признаками вулканизма и кайнозойскими отложениями морского и континентального генезиса.

Продуктивные отложения накапливались в условиях аллювиальных равнин, местами озерных бассейнов. Основная угленосность связана с двумя комплексами: нижним, содержащим пласт мощностью до 40-50 м, и верхним, сложенным шестью-восемью пластами угля мощностью 1,5-2,5 м, разделенными прослоями песчано-глинистых пород. Угли месторождения, как правило, гумусовые, с непостоянной зольностью и сернистостью (табл. 1.9-1.12). Зола в среднем имеет кислый состав. Содержание щелочных компонентов в них составляет 0,5-5,4%.

Таблица 1.9 - Технический анализ. Ангренское месторождение.

W^p , %	W^a , %	A^d , %	$S^d_{\text{общ}}$, %	V^{daf} , %	Q_n^p , МДж/кг
34,5	-	22	2	33,5	13,4

Таблица 1.10 - Элементный анализ и теплотворная способность горючей массы. Ангренское месторождение.

C^{daf} , %	H^{daf} , %	$(O+N)^{daf}$, %	S^d , %	Q_b^{daf} , МДж/кг	Q_n^{daf} , МДж/кг
76,5	3,8	17,2	2,5	29,1	28

Таблица 1.11 - Химический состав золы. Ангренское месторождение.

SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O
32,5	21,5	14,9	24,3	3,6	3,2

Таблица 1.12 - Температура плавления и жидкого шлакоудаления золы. Ангренское месторождение.

$t_{\text{деф}}$	$t_{\text{разм}}$	$t_{\text{пл}}$	$t_{\text{н.ж.}}$
1160	1300	1320	1350

Месторождение слабо обводнено, подземные воды имеют гидрокарбонатно-кальциевый состав с минерализацией 0,1-0,8 г/л.

В органическое вещество щелочные компоненты могли поступить в стадию торфяника из морской воды и с продуктами поствулканической деятельности.

На **Северо-Востоке**, представляющем собой область мезозойской складчатости, месторождения углей с повышенным содержанием натрия в золе развиты в пределах Аркагалинской, Эльгенской, Анадырской угленосных площадей и в других районах [Геология месторождений..., 1962].

На Аркагалинской угленосной площади продуктивны верхнемеловые - палеогеновые песчано-глинистые отложения с пластами основных эффузивов, слагающие асимметричную синклиналию складку. Они подстилаются вулканогенно-осадочными породами триаса-юры морского генезиса и перекрываются четвертичными образованиями.

Угленосные образования континентального генезиса имеют озерно-болотный, отчасти речной характер. В продуктивной толще установлено 10-12 пластов, линзообразных залежей и пропластков угля мощностью 0,9-10,2 м. Угли гумусовые, клареновые и дюрено-клареновые, длиннопламенные, с повышенным содержанием влаги, преимущественно мало- и среднезольные, малосернистые (табл. 1.13-1.16). В золе преобладают оксиды кремния и алюминия. Содержание оксида натрия в ней составляет 4,9-5,2% (0,6-0,8% на сухой уголь). На Верхне-Аркагалинском месторождении содержание натрия в золе угля достигает 6,3%, составляя в среднем 4,6% [Пензин, Шамонова, 1992].

Таблица 1.13 - Технический анализ.

Месторождение, шахта	W ^p , %	A ^d , %	S ^d _{общ} , %	V ^{daf} , %	Q _n ^p , МДж/кг
Аркагалинское (Разрез Тал-Юрях)	19	15	0,3	41	19,1
Верхнее-Аркагалинское	20	13	0,4	40	19,3
Эльгенская площадь	43	35	1,6	58	
Анадырское	22	17	0,8	47	17,9

Таблица 1.14 - Элементный анализ и теплотворная способность горючей массы.

Месторождение, шахта	C ^{daf} , %	H ^{daf} , %	(O+N) ^{da} _f , %	S ^d , %	Q _b ^{daf} , МДж/кг	Q _n ^{daf} , МДж/кг
Аркагалинское (Разрез Тал-Юрях)	74,5	5,2	20	0,3	29,7	28,5
Верхнее-Аркагалинское	75,5	4,9	19,1	0,5	29,7	28,5
Эльгенская площадь	66,8	5,8	27,1		26,4	
Анадырское	74	5,7	19,3	1	29,9	28,6

Таблица 1.15 - Химический состав золы.

Месторождение, шахта	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	TiO ₂
Аркагалинское (Разрез Тал-Юрях)	59,1	19	7,1	5,3	2,4	0,6	5,2	0,4
Верхнее-Аркагалинское	52,7	21,1	9,3	6,2	2,2	1,3	4,9	0,8
Эльгенская площадь	50	30,6	15,3	6,1	0,8	1,2	2,6	1,1
Анадырское	51	33	5	5,8	0,5	0,7	2,5	1,5

Таблица 1.16 - Температура плавления и жидкого шлакоудаления золы.

Месторождение, шахта	t_{деф}	t_{разм}	t_{пл}	t_{н.ж.}
Аркагалинское (Разрез Тал-Юрях)	1120	1220	1360	1650
Верхнее-Аркагалинское	1150	1240	1310	1480
Эльгенская площадь	1045-1090	1100-1135	1185-1270	
Анадырское	1200	>1500	>1500	1550

Заключенные в угленосных отложениях воды – сульфатно-натриевые солоноватые или гидрокарбонатно-натриевые пресные и слабосолоноватые.

Основным источником соединений натрия в угле могли быть продукты вулканической деятельности, которая проявлялась в период торфонакопления, и подвергавшиеся выветриванию вулканогенно-осадочные породы, подстилающие угленосные отложения. Поступающие при этом химические элементы значительно осолоняли внутренние водоемы. По мнению Ю. П. Пензина [Пензин, Шамонова, 1992], источником натрия в углях явились подземные воды, обогащенные натрием благодаря широкому развитию в угленосных отложениях туфогенного материала кислого состава и цеолитов.

На Эльгенской угленосной площади повышенное содержание натрия отмечается в золе углей одноименного бурогоугольного месторождения. Угленосные отложения, представленные терригенными осадками эльгенской свиты миоценового возраста, выполняют Сеймчано-Буюндинский внутриконтинентальный межгорный прогиб, ложе и борта которого сложены вулканогенно-осадочными породами мезозоя. В угленосной толще содержится 4-15 пластов угля рабочей мощности. Угли гумусовые, бурые, с высокой влажностью и зольностью (см. табл. 1.13-1.16). Золы углей по составу кислые, содержание оксида натрия в них

составляет 1,6-5,0%. Хлор и водорастворимые соединения натрия в углях не определялись. Гидрогеологические условия продуктивной толщи характеризуются наличием подмерзлотных пластово-трещинных вод гидрокарбонатно-хлоридно-натриево-магниевого состава с минерализацией 0,9-2,7 г/л.

Торфонакопление происходило в озерно-болотных, прирусловых и дельтовых условиях. Можно предположить, что наиболее благоприятные условия для обогащения натрием создавались при торфонакоплении за счет продуктов поствулканической деятельности (гидротермальной и фумарольной), а также поступления щелочных элементов из выветривающихся вулканических пород.

На Анадырской угленосной площади повышенное содержание натрия в золе углей отмечено на одноименном месторождении, в геологическом строении которого принимают участие образования верхнего мела, палеогена, неогена и четвертичного периода. Угленосные отложения палеогена представлены в нижней и средней частях туфогенно-осадочными и осадочными песчано-глинистыми образованиями, а в верхней – морскими песчано-глинистыми осадками, перекрытыми базальтами и их туфами. Угленосные отложения содержат до 28 угольных пластов, из них 12 рабочих со средней мощностью до 2-5,8 м. Угли гумусовые, преобладают клареновые, по степени углефикации бурые, переходящие в нижних горизонтах в каменные. Они характеризуются повышенной зольностью, а также малой сернистостью. Зола – кислого состава (см. табл. 1.13-1.16). По данным Ю. П. Пензина [1983], в ней содержится от 2,1 (шахта «Анадырская») до 3,4% (участок «Шахтерский») Na_2O .

Месторождение характеризуется высоконапорными подмерзлотными водами хлоридно-натриево-кальциевого состава с высокой минерализацией (до 24-80 г/л).

Благоприятная обстановка для торфообразования создавалась на прибрежных равнинах островного бассейна во время морских регрессий, в условиях обводнённых травянистых болот. Источником натрия в угле могли быть морская вода и продукты вулканической деятельности.

Кроме того, в северо-восточных районах страны повышенное содержание натрия (2,2%) наблюдается в золе углей Ланковского бурогоугольного месторождения неогенового возраста Охотской угленосной площади и Харанга-Уулахского месторождения мелового возраста Зырянского каменноугольного бассейна (2,3%) [Пензин, 1983], Койнатхунского месторождения лигнитовых углей (9,4%) [Энергетическое топливо., 1979]. Специальные исследования углей Ланковского месторождения показали полное отсутствие в них хлора [Пензин, 1983], на остальных месторождениях такие исследования не проводились. Источником натрия на указанных площадях могли служить морская вода (Зырянский бассейн) и продукты вулканической и поствулканической деятельности (Зырянский бассейн и Охотская угленосная площадь).

К области мезозойской складчатости Северо-Востока (Верхоянско-Чукотская складчатая область) примыкает Тиксинский бурогоугольный район [Геология месторождений., 1973]. В геологическом строении его принимают участие палеозойские и мезозойские образования, на которых несогласно залегают песчано-глинистые угленосные отложения, возраст которых точно не установлен (палеоген-неоген). Продуктивная толща собрана в пологие складки, в ней широко развиты нарушения с небольшой амплитудой. Месторождения района находятся в условиях многолетней мерзлоты.

Повышенное содержание щелочных металлов отмечено на Согинском месторождении, угленосные отложения которого содержат два пласта угля мощностью 14-20 и 2-5 м. Угли клареновые с большим количеством фюзена, малосернистые, с пониженной зольностью, содержанием летучих 45-48%, углерода 70-71% и теплотой сгорания

горючей массы 28 МДж/кг. Зола углей верхнего пласта содержит незначительное количество оксидов кремния (5,6%), 39% алюминия и железа, характеризуется высоким содержанием оксидов кальция (33%) и щелочных металлов, суммарное количество которых по разности составляет 14,9%. Источником щелочных компонентов могли служить продукты вулканической деятельности, которая активно проявлялась в Верхоянской геосинклинали в период торфонакопления [Лазько, 1975].

В Приморском крае угли с повышенным содержанием натрия в золе выявлены на месторождениях Угловского буроугольного бассейна, расположенного в Сихотэ-Алинской складчатой области [Геология месторождений.., 1973; Китаева, 1979].

Бассейн приурочен к синклинали, сложенной песчано-глинистыми с постоянной примесью вулканического пепла отложениями палеогена (верхний эоцен - нижний олигоцен). Продуктивная толща, осложненная многочисленными разрывными нарушениями, залегает на размытой поверхности вулканогенно-осадочных пород палеозоя-мезозоя континентального и морского генезиса и перекрывается туфогенно-осадочными образованиями неогена. Продуктивны угловская (Артемовское, Тавричанское, Майхинское месторождения), супутинская (аналог угловской на Супутинском месторождении) и майтунская свиты (Майхинское месторождение). Количество рабочих пластов достигает 8-10, мощность их изменяется от 1-1,5 до 22,6 м. Угли гумусовые, клареновые, однородные; по степени углефикации бурые, на Тавричанском месторождении переходные к каменным, с повышенной и высокой зольностью, малосернистые (табл. 1.17-1.20).

Таблица 1.17 - Технический анализ.

Месторождение, шахта		W ^p , %	W ^a , %	A ^d , %	S ^d _{общ} , %	V ^{daf} , %	Q _n ^p , МДж/кг
Артемовское	Шахта Дальневосточная	24,3		18	0,3	50	16,6
	Шахта Амурская	22,8		29,7	0,5	51	14,3
Тавричанское		14		23,5	0,4	48	18,6
Майхинское	Угловская свита		13,1	11,2	0,2	49,1	
	Майтунская свита		9,3	17,5	0,3	52,2	
Супутинское		27-36	5-21	19-40	0,2-1,1		11,1-13,0

Таблица 1.18 - Элементный анализ и теплотворная способность горючей массы.

Месторождение, шахта		C ^{daf} , %	H ^{daf} , %	(O+N) ^d _{af} , %	S ^d , %	Q _в ^{daf} , МДж/кг	Q _n ^{daf} , МДж/кг
Артемовское	Шахта Дальневосточная	72,1	5,5	22	0,4	29,1	27,8
	Шахта Амурская	70	5,9	23,4	0,7	28,8	27,4
Тавричанское		74	5,7	19,8	0,5	30,1	28,8
Майхинское	Угловская свита					28,7	
	Майтунская свита					30	
Супутинское		67-70	4-6	24-28		24,6-32,6	

Таблица 1.19 - Химический состав золы.

Месторождение, шахта		SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	TiO ₂
Артемовское	Шахта Дальневосточная	47,8	26,1	8,7	7,9	1,6	2,7	4,3	0,9
	Шахта Амурская	60,4	4,6	23,9	1,6	1,2	4,1	3,7	0,5
Тавричанское		53	30	6,5	2	1,5	4	2,5	0,5
Майхинское	Угловская свита	19,8-66,8	17,7-29,2	2,7-12,4	2,0-30,1	2,6-11,0	2,6-9,1		
	Майтунская свита								
Супутинское		55,2-61,4	22,1-29,6	4,6-7,2	2,2-5,8	0,7-2,2	17,7-27,7*		0,3

* - в пересчете на Na₂O

Таблица 1.20 - Температура плавления золы.

Месторождение, шахта		$t_{\text{деф}}$	$t_{\text{разм}}$	$t_{\text{пл}}$
Артемовское	Шахта Дальневосточная	1080	1180	1200
	Шахта Амурская	1400	1480	>1500
Тавричанское		1200	1400	1450

Зола характеризуется, как правило, кислым составом и значительным количеством оксида натрия, содержание которого на Артемовском месторождении составляет 1,1-13,3, Тавричанском 1,2-4,5% [Геология месторождений..., 1973; Китаева, 1979]. По Майхинскому и Супутинскому месторождениям есть данные о суммарном содержании оксидов щелочных металлов, которое на Супутинском месторождении достигает 27,7% в пересчете на Na_2O .

Продуктивная толща содержит гидрокарбонатно-натриево-кальциевые, реже хлоридно-натриевые воды с невысокой минерализацией (0,1-1,2 г/л).

Угленосные отложения накапливались на покрытой лагунами и озерами прибрежной равнине, заливавшейся морем [Быкадоров, 1980]. Высокое количество натрия в углях может быть связано с привносом в формирующийся торфяник щелочных элементов как за счет морской воды, так и вулканического материала.

Повышенное содержание Na_2O в золах углей отмечается на Горнозаводском и Лопатинском месторождениях Южного угленосного района **Сахалинского угольного бассейна** [Геология месторождений..., 1973]. На Горнозаводском месторождении угленосны терригенные отложения верхнедуйской свиты (средний миоцен), залегающей на вулканогенно-осадочных образованиях верхнего мела - палеогена. Они содержат пять угольных пластов, из них четыре рабочих со средней мощностью 1,5 м. Угли гумусовые, бурые (табл. 1.21-1.24).

Таблица 1.21 - Технический анализ. Шахта Горнозаводская.

W^p , %	W^a , %	A^d , %	$S^d_{\text{общ}}$, %	V^{daf} , %	Q_n^p , МДж/кг
23	-	12	0,5	48	18,9

Таблица 1.22 - Элементный анализ и теплотворная способность горючей массы. Шахта Горнозаводская.

C^{daf} , %	H^{daf} , %	$(O+N)^{daf}$, %	S^d , %	Q_b^{daf} , МДж/кг	Q_n^{daf} , МДж/кг
72,5	5,6	21,4	0,5	30,1	28,8

Таблица 1.23 - Химический состав золы. Шахта Горнозаводская.

SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	TiO_2
48,2	27,9	7,9	7,5	3,1	1,5	3,1	0,8

Таблица 1.24 - Температура плавления золы. Шахта Горнозаводская.

$t_{\text{деф}}$	$t_{\text{разм}}$	$t_{\text{пл}}$
1170	1190	1210

Месторождение характеризуется гидрокарбонатно-натриевыми, местами хлоридно-кальциевыми водами с минерализацией 1,0-1,5 г/л. Угленосные отложения образовались на низменной аккумулятивной прибрежной равнине, временами заливаемой морем [Атлас., 1967].

На Лопатинском месторождении угленосны песчано-глинистые континентально-лагунные отложения нижнедуйской свиты палеогена, содержащей до 70 пластов и пропластков угля. Угли длиннопламенные, средне- и высокзолные, малосернистые, с содержанием летучих веществ 44-48% и теплотой сгорания горючей массы 30,2-33,5 МДж/кг. В их золе содержится до 2,7% Na_2O .

Поступление натрия на этих месторождениях могло произойти в стадию торфяника, источниками его могли быть морская вода и продукты вулканической деятельности.

В **Украине** соленые угли были известны в Западном и Северном Донбассе [Методические разработки.,1981; Иванова, Зайцева, 1982; Иванова, 1983; Иванова, Кривега, 1985; Кизильштейн и др., 1983; Этапы утворення., 2012 и др.]. Дальнейшие исследования подтвердили высказанное автором предположение о наличии соленых углей в Днепровско-Донецкой впадине (ДДв) и в других регионах [Иванова, 2004; Ivanova, 2004; Иванова 2015 и др.].

Геологическое строение и качество углей **Западного и Северного Донбасса** охарактеризовано в разделе 2. По поводу генезиса этих углей высказывались различные мнения. Специалисты ВТИ, ДО ИМР, геологи производственных организаций Министерства геологии полагали, что угли в уже сформировавшемся пласте в связи с их повышенной сорбционной способностью поглощают хлориды щелочных металлов из подземных минерализованных вод соответствующего гидрохимического состава, т.-е. засоление их происходит в эпигенетическую стадию и соль является постдиагенетическим образованием. По их мнению, солеными могут быть угли бурые или длиннопламенные, с высокой минерализацией омывающих их подземных вод. В каменных углях более высокой стадии метаморфизма соленые угли, как предполагается, не установлены [Белецкий и др., 1998; Клер и др., 1987; Клер и др., 1988 и др.; Пожидаев и др. 1988 и др.]. В. Р. Клер и др. [Клер и др., 1987] считают постдиагенетическим происхождение соленых углей не только Западного и Северного Донбасса, но и целого ряда месторождений Северо-Востока и Дальнего Востока России.

Л. Я. Кизильштейн и др. [1983] повышенное содержание натрия и хлора в углях северной окраины Донецкого бассейна, допуская в принципе возможность их эпигенетического засоления, связывали с особенностями палеогеографической обстановки торфонакопления, а именно близостью морского бассейна – источника натрия. Они полагали, что повышенное содержание серы, являющейся одним из самых надежных индикаторов

морского влияния, свидетельствует о том, что «натрий и сера имеют общий источник – морские воды, поступившие в область торфонакопления». Особенности распределения натрия, по их мнению, определяются и последующим метаморфическим воздействием на угольный пласт, в результате которого происходят потери натрия в хлоридной и гуматной формах из-за потери поровых вод и преобразования молекулярной структуры угольного вещества. В связи с этим «щелочными» являются угли бурые или каменные низких стадий метаморфизма.

В последние десятилетия ряд месторождений явились объектом исследования с целью определения генезиса и форм нахождения хлора в угольной матрице, хотя их содержания и не всегда достигают критических.

Среди них месторождения **Австралии** (см. выше), Канады, Китая, Японии и Южной Африки.

В **Канаде** в восточной части провинции Британская Колумбия (угленосные бассейны Восточный Кутеней и Пис-Ривер) в каменных углях позднеюрского - раннемелового возраста определено в среднем содержание хлора в количестве 0,03-0,04% и натрия – 0,02-0,12% на сухой уголь [Grieve, Goodarzi, 1994; Vassilev et al., 2000; Vassilev et al., 2010]. Появление этих элементов в торфянике может быть связано с влиянием моря и вулканической деятельностью [Юдович, Кетрис, 2015; Grieve, Goodarzi, 1994].

На месторождении Датун, расположенном в пределах Большого Хуанхе-бассейна в **Китае** [Ruixia et al., 2004; Vassilev et al., 2000; Vassilev et al., 2010], исследовался каменный уголь позднекаменноугольного и пермского возраста с зольностью 13,7%, с выходом летучих 31% и содержанием углерода 82,8%. Содержание хлора определено в количестве 80-212 мкг/г сухого угля, что составляет 0,01-0,02% на сухой уголь. Содержание натрия составляет 0,23% на золу, или 0,03% на сухой уголь. Хлор находится в слабо связанной адсорбционной форме. Сведений о

происхождении хлора не приводится. По-видимому его появление в торфянике может быть связано с воздействием морской воды.

В **Японии** на месторождении Тайхейо (остров Хоккайдо) в бурых углях неогенового возраста [Юдович, Кетрис, 2015; Vassilev et al., 2000; Vassilev et al., 2010] зафиксировано в среднем 0,11% хлора и 0,26% натрия на сухой уголь. Наличие этих элементов может быть связано с вулканизмом, синхронным торфонакоплению.

В **Южной Африке** на месторождении Ermelo в каменных углях пермского возраста зафиксировано в среднем 0,03% хлора и 0,04% натрия на сухой уголь [Vassilev et al., 2000; Vassilev et al., 2010]. Обогащение торфяников хлором и натрием связано, по-видимому, с синхронным торфонакоплению вулканизмом.

Несмотря на многочисленные исследования углей, проводящиеся во всем мире, комплексный анализ полученных данных существенно ограничен ввиду наличия очевидных препятствий:

- недоступности или малодоступности национальных фондов в связи с техническими, информационными и языковыми ограничениями;
- ограниченности и ненормированности сети покрытия отбора проб на угольных месторождениях, отсутствии единого протокола отбора;
- несовместимости уже имеющихся данных с принятыми международными стандартами и т.п.

Попыткой преодолеть эти ограничения и выйти на новый качественный уровень решения многочисленных исследовательских задач в глобальном масштабе стала инициатива Геологической службы США (USGS) по формированию единой достоверной базы данных качества угля, охватывающей месторождения по всему миру.

В 1995 г. USGS, совместно с рядом учреждений и ученых из стран, занимающихся разработкой угольных месторождений, инициировала и к 2006 г. завершила разработку интегрированной базы данных широкого

спектра петрографических, химико-технологических и геохимических характеристик угля с географическими и возрастными привязками. База данных называется The World Coal Quality Inventory (WoCQI) [Tewalt et al., 2010] и содержит обширную стандартизированную информацию о качестве образцов угля, представляющих важнейшие угольные пласты во всех основных угледобывающих странах, а также многих мелких производителей угля. Всего в проекте приняли участие 56 стран. В соглашениях о сотрудничестве, учитывающих потребности и возможности стран-участниц данного проекта, особое внимание было обращено на строгое соблюдение регламента при сборе угольного материала и использование соответствующих протоколов. Все отобранные образцы угля в количестве 1580 шт. были проанализированы в геохимической лаборатории USGS в Денвере, Колорадо, и в коммерческой лаборатории, расположенной в Пенсильвании.

База данных WoCQI представляет собой уникальный сборник данных качества угля, содержащий широкий спектр технологических, экономических и экологических параметров, плод многонационального сотрудничества, без сомнения способствующий обеспечению эффективной и экологически приемлемой разработке глобальных ресурсов в 21-м веке.

Некоторые характеристики качества углей с повышенным содержанием Na и Cl месторождений мира, полученных в рамках данного проекта, приведены в табл. А.1 (приложение А).

Выводы

Анализ и обобщение приведенных материалов позволяет сделать следующие выводы.

Солеными оказываются угли паралических бассейнов, угленосные отложения которых образовались в прибрежно-морских и лагунных

условиях седиментации. Среди них бассейны каменноугольного угленакопления:

- Иллинойский (США), Йоркшир–Ноттингемшир, Ланкашир, Нортумберленд, Дургам, Южно-Уэльский, Кент и месторождение Форт-Уэлли (Великобритания), Рурский (Германия), Верхнесилезский угольный бассейн (Польша), Остравско-Карвинский угольный район (остравская толща, Чехия), Донецкий (Украина) и Карагандинский (карагандинская свита, Казахстан);

и преимущественно палеоген-неогенового угленакопления:

- бассейны Южной угленосной провинции (США), Нижнерейнский (Германия), Угловский бассейн, Анадырская угленосная площадь, Южный угленосный район Сахалинского угольного бассейна (Россия) и др.

Соленые угли выявлены на месторождениях, расположенных в районах развития галогенных пород. Это месторождения палеоген-неогенового возраста США, Германии (Тюринго-Саксонский угленосный район), Польши, где накопление торфяников могло происходить под химическим воздействием как морских вод (США, Германия), так и разрушающихся соленосных отложений.

Повышенное содержание натрия в золе углей обнаружено на месторождениях, сформировавшихся в период проявления интенсивной вулканической деятельности, продукты которой могли служить основным (долинская свита Карагандинского бассейна, Аркагаалинская и Эльгенская площади Северо-Востока России) или дополнительным (бассейны Великобритании, Анадырская угленосная площадь, Приморский край России) источником поступления щелочных элементов в торфяники.

Повышенное содержание натрия, иногда калия в золе углей отмечено на месторождениях, образовавшихся в областях проявления поствулканической (сульфатарной) деятельности и разрушения богатых щелочными металлами магматических пород. Среди них месторождения

Польши (месторождение Туров), Тургайского, Карагандинского, Канско-Ачинского и Нижнеилийского бассейнов, Средней Азии и Северо-Востока России.

Засолению торфяников мог содействовать аридный климат, ведущий к интенсивному испарению воды и осолонению водоемов (Карагандинский бассейн в долинское время, Ангренское месторождение в юрский период).

Гидрогеологические условия угленосных толщ, содержащих соленые угли, характеризуются наличием как высокоминерализованных (Тургайский, Нижнеилийский буроугольные бассейны, Анадырская угленосная площадь, Новомосковское месторождение Западного Донбасса), так и пресных и слабоминерализованных вод (ряда месторождений Приморского края, Северо-Востока России, Канско-Ачинского буроугольного бассейна, Средней Азии). В первом случае имеет место застойный гидрогеологический режим, благоприятствующий сохранению седиментогенных вод и засоленности углей, во втором создаются условия, способствующие рассолонению углей.

Относительно генезиса соленых углей, времени и источника их засоления исследователями, как показано выше, высказываются различные, подчас диаметрально противоположные, мнения.

Бурые угли содержат натрий в виде гуматов. Гуматы натрия зафиксированы в бурых и переходных углях месторождений Австралии, США, Польши, Германии, Канско-Ачинского бассейна России. Содержание их падает по мере увеличения степени углефикации – от 85-100 (Б) до 50-62% (Б-БД) за счет роста в каменных углях количества водорастворимого натрия, находящегося часто в стехиометрическом соотношении с хлором. Часть хлора находится в виде органических соединений. Натрий и хлор концентрируются преимущественно в витрините.

Содержание натрия и хлора падает по мере роста степени катагенеза, хотя эти элементы содержатся и в углях высокой степени углефикации,

что отмечается на ряде месторождений Великобритании, Германии, Чехии, США.

Анализ обзорной карты месторождений углей с повышенным содержанием натрия и хлора (см. рис. 1.1) свидетельствует о том, что месторождения соленых углей каменноугольного возраста распространены лишь в северном полушарии, в основном на Европейском континенте. В южном полушарии (Южная Америка, Африка, Австралия) они фиксируются в пермских отложениях (при наличии на этих территориях и каменноугольных угленосных отложений). Связано ли это с недостаточной степенью изученности интересующих нас образований или объясняется спецификой глобальных палеотектонических и палеоклиматических процессов, предстоит выяснить.

РАЗДЕЛ 2

ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕНОСНЫХ ФОРМАЦИЙ

2.1. Доно-Днепровский палеозойский прогиб

Тектоническое строение Доно-Днепровского прогиба, составной частью которого являются Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ) и Донецкое складчатое сооружение, определилось его положением как внутриплатформенной структуры (рис. 2.1, 2.2).



Рисунок 2.1 - Геоструктурная позиция Доно-Днепровского, Львовского и Преддобруджинского палеозойских прогибов, Закарпатского внутреннего прогиба, Днепровского бурогольного бассейна.

Режим геотектонического развития прогиба обусловил тектонические и палеогеографические обстановки углеобразования, определившие условия торфонакопления и формирования вещественно-петрографического состава углей каменноугольного возраста.

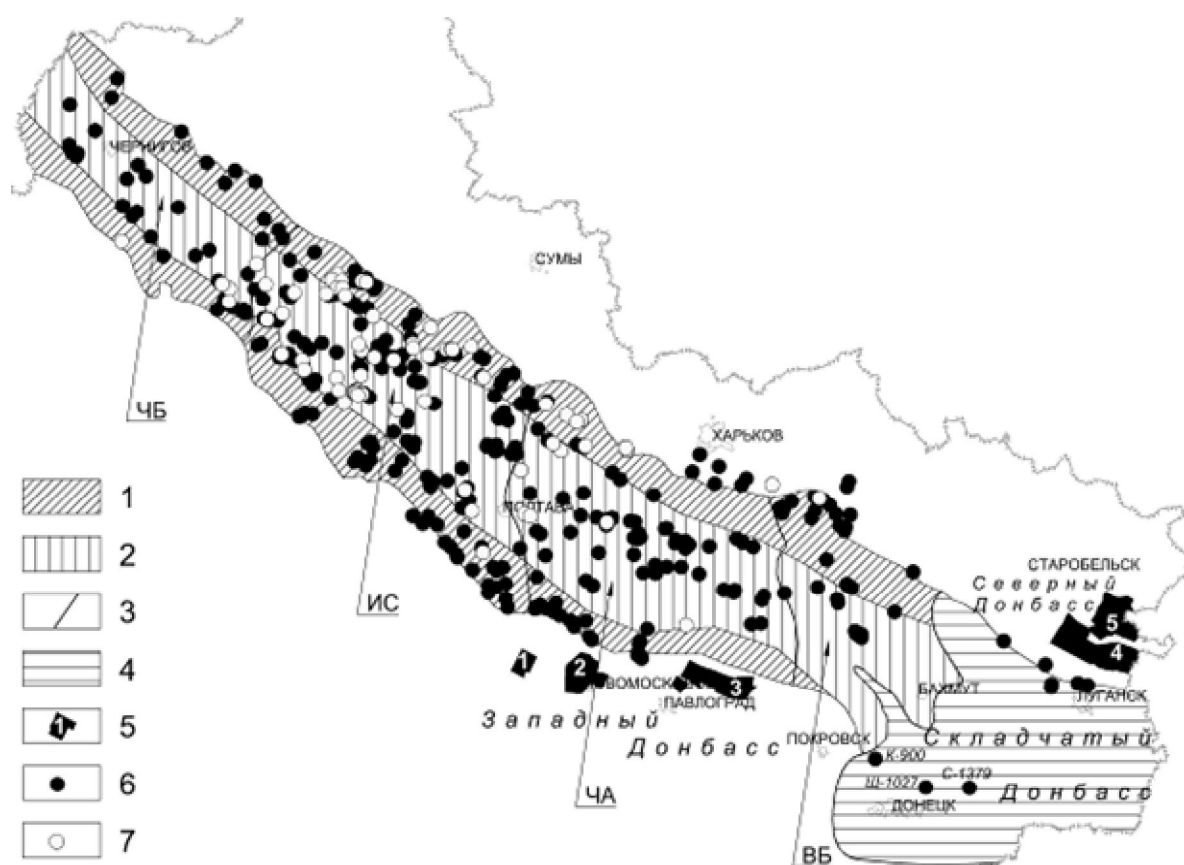


Рисунок 2.2 - Схематическая карта фактического материала и тектонического районирования Доно-Днепровского прогиба.

1 – прибортовые зоны ДДв; 2 – центральная зона ДДв; 3 – границы поперечных тектонических зон; 4 – Донецкое складчатое сооружение; 5 – угольные месторождения (1 – Петриковское, 2 – Новомосковское, 3 – Павлоградское, 4 – Петровское, 5 – Богдановское); 6 – скважины с данными показателя отражения витринита; 7 – скважины, опробованные на показатели солёности; поперечные тектонические зоны [Атлас геологического...,1984]: ЧБ – Черниговско-Брагинская, ИС – Ичнянско-Солоховская, ЧА – Чутовско-Алексеевская, ВБ – Волвенковско-Бантышевская.

В результате анализа геологического материала, исследования петрографического и химического состава углей выявлена связь вещественно-петрографического состава углей, их типа по восстановленности, степени засоленности с условиями торфонакопления.

По данным витринитовой термометрии установлены палеогеотермические обстановки преобразования угольной органики, определены палеогеотермические градиенты и амплитуды вертикальных перемещений породных массивов.

2.1.1. Геотектонические условия

Вопрос о тектонической природе, времени заложения рифта и времени инверсии Донецкого сегмента Доно-Днепровского прогиба еще не решен однозначно, в частности, не выяснена роль в рифтогенезе вертикальных напряжений под действием мантийного диапира и проседания коры в результате уплотнения подкорового вещества, горизонтальных растягивающих движений.

Большинство исследователей считают Доно-Днепровский прогиб частью внутриконтинентальной рифтовой системы, включающей также Припятскую впадину и вал Карпинского, а его формирование связывают с герцинской фазой тектогенеза, полагая, что структура была заложена в среднем девоне, а рифейские и нижнепалеозойские отложения в ней отсутствуют [Рослый, 1985; Рослый, 2001; Стовба, 2008; Стовба, Стифенсон, 2000 и др.]. Этими же и рядом других исследователей предпочтение при формировании рифта отдается процессам растяжения. Не отрицается роль и мантийного диапиризма, имевшего место во время рифтогенеза как сопутствующего процесса [Егорова и др., 2000; Кутас, Цвященко, 1993; Стовба, 2008]. По мнению белорусских геологов [Айзберг, Старчик, 2013], в Донецком и Припятском сегментах авлакогена наблюдаются признаки преимущественно одностороннего синрифтового

растяжения консолидированной земной коры по поверхностям срыва и субгоризонтальное залегание поверхности Мохо. Днепровское же звено авлакогена развивалось с подъемом мантийного астенолита, причем его центральная и восточная части унаследовали положение субширотного рифейско-вендского палеорифта. Тезис об унаследованности Днепровско-Донецким авлакогеном рифейского рифта высказывался и другими исследователями [Гордиенко, 1995; Есипович, 2014; Лукин, 1997; Усенко, 2002; Чирвинская, Соллогуб, 1980 и др.].

По мнению ряда исследователей [Стовба, 2008; Усенко, 2002], материалы сейсмических исследований, данные компьютерного моделирования и определения теплового потока свидетельствуют, что ДДв и Донбасс на протяжении позднего палеозоя были единой геологической структурой, которая формировалась под действием одинаковых геодинамических факторов. На дорифтовом этапе образовалась синеклизная зона, где шло накопление терригенно-карбонатных и терригенно-вулканических образований и началось соленакопление (франкский век позднего девона). Конец франкского века ознаменовался началом рифтового этапа, характеризующегося блокообразованием, формированием горстов и грабенов, накоплением синрифтовых терригенно-карбонатных, галогенных и вулканических образований мощностью от 3,5 км на северо-западе ДДв до 8 км в Донбассе и денудацией осадочных отложений на приподнятых массивах. На этой стадии произошла интрузия мантийных расплавов в нижнюю кору. Бретонская фаза герцинского тектогенеза (граница D-C) ознаменовалась размывом верхнедевонских отложений, на которых с перерывом залегают турнейские-нижневизейские образования. Этот региональный перерыв характерен как для ДДв, так и для Донбасса (рис. 2.3) [Вакарчук, Гавриш, 1991; Геология месторождений..., 1963; Кабышев, Вакарчук, 1971]. Начало пострифтового синеклизного этапа развития

региона приходится на турнейский [Гавриш и др., 1989; Стовба, 2008] -

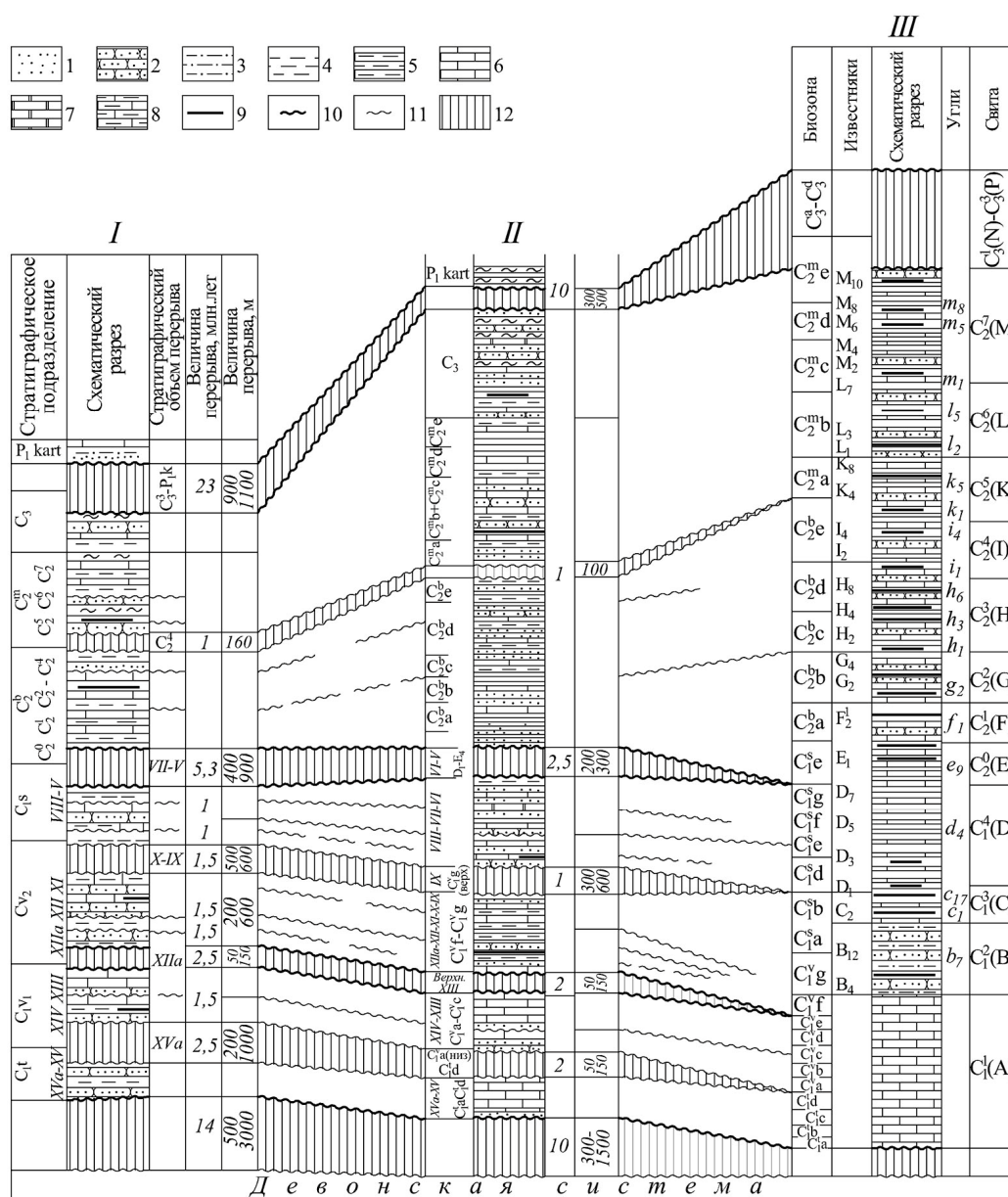


Рисунок 2.3 - Схема стратиграфических перерывов и несогласий в разрезе карбона Доно-Днепровского прогиба с исправлениями и дополнениями автора.

I – северо-западная часть ДДв (район Чернигова), *II* – юго-восточная часть ДДв (район Полтавы), *III* – Донецкий бассейн (район Донецка); 1 – пески, 2 – песчаники, 3 – алевролиты, 4 – глины, 5 – аргиллиты, 6 – известняки, 7 – доломиты, 8 – известняки глинистые, 9 – угли, 10 – региональные перерывы и угловые несогласия, 11 – субрегиональные и внутриформационные перерывы, 12 – отсутствие осадков.

верхневизейский [Кутас, Бевзюк, 1992; Рослый, 2001; Чирвинская, Соллогуб, 1980] века каменноугольного периода. Судя по результатам математического моделирования [Misch et al., 2015], всплеск мощности теплового потока, начавшийся в конце франкского века, завершился к концу нижневизейского времени, когда вероятно и начался синеклизный этап развития.

С этого времени, по мнению Р.И. Кутаса и В.А. Цвященко [1993] в отличие от точки зрения С.Н. Стовбы [2008], единая структура палеорифта распадается на ряд самостоятельных бассейнов с различным строением, динамикой развития и характером осадков – спокойным осадконакоплением синеклизного типа в пределах ДДв и весьма активным, вызванным интенсивным погружением, в Донбассе.

Развитие прогиба в карбоне характеризовалось накоплением терригенно-карбонатных угленосных отложений, менее активно проявившимся в раннекаменноугольную, чем в среднекаменноугольную эпоху (по результатам проведенных расчетов скоростей накопления осадков по Западному Донбассу в среднекаменноугольную эпоху осадконакопление шло в 2 раза быстрее, чем в раннем карбоне). Судетская фаза (C_1 - C_2) ознаменовалась воздыманием южных прибортовых частей Доно-Днепровского прогиба и усилением погружения его центральной и северной частей. Восходящие движения, начавшиеся в западной части Украинского щита (УЩ), привели к перерыву в осадконакоплении, что зафиксировано как в Донбассе, так и в ДДв [Вакарчук, Гавриш, 1991; Кабышев, Вакарчук, 1971]. Активизация тектонических движений, связанных с астурийской фазой тектогенеза (C_2 - C_3), привела к изменению условий осадкообразования и формированию в позднем карбоне толщи песчано-глинистых отложений с незначительным содержанием карбонатных и углистых образований [Айзенберг и др., 1988]. Углистые образования в отложениях верхнего карбона зафиксированы в Донецком бассейне, а также в пределах Чутовско-Алексеевской и Волвенковско-

Бантышевской зон ДДв [Иванова, 2012] (см. рис.2.3). В конце карбона шло затухание углеобразовательных процессов в Доно-Днепровском прогибе. В пермский период формировалась толща песчано-глинистых и галогенно-карбонатных пород морских, лагунных и континентальных фаций, выполняющих осевую часть ДДв, а также Бахмутскую и Кальмиус-Торецкую котловины Донбасса. В ДДв редкие углепроявления и углистые включения зафиксированы в пермских песчано-глинистых отложениях в зонах от Ичнянско-Солоховской до Волвенковско-Бантышевской [Иванова, 2012].

Инверсия геотектонического режима Донбасса, сопровождающаяся процессами складкообразования, произошла, по мнению разных исследователей, на рубеже S_3 -Р (уральская фаза) [Гавриш и др., 1989; Рослый, 2001], в ранней перми [Нагорный, 1976; Разницин, 1976], на рубеже P_1 - P_2 (заальская фаза) [Привалов и др., 2001; Привалов, 2006], на рубеже Р-Т (пфальцская фаза тектогенеза) [Геология месторождений..., 1963; Кутас, Бевзюк, 1992; Кутас, Цвященко, 1993; Лукинов, Пимоненко, 2008]. При этом С. Н. Стовба [2008] полагает, что на рубеже ассельского и сакмарского веков ранней перми произошел высокоамплитудный подъем Донбасса и части ДДв, не связанный с процессами складчатости.

Для мезокайнозойских литолого-стратиграфических комплексов неосинеклизного, по И. С. Рослому [2001], периода характерна полого-синеклизная и субгоризонтальная форма залегания. Тектонические движения проявлялись слабо, усиливаясь лишь при проявлении киммерийского и альпийского тектогенеза. Именно киммерийская (Т-Ј) и ларамийская (К-Р) фазы были, по мнению С. Н. Стовбы [2008], главными фазами складчатости Донбасса. По В. А. Привалову и др. [2001] на этот период приходится растянувшееся во времени кон- или постинверсионное термальное событие.

Характерной чертой осадочного чехла ДДв является наличие соляных структур, которые представлены, по классификации И. Г.

Баранова [1965], скрытосолянокупольными брахиантиклинальными складками, соляными брахиантиклиналями, куполами, соляными штоками, находящимися на разных стратиграфических уровнях, и открытыми соляными штоками, соляные массы в которых поднимаются до четвертичных отложений. По этому признаку выделяются предкаменноугольные, предтриасовые, предпалеогеновые и предчетвертичные типы соляных структур [Баранов, Арсирый, 1964; Косыгин, 1969; Чирвинская, 1965 и др.]. Почти все соляные структуры впадины разбиты сложной системой разновозрастных нарушений, что особенно отчетливо проявляется в приосевой и центральной частях поднятий. В сводах структур нередко наблюдаются мульды проседания, часто выполненные палеоген-неогеновыми отложениями с углепроявлениями и месторождениями бурого угля.

Современные представления о движущих силах соляной тектоники можно разделить на две группы: гравитационные и тектонические. Согласно первым, основной силой является неравномерная нагрузка на соляные породы надсолевых отложений, в результате чего соль в силу своей пластичности и меньшего объемного веса выжимается вверх на участках с минимальным давлением до установления изостатического равновесия [Косыгин, 1969; Стомба, 2000 и др.]. Причем С. Н. Стомба, считая основной движущей силой соляной тектоники силы гравитационные, полагает, что основным процессом, увеличивающим скорость нагнетания соли в ядра структур, является непрерывная эрозия их сводов. Согласно вторым, образование солянокупольных структур связано с глубинными тектоническими процессами, в частности вертикальными тектоническими движениями, приводящими к возникновению локальных напряжений внутри осадочной толщи [Китык, 1970]. Многие исследователи привлекают для объяснения соляного тектогенеза оба фактора, полагая, что в эпохи седиментации благодаря силам гравитации идет постепенный рост соляных структур, а в периоды активизации

тектонических напряжений рост их ускоряется, чему способствует большая разница гравитационных нагрузок в пределах локальных площадей, возникающая в результате размыва в сводах складок надсолевых отложений [Атлас геологического..., 1984; Баранов, Арсирий, 1964]. Автор диссертации полагает, что основной движущей силой роста структур является разность давлений (гравитационных нагрузок), возникающая за счет разных уровней поверхностей соляных масс на бортах и в центральных частях впадины, что является результатом геодинамических условий формирования региона.

Солянокупольные структуры могут являться потенциальным источником засоления формирующихся торфяников. Это зависит от стратиграфического уровня, к которому приурочена кровля девонской соли, и времени их формирования.

Структуры с предкаменноугольным уровнем залегания соляного ядра, которое подвергалось процессам выщелачивания в предкаменноугольный период, развиты в основном в северо-западной части впадины (в пределах Черниговско-Брагинской и частично Ичнянско-Солоховской зонах) [Атлас геологического..., 1984]. Они по-видимому не могли засолять каменноугольные торфяники, основным источником засоления которых в раннекаменноугольную эпоху и в башкирский век могла быть морская вода.

Преимущественно в юго-восточной части впадины широко распространены структуры с предтриасовым уровнем залегания соляного ядра. Их формирование происходило на протяжении всего каменноугольного периода и раннепермской эпохи одновременно с осадконакоплением [Атлас геологического..., 1984]. По-видимому их рост шел за счет разницы «гидростатических» давлений, определяющихся положением соляного пласта на бортах и в центре впадины, и стимулировался повышением влажности, сопутствующим осадконакоплением. Накопившаяся над «нижней солью» (D_3^{fr}),

принимающей участие в соляном тектогенезе, толща отложений репкинской свиты и фамена мощностью более 5,3 км [Стратиграфія верхнього..., 2014] создавала давление на соляной пласт порядка 133 кг/см², чего более чем достаточно для поддержания соли в пластическом состоянии, стимулируя дальнейший рост штока.

Структуры с предпалеогеновым уровнем залегания соляного ядра также большей частью развиты в юго-восточной части впадины. Соляные штоки с предчетвертичным уровнем распространены преимущественно в прибортовых частях ДДв [Атлас геологического..., 1984].

Вопрос, могли ли соляные структуры быть источником засоления каменноугольных торфяников, рассматривается в разделе 3.

2.1.2. Геотермические условия

В пределах ДДв современные геотермические градиенты палеозойских отложений изменяются от 1,7-2,0 до 3,0-3,3°C/100 м [Атлас..., 1984], в Донбассе – от 1,0 до 3,9°C/100 м, составляя в среднем 2,8°C/100 м [Геология месторождений..., 1963; Гордиенко и др., 2015; Кутас, Бевзюк, 1992]. Это позволяет отнести Днепровский и Донецкий секторы прогиба по уровню современной геодинамической и геотермической активности к бассейнам с нормальной геотермией [Robert, 1985].

Палеогеотермические градиенты, определенные по показателям отражения витринита по предложенной автором методике [Иванова, 1992; Иванова, Гаврильцев, 2010], составляют в среднем для палеозойских отложений центральной зоны впадины 2,5-2,9°C/100 м, для южного борта и южной прибортовой зоны от 2,5-2,7 (Черниговско-Брагинская и Ичнянско-Солоховская зоны) до 3,2-3,7°C/100 м (Чутовско-Алексеевская зона), северного борта и северной прибортовой зоны 2,0-2,5°C/100 м [Иванова, 2012]. В расчет не брались структуры с палеогеотермическими градиентами меньше 1 и больше 5°C/100 м (Артюховская, Белоцерковская,

Гоголевская, Дмитриевская, Максаковская, Мильковская, Основная, Петровцевская, Слободская, Черниговская), свидетельствующими о влиянии на катагенез пород наложенных вулканических и поствулканических процессов [Вулканизм и рудные.., 1977; Ляшкевич, 1977 и др.].

Амплитуды вертикальных перемещений структур составляют от 2,4-3,6 км в пределах Черниговско-Брагинской поперечной зоны до 3,0-6,5 км в Волвенковско-Бантышевской зоне [Иванова, 2012].

В пределах Ичнянско-Солоховской зоны (Ждановская депрессия) выявлено палеогеотермическое несогласие, составляющее $+36^{\circ}\text{C}$ [Иванова и др., 1990], которое зафиксировано скважиной СГ-9 на уровне стратиграфического раздела $\text{C}_1\text{-C}_2$ (судетская фаза тектогенеза). Палеогеотермические градиенты составляют: ниже поверхности несогласия $2,9^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, выше – $1,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, амплитуда вертикального перемещения составила 790 м [Иванова, 2012]. По-видимому, данное несогласие может быть следствием отмеченного выше перерыва в осадконакоплении (см. рис. 2.3), приведшего к остыванию термогенетически преобразованных пород нижнего карбона. При последующем погружении территории и накоплении осадков среднекаменноугольные отложения подвергались действию более низких температур. Несогласие может быть и результатом сбросового тектонического нарушения, как показано на рис. 2.4 [Иванова и др., 1990; Иванова, 1998].

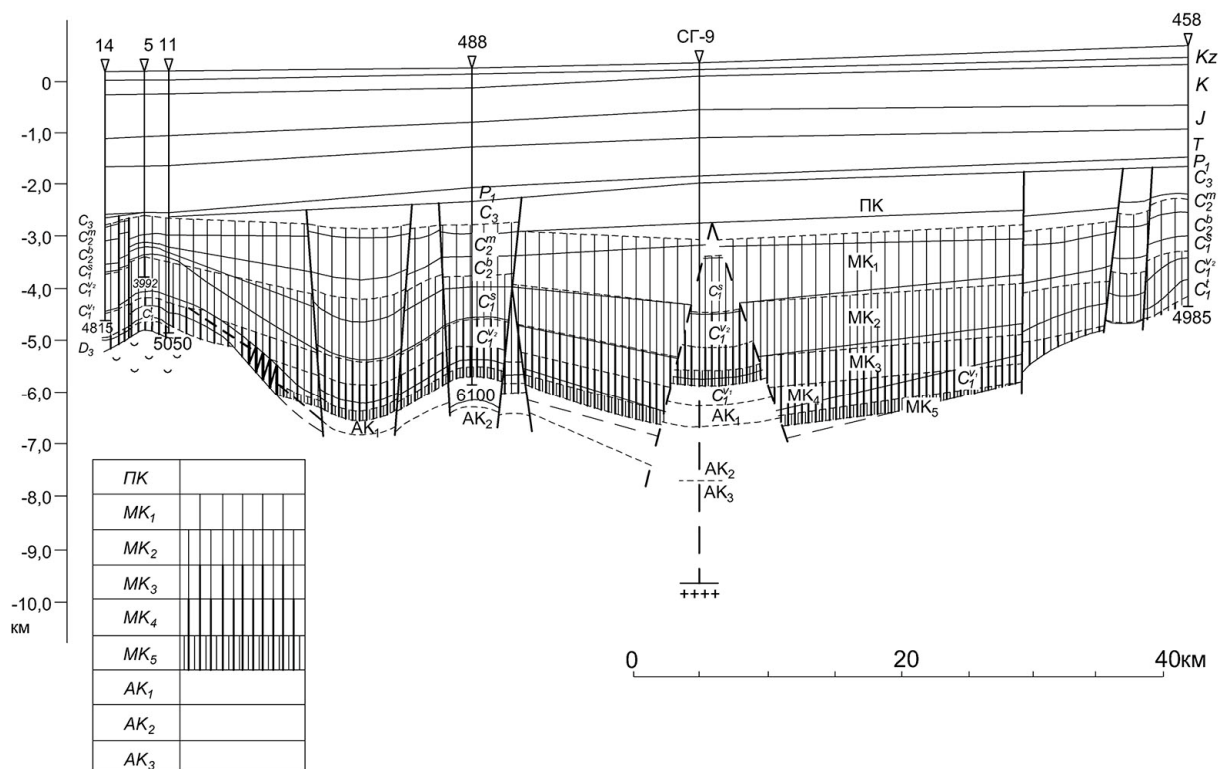


Рисунок 2.4 – Катагенетический разрез по линии структур Яблуновская-Камышняянская-Краснозаярская.

Проведенный автором анализ показателей отражения витринита из каменноугольных отложений скважин Очеретинской К-900, Макеевской Щ-1027 и Чистяковской С-1379 Донбасса [Комплект карт..., 1991] показал, что палеогеотермические градиенты составляют соответственно 3,2; 3,3 и 3,7°C/100 м (рис.2.5) при современных 3,2; 3,1 и 3,3°C/100 м, т.е. палеогеотермические градиенты угленосной толщи практически не отличаются от современных, что отмечалось и М. Л. Левенштейном [Геология месторождений..., 1963].

Таким образом, в период формирования палеозойского осадочного чехла Доно-Днепровский прогиб, как и современный, по уровню геодинамической и геотермической активности относился в соответствии с классификацией П. Роберта [Robert, 1985] к бассейнам с нормальной геотермией.

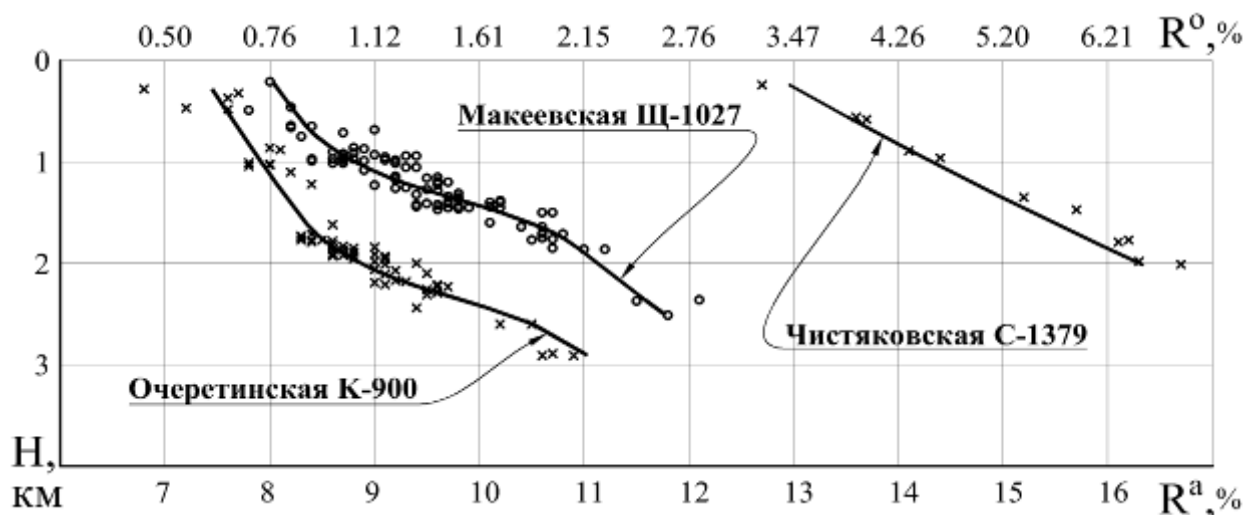


Рисунок 2.5 – Модель палеогеотермической реконструкции для каменноугольных отложений скважин Очеретинской К-900, Макеевской Щ-1027 и Чистяковской С-1379 (Донбасс).

Исходя из палеогеотермических градиентов можно заключить, что толщи пород после максимального прогрева были приподняты на 3,3 (скв. К-900), 4,1 (скв. Щ-1027) и 6,3 (скв. С-1379) км.

Полученные величины инверсии выше приведенных в работах В. А. Привалова и др. [Privalov, 2002; Sachsenhofer et al., 2011], что вероятно связано с использованием разных палеотемпературных шкал. Автор использует шкалу палеотемператур, которая получена путем сопоставления глубин палеопогружения углей определенных стадий метаморфизма, надежно установленных для пермских отложений Печерского бассейна, со сводной термограммой, построенной по данным измерения температур в глубоких скважинах, расположенных в депрессиях молодых платформ (мезозой-кайнозойского возраста) [Петрология органических..., 1987]. В соответствии с этой шкалой температура перехода каменных углей в антрациты составляет 190°C , что близко к шкале М. Л. Левенштейна [Геология месторождений..., 1963]. В работах В. А. Привалова используется шкала, основанная на результатах моделирования тепловых потоков с учетом фишн-трекового анализа и

температуры гомогенизации газовой-жидких включений (по этой шкале температура перехода каменных углей в антрациты составляет 250°C).

Киммерийские и альпийские циклы тектогенеза активизировали разломы, явившиеся каналами для миграции магм, потоков восходящих флюидов и летучих из сохранившихся мантийных очагов [Кутас, Цвященко, 1993; Усенко, 2002]. Тепловой поток и температуры в земной коре в эпоху киммерийской и альпийской тектономагматической активизации усиливались, но не превышали значений, вызванных герцинским тектогенезом [Кутас, Цвященко, 1993]. По мнению О. В. Усенко [2002], протекание современной активизации принципиально не отличается от киммерийской.

2.1.3. Условия торфонакопления. Угленосность

Режим геодинамического развития прогиба в карбоне благоприятно сказался на условиях торфонакопления и определил формирование угленосных отложений паралического типа. В позднем девоне витринизированный материал, в основном в виде включений, зафиксирован в терригенно-карбонатных отложениях в прибортовых и центральной частях Черниговско-Брагинской, Ичнянско-Солоховской и Чутовско-Алексеевской зон впадины. Степень их углефикации, установленная автором по показателям отражения витринита, соответствует углям от длиннопламенных до тощих [Иванова, 2012].

Основная угленосность прогиба приурочена к терригенно-карбонатным отложениям карбона и связана со всеми эпохами торфонакопления каменноугольного периода. В турнейско-поздневизейскую эпоху накопление растительной массы шло в проточных торфяниках лагунно-заливного расчлененного побережья в условиях частых морских ингрессий [Иванова и др., 2001]. Эпоха отличалась весьма слабым непромышленным углеобразованием, которое происходило только

в ДДв. Углепроявления зафиксированы здесь в основном в виде маломощных пластов и тонких прослоев в пределах Черниговско-Брагинской и Ичнянско-Солоховской зон, бортовых и прибортовых частей Чутовско-Алексеевской зоны [Иванова, 2012] (см. рис.2.2).

На поздневизейско-позднесерпуховском этапе торфонакопление распространилось и на территорию Донбасса, где сформировалась выделенная В. Ф. Шульгой [1981] нижнекаменноугольная угленосная формация. Она развивалась, в основном, в условиях стойкой лагунной обстановки на открытом побережье мелкого моря. В пределах ДДв углепроявления и угольные пласты мощностью до 0,6-1,0 м зафиксированы в Черниговско-Брагинской, Ичнянско-Солоховской, Чутовско-Алексеевской зонах, бортовых и прибортовых частях Волвенковско-Бантышевской зоны [Иванова, 2012]. Основная масса углепроявлений приурочена к северо-западной части впадины и к южной прибортовой зоне. В прибортовой зоне юго-восточной части впадины, примыкающей к Западному Донбассу, рабочая мощность пластов обычно не превышает 0,7-0,8 м, но в отдельных случаях достигает 1,5 м [Угленосные формации..., 1990].

В Западном Донбассе основная угленосность связана с нижнекаменноугольной формацией, в состав которой входят три подформации (рис.2.6) [Шульга, 1981; Геология месторождений..., 1963, с. 523-568]. Нижняя слабо угленосная болотно-трансгрессивная подформация, сложенная песчаниками и аргиллитами с тонкими прослойками известняков и угля, залегает в нижней части свиты C_1^2 до известняка B_{10} . Высокоугленосная регрессивно-трансгрессивная болотно-лагунная подформация, к которой относятся карбонатно-терригенные отложения свит C_1^2 и C_1^3 , залегает в интервале от известняка B_{10} до известняка C_5 свиты C_1^3 . Она представлена алевро-аргиллитовой толщей с многочисленными пластами и пропластками угля, с тонкими прослойками глинистых известняков. Верхняя слабо угленосная болотно-морская

подформация, залегающая в верхней части свиты C_1^3 (до известняка D_1^{2B}), сложена терригенными отложениями с прослоями известняков и редкими тонкими прослоями угля.

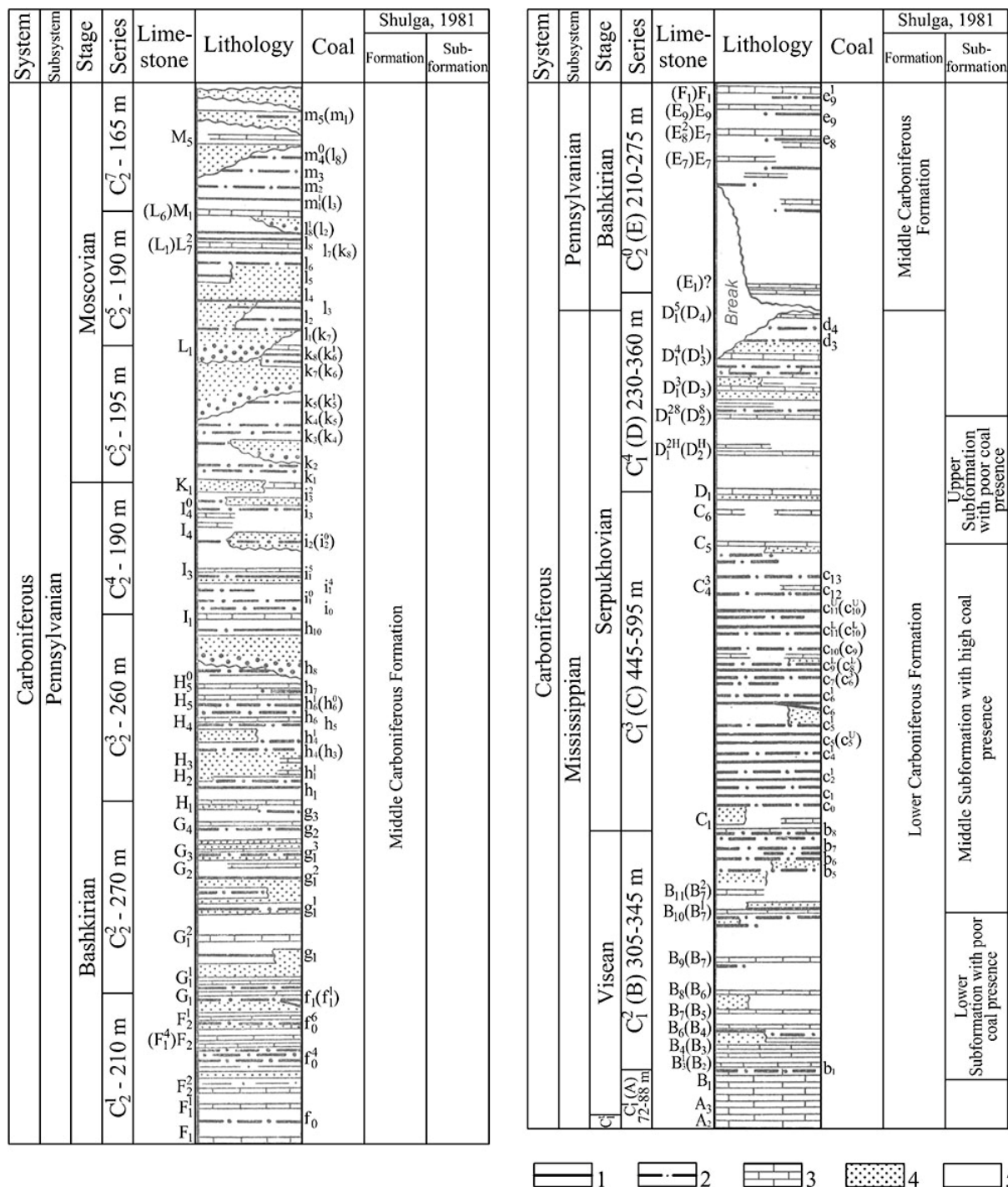


Рисунок 2.6 – Разрез карбоновой угленосной формации Западного Донбасса с исправлениями и дополнениями автора.

1 – угольный пласт рабочей мощности; 2 – угольный пласт нерабочей мощности; 3 – известняки; 4 – песчаники; 5 – аргиллиты, алевролиты.

Наибольший интерес представляет высокоугленосная подформация, развивавшаяся в основном в условиях стойкой лагунной обстановки, с угольными пластами b_6-b_8 мощностью 0,45-0,75 м (свита C_1^2) и пластами c_0-c_{17} (свита C_1^3). Промышленное значение имеют пласты c_1, c_5-c_{11} средней мощностью 0,7-0,8 м. Глубина залегания пластов увеличивается в северном направлении от 100 до 1500 м [Иванова, Кривега, 1985; Угленосные формации..., 1990]. Большинство пластов относится к категории тонких, они характеризуются равномерностью распространения по площади, но невыдержанны по мощности. Кровля и подошва пластов в основном сложена аргиллитами и алевролитами. В пластах наблюдаются прослойки аргиллитов (3-5 см до 0,5-0,6 м), также отмечаются прослойки каолинита до 2-3 см, служащие маркерами. Пласты имеют простое и сложное строение. Сложное строение обусловлено расщеплением в результате неравномерного прогибания области торфонакопления под действием тектонических процессов. Иногда расщепление пластов связывается с деятельностью палеорек [Шульга, 1981].

Угленосные отложения среднего карбона формировались в условиях заболоченных приморских аллювиальных равнин в низинных топяных лесных торфяных болотах с подчиненными им лагунными обстановками, которые вследствие интенсивных морских трансгрессий менялись на мелководноморские и морские [Закономерности угленакопления..., 1963; Феофилова, Левенштейн и др., 1963; Игнатченко и др., 1979; Угленосные формации..., 1990; Узиюк, 1994; Узиюк, Шварцман, 2012 и др.].

На позднесерпуховско-позднебашкирском этапе незначительной интенсивности торфонакопление происходило во всех тектонических зонах ДДв [Иванова, 2012]. Основная масса углепроявлений приурочена к северо-западной части впадины, отличающейся повышенной угленосностью, и к южной прибортовой зоне. Мощность некоторых пластов превышает 0,6 м [Угленосные формации..., 1990].

В Западном Донбассе в свите C_2^0 редко отмечаются линзовидные прослои угля e_5 и e_6 , а в верхней части разреза прослеживаются пласты e_8 и e_9 , мощность которых достигает иногда 1 м. Угольные пласты f_1 (свита C_2^1), g_1^{3+4} (свита C_2^2) и h_5 (свита C_2^3) имеют в северо-западной части Новомосковского месторождения рабочую мощность. Строение пластов чаще простое. Они залегают на глубинах от 200 до 1000 м. Свита C_2^4 характеризуется песчано-глинистым составом пород с включением маломощных пластов углей и известняков. В пределах открытого Донбасса угленосные отложения данного этапа имеют промышленное значение в отдельных угленосных районах.

Отложения, образовавшиеся на позднебашкирско-московском этапе, характеризуются значительной угленосностью. Пласты углей, мощностью от 0,1-0,3 м до 0,6 м и более, зафиксированы во всех тектонических зонах ДДв. С этим этапом связана основная угленосность Юго-Западного и Северного Донбасса. Угленосные пласты рабочей мощности приурочены, в основном, к свитам C_2^5 - C_2^7 , количество рабочих пластов мощностью 1 м и более достигает 27 [Геология месторождений..., 1963; Угленосные формации..., 1990].

Позднекарбоновый этап соответствует заключительной стадии развития карбонового торфонакопления. В пределах ДДв углепроявления зафиксированы в центральной и прибортовых частях Ичнянско-Солоховской и Чутовско-Алексеевской зон, центральной части Волвенковско-Бантышевской зоны. Угольные пласты местами достигают мощности 0,5-1,0 м [Иванова, 2012; Угленосные формации..., 1990]. В Юго-Западном Донбассе угленосность связана в основном со свитой C_3^1 , промышленное значение имеют пласты n_1 - n_1^1 , мощность которых достигает 0,8-2,2 м. Свиты C_3^2 и C_3^3 не содержат промышленных пластов угля. Свита C_3^3 развита в основном в пределах Кальмиус-Торецкой и Бахмутской котловин [Геология месторождений..., 1963].

Условия образования карбоновой угленосной формации позволяют рассматривать ее как паралическую. Эта точка зрения подтверждается значениями коэффициента Лейфмана-Вассоевича, рассчитанного по данным элементного состава органического вещества углей Западного Донбасса. Его значения для углей нижнего и среднего карбона колеблются от 0,45 до 0,60 и свидетельствуют, что торфяники формировались из растений наземного происхождения под влиянием морских условий [Вассоевич, Лейфман, 1979].

2.1.4. Условия формирования вещественно-петрографического состава углей

Исходным материалом углей послужила каменноугольная флора, представленная древовидными плауновидными, членистостебельными, папоротниковыми, птеридоспермовыми и голосеменными растениями. В торфонакоплении принимали участие разнообразные фрагменты растений, из которых наиболее отчетливо различаются листовые, стеблевые и коровые ткани, органы спороношения и размножения, а также смолоподобные образования [Узюк, 1990; Узюк, 1994; Узюк, Игнатченко, 1985; Шульга и др., 1987; Шульга и др., 2010].

На раннекаменноугольных этапах торфонакопление как в ДДв, так и в Донбассе происходило в малообводненных и проточных болотах расчлененного лагунно-морского побережья, с достаточно устойчивой областью торфонакопления и малыми скоростями опускания, давая исходный материал для формирования углей в основном кларено-дюренового состава, маловосстановленного и переходного генетических типов. При этом невысокая скорость осадконакопления способствовала сильному разложению исходного растительного материала и его первичной окисленности [Иванова и др., 2001; Игнатченко и др., 1979].

В среднекаменноугольную эпоху торфонакопление шло в обстановках обводненных топяных болот аллювиально-дельтовых приморских низменностей, способствуя формированию углей кларенового и дюрено-кларенового состава, в основном восстановленного генетического типа. Данные В. И. Узиюка [1994], изучавшего условия формирования углей среднего карбона Юго-Западного Донбасса, подтвердили отнесение угленосных отложений к паралическому типу преимущественно с автохтонным накоплением материнского вещества. В этой обстановке в зависимости от степени обводненности и проточности болот формировались гумусовые угли различных петрогенетических типов.

Как указывалось ранее, в среднекаменноугольную эпоху осадконакопление шло в 2 раза быстрее, чем в раннем карбоне. Поэтому степень сохранности структурных тканей в углях среднекаменноугольного возраста значительно выше, а процесс гелификации шел более интенсивно, чему способствовала восстановительная среда преобразования растительного материала. Таким образом, вслед за П. П. Тимофеевым и Л. И. Боголюбовой [1971] следует признать, что определяющими факторами биохимического преобразования и степени разложения органического вещества можно считать тектонический режим, который контролирует скорость захоронения растительных остатков и, следовательно, степень их сохранности, и водный режим болота, регулирующий окислительно-восстановительный потенциал среды первичного преобразования органического вещества и этим обуславливающий его тип по степени восстановленности.

По мнению автора диссертации, окислительно-восстановительный потенциал среды торфяника также контролируется тектоническим режимом, так как более высокая скорость захоронения растительного материала определяет и более высокую восстановленность среды его преобразования. Отсюда маловосстановленные и переходного типа угли

нижнего карбона, преимущественно восстановленные угли среднего карбона.

Это подтверждается и установлением тесной связи между вещественным составом угольных пластов и фациальной принадлежностью вмещающих их пород [Шульга и др., 1972] (см. раздел 3.1).

В регионе преобладают гумусовые угли. Сапропелевые и липтобиолитовые угли не имеют широкого распространения, но чаще отмечаются в нижнем карбоне в ассоциации с углями других петрографических типов. В гумусовых углях установлены органические микрокомпоненты групп витринита, семивитринита, инертинита, экзинита и минеральные примеси. Для сапропелевых углей характерна группа альгинита, для липтобиолитовых – группа липоидинита.

На приведенных иллюстрациях представлены микрофотографии соленых углей из отложений нижнего (рис. 2.7 – 2.17) и среднего (рис. 2.18) карбона.

В группу витринита входят теловитринит (обычно в количестве не более 25-35%), гомовитринит (от 2 до 50%), аттрито- и десмитовитринит (от 10 до 85%), а также корповитринит. В углях нижнего карбона группа витринита представлена в основном гомовитринитом, аттрито- и десмитовитринитом. Телинит в виде крупных фрагментов структурных тканей, образованных из перидермы и органов спороношения, наблюдается редко. В углях среднего карбона также присутствуют гомовитринит и аттритовитринит, телинит встречается чаще, но в виде более мелких фрагментов, являющихся продуктами преобразования перидермы и паренхимных тканей.

