

ГИДРОГЕОСТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ИМПАКТНЫХ СТРУКТУР НА ПРИМЕРЕ БОЛТЫШСКОЙ АСТРОБЛЕМЫ

И.Д. Багрий

(Рекомендовано акад. НАН Украины П.Ф. Гожиком)

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: bagrid@ukr.net
Доктор геологических наук, старший научный сотрудник, заместитель директора,
заведующий отделом геоэкологии и поисковых исследований.*

Рассмотрены возможности и эффективность применения комплексных приповерхностных поисковых технологий при изучении геолого-структурно-геохимических особенностей формирования нетрадиционных месторождений энергетических ресурсов в условиях импактных структур (на примере Болтышской структуры). Структурно-термо-атмогеохимические исследования с использованием гидролого-гидробиологических, геоструктурных материалов о формирующих нефтегазоносных процессах на принципах гидро-геосинергетической биогенно-мантийной концепции происхождения углеводородов позволяют предварительно выделить в пределах импактной структуры участки, перспективные на выявление скоплений углеводородов.

Ключевые слова: астроблема, импактная структура, структурно-тектонические особенности, термометрическая и газогеохимическая съемки, флюидопроницаемые зоны, углеводороды.

HYDROGEOSTRUCTURAL FEATURES OF HYDROCARBON DEPOSITS FORMATION IN IMPACT STRUCTURES ON THE EXAMPLE OF THE BOLTYSH ASTROBLEME

I.D. Bagriy

(Recommended by academician of NAS of Ukraine P.F. Gozhik)

*Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: bagrid@ukr.net
Doctor of geological sciences, senior research worker, deputy of director,
manager of department of geoecology and searching.*

The possibilities and efficiency of the application of complex near-surface search technologies in the study of geological-structural and geochemical features of the formation of non-traditional deposits of energy resources under the conditions of impact structures (the example of the BoltysH structure) are considered. The application of structural-thermal-atmo-hydro-geochemical studies (STAHTGS) using hydrologic, hydrobiological and geostructural materials on forming oil and gas processes on the basis of the hydro-geosynergic biogenic mantle concept of the origin of hydrocarbons allows us to preliminarily identify areas that are promising for detection of hydrocarbon accumulations.

Key words: astrobleme, impact structure, structural and tectonic features, thermometric and soil vapor surveys, fluid-permeable zones, hydrocarbons.

ГІДРОГЕОСТРУКТУРНІ ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР НА ПРИКЛАДІ БОВТИСЬКОЇ АСТРОБЛЕМИ

І.Д. Багрій

(Рекомендовано акад. НАН України П.Ф. Гожиком)

*Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: bagrid@ukr.net
Доктор геологічних наук, старший науковий співробітник, заступник директора,
завідувач відділу геоecології та пошукових досліджень.*

Розглянуто можливості та ефективність використання комплексних приповерхневих пошукових технологій при вивченні геолого-структурно-геохімічних особливостей формування нетрадиційних родовищ енергетичних ресурсів в умовах імпактних структур (на прикладі Бовтиської структури). Структурно-термо-атмогеохімічні дослідження з використанням гідролого-гідробіологічних, геоструктурних матеріалів про формуючі нафтогазоносні процеси на принципах гідро-геосинергетичної біогенно-мантійної концепції походження вуглеводнів дозволяють наперед визначити в межах імпактної структури ділянки, перспективні на виявлення скупчень вуглеводнів.

Ключові слова: астроблема, імпактна структура, структурно-тектонічні особливості, термометрична і газогеохімічна зйомки, флюїдопроникні зони, вуглеводні.

В настоящее время сложилась трудная обстановка с дальнейшим наращиванием запасов нефти и газа. Необходимы новые направления поисково-разведочных работ и новые объекты как по площади, так и по вертикальному разрезу на глубины, технически доступные на сегодняшний день. С этой точки зрения вновь приобрела актуальность нефтегазоносность кристаллических пород докембрийского фундамента, на необходимость решения которой в течение многих лет указывали В.Б. Порфирьев, И.И. Чебаненко, А.Е. Лукин, В.А. Краюшкин, Г.Н. Доленко, В.П. Ключко и др.