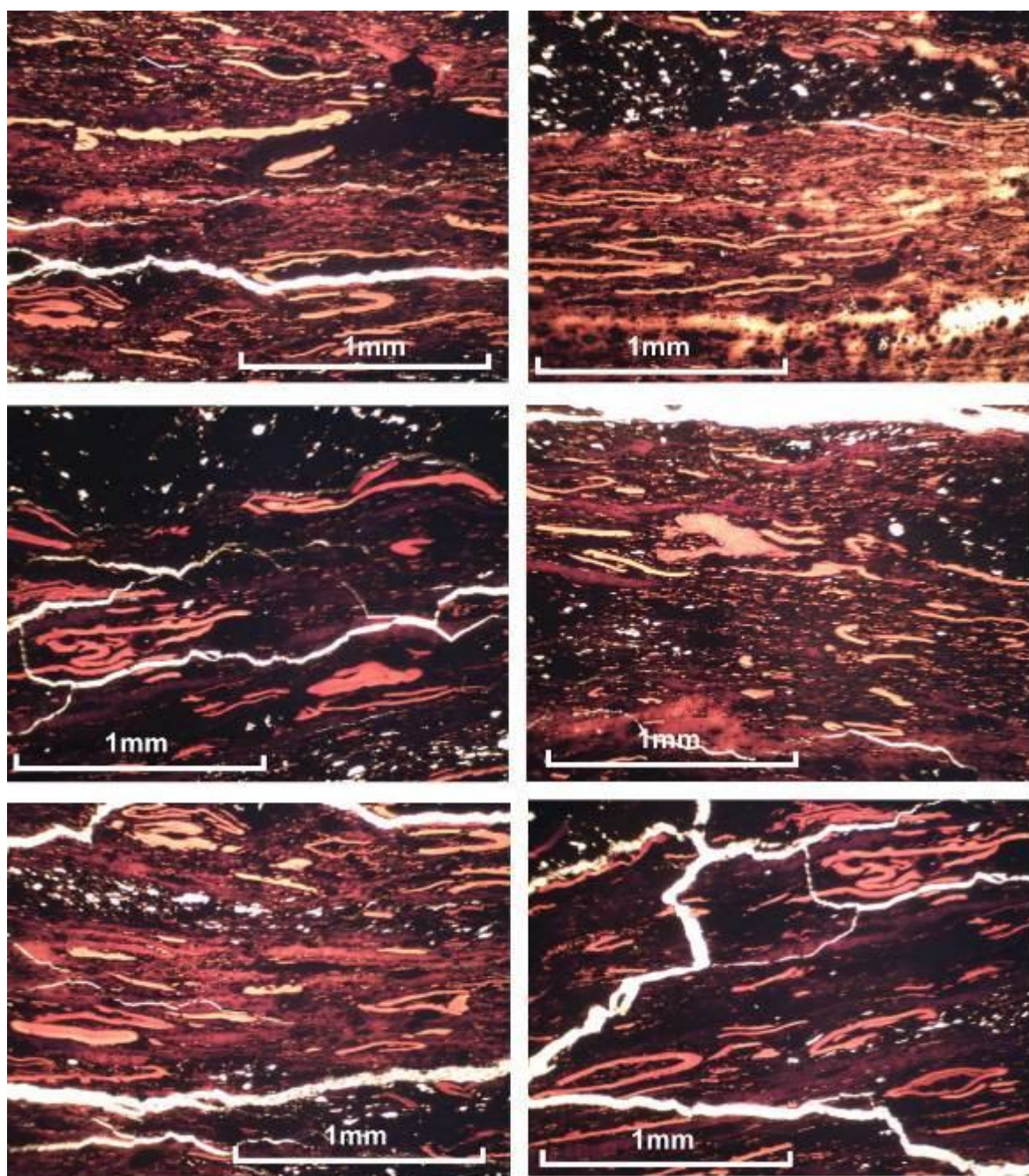


Рисунок 2.7 – Комковатый аттрито-витринит, фрагменты β -фюзинита, аттрито-фюзинит, многочисленные включения макро-, микроэкзинита в дюреновом угле. Николаевская площадь, скв.3, глубина 4245-4255 м, возраст C_1^V .

Микрокомпоненты группы семивитринита наблюдаются в незначительном количестве (порядка нескольких %) и занимают промежуточное положение между витринитом и инертинитом. По структуре и размерам они практически не отличаются от компонентов группы витринита.

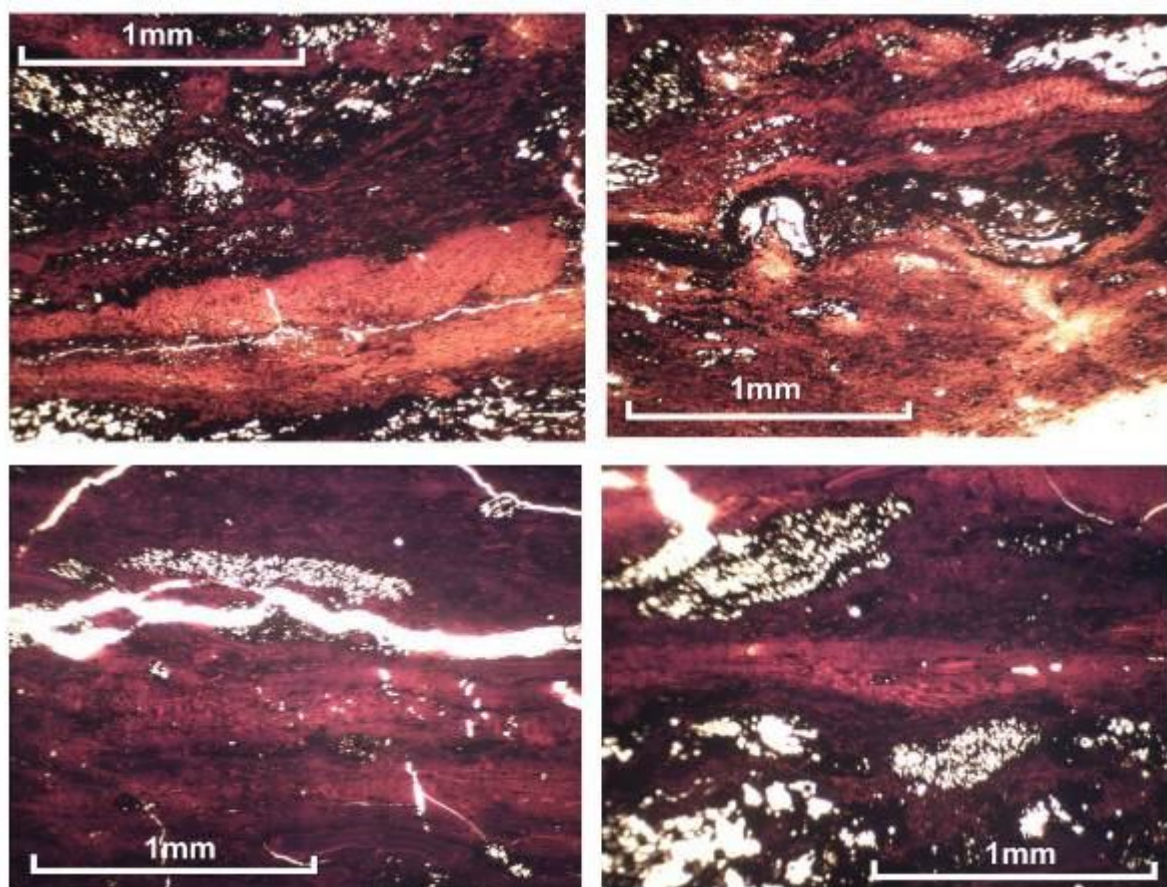


Рисунок 2.8 – Единичные фрагменты Δ -витринита, комковатый и волокнистый атритито-витринит, фрагменты α, β -фюзинита, атритито-фюзинит, единичные экземпляры микроэкзинита в кларено-дюреновом угле. Исковская площадь, скв. 315, глубина 4460-4471 м, возраст C_1^V .

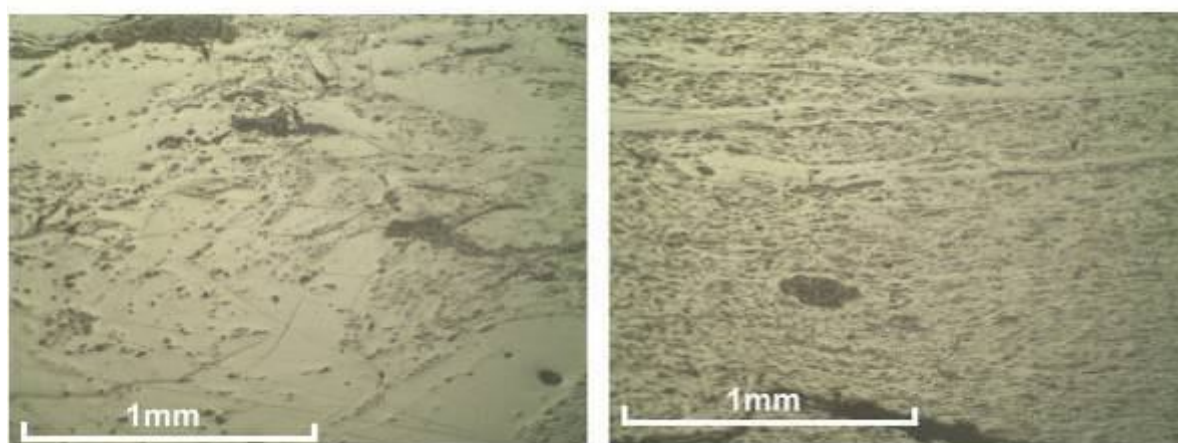


Рисунок 2.9 – Десмито-витринит, микроэкзинит в дюрено-клареновом угле и волокнистый атритито-витринит, десмито-витринит, многочисленный микроэкзинит в дюреновом угле. Решетняковская площадь, скв.4, глубина 3493-3494 м, возраст C_1^S . Отраженный свет.

Группа инертинита объединяет непрозрачные образования и представлена микрокомпонентами семифюзинита, фюзинита, инертодетринита, макринита, микринита и склеротинита. В углях нижнего карбона наблюдаются обычно семифюзинит, фюзинит, инертодетринит, реже макринит и склеротинит. В углях среднего карбона группа представлена в основном семифюзинитом, фюзинитом, инертодетринитом и склеротинитом.

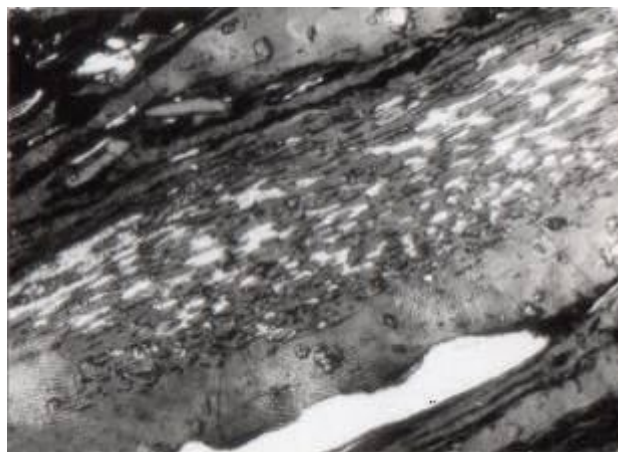


Рисунок 2.10 – Тонковолокнистый аттрито-витринит, аттрито-фузинит, микроэкзинит, обрывки макроэкзинита в дюреновом угле. Северо-Блудшинская площадь, скв.101, глубина 1740-1749 м, возраст C_1^V . x146.

Рисунок 2.11 – Фрагмент α - β -ксилинита, макроэкзинит в дюреновом угле. Северо-Леляковская площадь, скв.363, глубина 3929-3937 м, возраст C_1^V . x146.

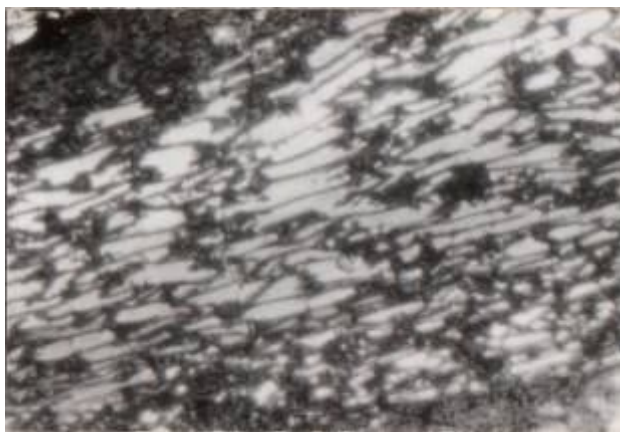


Рисунок 2.12 – α-ксилинит, клеточные полости выполнены глинистым веществом в дюрено-клареновом угле. Тростянецкая площадь, скв. 2, глубина 4893-4902 м, возраст C_1^v . x146.



Рисунок 2.13 – Теловитринит, зерна пирита в дюрено-клареновом угле. Решетняковская площадь, скв. 4, глубина 3493-3494 м, возраст C_1^s . x146. Отраженный свет.

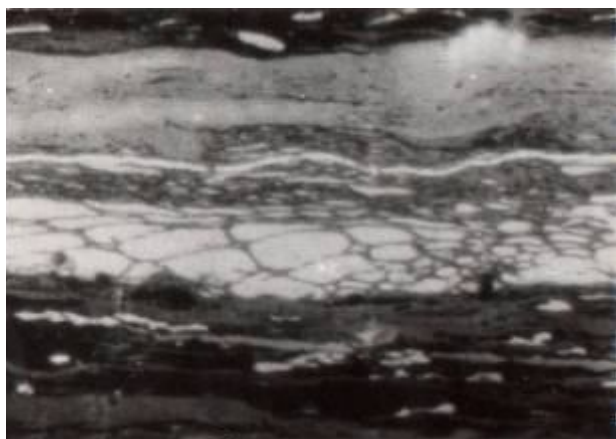


Рисунок 2.14 – Включение α-β-ксилинита в дюрено-клареновом угле. Олавская площадь, скв. 1, глубина 3596-3608, возраст C_1^v . x146.

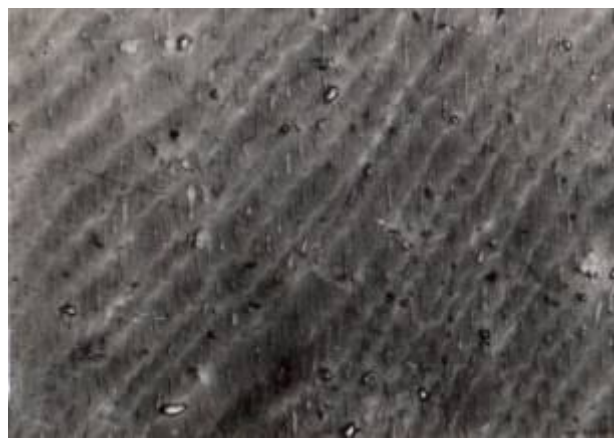


Рисунок 2.15 – α-ксилинит, перидерма сигиллярии в дюрено-клареновом угле. Шх. Першотравнева. Пласт c_1 . x146.

Неорганические компоненты представлены аллотигенными и аутигенными минералами в количестве от нескольких до десятков процентов в зольном угле. Чаще наблюдаются включения пирита, кальцита, сидерита, каолинита и кварца. Минеральные включения встречаются обычно в виде выполнений трещин и клеточных полостей, а также рассеяны в гелифицированном веществе.

В отложениях нижнего карбона среднее по пластам содержание витринита варьирует от 50 до 63%, инертинита – от 20 до 33%, достигая в дюренах 55%, экзинита – от 15 до 24%, достигая в споровых дюренах 50%. Т.е., по соотношению микрокомпонентов преобладают кларено-дюрены.



Рисунок 2.16 – Волокнистый и комковатый аттриито-витринит, микроэкзинит, десмито-витринит в микроэкзинит в кларено-дюреновом дюреновом угле. Талалаевская угле. Куличихинская площадь, скв. 15, глубина 3939-3950, возраст C_1^V . x56.
Рисунок 2.17 – Макроэкзинит и микроэкзинит, десмито-витринит в кларено-дюреновом дюреновом угле. Талалаевская угле. Куличихинская площадь, скв. 6, возраст C_1^V . x56.

В отложениях среднего и верхнего карбона средние содержания витринита колеблются в пределах от 73 до 83%, количество инертинита составляет 3-16%, экзинита – 8-24%. По соотношению микрокомпонентов преобладают клареновые и дюрено-клареновые угли с фюзенизированными и липоидными компонентами.

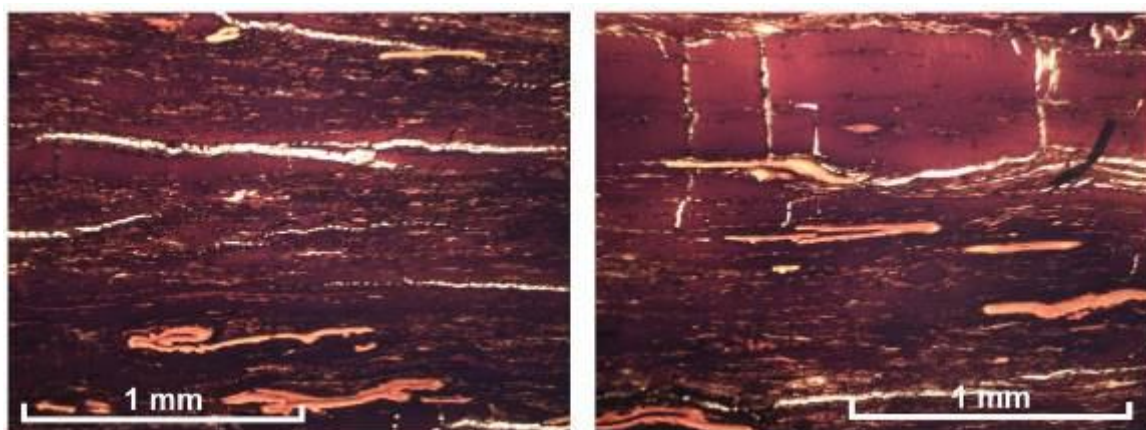


Рисунок 2.18 – Фрагменты Δ -витринита, комковатый аттрито-витринит, аттрито-фюзинит, включения макро-, микроэкзинита в кларено-дюреновом угле. Новоселовская площадь, скв.2, глубина 1656-1660 м, возраст C_2^b .

Следует отметить, что количественные соотношения микрокомпонентов, оставаясь практически идентичными для районов Западного Донбасса, южной и центральной частей ДДв, претерпевают некоторые изменения в направлении к северной прибортовой зоне (табл. 2.1, 2.2). Здесь наблюдается увеличение количества витринизированных микрокомпонентов, что характерно как для нижнего, так и для среднего карбона.

Таблица 2.1 - Усредненный петрографический состав углей ДДв.

Зона	Vt	sVt	F	L
Нижний карбон				
Северная прибортовая зона	63	-	22	15
Центральный грабен	52	-	32	16
Южная прибортовая зона	50	-	34	16
Средний карбон				
Северная прибортовая зона	83	-	8	9
Центральный грабен	73	-	3	24
Южная прибортовая зона	76	-	9	15

Это положение может найти объяснение с позиций геодинамического развития региона. По результатам скоростной и стратиграфической модели Днепровского грабена установлено [Ильченко, Калюжная, 1999], что в предкаменноугольную или раннекаменноугольную эпоху заметно расширилась зона активности процесса мантийных внедрений в северном направлении, что выразилось в заметном увеличении интенсивности осадконакопления от приосевой части впадины в направлении к северному борту. Изменение режима осадконакопления подтверждается анализом изменения мощности девонского, каменноугольного и пермо-мезо-кайнозойского стратиграфических комплексов в районе поперечного профиля КМПВ-ГСЗ XXIII. Более высокая скорость захоронения торфяников, способствующая снижению окислительно-восстановительного потенциала до отрицательных величин, т.е. созданию восстановительной среды, явилась причиной более высокого содержания витринита в углях северной бортовой и прибортовой зон.

Таблица 2.2 - Усредненный петрографический состав углей Западного Донбасса.

Углепромышленный район	Vt	sVt	F	L
Нижний карбон				
Петриковский	51	2	23	24
Новомосковский	53	3	22	22
Западно-Павлоградский + Петропавловский	55	3	22	22
Средний карбон				
Петриковский	78	1	9	12
Новомосковский	80	1	9	10
Лозовской	80	1	11	8

Качество угля контролируется в первую очередь степенью углефикации, а также его петрографическим составом. Показатели влажности (W_t^a) изменяются от 3,5-24,7% для бурых углей прибортовых зон ДДв и Западного Донбасса до долей % для антрацитов Складчатого Донбасса, выход летучих (V^{daf}) соответственно колеблется от 42,4-45,6 до 1,5-7,5%, содержание углерода (C^{daf}) увеличивается с 69,0-74,0 до 94,2-97,2%. Угли раннекаменноугольного возраста Донбасса преимущественно мало- и среднесернистые, мало- и средnezольные. Угли среднего-позднего карбона в основном сернистые с повышенной зольностью. Средние качественные показатели углей ДДв приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3 - Химико-технологическая характеристика углей.

Стадии метаморфизма углей	W_t^a	A^d	V^{daf}	S_t^d	Q^{daf} , МДж/кг	C^{daf}	H^{daf}	$(O+N)^{daf}$
Нижний карбон								
O ₃ (Б)	3,5	9,1	44,0	2,2	29,8	73,0	5,5	-
I (Д)	3,2	10,1	42,0	2,7	31,9	78,3	5,4	15,6
I-II (Г)	1,8	14,3	40,0	3,1	33,9	81,2	5,5	10,8
II (Г)	1,4	9,9	39,0	3,6	-	84,7	5,6	10,2
III (Ж)	1,7	3,0	37,0	1,1	-	85,4	5,7	8,0
Средний карбон								
O ₃ (Б)	5,1	12,1	42,0	4,0	29,4	70,0	5,4	-
I (Д)	5,2	10,1	43,0	3,0	31,8	72,2	4,8	20,8
I-II (Г)	2,3	4,6	41,0	3,1	34,0	81,0	5,2	12,3
III (Ж)	-	4,3	35,0	2,1	-	81,3	5,4	-

Степень углефикации органического вещества увеличивается со стратиграфической глубиной и с ростом мощности угленосной толщи, т.е. в общем плане с северо-запада на юго-восток и от периферии прогиба к его центральным частям.

При исследовании метаморфизма углей и катагенеза вмещающих пород ДДв в качестве основного был использован количественный метод определения степени углефикации по показателям отражения витринита не только гомогенной, но и рассеянной угольной органики, распространенной в девонских и каменноугольных отложениях, т.к. постдиагенетические изменения и углей и угольных включений подчиняются одной закономерности [Иванова, 1986; Иванова, 1989]. Как дополнительные привлекались петрографические характеристики, а также данные по химическому и элементному составу углей.

Результаты исследования показали, что в верхнедевонских отложениях северо-западной части впадины распространены угли от длиннопламенных (Д) до отощенно-спекающихся (Видельцевская, Грибоворуднянская структуры), а по данным экстраполяции и антрациты (А). Метаморфизм углей нижнего карбона изменяется от буроугольной стадии в бортовых частях впадины до антрацитов в ее юго-восточной части. Угли среднего карбона изменены от буроугольных на бортах до коксовых в пределах открытых палеозойских структур (Новомечибиловской, Краснооскольской). По данным экстраполяции на юго-востоке впадины на глубинах 6000-7000 м степень метаморфизма достигает антрацитовой стадии. Позднекарбоновые угли также изменяются от бурых до антрацитов на некоторых палеозойских структурах. Уровни метаморфизма углей связаны не только со структурным планом вмещающих пород, но и с другими факторами тектонического и литологического характера, которые определили неоднородность теплового поля региона [Геологічна природа..., 1986]. На срезе –5000 м отмечается более высокая интенсивность изменения углей и вмещающих

пород в северо-западной и юго-восточной частях впадины по сравнению с центральной. Этот факт определился меньшей глубиной залегания астеносферного слоя в северо-западной и юго-восточной частях впадины и высокотемпературным геотермическим режимом, связанным с девонским вулканизмом на северо-западе (рис.2.19). Снижению катагенеза каменноугольных отложений в центральной части впадины способствовали перекрывающие их пермские галогенные образования.

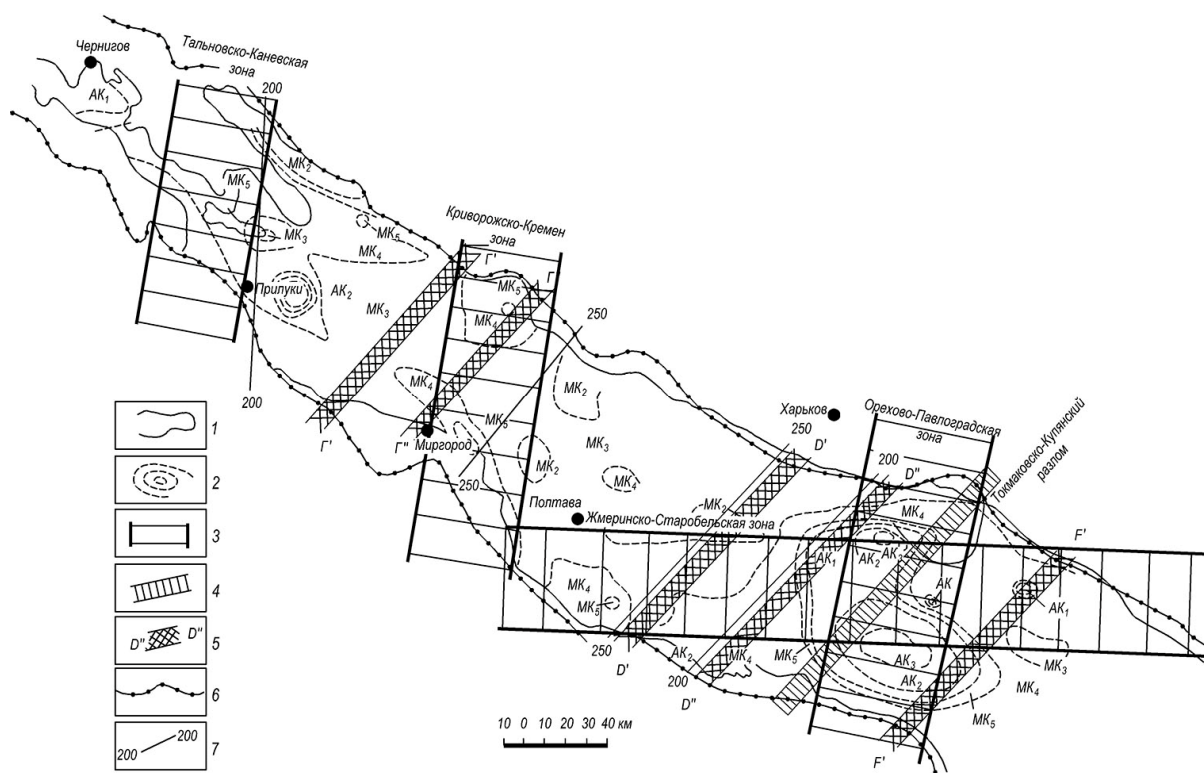


Рисунок 2.19 – Схематическая карта катагенетической зональности осадочных отложений ДДв на глубинном срезе –5000 м.

1 – граница области развития осадочных пород на глубинном срезе –5000 м;
 2 – границы участков с разными степенями катагенеза осадочных пород (МК₁-МК₅, АК₁-АК₃); 3 – ортогональные зоны глубинных разломов; 4 – поперечные разломы; 5 – мантийные разломы; 6 – региональные разломы, ограничивающие ДДв; 7 – изолинии мощности литосферы.

В пределах одного стратиграфического подразделения степень метаморфизма увеличивается с увеличением глубины залегания данного

комплекса отложений и с северо-запада на юго-восток. Для северо-западной части впадины характерна более-менее постепенная смена степени метаморфизма. На юго-востоке происходит резкий рост градиентов показателей отражения, что связано с более глубоким и контрастным погружением отложений карбона и, как указывалось выше, более напряженным геотермическим режимом, что иллюстрируется картой катагенеза по кровле верхневизейских отложений (рис. 2.20).

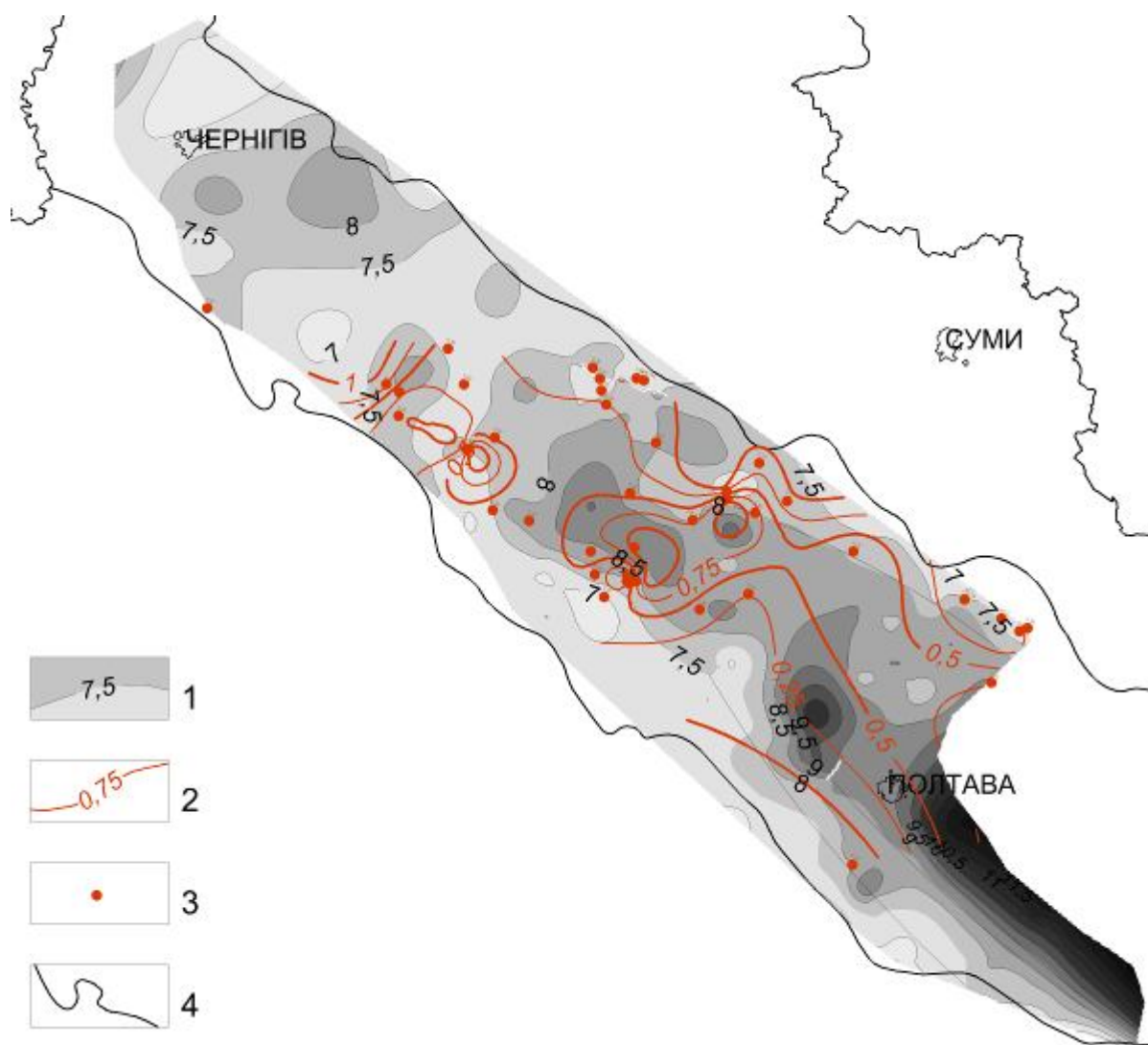


Рисунок 2.20 – Карта катагенеза (показателя отражения витринита) по кровле верхневизейских отложений северо-западной и центральной частей ДДв.

1 – изореспленды показателя отражения витринита, %; 2 – изолинии содержания Na_2O на уголь, %; 3 – места отбора проб на содержания Na_2O , %; 4 – контуры ДДв.

В пределах Складчатого Донбасса во всех пластах изменение степени метаморфизма прослеживается в виде зон, вытянутых с северо-запада на юго-восток. Границы этих зон образуют концентрические дугообразные кривые, выпуклые к северо-западу и открытые на юго-восток. Соответственно увеличение степени углефикации от бурых углей до антрацитов прослеживается в юго-восточном направлении и от периферии бассейна к его центру. В Донецком бассейне основным является региональный геотермальный метаморфизм. Проявления магмотермального метаморфизма, вызванные интрузиями пород среднего состава, развиты лишь в пределах Южного Донбасса. Изменения углей на контактах с дайками и силлами имеют крайне ограниченное развитие. С глубиной наблюдается сокращение площадей распространения коксующихся углей (от жирных до отощено-спекающихся) за исключением Красноармейского и Южно-Донбасского районов, где на глубоких горизонтах наблюдается расширение площадей развития таких углей. Увеличение площадей антрацитов с глубиной в восточных районах сопровождается снижением угленосности в связи с развитием здесь слабоугленосных свит среднего карбона. С глубиной расширяются площади распространения длиннопламенных и газовых углей в Новомосковском и Петриковском районах Западного Донбасса и южной прибортовой зоне ДДв [Геология месторождений..., 1963; Комплект карт..., 1991].

2.1.5. Соленые угли Доно-Днепровского прогиба

В условиях образования паралических отложений карбона торфяники в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием и хлором, положив начало формированию проявлений и месторождений соленых углей. Соленые угли, слагающие месторождения, сосредоточены на территории Западного (бурый уголь Петриковского и длиннопламенный Новомосковского месторождений) и Северного Донбасса (длиннопламенный уголь Старобельской угленосной площади с разведанными месторождениями Богдановским и Петровским и Миллеровского угленосного района) [Иванова, 1983₁; Иванова, 1983₂; Иванова, Кривега, 1985].

Геотектоническое положение **Западного Донбасса**, приуроченного к юго-западному склону ДДв и представляющего западную окраину верхнепалеозойского складчатого сооружения [Ivanova, Zaitseva. 2014] (см. рис. 2.1), и связанные с ним фациальные, геологические и гидрогеологические условия определили своеобразие химико-технологических свойств углей Новомосковского месторождения и их отличие от углей сопредельных территорий. По степени метаморфизма и качественным показателям они занимают промежуточное положение между углями Петриковского и Западно-Павлоградского районов.

Наиболее изучены автором пласты c_1 и c_8^I . Пласт c_1 сложен преимущественно полуматовыми кларено-дюренами, переслаивающимися с дюрено-кларенами, дюренами, редко кларенами и ультрадюренами. Содержание микрокомпонентов на Новомосковском месторождении в среднем по пласту составляет: группы витринита 55%, семивитринита 3%, фюзинита 21% и лейптинита 21%.

Пласт c_8^I также состоит главным образом из кларено-дюренов, чередующихся с дюренами, лишь в северной части месторождения наблюдаются дюрено-клареновые угли. Среднее содержание

микрокомпонентов по пласту составляет: группы витринита 51%, семивитринита 2%, фюзинита 24%, лейптинита 23%.

Усредненный вещественный состав пластов угля Новомосковского и смежных с ним районов Западного Донбасса очень близок (см. табл. 2.2, табл. 2.4).

Таблица 2.4 – Микрокомпонентный состав угля пласта c_1 по районам Западного Донбасса, %.

Район	Микрокомпонентный состав				Общий состав		
	Витринит	Семивитринит	Фюзинит	Лейптинит	Органическое вещество	Минеральные включения	
						Сульфиды железа	прочие
Петриковский	54	2	21	23	93	2	5
Новомосковский	55	3	21	21	96	2	2
Западно-Павлоградский	55	2	19	24	92	3	5

Метаморфизм углей определялся по цвету гелифицированного и липоидного вещества, показателям преломления и отражения. Гелифицированное вещество углей Новомосковского месторождения в прозрачных шлифах красно-бурое, споры лимонно-желтые. При скрещенных николях наблюдается отчетливая анизотропия. В отраженном свете с масляной иммерсией гелифицированное вещество темно-серое, споры темно-коричневые. Эти признаки характерны для каменных низкометаморфизованных углей.

Показатель отражения витринита углей нижнего карбона, который определялся по ГОСТ 12113-77, изменяется в воздушной среде от 6,9-7,0 на юго-западе месторождения (поле шахты 4) до 7,3-7,4% на северо-востоке за Булаховским сбросом, в масляной иммерсии – от 0,48-0,49 до 0,61%, что соответствует стадиям метаморфизма от O_3 до I (по ГОСТ 21489-76). Его значения постепенно увеличиваются и в стратиграфическом

разрезе, изменяясь от 7,0 в пласте c_{17} до 7,2% в пласте c_1 . Градиент метаморфизма (на 100 м вертикального разреза) по показателю отражения витринита в воздухе составляет 0,04-0,05%. В среднем по площади показатель отражения равен 7,0-7,2 в воздухе и 0,50-0,55% в масле. Влияние восстановленности на его значения почти не сказывается, так как на месторождении она изменяется незначительно. Показатель преломления витринита составляет 1,722-1,754. По всем оптическим признакам угли Новомосковского месторождения длиннопламенные и лишь на юго-западе близкие к переходным от длиннопламенных к бурым (стадии метаморфизма 0_3 -I). От Петриковского до Западно-Павлоградского районов степень метаморфизма углей пласта c_1 изменяется от стадий 0_3 до I - II (марки от Б₃ до Д-Г). Показатели отражения витринита углей среднего карбона в масляной иммерсии составляют 0,40-0,50%, в связи с чем они относятся по ГОСТ 21489-76 в основном к стадиям 0_3 и 0_3 -I.

Угли нижнего карбона Новомосковского месторождения в основном среднезольные, зольность несколько увеличивается к западу, достигая максимума в Петриковском районе. В Западно-Павлоградском и Петропавловском районах по средним значениям угли малозольные, повышенная зольность наблюдается на отдельных участках в пластах c_1 и c_8 . Влажность углей закономерно уменьшается от Петриковского к Петропавловскому району (табл. 2.5).

Угли Петриковского района среднесернистые. Среднее содержание серы на Новомосковском месторождении увеличивается с востока на запад от 1,8 (угли марки Г) до 3 (угли марки Д), преобладающее количество углей содержит серы до 1,5-2%. По данным ДО ИМР [Методические разработки., 1981], никакой закономерности в распределении серы по площади в одном пласте не наблюдается. Большинство углей Петропавловского района относится к мало- и среднесернистым. Основное количество серы относится к пиритной.

Таблица 2.5 – Химико-технологическая характеристика углей по районам, %.

Показатель	Петриковский		Новомосковский		Западно-Павлоградский		Петропавловский	
	Нижний карбон	Средний карбон	Нижний карбон	Средний карбон	Нижний карбон	Средний карбон	Нижний карбон	Средний карбон
Технический анализ								
W^a	4,7-24,7	4,1-24,5	5,0-10,0	7,0-13,0	4,6	10,5	1,0-5,6	3,3-10,5
A^d	6,1-35,8	5,5-39,5	5,0-16,9	6,0-39,6	12	8,5-39,0	3,0-16,0	3,7-17,5
$S^d_{\text{общ}}$	1,40-3,31	3,81-6,20	0,9-3,4	1,0-5,0	1,5	3	0,9-3,5	1,0-4,0
V^{daf}	43,9-44,7	42,4-45,6	41-46	43-49	41	42-49	37-45	41-47
Q^d , МДж/кг	29,2-31,0	27,4-30,8	29,7-33,5	29,3-31,8	31,9	30,2	33,1-35,6	31,8-33,9
Элементный анализ								
C^{daf}	69,0-77,9	63,8-77,0	75,6-80,0	72,3-75,2	80	72	78-85	79,5-81,1
H^{daf}	4,4-5,87	4,0-6,2	4,9-5,2	5,0-5,6	-	-	5,0-5,7	5,3-5,9
$(O+N)^{\text{daf}}$	13,2-24,7	13,7-27,6	-	-	-	-	-	-
S^d	-	-	9,3-18,5	19,5-22,0	-	-	9,3-17,0	11,5-14,6

Проведенный автором расчет содержания серы по видам для углей по полю шахты 4 Новомосковского месторождения (табл. 2.6) свидетельствует о том, что пиритная сера в среднем составляет 64,9%, органическая 28,4%, сульфатная 6,7% серы общей. Причем количество пиритной серы возрастает с увеличением содержания общей серы, органической – несколько снижается, а сульфатной остается примерно постоянным. Лишь в интервале 3-3,5% содержания общей серы заметно

увеличивается количество органической при снижении пиритной и сульфатной.

Таблица 2.6 – Содержание серы по видам соединений, %.

Содержание серы				Содержание видов соединений в общей сере		
Интервал содержания общей серы	Пиритная	Органическая	Сульфатная	Пиритная	Органическая	Сульфатная
2,0-2,5	1,31	0,64	0,24	59,9	29,2	11
2,5-3,0	1,31-2,03/1,55	0,59-1,44/1	0,16-0,30/0,21	56	36,1	7,6
3,0-3,5	0,99	2,12	0,01	31,7	67,9	0,3
3,5-4,0	1,81-2,81/2,33	0,90-1,39/1,14	0,18-0,76/0,31	61,8	30,2	8,2
4,0-4,5	2,01-3,84/2,62	0,47-3,07/1,4	0,17-0,54 /0,9	61,6	32,6	7
4,5-5,0	2,97-3,90/3,31	0,82-1,45 /1,16	0,22-0,30/0,26	70,1	24,6	5,5
5,0-5,5	3,12-4,31/3,77	0,53-1,53 /0,93	0,34-0,41/0,3	74,4	18,3	7,5
5,5-6,0	4,25	0,81	0,47	76,8	14,6	8,5
6,0-6,5	4,76	1,17	0,36	75,8	18,7	5,6
8,5-9,0	7,11	1,06	0,61	81,8	12,2	5,9
Среднее				64,9	28,4	6,7

Выход летучих веществ по средним показателям уменьшается с запада на восток, составляя для углей Новомосковского района в среднем 44,2%. Также уменьшается в восточном и северо-восточном направлениях содержание гуминовых кислот и функциональных групп. В углях Западно-Павлоградского района гуминовые кислоты, по данным В. П. Савковой, Т. А. Кривеги и др., уже полностью отсутствуют.

Содержание углерода и теплотворная способность горючей массы закономерно увеличиваются от малометаморфизованных углей Петриковского района до газовых Петропавловского. Угли Новомосковского района по этим показателям характеризуются промежуточными значениями.

Таким образом, изменение характерных показателей качества углей свидетельствует об общей закономерности увеличения степени их метаморфизма в восточном и северо-восточном направлениях. В Петриковском районе угли нижнего карбона, по донецкой классификации [Геология месторождений..., 1963], относятся к переходным от бурых к длиннопламенным, далее к северо-востоку они переходят от длиннопламенных слабо окисленных (угли всех пластов шахтных полей Новомосковского месторождения) через длиннопламенные неокисленные (севернее Карабиновского сброса) в газовые на северо-восточной границе с Павлоградским месторождением.

Угли среднего карбона, отличаясь от нижнекаменноугольных петрографическим составом и более низкой степенью метаморфизма, характеризуются большей зольностью, сернистостью и большим содержанием влаги. По степени углефикации они изменяются от бурых и переходных к длиннопламенным в Петриковском районе до длиннопламенных неспекающихся на остальной территории. И лишь в восточной части Петропавловского угленосного района угли свит $C_2^1 - C_2^3$ переходят в газовые пониженной спекаемости.

Золы углей Западного Донбасса характеризуются закономерным уменьшением содержания натрия по направлению на восток – северо-восток. По имеющемуся небольшому количеству анализов в золе углей Петриковского месторождения содержание щелочных металлов в сумме составляет 4,8-11%. На территории Западно-Павлоградского района суммарное их количество уже не превышает 1,3-6,2%, и по принятому автором критерию содержания натрия угли в основном несолёные. В

Петропавловском угленосном районе содержание натрия в золе углей не превышает 1%.

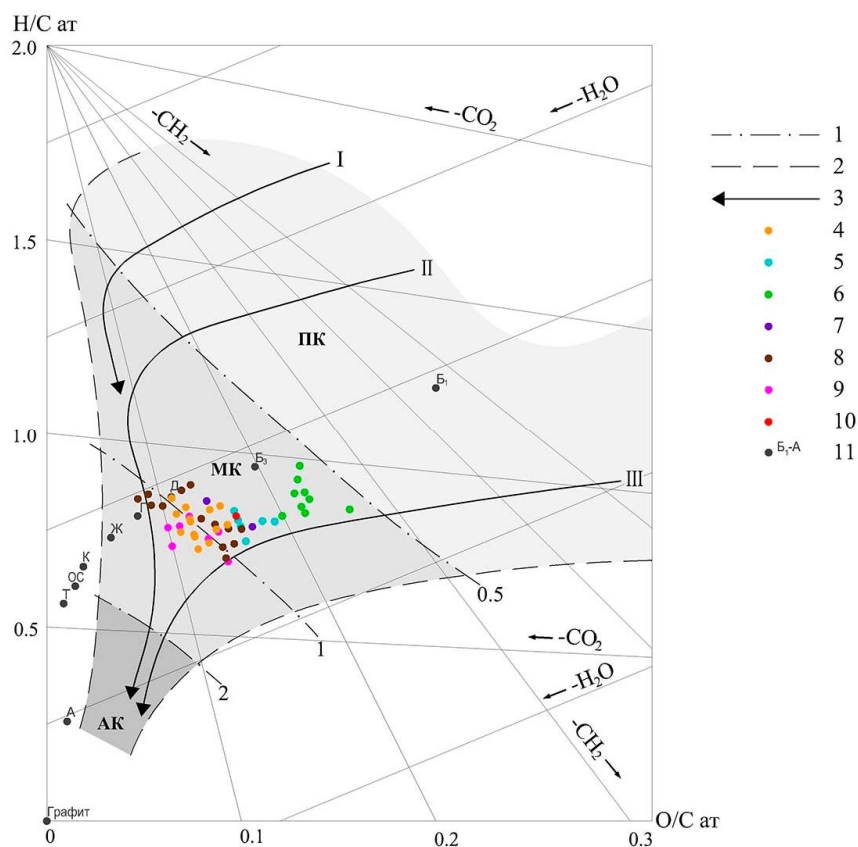


Рисунок 2.21 - Диаграмма распределения изометаморфных углей разных регионов Украины по степени окисленности.

1 - изолинии приблизительных значений R^0 ; 2 – границы поля керогена; 3 – эволюционные кривые главных типов керогена [Тиссо, Вельте, 1981]; длиннопламенные угли карбона: 4 – Павлоградско-Петропавловского угленосного района Западного Донбасса (нижний карбон), 5 – Западно-Успенковского участка Западного Донбасса (средний карбон), 6 – Новомосковского месторождения (участок 14) Западного Донбасса (нижний карбон), 7 – Богдановского месторождения Северного Донбасса (средний карбон), 8 – Днепровско-Донецкой впадины (нижний-средний карбон), 9 – Львовско-Волынского бассейна (нижний карбон), 10 – Преддобруджинского прогиба (нижний карбон); 11 – ряд углей от бурых до антрацитов.

Наибольший интерес представляют каменные угли Новомосковского месторождения, основной особенностью которых является их первичная окисленность [Иванова, Кривега, 1985] и наличие в них значительного количества натрия и хлора. Как видно из диаграммы (рис. 2.21), использованной ранее автором для типизации и определения генезиса углеродистых веществ [Иванова, 2008; Иванова, 2009; Ivanova et al., 2012], длиннопламенные угли Новомосковского месторождения более окислены по сравнению с изометаморфными углями других регионов. Более высокая обогащенность их функциональными кислородсодержащими группами могла явиться одной из причин их большей засоленности. Состав их золы специфичен. Последняя отличается большим содержанием

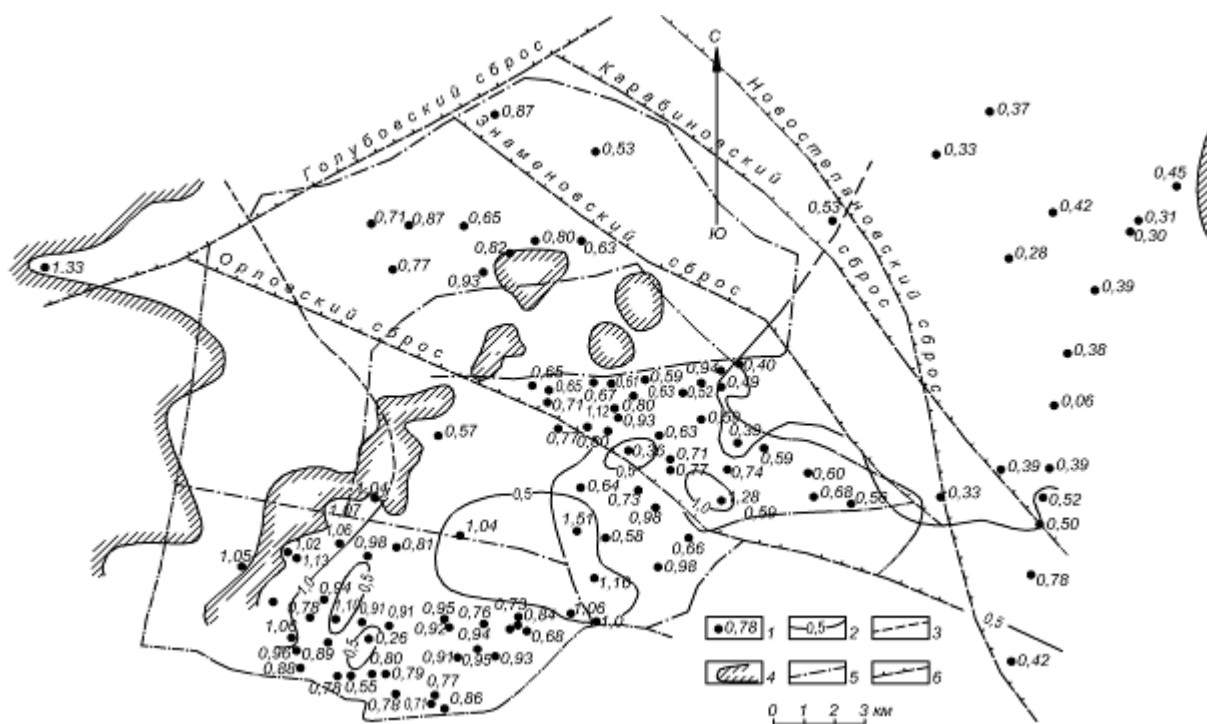


Рисунок 2.22 – Схематическая карта содержания Na_2O в угле пласта c_1 Новомосковского месторождения.

1 – содержание Na_2O на сухой уголь, %; 2, 3 – установленные и предполагаемые (условные, в зонах отсутствия пласта) изолинии содержания Na_2O ; 4 – границы отсутствия пласта; 5 – границы шахтных полей; 6 – тектонические нарушения.

оксида натрия, количество которого изменяется от долей до 18,3%. В расчете на сухой уголь содержание Na_2O при зольности 10% составляет 0,8-0,9%.

Приведены схематические карты содержания Na_2O на уголь по пластам c_1 и c_8^I (рис 2.22, 2.23), свидетельствующие о неравномерной засоленности угля в связи с неоднородностью геохимических условий торфонакопления на фоне преобладающей тенденции уменьшения солёности на восток и северо-восток в связи с ростом степени углефикации (см. Раздел 3). Приведенные схематические карты солёности углей пластов c_1 и c_8^I построены по содержанию Na_2O в угле. Критическим для отнесения углей к солёным принято содержание, равное 0,5%.

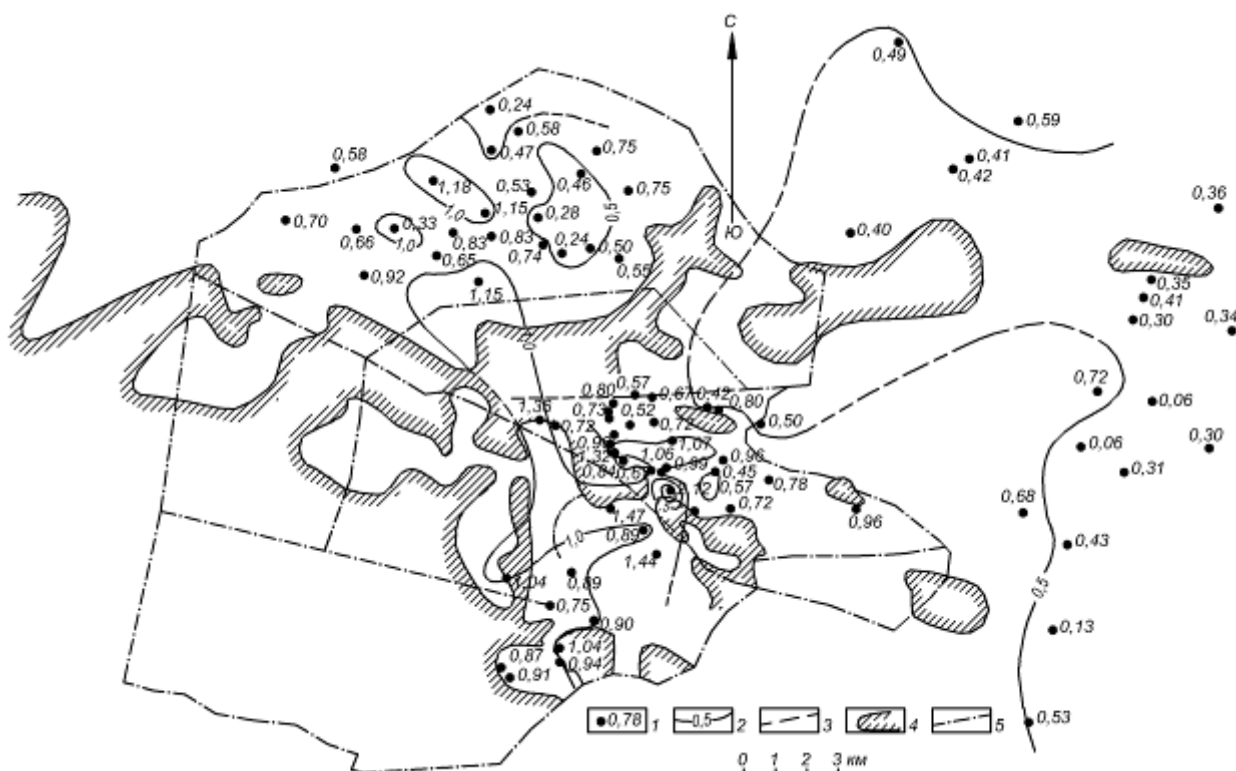


Рисунок 2.23 – Схематическая карта содержания Na_2O в угле пласта c_8^I Новомосковского месторождения.

1 – содержание Na_2O на сухой уголь, %; 2, 3 – установленные и предполагаемые (условные, в зонах отсутствия пласта) изолинии содержания Na_2O ; 4 – границы отсутствия пласта; 5 – границы шахтных полей.

Кроме оксида натрия, зола содержит значительное количество CaO (27-34, иногда 49%) и повышенное Fe_2O_3 (57-64, редко 74-76%), особенно в пробах с низкой зольностью.

Средний химический состав золы, рассчитанный Э. П. Диком и др. для углей нижнего карбона при зольности 10%, (в %): SiO_2 – 35,4; TiO_2 – 1,0; Al_2O_3 – 19,0; Fe_2O_3 – 19,6; CaO – 11,5; MgO – 3,1; K_2O – 2,0; Na_2O – 8,4. В углях пласта c_1 содержание Na_2O в золе составляет 2,5-18,3, в угле пласта c_8^I – 0,4-16,2%.

По данным геологов Новомосковской геологоразведочной экспедиции и исследованиям автора, состав золообразующих компонентов углей среднего карбона следующий (в %): SiO_2 – 5,0-48,3; Al_2O_3 – 3,0-35,4; Fe_2O_3 – 2,4-63,6; CaO – 3,3-26,0; MgO – 1,1-8,8; SO_3 – 0,3-28,8; TiO_2 – 0,14-1,7; P_2O_5 – 0,07-2,07; K_2O – 0,6-2,8; Na_2O – 4,0-14,8.

По соотношению кислых и основных компонентов золы месторождения кислые, реже – основные.

Кроме золообразующих компонентов в угле содержатся редкие и рассеянные элементы, из них концентрируются в ентгуминированном угле Pb, V, Cr, As, Mn, Co, Ni, Cr, Ba. В составе гуминовых кислот наблюдаются Ge, Mo, W, Zr, Cr, Nb, Zn, Cu, Be, Hg, La, Ga. Выносятся при озолении Hg и Be [Зайковский и др., 1991₂, Шендрик, 1999].

Плавкостные характеристики золы следующие (в °C): средняя температура начала деформации (t_1) 1060 (изменяется от 950 до 1240), размягчения (t_2) 1120 (от 960 до 1300), начала жидкоплавкого состояния (t_3) 1135 (от 970 до 1450). Чаще зола соленых углей имеет невысокие плавкостные характеристики, являясь, исходя из средних значений, легкоплавкой. Для установления связи плавкостных характеристик золы с ее химическим составом целесообразно составлять уравнения регрессии по отдельным оксидам, слагающим золу. Анализировалась линейная модель корреляционной зависимости температуры плавкости золы углей Новомосковского месторождения Западного Донбасса от ее химического

состава. Последовательный пошаговый просмотр влияния компонентов химического состава золы на температуру ее плавкости по 79 наблюдениям позволил получить корреляционную зависимость температуры плавкости золы от ее химического состава в виде уравнения

$$t_3(^{\circ}\text{C})=2105-10,45\cdot\text{SiO}_2-22,5\cdot\text{CaO}-7,09\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3-29,49\cdot\text{K}_2\text{O}-9,85\cdot\text{Na}_2\text{O}-32,11\cdot\text{P}_2\text{O}_5$$

при множественном коэффициенте корреляции $r=0,63$ и стандартной ошибке прогноза $\sigma=62,6^{\circ}$.

Из уравнения регрессии можно заключить, что наибольшее влияние на температуру плавкости оказывают оксиды кремния, кальция, железа, щелочных металлов и фосфора. Вклад в регрессию остальных переменных Al_2O_3 , TiO_2 , MgO , SO_3 незначителен и может не учитываться. Сравнение фактических температур плавкости золы Новомосковского месторождения с температурами, рассчитанными по ее химическому составу другими методами, показало, что предложенное уравнение позволяет получить значительно более точные результаты [Иванова, Борейко, 1984].

Золы углей и минеральный состав вмещающих пород существенно различаются по химической характеристике [Методические разработки..., 1981]. Зола углей по сравнению с породами имеет пониженное содержание оксидов кремния, калия, алюминия и повышенное — оксидов железа, кальция, серы, магния и натрия. В частности, Na_2O в золе углей содержится в 9-11 раз больше, чем в минеральной составляющей пород. Содержание хлора в углях в 10-13,7 раз превышает его содержание в породах.

Гидрогеологические условия угленосной толщи Западного Донбасса характеризуется изменчивостью граничных условий отдельных водоносных горизонтов и несовершенством разделяющих их водоупоров, что обуславливает значительную сложность и разнообразие гидрогеологических условий территории, относящейся по

гидрогеологическому районированию к Западному району Донбасса [Гидрогеология СССР, 1971; Иванова, Кривега, 1985].

Водоносные горизонты, залегающие под киевскими мергелями (в отложениях бучака, триаса, юры и карбона), характеризуются повышенной минерализацией вод, сопровождающейся увеличением содержания ионов хлора. Общим для этих горизонтов являются хлоридно-натриевый тип вод, увеличение минерализации с юга на север и северо-запад (для Западно-Павлоградского района – на запад), а в вертикальном разрезе – с глубиной. В этом же направлении увеличиваются глубины залегания горизонтов и напоры заключенных в них вод.

Минерализация подземных вод каменноугольных отложений, кровля которых находится от 80 на юге до 1500 м на севере, составляет 40-140 г/л.

Зоны тектонических нарушений, находящиеся в толще карбона, в местах развития крепких пород, в частности углей, углистых аргиллитов, песчаников и известняков, характеризуются повышенной обводненностью и отсутствием взаимосвязи водоносных горизонтов. Воды этих зон имеют такой же химический состав, как и воды каменноугольных отложений, и высокую минерализацию, достигающую 54,2-85,1 г/л.

С точки зрения некоторых исследователей [Бабинец, 1961, стр. 252 и др.] область питания подземных вод палеогена и мезозоя лежит на склоне Воронежского кристаллического массива, приподнятость которого обуславливает их региональное движение с севера на юг в область разгрузки (юго-западные окраины Петриковского, Новомосковского и Павлоградского районов). Воды каменноугольных отложений благодаря контакту с соляными структурами центральной части Днепровско-Донецкой впадины становятся высокоминерализованными. Будучи напорными, они подпитывают водоносные горизонты триаса, юры и бучака, в результате чего последние засоляются. Закономерное уменьшение минерализации вод к югу связано с интенсивным водообменом в зоне разгрузки и опреснением при смешивании с пресными

водами палеогена и поверхностными. Режим вод карбона определяется приуроченностью их к зоне затрудненного водообмена.

К.А. Скиба [Иванова, Кривега, 1985] высказал мнение, что областью питания каменноугольного водоносного комплекса является район выхода образований карбона под отложения триаса и бучака на юге, где киевские мергели замещаются песчаниками. Воды комплекса лишены разгрузки и характеризуются застойным режимом.

Вряд ли можно согласиться с первым из приведенных мнений. Воды, химический состав которых формировался при растворении галита, должны характеризоваться отношением $rCl^- = rNa^+$ [Посохов, 1977]. В водах каменноугольных отложений Новомосковского района это соотношение имеет вид $rCl^- \geq rNa^+$, что свидетельствует об их седиментационном генезисе.

Проведенные расчеты показали, что воды продуктивной толщи как угольных пластов, так и песчаников имеют одинаковый состав: $NaCl - CaCl_2 - MgCl_2$. Водные вытяжки из углей характеризуются следующим составом: $NaCl - CaSO_4 - MgSO_4$ (наличие сульфатов, очевидно, объясняется окислением в процессе производства вытяжки имеющейся в веществе угля серы). Наличие в воде в качестве преобладающего компонента $NaCl$ и в качестве характерного $MgCl_2$ подтверждает, что она представляет собой остаточный морской солевой комплекс. Повышенное содержание кальция указывает на высокую степень метаморфизма, которую приобрела первоначально морская вода в условиях литогенеза.

По сравнению с находящимися западнее Петриковским и восточнее Павлоградско-Петропавловским районами Новомосковский угленосный район характеризуется более высокой минерализацией вод угленосной толщи.

В Петриковском районе угленосная толща при глубине залегания 140-327 м содержит, по данным П.Д. Тихоступа [Иванова, Кривега, 1985], высокоминерализованную воду хлоридно-натриевого типа с сухим

остатком 13,5-42,5 г/л. Меньшую минерализацию вод продуктивной толщи Петриковского района по сравнению с Новомосковским следует объяснить их более активным режимом, что связано с несколько более высоким гипсометрическим положением территории Петриковского района, вовлеченной совместно с северным склоном УЩ в восходящие движения в конце поздневизейского времени.

В Павлоградско-Петропавловском районе воды хлоридно-натриевые, высокоминерализованные, сухой остаток в среднем составляет 13 г/л. Минерализация повышается с глубиной и с востока на запад, достигая западнее Павлограда 66 г/л. Более плавное увеличение минерализации и лучшее качество вод угленосной толщи района объясняются подтоком пресных вод из местных областей питания в его восточной и юго-восточной частях, где разновозрастные породы вплоть до карбона выходят под четвертичные образования, и разгрузкой их через ослабленную тектоническую зону Карабиновского сброса.

Выводы, полученные в результате обоснования гипотезы синдиagenетического засоления углей и восстановления геохимической обстановки их образования, полезны и для решения вопросов, связанных с историей геотектонического развития Донбасса. В частности, формирование блоковых структур на территории Петропавловского района, в том числе Самарского горста, относится, по всей видимости, не к предпозднесерпуховскому времени [Геология месторождений..., 1963], а к раннесерпуховскому, так как Самарский горст проявился в рельефе уже при формировании угольного пласта c_1 .

Угли **Северного Донбасса** менее соленые и не имеют регионального распространения. Промышленная угленосность связана здесь со среднекаменноугольными терригенно-карбонатными отложениями морских, континентальных и переходных фаций и уменьшается в северном и северо-западном направлениях. Торфонакопление происходило в условиях паралического бассейна с периодическим усилением

континентального или морского режимов. Благоприятные условия для образования торфяников наступали в период регрессий моря, в обстановках заболоченных лагун, прибрежно-морских равнин и обводненных болот.

В пределах Старобельско-Миллеровской моноклинали расположены Старобельская угленосная площадь и Миллеровский угленосный район [Геология месторождений..., 1963; Савчук и др., 2012]. На Старобельской площади ПГО «Луганскгеология» разведаны Петровское и Богдановское месторождения углей. Основной промышленный пласт k_2^H содержит гумусовые угли. По соотношению содержания микрокомпонентов (витринита 56-87%, липтинита 3-20%, фюзинита 3-14%) угли относятся к кларенам и дюрено-кларенам. Показатель отражения витринита изменяется от 0,41 до 0,57%, характеризую угли по степени углефикации от бурых до длиннопламенных.

В целом в пределах Старобельской площади угли пласта k_2^H характеризуются пониженной и средней зольностью (7,5-10,3%), чаще среднесернистые (до 2%), содержат до 43-44% летучих веществ, до 76-77% углерода, 5,1-5,3% водорода, теплотворная способность их 30,5-31,8 МДж/кг. Зола углей содержит значительное количество оксида кремния (32-54%), меньше – оксидов алюминия (10-18%), железа (12-24%) и кальция (10-22%) и характеризуется кислым составом. Содержание Na_2O в золе составляет 3,2-10,9%, в расчете на уголь – 0,1-1,3%. Температуры плавки зола следующие (в °C): t_1 – 1060, t_2 – 1110-1130, t_3 – 1190-1235.

В угленосных отложениях Миллеровского района в гумусовых углях пласта k_2 , переходных от бурых к длиннопламенным, с зольностью 11,0-19,9%, сернистостью 1,7-2,8% содержание натрия в угле составляет 0,1-1,8% [Кизильштейн и др., 1983; Хрусталева, Коссинский, 2005]. Л. Я. Кизильштейн с соавторами полагает, что повышенное содержание серы, являющейся одним из самых надежных индикаторов морского влияния, свидетельствует о том, что «натрий и сера имеют общий источник –

морские воды, поступившие в область торфонакопления». Особенности распределения натрия определяются и последующим метаморфическим воздействием на угольный пласт, в результате которого происходят потери натрия в хлоридной и гуматной формах из-за потери поровых вод и преобразования молекулярной структуры угольного вещества.

Содержание натрия в углях по нескольким пробам в среднем в 3,4 раза превышает его содержание во вмещающих породах [Кизильштейн и др., 1980].

Гидрогеологические условия угленосной толщи Старобельско-Миллеровской моноклинали определяются взаимосвязью водоносных комплексов отдельных крупных структур (Складчатого Донбасса и Воронежского кристаллического массива), образующих единую гидродинамическую систему. Подземные воды движутся с юга и севера, а на склоне в пределах Старобельско-Миллеровской моноклинали происходят их накопление и медленная разгрузка. Каменноугольные отложения перекрываются региональным верхнемеловым водоупором. Этим объясняется увеличение минерализации подземных вод карбона в южном направлении от 10-15 до 50-100 г/л и более. Воды по составу хлоридно-натриевые и хлоридно-натриево-кальциевые.

Л. Я. Кизильштейн, В. В. Гальчиков и Ю. А. Федоров [Кизельштейн и др., 1983; Федоров и др., 1983], говоря об источниках поступления натрия и хлора в каменноугольный торфяник, сомневаются в возможности миграции рассолов из сольсодержащих девонских толщ, находящихся за несколько сотен километров от района исследования. Эти авторы на основании изотопных исследований пластовых вод угленосной толщи Северного Донбасса пришли к выводу, что пластовые рассолы имеют седиментационное происхождение и формировались в условиях активного смешения морских и континентальных вод, что характерно для обстановки прибрежно-морского осадконакопления. Изотопный состав поровой воды указывает на ее генетическое единство с пластовыми рассолами. В

результате авторы приходят к выводу об их сингенетическом происхождении, считая это обстоятельство подтверждением гипотезы накопления натрия в угольных пластах на стадии торфообразования.

В пределах **Складчатого Донбасса** признаки первичного засоления углей сохранились в виде повышенного содержания Na_2O в золе отдельных проб и низких значений (меньше 1) соотношений K^+/Na^+ (табл. 2.7).

Таблица 2.7 – Содержание оксида натрия (в % на золу) и соотношение щелочных металлов в некоторых пробах углей Донецко-Макеевского и Луганского (*) районов Донбасса.

Площадь, скважина, шахта	Возраст, пласт	Марка	Na_2O	K^+/Na^+
ім. Артема*	k_5	пА	2,70	0,12
ім.Бажанова, центральна розв. лава, сврд.1	m_3	К	0,68	0,31
ім.Бажанова, центральна розв. лава, сврд.2	m_3	К	1,36	0,97
ім.Бажанова, східна панельна лава	m_3	К	0,84	0,36
ім.Бажанова, 2 західна лава	m_3	К	2,03	0,13
ім.Бажанова, 2 західна лава	m_3	К	1,44	0,25
ім.Бажанова, 2 західна лава	m_3	К	1,63	0,17
ім.Батова, 1 південна лава	k_5	К-ОС	1,70	0,27
ім.Батова, 1 південна лава	k_5	К-ОС	0,88	0,47
ім. Горького*	h_8	К	2,50	0,14
"Грузская наклонная", 3 західна лава	k_5	К-ОС	1,35	0,55
"Грузская наклонная", 3 західна лава	k_5	К-ОС	2,49	0,47
"Грузская наклонная", вентиляційний штрек	k_5	К-ОС	1,20	0,31
"Грузская наклонная", 30 м від вент. штреку	k_5	К-ОС	1,68	0,46
"Грузская наклонная", 60 м від вент. штреку	k_5	К-ОС	3,52	0,33
"Грузская наклонная", 90 м від вент. штреку	k_5	К	2,73	0,15
"Грузская наклонная", 120 м від вент. штреку	k_5	К-ОС	2,59	0,17
"Грузская наклонная", 150 м від вент. штреку	k_5	К-ОС	3,05	0,30
"Грузская наклонная", 180 м від вент. штреку	k_5	К-ОС	1,22	0,56
ім.ХХV з'їзду КПРС, 14 зах. лава	n_1	Г-Ж	0,44	0,20
ім ХХV з'їзду КПРС, 14 зах. лава	n_1	Г-Ж	0,61	0,44
"Красногвардейская"	l_7	Ж	1,35	0,99
ім.Леніна, 41 лава, 30м від вент.штреку	l_4	К-ОС	1,24	0,28
ім.Леніна, 60м від вент.штреку	l_4	К	1,98	0,54
"Октябрьская", 5 півден. транспорт. штрек	k_4^1	К	1,09	0,95
"Октябрьская", 5 півден. транспорт. штрек	k_4^1	К	1,09	0,86
"Октябрьская", 5 північ. лава	l_1	К	1,89	0,50
"Октябрьская", 6 північ. лава, вент. штрек	l_1	К	2,72	0,82
"Октябрьская", 60м від вент. штреку	l_1	Т	1,67	0,22
"Октябрьская", відкат. штрек	l_1	К	1,67	0,27

Продолжение таблицы 2.7

Площадь, скважина, шахта	Возраст, пласт	Марка	Na ₂ O	K ⁺ /Na ⁺
ім.Орджонікідзе	l ₁ В	К	1,21	0,22
ім.Орджонікідзе	k ₄ ² В	К	0,67	0,28
ім.Орджонікідзе	k ₇	К	1,35	0,34
ім.Орджонікідзе	k ₈	К	1,55	0,24
ім.Поченкова	l ₁	Ж	1,08	0,12
ім.Поченкова	l ₁	Ж	2,03	0,13
ім.Поченкова	l ₁	Ж	1,60	0,22
ім.Поченкова	l ₁	Ж	1,44	0,25
ім.Поченкова	l ₁	Ж	0,83	0,11
"Чайкино", 25 зах. лава	m ₃	Ж	2,44	0,11
"Чайкино", 25 зах. лава	m ₃	Ж	2,12	0,17
"Чайкино", 10 схід. лава	m ₃	Ж	0,67	0,13
"Чайкино", 10 схід. лава	m ₃	Ж	0,67	0,27
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,55	0,12
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,45	0,12
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	2,13	0,09
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,08	0,37
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,41	0,57
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,08	0,25
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	3,25	0,16
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,89	0,29
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,62	0,17
"чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,29	0,31
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,98	0,27
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,47	0,14
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	2,59	0,25
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	2,30	0,09
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,61	0,18
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,72	0,23
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,03	0,14
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,28	0,42
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	2,12	0,19
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,46	0,14
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,93	0,13
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	1,09	0,12
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,92	0,29
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	3,00	0,13
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	2,56	0,08
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,79	0,37
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,61	0,33
"Чайкино", 3 північ. лава	m ₃	Ж	0,63	0,43
"Ясиновская глубокая", вент.штрек	l ₆	ОС	2,41	0,56
"Ясиновская глубокая", 100 м від вент. штреку	l ₆	ОС	1,73	0,77
"Ясиновская глубокая", 200 м від вент.штреку	l ₆	ОС	1,36	0,44
"Ясиновская глубокая", транспорт.штрек	l ₆	ОС	0,89	0,39

* - по данным The World Coal Quality Inventory [Tewalt et al., 2010].

Но вследствие метаморфизма и восходящих тектонических движений угли подверглись рассолонению (см. ниже). Этому процессу способствовал гидрогеологический режим открытого Донбасса, представляющего систему сложно построенных бассейнов трещинно-пластовых напорных вод, дренирующихся речной и овражно-балочной сетью, а также шахтами [Гидрогеология СССР, 1971].

Обессоливание соленых углей Донбасса должно было привести к освобождению значительного количества каменной соли, пополнившей пермский эвапоритовый бассейн [Иванова, Кривега, 1985]. Поэтому правомерно допустить, что инверсия региона относится ко времени, предшествующему накоплению соленосных нижнепермских отложений, а именно в уральскую фазу тектогенеза. Это подтверждается и наличием в Донбассе предраннепермского регионального перерыва (см. рис. 2.3), а также длительным позднекаменноугольным периодом регрессий [Гавриш, Мачулина, 2000]. Этот вопрос более подробно рассматривается ниже (см. раздел 4).

В Днепровско-Донецкой впадине соленые угли зафиксированы во всех тектонических зонах как в прибортовых, так и приосевой частях [Иванова, 2004 и др.]. Угли нижнего карбона характеризуются следующими показателями, изменяющимися в зависимости от степени углефикации (от бурых до жирных): влажность аналитическая 1,7-11,8%, зольность 3,0-14,3%, выход летучих 36-44%, сернистость 1,1-3,6%, содержание углерода 73-85%. Угли среднего карбона имеют соответственно следующие характеристики: 2,3-5,2%, 4,3-12,1%, 35-43%, 2,1-4,0%, 70-81%. Среди них наблюдаются как соленые (с соотношением $K^+/Na^+ < 1$), так и обессоленные (табл. 2.8). Более полная и подробная характеристика углей ДДв с повышенным содержанием Na и Cl приведена в табл. А.2. В пределах южной прибортовой зоны, примыкающей к Западному Донбассу (Ливинско-Михайловская площадь), по данным Новомосковской ГРЭ в отложениях нижнего и среднего карбона на

глибинах 560-1300 м развиты длиннопламенные угли с содержанием Na_2O на золу от единиц до 12,4-13,5%.

Таблица 2.8 – Содержание оксида натрия (в % на золу) и соотношение щелочных металлов в некоторых пробах углей ДДв.

Площадь, скважина, шахта	Возраст, пласт	Марка	Глубина, м	Na_2O	K^+/Na^+
Абазовська, 15	C_2m	Г	3366	14,10	0,11
Блудшинська, 101	C_1v_2	Г	1740	3,59	0,06
Васильківська, 1	C_1v_2	Ж	5225	1,14	0,25
Великобубнівська, 13	C_1v_2	Д	2901	0,75	0,10
Великобубнівська, 31	C_1v_2	Д	2947	0,50	0,13
Голіківська, 3	C_1v_2	Г	3993	1,16	0,58
Голіківська, 3	C_1v_2	Г	3993	1,08	0,84
Голіківська, 3	C_1v_2	Г	3993	1,63	0,45
Голіківська, 3	C_1v_2	Г	3993	0,81	0,97
Гужевська, 305	C_1v_1	Д	3564	0,58	0,60
Гужевська, 305	C_1v_1	Д	3564	0,67	0,60
Гужевська, 305	C_1t	Г-Ж	4416	2,46	0,20
Гужевська, 305	C_1t	Г-Ж	4416	2,70	0,21
Західно-Хрестищенська, 70	C_2b	Ж	6325	3,02	0,40
Західно-Хрестищенська, 70	C_2b	Ж	6325	2,85	0,47
Західно-Хрестищенська, 70	C_2b	Ж	6325	3,19	0,42
Зорьківська, 370	C_2b	Д-Г	3891	1,54	0,60
Іваніцька, 2	C_1s	Д-Г	3121	1,02	0,24
Козіївська, 12	C_1v	Д	4250	0,82	0,44
Козіївська, 12	C_1v	Д	4255	1,32	0,21
Кулічихінська, 15	C_1v_2	Д	3939	1,35	0,33
Кулічихінська, 18	C_1t	Г	4189	0,34	0,89
Кулічихінська, 21	C_1t	Г	4016	0,28	0,68
Кулічихінська, 26	C_1t	Г-Ж	4229	0,47	0,37
Кулічихінська, 26	C_1t	Г-Ж	4229	0,40	0,47
Купянський пр., 11011	C_2b	Б	1280	0,55	0,57
Малодевіцька, 8	C_1v_2	Д	3055	1,35	0,11
Малодевіцька, 8	C_1v_2	Д	3055	1,85	0,11
Марківська, 5	C_1v_2	Ж	4901	2,71	0,23
Матлахівська, 30	C_1v	Д	3589	0,30	0,56
Мільківська, 3	C_1v_2	Д	2991	1,50	0,30
Мільківська, 59	C_2b	Д	2607	2,86	0,56
Мільківська, 87	C_1v_2	Д	2887	5,50	0,12
Миколаївська, 3	C_1v_2	Г	3805	0,94	0,22
Миколаївська, 3	C_1v_2	Г	3805	1,77	0,30
Миколаївська, 3	C_1v_2	Г	3805	1,74	0,19
Миколаївська, 3	C_1v_2	Ж	4245	0,32	0,49
Монастирищинська, 6	C_1v	Г	3510	3,25	0,10
Нарижнянська, 9	C_1s_2	Д	3576	1,71	0,32

Продолжение таблицы 2.8

Площадь, скважина, шахта	Возраст, пласт	Марка	Глубина, м	Na ₂ O	K ⁺ /Na ⁺
Олавська, 1	C ₁ v ₂	Г	3596	2,29	0,40
Олавська, 1	C ₁ v ₂	Г	3596	0,50	0,69
Остапівська, 2	C ₂ b	Г	2641	7,22	0,09
Північно-Лесяківська, 363	C ₁ v ₁	Г-Ж	3929	0,28	0,96
Північно-Лесяківська, 363	C ₁ v ₁	Г-Ж	3929	0,59	0,64
Північно-Лесяківська, 363	C ₁ v ₁	Г-Ж	3929	0,24	0,74
Північно-Лесяківська, 363	C ₁ v ₁	Г-Ж	3929	0,28	0,56
Побиванська, 454	C ₁ v ₂	Д	4345	2,60	0,11
Побиванська, 454	C ₁ v ₂	Д	4425	0,20	0,56
Побиванська, 454	C ₁ v ₂	Д-Г	4481	3,52	0,15
Решетняківська, 4	C ₁ v ₂	Г	3493	0,75	0,10
Рудовська, 2	C ₁ v ₁	К-ОС	5583	0,36	0,34
Стягайлівська, 3	C ₁ v ₂	Д-Г	3679	1,05	0,26
Стягайлівська, 3	C ₁ t	Г	3878	0,61	0,59
Стягайлівська, 3	C ₁ t	Г	3878	0,54	0,66
Талалаївська, 6-р	C ₁ v	Д	3738	0,36	0,56
Талалаївська, 6-р	C ₁ v	Д	3745	4,00	0,09
Талалаївська, 6-р	C ₁ v	Д	3745	0,29	0,69
Талалаївська, 6-р	C ₁ v	Д	3745	0,34	0,89
Талалаївська, 6-р	C ₁ v	Д	3745	0,40	0,78
Талалаївська, 6-р	C ₁ v	Д-Г	3964	0,25	0,31
Тростянецька, 2	C ₁ v	Ж	4893	0,22	0,86
Червонозаярська, 468	C ₁ v ₂	Г	4254	0,88	0,42
Червонозаярська, 468	C ₁ v ₂	Г	4274	0,78	0,71
Червонозаярська, 468	C ₁ v ₂	Г	4274	0,67	0,82
Червонозаярська, 468	C ₁ t	Г	4567	0,47	1,00
Червонозаярська, 468	C ₁ t	Г	4567	0,54	0,85
Яблунівська, 11	C ₁ v ₂	Г	3734	0,82	0,38

В ДДв ниже зоны интенсивного водообмена под региональным водоупором, представленным хемогенными и глинистыми образованиями перми, в терригенно-карбонатной толще каменноугольных отложений располагается зона весьма замедленного водообмена, с затрудненной гидравлической связью между горизонтами, содержащими высоко минерализованные воды и рассолы хлоридно-натриевого типа [Водообмен..., 1989]. Водообмен уменьшается от бортов к осевой части впадины и с северо-запада на юго-восток. Такая гидрогеологическая обстановка в целом не способствует рассолонению углей. Однако ее активизация, при которой значительную роль играет распределение литологических окон в слабопроницаемых пластах, наличие разломных

зон, локальных участков питания и разгрузки, а также процесс формирования и роста тектонических и солянокупольных структур, может способствовать выносу продуктов метаморфизма и рассолонению углей.

Выводы

Режим геотектонического развития Доно-Днепровского прогиба, являющегося частью внутриконтинентальной рифтовой системы, явился определяющим фактором, который обусловил обстановки торфонакопления, формирования петрографического состава и качества угля, геотермические условия региона и степень углефикации органики.

В период формирования палеозойского осадочного чехла Доно-Днепровский прогиб по уровню геодинамической и геотермической активности характеризовался нормальной геотермией, хотя именно герцинский тектогенез проявился наиболее активно.

На раннекаменноугольных этапах торфонакопление как в ДДв, так и в Донбассе происходило в малообводненных и проточных болотах на побережье мелкого моря, давая исходный материал для формирования углей в основном кларено-дюренового состава, маловосстановленного и переходного генетических типов. Невысокая скорость осадконакопления способствовало сильному разложению исходного растительного материала и его первичной окисленности.

В средне- позднекаменноугольную (в основном касимовский век) эпохи торфонакопление происходило в обстановках обводненных болот аллювиально-дельтовых приморских низменностей, способствуя формированию углей кларенового и дюрено-кларенового состава, в основном восстановленного генетического типа. Этому способствовала более высокая скорость осадконакопления, определившая лучшую сохранность структурных тканей и более высокую восстановленность среды преобразования растительного материала.

Условия образования каменноугольных угленосных формаций Доно-Днепровского прогиба позволяют рассматривать их как паралические. В условиях формирования паралических отложений раннего-среднего карбона торфяники Доно-Днепровского прогиба в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием, положив начало проявлениям и месторождениям соленых углей.

Установленный факт увеличения содержания витринита в углях нижнего и среднего карбона в направлении к северному борту впадины объясняется с позиций геодинамического развития региона заметным увеличением в этом направлении интенсивности осадконакопления, связанной с расширением зоны тектономагматической активности, начиная с пред- или раннекаменноугольной эпохи.

Факт накопления натрия на стадии торфообразования подтверждается изотопными исследованиями пластовых рассолов и поровых вод углей Северного Донбасса, доказывающими их генетическое единство и седиментационное происхождение.

Синдиогенетический генезис натрия подтверждает анализ химического состава подземных вод Новомосковского района Западного Донбасса, свидетельствующий, что они представляют собой остаточный морской солевой комплекс седиментационного генезиса.

Основным источником засоления каменноугольных торфяников Доно-Днепровского палеозойского прогиба, включая ДДв, где развита соляная тектоника, являлась морская вода.

Учитывая, что в пределах Доно-Днепровского прогиба имелись постоянные источники поступления щелочных металлов и хлора в торфяники (морская вода или галогенные образования девона и перми), следует предположить, что соленые угли можно встретить не только в отложениях карбона, но и мезо-кайнозоя.

2.2. Львовский палеозойский прогиб

Условия торфонакопления и формирования вещественно-петрографического состава углей Львовского прогиба определялись режимом геотектонического развития, обусловившим структурно-тектонические и палеогеографические обстановки углеобразования [Иванова, 2016; Иванова, Зайцева, 2015]. Основное внимание уделено особенностям торфонакопления на протяжении раннего и среднего карбона. В результате анализа геологического материала, исследования петрографического и химического состава углей выявлена связь вещественно-петрографического состава углей, их типа по восстановленности, степени засоленности с условиями торфонакопления, установлены палеогеотермические обстановки преобразования угольной органики.

2.2.1. Геотектонические условия

Львовский палеозойский прогиб, являющийся юго-восточной окраиной обширного Львовско-Люблинского бассейна, расположен на юго-западной окраине Восточно-Европейской платформы (ВЕП), в области сочленения ее с более молодой Западно-Европейской платформой (см. рис. 2.1). Структурное положение региона оказало определяющее влияние на особенности его геотектонического развития, являющегося внешним проявлением геодинамических процессов в глубинных сферах Земли.

На **байкальском этапе** тектогенеза наиболее масштабно проявился позднебайкальский цикл, в результате которого опусканиями была охвачена достаточно широкая полоса древней платформы, и вдоль западной ее окраины начала формироваться Балтийско-Приднестровская зона перикратонных опусканий [Гарецкий, 2001], выполненная

терригенными образованиями верхнего протерозоя и кембрия.

Каледонский этап тектогенеза ознаменовался завершением формирования Балтийско-Приднестровской зоны перикратонных опусканий, частью которой явилась Львовская впадина. Она претерпела заметную перестройку при активном влиянии меридиональных и диагональных сбросов, контролирующих систему конседиментационных флексур. Это выразилось в расчленении впадины и образовании на севере Волынского (Ковельского) выступа, разбитого серией сбросов северо-восточного простирания [Знаменская, Чебаненко, 1985].

На ранних этапах **герцинского тектогенеза** был заложен Львовский краевой прогиб, где сформировались терригенно-карбонатные отложения нижнего-верхнего девона. В бретонскую фазу тектогенеза (конец девона - начало карбона) при поднятии территории прогиба отложения девона подверглись частичному размыву. Возрастание роли северо-восточных и широтных разломов выразилось в росте Ковельского выступа и усложняющих его локальных горст-антиклиналей. В пределах выступа средне-верхнедевонские отложения местами размыты полностью. Развитие прогиба в карбоне характеризовалось накоплением безугольных терригенно-карбонатных образований турнейско-ранневизейского возраста. В судетскую фазу (граница C_1 - C_2) смена трансгрессивного развития карбонового осадконакопления регрессивным привела к формированию перекрывающих их угленосных терригенно-карбонатных и терригенных отложений поздневизейско-позднебашкирского возраста. В результате усиления орогенических движений в среднеевропейских герцинидах в прогибе образовалась система складчато-надвиговых деформаций северо-западного простирания. В астурийскую фазу тектогенеза (граница C_2 - C_3) подъем территории бассейна вызвал размыв и длительный перерыв в осадконакоплении в связи с установлением континентальных условий вплоть до ранней и средней юры [Бартошинская и др., 1983; Знаменская, Чебаненко, 1985].

На **киммерийском этапе** в результате опускания Львовского прогиба происходило накопление на размытой поверхности палеозоя средне-позднеюрских терригенно-карбонатных отложений. На территории региона они развиты спорадически, а на юго-западе – в виде сплошного чехла, и трансгрессивно перекрыты мергельно-меловой толщей Львовско-Люблинской меловой мульды. Разрывающие меловые отложения крупные сбросы северо-западного простирания свидетельствуют о связи региона с движениями Карпатской орогенической зоны [Бартошинская и др., 1983; Знаменская, Чебаненко, 1985].

Альпийский этап характеризовался частыми регрессиями и трансгрессиями моря, связанными с окончательным формированием структуры Карпат и Предкарпатского прогиба [Геология шельфа, 1987]. Отложения палеогена и неогена, развитые на отдельных участках, залегают на эродированной поверхности верхнего мела.

2.2.2. Геоструктурное положение и тектоническое строение

Тектоническое строение региона определилось его геоструктурным положением на юго-западной периферии ВЕП в пределах протяженной зоны Тейссейра-Торнквиста (Трансевропейской сутурной зоны), представляющей собой линеамент, протянувшийся от Северного моря до Добруджи.

Эта зона разделяет докембрийскую толстокоровую литосферу ВЕП и тонкокорую литосферу Западной и Центральной Европы постбайкальской-герцинской активизации [Гарецкий, 2001; Крупский, 2014; Чекунов, Трипольский, 1992; Hippolyte, 2002; Pharaoh, 1996; Schweitzer, 1995; Swidrowska and oth., 2008] (см. рис.2.1).

Домезозойские образования Львовского прогиба залегают моноклинально с падением на юго-запад. Они собраны в слабо выраженные синклинальные складки северо-западного простирания, в

центральной части которых залегают сохранившиеся от размыва угленосные отложения. Синклинальные зоны разделены антиклинальными поднятиями, в сводах которых на поверхность выступают более древние безугольные горизонты карбона или девонские отложения. В бассейне широко развиты дизъюнктивные нарушения преимущественно северо-западного простирания. Более интенсивная тектоническая нарушенность характерна для юго-западной части прогиба.

Помимо крупных тектонических нарушений широко распространены мелкоамплитудные. Наиболее прогнутая часть Львовского прогиба, выполненная угленосными отложениями карбона, носит название Львовско-Волынского каменноугольного бассейна (ЛВб) (рис. 2.24). Осадочный чехол сложен толщей вендских, палеозойских и триасовых отложений, на которых с глубоким размывом, почти горизонтально, залегают породы юры, перекрытые несогласно залегающими породами мела и кайнозоя [Бартошинская и др., 1983; Знаменская, Чебаненко, 1985; Корреляция карбоновых..., 2007; Струев и др., 1984].

2.2.3. Геотермические условия

В пределах Львовского прогиба современные геотермические градиенты отложений карбона изменяются от 1,1-1,6 в северо-восточных районах бассейна до 2,3-2,9°C/100 м на юго-западе [Бартошинская и др., 1983]. По уровню геодинамической и геотермической активности большая часть современного бассейна характеризуется средними геотермическими градиентами (по Ю. Р. Мазору [1984]) или нормальной геотермией (по П. Роберту [1985]). Палеогеотермические градиенты, определенные по показателям отражения витринита [Бартошинская и др. 1983, рис. 15] по предложенной автором методике [Иванова, 1992], составили 3,1-3,3°C/100 м. Отсюда можно заключить, во-первых, что в астурийскую фазу тектогенеза (рубеж C_2 - C_3) размыв отложений палеозоя достигал около 1,3

км и, во-вторых, в период формирования палеозойского осадочного чехла прогиб, хотя и отличался несколько более напряженным геотермическим режимом, относился к бассейнам с нормальной геотермией.

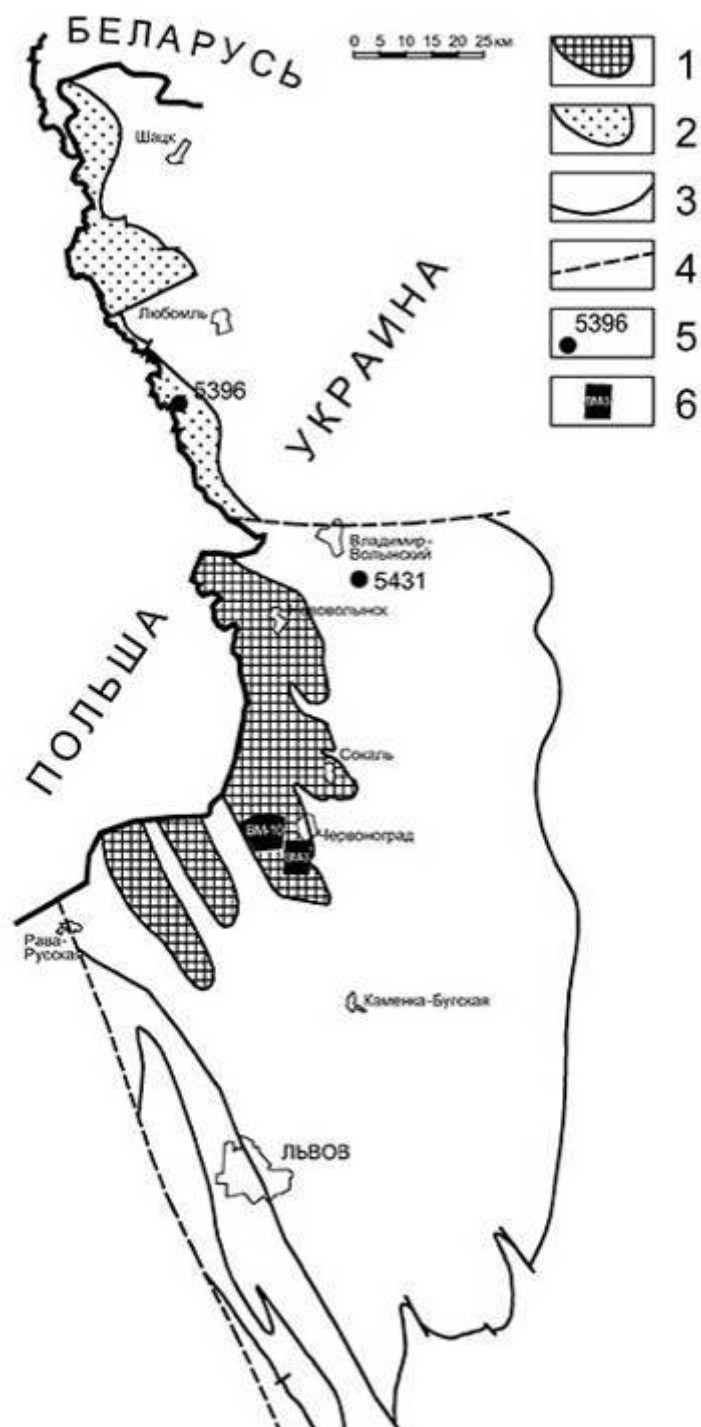


Рисунок 2.24 - Обзорная схема Львовско-Волынского бассейна и его северного продолжения.

1 – территория
2 – промышленная угленосность; 3 – угленосные отложения северного продолжения бассейна;
4 – контур распространения каменноугольных отложений;
5 – тектонические нарушения: Владимир-Волынский разлом, Рава-Русский разлом;
6 – опробованные на содержание натрия буровые скважины;
7 – опробованные поля шахт.

2.2.4. Условия торфонакопления. Угленосность

В позднем девоне широкое распространение морских обстановок не способствовали торфонакоплению. Автор не располагает данными о наличии рассеянной органики в девонских отложениях Львовского прогиба.

Основная угленосность региона приурочена к терригенной толще нижнего и среднего карбона [Бартошинская и др., 1983; Струев и др., 1984; Узіюк В., Узіюк Є., 2005 и др.]. Она связана с поздневизейско-позднесерпуховским и позднесерпуховско-позднебашкирским этапами углеобразования [Иванова и др., 2001; Корреляция карбоновых., 2007] (рис.2.25). На поздневизейско-позднесерпуховском этапе трансгрессивная фаза развития карбонового углеобразования сменилась регрессивной [Геологическая история., 1993]. Начало этапа ознаменовалось сокращением морских обстановок и увеличением переходных к континентальным. Основное торфонакопление происходило на заболоченных низинах открытого побережья мелкого моря.

На этом этапе в пределах Львовского прогиба образовалась нижняя болотно-морская угленосная подформация, ограниченная пластами известняков V_1 - N_4 . Она представлена толщей аргиллитов и алевролитов с прослоями известняков, песчаников и углей. Угольные пласты обычно залегают под пластами известняков или морских аргиллитов. Они широко распространены по площади, имеют простое строение и небольшие мощности (0,1-0,4 м), редко достигающие 2 м.

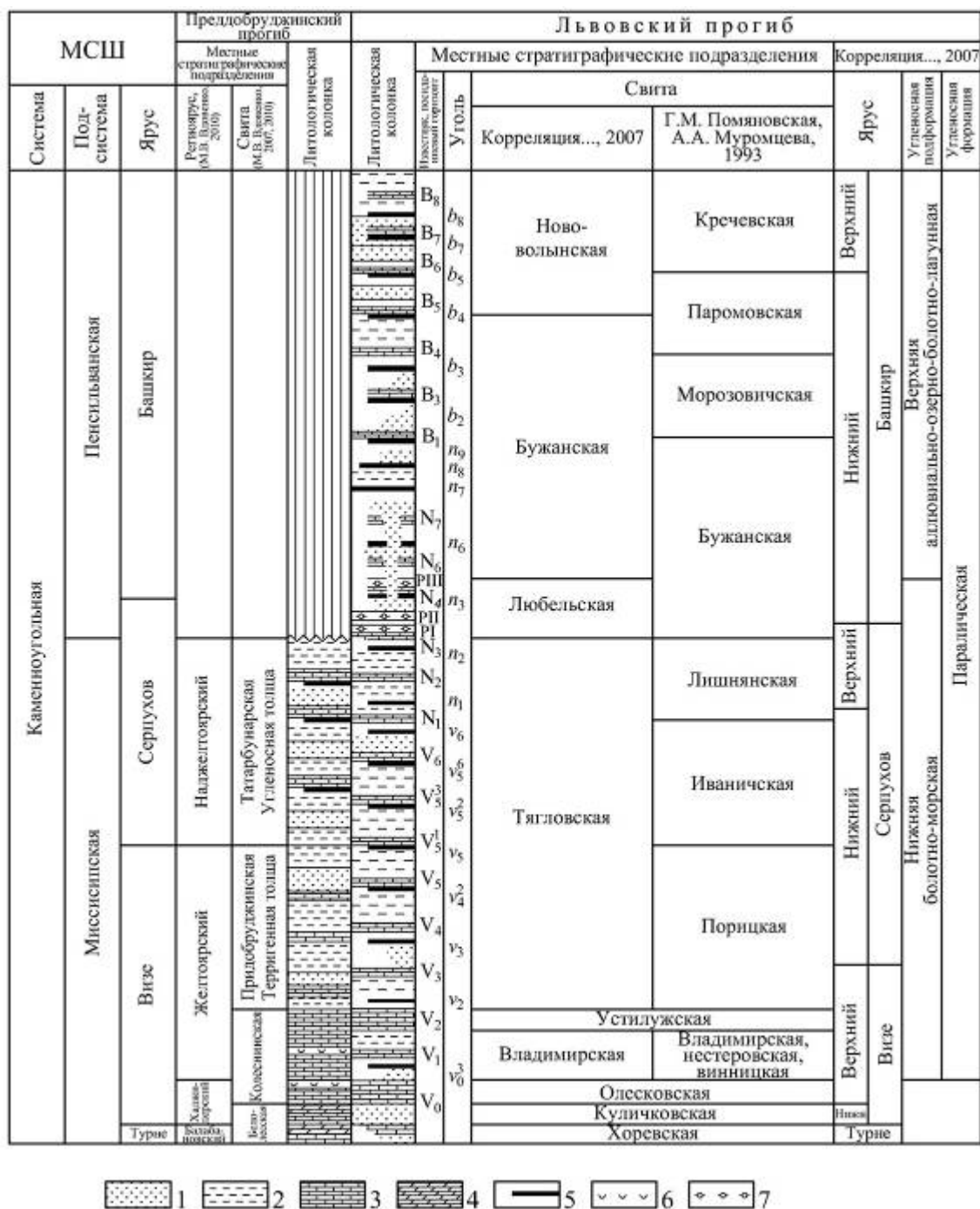


Рисунок 2.25 – Литолого-стратиграфический разрез каменноугольных отложений Львовского и Преддобруджинского палеозойских прогибов.

1 – песчаник; 2 – алевролит и аргиллит; 3 – известняк; 4 – доломит; 5 – уголь; 6 – ангидрит; 7 – посидониевый горизонт.

На позднесерпуховско-позднелавинском этапе, благодаря пассивному тектоническому режиму западного склона УЩ, на территории ЛВб создались благоприятные для торфонакопления обстановки, которые определили образование верхней высокоуглеродистой подформации,

ограниченной известняком N_4 и границей мезозойского размыва. Основное торфонакопление происходило на заболоченных приморских низменностях, расположенных на лагунно-дельтовом побережье мелкого моря. Преобладают пласты угля мощностью 0,3-0,5 м, редко до 2,5 м. Угольные пласты часто имеют сложное строение. Широко развиты углистые аргиллиты, залегающие в кровле и почве угольных пластов или замещающие их по простиранию. Угленосная толща перекрыта мергельно-меловыми отложениями верхнемелового возраста.

Условия образования карбоновой угленосной формации позволяют рассматривать ее как паралическую. Эта точка зрения подтверждается значениями коэффициента Лейфмана-Вассоевича, рассчитанного по данным элементного состава органического вещества. Для верхней подформации коэффициент, рассчитанный для углей пластов n_7-n_8 Львовского прогиба, в среднем составляет 0,53. Значение коэффициента свидетельствует, что торфяники формировались из растений наземного происхождения под влиянием морских условий [Вассоевич, Лейфман, 1979].

Сведения о наличии угольной органики в терригенно-карбонатной толще мезозоя Львовского прогиба отсутствуют.

В разрезе альпийского осадочного чехла в пределах Львовского прогиба локально, на эродированной поверхности верхнего мела, залегают песчано-глинистые отложения палеогена (олигоцен) и неогена (средний миоцен в составе угленосной и литотамниевой свит). Среднемиоценовые паралические карбонатно-терригенные отложения региона содержат прослой бурых углей.

2.2.5. Условия формирования вещественно-петрографического состава углей

На поздневизейско-раннесерпуховском этапе во время формирования нижней болотно-морской угленосной подформации торфонакопление в ЛВБ происходило в обводненных, периодически осушаемых, в основном застойных лесных и топяных болотах на открытом побережье мелкого моря [Иванова и др., 2001; Корреляция карбоновых..., 2007; Ivanova et al., 1999; Ivanova, Zaitseva, 2004]. Поздневизейское время, по сравнению с раннесерпуховским, характеризовалось более частыми сменами фациальных обстановок, что отразилось на формировании разнообразных типов углей. Основными представителями растительных ассоциаций были плауновидные (древовидные и травянистые), в меньшей степени членистостебельные, а также птеридоспермы, папоротники и кордаиты. Преобладала гигрофитная флора. Указанная растительность стала исходным материалом для формирования углей в основном кларенового состава, восстановленного и переходного генетических типов.

По соотношению коэффициентов GI (степень гелификации) и TPI (степень сохранности структурных тканей) [Diessel, 1982] для визейских-нижнесерпуховских углей ЛВБ (рис. 2.26) в поздневизейское время (пласты v_0-v_2) торфонакопление происходило в основном в обводненных лесных и топяных болотах, а в раннесерпуховское более значительную роль начинают играть озерно-болотные отложения. Я. Мисяк [Misiak, 2002], предлагая свою терминологию условий торфонакопления, определяет тростниковые и обводненные лесные болота как стабильно обводненные, а влажные лесные болота – как периодически обводненные. При этом автор сопоставляет среды торфонакопления с характерными для данных условий типами растительности. Для обводненных торфяников характерны каламиты (тростниковые болота) и древовидные плауновые (лесные обводненные болота). Для периодически обводненных болот

типичны при высоком уровне вод древовидные плауновые и папоротниковые, при низком – травянистые плауновые и папоротниковые.

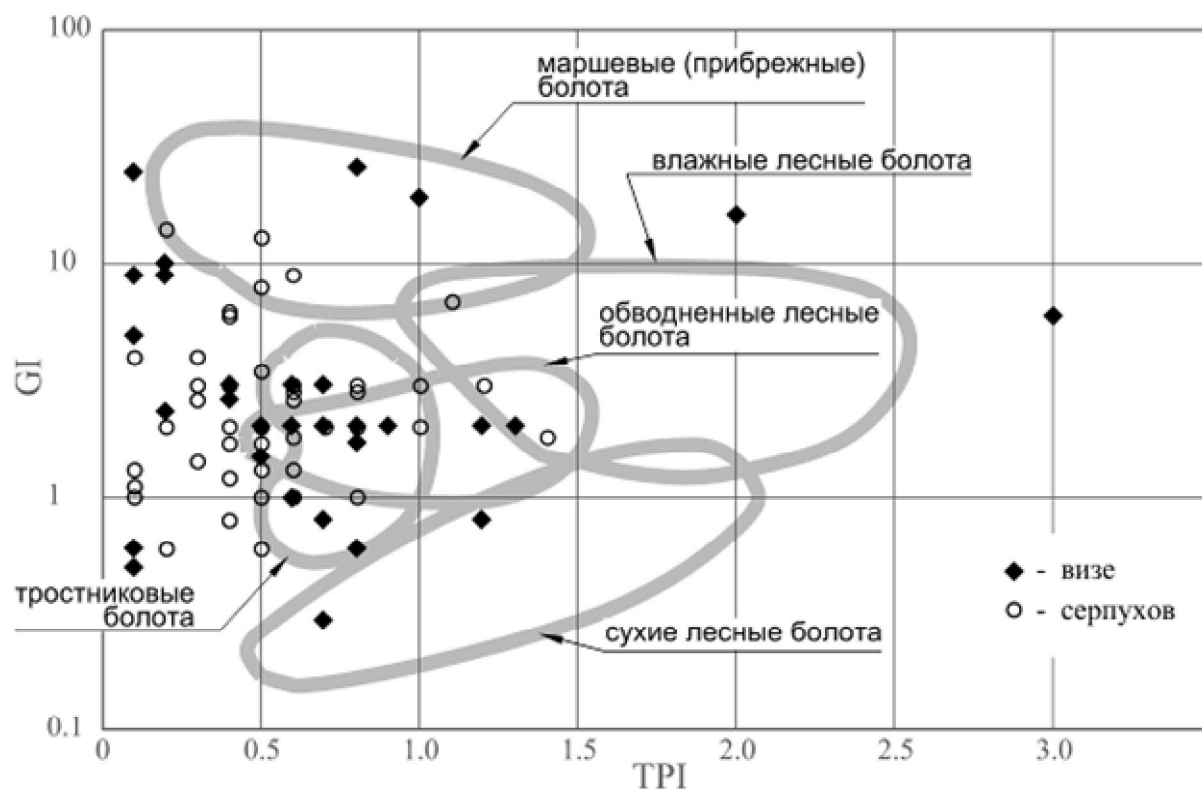


Рисунок 2.26 – Диаграмма соотношений микрокомпонентного состава углей визе и раннего серпухова Львовско-Волынского бассейна и условий их образования.

На позднесерпуховско-раннебашкирском этапе в ЛВб условия, характерные для нижней болотно-морской подформации, постепенно сменяются обстановками озерно-лагунно-дельтового заболоченного побережья верхней угленосной подформации. Происходит накопление органической массы не только гумусового состава, но и сапропелевого. Основными представителями растительных ассоциаций были членистостебельные и плауновидные, в меньшей степени птеридоспермы, папоротники и кордаиты. Примерно в равных количествах представлена мезофитная, гидрофитная и гигрофитная растительность. Она стала исходным материалом для формирования угля с меньшим содержанием витринизированных компонентов, переходного и маловосстановленного генетических типов.

В бассейне преобладают гумусовые угли. Сапропелевые угли не имеют широкого распространения. Они в виде отдельных прослоев залегают в нижней или верхней части пластов гумусовых углей в основном позднесерпуховского-раннебашкирского возраста. В гумусовых углях установлены микрокомпоненты групп витринита, инертинита, экзинита и минеральные примеси. Для сапропелевых углей характерна группа альгинита [Бартошинская и др., 1983; Болдырева, 1960; Иванова и др., 2001; Иванова и др., 2007; Корреляция карбоновых..., 2007; Струев и др., 1984; Узіюк В., Узіюк Є., 2005; Ivanova et al., 1998].

Группа витринита представлена в основном коллинитом (аттрито-витринитом и десмито-витринитом), обычно неоднородным, комковатым, иногда волокнистым. Реже наблюдается телинит в виде фрагментов с изменчивой формой и размерами, с разнообразной сохранностью растительной структуры (рис. 2.27 – 2.29).



Рисунок 2.27 – Фрагмент β-λ-ксилинита в клареновом угле. Межреченское м-ние, скв. 6003, глубина 824 м, возраст C_1^s . x146.



Рисунок 2.28 – Фрагмент β-Δ-витринита с включениями корпосовитринита овальной формы в клареновом угле. Наблюдается псевдоструктура при скрещенных николях. Межреченское м-ние, скв. 6003, глубина 596 м, возраст C_1^s . x146.



Рисунок 2.29 – Споранго-витринит с характерной «ребристой» структурой, волокнистый атритито-витринит с включениями микроэксинита (теньюспоринит), пирита в клареновом угле. Межреченское м-ние, скв. 6011, глубина 840 м, возраст C_1^s . x146.

В группе инертинита преобладают фюзенизированные, реже семифюзенизированные фрагменты разных размеров с неодинаковой степенью сохранности клеточной структуры, а также мелкий и крупный атрит. Группа эксинита представлена микро- и макроспоринитом, кутинитом, редко резинитом (рис. 2.30 – 2.32). Альгинит представлен тело- и колоальгинитом.

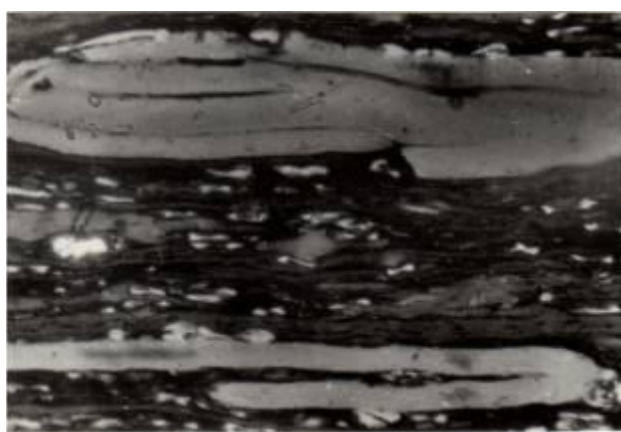


Рисунок 2.30 – Включения микроэксинита (теньюспоринит), Рисунок 2.31 – Включения макроэксинита, микроэксинита обрывки макроэксинита с тонкой (теньюспоринита),

экиной, десмито-витринит, тонковолокнистый аттрито-микринит в кларено-дюреновом витринит в кларено-дюреновом угле. Межреченское м-ние, скв. Межреченское м-ние, скв. 6011, 6011, глубина 525 м, возраст C_1^s . глубина 526 м, возраст C_1^s . х146. х56.

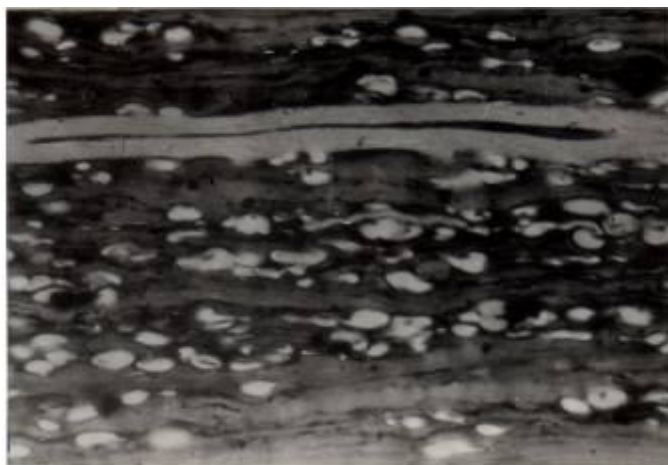


Рисунок 2.32 – Включения макроэкинита с тонкой экиной, микроэкинит (крассиспоринит), тонковолокнистый аттрито-витринит в кларено-дюреновом угле. Межреченское м-ние, скв. 6011, глубина 525 м, возраст C_1^s . х146.

Минеральные компоненты чаще представлены пиритом и карбонатами, реже кварцем, полевыми шпатами и глинистым материалом. Содержание микрокомпонентов групп витринита, инертинита, липтинита по районам представлен в табл. 2.9 [Корреляция карбоновых..., 2007].

Таблица 2.9 – Микрокомпонентный состав углей Львовско-Волинского бассейна.

Пласты	Юго-Западный район			Червоноградский район			Нововолынский район		
	Vt	I	L	Vt	I	L	Vt	I	L
b_1-b_8	74,1	16,6	9,3				72,7	16,2	11,1
n_4-n_9	76,2	17,6	6,2	75,2	15,2	9,6	72,4	17,3	10,3
n_0-n_3	76,9	19,1	4	—	—	—	—	—	—
v_2-v_6	77,6	17,6	4,8	75,2	16,4	8,4	Ковельская площадь		
v_1-v_2	78,5	20,2	1,3	76	20,2	3,8	74,6	19,7	5,7
$v_0^3-v_1$	—	—	—	—	—		49,7	29,2	21,1

В нижней угленосной подформации среднее по пластам содержание витринита составляет 77-78%, инертинита – 16-20%, экзинита – 0,5-10%, т.е. по соотношению микрокомпонентов преобладают клареновые и дюрено-клареновые угли с липоидными и фюзенизированными компонентами. И лишь на северо-восточной окраине ЛВб в основании угленосной формации количество витринита снижается до 50%, а инертинита и экзинита увеличивается соответственно до 29 и 21% (кларено-дюреновый тип угля с фюзенизированными компонентами). Степень восстановленности углей визейского возраста уменьшается в юго-западном направлении.

В верхней угленосной подформации средние содержания витринита колеблются в пределах 72-76%, количество инертинита составляет 16-17%, экзинита – 6-10%. По соотношению микрокомпонентов преобладают дюрено-клареновые угли с фюзенизированными и липоидными компонентами, а также кларено-дюрены. Степень восстановленности углей уменьшается вверх по стратиграфическому разрезу. Для иллюстрации выше сказанного приводится диаграмма микрокомпонентного состава углей Юго-Западного района ЛВб (рис.2.33) [Корреляция карбоновых..., 2007].

Качество углей определяется их петрографическим составом и степенью углефикации [Бартошинская и др., 1983, Иванова и др., 2001; Корреляция .., 2007; Струев и др., 1984; Ivanova et al., 1998].

В пределах Львовского прогиба качественные характеристики углей (по усредненным данным) изменяются вниз по стратиграфическому разрезу и с северо-востока на юго-запад по мере увеличения степени их углефикации. В нижней угленосной подформации в этом направлении уменьшаются влажность (W_t^a) от 2,1-2,4% в длиннопламенных углях Ковельской площади и Нововолынского геолого-промышленного района до 0,6-0,9% в жирных углях на юго-западе бассейна, выход летучих (V^{daf}) соответственно изменяется от 39,3-43,8 до 28,6-35,5%, содержание

углерода (C^{daf}) увеличивается от 74,6 до 85,8-88,4%. Угли преимущественно сернистые, реже многосернистые (Нововолынский район). Четко выраженной закономерности в распределении серы не наблюдается. Зольность (A^d) изменяется в пределах 16,3-24,2, обычно уменьшаясь от нижних свит к верхним (от высокзолых к среднезолым) и незакономерно изменяется по площади.

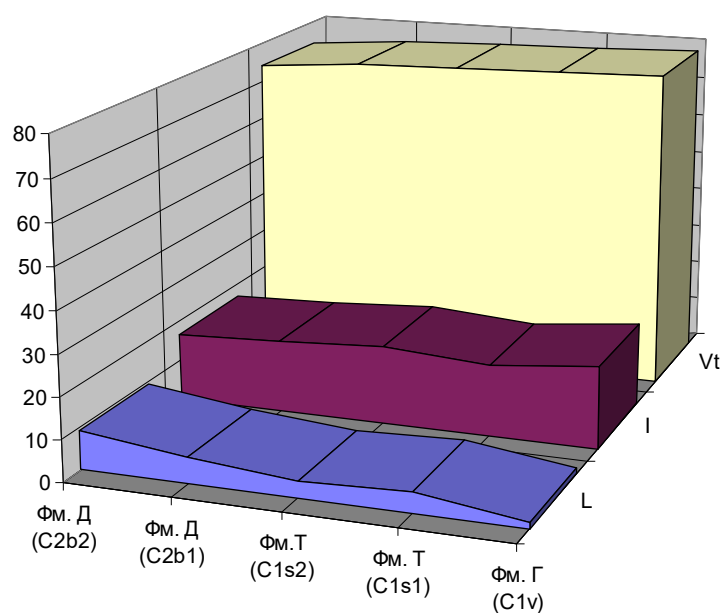


Рисунок 2.33 - Диаграмма микрокомпонентного состава угля в стратиграфическом разрезе Юго-Западного района ЛВб.

Формации: Фм.Г – Гучвинская, Фм.Т – Терebinская, Фм.Д – Деблинская.

В верхней угленосной подформации Львовского прогиба показатели качества углей также изменяются с северо-востока на юго-запад от Нововолынского до Юго-Западного района: влажность (W_t^a) от 3,5-4,0% до 1,5%, летучие (V^{daf}) от 38,8-41,7% до 31,0-34,7%, содержание углерода (C^{daf}) от 78,1-80,4 до 85,7%, зольность (A^d) от 10,1-12,6 до 10,3-14,2%. Зольность имеет тенденцию уменьшаться вверх по разрезу. Качественные характеристики углей по районам приведены в табл. 10 [Бартошинская и др., 1983; Каменные угли..., 1978; Корреляция..., 2007; Струев и др., 1984; Федущак, Радченко, 1988].

В условиях формирования паралических отложений раннего-

среднего карбона торфяники в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием. В нижней угленосной подформации он зафиксирован в газовых углях поздневизейского возраста ЛВб (скв. 5396, 5431, пласты v_0^3 , v_1^5) [Иванова, 2004]. При невысоком абсолютном содержании Na_2O в золе (0,44%) соотношение K^+/Na^+ при зольности до 24,4% колеблется в пределах 0,68-0,91, т.е. угли по данному параметру, согласно исследованиям В. Р. Клера [1988], относятся к соленым ($\text{K}^+/\text{Na}^+ < 1$).

Таблица 2.10 – Качество гумусовых углей различных районов ЛВб, %

Возраст	Юго-Западный						Червоноградский						Нововолынский					
	W_t^a	A^d	V^{daf}	S_t^d	C^{daf}	H^{daf}	W_t^a	A^d	V^{daf}	S_t^d	C^{daf}	H^{daf}	W_t^a	A^d	V^{daf}	S_t^d	C^{daf}	H^{daf}
C_2b_2	–	10,3	34,7	2,8	–	–	2,0	10,3	–	2,8	–	–	3,5	10,1	41,7	3,7	78,1	–
C_2b_1	1,5	12,6	31,0	3,2	85,7	5,0-5,4	2,1	14,2	34,5	2,9	83,1	4,8	4,0	12,6	38,8	3,1	80,4	4,5-5,0
C_1s_2	0,9	19,2	35,5	3,6	85,8	5,2	–	–	–	–	–	–	2,4	16,3	39,7	5,8	–	–
C_1s_1	0,6	17,3	32,9	2,8	87,6	5,2	1,2	16,1	33,4	2,2	86,5	–	2,3	17,1	43,8	4,4	–	–
C_{1V}	0,6	16,8	28,6	2,9	88,4	5,0	1,2	23,1	35,9	3,0	–	–	Ковельская площадь					
													2,1	24,2	39,3	3,6	74,6	5,2

В верхней высокоугленосной подформации (пласты n_7^H , n_8^6 Великомостовских шахт №3 и №10) газовые угли с зольностью до 12,6% содержат 0,2-0,9% Na_2O в золе при соотношении K^+/Na^+ в пределах от 0,33 до 0,83%, т.е. также меньше 1. Сравнительно небольшое абсолютное содержание Na_2O в угле невысокой степени углефикации ЛВб может быть связано с опресняющей деятельностью палеорек Горохово-Ровенской палеогидрографической системы. Упомянутые угольные пласты формировались здесь при широком развитии сильно опресненных приморских водоемов [Корреляция карбоновых..., 2007].

По представлениям автора, согласно концепции засоления углей в стадию торфяника (Иванова, 1981), угли нижней подформации должны

быть более засоленными, чем верхней. Это связано с более мористыми условиями в период торфонакопления и более высоким содержанием гелифицированного вещества [Иванова, Кривега, 1985] в углях нижней подформации. Однако незначительное количество исследованных образцов не позволяет подтвердить это предположение и судить о действительных масштабах распространения соленых углей.

Воды каменноугольных отложений центральной части Львовской меловой мульды относятся к погребенным реликтовым седиментогенным растворам, что может свидетельствовать о наличии в бассейне углей с более высоким содержанием натрия, обогатившего торфяник в стадию седиментодиагенеза. Застойный режим и отсутствие связи между водоносными горизонтами не способствует рассолонению углей [Подземные воды СССР. Львовская область. 1968; Гидрогеология., 1971].

Выводы

Структурное положение Львовского прогиба на юго-западной окраине ВЕП предопределило режим его геотектонического развития, который в свою очередь определил обстановки торфонакопления, формирования петрографического состава и качества угля, обусловил геотермические условия региона и степень углефикации органики.

В каменноугольный период на поздневизейско-позднесерпуховском этапе торфонакопление происходило на заболоченных низинах открытого побережья мелкого моря, давая материал для формирования углей нижней болотно-морской угленосной подформации, преимущественно кларенового состава восстановленного и переходного генетических типов.

На позднесерпуховско-позднебашкирском этапе на территории Львовского прогиба основное торфонакопление происходило на заболоченных приморских низменностях, расположенных на лагунно-дельтовом побережье мелкого моря. На этом этапе сформировались угли

верхней высокоугленосной подформации в основном дюрено-кларенового состава, переходного и маловосстановленного генетических типов.

Условия образования карбоновой угленосной формации позволяют рассматривать ее как паралическую.

Качественные характеристики углей карбона в пределах Львовского прогиба изменяются вниз по стратиграфическому разрезу и с северо-востока на юго-запад по мере увеличения степени их углефикации.

В период формирования палеозойского осадочного чехла Львовский прогиб по уровню геодинамической и геотермической активности характеризовался нормальной геотермией.

В условиях формирования паралических отложений раннего-среднего карбона торфяники Львовского прогиба в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием. По соотношению K^+/Na^+ угли относятся к соленым.

Солеными, по всей видимости, являются миоценовые бурые угли ЛВб, источником засоления которых являлась морская вода.

2.3. Преддобруджинский палеозойский прогиб

Преддобруджинский палеозойский прогиб расположен на юго-западной окраине ВЕП, в области сочленения ее с более молодой Западно-Европейской платформой [Иванова, 2016; Иванова, Зайцева, 2015]. Структурное положение региона (см. рис.2.1) оказало определяющее влияние на особенности его геотектонического развития, обусловившие условия торфонакопления и формирования вещественно-петрографического состава углей.

2.3.1. Геотектонические условия

На **байкальском этапе** тектогенеза наиболее масштабно проявился позднебайкальский цикл, в результате которого опусканиями была

охвачена достаточно широкая полоса древней платформы, и вдоль западной ее окраины начала формироваться Балтийско-Приднестровская зона перикратонных опусканий [Гарецкий, 2001; Павлюк, Богаець, 1987], выполненная терригенными образованиями верхнего протерозоя и кембрия.

Каледонский этап тектогенеза ознаменовался завершением формирования Балтийско-Приднестровской зоны перикратонных опусканий, частью которой явилась Преддобруджинская впадина.

На **герцинском этапе** в пределах Преддобруджинской системы под влиянием орогенических движений, охвативших Добруджу, в раннем девоне сформировался компенсационный, а в раннем карбоне краевой прогиб, где в течение турнейского-серпуховского веков накапливались терригенно-глинистые, сульфатно-карбонатные и карбонатные отложения, а в поздневизейское-позднесерпуховское время – терригенные угленосные образования, сохранившиеся в восточной части прогиба (Белолесский блок). С конца среднекаменноугольной эпохи до раннего триаса территория прогиба испытала некоторое общее воздымание в связи с активными орогеническими процессами в Добрудже. Это способствовало размыву среднекаменноугольных отложений (см. ниже) и вероятному последующему перерыву в осадконакоплении. Развитие прогиба происходило в условиях развивающейся дифференциации тектонических движений, сопровождающихся образованием разломов, усилением поперечной зональности и проявлением магматизма [Геология шельфа..., 1987; Тектоника Северного..., 1988].

В **нижнекиммерийскую** фазу киммерийского тектогенеза, в связи с погружением Северной Добруджи, в интенсивные прогибания втягивались и прилегающие районы Преддобруджинского прогиба, где накапливались карбонатные и песчано-глинистые отложения среднего-верхнего триас-лейаса. В конце лейаса вслед за умеренно проявившейся складчатостью и сводовыми поднятиями складчатых зон начал формироваться краевой

прогиб, выполненный песчано-глинистыми и карбонатными морскими отложениями средней и верхней юры и характеризующийся платформенным развитием (Молдавская юрская наложенная впадина). В результате активизации орогенических движений в Северной Добрудже в конце поздней юры прогиб замкнулся, сместившись в начале мелового периода в сторону платформы [Геология шельфа..., 1987]. Начиная с эпохи раннего мела в Преддобруджинском прогибе, как и в Добрудже, установился платформенный режим и сформировался единый осадочный чехол.

Альпийский этап характеризовался частыми регрессиями и трансгрессиями моря, связанными с окончательным формированием структуры Карпат и Предкарпатского прогиба [Геология шельфа..., 1987]. Отложения палеогена и неогена залегают на эродированной поверхности меловых и более древних пород.

2.3.2. Геоструктурное положение и тектоническое строение

Тектоническое строение региона определилось его геоструктурным положением на юго-западной периферии ВЕП в пределах протяженной зоны Тейссейра-Торнквиста (Трансевропейской сутурной зоны), представляющей собой линеамент, протянувшийся от Северного моря до Добруджи (см. рис. 2.1). Автор придерживается точки зрения, что Преддобруджинский прогиб является замыкающим элементом западной границы ВЕП и открывает череду прогибов, окаймляющих ее южную границу (Северо-Предскифские краевые прогибы [Паталаха, Трофименко, 1999]).

Преддобруджинский прогиб представляет собой южную часть моноклинали Днестровско-Прутского междуречья, отделенную глубинным разломом от ВЕП. Рассматриваемая часть Днестровско-Прутского междуречья является сложным разноблоковым сооружением из внутренних поднятий и депрессий, разделенных разрывными

нарушениями. По тектонической схеме Днестровско-Прутского междуречья [Тектоника..., 1988] в регионе выделяется Придобруджинский прогиб с Алуатским и Саратовско-Тузловским грабенами, разделенными Ореховской перемычкой, и с Кагул-Болградско-Килийско-Вилковской зоной поднятий. Нижнепрутский выступ относится к складчатой зоне Северной Добруджи, а Приднестровская депрессия – к южной окраине ВЕП (рис. 2.34).

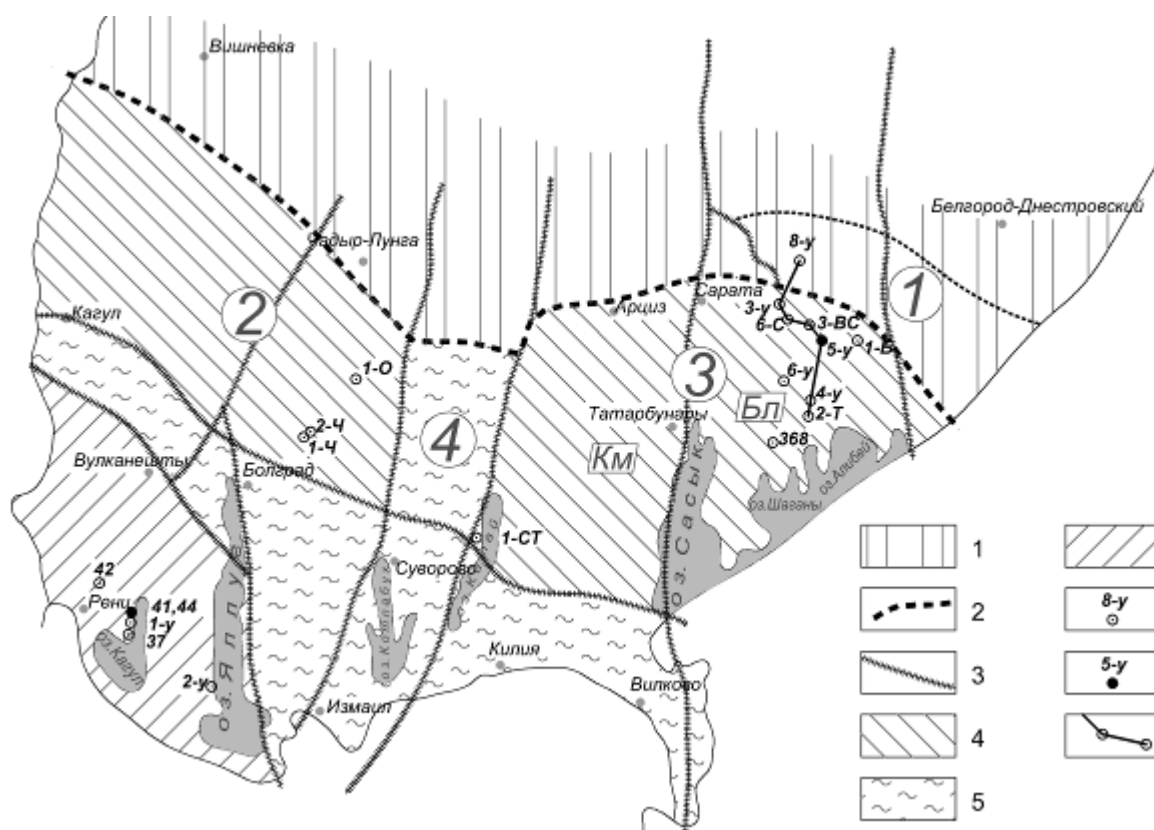


Рисунок 2.34 - Тектоническая схема Днестровско-Прутского междуречья.

1 – южная окраина ВЕП (1 – Приднестровская депрессия); 2 – граница ВЕП и Мизийско-Скифской плиты; 3 – тектонические разломы; 4 – Алуатский (2) и Саратовско-Тузловский (3) грабены; 5 – Ореховский выступ (4) и Кагул-Болград-Килийско-Вилковская зона поднятий; 6 – Нижнепрутский выступ; 7 – опробованные скважины; 8 – скважины, опробованные на соленость; 9 – профиль катагенетического разреза по линии скважин 8-у – Тузловская-2; Км – Каменская депрессия; Бл – Белолесский блок.

2.3.3. Геотермические условия региона

В пределах Днестровско-Прутского междуречья современные геотермические градиенты, которые определялись для осадочной толщи Алуатского грабена, Килийско-Змеиной зоны поднятий, Нижнепрутского выступа, Орехово-Суворовского выступа и Тузловской депрессии, не превышают $2,4-3,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ [Геология шельфа..., 1987 и др.], что позволяет отнести современный регион к бассейнам с нормальной геотермией.



Рисунок 2.35 - Модель палеогеотермической реконструкции для каменноугольных и триасовых отложений Преддобруджинского прогиба.

Для определения палеогеотермических градиентов определялись показатели отражения витринита по образцам, отобранным из палеозойских (Белолесский блок) и мезозойских (Каменская депрессия)

отложений [Иванова, 1995; Иванова, 2010, 2011]. Значения показателя отражения витринита образцов, отобранных из скв. 3-у, 4-у, 5-у, 6-у после длительного хранения на открытом воздухе, корректировались с учетом их окисленности [Иванова, Зайцева, 2006]. Палеогеотермические градиенты, рассчитанные по предложенной автором методике [Иванова, 1992; Иванова, Гаврильцев, 2010], составляли для осадочной толщи карбона Белолесского блока (скв. 4-у, 5-у) 7,5-7,6°C/100 м (рис.2.35).

По уровню геодинамической и геотермической активности бассейн относился к гипертермическим [Robert, 1985]. Прогрев толщи осуществлялся на глубинах, близких к современным, с отклонениями от -40 до +94 м. Последующий размыв каменноугольных отложений, вызванный активизацией орогенических движений в складчатой области в астурийскую фазу тектогенеза, достигал 1,2-1,7 км [Иванова, 2010, 2011]. Сохранившиеся от размыва нижнекаменноугольные и девонские отложения Белолесского блока находятся на стадиях мезо- (МК₁-МК₅) - апокатагенеза (АК) (рис. 2.36, 2.37).

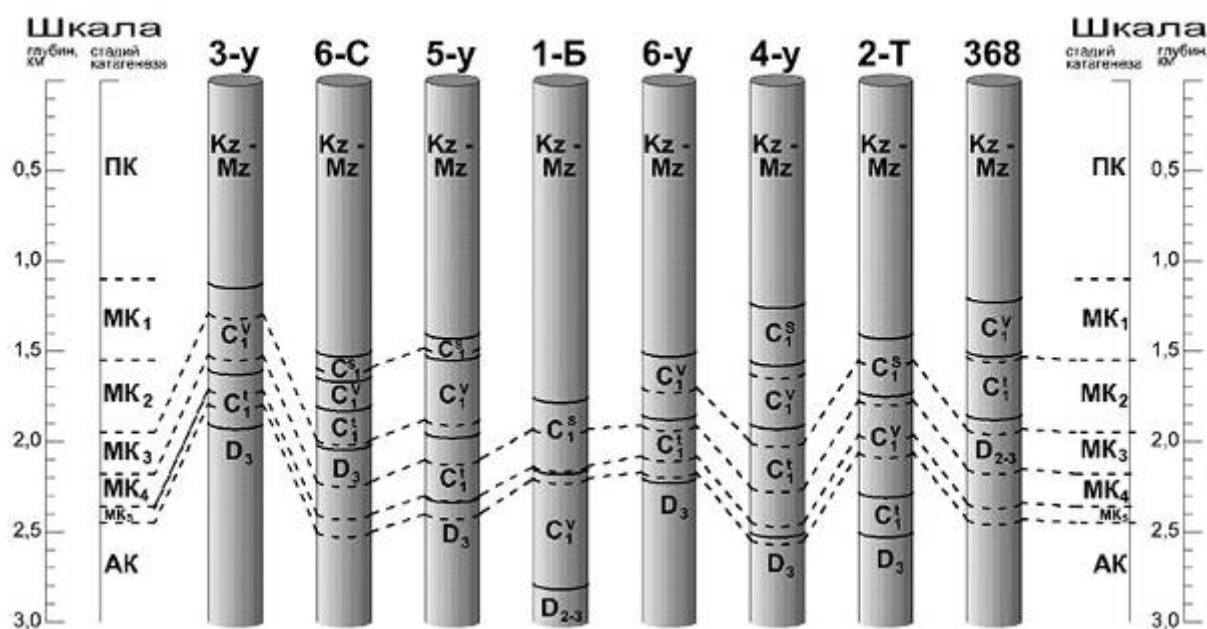


Рисунок 2.36 – Распределение зон катагенеза в разрезах скважин, вскрывших герцинский комплекс пород (сплошные линии – возрастные границы, пунктирные – границы зон катагенеза).

Для пород киммерийского формационного комплекса (Саратско-Тузловский грабен Каменской депрессии) палеогеотермический градиент определялся для отложений поздне триасового возраста (трудова свита) по скважине Старотрояновская-1 в интервале глубин 3-4 км. Он составил $4,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ при рассчитанной глубине погружения толщи пород на 809 м меньше современной (см. рис. 2.35). Это дает основание предположить дальнейшее опускание породного массива. В ранней юре - начале средней юры оно сменилось восходящими движениями, а затем устойчивым погружением с накоплением средне-верхнеюрских отложений. Начиная со среднеюрской эпохи, Днестровско-Прутское междуречье характеризовалось платформенным режимом осадконакопления с близкими к современным геотермическими параметрами. Таким образом, киммерийский тектогенез в поздне триасовую эпоху проявил себя некоторым усилением теплового поля, не превышающим, однако, геотермических показателей бассейнов с нормальной геотермией.

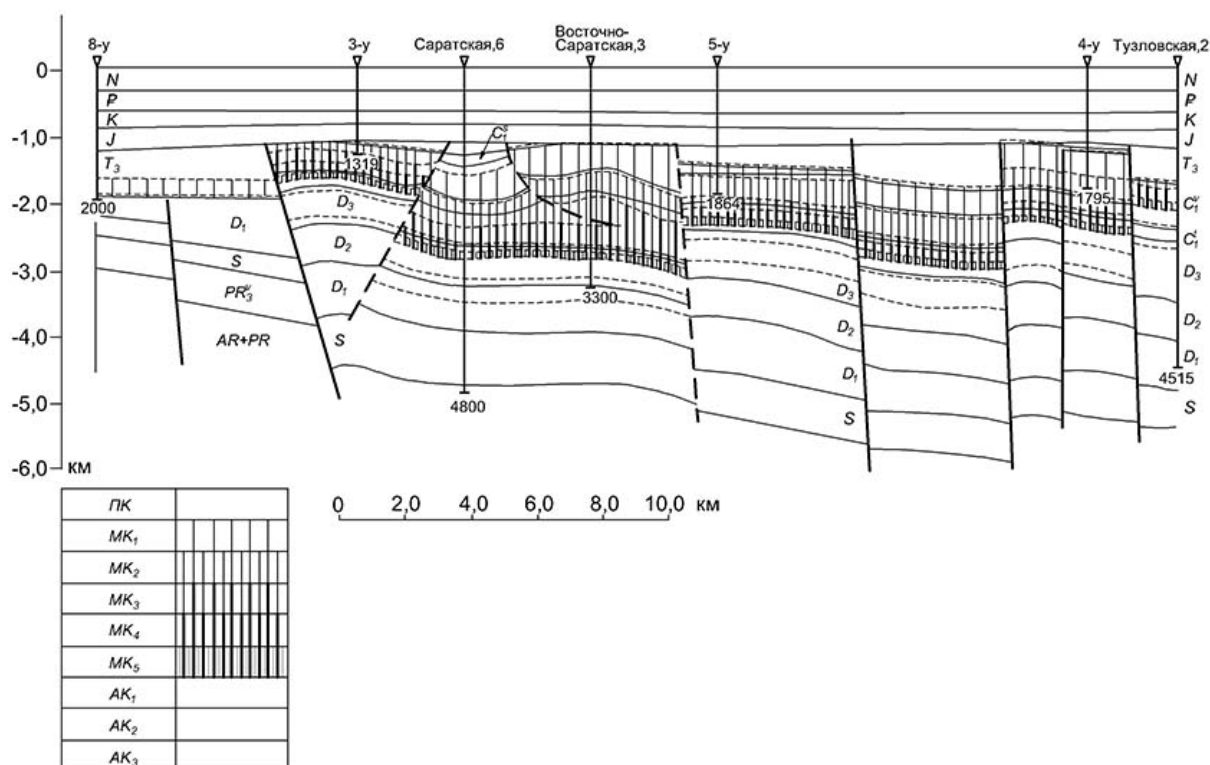


Рисунок 2.37 – Катагенетический разрез по линии скважин 8-у – Тузловская-2.

2.3.4. Условия торфонакопления. Угленосность

В позднем девоне широкое распространение морских обстановок не способствовало торфонакоплению. В Предобруджинском прогибе витринизированный материал в виде включений зафиксирован в карбонатно-терригенных образованиях верхнего девона Нижнепрутского выступа (скв. 1-у) и Белолесского блока (скв. Восточно-Саратская – 3, Саратовская – 6-р). Степень углефикации, установленная автором по показателям отражения витринита, соответствует длиннопламенным (Нижнепрутский выступ) и жирным углям (Белолесский блок) [Иванова, 2010].

Основная угленосность региона связана с поздневизейско-позднесерпуховским этапом углеобразования (см. рис. 2.25). На поздневизейско-позднесерпуховском этапе трансгрессивная фаза развития карбонового углеобразования сменилась регрессивной. Начало этапа ознаменовалось сокращением морских обстановок и увеличением переходных к континентальным. Торфонакопление происходило на заболоченных низинах открытого побережья мелкого моря [Геологическая история..., 1993; Иванова, 2001; Корреляция карбоновых..., 2007].

В Предобруджинском прогибе в позднем визе - раннем серпухове образовалась нижняя часть подформации, представленная терригенной безугольной толщей. В позднесерпуховское время сформировалась верхняя терригенная угленосная толща с многочисленными пластами и прослоями углей. В кровле угольных пластов залегают преимущественно глинистые известняки, в подошве – аргиллиты, иногда алевролиты. Мощность пластов колеблется от 0,03-0,5 до 0,8-1,1 м (на отдельных участках). Строение пластов чаще простое. Угленосная толща перекрыта пестроцветными образованиями пермо-триаса.

В Преддобруджинском прогибе на позднесерпуховско-позднебашкирском этапе, по-видимому, также существовали благоприятные обстановки для образования угленосных отложений. Однако в последующем, в связи с активными орогеническими процессами в Добрудже, эти отложения были размыты (см. выше).

Условия образования карбоновой угленосной формации позволяет рассматривать ее как паралическую. Эта точка зрения подтверждается значениями коэффициента Лейфмана-Вассоевича, рассчитанного по данным элементного состава органического вещества. Для нижней угленосной подформации этот коэффициент для углей визейских отложений (Преддобруджинский прогиб, скв. 368) составляет 0,54. Это свидетельствует, что торфяники формировались из растений наземного происхождения под влиянием морских условий [Вассоевич, Лейфман, 1979].

В пределах исследуемой части Днестровско-Прутского междуречья в терригенных отложениях позднего триаса зафиксированы включения витринизированной, реже фюзенизированной органики на стадиях от бурых углей на территории Приднестровской депрессии до длиннопламенных углей в Каменской депрессии. Средне-верхнеюрские отложения региона характеризуются распространением терригенных пород с включениями витринизированного и фюзенизированного, реже липоидного материала на стадиях от бурых углей в Нижнепрутском выступе и Приднестровской депрессии до длиннопламенных углей в Алуатском грабене [Иванова, 2010; 2011; 2012].

На этапе альпийского тектогенеза в Преддобруджинском прогибе на размытой поверхности более древних пород накапливались карбонатно-терригенные отложения палеогена (палеоцен, эоцен, олигоцен) и неогена (миоцен, плиоцен). Среднемиоценовые паралические карбонатно-терригенные отложения содержат прослой бурых углей. В пределах Днестровско-Прутского междуречья автором отобрано небольшое количество образцов бурых углей из скв. 37, 41, 44 в районе с. Лиманское с

глубины 366-378 м (Нишнепрутский выступ), которые использовались для определения показателей отражения витринита и химического состава золы.

2.3.5. Условия формирования вещественно-петрографического состава углей

На поздневизейско-позднесерпуховском этапе торфонакопление в пределах Преддобруджинского прогиба происходило, как и во Львовском, в обводненных, застойных болотах. Основными представителями растительных ассоциаций были плауновидные (древовидные и травянистые), в меньшей степени членистостебельные, а также птеридоспермы, папоротники и кордаиты. Преобладала гигрофитная флора. Указанная растительность стала исходным материалом для формирования углей в основном кларенового состава, восстановленного и переходного генетических типов.

Гумусовые угли преобладают. В них установлены микрокомпоненты групп витринита, инертинита и экзинита [Бартошинская и др., 1983; Савчук, 2005; Ivanova et al., 1998 и др.].

Группа витринита представлена в основном коллинитом (аттрито-витринитом и десмито-витринитом), обычно неоднородным, комковатым, иногда волокнистым. Реже наблюдается телинит в виде фрагментов с изменчивой формой и размерами, с разнообразной сохранностью растительной структуры. В группе инертинита преобладают фюзенизированные, реже семифюзенизированные фрагменты разных размеров с неодинаковой степенью сохранности клеточной структуры, а также мелкий и крупный аттрит. Группа экзинита представлена микро- и макроспоринитом, кутинитом, редко резинитом, а альгинит — тело- и колоальгинитом.

В нижней угленосной подформации среднее по пластам содержание витринита варьирует от 75 до 89%, содержание инертинита составляет 10-24%, экзинита – 0,5-10%, т.е. по соотношению микрокомпонентов преобладают клареновые и дюрено-клареновые угли с липоидными и фюзенизированными компонентами.

Качественные характеристики угля зависят от степени его углефикации, связанной в основном с палеоглубиной погружения угленосных отложений. Влажность (W_t^a) уменьшается от 1,9-6,0% в длиннопламенных углях до 0,7-0,8% в жирных и коксовых. Соответственно выход летучих сокращается от 40,4-46,3% до 27,8-28,8%, содержание углерода увеличивается от 80,1-81 до 89,6%. Угли изменяются от малосернистых (0,5-1,5%) до высокосернистых (3,6-6,1%), по содержанию золы – от малозольных (2,7-6,0%) до высокозольных (24,0-47,7%). Четко выраженной закономерности в распределении серы и зольности не установлено [Ivanova et al., 1998].

В условиях формирования паралических отложений раннего-среднего карбона торфяники в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием. В нижней угленосной подформации Преддобруджинского прогиба (Белолесский блок, скв. 5-у, глубина 1685 м) в газовом угле поздневизейского возраста зафиксировано 1,7% Na_2O на золу при соотношении K^+/Na^+ , равном 0,65. Очевидно, что эти значения являются заниженными, так как отбор образцов проводился, к сожалению, из ядерных ящиков, находящихся не менее пяти лет под открытым небом [Иванова, Зайцева, 2006]. По данным ИМР [Пожидаев и др., 1986], в США отмечено, что при хранении соленого угля на открытом воздухе в течение 8 недель содержание хлора в нем снизилось в 3-4 раза. Если хлор содержался в стехиометрическом соотношении с натрием, можно предположить, что содержание натрия в исследуемой пробе составляло не менее 5%.

В палеозойских отложениях Преддобруджинского прогиба заключены хлоридно-натриевые и хлоридно-натриево-кальциевые соленые воды с общей минерализацией до 50 г/л и рассолы с концентрацией солей до 105 г/л [Взнуздаев, 1958], что не способствует рассолонению угольной органики.

В миоценовых отложениях Днестровско-Прутского междуречья (Нижнепрутский выступ) буроугольная органика представлена гумусовыми углями, которые слагаются микрокомпонентами групп витринита, фюзинита и экзинита с преобладанием гелифицированного материала. Витринизированные микрокомпоненты представлены чаще аттритом и десмитом, реже встречаются структурные ткани в виде небольших фрагментов. Редкие включения инертинита представлены в основном β -семифюзинитом, иногда β -фюзинитом. Липоидные компоненты наблюдаются в виде овальных телец светло-желтого цвета. Эти угли характеризуются высоким содержанием натрия (2,44-6,95% Na_2O на золу). Соотношение K^+/Na^+ составляет 0,22-0,90. Таким образом, угли как по абсолютному содержанию натрия, так и по соотношению K^+/Na^+ являются солеными. Источником засоления могли быть воды мелкого средне-верхнемиоценового моря.

Водоносный горизонт сарматских отложений, подпитывающийся солеными водами и рассолами юрских и меловых образований, содержит сульфатно-хлоридно-натриевые и хлоридно-натриевые соленые воды с минерализацией до 13 г/л [Взнуздаев, 1958; Кадастр подземных..., 1964].

Выводы

Структурное положение Преддобруджинского прогиба на юго-западной окраине ВЕП предопределило режим его геотектонического развития, который, в свою очередь, определил обстановки торфонакопления, формирования петрографического состава и качества

угля, обусловил геотермические условия региона и степень углефикации органики.

В каменноугольный период на поздневизейско-позднесерпуховском этапе в Предбурдужинском прогибе торфонакопление происходило на заболоченных низинах открытого побережья мелкого моря, давая исходный материал для формирования углей нижней болотно-морской угленосной подформации, преимущественно кларенового состава восстановленного и переходного генетических типов.

Условия образования карбоновой угленосной формации региона позволяют рассматривать ее как паралическую.

В каменноугольных отложениях Предбурдужинского прогиба параметры качества углей определяются степенью их углефикации, обусловленной палеоглубиной погружения палеозойской толщи пород.

В период формирования палеозойского осадочного чехла Предбурдужинский прогиб наиболее напряженный тепловой режим испытывал в связи с герцинской активизацией, когда регион характеризовался высокими палеогеотермическими градиентами и относился по уровню геодинамической и геотермической активности к гипертермическим.

В условиях формирования паралических отложений раннего карбона торфяники Предбурдужинского прогиба в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием. По соотношению K^+/Na^+ угли относятся к соленым.

Бурые угли с высоким содержанием натрия зафиксированы в отложениях среднемиоценового возраста в пределах Нижнепрутского выступа. Источником их засоления были воды мелкого средне-верхнемиоценового моря.

2.4. Условия формирования углей палеоген-неогенового возраста

Соленые бурые угли, выявленные в миоценовых отложениях в пределах Преддобруджинского прогиба (Нижнепрутский выступ), охарактеризованы в разделе 2.3.

Не вызывает сомнения, что солеными являются бурые угли Ильницкого и Беганьского месторождений Закарпатья, так как торфонакопление сопровождалось здесь активной вулканической и поствулканической деятельностью [Иванова, Зайцева, 2004; Зайцева и др., 2004; Иванова, Зайцева, 2005; Иванова, Зайцева, 2007; Сябряй и др., 2011]. Автор располагает данными химического анализа золы по Ильницкому месторождению.

Буроугольное месторождение Ильница расположено в пределах Закарпатского внутреннего прогиба (см. рис. 2.1), который на юго-западе граничит с Паннонским массивом и окаймляется складчатыми сооружениями Внутренних Карпат. На северо-востоке прогиб отделяется от Складчатых Карпат Закарпатским (Перипеннинским) глубинным разломом, на юго-западе от Паннонского бассейна его отделяет Припаннонский глубинный разлом.

В пределах прогиба разрез представлен альпийским структурно-формационным комплексом. Верхний структурный этаж этого комплекса сложен неогеновой молассой, которая несогласно перекрывает складчато-глыбовый мезозойско-палеогеновый фундамент. Максимальная мощность неогенового чехла – 3,0-3,5 км. На большей части прогиба под неогеновую поверхность выходят разнофациальные палеогеновые отложения, верхнемеловые терригенные наслоения, терригенно-карбонатные породы юры, известняки и доломиты триаса, а в бассейне р. Уж – метаморфические породы палеозоя (рис. 2.38).

Абсолютный возраст млн. лет	Закарпатский прогиб									Паратетис			
	И.В.Венглинский [1975], М.И.Петрашкевич [1971]					Стратиграфическая схема [1993]				Централь- ный	Восточ- ный		
	Отдел	Под- отдел	Ярус	Подъ- ярус	Свита	Отдел	Под- отдел	Ярус	Свита	Региоярус			
2 —	Плиоцен	Верхний	Левантин		Ильницкая Гутинская	Плиоцен	Верхний	Дакий-румынский	Ильницкая	Румыний	Акчагил		
3 —													
4 —										Дакий	Киммерий		
5 —													
6 —										Нижний-средний	Паннон	Верхний	Кошелевская
7 —													
8 —													
9 —													
10 —	Миоцен	Верхний	Сармат	Нижний	Изов- ская	Миоцен	Верхний	Паннон	Изов- ская				
11 —				Средний	Алмас- ская			Сармат	Алмас- ская	Херсон			
12 —				Нижний	Луков- ская				Луков- ская		Сармат (S.S.)	Бессарабий	
13 —					Доро- братов- ская				Доро- братов- ская				Волынь

Рисунок 2.38 – Сравнительная стратиграфическая схема угленосных отложений Закарпатского прогиба.

В начале миоцена резко активизировались движение земной коры и вулканическая деятельность вдоль шовных зон Закарпатского и Припаннонского глубинных разломов. Основной и кислый магматизм в эффузивной и интрузивной формах проявился здесь на протяжении бадения и левантина включительно [Круглов и др., 1985]. По данным Е. Ф. Малеева [1964], первая фаза неогенового этапа вулканизма проявилась еще в бурдигале - позднем тортоне. На поздний тортон - ранний сармат приходится вторая фаза. На ранний и поздний левантин приходятся соответственно третья и четвертая фазы. Б. В. Мерлич и С. М. Спитковская

[1971] третью и четвертую фазы Е. Ф. Малеева объединяют в третью, а их четвертая фаза, которая отвечает четвертой фазе Л. Г. Даниловича [1963], сопоставляется с платформенным циклом вулканизма Е. Ф. Малеева. И. Л. Гасанов с соавторами [1976] выделяют ранне- и позднеорогенную эпохи вулканизма. В раннеорогенную эпоху, когда происходило интенсивное погружение Закарпатского прогиба, выявлены три фазы магматической деятельности, которые отвечают раннему миоцену, позднему торнтону и сармату. В позднеорогенную эпоху, когда прогиб дробился на блоки с разными скоростями погружения, вулканизм проявился в раннем, среднем и позднем плиоцене. А. Я. Радзивилл с соавторами [1986] выделяют два этапа неогенового вулканизма Закарпатья – раннеорогенный с двумя фазами и позднеорогенный. Первая фаза проявилась в гельвете - раннем торнтоне, вторая – в позднем торнтоне - раннем сармате. Позднеорогенный этап приходится на средний сармат - плиоцен. Пик вулканической активности наблюдался в левантинском веке.

Вигорлат-Гутинская гряда, которая представлена неогеновыми вулканогенными образованиями преимущественно основного состава [Мерлич и др., 1971; Тектоника Украины, 1988], окаймляет Закарпатский прогиб с северо-востока, а своей юго-западной частью разделяет его на Чоп-Мукачевскую и Солотвинскую впадины. Некоторые исследователи считают их отдельными наложенными мульдоподобными впадинами и предоставляют им ранг тектонических зон, которые отличаются внутренней структурой и историей геологического развития [Вялов и др., 1981]. По мнению других ученых [Петрашкевич и др., 1971; Тектоника Украины, 1988], в прогибе четко прослеживается продольная зональность.