Независимо от представлений о происхождении углеводородов (УВ) осадочного чехла и кристаллических пород фундамента требуется разработка новых обоснований и направлений геологоразведочных работ, а также научных объяснений нетрадиционных объектов, в данном случае астроблем, на основе применения широкого спектра фундаментальных исследований и их практического применения и внедрения. Для дальнейшей успешной разработки новых концепций (парадигм), поисковых технологий, внедрения новых идей необходимо новаторство и известный риск. На основе анализа многолетних результатов геологоразведочных работ за рубежом и в Украине как на традиционных, так и нетрадиционных объектах, в частности на астроблемах, было установлено, что запасы нефти и

газа исчерпываются. В действительности оказалось, что исчерпали себя научные идеи при отсутствии новых концепций и технологий.

Решение такой чрезвычайно сложной проблемы при отсутствии прогнозно-поискового опыта на территории Украины возможно только на основе изучения и адаптации международного опыта, в данном случае на нефтегазоносных астроблемах мира, а также новых подходов в совершенствовании и адаптации к специфике геологических гидролого-седиментационных и геолого-структурных условий Болтышской астроблемы, в частности.

Нами разработаны и адаптированы новые технологические подходы на основе многолетнего материала поисковых технологий, где впервые в геологической поисковой практике структурно-термо-атмо-гидролого-гидрогеохимических исследований (СТАГГИ) использованы гидролого-гидробиологические, геоструктурные данные о формирующих нефтегазоносных процессах на принципах гидро-геосинергетической биогенно-мантійной концепции происхождения УВ (ГГСБМКПУВ).

ГГСБМКПУВ открывает новые пути и возможности объединяющих принципов двух «противоборствующих», но взаимно дополняющих аргументов происхождения УВ. И уже на этой основе, учитывая колоссальный научный потенциал двух «противоборствующих» научных

школ, можно положительно решать актуальные прогнозно-поисковые проблемы нефтегазоносности осадочного чехла и кристаллических пород, используя значительный международный опыт на нефтегазоносных импактных структурах Еймс, Авак, Ньюпорт, Игл Бат, Стин-Ривер, которые по возрасту и размещению площадей совпадают с Болтышской астроблемой.

Мировой опыт добычи УВ из нефтегазоносных импактных структур дает все основания для изучения и внедрения новых концепций и технологий в связи с ростом интересов к таким объектам, как к источникам, перспективным на открытие и добычу промышленных залежей УВ. Именно в таких структурах Канады и США обнаружены и эксплуатируются промышленные залежи нефти и газа, которые связываются с импактидами в цоколе метеоритных кратеров (подкратерных зон) и, главное, в раздробленной зоне фундамента и кольцевого вала, оконтуривающего кратер.

Одним из важнейших аспектов исследования Болтышской астроблемы является наличие значительных энергетических ресурсов в виде почти 4 млрд м³ горючих сланцев, насыщенных УВ [Басс, 1967; Васильев, 1970; Гурский, 2010; Михайлов, 2011].

Изучение и анализ нефтегазоносности импактных структур мира, в сравнении с украинскими (Болтышская, Оболонская), рассматривались со следующих точек зрения: 1) картировочных геологических признаков расположения разломно-блоковой тектоники, трещинных зон, разломных зон повышенной проницаемости (РЗПП), зон растяжения и приуроченных к ним нефте- и газовых участков (эндогенных процессов); 2) гидробиологических условий (экзогенных процессов).

Концепция В.И. Вернадского о глобальном круговороте вещества в природе послужила объединяющим началом двух существующих парадигм происхождения нефти. В такой объединяющей совокупности рассмотрения проблемы экзогенных процессов происхождения УВ выступают продукты биоты, окислителями и носителями которых служит вода в виде рек как постоянный восстанавливаемый элемент круговорота, который не только формирует процессы образования месторождений, но и дает четкое представление о генерации и воспроизведении действующего круговорота веществ, а с ним и месторождений.

Нами рассмотрен сложный процесс образования УВ на локальном гидрологическом уровне, где за таксономическую единицу принимается речной бассейн – приречные площади.

Как показали наши исследования при прогнозном картировании перспективных площадей практически всех нефтегазоносных структур мира, изучение происхождения и заложения прогнозных основ тесно связано с нефтегазоносными провинциями, с соответствующими гидролого-гидрогеологическими условиями формирования нефтегазоносных провинций артезианских бассейнов, речных систем, предгорных прогибов и впадин. К таким формирующим нефтегазоносным условиям можно отнести астроблемы Украины: Оболонскую, Болтышскую, Зеленогайскую, Западную, Олешковские пески.

Ниже мы впервые рассмотрим проблемы формирования углеводородных месторождений, расположенных на площадях астроблем, с геотектонических и гидролого-гидрогеологических позиций.

Гидрогеоструктурные особенности формирования нефтегазовых месторождений импактных структур. С начала XX в. большой вклад в изучение геологического строения Болтышской площади внесли ученые Института геологических наук (ИГН) НАН Украины И.В. Луцицкий, П.А. Тутковский, Н.К. Михайловский и др. Планомерные же исследования начались в 30-е годы Л.Г. Ткачуком, В.В. Резниченко, В.Н. Червинским.

В процессе геофизических работ на территории Болтышской астроблемы была обнаружена большая впадина в кристаллическом фундаменте, названная по ближайшему населенному пункту Болтышской депрессией. О.И. Слензак (1946 г.) высказал мнение о том, что Болтышская депрессия образовалась в результате тектонических нарушений типа грабена. В 1951 г. группой геофизиков под руководством Л.Ф. Пеликаса проведены гравиметрические работы. Было установлено, что Болтышская депрессия имеет замкнутую изометрическую форму и не соединяется с Днепровско-Донецкой впадиной.

Неоценимый вклад в исследование Болтышской, Зеленогайской, Ротмистровской впадин как астроблем мирового значения внесли Е.П. Гуров, Е.П. Гурова, В.А. Рябенко, А.А. Вальтер. В исследованиях этих авторов на большом геологическом материале об ударно-метаморфических процессах научно обоснованы строение кратеров,

их происхождение, геохимические особенности расплавов импактных пород при определении состава кратероформирующих тел и пород [Гуров, 1991, 2006, 2010; Вальтер, 1977, 1982; Рябенко, 1982]. В связи с большим научным интересом к астроблемам Украинского щита Е.П. Гуровым были привлечены ученые Австрии, Великобритании, Финляндии, ЮАР, Венгрии.

Наибольшее внимание в работах геологического и энергетического направлений было уделено изучению и описанию Болтышского кратера, где во главу угла стали вопросы энергоресурсов. Одним из первых исследователей, предпринявшим попытку установить связь нефтяных и газовых месторождений с глубинными разломами в нефтегазоносных провинциях Украины, был С.И. Субботин. В общем теоретическом плане большое значение глубинным разломам как основным проводникам нефти и газа из мантийных очагов, их генерации к поверхности Земли придавал В.Б. Порфирьев [Порфирьев, 1952]. И.И. Чебаненко, Г.Н. Доленко, А.Е. Лукин и другие ученые указывали на признаки структурной и генетической связи месторождений нефти и газа с зонами глубинных разломов.