Чоп-Мукачевская впадина, в восточной части которой расположено Ильницкое месторождение, выполнена преимущественно неогеновыми отложениями. Древнейшими породами, которые выходят на дневную поверхность, являются нижнесарматские. Они представлены в основном песчано-глинистыми и вулканогенными образованиями доробратовской и

луковской свит. Среднесарматские отложения сложены песчано-глинистыми, местами угленосными и вулканогенными породами алмасской свиты. Паннонский ярус представлен глинистыми породами с включениями туфогенного материала и лигнитов изовской и кошелевской свит. Верхняя часть разреза неогена сложена толщей эффузивных образований и озерных угленосных отложений, которые делятся на две разновозрастных свиты: гутинскую эффузивную и ильницкую угленосно-осадочную. А. И. Вознесенский [1983] объединяет отложения паннона и ильницкой свиты в единую терригенно-вулканогенную толщу, верхняя часть которой максимально угленосна. О. Е. Иванцев и Р. М. Смишко [1989] относят угленосные отложения ильницкой свиты к буроугольной аллювиально-озерной вулканогенно-терригенной формации, которая формировалась в условиях заболоченной озерно-аллювиальной, реже озерно-пролювиальной равнины.

В. Г. Шеремета [1958] по комплексу пресноводных остракод относит ильницкую свиту к левантинского ярусу, временному аналогу дакия-румыния. Он полагает, что породы гутинской и ильницкой свит являются разновозрастными. Левантинский возраст свиты подтверждается также палинологическими исследованиями С. В. Сябряй [1975].

Месторождение Ильница находится в Ильницкой синклинали, расположенной в восточной части Чоп-Мукачевской впадины. Синклиналь выполнена отложениями ильницкой свиты, которая формировалась в период активной вулканической деятельности. Об этом свидетельствует наличие вулканического пепла в угле и переслаивание угольных пластов с туфогенным материалом. Центры извержения расположены в пределах Выгорлат-Гутинской гряды. Б. П. Левитский [Вещественный и., 1969] разделил ильницкую свиту на четыре горизонта:

1. эффузивно-туфогенный, залегающий в основе разреза и представленный пирокластическими породами;

2. туфогенно-осадочный, который объединяет пирокластические и терригенные образования с тремя невыдержанными прослойками засоренного угля суммарной мощностью 2 м и туфогенной пачкой в его верхней части;
3. нижний угленосный горизонт, представленный песчано-глинистыми породами с двумя промышленными пластами угля (IV, V);
4. верхний угленосный горизонт, представленный песчано-глинистыми отложениями с прослойками туффитов и вмещающий три промышленных угольных пласта (I, II, III).

Угольные пласты мощностью от 0,7 до 3,0 м (в среднем 1,1-1,6 м) в основном невыдержанные, имеют простое или сложное строение. Они залегают на глубинах от 6,3-24,6 м (II пласт) до 6,6-135,2 м (V пласт) (табл. 2.11). Как подошва, так и кровля пластов обычно представлены глинами и туффитами.

Таблица 2.11 – Характеристика угольных пластов ильницкой свиты Ильницкого месторождения.

Горизонт, мощность (м)	Индекс пласта	Мощность пласта, м, (от-до/среднее)	Строение пласта	Глубина залегания пласта, м	Степень выдержанности пласта
Верхний угленосный, 20-50	I	$\frac{0,7-2,4}{1,2}$	Простое и сложное, две пачки	6,3-24,6	Невыдержанный
	II	$\frac{0,7-3,0}{1,1}$	Простое	8,0-42,9	Относительно выдержанный
	III	$\frac{0,8-2,5}{1,2}$	Простое и сложное	10,0-74,4	Невыдержанный
Нижний угленосный, 60	IV	$\frac{0,9-2,8}{1,5}$	Сложное, две пачки	8,2-107,4	"
	V	$\frac{0,9-2,7}{1,6}$	Сложное, две, три и больше пачек	6,6-135,2	"

Угленосные отложения перекрыты валунно-галечниковым аллювием четвертичного возраста.

Систематические исследования по петрографии и генезису бурого угля месторождения Ильница начаты с 70-х гг. XX ст. [Богданова, 1968; Богданова, Вальц, 1975; Вальц, 1968; Вальц, 1975; Узиюк, 1965; Хмарский, 1960]. В результате углепетрографических исследований, проведенных в ИГН, было установлено, что изученные пласты Ильницкого месторождения представлены гумусовым углем. Чаще наблюдаются такие макроскопические его разновидности: плотный, слабо плотный, реже землистый. Блеск угля матовый, полуматовый, иногда уголь штриховатый. Цвет меняется от светло- до темно-коричневого [Зайцева та ін., 2004; Иванова, Зайцева, 2005].

В ильницком угле преобладают микрокомпоненты группы витринита. Часто встречаются структурные ткани (телинит) – текстинит и текстоульминит. Бесструктурные ткани (коллинит) представлены аттринитом, гелинитом, денсинитом, редко – поригелинитом. Цвет компонентов в проходящем свете желтый, красный, коричневатокрасный, в отраженном – серый до темно-серого.

Микрокомпоненты группы липтинита представлены в основном кутинитом, суберинитом, резинитом, меланорезинитом. Цвет компонентов в проходящем свете от светло- до темно-желтого, иногда с буроватым оттенком, в отраженном – темно-серый.

Компоненты группы инертинита встречаются сравнительно редко. Это фрагменты семифюзенизированных и фюзенизированных тканей, разных по размерам и форме, а также фюзинито-аттрит и склеротинит. Цвет в проходящем свете темно-коричневый и черный, в отраженном – светло-серый и белый.

Минеральные компоненты наблюдаются в виде отдельных зерен или их скоплений, представленных пиритом, кварцем, опалом, а также

тонкими полосками и мелкими линзочками глинистого и туфогенно-глинистого материала.

Содержание микрокомпонентов угля по пласту II приведено в табл. А.3 (Приложение).

По соотношению микрокомпонентов изученный уголь по классификации ВСЕГЕИ [Петрографические типы., 1975] относится к классу гелитолитов, в котором установлены такие типы: гелиты, липоидо-гелиты, липоидо-фюзинито-гелиты, липоидо-гелититы, липоидо-фюзинито-гелититы.

Гелиты представляют собой уголь темно-коричневого цвета, полуматовый, неясно штриховатый, с угловатым изломом. На плоскостях наслоения наблюдаются отпечатки листьев, кутикулы, гнезда туфового или глинистого материала. Микрокомпоненты группы витринита преобладают (свыше 90%). Липоидные компоненты и склеротинит являются второстепенными.

К липоидо-гелитам относится уголь светло- и темно-коричневого цвета, полуматовый и матовый, плотный или слабо уплотненный, с неправильным изломом, с отпечатками листьев и кутикулы. Характерным для этого типа является увеличение количества бесструктурных компонентов группы витринита, общее количество которого составляет 75-90%, а также рост содержания липоидных компонентов до 25%.

Липоидо-фюзинито-гелиты представлены углем коричневого и темно-коричневого цвета, слабо уплотненного, с неправильным изломом. В угле этого типа увеличивается количество не только липоидных компонентов (до 15%), но и фюзенизованных (до 15%).

Липоидо-гелититы представлены углем темно-коричневого и черного цвета, чаще матового, штриховатого, с неровным изломом. Микрокомпоненты группы витринита составляют меньше 80%. Этот тип угля характеризуется значительным увеличением содержания липоидных

компонентов и степенью разложения растительного материала. Редко наблюдаются компоненты группы инертинита.

К липоидо-фюзинито-гелититам относится уголь буровато-коричневого цвета, плотный, матовый, с угловатым изломом. При преобладании в составе компонентов группы витринита увеличивается количество компонентов группы не только липтинита, но и инертинита.

Уголь Ильницы представлен в основном гелитами, липоидо-гелитами, липоидо-фюзинито-гелитами и липоидо-фюзинито-гелититами с фрагментарно-аттритовой структурой. Закономерностей распространения установленных типов угля в разрезе и по площади месторождения не выявлено.

По данным большинства исследователей-палинологов [Ильинская, 1968; Рыбакова, 1980; Хмарский, 1960; Syabryai, 1997 и др.] растительный исходный материал палеоторфяников месторождения Ильница был представлен чаще покрытосеменными листопадными породами. В меньшей степени наблюдались голосеменные, в основном таксодиевые и сосновые. В небольшом количестве отмечены споровые растения. Преобладающее развитие имели древесные формы, реже встречались кустарниковые и травянистые группы, связанные с более влажными условиями роста.

Реконструкция условий торфонакопления по методу C.F.K. Diessel [1982] на основе соотношения структурных и бесструктурных микрокомпонентов угля показала, что оно происходило во влажных лесных болотах и зарастающих озерах, а также на прибрежно-дельтовой равнине (рис. 2.39).

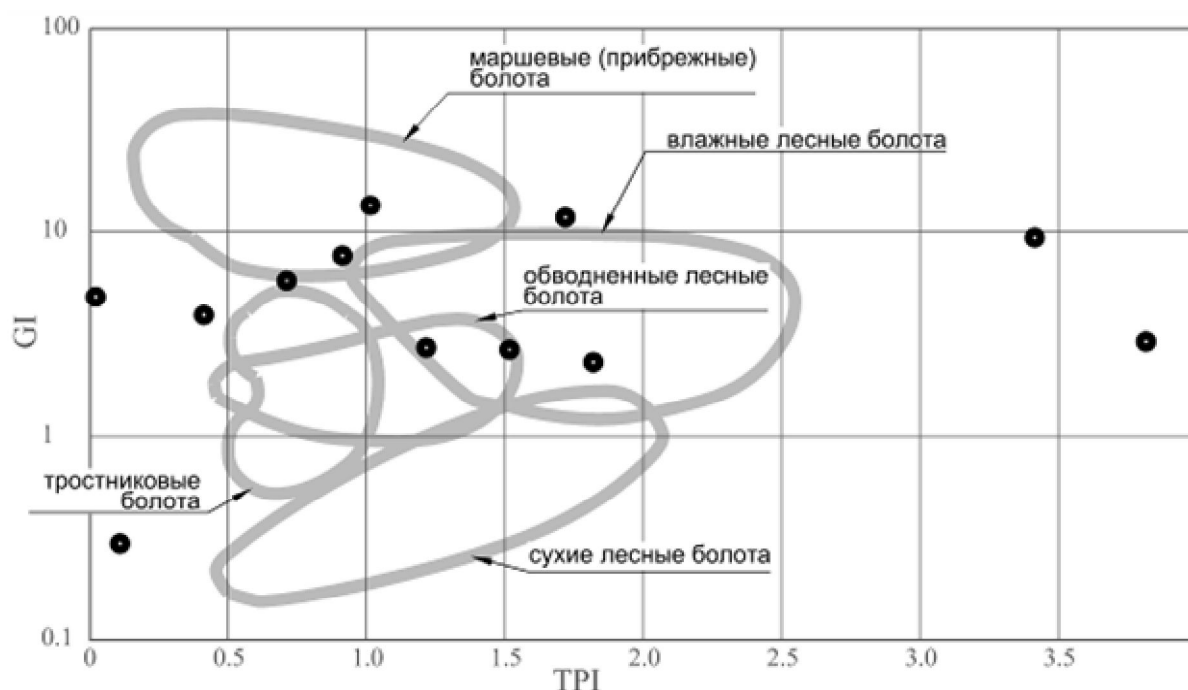


Рисунок 2.39 – Диаграмма условий торфонакопления в пределах Ильницкого месторождения.

Характеристика качества углей Ильницкого месторождения по пластам приведена в табл. 2.12 по данным литературных источников

Таблица 2.12 – Основные показатели качества углей Ильницкого месторождения.

Пласт	W_t^a , %	A^d , %	S_t^d , %	Q_5^{daf} , МДж/кг	Выход смолы, T^{daf} , %	C^{daf} , %	H^{daf} , %	$(N+O)^{daf}$, %	R^o , %
I	<u>3,8-28,5</u> 15,7 (42)	<u>5,9-40,1</u> 20,9 (43)	<u>0,1-4,2</u> 1,1 (28)	<u>23,7-30,0</u> 26,1 (12)	<u>6,3-14,5</u> 10,4 (2)	<u>61,7-66,0</u> 64,3 (5)	<u>4,9-6,0</u> 5,4 (5)	<u>28,3-30,5</u> 29,2 (4)	<u>0,31-0,33</u> 0,32 (2)
II	<u>2,5-30,8</u> 15,9 (87)	<u>8,4-49,9</u> 25,3 (89)	<u>0,1-5,1</u> 1,2 (79)	<u>22,3-29,7</u> 26,7 (29)	<u>0-11,2</u> 8,0 (9)	<u>64,7-66,8</u> 65,9 (10)	<u>5,0-5,5</u> 5,4 (10)	<u>26,1-27,4</u> 26,6 (4)	<u>0,30-0,33</u> 0,31 (9)
III	<u>2,5-39,5</u> 16,3 (153)	<u>7,6-49,9</u> 28,3 (174)	<u>0,1-7,3</u> 1,4 (135)	<u>23,4-30,0</u> 25,9 (63)	<u>6,2-11,5</u> 8,5 (14)	<u>65,4-67,6</u> 66,4 (11)	<u>5,3-5,9</u> 5,5 (11)	27,6 (1)	<u>0,30-0,32</u> 0,31 (14)
IV	<u>3,0-37,8</u> 15,7 (164)	<u>9,1-46,8</u> 27,3 (191)	<u>0,4-7,4</u> 1,6 (132)	<u>21,8-32,0</u> 25,9 (64)	<u>5,3-12,6</u> 7,4 (15)	<u>62,5-68,4</u> 65,7 (13)	<u>5,2-6,1</u> 5,4 (13)	27,1 (1)	<u>0,30-0,34</u> 0,32 (15)
V	<u>2,2-28,2</u> 14,5 (104)	<u>7,4-50,8</u> 29,6 (111)	<u>0,1-9,5</u> 2,9 (82)	<u>22,5-31,7</u> 26,6 (20)	<u>0-9,8</u> 6,1 (9)	<u>54,8-66,4</u> 63,0 (8)	<u>4,7-5,6</u> 5,2 (8)	–	<u>0,30-0,34</u> 0,32 (9)
Среднее	<u>2,2-39,5</u> 15,7 (550)	<u>5,9-50,8</u> 27,3 (608)	<u>0,1-9,5</u> 1,7 (456)	<u>21,8-32,0</u> 26,1 (188)	<u>0-14,5</u> 7,7 (49)	<u>54,8-68,4</u> 65,3 (47)	<u>4,7-6,1</u> 5,4 (47)	<u>26,1-28,3</u> 27,8 (10)	<u>0,30-0,34</u> 0,32 (49)

[Богданова, Вальц, 1985; Емец, 1971; Якість вугілля., 2004] и производственных организаций (Львовско-Волинская ГРЭ, 1985).

Как видно из таблицы, вниз по разрезу несколько увеличивается зольность, заметно растёт содержание общей серы и уменьшается выход смолы. Другие показатели практически не меняются. Данные по содержанию серы в пластах по видам приведены в таблице 2.13. Они свидетельствуют, что сера пиритная является основной и составляет 47-62% от общей. Сера органическая составляет 28-42%, сульфатная – 5-13%.

Таблица 2.13 – Содержание серы в угле Ильницкого месторождения по видам.

Слой	S _{dt}	S _{pir}	S _{sul}	S _{org}
I	<u>1,20-4,20</u> 2,61 (3)	<u>0,64-2,20</u> 1,55 (3)	<u>0,13-0,14</u> 0,14 (3)	<u>0,42-1,77</u> 0,92 (3)
II	<u>0,20-4,30</u> 1,52 (5)	<u>0,20-3,17</u> 0,72 (5)	<u>0,02-0,38</u> 0,16 (5)	<u>0,10-1,21</u> 0,64 (5)
III	<u>1,10-2,80</u> 1,77 (6)	<u>0,23-2,05</u> 1,09 (6)	<u>0,01-0,21</u> 0,11 (6)	<u>0,11-1,13</u> 0,57 (6)
IV	<u>0,50-3,70</u> 1,96 (8)	<u>0,30-2,88</u> 1,15 (8)	<u>0,01-1,17</u> 0,25 (8)	<u>0,39-1,58</u> 0,56 (8)
V	<u>0,60-12,70</u> 3,11 (11)	<u>0,20-8,83</u> 1,87 (11)	<u>0,03-1,39</u> 0,28 (11)	<u>0,18-1,69</u> 0,96 (11)

Химический состав золы меняется в довольно широких пределах (табл. 2.14), но все же остается по большей части кремнеземистым. Отношение суммы кислых окислов к основным составляет в среднем 5,2%.

Показатели качества угля свидетельствуют, что он является высокзольным и малосернистым. Выход летучих (63,2%), содержание углерода (64,8%), показатель отражения витринита (0,31-0,32%) соответствуют бурому углю стадии углефикации Б₁.

Таблица 2.14 – Химический состав золы угля по буровым скважинам
Ильницкого месторождения по пластам, %.

Пласт	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	TiO ₂	MgO	CaO	SO ₃	Na ₂ O+ K ₂ O
I	$\frac{40,1-60,0}{50,0 (2)}$	$\frac{10,2-11,2}{10,7 (2)}$	$\frac{8,6-18,4}{13,6 (2)}$	$\frac{0,8-1,2}{1,0 (2)}$	$\frac{1,0-10,1}{5,6 (2)}$	$\frac{6,1-12,1}{9,1- (2)}$	$\frac{0,2-12,0}{6,1 (2)}$	$\frac{1,8-5,0}{3,4 (2)}$
II	$\frac{44,5-69,4}{53,0 (5)}$	$\frac{7,2-17,5}{13,0 (5)}$	$\frac{9,9-19,0}{14,2 (5)}$	$\frac{0,5-1,4}{1,0 (5)}$	$\frac{2,0-4,1}{3,2 (5)}$	$\frac{3,0-11,9}{9,1 (5)}$	$\frac{0,9-5,9}{3,5 (5)}$	$\frac{1,0-9,0}{3,4 (5)}$
III	$\frac{34,8-51,4}{44,7 (9)}$	$\frac{9,2-18,8}{14,1 (9)}$	$\frac{11,3-22,4}{18,2 (9)}$	$\frac{0,8-1,6}{1,1 (9)}$	$\frac{2,8-6,1}{4,5 (9)}$	$\frac{4,0-15,2}{7,7 (9)}$	$\frac{2,9-19,2}{7,9 (9)}$	$\frac{1,5-4,3}{2,6 (9)}$
IV	$\frac{39,7-67,8}{52,0 (10)}$	$\frac{8,4-18,8}{14,1 (10)}$	$\frac{10,6-20,0}{15,1 (10)}$	$\frac{0,7-1,1}{0,9 (10)}$	$\frac{2,5-6,2}{4,1 (10)}$	$\frac{2,0-10,3}{6,1 (10)}$	$\frac{2,2-11,2}{5,2 (10)}$	$\frac{0,2-5,5}{2,7 (10)}$
V	$\frac{38,8-62,0}{49,2 (9)}$	$\frac{12,5-18,4}{15,4 (9)}$	$\frac{12,2-27,0}{16,6 (9)}$	$\frac{0,7-1,3}{0,9 (9)}$	$\frac{2,0-6,2}{4,3 (9)}$	$\frac{4,1-9,6}{7,0 (9)}$	$\frac{1,8-8,5}{5,2 (9)}$	$\frac{1,5-2,6}{2,0 (9)}$
Средн.	$\frac{34,8-69,4}{49,4 (35)}$	$\frac{7,2-18,8}{14,1 (35)}$	$\frac{8,6-27,0}{16,1 (35)}$	$\frac{0,5-1,6}{1,0 (35)}$	$\frac{1,0-10,1}{4,2 (35)}$	$\frac{2,0-15,2}{6,9 (35)}$	$\frac{0,2-19,2}{5,7 (35)}$	$\frac{0,2-9,0}{2,6 (35)}$

Геохимическими исследованиями [Бартошинская и др., 1991; Смирнов, 1969; Смирнов, 1972; и др.] в угле определены редкие и рассеянные элементы. В количестве (по средним показателям) выше кларковых содержатся, как правило, медь, скандий, иттрий, иттербий, ванадий, молибден, марганец, кобальт, никель, что связано, вероятно, с поступлением их с продуктами вулканической деятельности и с привносом за счет выщелачивания магматических пород среднего и основного состава. Содержание цинка, титана, бария приблизительно соответствует кларковому. В количестве ниже кларковых содержится серебро, бериллий, стронций, барий, галлий, германий, цирконий, свинец, мышьяк, хром. Токсичными элементами, которые содержатся в количестве выше кларковых, являются ванадий, марганец, кобальт. В количестве ниже кларковых встречаются бериллий, свинец, мышьяк, хром. Ртуть и фтор не выявлены.

Таким образом, установлено, что в левантинский век торфонакопление на территории Ильницкого месторождения происходило в условиях расчлененного рельефа предгорья на озерно-аллювиальных и прибрежно-дельтовых равнинах при активном синхронном проявлении вулканической деятельности. К сожалению, содержание натрия и калия определялось в сумме, но тем не менее высокое количество щелочных металлов, достигающее 9% в пласте II, явно свидетельствует о засоленности, хотя и неравномерной, углей месторождения Ильница. Одновозрастный бурый уголь месторождения Вишонта, расположенного в пределах Паннонского бассейна [Николаев, 1986; Угольные бассейны, 1984; Хаин, 2001] в восточных предгорьях Матры, содержит 0,5-0,9% окиси натрия [Якість вугілля., 2004]. Торфонакопление, как и в Ильнице, происходило здесь в условиях расчлененного рельефа предгорья на озерно-аллювиальных и прибрежных дельтовых равнинах, но без проявлений вулканизма.

Верхнеднепровское месторождение расположено в северо-восточной части Днепровского буроугольного бассейна. Приуроченность Днепробасса к Украинскому щиту предопределило условия формирования осадочного комплекса, залегающего на кристаллических породах докембрия и продуктах их выветривания и представленного ограниченно распространенными отложениями мезозоя и практически повсеместно развитыми образованиями кайнозоя. Кайнозойская группа отложений включает на территории бассейна отложения палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Освещению геологического строения бассейна, условиям формирования слагающих его пород, угленосности, петрографического состава и качества углей посвящена довольно обширная литература [Днепровский буроугольный..., 1987; Игнатченко, Зайцева, 1981; Нестеренко, 1957; Нестеренко. 1963; Сябряй, 1958; Сябряй, 1959 и др.].

Промышленная угленосность связана с песчано-глинистыми отложениями бучакской свиты среднеэоценового возраста. Угленосные отложения локализованы в эрозионно-тектонических депрессиях-ложбинах, расширяющихся к краевым частям щита и открывающихся в сторону окружающих его впадин, представляющих в период торфонакопления морские бассейны.

В пределах месторождения имеется один пласт рабочей мощности (среднее значение 9 м), залегающий на глубине от 35 до 160 м.

В результате изучения бурых углей Днепробасса, в основном Верхнеднепровского месторождения, в ИГН в 1976-1979 гг. [Игнатченко, Зайцева, 1981] была проведена их типизация, установлен петрографический состав и качественная характеристика.

По совокупности внешних признаков угли были подразделены на четыре группы:

- I. Угли темно-коричневые (темно-шоколадные), во влажном состоянии почти черные, слабо-, редко- и средне уплотненные, с землистым изломом, неоднородной структурой, неслоистые. Визуально в углях обнаруживаются мелкие включения коричневых лигнитов, черного доплеритоподобного вещества, редкие обрывки кутикулы, включения резинита. Из минеральных примесей, различаемых невооруженным глазом, отмечаются зерна кварца, редкие пиритовые конкреции или кристаллы, а также псевдоморфозы пирита по остаткам древесины.
- II. Угли коричневые, иногда светло-шоколадные, во влажном состоянии темно-коричневые, средней плотности, иногда плотные, с широким шероховатым или неправильным угловатым изломом. Они характеризуются неоднородной структурой, иногда неотчетливой слоистостью. По составу видимых в этих углях органических и неорганических включений они близки к углям предыдущей группы.

III. Угли светло-коричневые, желтовато-коричневые, коричневатопалевые, во влажном состоянии коричневые. Плотные, реже средней плотности, неслоистые или неотчетливо слоистые. Неоднородность их макроструктуры подчеркивается присутствием немногочисленных, но заметно отличающихся по цвету от основной углеобразующей массы органических и минеральных образований – лигнитов, доплеринитов, резинитов, мелких гнездовидных выделений каолинитов, а также редких тонких слоев и линзочек, сложенных глинисто-алевритовым материалом. Конкреции пирита встречаются редко.

IV. Угли светло-коричневые, желтовато-светло-коричневые, во влажном состоянии более интенсивных оттенков, чем угли предыдущей группы. Рыхлые, с землистым изломом, неслоистые, содержат многочисленные более плотные обломки светло окрашенных лигнитов, мелкие включения резинита. Минеральные компоненты представлены зернами кварца и глинисто-алевритовым материалом. Изредка встречаются псевдоморфозы сульфидов по растительным остаткам.

В угле выделяются следующие группы микрокомпонентов:

1. гуминита, представляющего собой гелифицированные лигнито-целлюлозные ткани лиственных растений;
2. лигнитита, куда относятся гелифицированные остатки хвойных растений;
3. фюзинита, представляющего собой вещество растительных остатков, которые, кроме процессов гелификации и гумификации, испытали окисление;
4. лейптинита, к которой относятся компоненты растений, наиболее стойкие к процессам окисления, гелификации и гумификации.

В группе гуминита выделяются микрокомпоненты: ксилинит, паренхит, феллинит, доплеринит, корпогуминит. Преобладающим микрокомпонентом является ксилинит. Содержание ксилинита, представленного обрывками растительных тканей с аттритовой размерностью (ксило-аттрит) достигает 70-80%. Структурный ксилинит с различной степенью сохранности первичной растительной структуры составляет 4-17%, содержание бесструктурного не превышает 10%. Феллинит, являющийся продуктом гелификации покровных тканей, представлен в основном феллинито-аттритом (до 40%). Количество структурного феллинита достигает 10-15%. Паренхит с характерной α -, β -структурой и паренхо-аттрит встречаются в количестве 5-17%. Иногда паренхит окружен тонкой либо более толстой кутикулой. Допплерит, представляющий собой продукт коагуляции растворов гуминовых кислот, выполняет трещины сокращения в угольном веществе или пустоты линзовидной и конусообразной формы. Корпогуминит выполняет полости клеток в γ -ксилинитах и γ -лигнититах. Микрокомпоненты группы гуминита в проходящем свете имеют красный цвет.

В группе фюзинита наблюдается лишь семифюзинит в количестве 1-3%, в редких случаях до 9-14%. Он представлен в основном фрагментами покровных и листовых тканей с β -, γ -структурой. А также α - и β -ортосклеротинитом и семифюзинито-аттритом.

Микрокомпоненты группы лейптинита весьма разнообразны и представлены кутинитом, микроэкзинитом, резинитом, суберинитом и битуминито-десмитом. Все они в проходящем свете имеют желтый цвет различных оттенков густоты. Кутинит встречается достаточно редко. Он окаймляет срезы листовых пластинок или наблюдается в виде отдельных обрывков либо их скоплений. По форме он обычно тонкий, иногда встречается более толстый с зубчатым краем. Микроэкзинит встречается часто, но в малых количествах. Он наблюдается в виде тонких изогнутых штрихов, мелких колечек и овалов. Резинит представлен включениями

разной формы или выполняет клеточные полости. Его содержание достигает 9%. Содержание суберинита, для которого характерна α - и β -структура, и суберино-аттрита с присущей ему β - и Δ -структурой достигает иногда 28%. Микрокомпонент невыясненной природы – битуминито-десмит – играет роль субстанции, цементирующей аттритовые частицы и фрагментарные компоненты. Иногда он образует нитевидные прослойки или наблюдается в виде обособленных комочков.

К неорганическим компонентам углей принадлежат преобладающие в угле кварц и глинистый материал преимущественно каолинового состава, а также сульфиды железа, опал, халцедон, карбонаты.

По соотношению микрокомпонентов изученный уголь по классификации ВСЕГЕИ [Петрографические типы., 1975] относится к классам гелитолитов и липоидолитов.

Класс гелитолитов подразделяется на подклассы гелитов и гелититов. В подклассе гелитов установлены два типа углей: гелиты и липоидо-гелиты. В подклассе гелититов выделен один тип – липоидо-гелититы.

К типу гелитов отнесены угли с содержанием гуминита и лигнитита от 88 до 96%, лейптинита – 2-10%, фюзинита – 3-5%. Для углей характерна аттритовая и фрагментарно-аттритовая структура. Аттрит обычно смешанный, включающий частицы ксило-, лигно-, паренхо- и феллинито-аттрита, редко монотипный. В основной массе аттрита беспорядочно расположены липоидные компоненты: кутинит (1-3%), суберинит (3-6%), экзинит (1%), а также компоненты группы фюзинита – семифюзинит и нигросклеротенит (1-3%). Основными минеральными компонентами углей рассматриваемого типа являются кварц, глинисто-алевритовый материал, пирит. По макроскопической характеристике гелиты относятся в основном к I-ой и, отчасти, ко II-ой группам углей, выделяемых по внешним признакам.

Угли, относящиеся к типу липоидо-гелитов, содержат 76-89% микрокомпонентов групп гуминита и лигнитита, 11-25% компонентов группы лейптинита и 1-5% компонентов группы фюзинита. Для углей характерна аттритовая структура. По составу аттрит гетерогенный, включающий частицы ксило-, паренхо-, лигно-аттрита, а также суберино- и феллинито-аттрита. Структурные компоненты, относящиеся к лигнититу и гуминиту, представлены лигнититами (1-10%), ксилинитами (1-15%) и феллинитами (1-23%) с α - и β -структурами, изредка паринхитом β -структуры. В группу лейптинита входят кутинит (3-5%), резинит (3-8%), α - и β -суберинит и суберино-аттрит (6-15%). Группа фюзинита представлена структурным семифюзинитом и нигросклеротинитом (1-5%). В некоторых углях заметную роль играет битуминито-десмит (1-9%). Состав минеральных компонентов близок к их составу в гелитах. По совокупности внешних признаков липоидо-гелиты относятся главным образом ко II-ой группе.

К типу липоидо-гелитов относятся угли, содержащие 52-72% гуминита и лигнитита, 26-48% лейптинита, 1-3% фюзинита. Структурные микрокомпоненты, относящиеся к гуминиту и лигнититу в рассматриваемых углях те же, что и в углях подкласса гелитов, но встречаются они в заметно меньших количествах. Вместе с тем, в липоидо-гелититах сравнительно много таких бесструктурных компонентов, как Δ -лигнитит, Δ -ксилинит, Δ -паринхит. Широко представлен разнообразный аттрит, главным образом β -структуры (до 20-45%). По составу и количеству таких липоидных компонентов как кутинит (4-10%), резинит (2-6%), экзинит (1-4%), суберинит (5-18%) липоидо-гелититы в общей массе мало отличаются от гелитов и липоидо-гелитов, однако в них значительно больше битуминито-десмита (от 5 до 40%), за счет которого и возрастает общее содержание микрокомпонентов группы лейптинита. Микроструктуру углей определяет наличие в них преобладающего разнообразного по исходному материалу аттрита, а также бесструктурного

битуминито-десмита. По макроскопической характеристике липоидогелититы в своем большинстве соответствуют III макрогруппе.

Класс липоидолитов включает подкласс липоидотитов и липоидитов, среди которых выделяются следующие типы:

К типу гелито-липоидотитов относятся угли с преобладанием микрокомпонентов группы лейптинита (51-75%), второе место занимают микрокомпоненты групп гуминита и лигнитита (24-48%), группа фюзинита составляет 1-4%. Микрокомпоненты групп гуминита и лигнитита представлены в основном лигно-, ксило-, паренхо-, феллинито-аттритом (24-40%), небольшими по размеру и сравнительно редкими включениями ксилинитов, лигнититов, паренхитов, феллинитов. Допплеринит (1-8%) выполняет трещины и пустоты. Повышенное содержание в углях липоидных компонентов зависит главным образом от присутствия в них значительного количества битуминито-десмита (до 65%). Содержание других липоидных микрокомпонентов невелико: кутинита (10-12%), экзинита (4-5%), резинита (до 10%), суберинита (до 20%). Микрокомпоненты группы фюзинита, представленные главным образом нигросклеротинитом и отчасти семифюзинитом, составляют 1-3%. Минеральные компоненты – глинисто-алевритовый материал, мелкие зерна кварца, пирит, аутигенный каолинит. Микроструктура углей определяется наличием в них большого количества бесструктурного, обогащенного липидами вещества битуминито-десмита. Такую структуру можно назвать аттрито-десмитовой. По внешним признакам гелито-липоидотиты относятся к III макрогруппе.

В углях типа гелито-липоидитов микрокомпоненты группы лейптинита составляют до 76-91%. Содержание гуминита и лигнитита составляет 7-20%, фюзинита 1-2%, лейптинит в основном представлен битуминито-десмитом (до 89%), а также суберино-аттритом (10-15%), микроэкзинитом (1-5%), резинитом (до 5%). Микрокомпоненты групп гуминита и лигнитита наблюдаются в виде мелкого ксило- и феллино-

аттрита и доплеринита, редко – лигно-аттрита. К группе фюзинита относятся мелкий семифюзинито-аттрит и склеротинит. Минеральные компоненты представлены кварцем, глинистым материалом, аутигенным каолинитом, изредка пиритом. В связи с преобладанием в углях бесструктурного липоидного вещества они характеризуются гомогенной структурой. По внешним признакам угли относятся к III макрогруппе.

Показатели качества угля свидетельствуют, что он является в основном среднезольным (10-20%), сернистым и высокосернистым (2,5-6,7%). Выход летучих (55-70%) и содержание углерода (62-72%) соответствуют бурому углю стадии углефикации B₁.

Элементный состав углей приведен в табл. 2.15.

По данным химического анализа золы углей Верхнеднепровского месторождения содержание оксида натрия в золе колеблется от 0,40 до 1,30%, не превышая 2%-го критерия разделения углей на нормальные и соленые (см. раздел 5). В тоже время в соответствии с отношением K^+/Na^+ [Клер и др., 1988], которое для 125 изученных образцов углей месторождения составляет в среднем 0,51, угли следует отнести к соленым.

Единой точки зрения на условия формирования бучакских угленосных отложений нет. Многие исследователи считают, что они образовались в условиях аккумулятивных аллювиальных равнин, являясь аллювиальными, озерными и болотными континентальными образованиями [Сябряй, 1959; Самарин, 1976 и др.].

И. Е. Слензак [1946], Г. Ф. Крашенинников [1957], Л. Я. Кизильштейн [1975] высказали предположение об образовании бучакских отложений в прибрежно-морской обстановке. По мнению Л. Я. Кизильштейна, накопление исходных торфов в условиях морских побережий, постоянно или периодически затопляемых морскими водами, привело к высокому содержанию в них серы. Н. А. Игнатченко

Таблица 2.15 – Элементный состав бурых углей Верхнеднепровского месторождения и расчет коэффициента Лейфмана-Вассоевича (F).

№ скв.	Глубина, м	весовые %				атомарные %				F
		C	H	S	O+N	C	H	S	O+N	
157	68-76	69,5	5,8	5,4	22,2	5,78	5,75	0,17	1,06	0,57
161	65,1-70,8	69,4	6,1	5,35	18,6	5,78	6,05	0,16	1,16	0,59
155	71,4-77,5	70,36	5,8	4,48	18,4	5,86	5,75	0,14	1,15	0,54
185	73,6-80,1	70,6	5,8	4,8	18,8	5,87	5,75	0,15	1,17	0,53
151	77,5-87,0	69,4	6,1	5,35	18,6	5,78	6,05	0,17	1,16	0,59
195	57,4-62,1	71,25	5	5,25	18,4	5,93	4,96	0,16	1,15	0,39
228	65,2-68,8	70,2	5,7	5,4	18,6	5,84	5,65	0,17	1,16	0,51
200	61,2-65,8	70,3	5,36	4,98	19,35	5,85	5,32	0,15	1,21	0,44
242	64,9-71,3	72	6,48	4,5	16,9	5,99	6,43	0,14	1,06	0,67
242	60,5-64,2	69,1	5,48	5,96	19,36	5,75	5,44	0,18	1,21	0,46
213	67,8-69,6	70,58	5,6	4,15	19,6	5,87	5,55	0,13	1,22	0,49
213	63,1-67,4	71,14	6,3	4,46	18,1	5,92	6,25	0,14	1,13	0,63
153	73,6-82,9	61,18	5,97	5,26	18,9	5,09	5,92	0,16	1,18	0,64
204	58,0-66,6	69,98	5,9	5,07	19	5,83	5,85	0,16	1,19	0,54
159	65,6-72,8	68,8	5,55	5,3	19,8	5,73	5,51	0,16	1,24	0,47
224	60,8-62,9	70,5	5,8	3,9	19,6	5,87	5,75	0,12	1,22	0,52
224	53,8-60,1	69,7	5,4	4,8	20	5,8	5,36	0,15	1,25	0,44
147	78,4-85,0	70,6	6	4,8	18,3	5,88	5,95	0,15	1,14	0,57
149	78,7-85,4	70,5	6,04	5,04	18,42	5,87	5,99	0,16	1,15	0,57

[Игнатченко, Зайцева, 1981] полагал, что в начале бучакского времени (нижний-средний эоцен) на северо-востоке и юге угольного бассейна существовал неглубокий морской бассейн с изрезанной береговой линией и открытыми в его сторону многочисленными эрозионно-тектоническими впадинами. Они выстилались отложениями небольших рек, временных потоков и мелководных заливов, возникающих в кратковременные периоды проникновения морских вод в депрессии. В результате этого

накопилась небольшая по мощности полифациальная подугольная толща. Процесс заболачивания эрозионно-тектонических депрессий был обусловлен подпруживанием морскими водами водоносных горизонтов, связанным с весьма медленным опусканием территории. В низинных частях депрессий, примыкающих к мелководным морским заливам, возникали и постепенно распространялись на более широкую площадь низинные лесные торфяные болота, в которых интенсивно накапливались остатки растительности. Торфяники питались главным образом пресными грунтовыми, атмосферными и речными водами, но периодически в область их распространения проникали соленые или несколько опресненные воды морских заливов. Прекращение торфонакопления обуславливалось относительно быстрым опусканием территории и связанным с этим расширением акватории морских заливов, проникновением их вглубь континента по депрессиям и отложением в них терригенных осадков кровли торфов. В результате ингрессии морских вод вглубь депрессий не только формировалась кровля угольных пластов, но одновременно создавались условия для торфонакопления на новых участках, расположенных выше ранее заторфованных и уже погребенных площадей.

Значения коэффициента Лейфмана-Вассоевича [Вассоевич, Лейфман, 1979], рассчитанные по данным элементного состава органического вещества углей (см. табл. 2.15) и в среднем не превышающие 0,54, свидетельствуют, что торфяники формировались из растений наземного происхождения под влиянием морских условий. Это подтверждает точку зрения сторонников формирования торфяников Днепробасса в прибрежно-морской обстановке.

Гидрогеологические условия [Гидрогеология., 1971] Верхнеднепровского геолого-промышленного района достаточно сложные. Водоносные горизонты бучакских и меловых отложений и трещинных вод кристаллического фундамента часто гидравлически взаимосвязаны и

движутся в сторону прилегающего артезианского бассейна, способствуя рассолонению углей.

Выводы

Режим геотектонического развития буроугольных месторождений палеоген-неогенового возраста явился определяющим фактором, который обусловил обстановки торфонакопления, формирования петрографического состава и качества бурого угля.

В миоценовых отложениях Днестровско-Прутского междуречья (Нижнепрутский выступ) буроугольная органика представлена гумусовыми углями кларенового состава. Эти угли как по абсолютному содержанию натрия, так и по соотношению K^+/Na^+ являются солеными. Источником засоления могли быть воды мелкого средне-верхнемиоценового моря.

В левантинский век торфонакопление на территории Ильницкого месторождения Закарпатского внутреннего прогиба происходило в условиях расчлененного рельефа предгорья на озерно-аллювиальных и прибрежно-дельтовых равнинах при активном синхронном проявлении вулканической деятельности.

Установлено, что миоценовые бурые угли месторождения Ильница, относящиеся к классу гелитолитов, в составе которых преобладают гелифицированные микрокомпоненты, являются солеными. Основным источником засоления торфяников явились продукты вулканической деятельности.

Бурые угли эоценового возраста месторождения Верхнеднепровского, относящихся к классам гелитолитов и липоидолитов с содержанием гелифицированного вещества от 50 до 96%, несут признаки засоления. Основным источником засоления торфяников месторождения являлась морская вода.

Значения коэффициента Лейфмана-Вассоевича, рассчитанные по данным элементного состава органического вещества углей и в среднем не превышающие 0,54, свидетельствуют, что торфяники формировались из растений наземного происхождения под влиянием морских условий. Это подтверждает точку зрения сторонников формирования торфяников Днепробасса в прибрежно-морской обстановке.

Гидрогеологические условия Верхнеднепровского геолого-промышленного района достаточно сложные. Водоносные горизонты бучакских и меловых отложений и трещинных вод кристаллического фундамента часто гидравлически взаимосвязаны и движутся в сторону прилегающего артезианского бассейна, способствуя рассолонению углей.

РАЗДЕЛ 3

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ

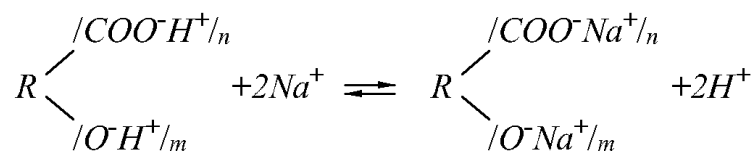
3.1. Геолого-генетические факторы засоления

Исследователи, изучающие месторождения соленых углей, расходятся в оценке времени и условий засоления угольного вещества. Те из них, кто придерживается гипотезы эпигенетического засоления, полагают, что оно возможно после превращения торфа в уголь, обладающего на низких стадиях углефикации повышенной сорбционной способностью, за счет химических элементов высокоминерализованных подземных вод, являющихся по происхождению седиментационными или рассолами выщелачивания [Белецкий и др., 1998; Клер и др., 1987; Металлогения и геохимия., 1987; Методические разработки., 1981; Пожидаев и др., 1986 и др.]. Сходная точка зрения у авторов [Hodges et al., 1983], сделавших обзор данных о происхождении хлора и формах его существования и считающих, что главным источником хлора в углях является морская вода, проникающая в уголь после его формирования.

Следует отметить, что угленосные толщи, заключающие угли с повышенным содержанием натрия, характеризуются различными гидрогеологическими условиями, в частности они далеко не всегда содержат высокоминерализованные воды. Например, месторождения Северо-Востока России (Аркаалинская и Эльгенская угленосные площади), Дальнего Востока (Угловский бассейн), Канско-Ачинского бассейна (Березовское и Барандатское месторождения), Средней Азии (Ангренское месторождение), Сахалина (Горнозаводское, Лопатинское месторождения). Возникает вопрос, что же в таких случаях могло послужить источником обогащения углей натрием в эпигенетическую стадию?

В связи с этим прежде всего следует установить, в какую стадию углеобразования, с точки зрения физико-химических свойств органического вещества, наиболее вероятно его засоление.

По существующим представлениям, в стадию сингенеза и раннего диагенеза в той или иной степени разложившаяся торфообразующая масса представляет собой коллоидную систему с высоким содержанием воды и способностью адсорбировать из раствора элементы, которые уменьшают поверхностную энергию коллоида. Под влиянием электростатических сил идет ионная адсорбция, сопровождающаяся обменными реакциями [Кузнецов, 1968; Чухров, 1955]. Причем, интенсивность поглощения привносимых компонентов после перекрытия торфяника наносами, т.е., по Г. А. Иванову [Метаморфизм углей., 1975], в стадию позднего диагенеза, увеличивается, так как в этот период торф характеризуется максимальным количеством гуминовых кислот, являющихся наиболее активными носителями ионообменных свойств [Лазебник, 1967; Лиштван и др., 1964; Лиштван и др., 1975; Орлов и др., 2010]. Обмен происходит за счет водорода функциональных карбоксильных и фенольных гидроксильных групп гумусовых кислот (гуминовых и фульвокислот). В кислой и нейтральной средах в обмене участвует водород преимущественно карбоксильных групп. В щелочной среде, которая создается в результате воздействия на торф морской воды, в этих реакциях принимает участие и водород фенольных и спиртовых оксигрупп, вследствие чего емкость поглощения резко увеличивается. При этом водород может замещаться катионами сильных оснований с образованием гетерополярных солей (гуматов и фульватов). Механизм их образования, достаточно полно изученный на примере почв [Гумусовые вещества., 1970], сводится к обратимой обменной реакции между водородом и соответствующими катионами, в частности, натрием:



Продукты полного замещения водорода функциональных групп натрием водорастворимы. Но так как гуматы являются, как правило, продуктами неполного замещения водорода карбоксильных групп гуминовых кислот на неорганический катион и представляют собой более сложные органоминеральные производные, образующиеся при совместном проявлении ионной и ковалентной связей (смешанные гуматы, по Г. Л. Стадникову), то они практически нерастворимы в воде [Стадников, 1933; Лиштван и др., 1976]. По этой причине для выделения натрия, входящего в обменный комплекс органического вещества, водная вытяжка не эффективна. При использовании 0,1 н раствора соляной кислоты для выделения натрия из углей Западного Донбасса полного его извлечения не наблюдалось [Шендрик и др., 1986]. Более эффективно выделение обменных катионов было достигнуто с помощью обменной реакции с ацетатом аммония после экстрагирования органического вещества углей бензолом и водой [Wenzel et al., 1985].

Сорбционные свойства гуминовых веществ обусловлены не только наличием ионообменных групп, но и взаимодействием молекул сорбата с системами полисопряжения сорбента, представляющими собой регулярное чередование одинарных и двойных связей [Лиштван и др., 2011].

Натрий может поступать в торфообразующую массу как извне, так и из самих растений-торфообразователей. Тем более, что при смене континентальных условий на прибрежно-морские, как, например, в паралических бассейнах, растительные торфообразующие ассоциации сменяются формами, более устойчивыми к засолению, а значит и более обогащенными минеральной составляющей. Это подтверждается как изучением спорово-пыльцевых комплексов угольных пластов [Егоров и др., 1981], так и наблюдениями над современными торфяниками,

образование которых, в зависимости от степени изменения уровня моря по сравнению со степенью торфяной аккумуляции, идет то из несолестойкой, то из более солевыносливой растительности [Петрология углей, 1978; Staub, Cohen, 1979].

Есть многочисленные данные, свидетельствующие о том, что растения, в частности, галофиты, содержат значительное количество натрия, накопившегося в процессе их жизнедеятельности. В работе Л. Я. Кизильштейна и др. [1983], изучавших соленые угли Северного Донбасса, приведены данные по содержанию натрия в современных мангровых растениях, обитающих в прибрежной зоне моря. Оно достигает 1,41-1,76%, т.е. соответствует содержанию натрия в наиболее соленых донецких углях. Отсюда делается вывод, что «прибрежно-морские фитоценозы карбона Донецкого бассейна могли накапливать в процессе жизни значительно больше натрия, чем их современные потомки, обитающие во внутриконтинентальной среде» [Кизильштейн и др., 1983, с. 39]. Однако, исходя из соотношений содержания натрия и калия в углях, с позиций гипотезы конституционного накопления натрия следует допустить очень большие потери растительными тканями при торфообразовании калия при неизменном содержании натрия, что вряд ли возможно при практически равной подвижности этих элементов. Кроме того, щелочные металлы, если бы они являлись элементами конституционного происхождения, должны были бы, по мнению этих исследователей, относительно равномерно распределяться в микрокомпонентах угольного вещества, чего не наблюдается. Хотя С. В. Вассилев с соавторами и отводит растениям одну из ведущих ролей в обогащении торфяника хлором [Vassilev S.V. et al., 2000], можно констатировать, что величина поступления натрия при разложении растений-торфообразователей невелика, тем более что в условиях торфяного болота растительная зола, состоящая из растворимых солей, в значительной степени выносится. По данным Я. Э. Юдовича [1969], доля конституционной (биогенной) золы, унаследованной от

растений-торфообразователей, обычно не превышает 3-4%. А водорастворимые соединения калия, натрия, магния выщелачиваются и выносятся из торфяника почти полностью [Юдович, Кетрис, 2015]. Таким образом, основное количество натрия и хлора поступает в торфяник из внешних источников.

Следует рассмотреть вопрос о возможности проникновения морской воды в торфяник, что отрицается сторонниками гипотезы эпигенетического засоления углей. В частности, С. Д. Пожидаев [Методические разработки.,1981] считал, что обогащение органического вещества хлористым натрием из морской воды в сколько-нибудь значительных количествах как в торфяную стадию, так и после трансгрессии моря на площадь торфонакопления исключается. Для подтверждения своей точки зрения он приводит следующие доводы: 1) в процессе торфонакопления через торфогенный слой в направлении водоема постоянно или периодически просачивается пресная вода, которая вымывает то небольшое количество соли, которое может попасть в торфяник при нагонах морской воды во время штормов; 2) основная часть торфяников находится ниже статического уровня грунтовых вод. Поэтому, а также в результате гелификации растительных остатков проникновение в него морских вод становится невозможным; 3) к моменту распространения моря на площадь торфонакопления весь торфяник по этим же причинам делается непроницаемым для морских вод.

Эти представления вряд ли можно считать достаточно обоснованными. Экспериментальные исследования А. Т. Морозова [1954], М. Г. Валяшко и др. [1963] показали, что пресные воды из пористой среды вытесняются солеными вследствие конвективного струйчатого движения вниз до наступления устойчивого состояния, когда жидкость с наибольшей плотностью займет самое низкое положение.

Студнеобразная масса разложившегося органического вещества, по мнению С. Д. Пожидаева, в отличие от пористой среды, непроницаема для

поступающих извне растворов. Однако, по данным Ю. В. Басова [1967], скорость фильтрации в торфяной залежи при полном насыщении торфа водой не зависит от степени его разложения.

Кроме того, подпор грунтовых вод морскими не имеет постоянной и неизменной величины. Неизбежные колебания уровня моря (при приливах и отливах, нагонных явлениях) должны были создавать условия, способствующие возникновению градиентов давления, направленных от поверхности в глубь пласта, в связи с чем возникали условия для конвективного движения морской воды и проникновения ее в торфяник. Это должно было сопровождаться сорбцией и ионным обменом.

Но если даже предположить, что инфильтрация морской воды в торфяник вследствие гелификации органического вещества и подпора грунтовых вод морскими была затруднена, не вызывает сомнения возможность проникновения ее в торф под влиянием диффузии, сопровождающейся осмосом и в большей степени проявляющейся при движении вниз, что и происходит при перекрытии торфяников морскими водами. Наиболее интенсивно диффузия происходит в начальный момент существования системы [Зверев, 1982].

Наблюдения над современными торфяными болотами, находящимися в зоне влияния моря [Пекаторос, 1961; Свентиховская, 1978], свидетельствуют, что при трансгрессии моря и морских приливах поступающие в болото морские воды свободно мигрируют в торфяной залежи, взаимодействуя с торфяным слоем, в котором, благодаря его аккумулярующим свойствам, накапливается соль. По свидетельству Г. Потонье [1934], «в прежние времена прибегали даже к сжиганию подводного торфа у берегов Северного моря в целях добычи соли». В табл. А.1 (Приложение А) [Tewalt et al., 2010] приведены данные о наличии натрия и хлора в Ирландии, в торфяниках, расположенных в прибрежной зоне. Интересные примеры современного образования соленых торфов при

торфонакоплении в прибрежно-морских условиях приведены Л. Я. Кизильштейном и др. [1983].

О химическом взаимодействии торфа с проникающими в него морскими водами приводят сведения В. П. Бабенко и А. М. Гургенидзе [1971], изучавшие условия образования торфяных месторождений Колхиды и влияние на свойства торфа морских вод. По их данным, в результате этого взаимодействия изменяются, с одной стороны, химический состав и кислотность морской воды, с другой – свойства торфа и химический состав его золы. Значительно повышается рН (до щелочной реакции) торфяных вод; в золе торфа, претерпевшего влияние морских вод по сравнению с торфом, не имеющим с ней контакта, и с торфом из придонных слоев, увеличивается содержание натрия и серы.

В связи со сказанным представляет интерес эксперимент с изменением состава морской воды при ее взаимодействии с торфом [Процессы метаморфизации., 1983]. Исходная морская вода содержала (мг/л) Cl^- – 6200, Na^+ – 3165, K^+ – 104. После обработки торфом 3-х видов она соответственно содержала (в среднем) 3862 хлора, 2472 натрия и 74 калия.

По мнению исследователей соленого угля Северного Донбасса [Федоров и др., 1983], возможность существенного концентрирования морской воды в условиях торфонакопления маловероятна, а возникновение рассолов произошло уже в условиях литогенеза в результате преобразования морской воды, захваченной на стадии торфяника, в процессе мембранной фильтрации и радиолиза ее молекул. Таким образом, если для осуществления химического и физического взаимодействия находящихся в растворе элементов с сорбентом необходима высокая их концентрация, обогащение органического вещества за счет морской воды на стадии торфяника вряд ли возможно. Но это условие, по-видимому, излишне. Ибо торфяная масса представляет собой смесь растительных остатков с коллоидами (золями и гелями),

которые, как известно [Перельман, 1982], сорбируют ионы при их концентрации, далекой от насыщения. По данным Ф. В. Чухрова [1955] из разбавленного раствора ионы адсорбируются активнее и в адсорбции принимает участие большая часть растворенного вещества, чему способствует гидролиз химических соединений, интенсивнее идущий в разбавленных растворах. Кроме того, как показали исследования диффузии в торфяных системах [Абрамец и др., 1992], коэффициент диффузии увеличивается при малых концентрациях электролитов. С ростом концентрации электролитов вследствие кулоновского взаимодействия и гидратации ионов подвижность как самих ионов, так и воды уменьшается. В частности, коэффициент диффузии для хлористого калия резко падает при его концентрации в электролите в 1 моль/кг. Поэтому засоление торфа морской водой возможно при существующем в ней содержании солей, которая для современного океана достигает 35,5%, из них 27% составляет хлористый натрий (при концентрации иона натрия 0,47 и хлорид-иона 0,55 моль/л).

Итак, торфяная стадия наиболее благоприятна для засоления органического вещества. Последующие изменения химического состава и структуры в процессе углефикации приводят к карбонизации органики и выделению химических примесей с поровыми водами и отщепляющимися функциональными группами (см. ниже). Хотя по мнению С. В. Вассилева с соавторами [Vassilev S.V. et al., 2000] при наличии местных источников засоления (паралические бассейны, вулканизм, галогенные образования) оно может произойти как в сингенетическую, так и в эпигенетическую стадию. Д. А. Спирс с соавторами [Spears, 2005] склоняется к мнению о более значительной роли в обогащении угольной органики хлором, чем принято считать, морской воды, которая эволюционировала и сохранилась в виде седиментодиагенетических поровых вод.

Геологические условия засоления торфяников более детально рассматриваются на примере Западного и Северного Донбасса,

являющихся составной частью Доно-Днепровского прогиба, характеризующегося паралическим типом накопления угленосных отложений. Сравнение фациальных обстановок формирования этих отложений в Западном и Северном Донбассе показало, что в районах, где морские воды оказали большее влияние на химизм коллоидно-связанной воды торфяников, изометаморфные угли оказываются и более солеными. Накопление угленосных отложений самарской свиты в Западном Донбассе протекало в условиях заболоченных приморских низменностей, лагун и мелкого прибрежного моря. Осадки каменной свиты в Северном Донбассе отлагались в условиях приустьевых частей речных долин с преобладанием фаций речных выносов и аллювия, а также переходной обстановки от моря или залива к лагуне [Феофилова, Левенштейн, 1963]. Причем, как показали исследования Л. Г. Рекшинской и др. [Иванова, Кривега, 1985], основной промышленный пласт k_2^H возник при относительно длительном сохранении континентальной обстановки как во время формирования почвенного профиля и самого пласта, так и нижней части его кровли.

Признаком, характеризующим степень химического воздействия морских вод на торфяник, является коэффициент Вернера, представляющий собой отношение Ca^{++}/Mg^{++} в золе углей [Werner, 1954]. Установлено, что степень этого воздействия тем выше, чем ближе численная величина коэффициента к 1. По мнению Л. Я. Кизильштейна [1973], при невысокой степени углефикации органического вещества этот коэффициент – надежный индикатор морского влияния.

Для пласта c_1 самарской свиты он составляет в среднем 4,8, для пласта k_2^H каменной свиты – 10,8, что полностью согласуется с фациальными обстановками накопления их осадков. Таким образом, более благоприятные условия для проникновения морских вод в торфяник создавались на Новомосковском месторождении, угли которого имеют соответственно большую соленость (в среднем 0,9% Na_2O на сухой уголь

по сравнению с 0,5-0,6% для Богдановского месторождения Северного Донбасса).

Для изучения палеогеографических обстановок торфонакопления на территории Западного Донбасса Е. А. Сковородниковой [Угленосные формации..., 1990] проводились детальные литолого-фациальные исследования и определялись геохимические индикаторы, характеризующие условия формирования угленосных отложений нижнего (Новомосковский район – участок у с. Марьяновка, Павлоградский район – участок Морозовский) и среднего карбона (Павлоградский район – участок Успенковский).

Наиболее надежными индикаторами палеосолености являются содержание бора и отношение бора к галлию [Кейт, Дагенс, 1961]. Для 75 исследованных образцов участка Новомосковского района соотношение B/Ga для колеблется в пределах от 5 до 11 в нижней части разреза (пласты c_1-c_6), свидетельствуя о преобладающем развитии осадков в равной степени солоноватоводных, морских и засоленных. В верхней части разреза (пласты c_6-c_{18}) это соотношение изменяется чаще от 8 до 13, отвечая преимущественно морским и засоленным осадкам (рис. 3.1).

По соотношению в породах ванадия к циркону (V/Zr) в Новомосковском районе выделяются в основном осадки морские, тогда как в Павлоградском районе спектр осадков изменяется от пресноводных до морских. Отношение Al_2O_3/TiO_2 , изменяющееся в Западном Донбассе в пределах 7-37, свидетельствует о преобладании на его территории морских отложений.

Интересные данные получаются при сопоставлении коэффициента зрелости пород (SiO_2/Al_2O_3) с содержанием в них Na_2O . При увеличении указанного коэффициента количество оксида натрия в глинистой фракции уменьшается. Так как содержание алюмосиликатов невелико и их состав практически не меняется, следует предположить, что речь идет о натрии, поступившем в осадок в стадию седиментодиагенеза.

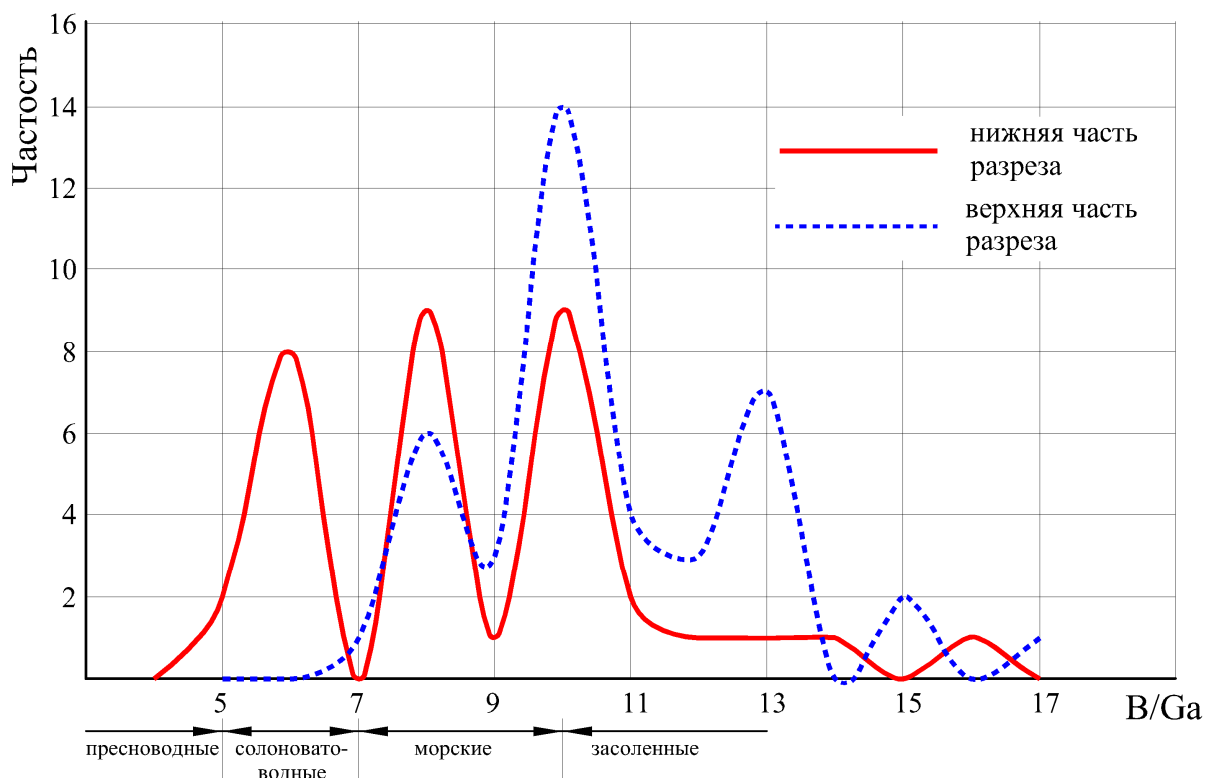


Рисунок 3.1 – Распределение параметра В/Га для угленосных отложений нижнего карбона Новомосковского района

В среднем карбоне наблюдается большее разнообразие фациальных обстановок осадконакопления.

Интересно рассмотреть особенности геохимической обстановки засоления углей в Новомосковском и смежных с ним районах по достаточно устойчивому пласту c_1 , имеющему широкую площадь распространения.

На Новомосковском месторождении он имеет сложное, реже простое строение, мощность 0,40-3,0 м, в среднем для разных участков 1,2-1,6 м. Глубина залегания изменяется от 110-200 на юге месторождения до 1350-1428 м на севере. Подпочвой и кровлей пласта служат в основном отложения мелководных фаций (болот, мелких лагун) – аргиллиты, алевролиты, редко песчаники.

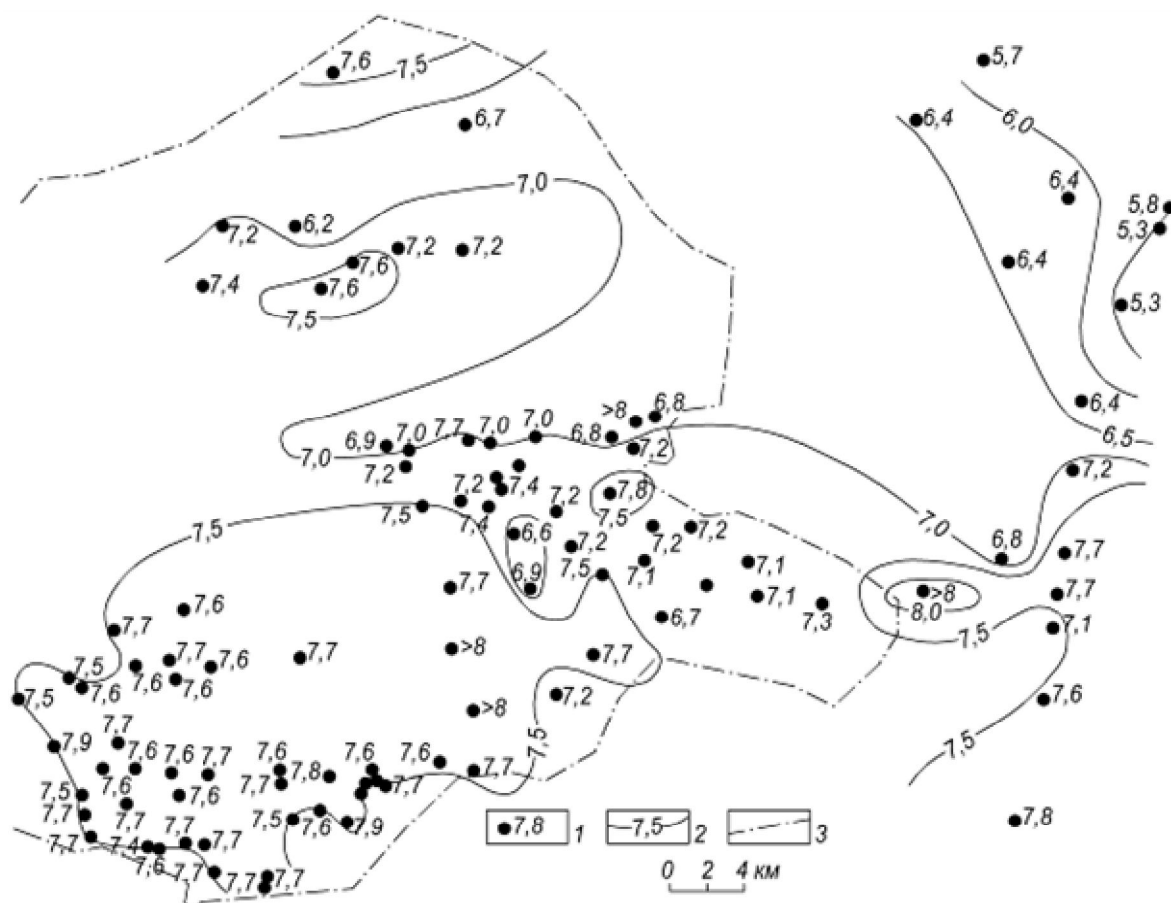


Рисунок 3.2 - Схематическая карта рН среды торфонакопления пласта c_1 Новомосковского месторождения: 1 – значения рН; 2 – изолинии рН; 3 – контур месторождения.

Для восстановления геохимических условий, существовавших на торфяной стадии пласта, использована методика, предложенная Л. Я. Кизильштейном и Н. Г. Гофманом [1970].

Проведенный Е. А. Сковородниковой по данной методике расчет показал, что значения Eh пласта c_1 на торфяной стадии изменяются от -0,12 до -0,50 В, что указывает на существование в пределах всей торфяной залежи восстановительных условий. Значения рН изменяются в довольно узком диапазоне (от 5,3 до 7,9), чаще составляя 7,0-7,8 (рис. 3.2), и свидетельствуют о влиянии на торфяник морской воды. Коэффициент Вернера, отражающий степень этого влияния, колеблется от 1,9 до 13,1. Построенная по его значениям схематическая карта (рис. 3.3)

Отмеченная неоднородность геохимических условий должна была соответственно привести к неравномерному засолению торфяника. Это проявляется, в частности, в изменении солёности угля пласта c_I (см. рис. 2.22) на фоне преобладающей тенденции уменьшения ее на восток и северо-восток в связи с увеличением степени метаморфизма углей.

Следует отметить, что пестрота засоления характерна также для современных почвогрунтов, находящихся в зоне влияния моря, что, по мнению Н. М. Богдановой и В. П. Костюченко [1978], связано с различными условиями соленакопления и эволюцией этих процессов. Неравномерно засолены и современные торфяники [Staub, Cohen, 1979].

Что касается торфяников каменноугольного возраста, то по Н. В. Логвиненко [1953] отдельные части заболоченных равнин в Донбассе представляли собой острова, вдоль побережья которых произрастала, частью на суше, частью в море, богатая растительность. Из-за неоднородности гидрохимического режима, рельефа дна, степени замкнутости отдельных участков бассейна и т.п. в одних из них преобладали более солёные воды, в других – более опресненные. Естественно, что эта неоднородность условий не нивелировалась при постепенном наступлении моря и прекращении торфонакопления. В. И. Узиюк [Узиюк, 1994; Узіюк, Шварцман, 2012], изучавший условия формирования углей среднего карбона Юго-Западного Донбасса, констатировал непостоянство петрографического и химического состава, качества и технологических свойств углей, изменяющихся от шахты к шахте по латерали и в разрезе одного и того же пласта, объясняя это разной геологической историей и условиями их формирования.

К западу от Новомосковского месторождения на территории Петриковского района пласт c_I имеет простое сложение, среднюю мощность по участкам 1,2-2,2 м. Минимальная глубина его залегания на юге составляет 195 м. Органическое вещество в пласте накапливалось в болотах, которые формировались на осадках фаций лагунно-заливного

побережья. В кровле пласта залегают аргиллиты и алевролиты фаций лагунно-заливного побережья и мелкого моря [Браиловская, 1967].

Для расчета коэффициента Вернера по юго-западной поисковой площади Новомосковского месторождения и Петриковскому району есть немногочисленные данные, согласно которым этот коэффициент равен 3,6-3,7. Значения его свидетельствуют, что морская вода возможно оказывала на этих территориях большее влияние на формирующийся торфяник, чем на остальной площади Новомосковского района. Это дает основание полагать, что первоначальное засоление углей было здесь выше. Однако, в настоящее время рассматриваемый район отличается пониженной соленостью угольной органики. Такое несоответствие можно объяснить тем, что более высокая активность подземных вод содействовала, несмотря на меньшую степень метаморфизма углей, более интенсивному выносу из них хлоридов натрия и снижению общего уровня содержания в них соли, начиная с палеозоя.

В Павлоградско-Петропавловоком районе, расположенном юго-восточнее Новомосковского месторождения, пласт c_1 имеет простое строение. Мощность его изменяется от 0,5 до 0,8, в среднем 0,7 м; глубина залегания 340-1360 м. Подпочву и кровлю пласта слагают аргиллиты, алевролиты, реже песчаники. Средние и верхние части пласта формировались в сильно обводненных торфяниках и водоемах, связанных с прибрежно-морской и лагунной обстановкой [Волкова, Сцепинская, 1972]. По данным В. Ф. Шульги [1981], количество морских фаций в трансгрессивной части соответствующего пласту цикла второго порядка увеличивается до 70% по сравнению с 40% в Новомосковском районе. Это подтверждается и низкими значениями коэффициента Вернера, указывающими на значительное влияние морских вод на торфяной пласт, заметно ослабленное лишь у его подошвы (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Содержание натрия и расчет коэффициента Вернера ($\text{Ca}^{++}/\text{Mg}^{++}$) для проб угля пласта c_1 шахты «Першотравневая»

Расстояние от кровли пласта, см	A^c , %	Na_2O , % на золу	Na_2O , % на уголь	CaO , % на золу	MgO , % на золу	$\text{Ca}^{++}/\text{Mg}^{++}$
0-5	11,1	0,69	0,080	0,78	0,70	1,3
5-10	5,1	0,74	0,038	1,22	0,80	1,8
10-15	3,4	0,96	0,033	1,33	0,56	2,8
15-22	1,8	2,30	0,041	1,55	1,04	1,8
22-28	13,1	0,38	0,050	0,55	0,24	2,7
28-32	1,5	3,64	0,055	3,32	1,76	2,2
32-36	1,7	2,27	0,038	2,46	0,56	5,2
36-40	1,3	3,91	0,051	2,88	1,76	1,9
58-63	1,5	3,77	0,057	2,44	1,28	2,3
63-68	1,6	3,77	0,060	3,22	0,32	12,0
68-73	1,3	4,31	0,056	2,88	0,48	7,1
Среднее	-	-	0,048	-	-	3,7

Отмеченное выше позволяет предположить, что уголь пласта c_1 , в котором в настоящее время содержатся сотые доли процента натрия, на большей части территории Павлоградско-Петропавловского района был первоначально более засолен, чем на Новомосковском месторождении. Вместе с тем он находится на более высокой стадии метаморфизма (уголь газовый по сравнению с преимущественно длиннопламенным на территории Новомосковского месторождения [Кривега, Шараева, 1973]), способствовавшего его обессоливанию. Этому благоприятствовал и более активный гидродинамический режим подземных вод.

Данные по пробам углей, отобранном на шахте «Самарская» (табл. 3.2), свидетельствуют о том, что влияние моря на соленость углей сказывалось здесь в гораздо меньшей степени. Очевидно, это связано с

Таблица 3.2 – Содержание натрия и расчет коэффициента Вернера ($\text{Ca}^{++}/\text{Mg}^{++}$) для проб угля пласта c_I шахты «Самарская»

Расстояние от кровли пласта, см	A^c , %	Na_2O , % на золу	Na_2O , % на уголь	CaO , % на золу	MgO , % на золу	$\text{Ca}^{++}/\text{Mg}^{++}$
13-25	6,4	1,49	0,095	9,40	0,32	35,0
25-32	1,6	4,45	0,071	3,73	0,87	5,1
32-39	3,8	1,89	0,072	2,62	0,71	4,4
39-44	7,1	1,26	0,089	7,78	0,31	29,9
44-51	7,7	0,96	0,074	4,82	0,47	12,2
51-58	5,0	1,40	0,070	4,82	0,40	14,3
58-62	3,2	2,12	0,068	11,95	0,72	20,0
62-70	2,0	3,24	0,065	4,30	1,29	4,3
70-78	3,6	2,43	0,087	4,49	1,18	4,5
Среднее			0,077			14,4

приуроченностью указанной территории к Самарскому горсту, проявившемуся в рельефе, по-видимому, уже в раннесерпуховское время. Меньшая, несмотря на это, степень солености углей шахты «Першотравневая» (в среднем 0,048% на уголь) по сравнению с соленостью углей шахты «Самарская» (в среднем 0,077%) – результат углефикации, достигшей для углей рассматриваемого пласта шахты «Першотравневая» более высокой стадии (II по сравнению с I-II на шахте «Самарская» – по ГОСТ 21 489-76).

Чтобы получить представление о солености углей, заключенных в верхней части средней высокоугленосной подформации, построена карта содержания Na_2O в угле пласта c_8^I (см. рис. 2.23). Пласт c_8^I имеет простое строение, средняя мощность по участкам 0,6-1,0 м, глубина залегания 135-1200 м. На Новомосковском месторождении пласт формировался в условиях трансгрессивного цикла второго порядка.

Среда торфонакопления (рис. 3.4) и коэффициент Вернера (рис. 3.5) указывают на значительное влияние морских вод на торфяник, которое, очевидно, было несколько выше, чем для пласта c_I , что подтверждается более низкими коэффициентами Вернера (0,1-9,0) и более высокой щелочностью торфяных вод. Это может быть связано с меньшим влиянием русловых потоков, что характерно для периода накопления верхней части высокоугленосной подформации. Однако степень засоления углей обоих пластов на разведанных участках Новомосковского месторождения, судя по средним значениям содержания Na_2O в угле (0,80%), примерно одинакова, что можно объяснить некоторым различием их вещественного состава (см. ниже). Приведенная карта свидетельствует о том, что наряду с неоднородностью засоления углей на разных участках, как и для пласта c_I , соленость снижается на восток-северо-восток по мере увеличения их метаморфизма.

Таким образом, в соответствии с принятым автором критерием, угли месторождения соленые. Карты содержания Na_2O в угле пластов c_I и c_8^I Новомосковского месторождения (см. рис. 2.22, 2.23) позволяют констатировать уменьшение солености углей с увеличением степени метаморфизма и наметить границу распространения соленых углей в зоне сочленения Новомосковского и Западно-Павлоградского районов по изолинии, соответствующей содержанию 0,5% Na_2O на сухой уголь.

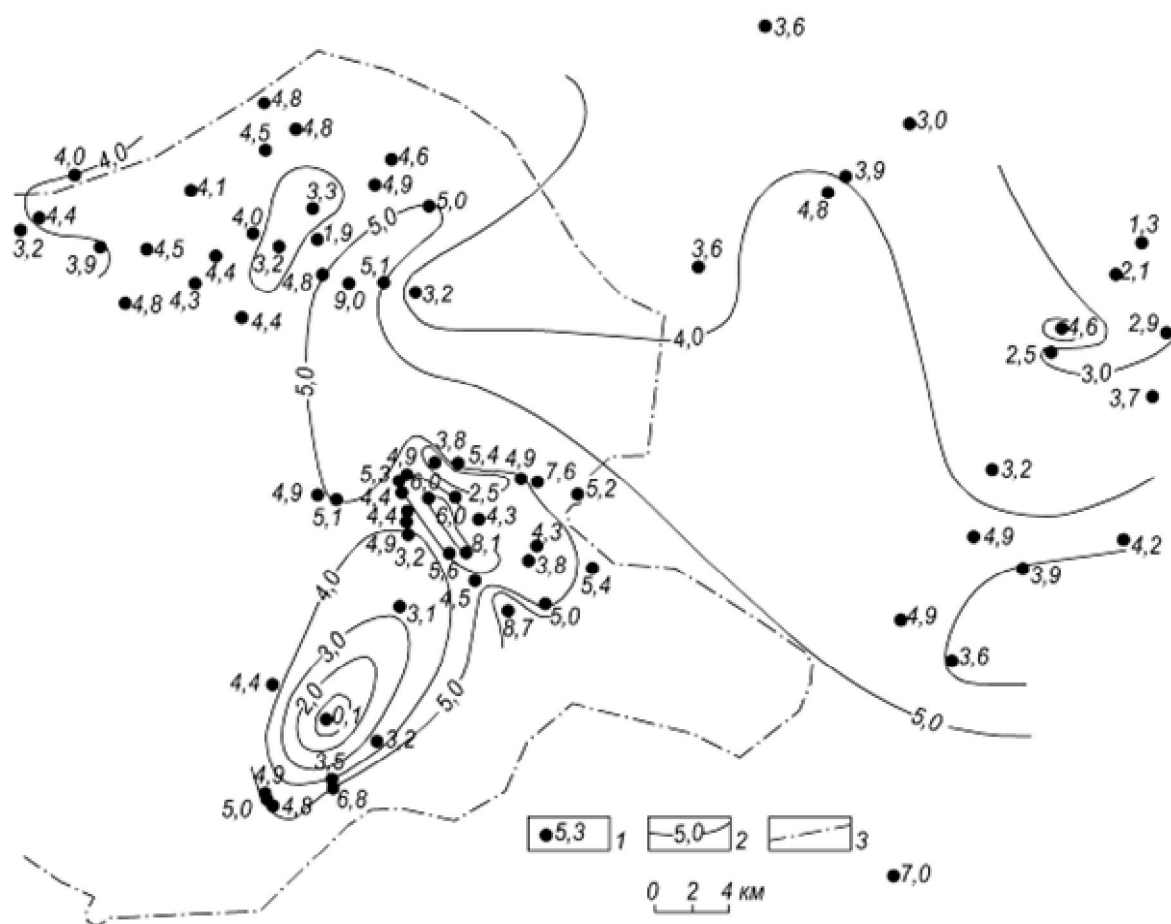


Рисунок 3.5 – Схематическая карта коэффициента Вернера пласта c_8^I Новомосковского месторождения. Условные обозначения см. на рис. 3.3.

На расположении изолинии граничной солёности угля пласта c_8^I (см. рис. 2.23) сказалась, очевидно, меньшая первоначальная солёность, вызванная русловым влиянием Мелитопольской речной системы [Шульга, 1981]. Окончательно выяснить этот вопрос помогут более детальные литолого-геохимические исследования.

С. Д. Пожидаев и др. [Белецкий и др., 1998], изучавшие распространение солёных углей в Западном Донбассе, принимая за критерий солёности 2% Na_2O в золе углей, пришли к следующим выводам:

- повышенное содержание натрия наблюдается на площади, включающей Петриковский, Новомосковский и большую часть Западно-Павлоградского районов;

- наиболее высокое содержание Na_2O в золе углей, повсеместно превышающее 2, а иногда достигающее 15-16%, характерно для Новомосковского месторождения;
- в Западно-Павлоградском районе в направлении с запада на восток оно постепенно уменьшается от 5 до 2% и менее. Еще восточнее повышенное содержание Na_2O встречается редко и на небольших участках (поле шахты «Благодатная»), не превышая обычно 2%;
- содержание Na_2O в золе углей на территории Западного Донбасса изменяется неравномерно, уменьшаясь в северном направлении;
- северная и западная границы распространения соленых углей в Западном Донбассе находятся за его пределами, а восточная проходит в восточной части Западно-Павлоградского района;
- ширина зоны распространения соленых углей пластов от c_1 до c_{17} достигает 10-15 км и имеет северо-восточное простирание. С уменьшением стратиграфической глубины залегания пласта она смещается к западу.

Содержание натрия не зависит от глубины залегания угольного пласта [Иванова, Кривега, 1985; Методические разработки., 1981]. При увеличении минерализации подземных вод каменноугольных отложений с глубиной соленость углей соответственно не возрастает. Расчет зависимости соленость-глубина на отдельных участках показывает отсутствие между ними корреляционных связей. Полученные коэффициенты корреляции составляют: -0,03 при $n=108$, на глубинах 201-527 м при 30 пересеченных пластах (поле шахты 2); 0,17 при $n=194$, на глубинах 98-416 м при 11 пересеченных пластах (поле шахты 4). Комментирующие это обстоятельство с позиций гипотезы эпигенетического засоления, которая предполагает тесную связь между содержанием натрия и минерализацией подземных вод, высказывают мнение, что практически все исследованные ими пластопересечения находятся в той части разреза, где подземные воды застойны и имеют

примерно одинаковый химический состав. Однако следует отметить, что высокая корреляционная зависимость содержания натрия и хлора с химическим составом подземных вод, которая многими исследователями рассматривается как доказательство эпигенетического засоления углей [Белецкий и др., 1998; Мингалеева и др., 1984; Lehmann, 1967; Leibiger et al., 1964; и др.], не является таковой и свидетельствует лишь о вполне естественном равновесном состоянии системы уголь-вода.

Вместе с тем между показателями соленость-глубина, характеризующими один пласт (в данном случае пласт c_1) на площади всего месторождения на глубинах от 110-200 на юге до 1350-1430 м на севере, где минерализация подземных вод возрастает соответственно от 40 до 140 г/л, существует высокая обратная связь (коэффициент корреляции составляет -0,51 при $n=111$). Это объясняется тем, что при больших различиях в глубине проявляется действие метаморфизма, степень которого в направлении с юга на север увеличивается от БД (переходных от бурых к длиннопламенным) до Д (длиннопламенных углей).

Для выяснения вопроса, существует ли зависимость между мощностью пласта и степенью солености слагающего его угля, автор рассчитал парный коэффициент корреляции по 68 пересечениям пласта c_1 при изменении его мощности от 0,36 до 1,14 м. Судя по полученному коэффициенту (0,11), между этими параметрами нет корреляционной зависимости. На отсутствие последней указывает также С. Д. Пожидаев, анализирувавший карту мощности пласта c_1 с данными содержания Na_2O в золе углей [Методические разработки., 1981] и пришедший к выводу, что содержание натрия при любой мощности пласта значительно изменяется. Однако как те, так и другие данные не достаточно представительны. По данным В. Ф. Шульги [1981], между мощностью пластов угля и фаціальным составом регрессивной и трансгрессивной частей циклов существует определенная зависимость. В частности, подпочвой пластов рабочей мощности являются преимущественно мелководные фации.

Подпочва нерабочих пластов в основном представлена более глубоководными фациями. В кровле пластов рабочей мощности залегают отложения мелких лагун и болот. Кровлей пластов мощностью менее 0,6 м являются более глубоководные фации переходной и морской групп. Условия образования угольных пластов в большей степени связаны с условиями формирования кровли, чем почвы [Шульга, Кривега, Шараева, 1972]. Поэтому по среднестатистическим данным мощность пласта и степень засоления угля должны быть тесно связаны. Однако эту связь можно установить при исследовании представительного количества проб как по мощности пласта, так и по площади его распространения, беря в расчет средневзвешенные значения содержания натрия.

По данным сотрудников ДО ИМР [Методические разработки..., 1981], при любом составе вмещающих пород содержание Na_2O в золе углей значительно изменяется. При наличии же во вмещающих породах песчаников содержание натрия (по средним значениям) уменьшается. Авторы полагают, что песчаники, являющиеся обычно аллювиальными, были насыщены пресными водами, с которыми и захоронились. Благодаря глинистому цементу и прослоям водоупорных пород, проникновение в них морских вод было затруднено. Заключенные в них воды в связи с этим к моменту проникновения в угли имели более низкую минерализацию. Подобное явление установлено для Иллинойского бассейна [Gluskoter, Rees, 1964], где зафиксирована пониженная палеосоленость углей вблизи областей русловых влияний. Очевидно это следует объяснить тем, что в местах размыва и последующего замещения органического вещества песчаными отложениями создавались условия для частичного выноса из него хлоридов натрия.

Расстояние до разрывных нарушений, по данным ДО ИМР [Методические разработки..., 1981], не влияет на содержание натрия (парный коэффициент корреляции для этих параметров составляет 0,04 и 0,02 при содержании натрия, рассчитанного соответственно на золу и

уголь). Считая, что засоление произошло из-за проникновения в угли соленых вод по трещинам, сотрудники ДО ИМР полагают, что полученный отрицательный результат не означает действительного отсутствия связи, а обусловлен недостаточной изученностью дизъюнктивных нарушений, многие из которых не выявлены при геологоразведочных работах.

Л. Я. Кизильштейн и др. [Кизильштейн, Гальчиков, Федоров, 1983], изучавшие содержание натрия в углях среднего карбона северной окраины Донбасса, в частности, зависимость его распределения от удельной трещиноватости и в контактовых зонах эндо- и экзотрещин, ставят под сомнение возможность использования полученной информации для решения вопросов генезиса. Они полагают, что накопление натрия в эпигенезе из подземных вод, циркулирующих по трещинам пласта, должно было привести к обогащению их контактовых зон. К подобному эффекту приводит и перемещение натрия в составе реликтовых торфяных вод при дегидратации органического вещества в процессе диагенеза. Замечу, что необходимо учитывать генезис трещин. Возникновение эндогенной трещиноватости связывается с сокращением объема угольного вещества при метаморфизме. Экзогенные трещины образуются в углях под действием внешних сил при складкообразовательных процессах [Еремин и др., 1980]. Трещины того и другого происхождения в незначительной степени унаследуют диагенетические. Поэтому наличие в их контактовых зонах повышенных концентраций натрия будет свидетельствовать о каких-то постдиагенетических процессах, но не обязательно об их обогащении за счет поступлений из подземных вод. К такому же эффекту может, вероятно, привести и перемещение натрия в процессе его выноса из вещества угля при метаморфизме. Поэтому факт обогащения угольного вещества натрием в зоне трещин не содержит однозначной генетической информации.

Для нахождения связи солёности углей с некоторыми геологическими факторами, имеющими количественное выражение, был использован пошаговый регрессионный анализ по 111 наблюдениям, соответствующим точкам схематической карты пласта c_1 (см. рис. 2.22), и рассчитана корреляционная зависимость содержания Na_2O в угле (Φ) от условных координат (долготы x и широты y), глубины (H), коэффициента Вернера (K), содержания витринита (Vt) и его отражательной способности (R^a). Эта зависимость выражается уравнением

$$\Phi = 2,918819 - 0,000219 \cdot x + 0,008781 \cdot Vt - 0,000857 \cdot H + 0,000739 \cdot y - \\ 0,312914 \cdot R^a - 0,021625 \cdot K$$

при среднеквадратической ошибке $\sigma = 0,206$ и множественном коэффициенте корреляции $r = 0,721$.

Параметры глубины, координат и отражательной способности как бы накладываются друг на друга и в конечном счете отражают влияние фактора метаморфизма, степень которого увеличивается в направлении на восток – северо-восток. Отрицательные коэффициенты корреляции этих параметров, как и коэффициента Вернера, свидетельствуют о том, что увеличение их значений сопровождается уменьшением содержания натрия.

Это уравнение может быть использовано для ориентировочной оценки содержания натрия в угле на территории Новомосковского месторождения.

Как указывалось выше, П. П. Тимофеев и Л. И. Боголюбова [1971], кладущие в основу типизации торфяных болот степень разложения органического вещества, определяющими факторами его биохимического преобразования считают тектонический режим, который контролирует скорость захоронения растительных остатков и, следовательно, степень их сохранности, и водный режим болота, регулирующий окислительно-

восстановительный потенциал среды первичного преобразования органического вещества и этим обуславливающий его тип по степени восстановленности. Соленость и pH среды, по их мнению, не влияют на степень разложения органического вещества, хотя М. Тайхмюллер [Петрология углей, 1978], очевидно, справедливо полагала, что увеличение щелочности среды стимулирует бактериологическую деятельность и ведет к более интенсивному разложению растительного материала.

При изучении условий формирования нижекарбоновой угленосной формации Новомосковского района установлена тесная связь между вещественным составом угольных пластов и фациальной принадлежностью вмещающих их пород [Шульга и др., 1972]. При сопоставлении карт группового состава углей и палеогеографических карт под- и надугольной частей циклов, отражающих условия накопления подпочвы и кровли угольных пластов, установлено, что пласты угля с содержанием витринита более 50% (дюрено-кларены и частично кларено-дюрены) подстилаются и перекрываются сравнительно глубоководными осадками (лагун, прибрежного моря), а пласты кларено-дюренов с содержанием витринита менее 50% – отложениями мелких лагун и заболоченных приморских низменностей.

С этих позиций кларено-дюреновые угли нижнего карбона формировались в прибрежно-морской обстановке с достаточно устойчивой областью торфонакопления и малыми скоростями опускания. Торфяники отлагались в периодически обводненных застойных болотах с непостоянным окислительно-восстановительным потенциалом среды. Это определило сильное разложение лигнино-целлюлозных тканей и накопление липоидного и фюзенизированного материала.

Тектонический режим в период формирования углей среднего карбона характеризовался большей подвижностью области торфонакопления и большей скоростью захоронения растительных остатков. Влияние морской воды на торфяники было весьма

значительным. Об этом свидетельствуют и более низкие, чем для нижнего карбона, значения коэффициента Вернера (среднее 2,9 при изменении от 0,2 до 8,5). Торфяники формировались в условиях обводненных застойных болот, более восстановительная среда которых способствовала значительной гелификации растительных тканей. Быстрое захоронение торфяника под отложения типично морских фаций, обычно залегающих в кровле пластов, обусловило сравнительно невысокую степень разложения исходного растительного материала и образование более восстановленных клареновых углей с более высоким содержанием микрокомпонентов группы витринита (в среднем 78%) по сравнению с углями нижнего карбона (содержание витринита 52-53%) и наличием наряду со стеблевым материалом и органами спороношения большого количества паренхимных тканей с сохранившейся клеточной структурой.

Таким образом, угли среднего карбона, испытавшие в период торфонакопления более активное воздействие морских вод, менее метаморфизованные и отличающиеся значительно большим содержанием витринита, хотя и менее разложенного, должны быть засолены более, чем угли нижнего карбона. Однако, как указывалось выше, последние в силу своей первичной окисленности (повышенным количеством кислородсодержащих функциональных групп), не менее активно засолялись (см. подраздел 2.1.5).

Влияние палеогеографической обстановки на степень засоленности органического вещества можно проиллюстрировать и на примере Ждановской депрессии ДДв (рис. 3.6). Угли (в основном ДГ), отобранные из верхневизейских отложений из ряда скважин Ждановской депрессии (Бажковская 1, Васильковская 1, Гадячская 3, Исковцевская 315, Комышнянская 17, Краснозаярская 468, Речная 386, СГ-9, Яблуновская 4, 5, 9, 11) оказались несолеными. Эта территория в поздневизейское-раннесерпуховское время характеризовалась преимущественно болотно-пойменной и дельтовой обстановкой [Геологическая история..., 1993].

Длиннопламенные угли, отобранные из башкирских отложений скв. Зорьковская 370, оказались солеными, причиной чего могли быть прибрежно-морские условия осадконакопления в башкирский век.

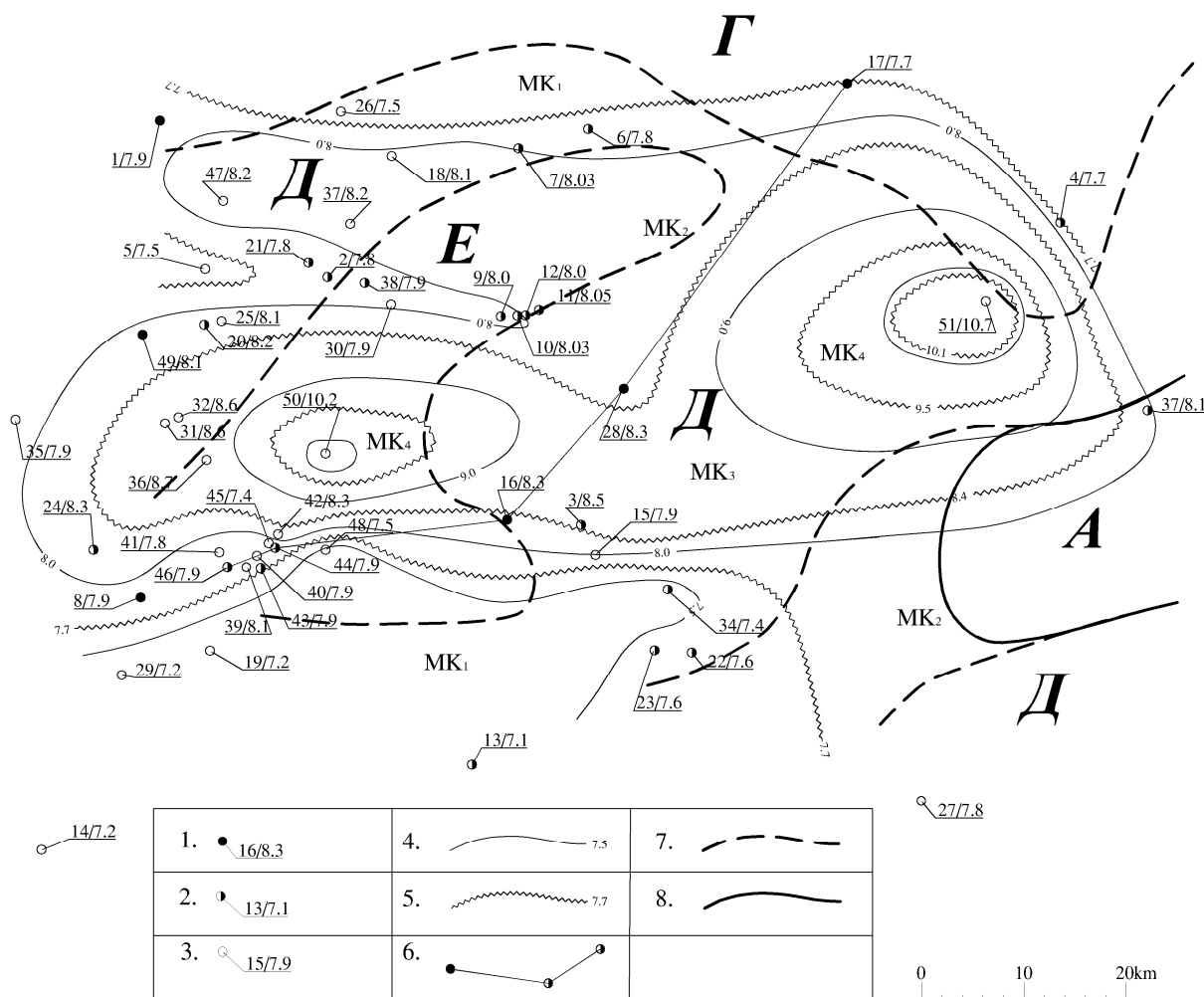


Рисунок 3.6 – Карта катагенеза верхневизейских отложений с нанесенными зонами палеогеографических обстановок.

1, 2, 3 – скважины (в числителе – номер структуры, в знаменателе – показатель отражения витринита (R^a , %): 1 – по фактическим данным, 2 – интерполяции, 3 – по экстраполяции); 4 – изореспленды показателя отражения витринита; 5 – изореспленды, разграничивающие зоны катагенеза; 6 – линия катагенетического профиля (см. рис. 2.4); 7, 8 – линии разграничения зон палеогеографических обстановок: *A* – зона шельфа, *Г* – лагунно-морская, *Д* – болотно-пойменная, *Е* – дельтовая.

Номера структур: 1. Анастасьевская 1, 2. Бажковская 1, 3. Бакумовская 424, 4. Бельская 101, 5. Чижевская 17, 6. Гадячская 3, 7. Гадячская 487, 8. Исковцевская 315, 9. Харьковцевская 1, 10. Харьковцевская 3, 11. Харьковцевская 10, 12. Харьковцевская 146, 13. Кибинцевская 6, 14. Колайдинцевская 5, 15. Комышнянская 17, 16. Комышнянская 488, 17. Краснозаярская 468, 18. Марковская 5, 19. Окоповская 385, 20. Песковская 371, 21. Погарщинская 125, 22. Радченковская 29, 23. Радченковская 44, 24. Речная 386, 25. Рудовская 2, 26. Русановская 1, 27. Сагайдакская 3, 28. СГ-9, 29. Селюховская 304, 30. Середняковская 1, 31. Скоробогатьковская 3, 32. Скоробогатьковская 10, 33. Солоховская 27, 34. Сорочинская 469, 35. Свиридовская 29, 36. Васильковская 1, 37. Весёлая 416, 38. Вениславовская 131, 39. Яблуновская 4, 40. Яблуновская 5, 41. Яблуновская 6, 42. Яблуновская 8, 43. Яблуновская 10, 44. Яблуновская 11, 45. Яблуновская 13, 46. Яблуновская 14, 47. Ягановская 311, 48. Яровская 3, 49. Зорьковская 370.

Следует остановиться на вопросе о роли соляной тектоники в засолении торфяников ДДв. В. А. Терещенко [2014], изучавший химизм подземных вод в приосевой юго-восточной и средней частях ДДв в отложениях от нижневизейского до московского ярусов, залегающих на глубине 5,2-6,3 км и содержащих высокоминерализованные воды хлор-натриевого типа, пришел к выводу, что в каменноугольных толщах впадины в основном захоронены седиментогенные рассолы, производные нормальной морской воды. Бром в седиментогенных рассолах имеет в основном морское происхождение, и его концентрация является показателем степени осолонения воды бассейна седиментации. Об этом свидетельствуют хлорбромные коэффициенты (Cl/Br), составляющие 401-691 и характерные для остаточного солевого комплекса морского генезиса. Только в трех структурах хлорбромный коэффициент превышает 1000, что свидетельствует о влиянии на химический состав воды процессов выщелачивания солей [Смирнова, 2012; Hartmann, 2005]. Несколько

повышенные значения хлорбромного коэффициента (1191-2514) наблюдаются в отложениях московского яруса Мелиховской (скв. 30) и Марьяновской (скв. 60) площадей. Резкий рост (до десятков тысяч единиц) хлорбромного коэффициента, наблюдается в отложениях серпуховского и башкирского ярусов Северо-Волвенковской площади (скв.21), свидетельствующий о вторичном осолонении недонасыщенных рассолов за счет поступления хлористого натрия. Такое явление, по мнению В. А. Терещенко, может наблюдаться на последующих этапах развития структур в случае близости соленосных толщ и соляных куполов.

Анализ химизма подземных вод на северо-западе ДДв показал, что в пределах Ичнянского, Нежинского и Прилукского районов в водоносных горизонтах визейского, серпуховского и башкирского ярусов, залегающих на глубине от 1346 до 3467 м, содержатся высокоминерализованные подземные воды хлор-натриевого типа. По данным химических анализов [Подземные воды., 1970], хлорбромные коэффициенты составляют от 4,2 до 771,4, свидетельствуя об их седиментогенном генезисе. При этом низкие коэффициенты (до 300) свойственны гидрогеологически закрытым зонам, коэффициенты 500 (до 1000) характерны для глубинных вод, метаморфизованных процессами катионного обмена [Смирнова, 2012]. Итак, раннекаменноугольные и башкирские торфяники на северо-западе впадины не подвергались засолению из галогенных образований.

Таким образом, в течение всей раннекаменноугольной эпохи и башкирского века среднего карбона основным источником засоления торфяников всей украинской части Доно-Днепровского прогиба могла служить морская вода. С московского века условия паралического осадкообразования сохранялись лишь на юго-востоке ДДв и в Донбассе, где так же, как показано выше, приоритет в засолении торфяников принадлежит морской воде. Засоление торфяников московского века в северо-западной части впадины вряд ли имело место.

3.2. Петрохимические факторы засоления

Следует остановиться на петрохимических характеристиках углей, которые геохимически интерпретируются как доказательства их накопления в стадию торфяника.

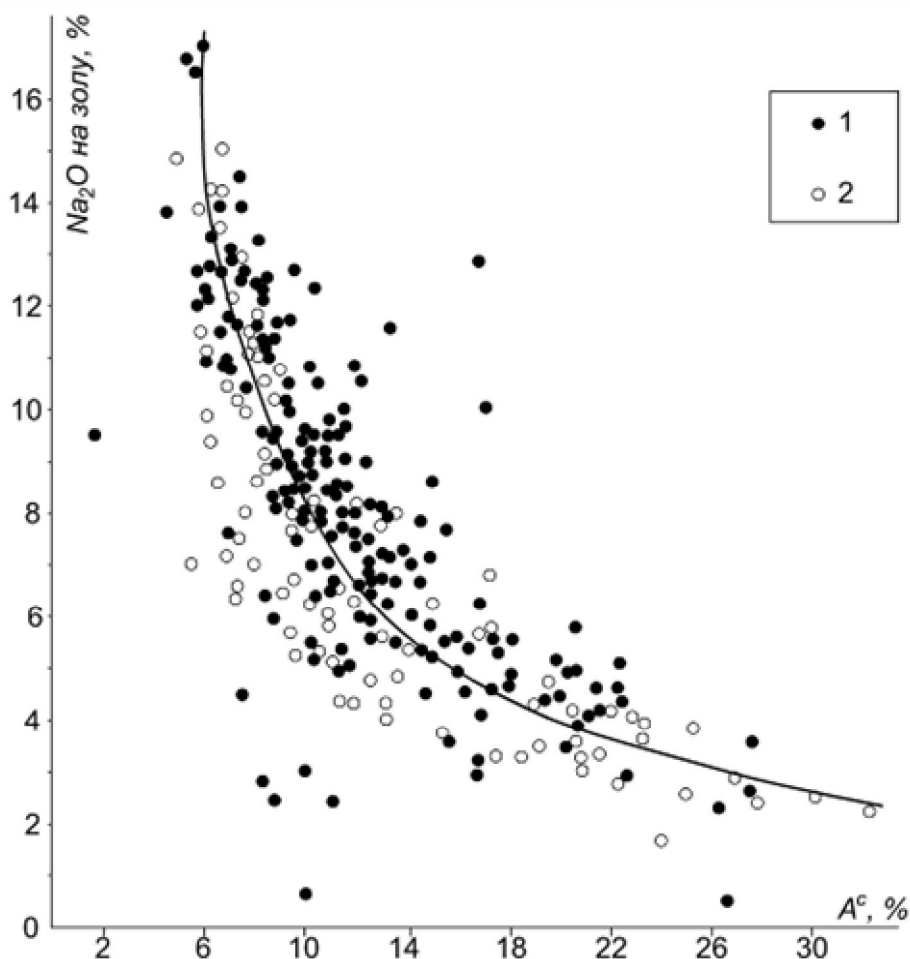


Рисунок 3.7 – Зависимость содержания Na_2O от зольности.

1 – пробы угля нижнего карбона по полю шахты 4; 2 – пробы угля нижнего и среднего карбона по полю шахты 2.

Обратная зависимость содержания натрия (на золу) с зольностью (рис. 3.7) указывает на связь его с органическим веществом угля. Об обратной связи водорастворимого натрия и хлора с зольностью свидетельствуют и коэффициенты корреляции, определенные для 107 проб: для натрия (в форме Na_2O) $r=-0,36$, для хлора $r=-0,32$. Значительную отрицательную корреляцию хлора с зольностью для ряда регионов на

разных континентах отмечает и С. В. Вассилев с соавторами [Vassilev S.V. et al., 2000].

Какой же микрокомпонент угольной органики предпочтительнее для натрия и хлора на стадии седиментодиагенеза?

Засоление угля в стадию торфяника предполагает преимущественную связь натрия с гелифицированным веществом угля, в первую очередь с витринитом. Как показали многочисленные исследования [Манская, Дроздова, 1964; Сапрыкин, Богданов, 1967; Юдович, 1967, 1978; Юдович, Кетрис, 2015], именно на стадии седиментодиагенеза при низком окислительно-восстановительном потенциале и пониженной кислотности среды гелифицированное вещество обогащается дериватами лигнина, способными связывать элементы-примеси из растворов [Манская, Дроздова, 1964; Юдович, 1978]. Кроме того, по мнению Я. Э. Юдовича [1967], первичная восстановленность витренов, их высокие сорбционные свойства и способность лучше сохранять первично-растительную минеральную составляющую приводят к тому, что именно в них концентрируется максимальное количество элементов-примесей. Обстановка торфообразования на Новомосковском месторождении была благоприятна для обогащения торфа солями. Поэтому преимущественная концентрация натрия в витрините подтвердила бы его синдиагенетическое происхождение. Накопление элементов-примесей в эпигенезе должно привести, по мнению Я. Э. Юдовича [Юдович, 1978; Юдович, Кетрис, 2015], к обогащению ими фюзинита, который в качестве сорбента и восстановителя превосходит все остальные микрокомпоненты благодаря своей развитой поверхности, более крупному размеру пор, наличию клеточных полостей и высокому содержанию углерода. Очевидно, что натрий эпигенетического происхождения должен быть количественно связан с фюзинитом.

По методике пошагового регрессионного анализа была рассчитана корреляционная зависимость содержания общего и водорастворимого

натрия от микрокомпонентного состава углей Новомосковского месторождения: количества витринита (V_t), фюзинита (F), лейптинита (L) и минеральных примесей (MI) по данным 80 подсчетов. Полученные уравнения регрессии имеют следующий вид:

для общего натрия в угле

$$\Phi_O = -0,4396 + 0,01621 V_t + 0,008386 F + 0,007476 L + 0,009226 MI$$

при $r = 0,767$ и $\sigma = 0,157$;

для водорастворимого натрия

$$\Phi_B = -1,0155 + 0,01969 V_t + 0,01417 F + 0,01364 L + 0,01443 MI$$

при $r = 0,702$ и $\sigma = 0,147$.

Приведенные зависимости свидетельствуют о том, что натрий связан с органической частью угля, причем преимущественно с витринитом. Из матрицы парных коэффициентов корреляции (табл. 3.3) видно, что общий

Таблица 3.3 – Матрица парных коэффициентов корреляции содержания натрия (Na_2O) и микрокомпонентного состава углей

Переменная величина	V_t	F	L	MI	Φ_O	Φ_B
V_t	1.000					
F	-0.715	1.000				
L	-0.716	0.083	1.000			
MI	-0.283	-0.046	0.234	1.000		
Φ_O	0.756	-0.499	-0.559	-0.201	1.000	
Φ_B	0.655	-0.407	-0.473	-0.177	0.884	1.000

и водорастворимый натрий имеет с витринитом положительную связь (коэффициенты корреляции составляют соответственно 0,756 и 0,655), а с фюзинитом и лейптинитом – отрицательную. Слабее всего проявляется его связь с минеральными примесями. Указанная закономерность иллюстрируется и рис. 3.8, который свидетельствует о парагенетической связи натрия с петрографическими типами углей, выделяемыми по содержанию витринизированных компонентов.

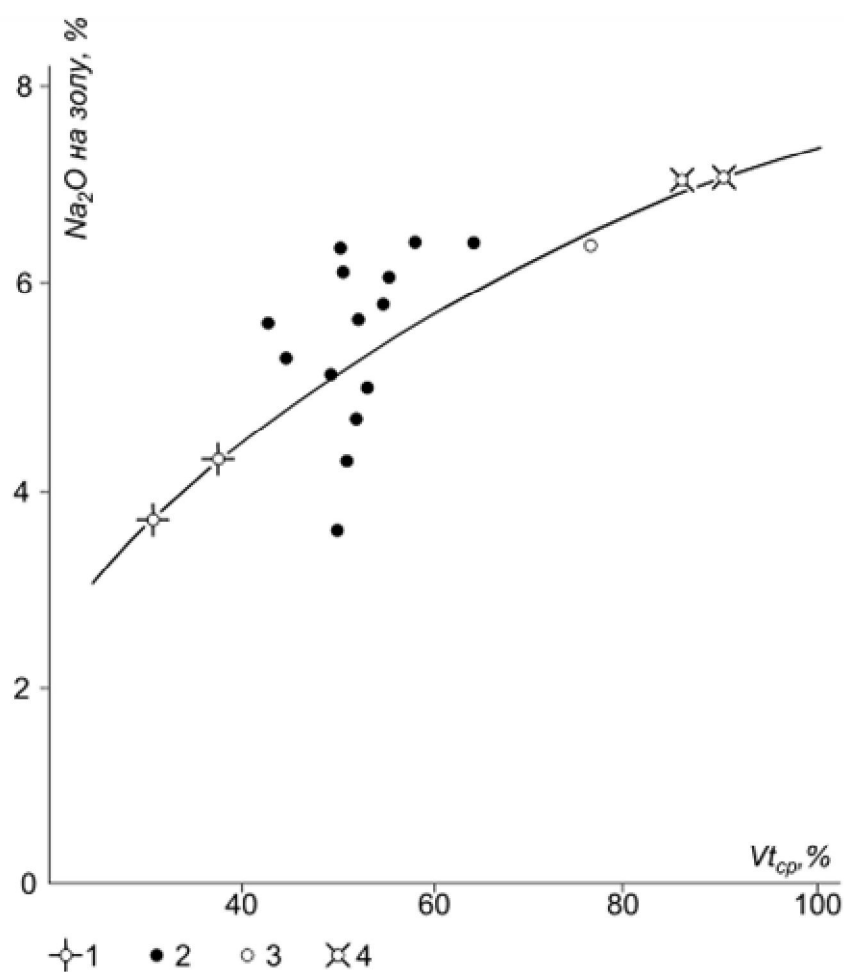


Рисунок 3.8 – Парагенетическая связь натрия с петрографическими типами углей (для зоны сочленения Новомосковского и Западно-Павлоградского районов).

1 – дюрены, 2 – кларено-дюрены, 3 – дюрено-кларены, 4 – кларены.

Исследования для установления характера распределения щелочных компонентов в литотипах углей и по разрезам пластов петрохимическими

методами показали, что наибольшее содержание натрия (Na_2O) (и в золе, и в пересчете на уголь) характерно для полублестящих и блестящих литотипов (кларена и витрена) – до 0,88% на уголь (при 13,5% в золе). Для фюзена и дюрена оно составляет соответственно 0,53 (7,8% в золе) и 0,68% (9,9% в золе) [Иванова, Кривега, 1985].

Эта закономерность прослеживается во всех пластах по всему району. Поскольку в нижней части большинства угольных пластов нижнекаменноугольных отложений залегают полублестящие или близкие к ним угли, содержащие витринита больше, чем полуматовые и матовые угли верхней части пластов, наблюдается тенденция к увеличению содержания натрия от кровли к почве.

Сопоставление выхода гуминовых кислот с петрографическим составом исходных углей выявило большее содержание гуминовых кислот и соответственно натрия именно в витрините [Зайковский и др., 1991₁].

В Северном Донбассе по данным Л. Я. Кизильштейн и др. [1980, 1983] гелифицированные микрокомпоненты заметно обогащены натрием (0,45%), причем тем больше, чем больше степень разложения органического вещества. Более низкие концентрации наблюдаются в фюзенизированных микрокомпонентах (0,30% Na_2O). Еще меньше натрия содержится в смоле и микроспорах. Эти выводы полностью совпадают с данными по Новомосковскому месторождению, полученными с помощью статистической обработки петрохимических материалов, и с результатами прямого определения натрия в литотипах, проведенного Т. А. Кривегой.

Хлор, как и натрий, содержится преимущественно в гелифицированных микрокомпонентах. Как отмечалось ранее (см. раздел 1), по данным Ч. Харрисона [Harrison, 1991], хлор в угле Аппалачского и Иллинойского каменноугольных бассейнов концентрируется в основном в микрокомпонентах группы витринита. В канадских углях он распределяется в мацералах равномерно, что, по мнению автора, следует объяснить его связью с минеральными компонентами углей (похоже, так

думает и Ч. Харрисон). Подобная закономерность отмечена для каменных углей месторождения Пуэртольяно (Испания) [Jimenez et al., 1999], в которых содержание хлора коррелируется с содержанием витринита.

В противоречии с этими результатами находятся данные, полученные сотрудниками ДО ИМП [Методические разработки., 1981], изучавшими распределение химических элементов на микроанализаторе М-42. Как в шлифах, изготовленных с применением воды, так и в шлифах, при изготовлении которых в качестве смачивающей жидкости использовались вазелиновое масло и толуол, предохраняющие водорастворимые соли от вымывания, содержание натрия оказалось фоновым во всех микрокомпонентах. Возможно, это связано с какими-либо погрешностями в методике.

Анализ геохимических особенностей соленых углей и статистическая обработка геохимических данных [Налимов, 1960] показали, что распределение зольности в углях подчиняется логнормальному закону (рис. 3.9).

По мнению Я. Э. Юдовича, вопрос о геохимической интерпретации логнормального распределения зольности должен решаться на основании изучения торфяной стадии процесса углеобразования.

Используя схему, предложенную Я. Э. Юдовичем и Ю. Г. Шасткевичем [1966], можно констатировать, что натрий связан в основном с сорбционной золой углей.

Учитывая, что относящиеся к сорбционной золе минеральные примеси находятся в угле в тонкорассеянном состоянии и не обнаруживаются под микроскопом даже при больших увеличениях, следует допустить, что они накопились в органическом веществе в результате сорбции или ионообменных процессов в стадию седиментогенеза [Семашева, Софиев, 1962].

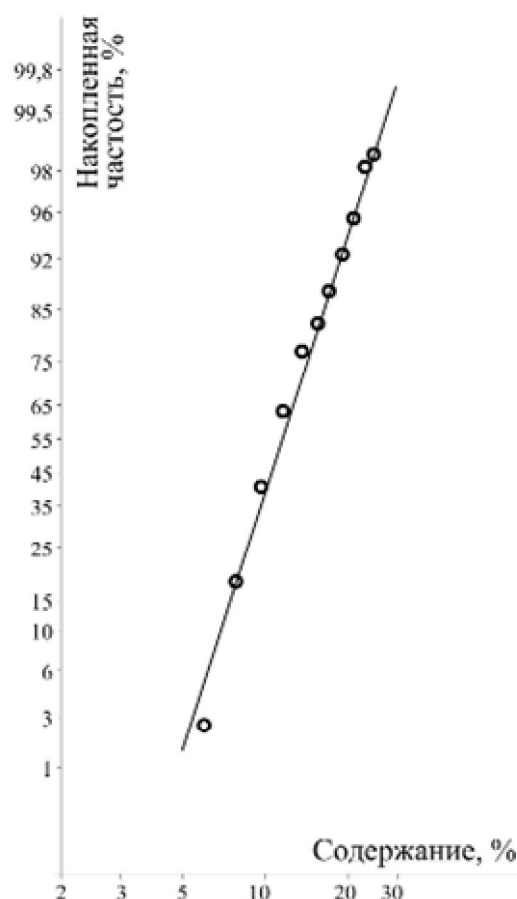


Рисунок 3.9 – Распределение зольности по пробам углей нижнего карбона поля шахты 4 (n=221).

Количество сорбционной золы не меняется с увеличением зольности, а другие виды золы разбавляют исходное содержание элемента. Это подтверждается высокой отрицательной связью с зольностью содержания натрия на золу (коэффициент корреляции $-0,660$ по 108 определениям) (см. рис.3.7) наряду с отсутствием корреляции с ней натрия, рассчитанного на сухой уголь.

Прямое исследование распределения сорбционной и терригенной золы по данным их обогатимости [Юдович, 1969] показало, что логнормальное распределение характерно для сорбционной золы, в связи с чем в бурых углях, в которых она преобладает, распределение общей зольности лучше соответствует логнормальному закону, чем в каменных. Это связано с частичным выносом в процессе углефикации золообразующих компонентов и, в первую очередь, водорастворимых солей. Таким образом, соответствие распределения общей зольности углей

логнормальному закону, предполагающему преобладание в них сорбционной золы, свидетельствует о том, что, благодаря невысокой степени метаморфизма углей и застойному гидрогеологическому режиму, здесь не создается благоприятных условий для ее выноса.

Распределение натрия в угле также подчиняется логнормальному закону, что геохимически интерпретируется как доказательство его накопления в стадию торфяника, ибо, как отмечает Я. Э. Юдович [1968], нормальный сингенетический процесс проявляется в логнормальном характере распределения элементов-примесей, а отклонения от логнормального распределения связаны с влиянием наложенных процессов. Причем это распределение, в отличие от распределения зольности, представляет собой результат смешивания в разных соотношениях трех генеральных совокупностей с разными параметрами. На диаграмме распределения они проявляются по изломам прямых (рис. 3.10).

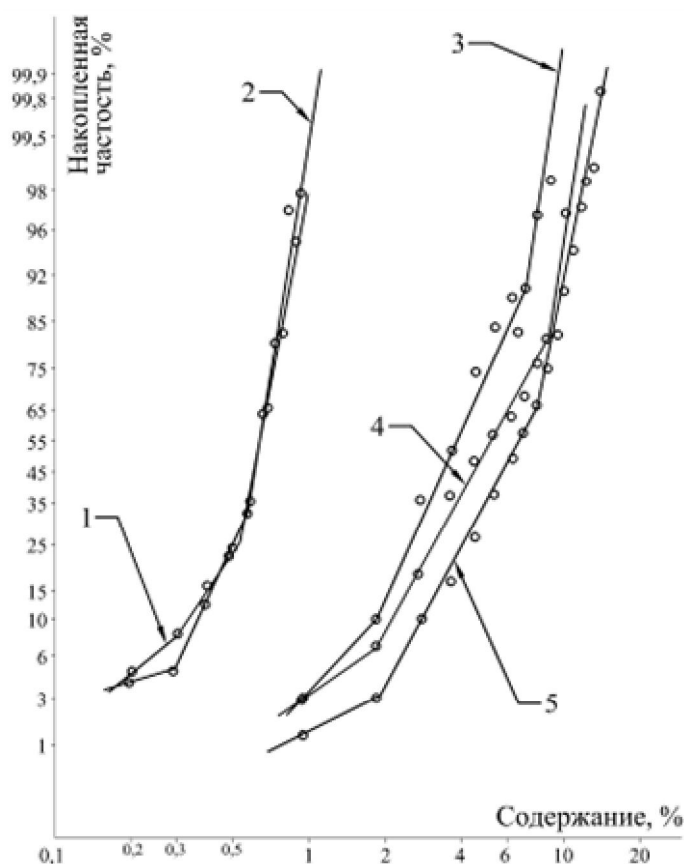


Рисунок 3.10 – Распределение содержания элементов по пробам углей.

1 – хлор (Новомосковское месторождение, поле шахты 2, $n=107$); 2 – Na_2O водорастворимый на уголь (Новомосковское месторождение, поле шахты 2, $n=107$); 3 – Na_2O на золу (Богдановское месторождение, пласт κ_2^H , $n=66$); 4 – Na_2O водорастворимый на золу (Новомосковское месторождение, поле шахты 2, $n=107$); 5 – Na_2O на золу (Новомосковское месторождение, $n=615$).

О существовании независимых генераций натрия свидетельствуют характеристики распределения – левосторонняя асимметрия и островершинность кривой распределения [Сигорский, 1975], рис. 3.11. Незначительное содержание натрия в первой генерации, не превышающее 3-5%, позволяет предположить, что он входит в состав биогенной золы, происхождение которой связано с прижизненной аккумуляцией элемента растениями-торфообразователями. Вторая генерация натрия в данном случае составляет около 28% и соответствует, очевидно, той его части, которая поступила в органическое вещество в стадию седиментогенеза и раннего диагенеза. Третья генерация связана, по-видимому, с натрием, который накопился в стадию позднего диагенеза, после прекращения торфонакопления вследствие трансгрессии моря.

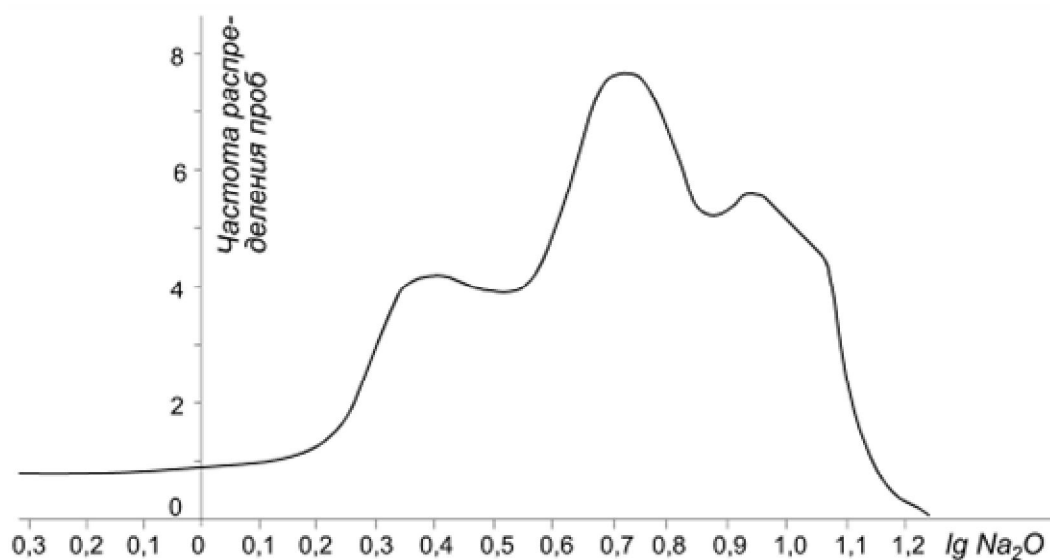


Рисунок 3.11 – Распределение логарифмов содержания Na_2O по пробам углей Новомосковского месторождения ($n = 615$).

Однотипное распределение натрия в углях Западного и Северного Донбасса (см. рис. 3.10) указывает на сходные условия его накопления. Несколько отличающееся распределение натрия в углях Днепровско-Донецкой впадины (бимодальное) (рис.3.12) связано, по-видимому, с тем, что учитывались угли в достаточно широком диапазоне метаморфизма и зольности и находящиеся в разных тектонических условиях. И тем не менее получено логнормальное распределение, свидетельствующее о засолении угольной органики в стадию седиментодиагенеза.

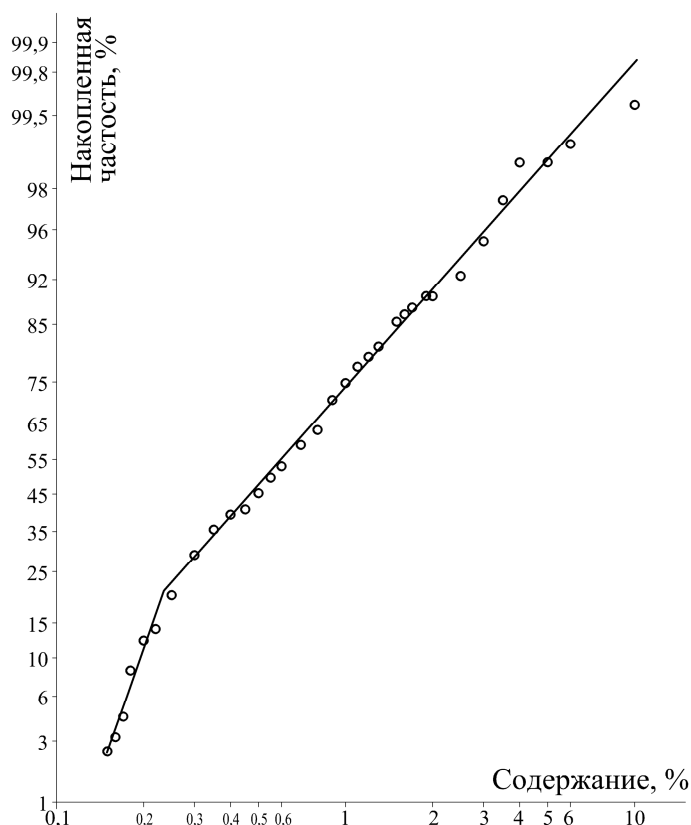


Рисунок 3.12 – Распределение Na_2O по пробам углей Днепровско-Донецкой впадины (содержание на золу, $n=229$).

Распределение хлора в угле аналогично распределению натрия, т.е. подчиняется логнормальному закону и состоит из трех генераций (см. рис. 3.10). Источники его поступления, по-видимому, те же. По данным С. М. Манской и Т. В. Дроздовой [1964], хлор в форме неорганических соединений содержится во всех растениях, кроме хвойных. Поэтому его первая генерация может быть связана с поступлением из растений-

торфообразователей; вторая и третья соответствуют тем его количествам, которые поступили из морской воды в стадию седиментодиагенеза.

Таким образом, логнормальный характер распределения в угле содержания золь, натрия и хлора является свидетельством засоления углей в торфяную стадию.

Коэффициент корреляции натрия (Na_2O на сухой уголь) с влажностью, определенный по 107 образцам угля для поля шахты 2, невысок (0,212) и косвенно свидетельствует, видимо, о том, что подземные воды из-за застойного режима фактически не играют в настоящее время значительной роли в обменных процессах в системе вода-уголь.

При изучении распределения натрия в углях Северного Донбасса [Кизильштейн и др., 1983] констатировался параллельный рост содержания серы и натрия, что вполне закономерно, если они имеют общий источник, а именно морские воды, поступившие в область торфонакопления.

Определение наличия связи натрия с серой по Западному Донбассу показало, что между их содержанием нет корреляционной зависимости. Парный коэффициент корреляции, рассчитанный по 197 определениям, составил -0,02. Такие же низкие коэффициенты корреляции – от -0,09 до -0,19 получены при расчете зависимости содержания натрия и серы по видам (по 35 определениям).

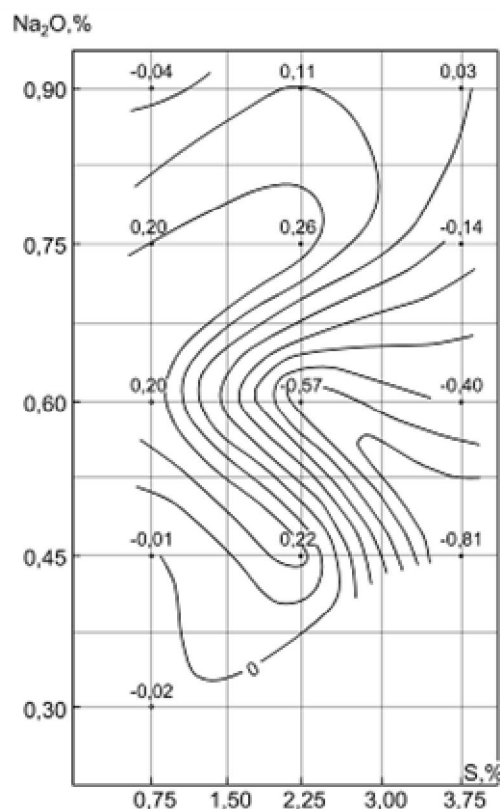


Рисунок 3.13 – Корреляционная зависимость между количеством натрия и общей серы по разным интервалам их содержания (данные водных вытяжек по 107 пробам).

Работами ДО ИМР [Методические разработки., 1981] также не установлена закономерность в распределении серы по площади пласта c_1 , а количество Na_2O в золе при любой сернистости углей значительно изменяется. Однако, по максимальным и средним значениям количество натрия уменьшается при содержании общей серы более 3%. Это подтверждается корреляционной зависимостью между содержанием натрия и серы по разным интервалам, полученной предложенным А. А. Деревицким способом (рис. 3.13, 3.14) [Иванова, Кривега, 1985]. Данная зависимость демонстрирует довольно ясно выраженную тенденцию проявления обратной связи между этими величинами при увеличении содержания серы (более 2% для участка шахты 2 и более 3% – шахты 4).

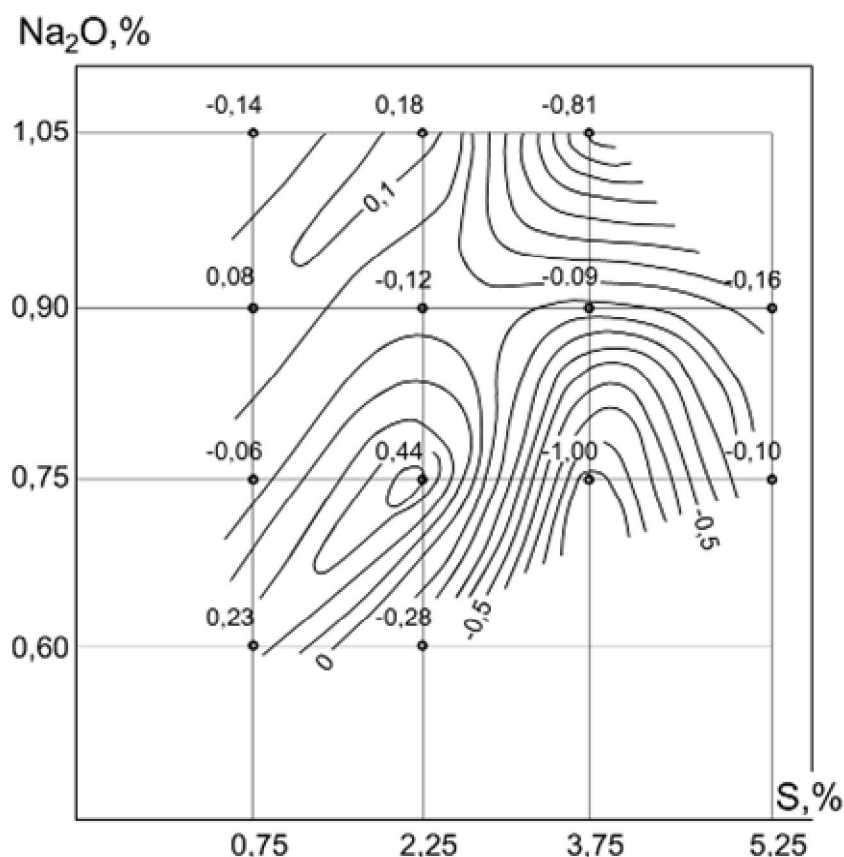


Рисунок 3.14 – Корреляционная зависимость между количеством натрия и серы по разным интервалам их содержания (по пробам углей поля шахты 4, n=221).

Л. З. Юровский [1960], Л. Я. Кизильштейн [1973] и другие установили, что основной источник образования серных компонентов в углях Донецкого бассейна – сульфаты морской воды, которые при определенных параметрах среды торфонакопления создают условия для бактериальной сульфатредукции. Полученное автором логнормальное распределение серы (рис. 3.15) также подтверждает преимущественное седиментодиагенетическое накопление серных компонентов в углях Новомосковского месторождения. Причем в отличие от хлоридов основное их количество поступило, очевидно, в стадию сингенеза и раннего диагенеза (до 77-89%). Хотя, по мнению А. З. Юровского, сульфаты в каменноугольные торфяники поступали систематически и количество их было избыточным, следует предположить, что после перекрытия торфяников слабопроницаемыми осадками фильтрация была затруднена и

создавались лучшие условия для проникновения в них из морской воды хлоридов, так как последние, по данным Е. В. Посохова [1969], диффундируют быстрее, чем сульфаты.

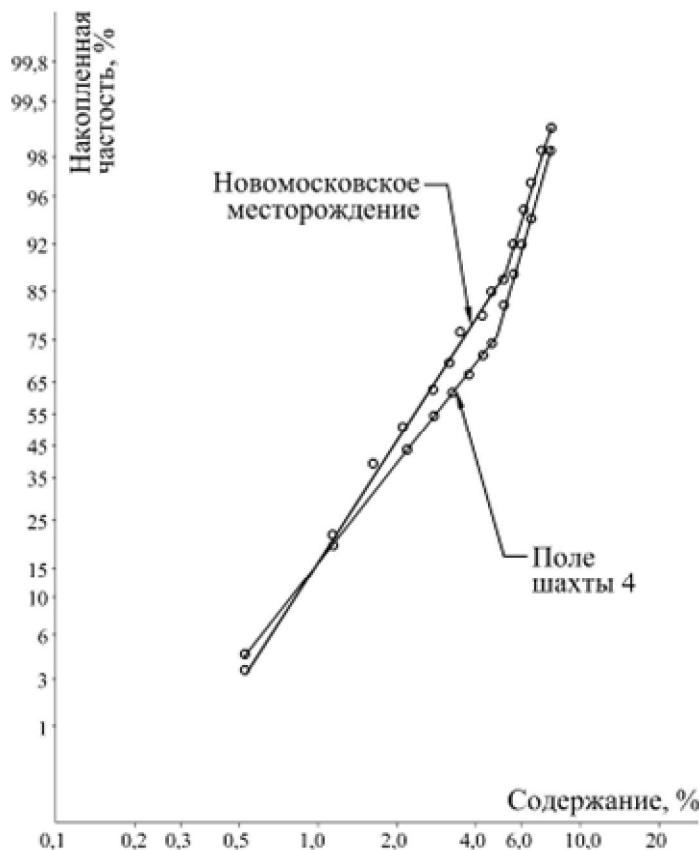


Рисунок 3.15 – Распределение содержания общей серы по пробам углей Новомосковского месторождения ($n=495$ по месторождению в целом и $n=221$ по полю шахты 4).

Сульфиды, являющиеся основной формой серы в углях Западного Донбасса (рис. 3.16; см. табл. 2.6), образуются в довольно узком диапазоне параметров среды (pH больше 6,5; Eh от +115 до -450 мВ), которые обеспечивают нормальную жизнедеятельность сульфатредуцирующих бактерий и оптимальные условия термодинамической устойчивости сероводорода. Степень восстановленности режима и реакция среды торфонакопления были благоприятны для синтеза сульфидов.

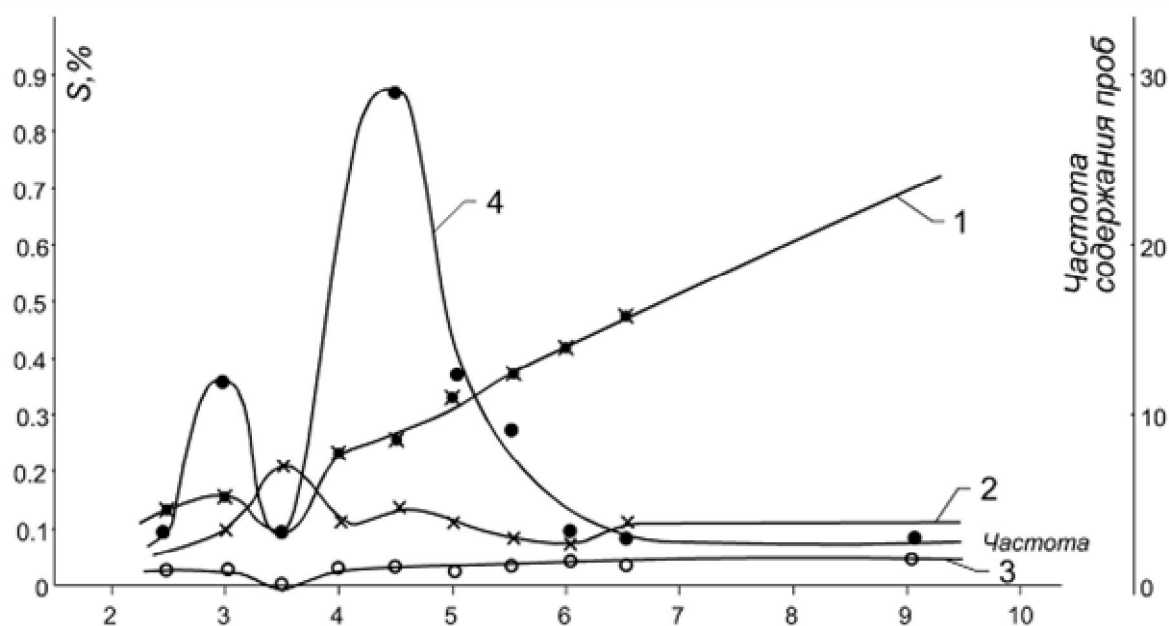


Рисунок 3.16 – Распределение серы по видам в пробах угля поля шахты 4 (n=33): пиритная (1), органическая (2), сульфатная (3), 4 – частота содержания проб.

Кроме того, для образования сульфидов необходимо железо, поступающее в болото с пресными водами (почвенно-грунтовыми, аллювиальными и атмосферными осадками). Основным источником железа на изучаемой территории были речные воды, оставившие свой след в широком развитии дельтовых образований. Но это поступление не было, очевидно, достаточно равномерным, ограничивая процесс формирования сульфидов.

Масштабы сульфатредукции зависят также от количества легкоусвояемых органических соединений, образованных в результате деятельности сапрофитов, в связи с чем пирит локализуется в зонах распада органического вещества.

Итак, концентрация и распределение серы контролируются не только геологическими условиями, но и экологической обстановкой, наличием питательных веществ и т.д. И хотя сернистость и соленость углей определяется ландшафтными условиями торфонакопления, на

территории Новомосковского месторождения, по-видимому, проявились факторы, лимитирующие сульфидообразование.

Помимо отмеченных, одним из факторов, нарушающих выражение связи между изучаемыми параметрами, является, очевидно, метаморфизм. По данным Л. Я. Кизильштейна [1973], региональный метаморфизм заметно не изменяет содержания серы в угольных пластах. Распад сернистых соединений в углях начинается при температурах, превышающих 600°C , т.е. более высоких по сравнению с теми, которые можно предполагать при углефикации в естественных условиях. Обессоливание же в значительной степени контролируется факторами метаморфизма.

Для изучения золообразующих компонентов использовался метод корреляционных профилей [Китаев, Михайлов, 1979; Миллер, Кан, 1965]. Он заключается в том, что значения коэффициентов корреляции для данной случайной величины откладываются по оси ординат, а по оси абсцисс – номера случайных величин. Совокупность точек, соединенных на графике, образует корреляционный профиль данной случайной величины. В процессе исследования на график наносятся корреляционные профили для других случайных величин, которые образуют группы согласующихся друг с другом профилей. Таким способом при анализе матрицы коэффициентов корреляции зольности и химических компонентов золы (табл. 3.4) определены геохимические ассоциации золообразующих компонентов, которые выделились на графиках отдельными группами корреляционных профилей, согласующихся или несогласующихся с профилями зольности (рис. 3.17).

Таблица 3.4 – Матрица парных коэффициентов корреляции зольности и химических компонентов золы.

Компонент	A ^c	SiO ₂	K ₂ O	TiO ₂	Al ₂ O ₃	P ₂ O ₅	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	Na ₂ O
A ^c	1.00										
SiO ₂	0.64	1.00									
K ₂ O	0.54	0.82	1.00								
TiO ₂	0.50	0.66	0.66	1.00							
Al ₂ O ₃	0.46	0.82	0.56	0.66	1.00						
P ₂ O ₅	-0.13	-0.16	-0.14	-0.25	0.18	1.00					
Fe ₂ O ₃	-0.17	-0.59	-0.44	-0.50	-0.44	0.04	1.00				
CaO	-0.49	-0.60	-0.57	-0.52	-0.35	0.05	-0.04	1.00			
MgO	-0.56	-0.48	-0.39	-0.43	-0.09	-0.09	-0.14	0.58	1.00		
SO ₃	-0.66	-0.88	-0.75	-0.68	-0.53	0.00	0.36	0.72	0.59	1.00	
Na ₂ O	-0.66	-0.72	-0.58	-0.58	-0.26	0.09	0.07	0.61	0.71	0.75	1.00

В результате выявлены три геохимические ассоциации золообразующих компонентов различного генезиса. Первая из них (SiO₂, K₂O, TiO₂, Al₂O₃) характеризуется корреляционными профилями, согласующимися с профилем зольности, и высокими положительными коэффициентами корреляции с количеством золы. Эти компоненты накапливались в результате привноса терригенного материала в формирующийся пласт. Для второй ассоциации (CaO, MgO, SO₃, Na₂O) характерны корреляционные профили, являющиеся почти зеркальным отражением кривой зольности, в также высокие отрицательные коэффициенты корреляции указанных компонентов золы с ее содержанием. Их следует относить к сорбированным из водных растворов в стадию седиментодиагенеза и связанным с органическим веществом

угля. Такие элементы Я. Э. Юдович [1968] назвал типоморфными. Третья ассоциация (Fe_2O_3 , P_2O_5) имеет корреляционные профили, несколько отличающиеся от профилей второй геохимической ассоциации. Входящим в нее оксидам свойственны небольшие коэффициенты корреляции с зольностью и некоторыми другими компонентами. Эта ассоциация, очевидно, связана с аутигенным образованием карбонатов и сульфидов.

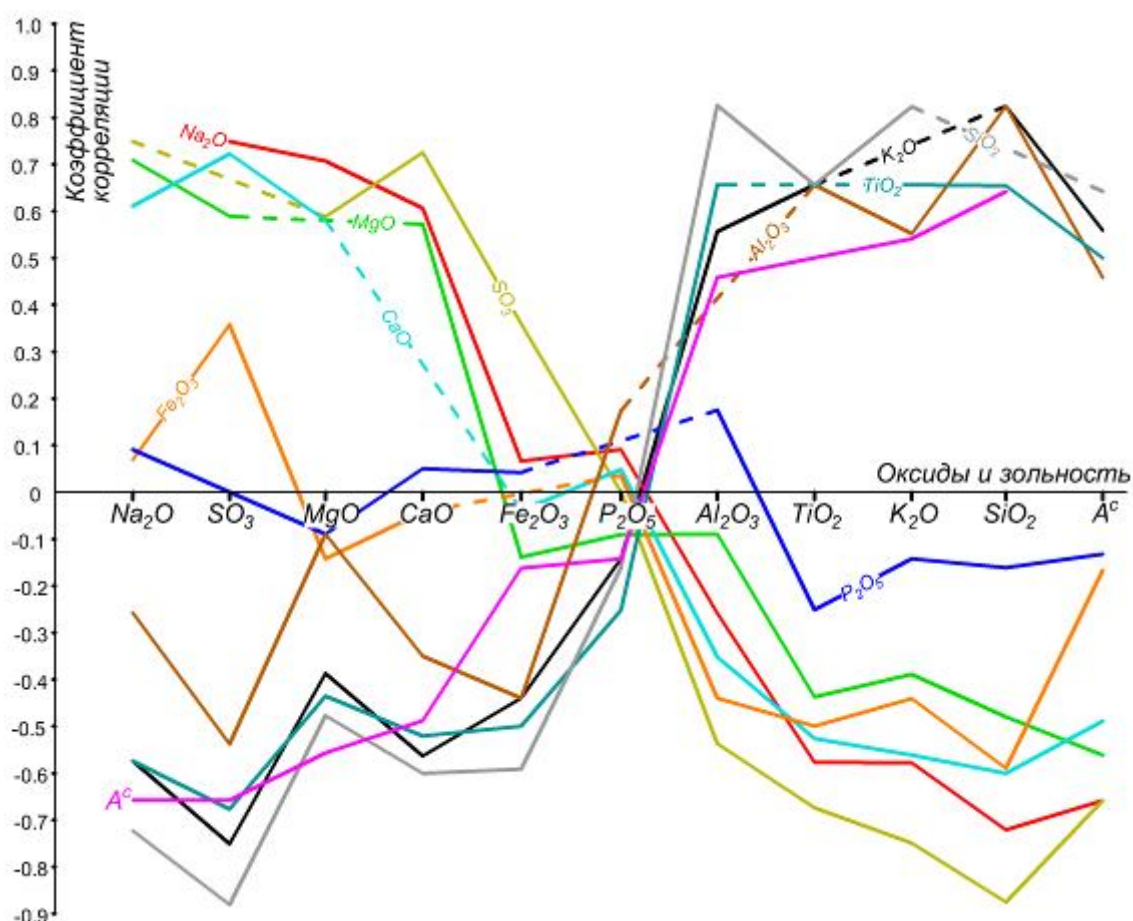


Рисунок 3.17 – Корреляционные профили зольности и основных золообразующих оксидов.

Как видно из приведенного материала, натрий и калий имеют различное происхождение, что подтверждается и отсутствием корреляционной связи между их содержанием в сухом угле: коэффициент корреляции, рассчитанный по 108 определениям, близок к нулю. Если натрий в основном водорастворимый и легко возгоняется при сжигании угля, то калий связан с тугоплавкими алюмосиликатами и не является с точки зрения шлакующих свойств золы вредной примесью.

Мнения о засолении углей на стадии торфяника высказывались и другими исследователями. На основании изучения споропыльцевых комплексов угольных пластов Северного Донбасса (Старобельский и Миллеровский районы) предполагается, что источником засоления был морской бассейн, оказавший влияние на прибрежно-морские торфяные массивы [Егоров и др., 1981]. Рентгеноструктурные исследования соленых углей Новомосковского месторождения показали, что соли щелочных металлов участвовали в формировании структуры углей. Зависимость межслоевого расстояния d_{002} от содержания натрия в угле свидетельствует в пользу раннедиагенетической гипотезы его засоления [Ковалев, Шендрик, 1989; Шендрик, 1999]. Ранее высказывалось мнение [Раздорожный, 1971] о включении в структуру угля и прочном закреплении в ней рассеянных элементов, поступивших в вещество угля до его полимеризации.

3.3. Формы связи натрия и хлора с органическим веществом угля

С позиций седиментодиагенетического засоления углей вопрос о формах связи натрия с органическим веществом на разных стадиях его углефикации имеет не только большое прикладное, но и теоретическое значение. Исследования форм связи неорганических компонентов, в частности натрия и хлора, с органическим веществом бурых углей проводились в Германии (Wenzel und and., 1985). В пробах с зольностью 14-40% было определено 1,8-4,7% Na_2O и 0,1-2,9% Cl (на уголь). По данным рентгенографического анализа минеральную фракцию составляет кварц и каолинит. Отсюда авторы сделали вывод, что неорганические составляющие золы не входят в минеральную фракцию. Большая часть натрия (60-78% Na_2O от общего) оказалась связанной с органическим

веществом в форме обменных катионов. Около 10-25% натрия является водорастворимым и может быть связано с хлором.

По мере роста степени углефикации, т.е. увеличения содержания ароматических ядер и их конденсированности с одновременным уменьшением количества боковых цепей, способность к ионообмену уменьшается. Если характерным признаком бурых углей является наличие гуминовых кислот, в том числе фенольных гидроксильных и карбоксильных функциональных групп, являющихся обменными центрами, то в каменных углях их количество значительно падает (длиннопламенные и газовые угли), достигая в жирных и коксовых углях нулевых значений [Манская, Дроздова, 1964]. Поэтому в бурых углях по сравнению с каменными максимальное количество натрия (до 80-85%) содержится в форме обменных катионов [Ivanova, 1996; Karpe, 1986; Wenzel et al., 1985].

Сведения о формах связи натрия и хлора в длиннопламенных углях получены по данным сокращенных химических анализов золы (по 205 образцам) и результатам анализов водных вытяжек углей (по 105 пробам) Новомосковского месторождения Западного Донбасса. В отличие от бурых, в исследованных углях основное количество натрия является водорастворимым, содержание которого колеблется от 53 до 93%, составляя в среднем 76% (в форме Na_2O). Около 82% этого натрия находится в стехиометрическом соотношении с хлором. Натрий, неэквивалентный хлору (18%), находится в стехиометрическом соотношении с сульфат-ионом [Ivanova, 2013; Ivanova, 2015].

Абсолютное содержание натрия, неэквивалентного хлору и сульфат-иону, примерно постоянно во всем диапазоне содержаний общего натрия (табл.3.5, рис. 3.18). Поэтому его доля в угле с небольшим содержанием общего натрия (меньше 0,4%) возрастает до 30-40%. Количество водорастворимого натрия монотонно возрастает с увеличением содержания общего натрия (см. рис. 3.18).

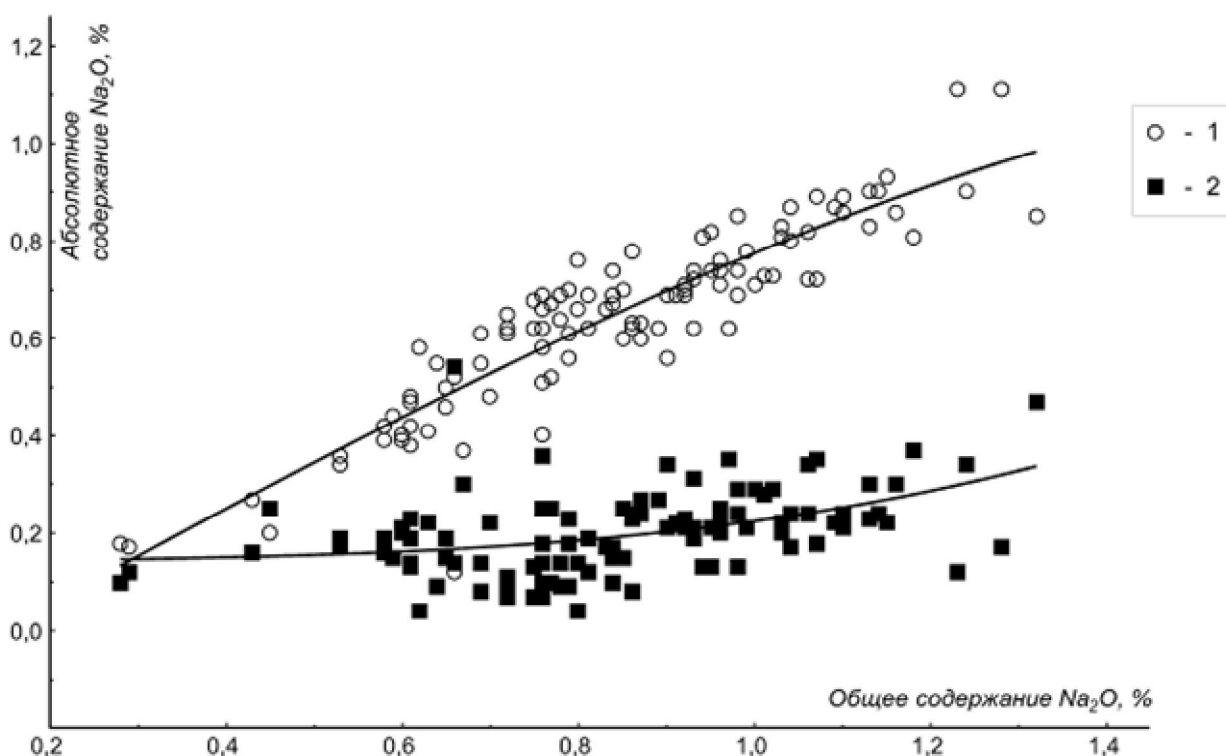


Рисунок 3.18 - Содержание в угле натрия, растворимого (1) и нерастворимого в воде (2).

Среди минеральных примесей в углях наиболее широко распространены пирит, марказит, кварц и каолинит. В последнем содержится незначительное количество натрия в виде примеси. В связи с этим можно допустить, что нерастворимый в воде натрий (в среднем 24%) связан с органическим веществом угля в форме обменных катионов.

В длиннопламенных углях Северного Донбасса содержание водорастворимого натрия составляет 75-85% ($n=200$) [Кизильштейн и др., 1980; Кизильштейн и др., 1984]. Он может находиться, по мнению указанных авторов, в форме хлоридов и возможно сульфатов, заключенных в поровом пространстве углей. Другая часть натрия связана с угольным веществом в форме гуматов и фульватов.

Таблица 3.5 - Расчет содержания растворимого и нерастворимого в воде натрия.