Проведенный анализ исследований в нефтегазоносных провинциях, включая нефтегазоносные астроблемы мира и Украины (Оболонская, Болтышская, Зеленогайская), позволил коррелировать гидродинамические и гидрогеохимические условия с разломной тектоникой. На этой основе установлена генетическая связь аномальных процессов: гидродинамических, геотермических, гидрогеохимических, газогидрогеохимических. Такие процессы возникают главным образом вследствие вертикальной «сквозьзональной» миграции подземных вод и их разгрузки в выше лежащие водоносные горизонты или на поверхность. Региональная вертикальная зональность обеспечивает формирование локальных аномалий в залегающих выше пластах, формирующих отложения. Гидродинамические аномалии сопровождаются, как правило, гидрогеохимическими.

Разломная тектоника оказывает на гидрогеологические процессы как прямое, так и опосредованное влияние. Образование крупных разломов и тектонических разрывов низших порядков приурочено к геодинамическим зонам. Основные особенности глубинных разломов – значительная протяженность, глубина и амплитуда, длительность развития, периодичность подвижек и их оживление в неоген-антропогенное

время – играли и играют большую роль в динамике поземных флюидов. Зоны разломов являются не только каналами вертикальных перетоков и разгрузки подземных вод или экранами на путях такого перемещения, в чем заключается их гидродинамическое значение, но и представляют собой большие по объемам «реакторы», где протекают гидрогеохимические и физико-химические процессы, ведущие к изменению химического состава водорастворенных веществ и физического состояния флюидов.

Формирование крупных кольцевых разломов, по представлениям М.В. Гзовского, Л.В. Чертовой, К.И. Багринцевой и других исследователей, связано с длительным объединением многочисленных мелких нарушений сплошности пород в напряженной области, размеры которой весьма велики [Гзовский, 1975; Багринцева, 1999]. По данным Х. Бениоффа, длина такой области может достигать 100 км и более, а ширина – десятков километров. Зияющие трещины в тектоносфере вплоть до мантии, по В.В. Белоусову, могут образовываться до 40 км и глубже.

Изучение и картирование РЗПП горных пород, проведенные в ИГН НАН Украины, имеют длительную историю. Разносторонние научные и прикладные аспекты их исследования – тектонические, металлогенические, гидрогеологические, инженерно-геологические и др. – освещены в работах С.И. Субботина, В.Б. Порфирьева, А.Е. Бабинца, И.И. Чебаненко, В.М. Шестопалова, И.Д. Багрия, Г.В. Лисиченко, В.В. Гудзенко и многих других исследователей [Багрий, 2013, 2015; Гожик, 2010 и др.].

Изменение напряженного состояния земной коры или тектонической активности разрывных нарушений влечет за собой изменения как интенсивности флюидного потока, так и его состава. Наиболее показательны в этом плане геохимические эффекты, вызванные изменением напряженного состояния земной коры в результате землетрясений, а также процессов ударного метаморфизма.

Выделение зон интенсивных современных деформаций земной поверхности имеет важное прогностическое значение, поскольку подобные зоны могут выступать каналами миграции флюидов. Многолетние исследования показали, что такие геодинамические зоны успешно выявляются приповерхностной газоэманационной съемкой (Rn, Tn, Ra, H, He).

Для геодинамических зон характерны аномалии напряженно-деформационного состояния по-

кровных отложений. Это вызывает появление в последних вблизи геодинамических зон таких эффектов, как перераспределение литохимических элементов в верхней части покровных отложений, усиление переноса вещества в обратных направлениях из глубоких горизонтов горного массива к дневной поверхности и закрепления его на геохимических барьерах. Все эти процессы характерны именно для покровных отложений, которые ранее традиционно считались инертными и статическими, особенно если они представлены глинистыми породами большой мощности.

С начала 1960-х годов в ИГН НАН Украины начали осуществляться фундаментальные исследования процессов массо- и теплопереноса в трещиноватых горных породах, что представляло непосредственный интерес для разного рода расчетов и прогнозов РЗПП. С 1973 г. в исследованиях В.М. Шестопалова, В.И. Лялько, И.Д. Багрия, Г.В. Лисиченко, В.И. Гудзенко и других ученых приобретает широкое развитие применение элементов распада радия – радона как индикатора трещинных зон [Багрий, 2003]. В это же время активно осваивается газовая съемка (He, H, CO₂). Уже первые результаты комплексирования эманационного газового набора элементов показали высокую эффективность и надежность проведенных исследований в комплексе с методами термометрических и гидрологических съемок для выявления зон современной повышенной проницаемости, в частности при изучении взаимосвязи подземных и поверхностных вод. Комплексирование эманационной и термической съемок с газовой позволило отбраковывать необоснованные аномалии как продуктивные, повысить достоверность выявления разрывных нарушений и приуроченных к ним зон повышенной проницаемости, а также геохимических особенностей подземных газов и вод в связи с современными геологическими процессами [Багрий, 1988]. Сейчас является общепризнанным, что распределение и интенсивность миграции природных газов в значительной степени обусловлены геотектоническими особенностями и сейсмической активностью. Установлено, что, наряду с гидродинамическими эффектами, землетрясениям предшествуют также изменения в химическом составе подземных газов и вод, что используется для разработки геохимических методов прогноза землетрясений. Отмечены и некоторые другие особенности, которые свидетельствуют о том, что аномальные кратковременные

вариации содержания гелия, радона и других газов являются следствием тектонических напряжений и нарушений. Это определяет высокую информативность приповерхностных атомохимических методов для картирования скрытых современных активных тектонических нарушений и приуроченных к ним РЗПП.

Увеличение интенсивности миграционного газового потока в разломах, трещинах и зонах дробления пород – не единственная возможная причина образования эманационных радиоаномалий при тектонических нарушениях. Другой причиной может быть повышение концентрации материнских радиоэлементов, в частности радия, в зонах тектонических нарушений, что связано с вторичным накоплением этих элементов в трещинах и на контактах нарушенных пород. Трещинные зоны – проницаемые участки являются путями миграции и накопления углеводородных флюидов, а также часто дренируют подземные и поверхностные воды. В зоне нарушений, которая является геохимическим барьером, растворенный в воде радий может переоткладываться. Одной из причин образования эманационных аномалий может быть также рост эманационной способности за счет увеличения эманационной способности дробленных пород.

Таким образом, упругие колебания благодаря комплексному воздействию на систему «порода – вода – газы», могут создавать ряд условий миграции газов для перераспределения эманаций между частицами «связанными» и теми, которые переходят в фазу-носителя. Такие зоны разгрузок напряжения и деформаций по содержанию представляют собой сочетание локальных участков стока энергии горного массива, служащих одновременно как газоносителями, так и накопителями УВ.

Возникновение в этом пространстве, заполняющемся флюидами, градиентов давления, температуры ведет к изменениям химического состава флюидов, их дифференциации в газовой и жидкой фазах. Последняя, отлагаясь в свободном пространстве, изменяет проводящие свойства разломов, что, в свою очередь, приводит к изменению характера теплового, барического и геохимического полей. Возобновление геодинамических процессов нарушает установившиеся гидродинамическое и геохимическое равновесия и т.д.

В зонах глубокопроникающих разломов формируются месторождения полезных ископаемых, в том числе УВ, термальных минеральных вод.

Все это позволяет утверждать, что тектонические движения, разломная тектоника и связанные с ней изменения физико-механических свойств пород, гидродинамических, геотемпературных, геохимических полей оказывают определяющее влияние на гидрогазогеохимические условия нефтегазоносных структур, включая астроблемы.