Na ₂ O на уголь			Доля к общему натрию	
Общий	Эквивалентный хлору и сульфат-иону	Неэквивалентный хлору и сульфат-иону	Эквивалентный хлору и сульфат-иону	Неэквивалентный хлору и сульфат-иону
0,10-0,20	$\frac{0,10-0,16}{0,12}$	$\frac{0,07-0,08}{0,07}$	59,79	40,21
0,20-0,30	0,17	0,10	62,96	37,04
0,30-0,40	$\frac{0,23-0,32}{0,27}$	$\frac{0,08-0,14}{0,11}$	71,15	28,85
0,40-0,50	$\frac{0,30-0,43}{0,36}$	$\frac{0,05,-0,13}{0,10}$	77,89	22,11
0,50-0,60	$\frac{0,39-0,56}{0,49}$	$\frac{0,02-0,16}{0,07}$	87,25	12,75
0,60-0,70	$\frac{0,48-0,64}{0,55}$	$\frac{0,04-0,19}{0,11}$	83,63	16,37
0,70-0,80	$\frac{0,54-0,73}{0,64}$	$\frac{0,04-0,17}{0,10}$	86,53	13,47
0,80-0,90	$\frac{0,65-0,84}{0,72}$	$\frac{0,05-0,18}{0,13}$	85,96	14,04
1,0-1,10	0,81	0,12	87,10	12,90
1.10-1.20	$\frac{0,84-0,85}{0,84}$	$\frac{0,26-0,27}{0,27}$	76,13	23,87

В ДДв по данным 53 водных вытяжек углей от длиннопламенных до жирных с зольностью до 40% доля водорастворимого натрия составляет в среднем 70,5%, причем до 95% натрия связано с хлором [Иванова, 2013]. Неорганические микрокомпоненты представлены в основном кварцем, кальцитом, сидеритом, пиритом, каолинитом и мусковитом, среди которых только каолинит и мусковит содержат натрий в виде примесей. Поэтому

можно предположить, что нерастворимый в воде натрий (около 30%) входит в поглощающий комплекс органического вещества углей.

Высокая корреляционная зависимость между водорастворимым натрием и хлором ($r = +0,96$ при $n = 107$ для углей Западного Донбасса; $r = +0,96$ при $n=50$ для углей ДДв) свидетельствует со всей очевидностью, что как водорастворимый натрий, так и хлор в исследуемых углях находятся в сходных формах существования. По-видимому они существуют в форме ионов, находящихся в поровом растворе или адсорбированных на поверхности пор [Юдович, Кетрис, 2005; Yudovich, Ketris, 2006]. О прямой химической связи натрия и хлора говорить не имеет смысла. Их нахождение в форме галита или глауберита, определенных рентгеноструктурным анализом и методами рентгено-флуоресцентной абсорбционной спектроскопии [Ковалев и др., 1989], фиксировалось после удаления влаги из образца путем его измельчения и сушки [Симонова, Шендрик, 1995; Huggins, Huffman, 1995].

Таким образом, на стадии перехода бурых углей в каменные происходит уменьшение количества натрия в форме обменных катионов и относительный рост содержания водорастворимого натрия, которое в свою очередь уменьшается по мере углефикации органического вещества.

Данные исследования каменных углей Иллинойского бассейна методом ЕМР показали, что содержание хлора оказалось более высоким, чем найдено в хлоридах щелочных металлов. Отсюда делается вывод, что часть хлора находится в угольных мацералах [Harrison, 1991], по-видимому, в форме хлорорганических соединений. К подобному же выводу пришли исследователи, изучавшие каменный уголь месторождения Пуэртольяно [Jimenez et al., 1999].

По данным Д. А. Спирса [Spears, 2005] в британских каменных углях хлор концентрируется в поровых водах, и в некоторых углях содержание водорастворимого хлора приближается к 100%. Часть хлора может участвовать в обменных реакциях.

С. В. Вассилев с соавторами по результатам изучения образцов угля 34 месторождений [Vassilev et al., 2000] пришел к выводу, что хлор находится в угле в следующем виде (в порядке убывания значимости):

- в качестве органических соединений, растворимых в воде (ионная форма связи) и нерастворимых (ковалентная форма связи);
- в качестве примесей в минералах (алюмосиликатах, карбонатах, сульфатах, фосфатах и др.);
- в поровой воде,
- в виде отдельных минералов.

М. Голда с соавторами [Gołda et al., 2011] считает, что хлор находится в различных растворимых (минеральных) формах и в органических (нерастворимых) соединениях.

Н. Ходжес с соавторами [Hodges et al., 1983] полагает, что основной формой нахождения хлора в угле являются ионы, ассоциированные с основными группами или находящиеся в поровом растворе.

Х. Ли [Li, 2007], изучавший викторианские бурые угли, также полагает, что натрий содержится в углях не в виде галита, а в виде ионов в водном растворе и в виде ионно-обменных катионов натрия.

Исследования по выщелачиванию водой из каменного угля хлора [Gołda et al., 2011] показали, что хлор находится в различных минеральных (растворимых) формах и в виде органических (нерастворимых) соединений.

Я. Э. Юдович [Юдович, Кетрис, 2005], проанализировав и подытожив имеющийся материал, полагает, что хлор может находиться в виде ионов в составе порового флюида, в сорбированном состоянии на поверхности пор, в виде хлорорганических соединений.

Выводы

Данные по геологическому строению месторождений, фаціальным условиям накопления угленосных отложений и геохимическим особенностям углей и вмещающих их пород дают возможность сделать некоторые выводы о генезисе соленых углей. По этому вопросу существуют две концепции: эпигенетического и седиментодиагенетического засоления углей.

Согласно первой из них засолялся уже сформировавшийся уголь под влиянием высокоминерализованных подземных вод при проникновении их в угольные пласты по трещинам. Отвергается возможность засоления в торфяную стадию в связи с «непроницаемостью» торфяника для морских вод. Утверждается, что высокое содержание соли наблюдается лишь в бурых и каменных наименее метаморфизованных углях, газовые угли уже не способны в больших количествах сорбировать соли из водных растворов.

В соответствии со второй концепцией стадия седиментодиагенеза наиболее благоприятна для засоления органического вещества в связи с его высокой реакционной способностью и оптимальными условиями для контактирования и взаимодействия с поступающими химическими элементами. Именно на стадии торфяника органическое вещество обладает самой высокой способностью к сорбции, наиболее высокими ионообменными свойствами и возможностью связывания с привносимыми химическими элементами, ввиду чего создаются особенно благоприятные условия для засоления органического вещества при наличии источника поступления соли. Таким источником в паралических бассейнах является морская вода, в областях развития галогенных отложений источником засоления торфяников могут быть продукты их разрушения, в регионах с проявлением магматизма — производные магматической и постмагматической деятельности.

Анализ фациальных условий накопления угленосных отложений палеозойских прогибов Украины, физико-химических свойств торфов и петрохимических характеристик углей подтверждает, что морская вода была основным источником поступления натрия и хлора (натрий и хлор второй и третьей генераций). Легкорастворимые соли растений-торфообразователей не играли заметной роли в засолении органического вещества, так как в значительной степени выносились в стадию торфяника. Высокая степень разложения растительной массы в торфянике не могла явиться преградой для поступления в него более тяжелых соленых вод при трансгрессии моря.

Это в равной степени относится к ДДв, являющейся областью развития соляного тектогенеза, где основным источником засоления каменноугольных торфяников также была морская вода. Это подтверждается коэффициентами отношения хлора к бром, значения которых со всей очевидностью свидетельствуют, что повышенное содержание в угле натрия за счет выщелачивающихся галогенных образований исключено.

Основным источником засоления миоценовых торфяников Преддобруджинского прогиба и эоценовых торфяников Верхнеднепровского месторождения являлась морская вода.

Основным источником засоления миоценовых торфяников Закарпатья явились продукты вулканической деятельности.

Петрохимическими характеристиками углей, которые геохимически интерпретируются как доказательства накопления в них натрия и хлора в стадию торфяника, являются:

- принадлежность натрия совместно с кальцием, магнием и серой к сорбционным минеральным компонентам, образованным из водных растворов в синдиагенетическую стадию;
- обратная связь содержания натрия с зольностью;

- принадлежность натрия к геохимической ассоциации золообразующих компонентов, не согласующихся с профилями зольности;
- преимущественное накопление натрия в витрините и отсутствие признаков связи с другими микрокомпонентами;
- логнормальное распределение зольности, содержаний натрия, хлора и серы.

Высокая корреляционная зависимость содержания натрия и хлора с химическим составом подземных вод, которая многими исследователями рассматривается как доказательство эпигенетического засоления углей, не является таковой и свидетельствует лишь о вполне естественном равновесном состоянии системы уголь-вода.

Факт накопления натрия на стадии торфообразования подтверждается ранее приведенными исследованиями (см. раздел 2) о седиментационном происхождении пластовых рассолов и их генетическом родстве с поровыми водами углей.

Таким образом, большинство из рассмотренных фактов, полученных при анализе геологического строения, фациальных особенностей накопления угленосных отложений и их геохимических особенностей укладываются в представления, вытекающие из концепции засоления в стадию седиментодиагенеза.

Натрий может содержаться в углях в виде ионов в составе порового флюида или адсорбированных на поверхности пор. Ионы натрия могут находиться в стехиометрическом соотношении с анионами хлора или сульфат-иона, что имеет место на Новомосковском месторождении. Это водорастворимый натрий, содержание которого составляет: в бурых углях 15-20%, в каменных – от 60-85 до 100%.

Натрий может входить в поглощающий комплекс органического вещества углей, он нерастворим в воде. Его доля составляет до 80-85% в бурых углях и может снижаться вплоть до нулевых значений в каменных.

Хлор содержится в виде ионов в составе порового флюида, находясь в стехиометрическом равновесии с катионами натрия. Избыточное количество хлора может быть сорбировано на поверхности пор и способно к ионному обмену; частично хлор может быть представлен нерастворимыми в воде хлорорганическими соединениями.

РАЗДЕЛ 4

РОЛЬ ПОСТДИАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЭВОЛЮЦИИ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ

Фациальная обстановка торфонакопления, характеризующаяся влиянием морской воды на торфяник, явилась основной причиной засоления палеозойских углей. Очевидно, что начальный уровень засоления углей не является величиной стабильной. Он подвержен изменениям в связи с последующими преобразованиями химического состава и структуры углей в процессе углефикации, приводящей к карбонизации органического вещества и выделению химических примесей с поровыми водами и отщепляющимися функциональными группами. При наличии благоприятного тектонического и соответственно гидрогеологического режимов происходит вынос продуктов метаморфизма и обессоливание угля [Иванова, 2004; Иванова, 2013; Иванова, 2015; Иванова, Кривега, 1985].

Следует выяснить, что же происходит с торфом по мере его перехода в бурый, а затем каменный уголь. Большинство специалистов рассматривают угли как высокомолекулярные соединения, считая их гетерополиконденсатом [Нестеренко, 1969], полимером [Касаточкин, 1969] или мультимером с трехмерной организацией с внутримолекулярными связями валентного типа и межмолекулярными координационными связями [Саранчук и др., 1988], но сходятся на том, что при углеобразовании идут реакции поликонденсации и сополимеризации, которые приводят к возникновению новых высококонденсированных твердых продуктов со все более высокой степенью ароматичности и упорядоченности структуры. При этом совершаются процессы деструкции с отщеплением периферических функциональных групп, почти полностью исчезающих на стадии спекающихся углей, и выделением простых веществ (воды, метана, углекислого газа, сероводорода и др.). Если в

гумусовых кислотах торфов содержится значительное количество функциональных групп, в том числе фенольных гидроксильных и карбоксильных, являющихся обменными центрами, то уже в бурых углях их количество заметно уменьшается [Манская, Дроздова, 1964]. На безводное вещество содержание карбоксильных групп составляет (в %): в бурых углях 1,5-9, длиннопламенных 0,5-1,2; газовых 0-0,1; в углях более высоких степеней метаморфизма они отсутствуют. Гидроксильных групп содержится (в %): в бурых углях 8,1-10,2; длиннопламенных 1,2-8,0; газовых 0,4-1,2; жирных 0,1; начиная с коксовых они отсутствуют. В результате каменные угли теряют способность сорбировать катионы по ионообменному механизму [Софиев и др., 1968].

Закономерно изменяются и физические свойства углей. Значения плотности, общей пористости, сорбционных свойств и водопоглощения с увеличением степени углефикации уменьшаются, достигая минимума в области жирных и коксовых углей, а затем возрастают [Сарбеева, 1968; Эттингер, 1953]. Плотность углей в ряду метаморфизма вначале увеличивается, потом снижается в области жирных углей, а затем вновь возрастает [Еремин и др., 1950; Крылова, Гаврилова, 1982]. Но, несмотря на увеличение ряда параметров, характеризующих пористую структуру высокометаморфизованных углей, адсорбция на их поверхности может происходить лишь за счет сил Ван-дер-Ваальса [Зубкова и др., 1969].

В углях по мере роста степени их метаморфизма уменьшается и доступность пор. Объем микропор (или фольмеровских) диаметром до 10 нм, а также переходных, включающих, по классификации И. П. Эттингера и И. В. Еремина, кнудсеновские, броуновские и пуазейлевские, диаметром до 10^4 нм изменяется по кривой с минимумом в области углей средних стадий метаморфизма. Объем макропор диаметром более 10^4 нм снижается от бурых углей к антрацитам [Еремин и др., 1980].

Способность сорбента поглощать то или иное количество ионов зависит от величины пор. При малых размерах пор сорбента в них могут

проникнуть лишь ионы с малым радиусом. Установлено, что для извлечения частицы сорбентом диаметр его поры должен быть больше диаметра частицы примерно в 65 раз [Тагер, 1968]. Поэтому для ионов натрия и хлора с радиусами соответственно 0,095 и 0,181 нм [Чухров, 1955] (для гидратированных ионов они выше в 2-2,5 раза), будут доступны лишь переходные и макропоры, а широко развитые в длиннопламенных углях фольмеровские поры, определяющие их повышенную влагоемкость, им уже будут недоступны.

В связи с вопросом обессоливания приобретает интерес характер изменения физических свойств угля в условиях регионального метаморфизма. По мнению Н. А. Игнатченко [1969], проанализировавшего и обобщившего материал по данной проблеме, в период погружения до максимальных глубин в обстановке всестороннего давления угли газовые и более высокой степени углефикации находятся в пластическом состоянии, не имеют открытой поровой системы, или она развита очень ограниченно. Летучие продукты метаморфизма, жидкие или газообразные, растворены в практически непроницаемом веществе угля. Лишь при выведении углей в зоны более низких температур и давлений, где они приобретают стеклоподобную структуру и современные вязкоупругие свойства, в них образуются открытые поры и выделяются продукты метаморфизма, в массовом количестве — за сравнительно короткий промежуток геологического времени в начале или середине инверсии. Оставшиеся в угле продукты удерживаются силами сорбции и отчасти заключены в закрытых порах. Дальнейшее их выделение связано с последующим тектоническим режимом конкретной территории. Таким образом, обессоливание углей и степень этого обессоливания определяются тектоническими факторами, изменяющими пористость, трещиноватость, проницаемость и молекулярно-ситовые свойства углей.

Метаморфизм в обессоливании углей играет первостепенную роль, являясь наиболее активным фактором этих процессов. Он сопровождается

сокращением в угольном веществе порового пространства и потерей им функциональных групп, через которые осуществляется связь с металлами, т.е. с увеличением степени углефикации уменьшаются реакционная способность вещества углей и доступность его пор и идет выделение ранее приобретенных элементов, находящихся в поровых водах и связанных с веществом угля силами физической и химической сорбции.

Поэтому в процессе метаморфизма, ведущего к выделению поровой воды и преобразованию молекулярной и надмолекулярной структуры вещества угля с выделением метаморфогенных продуктов, происходят потери натрия в хлоридной и гуматной формах. По мнению Л. Я. Кизильштейна [Кизильштейн, 1983], в первую очередь за счет выделения поровых вод происходят потери хлоридов. Натрий, связанный с гуминовыми кислотами, выносится пропорционально количеству отщепленных функциональных групп. Отсюда вытекает, что угли, начиная с жирных и коксовых, характеризующиеся отсутствием карбоксильных и гидроксильных групп, будут свободны от гуматов натрия. Это подтверждается фактическими данными: гуматы натрия в количестве до 85% и более зафиксированы лишь в бурых и переходных углях (месторождения Австралии, США, Польши, Германии, России (Канско-Ачинский бассейн) и др.).

Чтобы определить, какое количество хлорида натрия теряется в процессе метаморфизма, следует воспользоваться расчетом баланса исходного угольного вещества и рассеивающихся при метаморфизме жидких и газообразных продуктов [Успенский, 1954]. На основании данных о составе и количестве летучих веществ на разных стадиях метаморфизма и предположив, что поровая вода насыщена хлористым натрием, можно рассчитать примерное количество соли, которое может выделиться из угля с водой при переходе из одной его стадии в другую (табл. 4.1). Приведенный расчет ориентировочный, но тем не менее дает представление о масштабах процесса обессоливания.

Таблица 4.1 – Расчет количества хлорида натрия, выделившегося из угля с потерей воды.

Стадия метаморфизма	Температура формирования углей, °С	Растворимость NaCl, г/л [Посохов, 1969]	Количество выделяемой воды на 100 г исходного для данной стадии вещества*	Количество выделяющегося хлорида натрия на 100 г сухого вещества
Торф – бурый уголь	50	0,27	1,35	0,36
Бурый уголь – каменный уголь	90	0,28	4,26	1,19
Каменный уголь – антрацит	216	0,32	2,8	0,90
Антрацит – графит			0,98	0,31

* Рассчитано на основании данных В. А. Успенского [1954, табл. 4, стр.98].

Как видно из табл. 4.1, при переходе торфа в антрацит может выделиться с водой 2,45% хлорида натрия (порядка 90% относительных), на пути превращения торфа в графит – 2,76 %. Следовательно, хлорид натрия не выделится полностью с потерей поровой и метаморфогенной воды даже при достижении углем антрацитовой стадии.

Данный факт является одной из причин сохранения солей в каменных углях всех стадий метаморфизма вплоть до антрацитов. Примером могут служить угли от газовых до тощих каменноугольных бассейнов Великобритании, от длиннопламенных до антрацитов Остравско-Карвинского бассейна Чехии, от длиннопламенных до жирных (возможно, до антрацитов) Рурского бассейна Германии, жирные и коксовые угли Иллинойского бассейна США, коксовые Карагандинского

бассейна Казахстана, высокометаморфизованные угли Донбасса (см. разделы 1, 2).

В определенной гидродинамической и геохимической среде возможно переотложение солей с их кристаллизацией в крупных пустотах и трещинах, как, например, в Рурском бассейне или месторождении Бобов Дол в Болгарии (см. раздел 1). Причем при достижении раствором соответствующей концентрации кубические кристаллы галита могут образоваться лишь в крупных пустотах, эндо- и экзотрещинах, так как длина ребра его элементарного блока, состав которого отвечает формуле вещества, достигает, по данным Ф. В. Чухрова [1955], $8 \cdot 10^2 - 14 \cdot 10^2$ нм.

Для выяснения влияния метаморфизма на степень солености углей в ПГО «Южукргеология» определялось содержание Na_2O в отобранных по стратиграфическому разрезу пробах углей с одинаковым петрографическим составом. Установлено, что содержание натрия уменьшается от вышележащих пластов к нижележащим, что можно объяснить увеличением (хотя и незначительным) степени их углефикации (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Содержание натрия в стратиграфическом разрезе для проб угля с 30-40% витринита.

Номер скважины	Индекс пласта	Na_2O , %	
		в золе	на уголь
4	c_5	13,2	1,00
4	c_1	3,8	0,81
6	c_{12}	10,0	0,76
6	c_1	4,5	0,49

Влияние метаморфизма на количество Na_2O в углях подтверждается данными, полученными по среднепластовым пробам углей (скв. I и 6), содержащих 60-70 % витринита. Оказалось, что в углях с показателем отражения витринита 0,48 % (в масле) количество Na_2O составило в золе

8,9, в пересчете на уголь 1,12 %, а в пробах с показателем отражения 0,51 % – соответственно 3,4 и 0,64 %.

Заявленное положение о связи уровня солености и степени углефикации иллюстрируется также высокой отрицательной корреляционной зависимостью содержания натрия (в форме Na_2O) и показателя отражения витринита для углей от бурых до газовых в моноклинально залегающих каменноугольных отложениях Новомосковского и Красноармейского углепромышленных районов Донбасса ($r = -0,75$ при $n = 102$). Для жирных углей Центрального углепромышленного района, залегающих на горизонте 740-750 м, коэффициент корреляции между этими показателями также достаточно значимый, хотя и меньший в связи с небольшим диапазоном изменения показателя отражения витринита ($r = -0,58$ при $n = 36$).

Как указывалось выше (см. подраздел 3.1) о проявлении действия метаморфизма свидетельствует и высокая обратная связь (коэффициент корреляции составляет -0,51 при $n=111$) содержания натрия с глубиной залегания пласта угля c_1 . Отрицательная корреляционная связь с показателем отражения витринита наблюдается и для хлора, заключенного в углях от длиннопламенных до жирных ДДв ($r = -0,27$ при $n = 96$). Замеченная С. В. Василевым [Vassilev S.V. et al., 2000] тенденция увеличения концентрации хлора с увеличением стадии углефикации объясняется, по-видимому, тем, что им анализировались угли из месторождений с разных континентов, находящихся в различных несопоставимых для сравнения условиях.

Обессоливание углей Донбасса под действием метаморфизма и последующей инверсии должно было привести к освобождению значительного количества каменной соли. Ориентировочный расчет количества выделившегося с поровой водой хлористого натрия в процессе катагенетических преобразований угленосной толщи дает следующие результаты. Геологические запасы углей Донецкого бассейна только до

глубины 1800 м по пластам мощностью 0,3 м и выше составляют 231,2 млрд. т [Геология месторождений., 1963]. По пластам мощностью менее 0,3 м запасы составляют

$$231,2 \cdot 1,14 = 263,6 \text{ млрд. т}$$

[Ермаков, Скоробогатов, 1984]. Общие геологические запасы достигают 494,77 млрд. т, что отвечает запасам органического вещества 420,55 млрд. т (при зольности 15%).

Для подсчета запасов, сконцентрированных в рассеянном органическом веществе, проводились следующие вычисления. Общий объем угля, исходя из его удельного веса, составляет

$$494,77 / 1,5 = 329,85 \text{ млрд. м}^3.$$

Общий объем угленосной толщи с учетом коэффициента угленосности насчитывает

$$329,85 \cdot 100 / 0,77 = 42837,06 \text{ млрд. м}^3;$$

объем вмещающих пород

$$42837,06 - 329,85 = 42507,21 \text{ млрд. м}^3,$$

масса

$$42507,21 \cdot 2,7 = 114769,47 \text{ млрд. т.}$$

В соответствии с прежде выполненными расчетами [Иванова, 2006] количество органического вещества составляет около 1% угленосной толщи Донбасса, т.е. 1147,69 млрд. т.

Запасы концентрированного органического вещества, достигшего стадии антрацитов и полуантрацитов, составляют 29%, т.е. 121,96 млрд. т, достигшего стадии каменных углей – 71%, т.е. 298,59 млрд. т.

Количество хлористого натрия, выделившегося с поровой водой при переходе антрацита в графит, составит

$$121,96 \cdot 0,003 = 0,37 \text{ млрд. т,}$$

каменного угля в антрацит

$$298,59 \cdot 0,009 = 2,69 \text{ млрд. т.,}$$

итого 3,05 млрд. т. (см. табл. 4.1).

Аналогичный расчет по рассеянному органическому веществу дает 8,33 млрд. т.

По данным исследований Д. С. Пожидаева [Методические разработки., 1981], Л. Я. Кизильштейна и др. [Кизильштейн и др., 1980] содержание хлористого натрия во вмещающих породах в 3,3-3,4 раза ниже, чем в углях. По степени катагенетических изменений масса пород распределяется следующим образом. Масса породы, содержащей угольную органику на стадии антрацитов и полуантрацитов, составляет

$$114769,47 \cdot 0,29 = 33283,15 \text{ млрд. т,}$$

на стадии каменных углей

$$114769,47 \cdot 0,71 = 81486,32 \text{ млрд. т.}$$

Количество выделившейся соли насчитывает:

$$33283,15 \cdot 0,003 / 3,35 + 81486,32 \cdot 0,009 / 3,35 = 248,72 \text{ млрд. т.}$$

За вычетом соли, выделившейся из рассеянного органического вещества, оно составляет 240,39 млрд. т. Всего из угольной органики и вмещающих пород выделилось 243,44 млрд. т.

Массив донецкого палеозоя был размыт, по мнению А. З. Широкого [Геология месторождений., 1963], не менее чем на 5-6 км, по представлениям Ю. Н. и В. Н. Нагорных [1976] в пределах Открытого Донбасса была размыта толща пород от 3 до 11 км. По данным автора (см раздел 2) величины инверсии для Юго-Западного Донбасса составили от 3,3 (скв. К-900) до 6,3 (скв. С-1379) км. Вычитая из этой толщи заведомо неугленосные красноцветные отложения верхней части араукаритовой свиты получим от 3 до 6 км размытой угленосной толщи на площади 55200 км². Считая коэффициент угленосности равным современному, можно предположить, что обессоливанию подвергалось еще от 3777,0 до 10194,8 млрд. т угля и рассеянного органического вещества, и от 311797,8 до 755349,6 млрд. т вмещающих пород. При их обессоливании должно было выделяться от 703,14 до 1710,98 млрд. т соли. Итак, при условии, что в

процессе инверсии Донбасса была размыта толща мощностью 6 км, количество выделившейся соли составит около 2 трлн. т.

Так как массовое выделение продуктов метаморфизма происходит в начале или в середине инверсии (см. выше), начало ее, скорее всего, относилось ко времени, предшествовавшему накоплению соленосных нижнепермских отложений или совпадало с ним. В таком случае, исходя из концепции седиментодиагенетического засоления углей, их эволюции под действием метаморфизма и изменения тектонического положения углепородного массива, правомерно утверждать, что инверсия Донбасса произошла на рубеже С-Р (уральская фаза тектогенеза).

Хлориды, выделяющиеся при общем поднятии пород карбона, пополняли пермский эвапоритовый бассейн, расположенный в пределах Бахмутской котловины и восточной части ДДв, а также могли выноситься в восточном направлении на площадь современной Прикаспийской впадины. Здесь среди нижнепермских соленосных осадков можно, по мнению Л. П. Нестеренко [Геология месторождений., 1963], встретить возрастные аналоги пермской соленосной свиты Донбасса.

Исследователи, придерживающиеся десцендентной гипотезы [Гаррелс, Маккензи, 1974; Закономерности размещения., 1980], полагают, что на земном шаре широко развиты соленосные отложения, образовавшиеся в результате переотложения более древних соленосных пород. С этой точки зрения пермский бассейн, в котором хемогенно-галогеенные отложения накапливались в период формирования складчатого сооружения Донбасса, сопровождающегося обессоливанием и разрушением слагающих его пород, является десцендентно-седиментационным.

При тектонических подвижках углепородных массивов изменяются и гидрогеологические условия, определяющиеся геотектоническими и литологическими факторами. В обстановке открытых гидрогеологических структур обеспечивается вынос выделяющихся из углей метаморфогенных

продуктов. В условиях застойного режима, не способствующего выносу метаморфогенных выделений, могут оставаться солеными и угли высокой степени углефикации, например угли ряда месторождений Великобритании, Германии, Чехии, США (см. раздел 1).

Угли, от длиннопламенных до отощенно-спекающихся, с повышенным содержанием натрия и хлора зафиксированы на глубоких горизонтах карбона ДДв, а также в шахтах открытого Донбасса (см. раздел 2).

В Западном Донбассе гидрогеологическая обстановка, отражающая геотектоническое положение того или иного углепромышленного района, способствует или сохранению солей в условиях застойного режима (Новомосковский район), или обессоливанию в условиях более активного водообмена (Павлоградско-Петропавловский район, возможно, Петриковский) (см. подраздел 2.1.5).

Выводы

В процессе метаморфизма, ведущего к преобразованию молекулярной и надмолекулярной структуры вещества угля, при соответствующем тектоническом режиме, определяющем его физические и реологические свойства и гидрогеологические условия углепородного массива, происходит потеря натрия в хлоридной и гуматной формах.

Потеря натрия в хлоридной форме при переходе торфа в антрацит составляет не более 90%, что является одной из причин сохранения солей в каменных углях всех стадий метаморфизма вплоть до антрацитов.

Выщелачивающее действие метаморфизма на соленые угли подтверждено определением содержания Na_2O в пробах углей с одинаковым петрографическим составом, отобранных по стратиграфическому разрезу, и в среднепластовых пробах углей, содержащих 60-70% витринита, но находящихся на разных уровнях

углефикации. Обессоливающее действие катагенеза фиксируется также высокой отрицательной корреляционной зависимостью содержания натрия и хлора с показателем отражения витринита.

Гидрогеологическая обстановка способствует или сохранению солей в условиях застойного режима, или обессоливанию в условиях более активного водообмена. В определенных условиях могут оставаться солеными и угли высокой степени углефикации.

Исходя из концепции седиментодиагенетического засоления углей, их эволюции под действием метаморфизма и изменения тектонического положения углепородного массива, правомерно утверждать, что инверсия Донбасса произошла на рубеже С-Р (уральская фаза тектогенеза).

С точки зрения десцендентной гипотезы пермский бассейн, в котором хемогенно-галогенные отложения накапливались в период формирования складчатого сооружения Донбасса, сопровождающегося обессоливанием и разрушением слагающих его пород, является десцендентно-седиментационным.

Обессоливание углей Донбасса под действием метаморфизма и последующей инверсии должно было привести к освобождению около 2 трлн. т. каменной соли, пополнившей раннепермский эвапоритовый бассейн.

РАЗДЕЛ 5

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ СОЛЕННЫХ УГЛЕЙ

Необходимость всестороннего изучения соленых углей в значительной степени определяется технологическими задачами. Несмотря на то, что по основным качественным показателям соленые угли являются ценным энергетическим сырьем, они до сих пор находятся за рамками промышленного освоения в связи с повышенным содержанием в них натрия и хлора. При сжигании углей эти элементы приводят к зашлаковыванию поверхностей нагрева паровых котлов, коррозии их металлических частей и теплоизоляционных карборундовых материалов [Булле, Мюллер, 1986; Иванова, Кривега, 1985; Клер и др., 1987; Лебедев и др., 2012; Отс, 1977; Hatt, Mann, 2015; Kung, 2012; Li, 2007; Oleschko et al., 2007; Pelagalli et al., 1982; Vuthaluru, French, 2008 и др.], а также к выделению токсичных микроэлементов и хлорсодержащих летучих соединений [Зайковский и др., 1991; Шендрік, 1999 и др.].

5.1. Роль соединений щелочных металлов в образовании золовых отложений на поверхностях нагрева и коррозионные свойства соленых углей

Под влиянием высоких температур, развивающихся в топке при сжигании угля, и взаимодействия содержащихся в нем минеральных компонентов друг с другом последние испытывают различные превращения, налипая на трубах и зашлаковывая поверхности нагрева. Золовые отложения могут давать все неорганические компоненты углей, хотя поведение их различно и определяется уровнем и продолжительностью воздействия температуры, температурой топочных газов, летучей золы и поверхности нагрева, составом газовой атмосферы и

скоростью газового потока, его запыленностью, величиной частиц топлива, их адгезионными и упругими свойствами, общей зольностью топлива, содержанием в нем железа, серы, щелочных и щелочноземельных металлов, способом зажигания и т.д. [Вдовенко, 1973; Клер, Дик, 1981; Grant, Weymouth, 1962; Hatt, Mann, 2015; Kosminski et al., 2006; Raask, 1963; Stammer, 1960 и др.]. Как свидетельствует фактический материал, наиболее опасны по последствиям при сжигании содержащего их топлива несвязанные в алюмосиликаты щелочные металлы [Лебедев и др., 2012], особенно натрий. Калий, по данным ранее проведенных исследований [Методические разработки, 1981; Skipsey, 1974 и др.] почти полностью связан с тугоплавкими силикатами и алюмосиликатами, которые нерастворимы в воде и не возгоняются при сжигании угля. Натрий же может находиться в составе легкоплавких соединений, в частности галита, температура плавления которого составляет 800°C [Веселовский, 1951; Ситтич, 1961]. Хлориды более летучи, чем сульфаты, однако относительно температуры их сублимации исследователи пока не пришли к однозначному решению, тем более что она изменяется под влиянием многих физико-химических параметров [Сергеева, 1972]. При развивающихся в топке температурах имеющийся в топливе хлористый натрий почти полностью сублимирует. Причем эмиссия хлористых соединений щелочных металлов тем выше, тем больше хлора в исходном угле [Oleschko et al., 2007].

В присутствии оксидов серы сублимирующий хлористый натрий приводит к образованию сульфата натрия [Отс, 1977]:



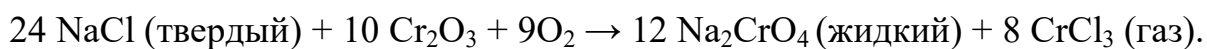
Не успевший прореагировать хлористый натрий и часть сульфата натрия, оставаясь в парообразном состоянии, будут конденсироваться на экранных и ширмовых поверхностях нагрева, а также на частицах летучей золы, увеличивая их липкость. В результате прилипание золовых частиц

определяется не только наличием силовых полей поверхностных атомов, но и снижением вязкости золы, что понижает температуру начала шлакования. В частности, по данным Всероссийского теплотехнического института, для углей Новомосковского месторождения Западного Донбасса она составляет (при зольности 7,6 и 12%) 750-850°C, что значительно ниже температуры шлакования освоенных углей Донбасса (1000-1020°C). По данным А. А. Отса [Отс, 2011], температура спекания золы заметно снижается уже при содержании в топливе оксида натрия более 1%.

Золовые отложения обычно образуются в два этапа [Залкинд, Дик, 1971; Brown et al., 1962; Gronhovd et al., 1969]. Из наиболее легкоплавких компонентов создается первичный тонкий слой, который содержит галит. Дальнейшее налипание частиц золы приводит к образованию более толстого, состоящего в основном из сульфатов, наружного слоя. Вследствие диффузии его составляющих во внутренний слой путем реакций с диоксидом серы при повышении температуры окружающей среды галит переходит в тенардит. Таким образом, в результате сульфатизации, а также спекания образующиеся отложения упрочняются, и их нельзя удалить обычными устройствами для очистки. Их образование ухудшает теплообмен и увеличивает температуру газов на выходе из топки, что снижает коэффициент полезного действия агрегата и в конечном итоге в результате интенсивного зашлаковывания выводит его из строя. По данным И. П. Эпика [Эпик, 1961], изучавшего влияние минеральной части сланцев на условия работы котлоагрегатов, наращивание связных отложений, приобретающих при прокаливании в атмосфере дымовых газов значительную механическую прочность, происходит непрерывно вплоть до полного забивания газоходов в противоположность рыхлым (сыпучим) образованиям, рост которых при достижении определенной толщины слоя прекращается. Причем, как

отмечает А. А. Отс [Отс, 1977], каждый цикл очистки вызывает прирост толщины плотного слоя.

Кроме интенсивного образования золовых отложений на поверхностях нагрева и их зашлаковывания соленые угли вызывают значительную коррозию металлов [Отс, 1977; Петрология углей, 1978; Gronhovd et al., 1969; Hatt, Mann, 2015; Skipsey, 1974]. По данным Э. П. Дика, при сжигании соленых углей Новомосковского месторождения наблюдается интенсивная коррозия стали 12Х1МФ, скорость которой увеличивается с ростом температуры металла и содержания хлористого натрия в топливе. Процесс коррозии протекает следующим образом [Отс, 1977]. Под влиянием хлоридов снижаются защитные свойства оксидных пленок, важнейшими компонентами которых в аустенитных сталях являются оксид и карбид хрома. В контакте с хлоридами процесс разрушения оксидных пленок идет по реакции



Это надо учитывать при выборе методов очистки высокотемпературных поверхностей нагрева, используя способы, которые не нарушали бы защитных свойств оксидных пленок, тем самым способствуя коррозии.

Соединение хлора – активный ускоритель высокотемпературной коррозии, даже при содержании его менее 0,3-0,5%. По данным Д. Спирса [Spears, 2005], проблемы коррозии в котлах начинаются с содержаний хлора около 0,15 мас.%. Коррозионная активность хлоридов наблюдается, начиная с температуры 400°C, и увеличивается в восстановительной среде [Отс, 1977]. Основным виновником коррозии является высвобождающийся хлор, образующий газообразный HCl, вступающий в реакцию с металлом котельных труб [Kung, 2012; Li, 2007]. Причем хлор улетучивается не как NaCl, а каждый элемент отдельно: максимальная температура улетучивания хлора – 500°C, натрия – 800-900°C [Li, 2007]. По данным В.

Е. Диюка и др. [Диюк и др., 2011] адсорбированный хлор почти полностью десорбируется при температуре 525°C. Как показали исследования углей месторождения Датун, где хлор находится в слабо связанной адсорбционной форме, большая его часть может быть удалена при предварительной термообработке при температуре 300-700°C [Ruixia et al., 2004].

Сильное ускорение коррозии стали при наличии в минеральной части сланцев щелочных металлов отмечал И. П. Эпик [Эпик, 1961], объясняя их агрессивное действие образованием сложных сульфатов натрия и калия, плавящихся при низких температурах. Содержащиеся в углях соединения щелочных металлов независимо от их количества, по данным А. Цинцена [1959], агрессивно влияют и на карборундовую теплоизоляцию труб. Предполагается, что в этом отношении важно не столько абсолютное содержание вредных примесей в топливе или золе, сколько само по себе их наличие. Опыт сжигания бурых углей Назаровского месторождения Канско-Ачинского бассейна показал, что даже незначительное содержание щелочных соединений в исходном топливе (0,37-0,40% Na_2O в золе) приводит при его сжигании при 900°C к обогащению ими первичных отложений поверхностей нагрева (0,32-0,34 % Na_2O в шлаке).

5.2. Химико-технологические критерии классификации углей по солености

Угли, содержащие соединения щелочных металлов, называют «засоленными», «соляными», «с повышенной соленостью», «высокохлористыми», «солесодержащими», «низкосортными», «щелочными» и т.д. Термин «соленый уголь» («Salzkohle»), очевидно, впервые был предложен Г. Леманом в 1949 г. [Lehmann, 1949] и является в настоящее время наиболее распространенным [Клер, 1979; Клер, Дик,

1981; Lehmann, 1967; Leibiger et al., 1964; Lewandowsky, 1966 и др.], наряду с определением «высокохлористый уголь» («High-chlorine coal», «High-Cl coals» и т.п.) в англоязычной литературе.

К соленым относятся угли, которые содержат натрий и хлор в количествах, превышающих определенные величины. Я. Э. Юдович считает, что термин «соленый уголь» «нелеп, так как никто не пробует угли на вкус» [Юдович, Кетрис, 2015]. Однако термин «соляные угли», за использование которого ратует Я. Э. Юдович, еще более уязвим, так как «соляной», по геологической традиции, означает, скорее, «состоящий из соли» (например, соляной шток, соляной купол) или «относящийся к соли» (соляные копи, соляная тектоника). Таким образом, имеет смысл оставить без ревизии исторически сложившийся термин.

Общепринятых критериев отнесения углей к соленым нет.

Г. Леман [Lehmann, 1967], исходя из требований практики и опыта сжигания, предлагал относить к соленым бурые угли, которые в золе, полученной прокаливанием угля при температуре 600°C, содержат более 1% Na₂O.

В соответствии с инструкцией к применению «Классификации запасов месторождений твердого минерального топлива» на бурогоугольных месторождениях Восточной Германии [Instruktion zur Anwendung..., 1960] бурый уголь делится на нормальный (менее 2% Na₂O в золе углей) и соленый (более 2% Na₂O). С. Д. Пожидаев и др. [Методические разработки..., 1981] считали целесообразным принять этот параметр за критерий разделения углей на нормальные и соленые. Они полагали, что поскольку основным компонентом неорганической части углей являются гидрослюды, содержащие около 1% Na₂O, то при содержании в золе углей оксида натрия более 2% последний может находиться в составе легковозгоняемых соединений, в частности галита. Может быть это критическое значение целесообразно связывать с тем, что в изверженных породах содержится в среднем по 2% натрия и хлора [Джеффрис, 1960].

Т.к. изверженные породы являются поставщиком минерального комплекса для осадочных образований, можно заключить, что именно такое количество натрия и хлора находится в тугоплавких алюмосиликатах и не представляет угрозы для котлоагрегатов.

По «Инструкции для бурого угля» [Ziegenhardt, Kramer, 1967] к соленым относятся угли с содержанием оксида натрия более 0,5% на безводный уголь. В. Р. Клер и Э. П. Дик [1981] относят к опасным по шлакованию угли, включающие более 0,3% водорастворимого натрия. В США таким пределом служит содержание общего натрия более 0,4%. По данным Всероссийского теплотехнического института, предельная граница для существующих котлоагрегатов – 0,4-0,5% общего натрия. Причем Э. П. Дик полагает, что для характеристики солености, кроме градации по натрию, должна быть введена градация по хлору, как принято в Англии, где выделяются пригодные для использования угли с содержанием хлора до 0,3%, угли с содержанием хлора 0,3-0,5%, использование которых затруднено, и непригодные для использования угли, содержащие более 0,5% хлора [Дик, Гвоздева, 1981].

В. Р. Клер и др. [Металлогения и геохимия., 1987] предлагает следующие критерии классификации соленых углей по натрию (табл. 5.1):

Таблица 5.1 – Параметры классификации соленых углей по содержанию натрия.

Градации углей	Содержание водорастворимого натрия в сухом угле, %	Содержание общего натрия в сухом угле, %	K_2O / Na_2O
несоленые	< 0,3	< 0,4	> 1
слабосоленые	0,3-0,6	0,4-0,7	1-0,3
соленые	> 0,6	> 0,7	< 0,3

Вряд ли целесообразно выделять слабосоленые угли, т.к., как показано выше, даже низкие содержания натрия приводят к нежелательным последствиям при их сжигании.

При рассмотрении вопроса о коррозионной активности хлора, учитывая чрезвычайную сложность физических и химических процессов в котлоагрегате и влияние на эти процессы множества факторов, в т. ч. состава минеральных примесей в углях конкретных месторождений, некоторые авторы [Hatt, Mann, 2015] вообще не считают целесообразным использовать как «безопасное» пороговое значение содержания хлора, ибо коррозия может происходить и при низком его содержании. В частности интенсивность коррозионной активности хлора зависит от общей зольности угля, содержания в нем щелочноземельных и щелочных элементов, железа и серы, окислительно-восстановительного потенциала. Основываясь на значительном опыте работы с углями, содержащими от $<0,1\%$ до более чем $0,3\%$ хлора, авторы делают вывод, что не существует прямой связи между содержанием хлора и степенью коррозии котла.

Автором в свое время [Иванова, Кривега, 1985] за предельное было принято содержание оксида натрия, составляющее $0,5\%$ на сухой уголь. Такой критерий солености, характеризующий количество засоряющего компонента в пересчете на уголь (а не на золу), позволяет надежнее и объективнее оценивать и сравнивать угли по солености, устанавливать закономерности их распространения. При пересчете на золу такие закономерности не обнаруживаются, так как зольность из-за своей изменчивости вуалирует истинную картину содержания изучаемого элемента в угле, что отмечал еще Я. Э. Юдович и др. [1972]. По приведенному критерию угли Новомосковского месторождения, содержащие более $0,5\% \text{Na}_2\text{O}$ на сухой уголь, соленые.

Исходя из вышеизложенного относительно критериев солености, учитывая, что даже небольшое количество натрия приводит к нежелательным последствиям для технологического оборудования,

вероятно, наиболее объективным критерием солёности по щелочным металлам следует считать соотношение $K^+/Na^+ < 1$ для углей с зольностью менее 25% [Клер и др., 1988]. Это соотношение свидетельствует о наличии в органическом веществе натрия, не входящего в тугоплавкие алюмосиликаты, что приводит к его переходу в газовую фазу при температуре ниже топочной (750-850°C).

По данным Э. П. Дика [Дик и др., 1980], в США для характеристики склонности золы к загрязнению поверхностей нагрева используется следующий критерий:

$$R_f = (CaO + MgO + Fe_2O_3 + Na_2O + K_2O) / (SiO_2 + TiO_2 + Al_2O_3).$$

При R_f меньше 0,2% шлакующие свойства низкие; 0,2-0,5 – средние; 0,5-1 – высокие; больше 1 – очень высокие.

По критерию шлакующей способности угли Новомосковского месторождения Западного Донбасса, а также Богдановского месторождения Северного Донбасса обладают очень высокими шлакующими свойствами. Этот критерий, по мнению Э. П. Дика, применим лишь для золы с кислым составом, что и характерно для углей упомянутых месторождений.

Таким образом, в основу классификаций положены технологические критерии. Это разграничение не должно рассматриваться геологами как барьер, за пределами которого изучение углей якобы нецелесообразно. Для познания процессов засоления и обессоливания чрезвычайно важно исследование всей гаммы углей конкретного района от солёных до бессолевых.

5.3. Перспективы использования солёных углей

Изучение солёных углей для их практического освоения в Украине и за рубежом проводилось в направлении поиска методов их

непосредственного использования без предварительного обессоливания для сжигания на теплоэлектростанциях, пиролиза, газификации, ожижения, полукоксования, комплексной переработки с выделением гуматов, для получения адсорбентов и др. (рис. 5.1). Для улучшения энергетических показателей соленых углей и для перевода натрия в тугоплавкие соединения было предложено их разубоживание с помощью глины или каолина и предлагались различные добавки (силикаты щелочных металлов, кремниевые кислоты, оксид магния, оксид кальция, вермикулит и др.). Делались попытки сжигания соленых углей в специально сконструированных котлоагрегатах и в топках, оборудованных обдувочными аппаратами для паровой очистки экранов и т.п.

Другое направление использования соленого угля предусматривает его предварительное обессоливание. Основное внимание уделялось облагораживанию угля с помощью водной промывки, совмещению ее с гидротранспортированием, а затем с масляной агломерацией угля. Предпринимались также экономически не оправдавшие себя попытки обессоливания соленого угля с помощью ионообмена.

Значительный опыт использования соленых углей накоплен за рубежом, где они достаточно широко распространены.

В Германии угли с высоким содержанием натрия в золе пытались сжигать в шихте, содержащей глину [Хаушильд, Лоренц, 1959]. В Англии при сжигании углей, содержащих более 0,5 % хлора, добавляли каолин. При этом снижалась концентрация в них вредных примесей, которые частично переводились в тугоплавкие алюмосиликаты, не возгоняющиеся при развивающихся в топках температурах. Однако значительное снижение теплотворной способности топлива делает эти способы экономически невыгодными. Кроме того, использование присадок не устраняет коррозионного действия соленых углей на металл и теплоизоляционные материалы.



Рис. 5.1. Классификация современных способов переработки соленого угля.

В дальнейшем в Германии пошли по пути разработки и создания котлоагрегатов, конструкция которых отвечала специальным требованиям [Хаушильд, Лоренц, 1959]. Предусматривалось применение лотковых колосниковых решеток, продольно омываемых дымовыми газами ширмовых поверхностей нагрева из труб малого диаметра, свободно подвешенных пакетов, которые можно очищать, не прерывая работы котла, встряхиванием ударными устройствами или гидравлическим золоудалением, и поддержание определенного температурного режима, обеспечивающего производительную работу котла. В соответствии с этими требованиями были созданы агрегаты средней производительности, в которых сжигались бурые угли с содержанием Na_2O в сыром угле до 0,7-1.0%. В связи с сильным загрязнением труб конвективных пароперегревателей они были остановлены, реконструированы и переведены на сжигание обычных кондиционных углей.

А.Лисснер и др. [Lissner et al., 1971] рекомендовали при использовании соленых углей в котлах малой производительности со слоевым сжиганием использовать полугазовую топку с обратной подачей дымового газа и введением в него водяного пара. Однако принцип полугазовой топки с рециркуляцией дымового газа неприменим для топок с пылевидным сжиганием топлива. Основное препятствие для использования соленых углей в котлоагрегатах большой мощности с пылеугольными топками – возникновение высоких температур в топочных камерах, вызывающих сублимацию содержащихся в углях хлоридов. Поэтому встал вопрос о создании новых конструкций топок, так называемого холодного горения [Хаушильд, Лоренц, 1959; Lewandowsky, 1967; Schiffers, 1968]. В котле новой конструкции, помимо применения в области высоких температур газа продольно омываемых поверхностей нагрева, характеризующихся более низкими скоростями образования отложений, предусматривались также сжигание топлива при возможно низкой температуре и максимально быстрое снижение температуры газов для предотвращения спекания золовых отложений. Сооруженный в соответствии с этими требованиями котел не дал удовлетворительных результатов и дальнейшие работы по освоению соленых углей в Германии, по свидетельству Э. П. Дика, были прекращены. По данным В. Койна [Keune, 1963], средства, вложенные в оборудование по программе «Соленые угли-циклон-котлы», на 85-177% превысили запланированные, а газификация соленого угля и сжигание газа в паровых котлах для производства энергии оказались нерентабельными.

Вопрос использования соленого угля месторождения Рогозно рассмотрен Э. Раммлером и др. [Rammmler et al., 1971]. Исследовался более соленый уголь нижнего пласта с точки зрения способности его к брикетированию и возможности сжигания в крупных котлоагрегатах. В результате пришли к выводу, что способность угля к брикетированию весьма посредственна, так как из-за значительного содержания гуматов

кальция и натрия брикеты отличаются низкой водостойкостью. Кроме того брикетируемость ухудшается с повышением сернистости, характерной для нижней части пласта. Авторы отрицают возможность сжигания угля в котлоагрегатах и не дают каких-либо рекомендаций относительно его использования.

В США соленые угли сжигались в специально сконструированных агрегатах, имеющих определенные размеры топки, заданное положение поверхностей нагрева, большое количество обдувочных аппаратов для пылевой очистки экранов и т.д. Как отмечал Г. Гренховд [1976], на одном из блоков электростанции, предназначенной для сжигания низкосортных лигнитов Северной Дакоты и Техаса, было установлено 252 обдувочных аппарата. Иногда хороший эффект для удаления золы и шлака с топочных экранов достигался при использовании в обдувочных аппаратах вместо пара воды, но этот способ неприменим для очистки поверхностей пароперегревателей из-за возникновения термических напряжений в трубах.

Представляет интерес опыт сжигания низкокачественных сернистых углей в США [Gasner,1980]. Использовались установки, имитирующие условия аэрируемого слоя, в которых наполнителем служил измельченный известняк. Применение его дает возможность из образующегося при сгорании газа удалять диоксид серы, который легко поглощается известняком при сравнительно невысоких температурах, поддерживающихся в зоне горения (приблизительно 815-870°C). Добавление хлористого натрия в известняк при его кальцинировании или в среду, где сжигается уголь (в виде пара), сокращает расход известняка более чем на 50%. Лабораторными исследованиями удалось установить механизм воздействия соли на известняк. Сравнение внутренней микроструктуры известняка, кальцинированного без добавления NaCl [Gasner,1980, с. 443, рис. 4], со структурой известняка, прокаленного с добавкой NaCl (там же, рис. 5), показало, что соль при кальцинировании

изменяет внутреннюю микроструктуру известняка, что сопровождается переходом микропор в макропоры. В результате облегчается диффузия сернистого ангидрида, а поглощение его известняком значительно увеличивается. Четких доказательств коррозионной активности вводимой соли не получено. Требуемое для проведения описанного процесса количество соли, составляющее около 1% веса сжигаемого топлива, вполне соизмеримо с содержанием хлористого натрия в соленых углях. Подобные исследования, проведенные в Китае [Yanhua, 2000], показали, что добавки к углю NaCl (в количестве 1,6 и 3,2%) снижают выделение SO_2 и повышают обессеривание дымовых газов. Отсюда вполне логично заключить, что предложенный способ сжигания низкосортного топлива с использованием известняка в качестве наполнителя может быть опробован на соленых углях.

В бывшем СССР решением этой проблемы занимались, исходя из конкретных характеристик топлив. Для освоения углей Богдановского месторождения Северного Донбасса рекомендовалось их сжигание в смеси с другими углями, рассматривались также возможности создания нового оборудования и реконструкции действующих котельных установок для сжигания углей без очистки [Дик, Гвоздева, 1981]. Для более соленых углей Новомосковского месторождения осуществлялись поиски путей связывания натрия в топочном процессе для перевода его в тугоплавкие соединения. Для этого предполагалось использовать различные флюсы, в том числе вмещающие породы, каолин и др. Проверялась возможность сжигания углей на действующем оборудовании в смеси с другими углями и создания котлоагрегатов специальной конструкции для прямого их использования в энергетике. Исследовалась вероятность получения обогащенных топлив полукоксованием, и изучались возможные области использования образующихся в результате этого процесса продуктов (полукокса, газа и смолы). Разрабатывались методы газификации углей.

Представляет интерес производство из соленого угля синтетического жидкого топлива, которое можно получить каталитической деструктивной гидрогенизацией под действием газообразного водорода, термическим растворением под давлением водорода или в присутствии растворителя – донора водорода, гидропиролизом угля, а также его газификацией с последующим синтезом жидких продуктов из синтез-газа [Голицин и др., 1982; Получение синтетического.., 1982]. Белорусскими учеными [Булле, Мюллер, 1986] предлагалось обогащение соленого угля в гидротермальных условиях (нагреванием в присутствии воды под давлением) с последующим гидромеханическим транспортированием его по трубопроводам.

Проводились исследования по сжиганию низкосортного топлива в установках, где создаются условия слоя, продуваемого воздухом. В бывшем Советском Союзе для сжигания низкометаморфизованных углей со значительным содержанием золы и серы вводились в эксплуатацию достаточно экономичные парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля в кипящем слое на паровоздушном дутье под давлением [Дик, Гвоздева, 1981]. Газификация в них производилась обычно при температурах ниже возгонки хлористого натрия. Следовательно, при использовании в таких установках соленых углей образовавшийся шлак сохранял содержащиеся в углях легкоплавкие соединения натрия, которые при последующем выжиге из шлака горючих возгонялись в зоне агломерации со всеми вытекающими отсюда отрицательными последствиями.

Представляет интерес и выяснение возможности использования таких углей на тепловых электростанциях с магнитогидродинамическими (МГД) генераторами. В 60-80-ых годах в бывшем Советском Союзе и США велись работы по созданию МГД-энергоблоков на твердом топливе [Шейдлин и др., 1980].

В Украине в конце 80 – 90-ых годах разрабатывались технологии по прямому использованию соленых углей.

Днепропетровским химико-технологическим институтом (ДХТИ) выполнялись исследования, направленные на получение из соленых углей обогащенного топлива методом газификации в кипящем слое под давлением. Зафиксирована значительная коррозия сталей разных марок, вызванная агрессивным воздействием пара, обогащенного компонентами серы и натрия, а также соединениями хлора [Зборщик и др., 1998].

Институтом проблем машиностроения АН УССР была установлена возможность применения метода газификации соленого угля Новомосковского месторождения электроимпульсными разрядами в воде [Левченко, Марадудина, 1991].

Институтом проблем моделирования в энергетике НАНУ, Институтом газа НАНУ, Институтом физико-органической химии и углехимии (ИнФОУ) НАНУ были предложены технологии, направленные на снижение содержания хлора: сжигание соленых углей в строго регламентируемых интервалах температур и сжигание с магниевым адсорбентом. Третий способ сжигания предусматривает предварительную газификацию угля в циркулирующем кипящем или фонтанирующем слое [Зборщик и др., 1998].

В Институте физико-органической химии и углехимии НАН Украины (ИнФОУ НАНУ) проводились исследования по следующим направлениям:

- использование соленого угля для производства синтетического жидкого топлива. Угли Новомосковского месторождения были подвергнуты каталитической деструктивной гидрогенизации по методу Института горючих ископаемых, что позволило их оценить как склонные к ожижению, несмотря на высокое содержание щелочных солей. Выход жидких продуктов составлял 78-83 % на

органическую массу пасты [Симонова и др., 1991; Шендрик и др., 1989; Шендрик, 1999; Шендрик и др., 2000 и др.];

- щелочной гидролиз соленых углей. На основе лабораторных исследований предложена схема комплексной переработки и использования соленых углей Донбасса. Техническое решение включает три стадии переработки. Первая – извлечение солей гуминовых кислот. Вторая – карбонизация энтгуминированного угля. В опытах она проводилась при 550°C в токе аргона. Третья стадия – газификация карбонизата энтгуминированного угля диоксидом углерода с целью получения восстановительных газов. Режим газификации – 900-1100°C. Испытания технологии показали ее перспективность [Зайковский и др., 1993; Шендрик и др., 1993; Шендрик, 1999];
- пиролиз соленого угля Западного Донбасса в присутствии неорганических соединений. Установлено, что обработка исходного угля одномолярным раствором различных неорганических активаторов ведет к разупорядочиванию структуры угля уже на стадии импрегнирования (пропитывания), что обусловлено взаимодействием реагента с органической массой угля. Это приводит к увеличению начальной деструкции органической массы угля (перед термопереработкой) и обуславливает сдвиг температуры наибольшего ее распада в низкотемпературную область. Процесс деструкции зависит только от степени метаморфизма угля и не зависит от содержания натрия и хлора. Полученные результаты можно использовать при создании усовершенствованных способов коксования углей, а также новых технологий их термопереработки [Саранчук и др., 1990];
- методами молекулярной спектроскопии проведены исследования углемаляного агломерата, приготовленного из керновых проб соленых углей Новомосковского месторождения. Показано, что

масляная агломерация соленых углей – многосторонний процесс физико-химического взаимодействия активных центров органической массы угля и масляного агента, перестройки надмолекулярной структуры центров органической массы, выщелачивания водорастворимых солей. В результате этого процесса образуется высококалорийное органическое сырье нового качества [Белецкий и др., 1999].

В Донецком национальном техническом университете и в ИнФОУ НАНУ проводились исследования соленого угля для производства адсорбентов [Буравцова и др., 1989; Шендрик, 1999 и др.].

По мнению исследователей, приведенные направления являются перспективными, их развитие может привести к созданию новых высокоэффективных промышленных технологий переработки соленого угля. Однако проблема переработки соленого угля и на сегодняшний день не имеет технологически простого и экономически эффективного решения. Многие вопросы остаются невыясненными. По мнению сотрудников Института угольных энерготехнологий НАН Украины необходимо дальнейшее изучение структуры соленого угля, определение всего ряда веществ, образующихся при его сжигании и термопереработке, изучение механизма солевыведения и т.д. [Майстренко и др., 2014]. В частности более поздние исследования по газификации соленых углей и термодинамический анализ этого процесса показали, что и эта проблема окончательно не решена: не установлена причина высокого соотношения в синтез-газе H_2/CO и требуется поиск методов управления кинетикой процесса газификации для снижения этого соотношения [Гликин и др., 2008; Зубцов, 2013].

Попытки использования соленых углей еще не позволяют окончательно оценить последствия их непосредственного сжигания в смеси с другими углями или флюсами, а также в котлоагрегатах специальной конструкции. Поэтому подобные исследования, в том числе

для выявления возможности сжигания углей с минеральными добавками для перевода натрия в тугоплавкие алюмосиликаты, продолжаются. Для предотвращения возгонки щелочных металлов изучается влияние добавок к углю каолина (каолинита) [Kato et al., 2008; Kosminski et al., 2006 et al.], для удаления и связывания хлора – добавки оксида кальция и кальцийсодержащих сорбентов [Цветков, Полианчик, 2011; Li et al., 2005; Nomura, 2010; Zhang et al., 2006 и др.]. С этой точки зрения, возможно, целесообразно изучать состав вмещающих пород, а также выяснить возможность использования соленых углей в качестве облагораживающей добавки к менилитовым сланцам, отличающимся низкой теплотой сгорания и с температурами плавкости золы, близкими к таковым для новомосковских углей.

Трудности, которые не удается преодолеть конструкторскими и технологическими решениями, заставляют изыскивать способы обессоливания углей. Хотя следует отметить, что для ряда технологий предварительное обессоливание является даже неуместным. В частности, при разработке метода ожижения углей путем гидрогенизации было установлено, что исходные угли легче подвергаются ожижению и дают больше ценных фракций, чем обессоленные при помощи водной экстракции [Симонова и др., 1991; Шендрик и др., 1989; Шендрик, 1999]. Хотя более ранние исследования показали, что в условиях ожижения угля соединения щелочных и щелочно-земельных металлов отравляют катализатор (парамолибдат аммония и сульфат двухвалентного железа) [Кричко и др., 1986]. Предлагается технология по получению путем прямого ожижения некондиционного угля «угольной нефти». А для повышения производительности процесса, для улучшения экологических и экономических показателей рекомендуется соожигание углей и отходов пластмасс [Осипов и др., 2011]. В начале 90-х годов была установлена пригодность ряда необессоленных углей Западного Донбасса для коксования [Рязанова и др., 1991]. Более поздние исследования показали

перспективность использования химических добавок солей натрия, в том числе NaCl, при коксовании угольных шихт для улучшения качественных показателей этого процесса [Ощепков, 2006]. Добавки хлористого натрия к углю оказывают каталитическое воздействие на процесс его газификации в кипящем слое и приводят к увеличению содержания горючих компонентов в газе [Захарьянц, 1991]

Исследования по предварительному обессоливанию углей, начавшееся в прошлом столетии, продолжается поныне. Хотя единственным эффективным методом удаления натрия из угля, по мнению Г. Гренховда [Гренховд, 1976; Gronhovd et al., 1969], является ионообмен, он недоступен для промышленного применения ввиду своей неэкономичности. Еще в бывшем Советском Союзе началось изучение обогащаемости углей по соли промывкой водой в стационарных условиях [Дик, Гвоздева, 1981; Храпкин, Пожидаев, 1981]. Исследование обогащаемости углей по соли с использованием дистиллированной воды, проведенное в ГИМРе, показало принципиальную возможность применения этого метода [Бойко и др., 1981]. Для выяснения возможности обессоливания углей Новомосковского месторождения при промывке водой определялось количество вымываемого натрия и скорости его перехода в водную вытяжку в зависимости от фракционного состава углей и соотношения уголь-вода.

Эксперименты по установлению оптимального соотношения в смеси твердой и жидкой фаз показали, что при увеличении отношения уголь-вода увеличивается как количество перешедшего в раствор натрия, так и скорость этого перехода. Выход натрия при соотношении смеси уголь-вода от 1:4 до 1:20 составил 70-80, при соотношении 1:25 – 80-100%. Причем, в отношении 1:2 максимальный выход натрия наблюдается при взбалтывании смеси в течение 60 мин и более, а при отношении 1:15 – не более 1 мин.

При изучении зависимости выхода натрия в водные вытяжки от степени измельчения углей установлено, что с увеличением размеров частиц угля максимальный выход и скорость перехода натрия в водные вытяжки уменьшаются. Если для удаления всего водорастворимого натрия из фракции меньше 1 мм достаточно 1 мин, то за это же время из фракции 1-3 мм в раствор перейдет 40-60, а из фракции 3-5 мм 30-40% натрия. Чтобы перевести в раствор 70% натрия из фракции 1-3 мм, необходимо около 15 мин.

Исследователи пришли к выводу, что для получения кондиционного топлива, содержащего менее 0,4% Na_2O , необходимо уголь, раздробленный до размера частиц менее 3 мм, промывать при соотношении в смеси твердой и жидкой фаз от 1:4 до 1:10 в течение 5-15 мин.

Проведенные работы дали возможность исследовать обессоливание углей технической водой в лабораторных условиях и поставить вопрос о разработке технологии их обогащения при гидротранспортировке, позволяющей совместить оба эти процесса. В дальнейшем для промывки угля технической водой применялось серийно выпускаемое оборудование для обогатительных фабрик и осуществлялся замкнутый цикл обессоливания по водной фазе за счет дистилляции [Пожидаев и др., 1986; Пожидаев, Бойко, 1988; Зборщик, Белецкий, 1998; Белецкий и др., 1998]. Рядовой уголь подвергался дроблению с получением класса 3 мм, в течение 10-15 мин промывался водой при соотношении масс угля и воды 1:3, обезвоживался и высушивался до рабочей влажности 8%. Дополнительно высушенный продукт сжигался в распыленном виде. Отличительной особенностью предложенной технологии является деминерализация водной фазы методом дистилляции и доупаривание остатка с получением технического рассола минерализацией 50-200 г/л. Дистиллят возвращается в процесс обессоливания, а технический рассол направляется на предприятия химической промышленности. По мнению

авторов, такой замкнутый цикл по водной фазе в основном разрешит сложную проблему использования остродефицитной пресной воды. Пополнение технической воды предлагалось осуществлять за счет вод посткарбоновых отложений с минерализацией 6-8 г/л.

Однако следует отметить, что водоносные горизонты триасовых, юрских и бучакских отложений также содержат высокоминерализованные воды (от 10 до 60 г/л). Лишь воды харьковских отложений с минерализацией 0,6-3,5 г/л пригодны для питьевых и технических нужд. Но в условиях острого дефицита пресных питьевых вод вряд ли они будут использоваться для технических целей.

Совмещение процессов промывки водой и гидротранспортирования предложено НПО «Хаймек» [Круть, Свитлый, 1984]. Однако эта прогрессивная технология оказалась несостоятельной из-за нерешенности вопроса эффективного обезвоживания тонких угольных фракций и устранения вторичного соленакопления в органической фазе при гидротранспорте угля по магистральным трубопроводам. Вторичное засоление особенно заметно после 50 км транспортирования, что предположительно связано с дезинтеграцией угольного вещества. Выход, найденный сотрудниками ДонГТУ, был получен в сочетании процессов «водная промывка - масляная агломерация» [Зборщик и др., 1998]. Предложенная технология устраняет недостатки ранее предложенных методов, а именно чрезмерное измельчение угольных фракций и их вторичное засоление. В результате получается кондиционный обессоленный уголь, пригодный для сжигания на ТЭС и с более высокой калорийностью за счет применения органического компонента-связующего.

Однако не следует забывать, что при обессоливании, тем более в сочетании с гидротранспортированием возникает дополнительная задача – реализации или сброса высокоминерализованных вод, а после агломерации еще и загрязненных нефтепродуктами. По замыслу разработчиков,

получаемое агломерированное угольное топливо может служить основой для приготовления водо-угольных, угле-масляных и водо-угле-масляных топливных суспензий [Зборщик и др., 1998]. Если подобные технологии будут разработаны, возможно они и позволят в необходимых масштабах реализовать поступающую по трубопроводу пульпу. Проблема канализации шахтных и промышленных вод Донбасса уже стоит на повестке дня [Марущенко, 2013].

Разработки технологий обессоливания углей по способам выделения натрия и хлора продолжаются [Дунаєвська і ін.. 2011; Майстренко и др., 2014; Bruckard et al., 2008; Gołda et al., 2011; Wang et al., 2007 и др.]. Также продолжаются работы по созданию и совершенствованию технологий по обессоливанию воды на тепловых электростанциях [Седлов и др., 2010 и др.].

Здесь следовало бы отметить, что Институтом угольных энерготехнологий НАНУ [Майстренко и др., 2014] в результате проведенных экспериментов по выделению водной отмывкой соединений натрия из угля Западного Донбасса при различной продолжительности обессоливания, соотношении масс воды и угля, интенсивности и характера перемешивания и температуры среды было установлено, что для получения топлива, пригодного для энергетического использования, соленый уголь должен быть подвергнут следующим операциям: двустадийному дроблению с получением класса 0-3 мм, промыванию водой в течение 5-15 мин при соотношении масс угля и воды 1:3 при температуре 20°C, обезвоживанию и высушиванию до рабочей влажности 8%. Промывочная вода после деминерализации возвращается в цикл, что решает проблему использования дефицитной воды. Пополнение технической воды в схеме производится водами с минерализацией 6-8 г/л. Данный процесс предлагается реализовать на обогатительной фабрике, что позволит без значительных затрат на оборудование осуществить процесс обессоливания угля. Таким образом, предлагаемая технология подобна

предложенной в свое время ГИМРом (см. выше) и даны аналогичные рекомендации.

Интересно отметить исследования по выщелачиванию водой из каменного угля хлора [Gołda et al., 2011], которые показали, что оптимальными параметрами для наиболее полного удаления хлора являются:

- размер частиц угля меньше 0,045 мм, что связано с тем, что в процессе фрагментации увеличивается поверхность, доступная для молекул воды;
- оптимальной температурой, при которой удаляется максимальное количество хлора, является 45°C;
- оптимальное время выщелачивания составляет 10-30 мин, когда было удалено 14-29% хлора от его общего содержания.

Таким образом, условия удаления из угля хлора отличается от условий выделения из него натрия.

Не следует обходить вниманием и недостаточно пока изученный вопрос о пригодности месторождений соленых углей Донбасса для подземной газификации. В этом отношении интересны разработки Львовского Института геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, где была создана стендовая установка, хорошо зарекомендовавшая себя при сжигании низкосортного топлива. Промышленный опыт подземной газификации в угольных бассейнах бывшего СССР показал, что разработанная технология позволяла проводить газификацию на глубине до 320 м, в то время как за рубежом подземную газификацию проводили на глубинах 600-1000 м [Стефаник, 1990]. Переход на большие глубины должен обеспечить даже некоторые технические преимущества, в том числе возможность выбора более высокого давления дутья, обеспечивающего повышение теплоты сгорания газа. Кроме того, на глубине более 700-800 м вмещающие угольный пласт породы приобретают пластические свойства, чем обеспечивается быстрый кольматаж

образующихся в процессе эксплуатации трещин. Это сокращает утечку газа из подземного газогенератора.

По горно-геологическим условиям месторождения соленых углей пригодны для подземной газификации. При разработке концепции развития топливно-энергетического комплекса Институтом проблем машиностроения НАН Украины и Институтом геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины в 1992 г. были проведены исследования по разработке научных основ использования соленых углей путем подземной газификации и даже были предложены в качестве объектов Богдановское и Петровское месторождения Северного Донбасса. Однако эти проекты реализованы не были.

Если говорить о Новомосковском месторождении соленых углей, то их добыча и переработка (подземная, наземная, прямая или с обессоливанием) повлечет за собой целый шлейф трудно решаемых проблем, в первую очередь в плане экологии. Следует учитывать, что Новомосковский район является зоной отдыха населения и что Донбасс относится к районам со значительным дефицитом водных ресурсов, в том числе по количеству и качеству вод в реках (сооружение канала Днепр - Донбасс не позволило полностью устранить этот дефицит).

Геолог Новомосковской ГРЭ В. Е. Мирошниченко в 1990 г высказал мнение, что вопрос о промышленном освоении соленого угля может стать на повестку дня не ранее, чем через 10-15 лет, когда будет иной уровень экономики и технологии. Этот прогноз не сбылся и вряд ли реализуется в обозримом будущем.

Автор диссертации надеется на более быстрое и успешное решение проблемы с разработкой и вводом в эксплуатацию достаточно мощных и экологически безопасных альтернативных источников энергии, что позволило бы в значительной мере сократить использование невозобновляемых ресурсов и оставить «солнечный камень», соленый и несоленый, в его подземных кладовых.

Выводы

1. Соленые угли не используются, так как содержащиеся в них натрий и хлор при сжигании углей приводят к зашлаковыванию поверхностей нагрева паровых котлов, коррозии их металлических частей и теплоизоляционных карборундовых материалов, а также к выделению токсичных микроэлементов и хлорсодержащих летучих соединений.

2. Мнения по классификации соленых углей по критериям их пригодности для использования достаточно противоречивы. Наиболее объективным критерием солености по щелочным металлам следует считать соотношение $K^+/Na^+ < 1$, которое свидетельствует о наличии в органическом веществе угля натрия, не входящего в тугоплавкие алюмосиликаты, что приводит к его переходу в газовую фазу при температуре ниже топочной (750-850°C).

Пороговое значение по содержанию хлора, учитывая чрезвычайную сложность физических и химических процессов в котлоагрегатах и влияние на эти процессы множества факторов, выделять нецелесообразно.

3. Разработка методов освоения соленых углей идет в направлении поисков технологий их непосредственного использования без предварительного обессоливания и исследования способов их обессоливания для получения стандартного продукта.

Решение задачи осложняется тем, что условия удаления из угля хлора отличается от условий выделения из него натрия как при термообработке, так и при водном выщелачивании.

4. Проведенные исследования как по наземной, так и подземной переработке соленых углей ограничиваются лабораторными и полигонными испытаниями. Промышленных экологически приемлемых технологий освоения соленых углей и методов их очистки для получения обогащенного топлива пока не предложено.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По вопросу генезиса соленых углей существуют две концепции: эпигенетического и седиментодиагенетического засоления углей.

Согласно первой из них засолялся уже сформировавшийся уголь под влиянием высокоминерализованных подземных вод при проникновении их в угольные пласты по трещинам. Отвергается возможность засоления в торфяную стадию в связи с «непроницаемостью» торфяника для морских вод. Утверждается, что высокое содержание соли наблюдается лишь в бурых и каменных наименее метаморфизованных углях, газовые угли не способны в больших количествах сорбировать соли из водных растворов.

Автор обосновывает концепцию седиментодиагенетического засоления углей, согласно которой стадия седиментодиагенеза наиболее благоприятна для засоления органического вещества в связи с его высокой реакционной способностью и оптимальными условиями для контактирования и взаимодействия с поступающими химическими элементами. Именно на стадии торфяника органическое вещество обладает самой высокой способностью к сорбции, наиболее высокими ионообменными свойствами и возможностью связывания с привносимыми химическими элементами, ввиду чего создаются особенно благоприятные условия для засоления органического вещества углей при наличии источника поступления соли.

Проведенные исследования и обобщение материала по геологическому строению и гидрогеологическим условиям месторождений соленых углей в различных регионах Украины и за рубежом, общей фациальной обстановке торфонакопления, геохимическим особенностям углей и закономерностям их распространения позволили прийти к мнению о едином пути их формирования в стадию седиментодиагенеза при наличии того или иного источника солей. Засоление углей в эпигенетическую стадию исключается, так как в условиях метаморфизма идет естественный процесс обуглероживания угольного вещества с выделением из него

низкомолекулярных продуктов и выносом части минеральных веществ, прежде всего легко растворимых.

Основываясь на современном уровне изученности угольных месторождений и бассейнов, можно выделить следующие геологические обстановки накопления углей, обогащенных натрием и хлором. В паралических бассейнах, угленосные отложения которых образовались в прибрежно-морских и лагунных условиях седиментации, источником засоления торфяников являлась морская вода, в областях развития галогенных отложений – продукты их разрушения, в регионах с проявлением магматизма – производные магматической и постмагматической деятельности.

Соленые угли зафиксированы в **паралических бассейнах каменноугольного угленакопления**: Иллинойский (США), Южно-Уэльский, Йоркшир и др. (Великобритания), Рурский (Германия), Остравско-Карвинский угольный район (остравская толща, Чехия), Донецкий (Украина) и Карагандинский (карагандинская свита, Россия); преимущественно **палеоген-неогенового угленакопления**: бассейны Южной угленосной провинции (США), Нижнерейнский, Угловский бассейн, Анадырская угленосная площадь, Южный угленосный район Сахалинского угольного бассейна (Россия) и др.

Соленые угли выявлены на месторождениях, расположенных в **районах развития галогенных пород**. Это месторождения палеоген-неогенового возраста США, Германии (Тюринго-Саксонский угленосный район), Польши, где накопление торфяников могло происходить под химическим воздействием как морских вод (США, Германия), так и разрушающихся соленосных отложений.

Повышенное содержание натрия в золе углей обнаружено на месторождениях, сформировавшихся в период проявления **интенсивной вулканической деятельности**, продукты которой могли служить основным (долинская свита Карагандинского бассейна, Аркагагинская и Эльгенская

площади Северо-Востока России, Ильницкое бурогольное месторождение Закарпатья) или дополнительным (бассейны Великобритании, Анадырская угленосная площадь, Приморский край России) источником поступления щелочных элементов в торфяники.

Повышенное содержание натрия, иногда калия в золе углей отмечено на месторождениях, образовавшихся в **областях проявления поствулканической (сульфатной) деятельности** и разрушения богатых щелочными металлами магматических пород. Среди них месторождения Польши, Тургайского, Карагандинского и Канско-Ачинского бассейнов, Средней Азии и Северо-Востока.

Засолению торфяников мог содействовать аридный климат, ведущий к интенсивному испарению воды и осолонению водоемов (Карагандинский бассейн в долинское время, Ангренское месторождение в юрское время).

Показательно, что в современной геологической обстановке некоторых месторождений углей с повышенным содержанием натрия нет источника солей, который можно было бы рассматривать в качестве фактора их эпигенетического засоления. Гидрогеологические условия угленосных толщ, содержащих соленые угли, характеризуются наличием как высокоминерализованных (Тургайский, Нижнеилийский бурогольные бассейны, Анадырская угленосная площадь, Новомосковское месторождение Западного Донбасса), так и пресных и слабоминерализованных вод (Средняя Азия; ряд месторождений Приморского края; Северо-Восток России – Аркагаалинское месторождение, Эльгенская угленосная площадь; Канско-Ачинский бурогольный бассейн). В первом случае имеет место застойный гидрогеологический режим, благоприятствующий сохранению седиментогенных вод и засоленности углей, во втором создаются условия, способствующие рассолонению углей.

Месторождения соленых углей известны в отложениях всех систем (от каменноугольной до неогеновой), их образование – закономерное следствие определенных условий геологического прошлого Земли, в частности

периодов активизации эндогенных процессов, сопровождающихся трансгрессиями и регрессиями моря и интенсивной вулканической деятельностью.

Режим геодинамического развития палеозойских прогибов Украины определил формирование карбоновых угленосных отложений паралического типа. В условиях формирования паралических отложений торфяники в стадию седиментодиагенеза обогащались натрием, положив начало проявлениям и месторождениям соленых углей.

Применение методов математической статистики позволило выявить взаимосвязь между химическими компонентами, выделить их геохимические ассоциации и в какой-то мере выяснить причинно-следственные связи между обстановкой формирования соленых углей и их петрохимическими, а также физическими параметрами по результатам рентгеноструктурных исследований.

В результате комплексного подхода к проблеме установлены некоторые закономерности формирования соленых углей, подтверждающие концепцию их седиментодиагенетического засоления.

Петрохимическими характеристиками углей, которые геохимически интерпретируются как доказательства их накопления в стадию торфяника, являются:

- принадлежность натрия совместно с кальцием, магнием и серой к сорбционным минеральным компонентам, образованным из водных растворов в синдиагенетическую стадию;
- обратная связь содержания натрия с зольностью;
- принадлежность натрия к геохимической ассоциации золообразующих компонентов, не согласующимися с профилями зольности;
- преимущественное накопление натрия в витрините и отсутствие признаков связи с другими микрокомпонентами;
- логнормальное распределение зольности;

- логнормальное распределение содержаний натрия, хлора и серы.

Факт накопления натрия и хлора на стадии торфообразования подтверждается изотопными исследованиями пластовых рассолов и поровых вод углей Северного Донбасса, доказывающими их генетическое единство и седиментационное происхождение, а также данными химического состава подземных вод Западного Донбасса, свидетельствующими, что они представляют собой остаточный морской солевой комплекс седиментационного генезиса.

Основным источником засоления каменноугольных торфяников палеозойских прогибов Украины, включая ДДв, где развита соляная тектоника, являлась морская вода. Это подтверждается коэффициентами отношения хлора к бром, значения которых со всей очевидностью свидетельствуют, что повышенное содержание в угле натрия за счет выщелачивающихся галогенных образований исключено.

Режим геотектонического развития бурогоугольных месторождений палеоген-неогенового возраста Украины обусловил обстановки торфонакопления, определивших источники их засоления:

- основным источником засоления миоценовых торфяников Преддобруджинского прогиба и эоценовых торфяников Верхнеднепровского месторождения являлась морская вода;
- основным источником засоления миоценовых торфяников Закарпатья явились продукты вулканической деятельности.

Влияние морской воды на формирующиеся торфяники палеозойских прогибов и Днепровского бассейна подтверждается значениями коэффициента Лейфмана-Вассоевича, рассчитанных по данным элементного состава органического вещества углей и свидетельствующих, что торфяники формировались из растений наземного происхождения под влиянием морских условий [Вассоевич, Лейфман, 1979].

Исследование форм связи натрия и хлора с органическим веществом углей позволили констатировать следующее:

- Натрий содержится в углях в виде ионов в составе порового флюида или адсорбированных на поверхности пор. Ионы натрия могут находиться в стехиометрическом соотношении с анионами хлора или сульфат-иона, что имеет место на Новомосковском месторождении. Это водорастворимый натрий, содержание которого составляет: в бурых углях 15-20%, в каменных от 60-85 до 100%.
- Натрий, входящий в поглощающий комплекс органического вещества углей, нерастворим в воде. Его доля составляет до 80-85% в бурых углях и может снижаться вплоть до нулевых значений в каменных.
- Хлор содержится в виде ионов в составе порового флюида, находясь в стехиометрическом равновесии с катионами натрия. Избыточное количество хлора может быть сорбировано на поверхности пор и способно к ионному обмену; частично хлор может быть представлен нерастворимыми в воде хлорорганическими соединениями.

Большинство из рассмотренных фактов, полученных при анализе геологического строения, фациальных особенностей накопления угленосных отложений и их геохимических особенностей укладываются в представления, вытекающие из концепции засоления торфяника в стадию седиментодиагенеза.

Дальнейшая эволюция соленых углей непосредственно связана с тектоническим развитием регионов, следствием которого является та или иная степень метаморфического преобразования углей, сопровождающаяся изменением их химического состава и физических свойств в связи с преобразованием молекулярной и надмолекулярной структуры органического вещества угля. При последующем изменении тектонического режима, контролирующем физические и реологические свойства углей и гидрогеологические условия углепородного массива, способствующие

выносу продуктов метаморфизма, происходит потеря натрия в хлоридной и гуматной формах, что ведет к рассолонению углей.

Выщелачивающее действие метаморфизма на соленые угли подтверждается уменьшением содержания Na_2O в пробах углей с одинаковым петрографическим составом вниз по стратиграфическому разрезу, а также высокой отрицательной корреляционной зависимостью содержания натрия и хлора с показателем отражения витринита.

Обессоливание углей Донбасса под действием метаморфизма и последующей инверсии должно было привести к освобождению около 2 трлн. т. каменной соли, пополнившей раннепермский эвапоритовый бассейн. Исходя из концепции седиментодиагенетического засоления углей и их эволюции под действием метаморфизма и при изменении тектонического положения углепородного массива, правомерно утверждать, что инверсия Донбасса, приведшая к рассолонению углей, произошла на рубеже С-Р (уральская фаза тектогенеза). С точки зрения десцендентной гипотезы пермский бассейн, сопровождающегося обессоливанием и разрушением слагающих его пород, является десцендентно-седиментационным.

Раннепермский эвапоритовый бассейн Доно-Днепровского прогиба, в котором хемогенно-галогенные отложения накапливались в период формирования складчатого сооружения Донбасса, является десцендентно-седиментационным, одним из источников поступления солей в который была разрушающаяся толща угленосных отложений карбона.

С позиций седиментодиагенетического засоления углей можно эффективно решать целый ряд различных геологических задач, например, восстановление палеогеографической обстановки формирования угленосных отложений, прогнозирование наличия соленых углей в том или ином регионе или геологической формации, корреляцию геологических событий и истории геотектонического развития угленосных бассейнов, уточнение солевого баланса эвапоритовых бассейнов и др.

В дальнейшем автор считает необходимым поставить перед собой

следующие геологические задачи, не рассмотренные или не нашедшие окончательного решения в диссертационной работе:

- установить закономерности распространения соленых углей различного геологического возраста на разных континентах в зависимости от палеотектонических и палеоклиматических условий прошлых периодов (тектоника литосферных плит);
- расширить изучение ассоциаций малых и редких элементов, сопутствующих соленым углям, для уточнения геохимической обстановки их формирования;
- продолжить изучение и выявление соленых углей в отложениях мезозойского и палеоген-неогенового возраста, в частности в пределах Доно-Днепровского прогиба, где имелись постоянные источники поступления щелочных металлов и хлора в торфяники (морская вода, галогенные образования девона и перми).

Геологическая сторона проблемы соленого угля тесно связана с технологическими задачами его освоения.

В настоящее время соленые угли не используются, так как содержащиеся в них натрий и хлор при сжигании сублимируют, что приводит к зашлаковыванию поверхностей нагрева паровых котлов, коррозии их металлических частей и теплоизоляционных карборундовых материалов, а также к выделению токсичных микроэлементов и хлорсодержащих летучих соединений.

Наиболее объективным критерием солености по щелочным металлам следует считать соотношение $K^+/Na^+ < 1$, которое свидетельствует о наличии в органическом веществе угля натрия, не входящего в тугоплавкие алюмосиликаты, что приводит к его переходу в газовую фазу при температуре ниже топочной (750-850°C). Пороговое значение по содержанию хлора, учитывая чрезвычайную сложность физических и химических процессов в котлоагрегатах и влияние на эти процессы множества факторов, выделять нецелесообразно.

Разработка методов освоения соленых углей идет в двух направлениях: поисков методов их непосредственного использования без предварительного обессоливания и поисков способов их обессоливания для получения стандартного продукта. С точки зрения автора диссертации, решение задачи осложняется тем, что условия удаления из угля хлора отличается от условий выделения из него натрия как при термообработке, так и при водном выщелачивании.

Впервые акцентируется внимание на том принципиальном обстоятельстве, что бурые и каменные угли требуют разного подхода при разработке методов их обессоливания, так как содержащийся в них натрий имеет с органическим веществом разные формы связи: в бурых углях преобладает натрий в составе нерастворимых в воде гуматов, в каменных углях превалирует натрий в водорастворимой форме.

Теоретические и экспериментальные работы должны быть направлены на поиск методик освоения и обессоливания углей, отвечающих определенным требованиям с точки зрения экономичности, комплексности использования сырья и охраны окружающей среды, что позволит успешно решить проблему использования соленых углей и перевести их запасы из проблематичного в реальный резерв топливно-энергетических ресурсов. Однако, несмотря на то, что в Украине и за рубежом ведутся лабораторные исследования и полигонные испытания по прямому использованию соленых углей или утилизации их после обессоливания, до настоящего времени не разработано надежных промышленных технологий переработки этого весьма ценного энергетического сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.с. Методика обробки даних вітринітової термометрії / А.В. Іванова, В.Б. Гаврильцев. - № 32076, 15.02. 2010. Авторське право і суміжні права: офіц.бюл. - К.: Держ. департамент інтел. власності. 2012, № 28. с.109.
2. Абрамец А.М. Массоперенос в природных дисперсных системах / А.М. Абрамец, И.И. Лиштван, Н.В.Чураев. - Минск.: Наука и техника, 1992. - 286 с.
3. Айзберг Р.Е. Границы раздела Мохововичича в структурах Припятско-Донецкого авлакогена / Р.Е. Айзберг, Т.А. Старчик // Геологическая история, возможные механизмы и проблемы формирования впадин с субокеанической и аномально тонкой корой в провинциях с континентальной литосферой: междунар. XLV тектоническое совещ. 2013 г.: тезисы докл. - М.: ГЕОС, 2013. - С. 3-6.
4. Александрова Л.Н. Процессы взаимодействия гуминовых веществ с минеральной частью почвы / Л.Н. Александрова // Почвоведение. - 1954. - № 9. - С. 23-34.
5. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / [ред.: Ю.А. Арсирый, В.А. Витенко, А.М. Палий, А.К. Цыпко]. - К., 1984. - 190 с.
6. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР / [Под ред. А.П. Виноградова]. В 4-х т. - М.: Всесоюз. аэролог. трест Мин-ва геологии СССР, 1967. - Т. 4. - 58 с.
7. Бабенко В.П. Условия образования торфяных месторождений Колхиды и влияние морских вод на свойства торфа / В.П. Бабенко, А.М. Гургенидзе // Торфяная пром-сть. - 1971. - №1. - С. 23 - 26.
8. Бабинец А.Е. Подземные воды юго-запада Русской платформы (распространение и условия формирования) / Бабинец А.Е. - К.: Изд-во АН УССР, 1961, - 380 с.

9. Баев Ю.В. Изучение процессов передвижения воды в неосушенной торфяной залежи с помощью радиоактивных индикаторов / Ю.В. Баев // Природа торфяных болот и методы их исследований. - Л.: Наука, 1967. - С. 241 - 244.
10. Баранов И. Г. Структура и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. О геологическом строении и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / И. Г. Баранов, Ю. А. Арсирый. - М.: Изд-во Центр. науч.-исслед. ин-та техн.-экономич. информ. нефтегаз. пром-ти, 1964. - С. 3-68.
11. Баранов И.Г. Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность / И.Г. Баранов. - М.: Недра, 1965. - 233 с.
12. Белецкий В.С. Исследование методом ИКС межфазных взаимодействий в системе «соленый уголь-связующее» при масляной агломерации / В.С. Белецкий, Т.Г. Шендрик, А. Кхелуфи // Химия твердого топлива. - 1999. - № 5. - С. 37-41.
13. Богданова М.В. Закономерности изменения бурых углей Украины в процессе углефикации / М.В. Богданова // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. - Л.: Наука, 1968. - С.25-36.
14. Богданова М.В. Признаки и свойства углей, формирующиеся на торфяной и буроугольной стадиях / М.В. Богданова, И.Э. Вальц // Угленосные формации и петрология углей (Тр. ВСЕГЕИ). - Л.:1985. - Т.332. - С. 65-73.
15. Богданова Н.М. Засоленность почвогрунтов осушившегося дна Аральского моря / Н.М. Богданова, В.П. Костюченко // Известия АН СССР. Серия геогр. - 1978. - № 2. - С. 35-45.
16. Бойко П.Г. Об обогатимости углей Новомосковского месторождения Донбасса по соли путем промывки водой / П.Г. Бойко, С.Д. Пожидаев, В.А. Грицай // Ресурсы твердых горючих ископаемых, их увеличение и комплексное использование в народном хозяйстве: VII Всесоюз.

- угольное совещ., 8-10 сентября 1981 г.: тезисы докл. - Ростов-на-Дону: ВНИГРИУголь, 1981. - Ч. 1. - С. 387 - 388.
- 17.Болдырева Т.А. Петрографические особенности углей Львовско-Волынского бассейна / Т.А. Болдырева // Известия АН СССР. Серия геол. - 1960. - № 12. - С. 95-99.
- 18.Браиловская М.С. Условия накопления пласта c_1 на территории Петриковского месторождения Западного Донбасса / М.С. Браиловская // Геология и горное дело. - Днепропетровск: ДГИ, 1967. - С. 151 - 152.
- 19.Булле Х. Изменение свойств бурого угля с высоким содержанием путем гидротермальной обработки / Х. Булле, В. Мюллер // Современные проблемы тепло- и массообмена в химической технологии: междунар. школа-семинар: материалы. - Минск: АН БССР, 1986. - Т. 3. - С. 99-107.
- 20.Буравцова О.А. Катионнообменные свойства углей и продуктов их термоокислительной деструкции / О.А. Буравцова, Л.Ф. Бутузова, Г.Н. Бутузов, С.Г. Кремнева // Химия твердого топлива. - 1989. - № 3. - С. 12-18.
- 21.Бурцев М.П. Канско-Ачинский угольный бассейн / М.П. Бурцев. - М.: Изд-во АН СССР, 1961. - 138 с.
- 22.Быкадоров В.С. Геология и ресурсы углей Канско-Ачинского бассейна / В.С. Быкадоров, К.А. Гаврилин // Геология, методы поисков и разведки твердых горючих ископаемых. - М.: ВИЭМС, 1980. - 28 с.
- 23.Вакарчук Г.И. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины / Г.И. Вакарчук, В.К. Гавриш // Геол. журнал. - 1991. - № 1. - С. 119-131.
- 24.Вальц И.Э. Первичные и диагенетические изменения микроструктуры растительного материала на торфяной и буроугольной стадиях/ И.Э. Вальц // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. - Л.: Наука, 1968. - С. 15-25.

25. Вальц И.Э. Петрографические признаки торфов и бурых углей / И.Э. Вальц // *Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород*. - М.: Недра, 1975. - С. 17-29.
26. Валяшко М.Г. Экспериментальное исследование перемещения растворов разного удельного веса в пористых породах в связи с вертикальной гидрохимической зональностью / М.Г. Валяшко, А.И. Поливанова, И.К. Жеребцова // *Геохимия*. - 1963. - № 3. - С. 312-327.
27. Вассоевич Н.Б. Об оценке доли водорода, определяющей нефтематеринский потенциал органического вещества / Н.Б. Вассоевич, И.Е. Лейфман // *Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики*. - М.: Наука, 1979. - С. 36-46.
28. Вдовенко М.В. Зональные фораминиферовые схемы нижнего карбона западных районов Украины / М.В. Вдовенко // *Геол. журнал*. - 2010. - № 3. - С. 75-84.
29. Вдовенко М.И. Минеральная часть энергетических углей / М.И. Вдовенко. - Алма-Ата: Наука, 1973. - 256 с.
30. Венглі́нський І.В. Закарпатський прогин / І.В. Венглі́нський // *Стратиграфія УРСР*. - К.: Наук. думка, 1975. - Т. 5. Неоген. - С. 181-211.
31. Веселовский В.С. Испытания горючих ископаемых / В.С. Веселовский. - М.: Госгеолиздат, 1951. - 336 с.
32. Вещественный и спорово-пыльцевой состав угленосных формаций геосинклинальной части УССР / [Сябряй В.Т., Левитский Б.П., Сябряй С.В., Емец Т.П.]. - К.: Наук. думка, 1969. - 294 с.
33. Взнуздаев С.Т. Гидрохимическая зональность артезианских вод Придобруджинского прогиба и прилегающего склона Русской платформы / С.Т. Взнуздаев // *Доклады АН СССР*. - 1958. - Т. 118, №4. - С. 792-795.
34. Власенко Н.И. Оценка сценариев развития ядерной генерации Украины после 2030 года / Н.И. Власенко, О.В. Годун, В.Н. Кирьянчук // *Ядерна та радіаційна безпека*. - 2014. - 61, №1. - С. 8-13.

35. Водобмен в гидрогеологических структурах Украины: Водобмен в естественных условиях / [Шестоपालов В.М., Лялько В.И., Огняник Н.С. и др.]. - К.: Наукова думка, 1989. - 288 с.
36. Возможности производства "угольной нефти" прямым ожижением некондиционных углей Украины / А.М. Осипов, Т.Г. Шендрик, С.В. Грищук [и др.] // Современная наука: сб. науч. статей. - 2011. - № 1 (6). - С. 85-90.
37. Вознесенский А.И. Особенности условий образования миоцен-плиоценовых угленосных отложений Закарпатского прогиба / А.И. Вознесенский // Угольные бассейны и условия их формирования. - М.: Наука, 1983. - С. 123-127.
38. Волкова И.Б. О связях петрографических и химических особенностей некоторых разрезов угольных пластов нижнего карбона Западного Донбасса с условиями их образования / И.Б. Волкова, Г.Л. Сцепинская // Химия твердого топлива. - 1972. - № 1. - С. 38 - 46.
39. Вулканизм и рудные формации Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса / [отв. ред. Н.П. Семененко]. - К.: Наукова думка, 1977. - 156 с.
40. Гаврилин К.Б. Характер распределения оксидов натрия и калия в золе углей разреза Березовский-1 / К.Б. Гаврилин // Химия твердого топлива. - 1993. - № 3. - С. 19-23.
41. Гавриш В.К. Волны трансгрессий и регрессий в палеозой-кайнозойской истории развития Днепровско-Донецкой впадины / В.К. Гавриш, С.А. Мачулина // Доповіді НАН України. - 2000. - № 3. - С. 122-125.
42. Газификация соленых углей. Термодинамический анализ / М. А. Гликин, Е. И. Зубцов, И. М. Гликина [и др.] // Хімічна промисловість України. - 2008. - № 1. - С. 12-22.
43. Гарецкий Р.Г. Юго-западная пассивная окраина Восточно-Европейского кратона / Р.Г. Гарецкий // Бюлл. Моск. Общества испытателей природы. Отд. Геол. - 2001. - Т. 76, вып. 5. - С. 9 - 15.

44. Гаррелс Р. Эволюция осадочных пород / Р. Гаррелс, Ф. Маккензи - М.: Мир, 1974. - 272 с.
45. Геохимия, петрофизика и вопросы генезиса новейших вулканитов Советских Карпат / [Гасанов И.Л., Молявко В.Г., Осаднейчук И.М. и др.]. - К.: Вища шк., 1976. - 192 с.
46. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / [Айзенберг Д.Е., Берченко О.И., Бражникова Н.Е. и др.]; под ред. Д.Е. Айзенберга. - К.: Наукова думка, 1988. - 148 с.
47. Геология и нефтеносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / [Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др.]; под ред. В.К. Гавриша. - К.: Наукова думка, 1989. - 208 с.
48. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Госгеолтехиздат, 1962. - Т. 10. / [Под ред. Попова Г.Г.]. - 1962. - 403 с.
49. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Госгеолтехиздат, 1963. - Т.1. / [Под ред. Кузнецова И.А.]. - 1963. - 1210 с.
50. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1964. - Т. 8. / [Под ред. Рябоконя Н.Ф.]. - 1964. - 790 с.
51. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1968. - Т. 6. / [Под ред. Кузнецова И.А.]. - 1968. - 600 с.
52. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1973. - Т 5. Кн. I. / [Под ред. Орлова И.В.]. - 1973. - 720 с.
53. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1973. - Т. 5. Кн. 2. / [Под ред. Орлова И.В.]. - 1973. - 432с.
54. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1973. - Т. 9. Кн. 1. / [Под ред. Петровского Г.Д.]. - 1973. - 692 с.
55. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1973. - Т. 9. Кн. 2. / [Под ред. Петровского Г.Д.]. - 1973. - 400 с.

- 56.Геология шельфа УССР. Тектоника / [Соллогуб В.Б., Чекукунов А.В., Пустильников М.Р. и др.]; под ред. Е.Ф. Шнюкова. - К.: Наукова думка, 1987. - 152 с.
- 57.Геологічна природа катагенетичних перетворень порід і органічної речовини осадової товщі Дніпровсько-Донецької западини / Іванова А.В., Федорін Я.В., Шпак П.Ф., Яценко В.С. // Доп. АН УРСР, «Б». - 1986. - № 1. - С. 6-9.
- 58.Гидрогеология СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1971. - Т.5: Украинская ССР. / [Под ред. Руденко Ф.А.].-1971. - 614 с.
- 59.Гидрогеология СССР: [в 12 т.] - М.: Недра, 1971. - Т.6: Донбасс / [Под ред. Щеголева Д.И.]. - 1971. - 480 с.
- 60.Глои С. Латроб Велли, Виктория / С. Глои // Полезные ископаемые Австралии и Папуа Новой Гвинеи. - М.: Мир, 1980. - Т. 2. - С. 202 -214.
- 61.Голицин М.В. Угли для производства синтетического топлива / М.В. Голицин, И.В. Еремин, В.Ф. Череповский // Советская геология. - 1982. - № 5. - с. 3-13
- 62.Гордиенко В.В. Тектоносфера Донбасса / В.В. Гордиенко // Геофиз. журнал. - 1995. - Т. 17, № 4. - С. 32-40.
- 63.Гордиенко В.В. Тепловое поле Донбасса / В.В. Гордиенко, И.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя // Геофиз. журнал. - 2015. - Т. 37, № 6. - С. 2-23.
- 64.Гордиенко В.В. Тепловой поток Донецкого бассейна. / В.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя, О.В. Усенко // Геофиз. журнал. - 1999. - Т. 21, № 1. - С. 127-130.
- 65.Гренховд Г.Х. Использование низкосортных углей в США / Г.Х. Гренховд, Е.А. Сондрил. - Л.: ОНТИ, 1976. - 68 с.
- 66.Григорьев К.Н. Канско-Ачинский угольный бассейн / К.Н. Григорьев. - М.: Недра, 1968. - 184 с.

67. Гумусовые вещества почвы / [Л.Н. Александрова, Э.М. Дорфман., А.А. Коротков и др.] - Л.: Ленингр. с.-х. ин-т, 1970. - 233 с. - (Зап. Ленингр. с.-х. ин-та: т.142).
68. Данилович Л.Г. Геолого-петрографічна характеристика вулканічного комплексу хребта Оаш (Закарпаття) / Л.Г. Данилович. - К.: Вид-во АН УРСР, 1963. - 94 с.
69. Джеффрис Г. Земля, ее происхождение, история и строение / Г. Джеффрис. - М.: Изд-во иностран. лит., 1960. - 330 с.
70. Дик Э.П. К вопросу шлакования паровых котлов мощных энергоблоков / Э.П. Дик, В.И. Доброхотов, И.Я. Залкинд // Теплоэнергетика. - 1980. - № 3 - С. 18 - 23.
71. Дик Э.П. Перспективы добычи и использования углей с повышенным содержанием натрия / Э.П. Дик, Т.Н. Гвоздева // Ресурсы твердых горючих ископаемых, их изучение и комплексное рациональное использование в народном хозяйстве: УП Всесоюз. угольное совещ., 8-10 сентября 1981 г.: тезисы докл. - Ростов-на-Дону: ВНИГРИУголь, 1981. - Ч. 1. - С. 230-231.
72. Диюк В. Е. Кинетика газофазного хлорирования активированного угля тетрахлоридом углерода / В.Е. Диюк, А.А. Горлова, Л.Н. Грищенко [и др.] // Теорет. и эксперим. химия. - 2011. - 47, № 4. - С. 252-256.
73. Днепровский буроголовый бассейн / [Радзивилл А.Я., Гуридов С.А., Самарин М.А. и др.]; под ред. Д.Е.Макаренко. - К.: Наукова думка, 1987. - 328 с.
74. Дунаєвська Н.І. Солоне вугілля України. Стан та шляхи використання / Н.І. Дунаєвська, Ю.П. Корчевий, В.О.Туз, Р.В. Неїло // Енергетика: економіка, технології, екологія. - 2011. - № 1.- С. 16-22.
75. Егоров А.И. К вопросу о генезисе углей с повышенным содержанием натрия / А.И. Егоров, М.Н. Егорова, Л.Я. Кизильштейн, С.С. Челмокаева // Ресурсы твердых горючих ископаемых, их изучение и комплексное рациональное использование в народном хозяйстве: УП

- Всесоюз. угольное совещ., 8-10 сентября 1981 г.: тезисы докл. - Ростов-на-Дону: ВНИГРИуголь, 1981. - Ч. 1. - С. 374-376.
- 76.Емец Т.П. Вещественно-петрографический состав и условия образования бурых углей Чоп-Мукачевской впадины (Закарпатская угленосная площадь) // Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – М., 1971. - 28 с.
- 77.Еремин И.В. Петрография и физические свойства углей / И.В. Еремин, В.В. Лебедев, Д.А. Цикарев. – М.: Недра, 1980. - 263 с.
- 78.Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. - М.: Недра, 1984. - 206 с.
- 79.Есипович С.М. Історія планети Земля - пульсуючий розвиток під дією космічного пресингу [електронний ресурс]: монографія / С.М. Есипович. - 2014 - 190 с. - Режим доступу до мон.: www.geol.univ.kiev.ua/ua/lib/.
- 80.Зайковский А.В. Гуминовые кислоты соленых углей / А.В. Зайковский, Т.Г. Шендрик, Г.П. Маценко // Физико-химические свойства угля. - К.: Наукова думка, 1991. - С. 3-10.
- 81.Зайковский А.В. О микроэлементном составе соленых углей Западного Донбасса / А.В. Зайковский, Т.Г. Шендрик, В.И. Саранчук // Уголь Украины. - 1991. - № 2. - С. 39-40.
- 82.Зайковский А.В. Структурные преобразования соленых углей в процессе выделения гуминовых кислот / А.В. Зайковский, Т.Г. Шендрик, В.И. Саранчук // Химия твердого топлива. - 1993. - № 4. - С. 3-7.
- 83.Зайцева Л.Б. Порівняльна характеристика петрографічного складу бурого вугілля неогенових вугленосних формацій України та Угорщини (на прикладі родовищ Ільниця та Вішонта) / Л.Б. Зайцева, А.В. Іванова, М. Хамор-Відо // Геол. журнал. - 2004. - № 2. - С.73-79.

84. Закономерности размещения и критерии поисков каменных солей СССР / [Джиноридзе И.М., Гемп С.Д., Горбов А.Ф., Раевский В.И.]. - Тбилиси: ВНИИГалургии Мин-ва хим. пром-сти СССР, 1980. - 373 с.
85. Закономерности угленакопления на территории Днепровского бурогоугольного бассейна / [Нестеренко П. Г., Алексеев А.М., Агулов А.П. и др.]. - М.: Госгортехиздат, 1963. - 212 с.
86. Закономерности угленакопления на территории Западного Донбасса / [Широков А. З., Нестеренко П. Г., Алымов Д. Ф. и др.]. - М.: Госгортехиздат, 1963. - С. 233-268.
87. Захарьянц Е.О. Каталитическая газификация угля в кипящем слое / Е.О. Захарьянц // Химия твердого топлива. - 1991. - № 6. - С. 83-87.
88. Зборщик М.П. Разработка технологии обогащения соленых углей / М.П. Зборщик, В.С. Белецкий, А. Кхелуфи // Уголь Украины. - 1998. - № 11. - С. 38-40.
89. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов / В.П. Зверев. - М.: Недра, 1982. - 184с.
90. Знаменская Т.А. Блоковая тектоника Вольно-Подольи / Т.А. Знаменская, И.И. Чебаненко. - К.: Наукова думка, 1985. - 156 с.
91. Зубкова Ю.Н. Исследования адсорбции метанола и гептанола на донецких углях разной стадии метаморфизма методом ИКС / Ю.Н. Зубкова, Р.В. Кучур, А.В. Рукощцева // Химия твердого топлива. - 1969. - № I. - С. 158 -160.
92. Зубцов Е. И. Технология синтез-газа из угля в расплаве. Влияние зольности и летучих компонентов угля / Е. И. Зубцов // Вісник Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля. - 2013. - № 14. - С. 69-72.
93. Иванова А.В. Влияние геотектонических условий на формирование угленосных формаций Львовского и Преддобруджинского прогибов / А.В. Иванова // Геол. журнал. - 2016. - № 1. - С. 36 -50.
94. Иванова А.В. Влияние окисленности углей Преддобруджинского прогиба на показатель отражения витринита / А.В. Иванова, Л.Б.

- Зайцева // Литология и полезные ископаемые. - 2006. - № 5. - С. 489 - 493.
- 95.Иванова А.В. Геологическая природа катагенетических преобразований пород и органического вещества осадочной толщи ДДВ / А.В. Иванова, П.Ф. Шпак, Я.В. Федорин, В.С. Яценко // Доклады АН УССР, Сер. Б. - 1986. - № 6. - С. 6-10.
 - 96.Иванова А.В. Геолого-генетические факторы засоления углей Западного Донбасса / А.В. Иванова // Доклады АН УССР. - 1983. - Сер. Б. - № 3. - С. 12 - 17.
 - 97.Иванова А.В. Зависимость плавкостных свойств золы соленых углей Западного Донбасса от ее химического состава / А.В. Иванова, Л.Г. Борейко // Химия твердого топлива. - 1984. - № 2. - С. 46-48.
 - 98.Иванова А.В. Закономерности изменения мощностей зон катагенеза осадочной толщи Днепровско-Донецкой впадины / А.В. Иванова // Доклады АН УССР, сер. Б. - 1986. - № 4. - С. 12 - 16.
 - 99.Иванова А.В. К вопросу о методике измерения отражательной способности минералов и углей / А.В. Иванова // Минералогический сб. Львов. гос. у-та. - 1974. - № 28. - Вып. 1. - С. 55-59.
 100. Иванова А.В. К вопросу о типизации антраксолитов / А.В. Иванова С.А. Мачулина, Л.Б. Зайцева // Геол. журнал. - 2008. - N 3. - С. 43-49.
 101. Иванова А.В. Катагенез пород фанерозоя Днестровско-Прутского междуречья как следствие особенностей его геологического развития / А.В. Иванова // Доповіді НАН України. - 2011. - № 1. - С. 91-97.
 102. Иванова А.В. Катагенез пород фанерозоя Днестровско-Прутского междуречья по данным витринитовой термометрии / А.В. Иванова // Геол. журнал. - 2010. - № 3 (332). - С. 43 - 51.
 103. Иванова А.В. Катагенетические преобразования вмещающих пород и углефицированного органического вещества / А.В. Иванова // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С. 103 - 115.

104. Иванова А.В. Каталог показателей отражения витринита угольной органики осадочной толщи Доно-Днепровского и Преддобруджинского прогибов с установленными палеогеотермическими градиентами и амплитудами вертикальных перемещений тектонических структур / А.В. Иванова - К.: Ин-т геол. наук, 2012. - 100 с.
105. Иванова А.В. Методика обработки данных витринитовой термометрии для проведения палеогеотермических и палеотектонических реконструкций / А.В. Иванова // Геол. журнал. - 1992. - № 6. - С. 32 - 36.
106. Иванова А.В. О палеогеотермическом несогласии в разрезе Днепровско-Донецкой сверхглубокой скважины (СГ-9) и его природе / А.В. Иванова, А.В. Иванишин, В.К. Тетерюк, Л.Б. Зайцева // Советская геология. - 1990. - № 9. - С. 18-21.
107. Иванова А.В. Особенности вещественного состава углей Львовско-Волынского, Донецкого и Преддобруджинского бассейнов / А.В. Иванова, В.Ф. Шульга, Л.Б. Зайцева, В.С. Савчук // Доповіді НАН України. - 2001. - № 10. - С. 108-112.
108. Иванова А.В. Петрохимические факторы засоления углей Западного Донбасса / А.В. Иванова // Доклады АН УССР. - 1983. - Сер. Б. - №5. - С.6-9.
109. Иванова А.В. Проблема генезиса соленых углей Западного Донбасса / А.В. Иванова, Л.Б. Зайцева. - К., 1982. - 55 с. - (Препринт / АН УССР, Ин-т геол. наук; 82-17).
110. Иванова А.В. Роль постседиментационных процессов в эволюции соленых углей / А.В. Иванова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: VII Всерос. литолог. совещ., 28-31 октября 2013 г.: тезисы докл. - Новосибирск: РАН СО, 2013. - Т. I. - С. 361 - 363.

111. Иванова А.В. Соленые угли Западного Донбасса (условия формирования и проблемы использования) / А.В. Иванова, Т.А. Кривега. - К.: Наукова думка, 1985. - 124 с.
112. Иванова А.В. Соленые угли Украины / А.В. Иванова // Литология и полезные ископаемые. - 2004. - № 3. - С. 298-303.
113. Иванова А.В. Условия формирования и проблемы освоения соленых углей Украины / А.В. Иванова // Геоэкологические проблемы углепромышленных территорий: науч. конф. с международ. участием, 21-23 окт. 2015 г.: докл. - Ростов-на-Дону, 2015. - С. 188 - 199.
114. Иванцов О.Е. О формационной принадлежности неогеновых буроугольных отложений Западной Украины / О.Е. Иванцов, Р.М. Смишко // Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых Запада Украинской ССР: Республ. конф., Львов, 2-6 окт. 1989 г.: тезисы докл. - Л., 1989. - Т. 1. - С. 91-92.
115. Игнатченко Н.А. Изменение пористости каменных углей при метаморфизме / Н.А. Игнатченко // Химия твердого топлива. - 1969. - № 6. - С. 119 - 122.
116. Игнатченко Н. А. Петрография бурых углей Днепровского бассейна и их битуминозность / Н. А. Игнатченко, Л. Б. Зайцева. - К.: ИГН, 1981.- 61 с.
117. Игнатченко Н.А. Петрология углей карбона Днепровско-Донецкой впадины / Н.А. Игнатченко, Л.Б. Зайцева, А.В. Иванова. - К.: Наукова думка, 1979. - 136 с.
118. Ильинская И.А. Неогеновая флора Закарпатской области УССР / И.А. Ильинская. - Л.: Наука, 1968. - 122 с.
119. Ильченко Т.В. Скоростная и стратиграфическая модели Днепровско-Донецкого палеорифта (по профилю ГСЗ Решетиловка - Синевка) / Т.В. Ильченко, А.Т. Калюжная // Геофиз. журнал. - 1999. - Т. 21. № 1. - С. 85-94.

120. История геологического развития Украинских Карпат / [Вялов О.С., Гавура С.П., Даныш В.В. и др.]. - К.: Наук. думка, 1981. - 180 с.
121. Иванова А.В. Газоносність вугленосної формації карбону Донбасу / А.В. Иванова // Геол. журнал. - 2006. - № 4. - С.82-86.
122. Иванова А.В. До методики визначення відбивної здатності вугілля / А.В. Иванова // Доповіді АН УРСР. - 1971. - Сер. Б. - № 1. - С. 13-16.
123. Иванова А.В. Порівняльна оцінка катагенезу осадових порід регіонів з різною палеотектонічною активністю / А.В. Иванова // Геол. журнал. - 1995. - № 2. - С. 33 - 35.
124. Иванова А.В. Роль геодинаміки в торфонакопичення та формуванні речовинно-петрографічного складу вугілля Західного Донбасу / А.В. Иванова, Л.Б. Зайцева // Тектоніка і стратиграфія. - 2014. - Вип. 41. - С. 40 - 48.
125. Иванова А.В. Роль геотектонічного режиму в засоленні вугілля карбону Львівського та Переддобруджинського прогинів / А.В. Иванова, Л.Б. Зайцева // Тектоніка і стратиграфія. - 2015. - Вип. 42. - С. 29 - 33.
126. Иванова А.В. Умови неогенового торфонакопичення в Закарпатському прогині та на Паннонському масиві / А.В. Иванова, Л.Б. Зайцева // Геол. журнал. - 2005. - № 1. - С.82-88.
127. Иванова А.В. Умови формування бурого вугілля пізньоміоценового віку в Закарпатті (родовище Бегань) / Иванова А.В., Зайцева Л.Б. // Геол. журнал. - 2007. - № 4. - С. 85 - 89.
128. Кабышев Б.П. Классификация перерывов и несогласий в стратиграфическом разрезе Днепровско-Донецкой впадины / Б.П. Кабышев, Г.И. Вакарчук // Геол. журнал. - 1971. - Т. 31, вып. 6. - С. 61-71.
129. Кадастр подземных вод. Гидрогеологический очерк. Одесская область / [сост. Гейзер М.А., Татаровская И.А., Чайковская Т.А., Мельтцер Н.Г.]. - М.: Картопредприятие ВГФ, 1964. - Т. 1. - 1964. - 90 с.

130. Каменные угли Львовско-Волинского бассейна / [Г.П. Вырвич, Э.П. Гигашвили, З.Г. Дубич и др.]. - Львов: Выща школа, 1978. - 174 с.
131. Касаточкин В.И. Проблема молекулярного строения и органическая химия природных углей / В.И. Касаточкин // Химия твердого топлива. - 1969. - № 4. - С. 33 - 48.
132. Кейт М.Л. Геохимические индикаторы морских и пресноводных осадков / М.Л. Кейт, Е.Т. Дегенс // Геохимические исследования. - М.: Изд-во иностр. лит., 1961. - С. 56-84.
133. Кизильштейн Л.Я. Генезис серы в углях / Л.Я. Кизильштейн. - Ростов-на-Дону: изд-во Ростов. ун-та, 1973. - 199 с.
134. Кизильштейн Л.Я. Генезис серы в углях: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. геол.-мин. наук / Л.Я. Кизильштейн. - М.: Изд-во Московского университета, 1975. - 41 с.
135. Кизильштейн Л.Я. Геохимические индикаторы условий древнего торфонакопления / Л.Я. Кизильштейн. // Химия твердого топлива. - 1973. - № 4. - С. 42 - 49.
136. Кизильштейн Л.Я. Натрий в углях Донбасса / Л.Я. Кизильштейн, Ю.А. Федоров, А.Г. Лугохин, В.В. Гальчиков // Разведка и охрана недр. - 1984. - № 2. - С.33-36.
137. Кизильштейн Л.Я. Натрий и калий в микрокомпонентах углей Северного Донбасса / Л.Я. Кизильштейн, В.В. Гальчиков, Ю.А. Федоров // Химия твердого топлива. - 1983. - № 4. - С. 36 - 42.
138. Кизильштейн Л.Я. Распределение натрия в углях северной части Донецкого бассейна / Л.Я. Кизильштейн, Л.И. Вялов, В.В. Гальчиков // Известия вузов. Геология и разведка. - 1983. - №2. - С. 70 - 77.
139. Кизильштейн Л.Я. Реконструкция условий рН и окислительно-восстановительного потенциала древних торфяников / Л.Я. Кизильштейн, Н.Г. Гофман // Химия твердого топлива. - 1970 - № 4. - С. 49 - 57.

140. Кизильштейн Л.Я. Угли с повышенным содержанием щелочей в Донецком бассейне / Л.Я. Кизильштейн, В.В. Гальчиков, А.Ф. Лосева, Л.А. Смахтин // Угольные бассейны и условия их формирования. Ч.2. Накопление, преобразование органического вещества угольных пластов: VI Всесоюз. геол. угольное совещ., 1-4 окт. 1980 г.: тезисы докл. - Львов, 1980. - Ч. 2. - С. 30-32.
141. Китаев И.В. Геохимические закономерности распределения золота и серебра в осадочных породах и углях / И.В. Китаев, М.А. Михайлов // Геохимия и минералогия осадочных комплексов Дальнего Востока. - Владивосток: ДВНЦ, 1979. - С. 57 - 76.
142. Китаева Н.И. Зависимость химического типа золы от фациальных условий образования углей / Н.И. Китаева // Геохимия и минералогия осадочных комплексов Дальнего Востока. - Владивосток: ДВНЦ, 1979. - С. 97-106.
143. Китык В.И. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины / В.И. Китык. - К.: Наукова думка, 1970. - 204 с.
144. Клер В.Р. Изучение минеральных компонентов энергетических углей / В.Р. Клер, Э.П. Дик // Разведка и охрана недр. - 1981. - № 4. - С. 32-35.
145. Клер В.Р. Изучение соленых углей / В.Р. Клер, Э.П. Дик, Ю.Н. Жаров // Разведка и охрана недр. - 1987. - № 2. - С. 30-34.
146. Клер В.Р. Изучение сопутствующих полезных ископаемых при разведке угольных месторождений / В.Р. Клер. - М.: Недра, 1979. - 272 с.
147. Клер В.Р. О распределении натрия и калия в углях / В.Р. Клер, Ю.Н. Жаров, И.И. Сливинская // Доклады АН СССР. - 1988. - Т. 298, № 4. - С. 936 - 938.
148. Ковалев К.Е. Рентгеноструктурные исследования соленых углей Новомосковского месторождения Западного Донбасса / К.Е. Ковалев, Т.Г. Шендрик // Физико-химическая активация углей. - К.: Наукова думка, 1989. - С.64-69.

149. Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна м-ба 1:500 000 (поверхности палеозоя, срезов -400м, -1000м, -1600м) и структурных планов угольных пластов / [М.Л. Левенштейн, О.И. Спирина и др.] - К.: ЦТЕ, 1991. - 104 с.
150. Корреляция карбоновых угленосных формаций Львовско-Волынского и Люблинского бассейнов / [Шульга В.Ф., Здановски А., Зайцева Л.Б. и др.]; под ред. А.Я. Радзивилла. - К.: Варта, 2007. - 428 с.
151. Косыгин Ю.А. Тектоника / Ю.А. Косыгин. - М.: Недра, 1969. - 616 с.
152. Крашенинников Г.Ф. Условия накопления угленосных формаций СССР / Г.Ф. Крашенинников - М.: Из-во Московского ун-та. - 1957. - 296 с.
153. Кривега Т.А. Влияние вещественного состава и метаморфизма на качество углей Западного Донбасса / Т.А. Кривега, Л.Н. Шараева // Химия твердого топлива. - 1973. - № 5. - С. 9 - 13.
154. Круглов С.С. Геодинамика Карпат / [С.С. Круглов, С.Е. Смирнов, С.М. Спитковская и др.] - К.: Наук. думка, 1985. - 136 с.
155. Крупський Ю.З. Дослідження простягання зони Тейссейра-Торнквіста (ТТЗ) на території Західної України / Ю.З. Крупський, О.І. Вислоцька // Геодинаміка. - 2014. - № 1 (16). - С. 34 - 42.
156. Круть А.А. Исследование обессоливания угля в процессе гидротранспорта / А.А. Круть, Ю.Г. Свитлый // Уголь Украины. - 1984. - № 1. - С. 41.
157. Крылова Н.М. Петрографические признаки и химические свойства каменных углей и их изменения в процессе метаморфизма / Н.М. Крылова, О.И. Гаврилова // Петрография углей СССР. - Л.: Недра, 1982. - С. 68 - 81.
158. Кузнецов В.В. Физическая и коллоидная химия / В.В. Кузнецов. - М.: Высш. школа, 1968. - 389 с.
159. Кутас Р.И. Земной тепловой поток Донбасса / Р.И. Кутас, М.И. Бевзюк // Геофиз. журнал. - 1992. - Т. 14. № 2. - С. 14-22.

160. Кутас Р.И. Тепловые процессы в геологической истории Донбасса / Р.И. Кутас, В.А. Цвященко // Геофиз. журнал. - 1993. - Т 15. № 2 (21). - С. 42-53.
161. Лазебник П.В. Распространение германия в зонах размыва угольных пластов в отдаленных районах СССР / П.В. Лазебник, М.А. Гринвальд, В.М. Долгополов // Геология и горное дело. - Днепропетровск: ДГИ, 1967. - С. 60-61.
162. Лазько Е.М. Региональная геология СССР. Т. 2 / Е.М. Лазько. - М.: Недра, 1975. - 464 с.
163. Лебедев Л.Н. Термодинамика образования и конденсации паров соединений калия и натрия при сжигании российских и китайских углей / Л.Н. Лебедев, Н.М. Корценштейн, Е.В. Самуйлов // Химия твердого топлива. - 2012. - № 4. - С. 28-34.
164. Левенштейн М.Л. Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна м-ба 1:500 000 (поверхности палеозоя, срезов -400м, -1000м, -1600м) и структурных планов угольных пластов / М.Л. Левенштейн, О.И. Спирина. - К.: ЦТЕ, 1991. - 104 с.
165. Левченко В.Ф. Использование соленого угля Новомосковского месторождения / В.Ф. Левченко, Л.М. Марадудина // Химия твердого топлива. - 1991. - № 4. - С. 32-35.
166. Лиштван И.И. Исследование катионного состава поглощающего комплекса низинных торфов / И.И. Лиштван, А.М. Мамцис, И.В. Чураев // Почвоведение. - 1964. - № 7. - С. 60-67.
167. Лиштван И.И. Основные свойства торфа и методы их определения / И.И. Лиштван, Н.Т. Король. - Минск: Наука и техника, 1975. - 320 с.
168. Лиштван И.И. Физико-химическая механика гуминовых веществ / И.И. Лиштван, Н.Н. Круглицкий, В.Ю. Третинник. - Минск: Наука и техника, 1976. - 263 с.

169. Логвиненко И.В. Литология и палеогеография продуктивной толщи Донецкого карбона / И.В. Логвиненко. - Х.: Изд-во Харьков. ун-та, 1953. - 436 с.
170. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах / А.Е. Лукин. - К.: Наукова думка, 1997. - 222 с.
171. Лукинов В.В. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса / В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко. - К.: Наукова думка, 2008. - 352 с.
172. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн. Геолого-промышленный очерк / [М.И. Струев, В.И. Исаков, В.Б. Шпакова и др.]. - К.: Наукова думка, 1984. - 272 с.
173. Ляшкевич З.М. Вулканизм Днепровско-Донецкой впадины / З.М. Ляшкевич - К.: Наукова думка, 1977. - 178 с.
174. Малеев Е.Ф. Неогеновый вулканизм Закарпатья / Е.Ф. Малеев. - М.: Наука, 1964. - 250 с.
175. Манская С.М. Геохимия органического вещества / С.М. Манская, Т.В. Дроздова. - М.: Наука, 1964. - 316 с.
176. Марущенко А.Г. Экологические проблемы сброса шахтных вод повышенной минерализации / А.Г. Марущенко // Уголь Украины. - 2013. - № 11. - С. 37-39.
177. Матвеев А.К. Угольные месторождения зарубежных стран / А.К. Матвеев. - М.: Недра, 1966. - 460 с.
178. Матвеев А.К. Угольные месторождения зарубежных стран / А.К. Матвеев. - М.: Недра, 1968. - 170 с.
179. Матвеев А.К. Угольные месторождения зарубежных стран / А.К. Матвеев. - М.: Недра, 1974. - 240 с.
180. Матвеева И.И. Физико-химические свойства углей Березовского месторождения / И.И. Матвеева, И.И. Клейменова // Теплоэнергетика. - 1966. - № 9. - С. 47-50.
181. Мерлич Б.В. Магматизм. Неогеновый магматизм Закарпатья / Б.В. Мерлич, С.М. Спитковская // Геологическое строение и горючие

- ископаемые Украинских Карпат. - М.: Недра, 1971. - С. 265-277. - (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 25).
182. Металлогения и геохимия угленосных и сланцесодержащих толщ СССР. Геохимия элементов / [Клер В.Р., Волкова Г.А., Гурвич Е.М. и др.]. - М.: Наука, 1987. - 240 с.
183. Метаморфизм ископаемых углей / [Мазор Ю.Р., Гаврилова О.И., Гуревич А.Б. и др.] // Месторождения твердых горючих ископаемых: 27 Междунар. геол. конгресс, 4-14 авг. 1984 г.: материалы. - М.: Наука, 1984. - С. 25 - 38.
184. Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород / [Иванов Г.А., Вальц И.Э., Богданова М.В. и др.]; под ред. Г.А. Иванова. - М.: Недра, 1975. - 256 с.
185. Методические разработки по изучению соленых углей Западного Донбасса / [С.Д.Пожидаев, Р.А.Грицай, А.В.Иванова и др.] - К.: Наукова думка, 1981. - 56 с.
186. Миллер Р.Л. Статистический анализ в геологических науках / Р.Л. Миллер, Д.С. Кан. - М.: Мир, 1965. - 482 с.
187. Мингалеева А.М. К вопросу о солености золы угля пласта Березовский / А.М. Мингалеева, Т.М. Щербакова, В.К. Прянишников // Уголь. - 1984. - №7. - С.53-55.
188. Михалев А.К. К вопросу о генезисе угольных пластов Новомосковского месторождения Западного Донбасса / А.К. Михалев, В.Н. Стовповой // Советская геология. - 1969. - № 10. - С. 137 - 142.
189. Морозов А.Т. Выступление / А.Т. Морозов // Почвоведение. - 1954. - № 7. - С. 85 - 89.
190. Нагорный Ю.Н. Особенности геологического развития Донецкого бассейна / Ю.Н. Нагорный, В.Н. Нагорный // Геотектоника. - 1976. - № 1. - С. 76-86.
191. Налимов В.В. Применение математической статистики при анализе вещества / В.В. Налимов. - М.: Физматиздат, 1960. - 430 с.

192. Нестеренко Л.Л. Состояние знаний о молекулярной структуре веществ ископаемых углей и методы ее изучения / Л.Л. Нестеренко // Химия твердого топлива. - 1969. - № 4. - С. 6 - 32.
193. Нестеренко П.Г. Днепровский буроугольный бассейн / П.Г. Нестеренко - М.: Углетехиздат, 1957. - 83 с.
194. О распространении нижекарбоновых "соленых" углей в Западном Донбассе / Р.А. Грицай, С.Д. Пожидаев, В.С. Савчук [и др.] // Ресурсы твердых горючих ископаемых, их изучение и комплексное рациональное использование в народном хозяйстве: УП Всесоюз. угольное совещ., 8-10 сентября 1981 г.: тезисы докл. - Ростов-на-Дону: ВНИГРИУголь, 1981. - Ч. 1. - С. 385 - 386.
195. Орлов А.В. Спектральное исследование водных растворов гуминовых кислот / А.В. Орлов, Н.К. Калинин, И.Ю. Вашурина // Проведение научных исследований в области синтеза, свойств и переработки высокомолекулярных соединений, а также воздействия химических полей на протекание химических реакций: Всерос. конф., 10-12 ноября, 2010 г.: материалы. - Казань: ВИНТИ, 2010. - С. 74.
196. Освальд Д. Угольные бассейны и месторождения Венгерской Народной Республики / Д. Освальд, Л. Селеш, Й. Киш [и др.] // Угольные бассейны и месторождения стран-членов СЭВ и СФРЮ. - М.: 1984. - С.162-193.
197. Отс А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и углей / А.А. Отс. - М.: Энергия, 1977. - 223 с.
198. Отс А.А. Характеристика плавкости и спекания золы / А.А. Отс // Электрические станции. - 2011. - №10. - С. 25-30.
199. Ощепков И.А. О коксовании углей с добавками Na-солей органических и минеральных кислот / И.А. Ощепков // Вестник КузГТУ. - 2006. - №5. - С. 102-104.

200. Павлюк М.І. Тектоніка і формації області зчленування Східно-Європейської платформи і Скіфської плити / М.І. Павлюк, О.Т. Богаєць. - К.: Наукова думка, 1987. - 152 с.
201. Паталаха Е. И. Тектонический портрет Азово-Черноморского региона и его углеводородного потенциала / Е. И. Паталаха, Г.Л. Трофименко // Геология и полезные ископаемые Черного моря - К.: Карбон ЛТД, 1999. - С. 92 - 101.
202. Пекаторос Л.Г. Соленаккопление в почвах Днестровских плавней и принцип их районирования / Л.Г. Пекаторос // Почвоведение. - 1961. - № 5. - С. 13-20.
203. Пензин Ю.П. Соленые угли Верхне-Аркагалинского месторождения / Ю.П. Пензин, Э.В. Шамонова // Колыма. - 1992. - № 7. - С. 16-17.
204. Пензин Ю.П. Угли Северо-Востока СССР с повышенным содержанием натрия и задачи по их изучению / Ю.П. Пензин // Геология, методы поисков и разведки месторождений твердых горючих ископаемых. - М.: ВИЭМС, 1983. - Вып 1. - С. 10 - 15.
205. Перельман А.И. Геохимия природных вод / А.И. Перельман. - М.: Наука, 1982. - 152 с.
206. Перспективы освоения соленых углей Украины / [В.С. Белецкий, С.Д. Пожидаев, А. Кхелуфи, П.В. Сергеев]. - Донецк: Дон. ГТУ/УкрЦентр, 1998. - 96 с.
207. Петрашкевич М.И. Геологическое строение Закарпатского внутреннего прогиба. Стратиграфия. Тектоника / М.И. Петрашкевич, А.М. Живко, Н.Н. Оршинская // Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат. - М.: Недра, 1971. - С. 216-244. - (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 25).
208. Петрографические типы углей СССР: [Под ред. А.А. Любер]. - М.: Недра, 1975. - 248 с.

209. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых / [И.И. Аммосов, В.И. Горшков, Н.П. Гречишников и др.] - М.: Наука, 1987. - 334 с.
210. Петрология углей / [Э. Штах, М.Т. Маковски, М. Тейхмюллер и др.]. - М.: Мир, 1978. - 554 с.
211. Поведение минеральной части твердых топлив при их сжигании в топках паровых котлов / И.Я. Залкинд, Э.П. Дик, В.С. Вдовченко [и др.] // Теплоэнергетика. - 1971. - № 7. - С. 47 - 52.
212. Поведение соединений щелочных металлов при высокотемпературном сжигании угля Назаровского месторождения / А.И. Поляков, И.С. Деринг, А.А. Безденежных [и др.] // Опыт сжигания и результаты исследования Канско-Ачинских углей: науч.-техн. совещ. по рациональным методам сжигания бурых углей Канско-Ачинского бассейна: материалы. - Красноярск: [б.и.], 1970. - С. 21-27.
213. Подземные воды СССР. Львовская область. Гидрогеологический очерк / [сост. Козловская Т.Л., Чернявская В.Г.]. - М. - 1968. - 100 с.
214. Подземные воды СССР. Обзор подземных вод Черниговской области / [сост. Е.С. Бохонова и др.] Т. 1-3. - М.: [б.и.], 1970.
215. Пожидаев С.Д. О возможности получения обогащенного топлива из углей Новомосковского месторождения промывкой водой в стационарных условиях / С.Д. Пожидаев, П.Г. Бойко // Вопросы химии и химической технологии: сб. науч. тр. - Х., 1988. - С. 103-107.
216. Пожидаев С.Д. Схема получения обогащенного топлива из соленых углей Донбасса промывкой технической водой / С.Д. Пожидаев, П.Г. Бойко, Н.П. Ткаченко // Структура и свойства ископаемых углей. - К.: Наукова думка, 1986. - С. 132-135.
217. Получение жидких продуктов из соленых углей Новомосковского месторождения Донбасса / Т.Г. Шендрик, В.И. Саранчук, М.Н. Юлин [и др.] // Химия твёрдого топлива.- 1989.- №4.- С.91-95.

218. Получение синтетического топлива из угля в США и Канаде (по данным зарубежной литературы) // Геология, методы поисков и разведки месторождений твердых горючих ископаемых - М.: ВИЭМС, 1982. - Вып 5. - С. 1 - 17.
219. Помяновская Г.М. Стратиграфическая схема каменноугольных отложений западных областей Украины. Львовский палеозойский прогиб / Г.М. Помяновская, А.А. Муромцева // Стратиграфические схемы фанерозойских образований Украины для составления геологических карт нового поколения. Графические приложения. - К.: НАН Украины, Ин-т геол. наук, 1993. - 42 с.
220. Посохов Е.Ф. Формирование химического состава подземных вод / Е.Ф. Посохов. - Л.: Гидрометеиздат, 1969. - 334 с.
221. Посохов Е.Ф. Формирование хлоридных вод гидросферы / Е.Ф. Посохов. - Л.: Гидрометеиздат, 1977. - 247 с.
222. Потонье Г. Происхождение каменного угля и других каустобиолитов / Г. Потонье. - Л.-М., Грозный- Новосибирск: ОНТИ, 1934. - 204 с.
223. Привалов В.А. Метан в угленосной толще карбона Донбасса. Геологические аспекты генерации, миграции и условия сохранности / В.А. Привалов // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2002. - № 2. - С. 61-83.
224. Привалов В.О. Визначення нафтогенераційного потенціалу вугілля та часу газогенераційних імпульсів у Південно-Донбаському районі Донбасу / В.О. Привалов // Наук. праці ДонНТУ. - Серія гірн.-геол. - 2006. - Вип. 111. Т. 1. - С. 39-44.
225. Процессы метаморфизации поровых вод торфяных месторождений / Т.В. Левченко, А.Г.Абрамова, З.М.Галкина [и др.] // Химия твердого топлива. - 1983. - № 6. - С. 22 - 26.
226. Радзивилл А.Я. Тектоно-магматические структуры неогей / А.Я. Радзивилл, В.Я. Радзивил, В.С. Токовенко. - К.: Наук. думка, 1986. - 160 с.

227. Радзівілл А.Я. Геологія вуглегазових басейнів (провінцій) України / А.Я. Радзівілл, А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева. - К.: ЛОГОС, 2007. - 179 с.
228. Раздорожный В.Ф. О формах вхождения некоторых рассеянных элементов в вещество угля и пород Донбасса / В.Ф. Раздорожный // Геол. журнал. - 1971. - 31, № 2. - С. 87 - 92.
229. Разницын В.А. Тектоническое районирование, генезис структур северной зоны мелкой складчатости Донецкого бассейна / В.А. Разницын // Геотектоника. - 1976. - № 1. - С. 57-72.
230. Роль минеральных компонентов при производстве синтетического жидкого топлива из углей / А.А. Кричко, М.Я. Шпирт, М.К. Юлин [и др.]. // Структура и свойства ископаемых углей. - К.: Наукова думка, 1986. - С. 117-126.
231. Рослий І.С. Геодинаміка і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького рифтогену: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора геол. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / І.С. Рослий. - К., 2001. - 27 с.
232. Рослый И.С. Формирование структуры Днепровско-Донецкой впадины в карбоне / И.С. Рослый // Геотектоника. - 1985. - № 5. - С. 102-105.
233. Рыбакова Н.О. Состояние палинологической изученности неогеновых отложений Закарпатской области УССР / Н.О. Рыбакова // Палеонтологические исследования на Украине. - К., 1980. - С. 298-309.
234. Рязанова О.И. Оценка пригодности углей Западного Донбасса на этапе геологоразведочных работ для коксования и гидрогенизации / О.И. Рязанова, С.В. Савчук, Н.В. Машура // Новые методы комплексного изучения и использования углей, горючих сланцев и сопутствующих им полезных ископаемых при геолого-разведочных работах. - М.: ВИМС, 1991. - С. 67-78.
235. Савчук В.С. Склад та якість вугілля Придобруджинського прогину / В.С. Савчук // Геотехнічна механіка. - 2005. - Вип. 53. - С. 222 - 227.

236. Савчук В.С. Новые данные по составу и качеству углей северных окраин восточной части Донбасса / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, Е.А. Кузьменко // Литология и геология горючих ископаемых: межвузовский научный тематический сборник. - Екатеринбург, 2012. - Вып. VI (20). - С. 155-165.
237. Самарин М.А. Континентальные угленосные отложения мезозойского и кайнозойского осадочного чехла центральной и северо-западной частей Украинского щита: дис. ... канд. геол.-мин. наук / М.А. Самарин - К., 1976. - 205 с.
238. Сапрыкин Ф.Я. Методическое руководство по изучению и оценке месторождения угля на германий и другие редкие элементы / Ф.Я. Сапрыкин, В.В. Богданов. - М.: Недра, 1967. - 312 с.
239. Саранчук В.И. Надмолекулярная организация, структура и свойства угля / В.И. Саранчук, А.Т. Айруни, К.Е. Ковалев. - К.: Наукова думка, 1988. - 192 с.
240. Саранчук В.И. Термическая деструкция соленых углей Западного Донбасса, предварительно обработанных растворами неорганических веществ / В.И. Саранчук, В.А. Тамко, В.Н. Шевкопляс, Т.Г. Шендрик // Химия твердого топлива. - 1990. - № 2. - С. 29 - 36.
241. Сарбеева Л.И. Некоторые физические свойства углей метаморфического ряда / Л.И. Сарбеева // Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. - Л.: Наука, 1968. - С. 121 - 132.
242. Свентиховская А.Н. Влияние водно-минерального питания на содержание микрокомпонентов в торфяных залежах / А.Н. Свентиховская // Генезис и динамика болот. - М.: Изд-во МГУ, 1978. - Вып. I. - С. 121 - 126.
243. Седлов А. С. Опыт совершенствования технологий обессоливания воды на ТЭС / А.С. Седлов, В.В. Шищенко, Б.М. Ларин, А.Б. Ларин [и др.] // Электрические станции. - 2010. - N 10. - С. 13-22.

244. Семашева И.Н. О сорбционной золе угля / И.Н. Семашева, И.А. Софиев // Доклады АН СССР. - 1962. - 142. - № 3. - С. 683 - 686.
245. Сергеева Т.Е. О содержании щелочных компонентов в минеральной части угля и его золе / Т.Е. Сергеева // Химия твердого топлива. - 1972. - № 1. - С. 138 - 141.
246. Сигорский В.П. Математический аппарат инженера / В.П. Сигорский. - К.: Техника, 1975. - 768 с.
247. Симонова В.В. Влияние химических особенностей углей Западного Донбасса на их превращения при термодеструкции / В.В. Симонова, Л.Н. Исаева, Т.Г. Шендрик // Химия твердого топлива. - 1991. - № 2. - С. 24-30.
248. Симонова В.В. Минеральные компоненты соленых углей и их превращения в окислительных условиях / В.В.Симонова, Т.Г.Шендрик // Химия твердого топлива. - 1995. - № 6. - С. 81-87.
249. Ситтич М. Натрий, его производство, смеси и применение / М. Ситтич. - М.: Госатомиздат, 1961. - 440 с.
250. Слензак І.Є. Нижньотретинне вугленакопичення на правобережжі середнього Дніпра / І.Є. Слензак. - К.: Из-во АН УРСР. - 1946. - 84 с.
251. Смирнов Б.И. Геохимическая характеристика бурых углей Закарпатья / Б.И. Смирнов // Вестник Львов. ун-та. Сер. геол. - 1972. - Вып. 5. - С. 48-55.
252. Смирнов Б.И. Особенности накопления акцессорных микроэлементов углями Ильницкого месторождения / Б.И. Смирнов // Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1969. - Вып. 18. - С. 71-76.
253. Смирнова Т.С. Микрокомпоненты пластовых вод как показатель оценки нефтегазоносности локальных структур Каспийского моря / Т.С. Смирнова // Геология, география и глобальная энергия. - 2012. - №2 (45). - С. 212-221.

254. Современное состояние проблемы создания электростанций с МГД генераторами / А. Шейдлин, В.Я. Шумяцкий, Э.Э. Шпильрайн [и др.] // Теплоэнергетика. - 1980. - № 3. - С. 2 - 5.
255. Созанский В.М. Геология и генезис соленосных образований / В.М. Созанский. - К.: Наукова думка, 1973. - 200 с.
256. Соленые угли, их генезис и методы изучения / Пожидаев С.Д., Грицай Р.А., Ткаченко Н.П. [и др.] // Геологические методы поисков и разведки месторождений твердых горючих ископаемых. - М.: ВНИИ экономики минерального сырья и геолого-разведочных работ, 1988. - № 3. - С. 1-24.
257. Софиев И.С. Влияние некоторых факторов на сорбционные свойства ископаемого угля / И.С.Софиев, Р.Х. Гумаров, Р. Халмухамедова // Угли Средней Азии и пути их использования. - Ташкент: Фан, 1968. - С. 102-109.
258. Среднее содержание элементов-примесей в ископаемых углях / Я.Э. Юдович, А.А. Корищева, А.С. Обручникова [и др.] // Геохимия, 1972. - № 8. - С. 1023 - 1031.
259. Стадников Г.Л. Химия угля / Г.Л. Стадников. - Л.: Госхимтехиздат, 1933. - 300 с.
260. Стефаник Ю. В. Геотехнология некондиционных твердых топлив / Ю.В. Стефаник. - К.: Наукова думка, 1990. - 267 с.
261. Стовба С.М. Геодинамічна еволюція Дніпрівсько-Донецької западини та Донбасу: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора геол. наук: спец. 04.00.22 «Геофізика» / С.М. Стовба. - К., 2008. - 41 с.
262. Стовба С.Н. Современные представления о процессах соляной тектоники и их сравнение с наблюдениями в Днепровско-Донецкой впадине // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. - К.: Карбон ЛТД, 2000. - Т. 2. - С. 51-62.
263. Стовба С.Н. Сравнительный анализ строения и истории формирования юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины и

- Донецкого складчатого сооружения / С.Н. Стовба, Р.А. Стифенсон // Геофиз. журнал. - 2000. - Т. 22, № 4. - С. 37-61.
264. Стратиграфическая схема неогеновых отложений Закарпатского прогиба // Стратиграфические схемы фанерозоя и докембрия Украины. - К., 1993.
265. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України: [у 2 т.] / відп. ред. П.Ф. Гожик. Т.1: Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України - К.: Логос, 2014. - 634 с.
266. Сучасні розробки Інституту вугільних енерготехнологій Національної академії наук України для теплової енергетики / [Майстренко О. Ю., Корчевой Ю. П., Топал О. І. та ін.] - К.: Гнозис, 2014. - 222 с.
267. Сябряй В. Т. Генезис бурых углей Днепровского бассейна / В. Т. Сябряй - К.: Из-во АН УССР. - 1958. - 78 с.
268. Сябряй В. Т. Дніпровський буровугільний басейн / В. Т. Сябряй - К.: Из-во АН УССР. - 1959. - 221 с.
269. Сябряй С.В. Палінологічне дослідження бурого вугілля Ільницького родовища в Закарпатті / С.В. Сябряй // Укр. ботан. журн. - 1967. - Т. 24 , № 4. - С. 85-91.
270. Сябряй С.В. Сравнительная характеристика углей из верхнеплиоценовых обложений Украины и Венгрии и условия их формирования / С.В. Сябряй, А.В. Иванова, Л.Б. Зайцева // Тектоніка і стратиграфія. - 2011. - 1. - С. 78-84.
271. Сябряй С.В. Характеристика флоры и растительности левантинского времени Закарпатья / С.В. Сябряй // Флора, систематика и филогения растений. - К.: Наук. думка, 1975. - С. 279-288.
272. Тагер А.А. Физико-химия полимеров / А.А. Тагер. - М.: Химия, 1968. - 536 с.
273. Тектоника Северного Причерноморья / [Отв. редактор И.И. Чебаненко]. - К.: Наукова думка, 1988. - 164 с.

274. Тектоника Украины / [Отв. ред. Круглов С.С., Цыпко А.К.]. - М.: Недра, 1988. - 253 с.
275. Тепловые потоки в геологической истории Донбасса: результаты моделирования / В.А. Привалов, Р. Саксенховер, Н.В. Жикаляк [и др.] // Наук. праці ДонНТУ. - Серія гірн.-геол. - 2001. - Вип. 32. - С. 14-21.
276. Терещенко В.А. Подземные воды из наиболее глубоких вскрытых горизонтов Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Терещенко // Вісник Харк. нац. ун-ту. - 2014. - № 1098. - С. 55-60.
277. Тимофеев П.П. Органическое вещество и его изменения в процессе углеобразования / П.П. Тимофеев, Л.И. Боголюбова // Осадконакопление и генезис углей карбона. - М.: Наука, 1971. - С. 185-210.
278. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. - М.: Мир, 1981. - 501 с.
279. Трехмерное гравитационное моделирование строения земной коры Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса. II. Неоднородности консолидированной коры / Т.П. Егорова, Р.А. Стифенсон, В.Г. Козленко [и др.] // Геофиз. журнал. - 2000. - Т. 22, № 6. - С. 81-92.
280. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины / [А.Я. Радзивилл, И.А. Майданович, А.В. Иванова и др.]; под ред. П.Ф. Шпака. - К.: Наукова думка, 1990. - 220 с.
281. Угленосные формации карбона юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы / [Бартошинская Е.С., Бык С.И., Муромцева А.А., Сывый М.Я.]. - К.: Наукова думка, 1983. - 172 с.
282. Угольные бассейны Великобритании / Ред. А.Э. Трумен. - М.: Изд-во иностр. лит., 1960. - 447 с.
283. Узиюк В. И. Микроструктуры витринизированных тканей растений. Средний карбон Донбасса / В.И. Узиюк, Н.А. Игнатченко. - К.: Наукова думка, 1985. - 100 с.

284. Узиюк В. И. Формирование углей и угольных пластов среднего карбона Юго-Западного Донбасса: автореф. дис. на соискание уч. степени докт. геол.-мин. наук: спец. 04.00.16 «Геология твердых горючих ископаемых» / В.И. Узиюк. - Львов, 1994. - 31 с.
285. Узиюк В.И. О фюзенах Ильницкого бурогоугольного месторождения (Закарпатье) / В.И. Узиюк // Геология и геохимия месторождений твердых горючих ископаемых. - К.: Наук. думка, 1965. - Вып. 1. - С.36-41.
286. Узиюк В.И. Фитеральный анализ угольных пластов среднего карбона Юго-Западного Донбасса и его прикладное значение / В.И. Узиюк // Геология и геохимия горючих ископаемых. - 1990. - Вып. 75. - С. 24—30.
287. Узіюк В.І. Склад, якість, генезис вугілля, стратифікація і кореляція та умови формування розрізів пласта h_7 на території Донецько-Макіївського району Донбасу / В.І. Узіюк, О.Г. Шварцман // Вісник Львів. ун-ту. Сер. геолог. - 2012.- С. 83-96.
288. Узіюк В.І. Умови формування, кореляція і синоніміка вугільного пласта n_8 Львівсько-Волинського басейну / В.І. Узіюк, Є.В. Узіюк // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2005.- № 1. - С. 36-49.
289. Усенко О.В. Тепловой поток и современная активизация Донецкого бассейна (по новым данным) / О.В. Усенко // Геофиз. журнал. - 2002. - Т. 24, № 5. - С. 102-111.
290. Усиление сорбционной способности торфа при модификации его фосфорной, щавелевой и лимонной кислотами / И.И. Лиштван, А.Э. Томсон, Т.В. Соколова [и др.] // Химия твердого топлива. - 2011. - № 3. - С. 3 - 9.
291. Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфозе угольных пластов / В.А. Успенский // Известия АН УССР. Сер. геол. - 1954. - № 6. - С. 94 - 101.

292. Федоров Ю.А. Гидрохимические условия формирования углей с повышенным содержанием щелочей / Ю.А. Федоров, Л.Я. Кизильштейн, В.В. Гальчиков // Известия вузов. Геология и разведка. - 1983. - № 3. - С. 46-51.
293. Федущак М.Ю. Качественные показатели углей продуктивных пластов карбона Львовско-Волынского каменноугольного бассейна / М.Ю. Федущак, Л.М. Радченко. – К.: Наук. Думка, 1988. - 152 с.
294. Феофилова А.П., Левенштейн М.Л. Особенности осадков и угленакопления в нижнем и среднем карбоне Донецкого бассейна / А.П. Феофилова, М.Л. Левенштейн. - М.: Изд-во АН СССР, 1963. - 175 с. (Тр. Геол. ин-та АН СССР; Вып. 73).
295. Хаушильд Д. Котлы для сжигания бурых углей с большим содержанием щелочей в золе / Д. Хаушильд, Е.М. Лоренц // Паровые котлы зарубежных электростанций. - Л.: Госэнергоиздат, 1959. - Вып. 1. - С. 124-144.
296. Хмарский Н.З. Петрографическая характеристика миоценовых углей Закарпатья и некоторые вопросы их генезиса / Н.З. Хмарский // Науч. зап. Днепропетр. ун-та. - 1960. - Вып. 59. - С. 163-172.
297. Храпкин С.Г. О направлениях исследований соляных углей / С.Г. Храпкин, С.Д. Пожидаев // Ресурсы твердых горючих ископаемых, их изучение и комплексное рациональное использование в народном хозяйстве: УП Всесоюз. угольное совещ., 8-10 сентября 1981 г.: тезисы докл. - Ростов-на-Дону: ВНИГРИуголь, 1981. - Ч. 1. - С. 383-384
298. Хрусталева Г.К. Перспективы и направления нетрадиционного использования угольных ресурсов / Г.К. Хрусталева, В.А. Коссинский // Проблемы и перспективы комплексного освоения минеральных ресурсов Восточного Донбасса. - Ростов-на-Дону: ЮНЦ РАН, 2005. - С.199-204.
299. Цветков М.В. Нейтрализация хлора соединениями кальция непосредственно при газификации твердого топлива / М.В. Цветков,

- Е.В. Полианчик // Химическая и радиационная физика. - М.: [б. и.], 2011. - С. 187-189.
300. Цинцен А. Вопросы котлостроения в ФРГ / А. Цинцен // Паровые котлы зарубежных электростанций. - М.- Л.: Госэнергоиздат, 1959. - Вып 1. - С. 69 - 81.
301. Чекунов А.В.. Глубинное строение зоны Тейссейра-Торнквиста на территории Украины по данным региональных сейсмических исследований / А.В. Чекунов, А.А. Трипольский // Геофиз. журнал. - 1992. - Т. 14, № 4. - С. 3 - 8.
302. Чирвинская М.В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М.В. Чирвинская, В.Б. Соллогуб. - К.: Наукова думка, 1980. - 180 с.
303. Чирвинская М.В. Основные принципы классификации локальных структур Днепровско-Донецкой впадины (авлакогена) / М.В. Чирвинская // Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений. Т. II. Геология нефти и газа восточных и южных областей Украины. - К.: Наукова думка, 1965. - С.18-39.
304. Чухров Ф.В. Коллоиды в земной коре / Ф.В. Чухров. - М.: Изд-во АН СССР, 1955. - 672 с.
305. Шендрик Т.Г. Ожижение соленых углей в различных условиях / Т.Г. Шендрик, С.В. Денисов, Ю.Ф. Патранов // Химия угля на рубеже тысячелетий: междунар. науч. конф., 2000 г.: сб. тр. - М.: Изд-во МГУ, 2000. - Ч.1. - С. 83-86.
306. Шендрик Т.Г. Распределение натрия в углях Западного Донбасса / Т.Г. Шендрик, В.В. Симонова, Л.Л. Потоцкая // Структура и свойства ископаемых углей. - К.: Наукова думка, 1986. - С. 59-67.
307. Шендрик Т.Г. Структурно-химические превращения соленых углей в процессе щелочного гидролиза / Т.Г. Шендрик, Р.А. Макарова, А.В. Зайковский // Химия твёрдого топлива. - 1993. - №5.- С. 14-19.

308. Шендрік Т.Г. Структура, фізико-хімічні властивості та перспективи енергохімічного використання солоного вугілля: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра хім. наук: спец. 02.00.13 «Нафтохімія і вуглехімія» / Т.Г. Шендрік. - Донецьк, 1999. - 35 с.
309. Шеремета В.Г. Стратиграфія пліоценових відкладів Закарпаття по фауні остракод / В.Г. Шеремета // Питання геології. - Л.: Вид-во Львів. ун-ту. - 1958. - Вип. 9. - С. 70-86.
310. Ширчиков Н.М. О некоторых компонентах первичных отложений, полученных при сжигании Назаровского угля / Н.М. Ширчиков // Опыт сжигания и результаты исследования Канско-Ачинских углей: науч.-техн. совещ. по рациональным методам сжигания бурых углей Канско-Ачинского бассейна: материалы. - Красноярск: [б.и.], 1970. - С. 27-32.
311. Шульга В.Ф. Климатическая зональность и петрографический состав раннекарбоновых углей Восточно-Европейской Платформы / В.Ф. Шульга, Л.Б. Зайцева, А.В. Иванова, М.Г. Панкова // Геол. журнал. - 2010. - № 1. - С. 58 - 65.
312. Шульга В.Ф. Нижнекарбоновая угленосная формация Донецкого бассейна / В.Ф. Шульга. - М.: Наука, 1981. - 176 с.
313. Шульга В.Ф. Связь вещественного состава угольных пластов Западного Донбасса с условиями формирования подпочвы и кровли / В.Ф. Шульга, Т.А. Кривега, Л.Н. Шараяева // Технология добычи угля подземным способом. - 1972. - № 7. - С. 35-36.
314. Шульга В.Ф. Угленосные отложения и угли нижнего карбона Доно-Днепровского прогиба: Атлас литогенетических типов пород и углей / В.Ф. Шульга, Н.А. Игнатченко, Л.Б. Зайцева. - К.: Наукова думка, 1987. - 136 с.
315. Энергетическое топливо СССР: Справочник / [И.И.Матвеева, Н.В. Новицкий, В.С. Вдовченко и др.] - М.: Энергия, 1979. - 126 с.
316. Эпик И.П. Влияние минеральной части сланцев на условия работы котлоагрегатов / И.П. Эпик. - Таллин: Эстгосиздат, 1961. - 249 с.

317. Эттингер И.П. Зависимость сорбционной способности ископаемых углей от степени их метаморфизма / И.П. Эттингер // Химия и генезис твердых горючих ископаемых. - М: Изд-во АН СССР, 1953. - С. 201 - 210.
318. Юдович Я.Э. Геохимические ассоциации типоморфных элементов-примесей в углях и связанные с ними генетические проблемы / Я.Э. Юдович // Тектоника, стратиграфия и литология осадочных формаций Якутии. - Якутск: Книжн. изд-во, 1968 - С. 204 - 218.
319. Юдович Я.Э. Геохимические и минералогические индикаторы вулканогенных продуктов в осадочных толщах / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис. - М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 724 с.
320. Юдович Я.Э. Геохимия ископаемых углей (неорганические компоненты) / Я.Э. Юдович. - Л.: Наука, 1978. - 262 с.
321. Юдович Я.Э. Зольность углей и содержание в них редких элементов / Я.Э. Юдович, Ю.Г. Шасткевич // Известия вузов. Геология и разведка. - 1966. - № 9. - С. 68 - 76.
322. Юдович Я.Э. К вопросу о роли петрографических компонентов угля в концентрировании элементов-примесей / Я.Э. Юдович // Известия АН СССР. Сер. геол. - 1967. - № 7. - С. 92 - 103.
323. Юдович Я.Э. Неорганическое вещество углей / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис. - М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015.- 423 с.
324. Юдович Я.Э. О распределении зольности в каменных углях Алмазно-Марьевского района Донецкого бассейна / Я.Э. Юдович // Литология и полезные ископаемые. - 1969. - №2. - С. 114 - 124.
325. Юдович Я.Э. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис. - Екатеринбург: КомиНЦ УрО РАН, 2005. - 648 с.
326. Юровский А.З. Сера каменных углей / А.З Юровский. - М.: Изд-во АН СССР, 1960. - 245 с.

327. Якість вугілля як показник умов торфонакопичення (на прикладі родовищ Ільниці та Вішонти) / А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева, М. Хамор-Відо, Л. Папай // Геол. журнал. - 2004. - № 3. - С. 46-51.
328. Alker A. Steinsalz von Köflach (Steiermark) / A. Alker // Mitteilungen der Abteilung für Mineralogie am Landesmuseum Joanneum. - 1978. - № 46. - S. 1-2.
329. Beising R. Die Mineral der niederrheinischen Braunkohle und ihr Verhalten bei der Verbrennung in Kraftwerken / R. Beising // Neues Jahrb. Mineral. Abh. - 1972. - 117.- № 1. - S. 96-115.
330. Bohor B.F. Boron in illite as an indicator of paleosalinity of Illinois coals / B.F. Bohor, H.J. Gluskoter // J. Sediment. Petrol. - 1973. - 43. - № 4. - P. 945-956.
331. Brockway D.J. Ion concentration profiles in Victorian brown coal / D.J. Brockway, R.M. Borsaru // Int. Conf. Coal Science. - Sydney, 1985. - P. 593-598.
332. Brown G.M. Bonded deposits from Victorian brown coals / G.M. Brown, A. Carmichael, H.F. Hartmann // J. Inst. Fuel. - 1962. - 35. - №255. - P.150-154.
333. Bruckard W.J. Sodium and chloride removal from Lake Phillipson low rank coal by aqueous leaching / W.J. Bruckard, J.T. Woodcock, R. Williams // Proceedings of 24 Int. Mineral Processing Congress (IMPC), 24-28 Sept. 2008: Sci. Press: Beijing, 2008. - P. 1908-1917.
334. Chemical Analyses in the World Coal Quality Inventory. Version 1.: U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1196 / [S.J. Tewalt, H.E. Belkin, J.R. SanFilipo, M.D. Merrill et all.]. - Reston, Virginia. - 2010. - 7 p.
335. Diessel C.F.K. An appraisal of coal facies basen on maceral characteristics / C.F.K. Diessel // Auster. Coal geol. - 1982. -4. -№2. - P.478-483.

336. Diessel C.F.K. On the correlation between coal facies and depositional environments/ C.F.K. Diessel // *Advances in the study of the Sydney Basin (Proc. 20th. Symp.)*. - Newcastle: Univ. Newcastle, 1986. - P. 19-22.
337. Durie R.A. The inorganic constituents in Australian coals. III. Morwell and Yallourn brown coals / R.A. Durie // *Fuel*. - 1961. -40. -№5. - P.407-422.
338. Evolution of the Mesozoic basins of the Southwestern edge of the East European Craton (Poland Ukraine, Moldova, Romania) / J. Świdrowska, M. Hakenberger, B. Poluhtovič [et al.] // *Stud. Geol. Pol.* - 2008. - 130. - P. 1 - 131.
339. Gasner L.L. The addition of salt to fluidized bed combustors / L.L. Gasner // *Symposium on Salt, 5, Hamburg. Solution Mining, Salt Production, Salt Markets, Nutrition, Environmental Problems*. - Cleveland, Ohio, - 1980. - Vol. 2. - P. 439-445.
340. Gloe O.S. The geology of the Latrobe Valley coalfields / O.S. Gloe // *Proc. Austral. Inst. Mining and Met.* - 1960. - № 194. - P. 57-125.
341. Gluskoter J. Chlorine in Illinois coal / J. Gluskoter, O.W. Rees. - Urbana: *Circ. Illinois state geol. surv.*, 1964. - №372. - 23 p.
342. Gołda M. The leaching of chlorine from hard coal. Part I. Relationship between the process parameters and its effectivity / M. Gołda, A. Janas, D. Olszewska // *Fuel Processing Technology*. - 2011. - V.92. - № 6. - P. 1230-1235.
343. Grant K. The nature of inorganic deposits formed during the use of Victorian brown coal in large' industrial boilers / K. Grant, J.H. Weymouth // *J. Inst. Fuel*. - 1962. - 35. - №255. - P. 154-160.
344. Grieve D.A. Trace Elements in Coals of the East Kootenay and Peace River Coalfields, British Columbia / D.A. Grieve, F.Goodarzi. // *B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Open File 1994-15*. - 1994. -29 p.

345. Gronhovd H.H., Beckering W., Tufte P.H. Study of factors affecting ash deposition from lignite and other coals / H.H. Gronhovd, W. Beckering, P.H. Tufte // Pap ASME, 1969. - № WA/CD - 1. - P. 1-9.
346. Harrison Ch.H. Electron microprobe analysis of coal macerals / Ch.H. Harrison // Org. Geochem. - 1991. -17. - N 4. - P. 439-449
347. Hartmann B. Die Genese des stofflichen Inventars des Braunkohlenflözes Bruckdorf (Obereozän) zwischen Halle und Bitterfeld, Sachsen-Anhalt: Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades doctor rerum naturalium (Dr. rer. nat.) / B. Hartmann. - Halle (Saale), 2005. - 130 s.
348. Hatt R. Operational Considerations When Burning Higher-Chlorine Coal / R. Hatt, Ch. Mann // Power Journal Article. - 02/01/2015. - <http://www.powermag.com/operational-considerations-when-burning-higher-chlorine-coal/>.
349. Hippolyte J.-C. Geodynamics of Dobrogea (Romania): new constraints on the Tornquist-Teisseyre Line, the Black Sea and the Carpathians / J.-C. Hippolyte // Tectonophysics. - 2002. - 357. - P. 33 - 53.
350. Hodges N.G. Chlorine in coal a review of its origin and mode of occurrence / N.G. Hodges, W.R. Ladner, T.G. Martin // J. Inst. Energy. - 1983. - 56. - N 428. - P.158-169.
351. Hoffman E. Das Vorkommen löslicher Salze in Ruhrkohlen und ihr Einfluß bei der Aufbereitung / E. Hoffman, A. Pfeifer // Gluckauf. - 1966. - 122, № 21. - S. 1104-1110.
352. Hower J.C. Chlorine in Kentucky coals / J.C. Hower, J.T. Riley, G.A. Thomas // J. of Coal Quality. - 1992. - 10. -N 4. - P. 52-58.
353. Huggins F.E., Huffman G.P. Chlorine in coal: an XAFS spectroscopic investigation / F.E. Huggins, G.P. Huffman // Fuel. - 1995. -V.74. -№ 4. -P. 556-569.
354. Inhibition of the release of alkali metals from coal during heat treatment with the addition of clay mineral / T. Kato, Y. Ami, T. Wajima, K. Murakami [et all.] // Clay Science. - 2008. V. 14, № 1, P. 1-5.

355. Instruktion zur Anwendung der Klassifikation der Lagerstättenvorräte fester mineralischer Rohstoffe auf Braunkohlen-Lagerstätten der Deutschen Demokratischen Republik // *Bergbautechnik*. - 1960. - 10, №5. - S. 256-260.
356. Ivanova A. Studies of the coal facies in Western Ukraine (the Lvov-Volyn basin) / A. Ivanova, L. Zaitseva // *International Journal of Coal Geology*. - 2004. - Vol. 58. - P. 67 - 73.
357. Ivanova A.V. Change of the substantial composition and quality of coals along the stages of coal accumulation during the carboniferous in the Ukraine / A.V. Ivanova, V.F. Shulga, L.B. Zaitseva // *Zeszyty naukowe politechniki Śląskiej. Ser. Górnictwo*. - Gliwice, 1999. - z. 243, № 1436. - P. 73 - 80.
358. Ivanova A.V. Coal-bearing carboniferous deposits of the Dobrudja Foredeep / A.V. Ivanova, L.B. Zaitseva, A.Ya. Radzivill // *Geol. Zhurnal*. - 1998. - № 1-2. - P. 223 - 228.
359. Ivanova A.V. Epochs of the formation of amber and its distribution in nature / A.V. Ivanova, S.A. Machulina, L.B. Zaitseva // *Lithology and Mineral Resources*. - 2012. - Vol. 47. - Issue 1. - P. 18-22.
360. Ivanova A.V. Formy związania sodu z substancja organiczna węgla zasolonych w aspekcie ich użytkowania / A.V. Ivanova // *Zagadnienia ekologiczne w geologii i petrologii węgla. Materiały II Konferencji, Gliwice, 28-29 listopada 1996*. Gliwice: Politechnika Śląska, 1996. - S. 47-48.
361. Jacob H. Betrachtungen zur Genesis von Salzkohlen / H. Jacob // *Braunkohle*. - 1960. - 12, №7. - S. 355-361.
362. Jimenez A. The mode of occurrence and origin in Puertollano coals (Spain) / A. Jimenez, M.R. Martinez-Tarazona, I. Suarez-Ruiz // *Fuel*. - 1999. - T. 78. - S. 1559-1565.
363. Karpe W. Die Beziehungen zwischen der Versalzung von Braunkohle und den prätertiären Strukturen im Raum Nachterstedt, Subherzyne Senke / W. Karpe // *Zeitschrift für angewandte Geologie*. - 1986. - B.32. - H.3. - S. 70-73.

364. Kessler M.F., Malán O., Valeška F. Význam stopových a minoritních. prvků pro korelaci a identifikaci slojí a komplexní využití uhlí (Geochemie ostravsko-karvinského revíru) / M.F. Kessler, O. Malán, F. Valeška // Rozpr. CSAV. Rada MPV. - 1965. - 75. - №10. - S. 1-123.
365. Keune W. Die Salzkohle und die Möglichkeiten ihres Einsatzes in der Industrie im Raum Halle / W. Keune // Chemische Technik. - 1963. - 15. - H. 7. - S.393-400.
366. Kosminski A. Transformations of sodium during gasification of low-rank coal / A. Kosminski, D.P. Ross, J.B. Agnew // Fuel Processing Technology. - 2006. - 87. - N 11. - P. 943-952.
367. Kruszewski T. Untersuchungsmethoden an Braunkohlen von Turow Patnow (VR Polen) / T. Kruszewski // Freiburger Forschungsh, C. - 1965. - №189. - S. 141-157.
368. Kruszewski T. Uwagi o pochodzeniu zasolenia węgla brunatnych ze złoża Turowskiego. / T. Kruszewski // Kwart. geol. - 1967. - 11. - №3. - S.682-692.
369. Kuhl J. Chemiczno-mineralna budowa nieorganicznej substancji mineralnej w węglu brunatnym z Konine. Cz. 1. Badanie, popiołów / J. Kuhl // Kwart. geol. - 1959. - 3, №4. - S. 751-756.
370. Kuhl J. Chemiczno-mineralna budowa nieorganicznej substancji mineralnej w węglu brunatnym z Konine / // Badania nieorganicznej substancji mineralnej. Cz. 2. / J. Kuhl. - Ibid., 1960. - 4. - №1. - S. 32-41
371. Kung S. Measurement of Corrosive Gaseous Species in Staged Coal Combustion / S. Kung // Oxidation of metals. - 2012. - V.77. - № 5-6. - P. 289-304.
372. Lehmann H. Entstehung und Verbreitung der Salzkohle / H. Lehmann // Bergbau und Energiewirtschaft. - 1949. - Nr. 2. - S. 55-58.
373. Lehmann H. Zur Kenntnis der eozänen Salzkohlen / H. Lehmann // Bergbau-technik. - 1967. - 17, N 7. - S. 350-355.

374. Leibiger H. Stand und Perspektive der Erkundung der Salzkohlefelder DDR / H. Leibiger, L. Pester, J. Pommerenke // Z. Angew. Geol. - 1964. -10, N 9. - S. 474-478.
375. Lewandowsky H.G. Verfeuerung fester und flüssiger Brennstoffe / H.G. Lewandowsky // BWK. - 1967. - 19, N 1. - S. 47-48.
376. Lewandowsky H.G. Vergleichende Untersuchungen von Lochauer und Egelner Salzkohle / H.G. Lewandowsky // Wiss. Z. Techn. Univ. - Dresden, 1966. - 15, N 2. - S. 265-272.
377. Li C.-Z. Some recent advances in the understanding of the pyrolysis and gasification behaviour of Victorian brown coal / C.-Z. Li // Fuel. - 2007. - V.86. - № 12-13. - P. 1664-1683.
378. Li W. The volatilization behavior of chlorine in coal during its pyrolysis and CO₂ gasification in a fluidized bed reactor / W. Li, H. Lu, H. Chen, B. Li // Fuel. - 2005. - V.84. - № 14. - P. 1874-1878.
379. Lipiarski I. Atlas petrograficzny twardego węgla brunatnego i węgla kamiennego w obszarze Polski / I. Lipiarski, J. Misiak, M. Wagner. - Krakow: AGH, 2008. - 94 s.
380. Marcisz M. Chlorine content in bituminous coal of „Pniówek” deposit from SW part of Upper Silesian Coal Basin. Gospodarka Surowcami Mineralnymi / M. Marcisz, A. Sobolewski //Mineral Resources Management. - 2015. - Vol. 31. - 1. - P. 95-106.
381. Misiak Ja. Środowiska depozycji materii organicznej w torfowiskach karbonskich / Ja. Misiak // Materiały XXV Symp. Geol.form. węglonosnych Polski. - Krakow: AGH, 2002. - S. 105-108.
382. Nelson A. Victoria's brown coal developments / A. Nelson // Colliery Guard. - 1958. - 197. N 5101. - P. 719-722.
383. Nomura S. Behavior of coal chlorine in cokemaking process / S. Nomura // Int. J. of Coal Geology. - 2010. - V. 83. - P. 423-429.
384. Oil/gas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system / D. Misch, R.F. Sachsenhofer, A.

- Bechtel, R. Gratzner, D. Gross, V. Makogon // *Marine and Petroleum Geology*. - 2015. - 67. - P. 720-742.
385. Oleschko H. Influence of coal composition on the release of Na-, K-, Cl-, and S-species during the combustion of brown coal / H. Oleschko, A. Schimrosczyk, H. Lippert, M. Müller // *Fuel*. - 2007. - V.86. - № 15. - P. 2275-2282.
386. Pelagalli M. Salzkohle Chemierohstoff und Energieträger / M. Pelagalli, G. Keil, H. Klare // *Wissenschaft und Fortschritt*. - 1982. - Bd. 32. - N 8. - S.316-320.
387. Pharaoh Tim. Trans-European Suture Zone / Tim Pharaoh // *Lithosphere Dynamics*. - Uppsala: Europrobe, 1996. - P. 41 - 54.
388. Raask E. Reactions of coal impurities during combustion and deposition of ash constituents on cooled surfaces / E. Raask // *Mechanism. Corros. Fuel impurities*. - London: Butterforths, 1963. - P. 145-154.
389. Robert P. Histoire géothermique et diagenèse organique / P. Robert // *Bull. Cent. Rech Explor*. - 1985. - Prod Elf-Aquitaine. Pau. Mem. 8. - 345 p.
390. Różkowska A. Zawartość chloru w węglach kamiennych Górnośląskiego Zagłębia Węglowego / A. Różkowska // *Kwart. Geol.* - 1987. - T. 31. - Z. 1. - S. 57-68.
391. Ruixia G. Influence of heat treatment conditions on release of chlorine from Datong coal / G. Ruixia, Y. Jianli, L. Zhenyu // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. - 2004. - 71(1). - P.179-186.
392. Schiffers A. Die anorganischen Bestandteile der rheinischen Braunkohle und ihr Einfluß auf die Heizflächenverschlackung von Dampferzeugern / A. Schiffers // *Z. Dtsch. geol. Ges.* - 1966 (1968). - N 1. - S. 125-134.
393. Schweitzer J. Blockage of regional seismic waves by the Teisseyre-Tornquist zone / J. Schweitzer // *Geophys. J. Int.* - 1995. - 123. - P. 260 - 276.
394. Skipsey E. Distribution of alkali chlorides in British coal seams / E. Skipsey // *Fuel*. - 1974.- 53. - N 4. - P. 258-267.

395. Spears D.A. A review of chlorine and bromine in some United Kingdom coals / D.A. Spears // *Int. J. of Coal Geology*. - 2005. - 64. - P. 257-265
396. Stammler C. Untersuchungen an Salzkohlen der Egelner Mulde / C. Stammler. - *Bergbaut.* - 1960. - 10 №3. - S. 142-144.
397. Staub J. The snuggedy awamp of South Carolina: a back-barrier estuarine coal-forming environment / J. Staub, A. Cohen // *J. Sediment. Petrol.* - 1979. - 49. - № 1. - P. 133-144.
398. Swelne D.J. Inorganic constituents in Australien coals / D.J. Swelne // *Mitt. Naturforsch. Ges. Bern.* - 1967. - 24. - P. 49-61.
399. Syabryai S. Floristic characters of the Upper coal bearing formation in the Transcarpatians / S. Syabryai // *European Coal Geology and Technology. Geol. Society Spec. Publication.* - 1997. - 125. - P. 229-236.
400. Über eine salzhaltige Braunkohle der Volksrepublik Polen / A. Lissner, E. Rammler, M. Süss [et all.]. - *Ibid.*, 1971. - S. 9-42.
401. Vassilev S. V. Relationships between chemical and mineral composition of coal and their potential applications as genetic indicators. Part 1. Chemical characteristics / S. V. Vassilev, C. G. Vassileva, D. Baxter, L. K. Andersen // *Geologica Balcanica*. 2010. - 39. - 3. - P. 21-41.
402. Vassilev S.V. Contents, modes of occurrence and origin of chlorine and bromine in coal / S.V. Vassilev, G.M. Eskenazy, C.G. Vassileva // *Fuel*. - 2000. - 79. - P. 903-921
403. Versuche zur Verbrennung von salzhaltiger Braunkohle in einer Halbgasfeuerung mit Rauchgasrückführung / E. Rammler, W. Göbel, A. Lissner, R. Schmidt [et all.] // *Abh. Sächs. Akad. Wiss. - Leipzig*, 1971. - 51, N 1. - S. 43-57.
404. Vuthaluru H.B. Ash chemistry and mineralogy of an Indonesian coal during combustion: Part 1. Drop-tube observations / H.B. Vuthaluru, D.French // *Fuel Processing Technology*. - 2008. - 89(6). - P. 595-607.

405. Wandless A.M. British coal seams: a review of their properties with suggestions for research / A.M. Wandless // Resident, conf. sci. use of coal (1958). - London: Inst. Fuel. - 1958. s.a., P. A/1-A/12.
406. Wang B.-f. Transformation behavior of chlorine in coals during sub-critical water treatment / B.-f. Wang, W. Li, B.-q. Li, W.Yuchi // J. of Fuel Chemistry and Technology. - 2007. - V.35. - № 5. - P. 518-522.
407. Wenzel T. Über einige Untersuchungen an den anorganischen Komponenten in Braunkohlen / T. Wenzel, B. Jarreck, H.-J. Blankenburg // Zeitschrift für angewandte Geologie. - 1985. - B.31. - H.4. - S. 92-97.
408. Yanhua L. Impact of Sodium Chloride on Coal Combustion Emissions / L. Yanhua, C. Defu, H. Shi'en, X. Tongmo // Journal of xi'an jiaotong university. - 2000. - Is. 5. - P. 42-45, 58.
409. Yossifova Mariana G. Mineral and inorganic chemical composition of the Pernik coal, Bulgaria / Mariana G. Yossifova // Int. J. of Coal Geology. - 2007. - V. 72 (3). - P. 268-292.
410. Yudovich Ya. E. Chlorine in coal: A review / Ya. E. Yudovich, M.P. Ketris // Int. J. of Coal Geology. - 2006. - V.67. - P. 127-141.
411. Zhang C. Chlorine emission and dechlorination in co-firing coal and the residue from hydrochloric acid hydrolysis of *Discorea zingiberensis* / C. Zhang, Y. Wang, Z. Yang, M. Xu // Fuel. - 2006. - V.85. - № 14-15. - P.2034-2040.
412. Ziegenhardt W. Die Verteilung der Salzgehalte in den Braunkohlenflözen der Egelner Südmulde. Ein Beitrag zur Salzkohlengengese / W. Ziegenhardt, H.J. Kramer // Z. Angew. Geol. - 1967 - 13. - № 9. - S.465-473.

Приложение А

Таблица А.1 – Характеристики качества углей с повышенным содержанием Na и Cl
месторождений мира [Tewalt et al., 2010]

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na ₂ O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход золы при 750°С, %	K ₂ O на золу, %	Na на сухой уголь, %
1	Австралия	нет данных	Leigh Creek	триас	суббитуми- нозный	2,2	3180	22,4	38,24	нет данных	1,33	0,505
2	Армения	Shamut	нет данных	эоцен	суббитуми- нозный- битуминоз- ный	2	<0.016	17,73	16,33	64,1	1,9	0,961
3	Афганистан	Darrah-i-Suf	Shabashak	средняя юра	битуминоз- ный	3,1678	1450	28,63	51,61	12,7	1,59007	0,335
4	Афганистан	Eshposhteh	Kalech	нижняя юра	суббитуми- нозный	3,63	274	34,33	57,46	нет данных	0,437	0,19
5	Афганистан	Farkar	Gazestan	средняя- верхняя юра	битуминоз- ный	2,85776	2880	22,49	54,57	15,7	0,92272	0,363
6	Бельгия	Campine	нет данных	карбон	нет данных	1,98	3870	32,01	75,73	нет данных	2,94	0,0762
7	Боливия	нет данных	нет данных	пермь	нет данных	2,4	291	12,91	44,76	нет данных	1,5	0,835
8	Бразилия	Santa Terezinha	нет данных	пермь	битуминоз- ный	1,3	223	18,37	29,85	нет данных	1,2	0,607
9	Великобри- тания	нет данных	Tower	карбон	антрацит	2,7	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,71	0,0189
10	Великобри- тания	Yorkshire- Nottinghams hire	Thoresby	карбон	битуминоз- ный	3,4	9110	33,8	77,49	нет данных	2,41	0,152
11	Великобри- тания	Yorkshire- Nottinghams hire	Kellingley	карбон	битуминоз- ный	4,86	4630	35,47	75,42	нет данных	1,71	0,208

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход зола при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
12	Великобри- тания	Yorkshire- Nottinghamshire	Riccall	карбон	битуминоз- ный	8,28	5150	34,91	76,49	нет данных	1,71	0,233
13	Великобри- тания	Yorkshire- Nottinghamshire	Welbeck	карбон	битуминоз- ный	5,3	5800	33,13	75,63	нет данных	2,78	0,243
14	Венгрия	Bakony	Balinka	эоцен	суббитуми- нозный	3,5	нет данных	35,88	45,93	нет данных	0,15	0,382
15	Венгрия	Matra	Visonta	миоцен- плиоцен	лигнит	35	нет данных	29,1	32,77	нет данных	0,41	2,77
16	Венесуэла	нет данных	El Palmital	эоцен- олигоцен	нет данных	3,9	346	43,75	76,82	нет данных	0,94	0,0639
17	Венесуэла	нет данных	Paso Diablo	верхний палеоцен	нет данных	3,1	323	38,69	80,89	нет данных	0,05	0,00876
18	Грузия	Tkibuli- Shaori	Nindeli "east 2"	средняя юра	битуминоз- ный	1,18	3160	29,62	53,49	24,5	0,202	0,221
19	Египет	Maghara	нет данных	средняя юра	нет данных	1,14	830	50,59	74,46	нет данных	0,223	0,0138
20	Зимбабве	Zambezi	Hwange Mine	пермь	нет данных	3,1	372	27,4	81,03	нет данных	0,6	0,15
21	Индия	нет данных	Giral	палеоцен - эоцен	лигнит	6,8	8580	25,8	36,88	нет данных	0,19	0,935
22	Индонезия	нет данных	Banko	миоцен	нет данных	5,6	<170	39,93	50,69	нет данных	0,76	0,498
23	Индонезия	нет данных	Kaltin Prima	миоцен	нет данных	2,3	<160	34,99	57,47	нет данных	1,9	0,0931

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход зола при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
24	Иран	Tabas	Central Parvadeh	верхний триас	битуминоз- ный	3,79	9670	18,65	53,54	33.9	4,96	0,991
25	Иран	Tabas	Central Parvadeh	верхний триас	нет данных	13,75	62200	15,66	39,01	48.5	4,94	5,33
26	Иран	Tabas	Kal-e- Shur	средняя юра	битуминоз- ный	10,4874	21500	17,63	54,05	17.4	3,07	1,57
27	Ирландия	нет данных	нет данных	четвер- тичный	торф	1,56	1090	59,95	49,04	2,32	0,871	0,0289
28	Испания	Asturias	нет данных	пенсиль- ваний	антрацит	1,13771	55,3	нет данных	нет данных	20,3	2,49352	0,173
29	Казахстан	Karaganda	Sheburkol sky	карбон	битуминоз- ный	4,06	442	40,49	67,37	нет данных	0,264	0,0653
30	Казахстан	нет данных	Ermentau	карбон- пермь	суббитуми- нозный	9,89	748	34,47	63,21	нет данных	0,155	0,26
31	Казахстан	нет данных	Maikuben sky	юра	суббитуми- нозный	4,38	895	33,11	59,04	нет данных	1,02	0,23
32	Канада	Bache Peninsula	нет данных	палеоцен- эоцен	лигнит	7,8	637	нет данных	нет данных	нет данных	0,59	0,34
33	Киргизия	North Fergana	нет данных	нижняя юра	суббитуми- нозный	3,32	нет данных	31,88	60,52	нет данных	1,42	нет данных
34	Китай	Datong	Datong	средняя- нижняя юра	длинно- пламенный	1,53	<170	22,64	49,94	нет данных	0,926	0,272
35	Китай	Fushun	Chengxi	нижний третич- ный	длинно- пламенный	2,25	<160	29,39	46,14	нет данных	1,4	0,659

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход зола при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
36	Китай	Weixian	Cuijazai	средняя- нижняя юра	длинно- пламенный	4,55	383	33,13	55,87	нет данных	0,268	0,268
37	Китай	Suishijing	Lingxin	средняя- нижняя юра	длинно- пламенный	4,43	372	26,57	63,23	нет данных	0,261	0,147
38	Китай	Zhalainuo`er	12 colliery, Linjing	верхняя юра	лигнит	4,84	365	30,2	46,29	нет данных	0,471	0,422
39	Китай	Wunite	Wunite	нижний мел	лигнит	3,1	409	31,47	48,58	нет данных	0,456	0,234
40	Китай	Ji`ning	2nd colliery, Ji`ning	нижняя пермь	газовый	2,82	241	31,01	62,27	нет данных	1,47	0,456
41	Китай	Huanxian	Liangjia	верхний третичны й	лигнит- длинно- пламенный	3,16	256	30,52	50,7	нет данных	1,06	0,338
42	Китай	Zhunnan	Meiyaogou	средняя юра	длинно- пламенный	2,37	237	34,1	75,52	нет данных	0,371	0,138
43	Китай	нет данных	Maqianshan	верхняя пермь	антрацит	2,52	197	6,72	64,72	нет данных	1,61	0,477
44	Колумбия	Cerrejon Norte	нет данных	палеоцен	битуминоз- ный	1,4	323	39,82	75,91	нет данных	0,03	0,00497
45	Мексика	Sabinas sub basin	нет данных	мел	битуминоз- ный	14	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,43	0,0215

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход зола при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
46	Монголия	Choiybalsan	Aduunchu luun	нижний мел	лигнит	3,16	269	28,31	43,01	нет данных	0,176	0,19
47	Монголия	South Govi	Narynsuha it	верхняя пермь	битуминоз- ный	2,2	395	21,98	76,09	нет данных	1,67	0,163
48	Нигерия	Lafia Obi coal field	нет данных	мел	битуминоз- ный	1,95	28,8	нет данных	нет данных	86,1606	1,49285	1,28
49	Новая Зеландия	нет данных	Korako	эоцен	суббитуми- нозный	1,9	<190	33,47	48,61	нет данных	<0.1	0,102
50	Новая Зеландия	Southland	Wairaki	мел	суббитуми- нозный	6	178	34,5	61,28	нет данных	<0.1	0,228
51	Норвегия	Central coal basin	Mine №7, Longyearb yen	палеоцен	нет данных	3	<160	37,36	72,55	нет данных	2	0,212
52	Норвегия	нет данных	Svea Nord	палеоцен	битуминоз- ный	13,7	172	нет данных	нет данных	нет данных	0,306	0,137
53	Перу	Alto Chicama	San Juan	мел	антрацит	2,3	184	4,26	85,66	нет данных	1,6	0,155
54	Перу	Alto Chicama	нет данных	мел	антрацит	4,8	19200	12,55	46,84	нет данных	5,4	1,08
55	Россия	Kuznetsk	Krasnogor sk	карбон	полу- антрацит	2,4	<160	нет данных	нет данных	нет данных	0,58	0,0417
56	Россия	Kuznetsk	Inskaya	карбон	длинно- пламенный	2,3	<160	нет данных	нет данных	нет данных	0,91	0,0821
57	Россия	Kuznetsk	Chertinsk	карбон	жирный	3	<160	нет данных	нет данных	нет данных	2,1	0,532

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход золы при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
58	Россия	Kuznetsk	Mohova	пермь	битуминоз- ный	2	<160	нет данных	нет данных	нет данных	1,9	0,104
59	Румыния	Petrosani, Valea Jiului de Vest	Lonea	олигоцен	битуминоз- ный	2,5	322	42,55	74,99	нет данных	0,34	0,0504
60	Румыния	Petrosani, Valea Jiului de Vest	Petrila	олигоцен	битуминоз- ный	4	352	40,03	73,94	нет данных	0,64	0,0418
61	Северная Корея	Pukchang	Tukjang mine Youth pit	нижняя пермь	антрацит	2,7	1070	7,54	84,07	нет данных	3,6	0,137
62	Северная Корея	нет данных	Taesan	нижний неоген	лигнит	5,4	214	38,09	60,38	нет данных	0,83	0,177
63	Сербия	Kolubara	нет данных	плиоцен	лигнит	1,84	16,9	58,92	58,49	2,75	0,515	0,0396
64	Словакия	Handlova	нет данных	миоцен	лигнит	1,8	306	37,56	54,15	нет данных	1,1	0,165
65	Таиланд	Chiang Muan	Chiang Muan	третич- ный	лигнит	4,5	<170	43,43	54,36	нет данных	0,29	0,28
66	Таиланд	Maе Moh	нет данных	третич- ный	лигнит	3,4	<170	28,58	40,99	нет данных	0,19	0,339
67	Турция	нет данных	нет данных	нижний олигоцен	лигнит	2,9	163	нет данных	нет данных	нет данных	0,45	0,338
68	Турция	Beypazari	Koyunagil i	миоцен	лигнит	18	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,46	2,64

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход зола при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
69	Украина	Donetsk- Makeyevka	Oktyabr's kaya	карбон	полу- антрацит	2,1	684	11,88	87,14	нет данных	1,7	0,0345
70	Украина	Lugansk	Artema	карбон	полу- антрацит	2,7	322	10,6	84,5	нет данных	0,28	0,0867
71	Украина	Donetsk- Makeyevka	Gorki	карбон	битуминоз- ный	2,5	925	21,32	87,55	нет данных	0,31	0,0242
72	Украина	Donetsk- Makeyevka	Gorki	карбон	битуминоз- ный	2	1030	20,63	89,04	нет данных	3	0,0104
73	Филиппины	нет данных	Panian?	миоцен	суббитуми- нозный	2,4	883	30,07	43,37	нет данных	1,2	0,324
74	Франция	Sarro- Lorrain	Merlebach	карбон	нет данных	1,3	3930	39,29	80,36	нет данных	0,43	0,0264
75	Чехия	North Bohemian	Bilina	третич- ный	суббитуми- нозный	2,1	<170	40,51	54,6	нет данных	0,67	0,0618
76	Чехия	Sokolov	Jiri	миоцен	лигнит	5,8	274	36,08	52,04	нет данных	0,39	0,241
77	Чехия	верхний Silesian	CSM	карбон	битуминоз- ный	4,8	687	25,78	85,48	нет данных	0,62	0,101
78	Чили	Valdivia Basin	Mulpun	олигоцен	суббитуми- нозный	3,1	<160	33,74	55,57	нет данных	1	0,171
79	Чили	Magallanes Basin	Pecket	олигоцен- миоцен	суббитуми- нозный	2,7	172	37,35	46,31	нет данных	0,25	0,338
80	Чили	Arauco	Lebu	эоцен	битуминоз- ный	2,5	366	43,82	76,55	нет данных	0,11	0,0412
81	Южная Африка	нет данных	нет данных	пермь	нет данных	1,71	989	нет данных	нет данных	нет данных	1,67	0,166

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Страна	Бассейн или поле	Шахта	Возраст	Степень углефи- кации	Na_2O на золу, %	Cl на сухой уголь, ppm	Летучие на рабочую массу, %	C на рабочую массу, %	Выход зола при 750°C, %	K_2O на золу, %	Na на сухой уголь, %
82	Япония	Sakito- Matsushima	нет данных	средний эоцен	битуминоз- ный	1,7	335	35,24	58,93	нет данных	1,5	0,331
83	Япония	Kushiro	нет данных	верхний эоцен	суббитуми- нозный	1,8	409	42,88	62,85	нет данных	0,94	0,169

Таблица А.2 – Характеристики качества углей
с повышенным содержанием Na и Cl Днепроовско-Донецкой впадины

N п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефика- ции (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяж- ка), %	Na ₂ O (водная вытяж- ка), %	Na/Cl
	Чернігівсько-Брагинська зона												
1	Блудшинська, 101	1740-1749	25,3	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	0,19	3,59	0,91	0,06	0,86	0,76	0,65
2	Малодевіцька, 8	3055-3060	3	C ₁ v ₂	Д	7,7	0,13	1,35	0,04	0,11			
3	Малодевіцька, 8	3055-3060	3	C ₁ v ₂	Д	7,7	0,18	1,85	0,06	0,11			
4	Монастирищінська, 6	3510-3516	25	C ₁ v	ДГ	8	0,29	3,25	0,81	0,1			
5	Монастирищінська, 9	3296-3304	30	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	1,3	0,85	0,26	1,71			
	Ічнянсько-Солохівська зона												
6	Абазовська, 15	3366	3,9	C ₂ m	Д	7,5	1,39	14,1	0,55	0,11	0,74	0,5	0,5
7	Бажковська, 1	3850-3857	60	C ₁ v ₂	ДГ	7,9	2,91	1,2	0,72	2,72			
8	Бажковська, 1	4290-4295	60	C ₁ v ₂	Г	8,2	2,21	0,52	0,31	4,76			
9	Бажковська, 1	4508-4515	60	C ₁ v ₂	Г	8,3	4,34	0,73	0,44	6,66			
10	Белоусівська, 10	4017-4025	72,2	C ₁ v	ГЖ	8,5	1,36	0,38	0,27	4,01	0,05	0,071	1,05
11	Белоусівська, 111	4072-4079	58,6	C ₁ v ₁	Ж	8,7	0,4	0,25	0,15	1,79	0,04	0,05	0,93
12	Богданівська, 17	2985-3001	60	C ₁ v ₂	Д	7,4	1,5	0,6	0,36	2,8			
13	Васильківська, 1	5290-5295	60	C ₁ v ₂	Ж	8,9	4,38	0,94	0,56	5,22			
14	Васильківська, 1	5881-5895	> 60	C ₁ v ₂	К	10,1	4,03	0,57		7,92			
15	Васильківська, 1	5225-5229	96,1	C ₁ v ₂	Ж	8,9	1,26	1,14	1,1	1,1			
16	Великобубнівська, 13	2901-2903	18,2	C ₁ v ₂	Д	7,3	0,07	0,75	0,14	0,1			
17	Великобубнівська, 31	2947-2958	11,1	C ₁ v ₂	Д	7,4	0,06	0,5	0,06	0,13			
18	Вольновська, 1	5355-5363	87,3	C ₁ v ₂	Ж	9,3	2,12	0,25	0,22	9,5			
19	Вольновська, 1	5355-5363	87,3	C ₁ v ₂	Ж	9,3	1,91	0,65	0,57	3,29			

Продолжение таблицы А.2

№ п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефикации (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяжка), %	Na ₂ O (водная вытяжка), %	Na/Cl
20	Гадячська, 3	4373-4384	69,2	C ₁ v ₂	ДГ	8	2,79	1,16	0,8	2,69			
21	Гадячська, 3	4373-4384	69,2	C ₁ v ₂	ДГ	8	2,67	1,22	0,84	2,45			
22	Гужевська, 305	3356-3364	> 60	C ₁ v ₂	Д	7,2	2,67	0,54		5,54			
23	Гужевська, 305	3356-3364	> 60	C ₁ v ₂	Д	7,4	3,02	0,75		4,51			
24	Гужевська, 305	3564-3579	9,4	C ₁ v ₁	Д	7,5	0,31	0,58	0,05	0,6			
25	Гужевська, 305	3564-3579	9,4	C ₁ v ₁	Д	7,5	0,36	0,67	0,06	0,6			
26	Гужевська, 305	4416-4422	40,2	C ₁ t	Г	8,3	0,43	2,46	0,99	0,2			
27	Гужевська, 305	4416-4422	40,7	C ₁ t	Г	8,3	0,49	2,7	1,1	0,21			
28	Зорьківська, 370	3891-3910	20,8	C ₂ b	Д	7,6	0,82	1,54	0,32	0,6			
29	Зорьківська, 370	6010-6015	81,3	D ₃ fm	К ОС	10,3	1,21	0,5	0,41	2,71			
30	Іваніцька, 1	3771-3780	60	C ₁ v ₂	Д	7,6	2	0,65	0,39	3,45			
31	Іваніцька, 2	3121-3128	31,4	C ₂ b	Г	8,2	0,22	1,02	0,32	0,24	0,4	0,32	0,59
32	Ісковська, 315	4221-4227	84,5	C ₁ v ₂	Г	8	2,55	0,45	0,38	6,35			
33	Ісковська, 315	4460-4471	24,9	C ₁ v ₂	Г	8,1	0,88	0,91	0,23	1,08			
34	Камішнянська, 488	5012-5031	84,2	C ₁ v ₂	Ж	9,1	3,82	0,48	0,4	8,91	0,08	0,076	0,7
35	Кулічихінська, 18	4180-4189	49,5	C ₁ t	ГЖ	8,4	1,03	0,25	0,12	4,61	0,06	0,04	0,49
36	Кулічихінська, 26	4229-4239	26,3	C ₁ t	Д	7,6	0,16	0,47	0,12	0,38			
37	Кулічихінська, 15	3939-3950	7,8	C ₁ v ₂	Д	7,6	0,4	1,35	0,11	0,33	0,07	0,05	0,53
38	Кулічихінська, 18	4189-4190	10,3	C ₁ t	Г	8,1	0,27	0,34	0,04	0,89	0,02	0,02	0,74
39	Кулічихінська, 21	4016-4029	13,4	C ₁ v ₁	Г	8,2	0,17	0,28	0,04	0,68	0,02	0,02	0,74
40	Кулічихінська, 26	4229-4239	32,4	C ₁ t	Д	7,6	0,17	0,4	0,13	0,47			
41	Марківська, 5	4711-4726	33,7	C ₁ v ₂	ГЖ	8,4	0,57	2,71	0,91	0,24			
42	Марківська, 5	4901-4916	26,7	C ₁ v ₂	Ж	8,9	3,14	0,89	0,24	3,95			
43	Марківська, 5	4901-4916	33,9	C ₁ v ₂	Ж	8,9	3,21	0,77	0,26	4,67			
44	Марківська, 5	4901-4916	26,1	C ₁ v ₂	Ж	8,9	1,14	0,88	0,23	1,45			
45	Марківська, 5	4901-4916	34,3	C ₁ v ₂	Ж	8,9	0,97	0,67	0,23	1,62			

Продолжение таблицы А.2

№ п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефикации (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяжка), %	Na ₂ O (водная вытяжка), %	Na/Cl
46	Марківська, 5	4901-4916	33,7	C _{1v2}	Ж	8,9	3,62	0,95	0,32	4,27			
47	Марківська, 5	4901-4916	39	C _{1v2}	Ж	8,9	2,95	0,82	0,32	4,03			
48	Матлахівська, 30	3589-3598	24,4	C _{1v}	Д	7	0,15	0,3	0,07	0,56	0,03	0,02	0,49
49	Миколаївська, 3	3805-3809	36,7	C _{1v2}	Г	7,9	0,19	0,94	0,34	0,22	0,32	0,33	0,76
50	Миколаївська, 3	3805-3809	5,2	C _{1v2}	ДГ	7,7	0,47	1,77	0,09	0,3	0,05	0,06	0,89
51	Миколаївська, 3	3805-3809	9,5	C _{1v2}	ДГ	7,7	0,3	1,74	0,17	0,19	0,11	0,11	0,74
52	Миколаївська, 3	3805-3809	80,1	C _{1v2}	ДГ	7,7	2,6	0,55	0,44	5,29	0,21	0,226	0,8
53	Миколаївська, 3	4245-4255	8,3	C _{1t}	Г	8,1	0,14	0,32	0,03	0,44	0,02	0,009	0,33
54	Миколаївська, 3	4245-4255	62,1	C _{1t}	Г	8,1	0,3	0,3	0,19	1,12	0,03	0,024	0,59
55	Миколаївська, 3	4245-4255	57,1	C _{1t}	Г	8,1	0,28	0,26	0,15	1,21	0,02	0,015	0,56
56	Миколаївська, 3	4245-4255	69,3	C _{1t}	Г	8,1	0,61	0,23	0,16	2,97	0,05	0,033	0,49
57	Миколаївська, 3	4245-4255	76,3	C _{1t}	Г	8,1	0,61	0,28	0,21	2,44	0,05	0,057	0,84
58	Миколаївська, 3	4245-4255	28,6	C _{1t}	Г	8,1	0,5	0,31	0,09	1,81	0,01	0,022	1,63
59	Миколаївська, 3	4245-4255	65,4	C _{1t}	Г	8,1	0,38	0,3	0,2	1,42	0,01	0,056	4,14
60	Миколаївська, 3	4245-4255	81,2	C _{1t}	Г	8,1	0,31	0,17	0,14	2,04	0,02	0,065	2,41
61	Миколаївська, 3	4245-4255	8,3	C _{1t}	Ж	8,1	0,14	0,32	0,03	0,49	0,02	0,01	0,37
62	Мильковська, 60	2630-2636	65	C _{2b}	Д	7	2,45	0,73	0,47	3,76	0,14	0,165	0,87
63	Мільківська, 3	2991-3002	20	C _{1v2}	Д	7,6	0,4	1,5	0,3	0,3			
64	Мільківська, 59	2607-2616	10,4	C _{2b}	Б	6,9	1,42	2,86	0,3	0,56	0,11	0,12	0,81
65	Мільківська, 8-р	2987-2990	20	C _{1v2}	Д	7,5	0,6	5,5	1,1	0,12			
66	Нинівська, 1	3599-3607	26,7	C _{1v2}	ДГ	8	0,21	0,18	0,05	1,31	0,02	0,03	1,11
67	Нинівська, 1	3599-3607	26,5	C _{1v2}	ДГ	8	0,24	0,18	0,05	1,49	0,02	0,031	1,15
68	Нинівська, 1	3599-3607	50,8	C _{1v2}	ДГ	8	0,27	0,18	0,09	1,68	0,04	0,049	0,91
69	Нинівська, 1	3599-3607	66,6	C _{1v2}	ДГ	8	0,29	0,17	0,11	1,91	0,04	0,062	1,15
70	Нинівська, 1	3599-3607	22,4	C _{1v2}	ДГ	8	0,19	0,2	0,04	1,06	0,02	0,022	0,81
71	Нинівська, 1	3599-3607	65,1	C _{1v2}	ДГ	8	0,29	0,2	0,13	1,62	0,04	0,057	1,05

Продолжение таблицы А.2

№ п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефикации (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяжка), %	Na ₂ O (водная вытяжка), %	Na/Cl
72	Новотроїтська, 14	3438-3440	20	C _{1t}	ДГ	8	0,8	0,25	0,05	3,58			
73	Окопівська, 385	3216-3231	59,4	C _{1v2}	Д	7,5	2,15	0,62	0,37	3,88			
74	Олавська, 1	3596-3608	5,5	C _{1v2}	ДГ	7,8	0,82	2,29	0,13	0,4	0,14	0,07	0,37
75	Олавська, 1	3596-3608	35,2	C _{1v2}	ДГ	7,9	0,31	0,5	0,18	0,69	0,22	0,1	0,34
76	Олавська, 1	3958-3965	11,6	C _{1v1}	Г	8,4	0,4	0,3	0,03	1,49	0,04	0,02	0,37
77	Олавська, 1	3958-3965	18,3	C _{1v1}	Г	8,4	0,4	0,24	0,04	1,87	0,02	0,02	0,74
78	Олавська, 1	3958-3965	79,9	C _{1v1}	Г	8,4	0,29	0,2	0,16	1,62	0,03	0,056	1,38
79	Олавська, 1	3958-3965	33,1	C _{1v1}	Г	8,4	0,39	0,32	0,11	1,37	0,03	0,051	1,26
80	Олавська, 1	3958-3965	74,9	C _{1v1}	Г	8,4	0,29	0,2	0,15	1,62	0,03	0,062	1,53
81	Олавська, 1	3958-3965	50,6	C _{1v1}	Г	8,4	0,3	0,2	0,1	1,68	0,02	0,056	2,07
82	Олавська, 1	3958-3965	84,2	C _{1v1}	Г	8,4	0,31	0,18	0,15	1,93	0,01	0,062	4,59
83	Олавська, 1	3958-3965	16,2	C _{1v1}	Г	8,4	0,27	0,18	0,03	1,68	0,01	0,018	1,33
84	Олавська, 1	3958-3965	78,6	C _{1v1}	Г	8,4	0,31	0,21	0,17	1,65	0,04	0,07	1,3
85	Олавська, 1	3958-3965	10,8	C _{1v1}	Г	8,4	0,34	0,24	0,03	1,59	0,04	0,018	0,33
86	Олавська, 1	3958-3965	75,1	C _{1v1}	Г	8,4	0,29	0,23	0,17	1,41	0,03	0,051	1,26
87	Олавська, 1	3958-3965	37,4	C _{1v1}	Г	8,4	0,34	0,23	0,09	1,66	0,03	0,051	1,26
88	Олавська, 1	3980-3992	32,1	C _{1t}	Г	8,6	0,27	0,18	0,06	1,68	0,03	0,031	0,76
89	Олавська, 1	3980-3992	45	C _{1t}	Г	8,6	0,2	0,2	0,09	1,12	0,01	0,043	3,18
90	Олавська, 1	3980-3992	67,3	C _{1t}	Г	8,6	0,27	0,17	0,11	1,78	0,01	0,059	4,37
91	Олавська, 1	3980-3992	85	C _{1t}	Г	8,6	0,36	0,18	0,15	2,24	0,01	0,043	3,18
92	Олавська, 1	3992-4003	83,4	C _{1t}	Г	8,6	0,28	0,22	0,18	1,43	0,03	0,056	1,38
93	Остапівська, 2	2522-2529	80,6	C _{2b}	Д	7,2	3,59	0,9	0,73	4,47	0,36	0,367	0,75
94	Остапівська, 2	2522-2529	80	C _{2b}	Д	7,2	2,77	0,86	0,69	3,61	0,35	0,429	0,91
95	Остапівська, 2	2641-2647	12,2	C _{2b}	ДГ	7,9	1,72	7,22	0,88	0,09	1	0,87	0,64
96	Перекопівська, 5	4829-4837	60	C _{1v2}	Г	8,3	0,24	0,2	0,12	1,34			
97	Перекопівська, 5	4829-4837	60	C _{1v2}	Г	8,3	0,3	0,27	0,16	1,24			

Продолжение таблицы А.2

N п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефика- ции (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяж- ка), %	Na ₂ O (водная вытяж- ка), %	Na/Cl
98	Північно-Лесяківська, 363	3635-3643	75,7	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	3,13	0,63	0,48	5,56	0,35	0,447	0,95
99	Північно-Лесяківська, 363	3929-3937	21,8	C ₁ v ₁	Г	8,3	0,24	0,28	0,06	0,96	0,08	0,04	0,37
100	Північно-Лесяківська, 363	3929-3937	11,1	C ₁ v ₁	Г	8,1	0,34	0,59	0,07	0,64	0,07	0,07	0,74
101	Північно-Лесяківська, 363	3929-3937	36,2	C ₁ v ₁	Г	8,3	0,16	0,24	0,09	0,74	0,01	0,04	2,96
102	Північно-Лесяківська, 363	3929-3937	20,4	C ₁ v ₁	Г	8,1	0,14	0,28	0,06	0,56	0,01	0,03	2,22
103	Північно-Лесяківська, 363	3929-3937	66,9	C ₁ v ₁	Г	8,2	0,25	0,24	0,16	1,17	0,03	0,062	1,53
104	Побиванська, 454	4345-4361	4,1	C ₁ v ₂	Д	7,4	0,25	2,6	0,11	0,11	0,07	0,09	0,95
105	Побиванська, 454	4393-4406	26,9	C ₁ v ₂	Д	7,4	1,1	0,39	0,1	3,16	0,05	0,044	0,65
106	Побиванська, 454	4425-4430	20	C ₁ v ₂	Д	7,3	0,1	0,2	0,04	0,56	0,02	0,02	0,74
107	Побиванська, 454	4425-4430	11,7	C ₁ v ₂	Д	7,3	0,58	0,63	0,07	0,92	0,04	0,042	0,78
108	Побиванська, 454	4481-4495	2,9	C ₁ v ₂	ДГ	7,9	0,48	3,52	0,1	0,15	0,09	0,09	0,74
109	Решетняківська, 4	3493-3494	10	C ₁ v ₂	Г	8,2	0,07	0,75	0,08	0,1			
110	Річна, 386	4675-4691	80,5	C ₁ v ₂	Г	8,2	3,15	0,82	0,66	4,3			
111	Річна, 386	4895-4911	83,7	C ₁ v ₂	Г	8,4	2,62	0,57	0,48	5,15			
112	Річна, 386	5225-5230	76,7	C ₁ v ₂	Ж	8,8	2,58	0,57	0,44	5,07			
113	Рудовська, 2	5583-5593	80,9	C ₁ t	К ОС	10,1	0,11	0,36	0,29	0,34			
114	Рудовська, 2	5752-5768	76,4	D ₃ fm	ОС	10,5	0,97	0,18	0,14	6,04			
115	СГ-9	4809-4818	52,7	C ₁ v ₂	Г	8,3	1,14	0,47	0,25	2,72			
116	СГ-9	4818-4827	78,7	C ₁ v ₂	Г	8,5	1,69	0,47	0,37	4,03			
117	СГ-9	4818-4827	9,1	C ₁ v ₂	Г	8,3	0,06	0,08	0,01	0,84			
118	СГ-9	5010-5020	12,5	C ₁ v ₂	Г	8,3	0,39	0,33	0,04	1,32			
119	Семенцовська, 8	3740-3751	6,4	C ₂ b	Д	7,4	1,63	1,46	0,09	1,25	0,1	0,066	0,49
120	Слободська, 321	4691-4699	91,2	C ₁ t	Ж	8,8	0,16	0,11	0,1	1,63	0,02	0,008	0,3
121	Слободська, 321	4691-4699	67	C ₁ t	Ж	8,8	0,23	0,16	0,11	1,61	0,02	0,08	2,96
122	Слободська, 321	4691-4699	90,6	C ₁ t	Ж	8,8	0,15	0,11	0,1	1,53	0,02	0,09	3,33
123	Слободська, 321	4691-4699	90,1	C ₁ t	Ж	8,8	0,27	0,12	0,11	2,52	0,04	0,057	1,05

Продолжение таблицы А.2

N п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефика- ции (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяж- ка), %	Na ₂ O (водная вытяж- ка), %	Na/Cl
124	Слободська, 321	4691-4699	78,6	C ₁ t	Ж	8,8	1,17	0,34	0,27	3,85	0,18	0,202	0,83
125	Стягайлівська, 3	3679-3693	16,2	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	0,24	1,05	0,17	0,26			
126	Стягайлівська, 3	3878-3890	22,3	C ₁ t	ДГ	7,9	0,32	0,61	0,14	0,59			
127	Стягайлівська, 3	3878-3890	22,3	C ₁ t	Г	8,2	0,32	0,54	0,12	0,66			
128	Талалаївська, 2-р	3848-3856	30	C ₁ s ₁	Д	7,7	1,6	0,65	0,2	2,76			
129	Талалаївська, 6-р	3738-3745	20	C ₁ v ₁	Д	7,4	0,18	0,36	0,07	0,56			
130	Талалаївська, 6-р	3745-3756	20	C ₁ v ₁	Д	7,6	0,32	4	0,8	0,09			
131	Талалаївська, 6-р	3745-3756	20	C ₁ v ₁	Д	7,5	0,18	0,29	0,06	0,69			
132	Талалаївська, 6-р	3745-3756	20	C ₁ v ₁	Д	7,5	0,27	0,34	0,07	0,89			
133	Талалаївська, 6-р	3745-3756	20	C ₁ v ₁	Д	7,5	0,28	0,4	0,08	0,78			
134	Талалаївська, 6-р	3756-3763	20	C ₁ v ₁	Д	7,5	0,28	0,31	0,06	1,01			
135	Талалаївська, 6-р	3964-3967	20	C ₁ v ₁	ДГ	8	0,07	0,25	0,05	0,31			
136	Тростянецька, 2	4893-4902	19,9	C ₁ v ₁	Ж	8,8	0,17	0,22	0,04	0,86	0,03	0,01	0,25
137	Тростянецька, 2	4902-4909	10,2	C ₁ v ₁	Ж	8,8	0,37	0,25	0,03	1,66	0,03	0,006	0,15
138	Тростянецька, 2	4902-4909	22,9	C ₁ v ₁	Ж	8,8	0,37	0,22	0,05	1,88	0,04	0,018	0,33
139	Тростянецька, 2	4902-4909	82,9	C ₁ v ₁	Ж	8,9	0,39	0,24	0,2	1,82	0,04	0,022	0,41
140	Червонозаярська, 468	4157-4174	74,1	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	3,08	0,94	0,7	3,67			
141	Червонозаярська, 468	4157-4174	74,1	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	2,73	0,95	0,7	3,22			
142	Червонозаярська, 468	4221-4236	52,2	C ₁ v ₂	ДГ	7,9	3,33	1,08	0,56	3,45			
143	Червонозаярська, 468	4221-4236	52,2	C ₁ v ₂	ДГ	7,9	2,62	0,88	0,46	3,33			
144	Червонозаярська, 468	4254-4274	20	C ₁ v ₂	ДГ	7,8	0,32	0,88	0,18	0,42			
145	Червонозаярська, 468	4274-4292	16,4	C ₁ v ₂	ДГ	8	0,49	0,78	0,13	0,71			
146	Червонозаярська, 468	4274-4292	16,4	C ₁ v ₂	ДГ	8	0,49	0,67	0,11	0,82			
147	Червонозаярська, 468	4319-4331	62,6	C ₁ v ₂	ДГ	7,9	1,58	0,74	0,46	2,39			
148	Червонозаярська, 468	4319-4331	62,6	C ₁ v ₂	ДГ	7,9	1,57	0,68	0,43	2,59			
149	Червонозаярська, 468	4567-4571	40,9	C ₁ t	ДГ	7,8	0,42	0,47	0,19	1			

Продолжение таблицы А.2

№ п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефикации (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяжка), %	Na ₂ O (водная вытяжка), %	Na/Cl
150	Червонозаярська, 468	4567-4571	40,9	C _{1t}	ДГ	7,8	0,41	0,54	0,22	0,85			
151	Червонозаярська, 468	4594-4610	66,2	C _{1t}	ДГ	8	2,06	1,22	0,81	1,89			
152	Червонозаярська, 468	4594-4610	66,2	C _{1t}	ДГ	8	1,88	1,36	0,9	1,55			
153	Яблунівська, 10	3642-3650	77,3	C _{1s2}	ДГ	8	4,06	0,85	0,66	5,35			
154	Яблунівська, 10	3946-3949	67,7	C _{1v2}	Г	8,2	1,75	0,39	0,26	5,03			
155	Яблунівська, 10	4955-4958	40	C _{1v1}	Ж	8,8	0,6	0,3	0,12	2,24			
156	Яблунівська, 10	4977-4982	62,8	C _{1t}	Ж	8,9	1,05	0,3	0,19	3,92			
157	Яблунівська, 11	3551-3560	78,2	C _{1v2}	Д	7,5	3,89	1,03	0,81	4,23			
158	Яблунівська, 11	3734-3738	10	C _{1v2}	Д	7,6	0,28	0,82	0,08	0,38			
159	Яблунівська, 11	4707-4716	72,1	C _{1t}	Г	8,1	0,97	0,18	0,13	6,04			
160	Яблунівська, 14	3560-3566	85,4	C _{2b}	Д	7,6	4,31	0,84	0,72	5,75			
161	Яблунівська, 14	3679-3688	77,9	C _{2b}	Д	7,6	4,15	0,81	0,63	5,74			
162	Яблунівська, 14	4918-4926	59,8	C _{1t}	Ж	8,6	0,86	0,28	0,17	3,44			
163	Яблунівська, 14	4926-4930	65,3	C _{1t}	Ж	8,8	0,3	0,15	0,1	2,24			
164	Яблунівська, 4	4070-4080	77,5	C _{1v2}	ДГ	8,3	2,19	0,28	0,22	8,76	0,16	0,175	0,81
165	Яблунівська, 4	4070-4080	77,5	C _{1v2}	ДГ	8,4	2,19	0,28	0,22	8,76	0,16	0,175	0,81
166	Яблунівська, 4	4651-4658	71	C _{1t}	Ж	8,5	0,76	0,33	0,23	2,58			
167	Яблунівська, 4	4651-4658	70,4	C _{1t}	Ж	8,5	0,83	0,33	0,23	2,82			
168	Яблунівська, 4	4733-4740	59,6	C _{1t}	Ж	8,6	1,16	0,33	0,2	3,94			
169	Яблунівська, 4	5027-5037	74,2	D ₃ C ₁	ЖК	9,5	4,44	0,49	0,36	10,15			
170	Яблунівська, 4	5027-5037	73,4	D ₃ C ₁	ЖК	9,7	4,18	0,5	0,37	9,36			
171	Яблунівська, 5	3630-3638	41	C _{1v2}	ДГ	7,9	0,85	0,32	0,13	2,98	0,04	0,059	1,09
172	Яблунівська, 5	3630-3638	43	C _{1v2}	ДГ	8	1,49	0,52	0,22	3,21	0,16	0,179	0,83
173	Яблунівська, 5	3630-3638	41	C _{1v2}	ДГ	8	0,86	0,32	0,13	3,01	0,04	0,059	1,09
174	Яблунівська, 5	3630-3638	43	C _{1v2}	ДГ	8	1,49	0,52	0,22	3,21	0,16	0,178	0,82
175	Яблунівська, 5	3883-3895	60	C _{1v2}	Г	8,2	1,97	0,26	0,16	8,49			

Продолжение таблицы А.2

N п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефика- ции (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяж- ка), %	Na ₂ O (водная вытяж- ка), %	Na/Cl
176	Яблунівська, 9	4087-4095	12,8	C ₁ v ₂	Г	8,1	1,19	0,57	0,07	2,34			
177	Яблунівська, 9	4156-4165	83,8	C ₁ v ₂	Г	8,2	2,86	0,36	0,3	8,9			
178	Яблунівська, 9	4165-4171	73,1	C ₁ v ₂	Г	8,2	2,72	0,34	0,25	8,96			
	Чутівсько-Олексіївська зона												
179	Березовська, 485	3757-3761	80,5	C ₂ m	ДГ	7,8	3,87	1,56	1,26	2,78			
180	Березовська, 485	3757-3761	80,5	C ₂ m	ДГ	7,8	3,64	1,76	1,42	2,32			
181	Березовська, 485	4629-4636	60	C ₁ s ₂	Г	8,2	1,21	1,09	0,65	1,24			
182	Березовська, 485	4629-4636	60	C ₁ s ₂	Г	8,2	1,22	1,02	0,61	1,34			
183	Березовська, 76	5323-5328	69,7	C ₁ v ₂	Г	8,3	3,46	1,02	0,71	3,8			
184	Березовська, 76	5323-5328	69,7	C ₁ v ₂	Г	8,3	2,85	0,75	0,52	4,26			
185	Березовська, 76	5323-5328	81,8	C ₁ v ₂	Г	8,3	3,88	1,29	1,06	3,37			
186	Березовська, 76	5323-5328	81,8	C ₁ v ₂	Г	8,3	3,77	0,82	0,67	5,15			
187	Березовська, 76	5565-5575	77,6	C ₁ v ₂	Г	8,5	0,36	0,2	0,16	2,02			
188	Березовська, 76	5565-5575	77,6	C ₁ v ₂	Г	8,5	0,48	0,27	0,21	1,99			
189	Голіківська,3	3993-3998	7,7	C ₁ v ₂	ДГ	8	0,6	1,16	0,09	0,58			
190	Голіківська,3	3993-3998	7,7	C ₁ v ₂	ДГ	8	0,81	1,08	0,08	0,84			
191	Голіківська,3	3993-3998	7,7	C ₁ v ₂	ДГ	8	0,66	1,63	0,13	0,45			
192	Голіківська,3	3993-3998	7,7	C ₁ v ₂	ДГ	8	0,7	0,81	0,06	0,97			
193	Західно-Козіївська, 76	4170-4173	16,4	C ₁ v	Г	8,2	0,41	0,98	0,16	0,47			
194	Західно-Козіївська, 76	4170-4173	16,4	C ₁ v	Г	8,2	0,41	0,98	0,16	0,47			
195	Західно-Козіївська, 76	4170-4173	11,4	C ₁ v	Г	8,2	0,57	0,81	0,09	0,79			
196	Західно-Козіївська, 76	4170-4173	11,6	C ₁ v	Г	8,2	0,57	0,84	0,1	0,76			
197	Західно-Хрестищенська,70	6325-6338	88	C ₂ b	Ж	9,3	1,08	3,02	2,66	0,4			
198	Західно-Хрестищенська,70	6325-6338	87,7	C ₂ b	Ж	9,3	1,21	2,85	2,5	0,47			
199	Західно-Хрестищенська,70	6325-6338	87,8	C ₂ b	Ж	9,3	1,21	3,19	2,8	0,42			

Продолжение таблицы А.2

N п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефика- ции (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяж- ка), %	Na ₂ O (водная вытяж- ка), %	Na/Cl
200	Козіївська, 12	4262-4270	37,1	C _{1v2}	Д	7,3	1,2	0,96	0,36	1,4	0,08	0,35	3,24
201	Козіївська, 7	4307-4316	52,9	C _{1t}	Д	7,6	0,21	0,12	0,06	1,96	0,05	0,063	0,93
202	Козіївська, 12	4250-4255	39,5	C _{1v2}	Д	7,2	0,32	0,82	0,32	0,44	0,07	0,13	1,37
203	Козіївська, 12	4255-4262	29,8	C _{1v2}	Д	7,2	0,25	1,32	0,39	0,21	0,09	0,16	1,32
204	Матвєєвська, 5	3570-3572	13,8	C _{1s2}	Г	8,3	0,52	0,5	0,07	1,16	0,05	0,063	0,93
205	Нарижнянська, 2	3620-3627	20,5	C _{1s2}	ДГ	7,7	2,09	1,46	0,3	1,6			
206	Нарижнянська, 2	3620-3627	24,6	C _{1s2}	ДГ	7,7	1,87	1,22	0,3	1,72			
207	Нарижнянська, 9	3365-3380	31,5	C _{2b1}	Д	7,6	1,38	1,55	0,49	1			
208	Нарижнянська, 9	3365-3380	31,5	C _{2b1}	Д	7,6	1,14	1,29	0,41	0,99			
209	Нарижнянська, 9	3576-3591	6,4	C _{1s2}	ДГ	7,8	0,48	1,71	0,11	0,32			
210	Сахалінська, 4	3609-3615	59	C _{2m}	ДГ	7,8	0,94	0,52	0,31	2,02	0,1	0,093	0,69
211	Світланівська, 651	2539-2547	27,6	C _{2b}	Д	7,5	2,39	0,65	0,18	4,12	0,07	0,099	1,05
212	Східно-Полтавська, 12	5608-5623	54,3	C _{1s2}	ГЖ	8,5	3,58	2,22	1,21	1,81			
213	Східно-Полтавська, 12	5608-5623	54,3	C _{1s2}	ГЖ	8,5	3,41	2,18	1,18	1,75			
214	Східно-Полтавська, 8	4372-4382	30,6	C ₃ ¹⁻²	Г	8,1	2,99	0,63	0,19	5,32	0,11	0,11	0,74
215	Східно-Полтавська, 8	4372-4382	70	C ₃ ¹⁻²	Г	8,2	3,26	0,59	0,41	6,19	0,18	0,178	0,73
216	Східно-Полтавська, 8	4372-4382	30,6	C ₃ ¹⁻²	Г	8,1	2,97	0,63	0,19	5,28	0,11	0,11	0,74
217	Східно-Полтавська, 8	4383-4397	70,6	C ₃ ¹⁻²	Г	8,2	3,23	0,39	0,28	9,28	0,18	0,178	0,73
218	Східно-Полтавська, 8	5214-5226	10,9	C _{2m}	Г	8,3	0,91	0,26	0,03	3,92	0,02	0,015	0,56
219	Східно-Полтавська, 8	5214-5226	10,9	C _{2m}	Г	8,3	0,91	0,26	0,03	3,92	0,02	0,015	0,56
220	Новоселівська площа*		20,9	C _{2m} , k ₇ ⁵	Б		0,59	5,77	1,20	0,11			
221	Новоселівська площа*		25,4	C _{2m} , k ₇ ²	Б		0,39	4,85	1,23	0,09			
222	Новоселівська площа*		11,9	C _{2m} , k ₄	Б		0,72	11,26	1,34	0,07			
223	Новоселівська площа*		16,3	C _{2m} , k ₃	Б		0,45	5,64	0,92	0,09			
224	Новоселівська площа*		30,1	C _{2m} , k ₂ ¹	Б		0,40	5,14	1,54	0,09			
225	Новоселівська площа*		17,6	C _{2b} , i ₃ ²	Б		1,26	4,76	0,84	0,30			

Продолжение таблицы А.2

№ п/п	Площадь, скважина, шахта	Глубина, м	Зольность, %	Возраст, пласт	Степень углефикации (марка)	R ^a , %	K ₂ O на золу, %	Na ₂ O на золу, %	Na ₂ O на уголь, %	K ⁺ /Na ⁺	Cl (водная вытяжка), %	Na ₂ O (водная вытяжка), %	Na/Cl
226	Новоселівська площа*		24,2	C ₂ b, i ₃ ¹	Б		1,60	6,80	1,52	0,26			
227	Новоселівська площа*		14,5	C ₂ b, i ₁ ³	Б		1,49	6,65	0,96	0,25			
228	Новоселівська площа*		32	C ₂ b, h ₆	Б		2,82	3,77	1,20	0,84			
229	Новоселівська площа*		13,7	C ₂ b, h ₄	Б		0,83	6,20	0,85	0,15			
230	Новоселівська площа*		25,4	C ₂ b, g ₁ ³⁺⁴	Б		2,58	4,31	1,09	0,67			
231	Новоселівська площа*		26,8	C ₂ b, f ₁	Б		3,12	2,49	0,67	1,40			
232	Новоселівська площа*		23,5	C ₂ b, f ₀ ³	Б		0,83	2,56	0,60	0,36			
233	Новомиколаївська площа*		15,4	C ₂ b, g ₃	Б		1,06	4,04	0,62	0,29			
234	Новомиколаївська площа*		25,5	C ₂ b, g ₁ ³	Б		2,06	2,44	0,62	0,95			
235	Новомиколаївська площа*		9,5	C ₂ b, g ₁ ³⁺⁴	Б		0,66	5,39	0,51	0,14			
	Волвенківсько-Бантишевська зона												
236	Коробочкинська, 6	3099-3106	76,7	C ₁ s ₂	Г	8,1	3,34	0,42	0,32	8,91	0,08	0,063	0,58
237	Купянський пр., 11011	1280		C ₂ b	Б	6,6	0,28	0,55		0,57			
238	Морозівська, 22655	952	1,9	C ₁ s ₁	Г		0,7	1,86	0,04	0,42	0,05	0,027	0,4
239	Морозівська, 22655	310-317	7,8	C ₁ s ₁	Г		0,47	1,63	0,13	0,32	0,09	0,086	0,71
240	Успенівські ділянки 1-4**			C ₂ b, h ₄	Д	7,2	0,94	2,84		0,37			
241	Успенівські ділянки 1-4**			C ₂ b, g ₁ ²	Д	7,4	0,94	2,17		0,49			
242	Успенівські ділянки 1-4**			C ₂ b, g ₁	Д	7,4	0,74	2,24		0,37			
243	Успенівські ділянки 1-4**			C ₂ b, f ₀ ⁷	Д	7,4	0,92	3,09		0,33			
244	Успенівські ділянки 1-4**			C ₂ b, f ₀ ³	Д	7,4	0,84	3,08		0,31			
245	Шевченківська, 9	3366-3381	46,9	C ₁ v ₂	Д	7,6	1,65	0,23	0,11	8,03	0,07	0,1	1,06

* - по данным Новомосковської ГРЭ

** - по данным Павлоградської ГРЭ

Таблица А.3 – Микрокомпонентный состав бурого угля
пласта II шахты 33 Ильницкого месторождения
в пересчете на органическое вещество, %

№ п/п, (образ.)	Место отбора, №№ пикетов	телинит		тели- нит сумма	коллинит			колли- нит сумма	вит- ринит сумма	липоидинит структурный				липои- до- аттрит	липои- динит сумма	инерти- нит струк- турный	инерто- аттрит	инерти- нит сумма
		тексти- нит	ульми- нит		гелинит	аттри- нит	денси- нит			субери- нит	резинит	спори- нит	кутинит					
1	640 м от центр. ствола, подошва	41	7	48	4	20	-	24	72	9	1	1	13	-	24	-	4	4
2	640 м от центр. ствола, сред. част.	2	4	6	6	50	5	61	67	1	3	1	5	5	15	1	17	18
3	640 м от центр. ствола, кровля	15	28	43	5	39	3	47	90	2	1	-	-	4	7	3	-	3
4	645 м от центр. ствола, подошва	8	15	23	6	23	35	64	87	-	2	-	-	5	7	4	2	6
5	645 м от центр. ствола, сред. част.	15	10	25	5	37	-	42	67	-	6	1	18	4	29	4	-	4
6	645 м от центр. ствола, кровля	3	18	21	3	46	5	54	75	1	6	-	8	-	15	-	10	10
7	648 м от центр. ствола, подошва	5	28	33	8	22	7	37	70	-	5	-	10	3	18	12	-	12
8	648 м от центр. ствола, сред. част.	64	11	75	3	3	-	6	81	-	3	-	4	-	7	12	-	12
9 (10)	651 м от центр. ствола, подошва	22	18	40	-	12	-	12	52	5	5	-	18	5	33	-	15	15
10 (11)	651 м от центр. ствола, сред. част.	28	47	75	-	1	-	1	76	-	2	2	9	-	13	1	10	11
11 (13)	581 м от центр. ствола, подошва	8	59	67	4	18	-	22	89	4	-	-	-	-	4	7	-	7

Продолжение таблицы А.3

№ п/п, (образ.)	Место отбора, №№ пикетов	телинит		тели- нит сумма	коллинит			колли- нит сумма	вит- ринит сумма	липоидинит структурный				липои- до- аттрит	липои- динит сумма	инерти- нит струк- турный	инерто- аттрит	инерти- нит сумма
		тексти- нит	ульми- нит		гелинит	аттри- нит	денси- нит			субери- нит	резинит	спори- нит	кутинит					
12 (14)	581 м от центр. ствола, сред. част.	32	20	52	2	16	-	18	70	3	-	-	5	5	13	17	-	17
13 (15)	581 м от центр. ствола, кровля	18	20	38	4	20	-	24	62	10	-	-	6	6	22	12	4	16
14 (16)	586 м от центр. ствола, подошва	12	76	88	-	3	-	3	91	5	1	-	2	-	8	1	-	1
15 (19)	586 м от центр. ствола, сред. част.	57	14	71	4	16	-	20	91	-	2	-	4	-	6	-	3	3
16 (17)	586 м от центр. ствола, кровля	-	39	39	8	40	2	50	89	3	-	-	3	-	6	5	-	5
17 (146)	—	8	20	28	13	41	10	64	92	6	-	-	-	2	8	-	-	-
18 (147)	—	15	34	49	7	22	10	39	88	2	10	-	-	-	12	-	-	-
19 (152)	—	35	11	46	15	25	5	45	91	-	7	-	-	-	7	2	-	2
20 (154)	—	4	-	4	28	45	9	82	86	8	6	-	-	-	14	-	-	-
21 (157)	—	17	19	36	10	31	-	41	77	11	4	-	3	5	23	-	-	-
Среднее				44				35	79						14			7