Вертикальные перетоки флюидов осуществляются по зонам разломов, которые связывают гидравлически водоносные горизонты в большом гипсометрическом интервале. Такую роль, очевидно, могут играть только те разломы, которые характеризуются проницаемостью и, соответственно, повышенной проводимостью. Фильтрационные способности разломов зависят от характера нарушенных разломом пород, ширины зоны дробления, амплитуды разлома, механизма его образования, времени заложения и возобновления геодинамических процессов. Наиболее благоприятные условия для движения флюидов

создаются в разломах, секущих крепкие породы. Менее благоприятны разломы в пластичных водонасыщенных глинистых породах, и в этих случаях их частичная проводимость не исключается. Проводящие разломы на определенных этапах становятся непроводящими, а непроводящие – проводящими. Раскрытие трещин сопровождается внедрением флюидов главным образом подземных вод и газов, а также нефти.

Таким образом, роль разломов как проводников флюидов или экранов на путях их движения изменяется во времени и пространстве. Разломы, проводящие флюиды вплоть до зоны инфильтрационного водообмена, служат путями движения подземных газонасыщенных вод, несущих углеводородные флюиды, и являются не только путями разгрузки флюидов глубоководных горизонтов, но и путями проникновения вод верхних горизонтов на большие глубины (рис. 1).

Рис. 1. Положение кратера Болтышской импактной структуры по отношению к структурам кристаллического фундамента (на основе фрагмента карты «Тектоническая схема кристаллического фундамента», лист М-36-XXVII, м-б 1: 500 000) [Державна..., 2004]

Структурно-формационные зоны: Ингуло-Ингулецкая: 1 – Чигиринская подзона, 2 – Приингульская подзона, 3 – Кировоградская зона; структурно-вещественные комплексы: метаморфические образования: 4 – прогеосинклинальный структурно-формационный комплекс палеоархея, амфиболито-гнейсовая формация (аульская серия); 5 – прогеосинклинальный структурно-формационный комплекс палеопротерозойской эвмиогосинклинали, флишоидная металавролит-метапесчаная формация (чечелиевская свита); 6 – метавулканогенная кремнево-сланцевая формация, метавулканогенно-метатерригенная подформация (верхняя подсвита успенской свиты).

Ультраметаморфические интрузивные образования. Стадия орогенеза (консолидации коры континентального типа): 7 – формация гранит-мигматитовая (кировоградский комплекс), 8 – формация диорит-монзонит-гранитовая (новоукраинский комплекс); протоплатформенная стадия тектоно-магматической активизации (корсунь-новомиргородский и дайковый комплексы): 9 – формация габбро-анортозитовая, 10 – формация рапакиви-гранитная, 11 – диабазовая формация. Разрывные нарушения: 12 – зона Кировоградского глубинного разлома; 13 – главные региональные разрывные нарушения (разломы): 2 – Тимошевско-Галещинский, 3 – Глодосский, 4 – Чигиринский, 5 – Знаменский, 7 – Цибулевский, 8 – Марьевский, 12 – Глодосско-Панчевский, 13 – Шполянский, 14 – Тимошевско-Галещинский (Тарасовский); 14 – второстепенные разрывные нарушения (разломы): 9 – Ревовско-Худолиевский, 10 – Косарско-Погорельский, 11 – Александрийский; 15 – разновидности разломов: а) взброс, б) сброс, в) сдвиг.

Блочные структуры Кировоградского блока: 16 – блоки 2-го ранга (Н – Новоукраинский, И – Ингульский); 17 – блоки 3-го ранга: I – Райгородский, II – Чигиринский, III – Корсунь-Новомиргородский, IV – Elizavetgradsky, V – Знаменский; 18 – границы блоков: а) 2-го, б) 3-го ранга; 19 – Болтышская импактная структура, контуры: а) кратера, б) предполагаемого коренного вала.

20 – изогипсы поверхности кристаллического фундамента, проведенные через 20 м

Fig. 1. The position of the crater of the Boltys impact structure in relation to the structures of the crystalline basement (based on the fragment of the map «Tectonic scheme of the crystalline basement». Sheet M-36-XXVII; Scale 1: 500 000) [Державна..., 2004]

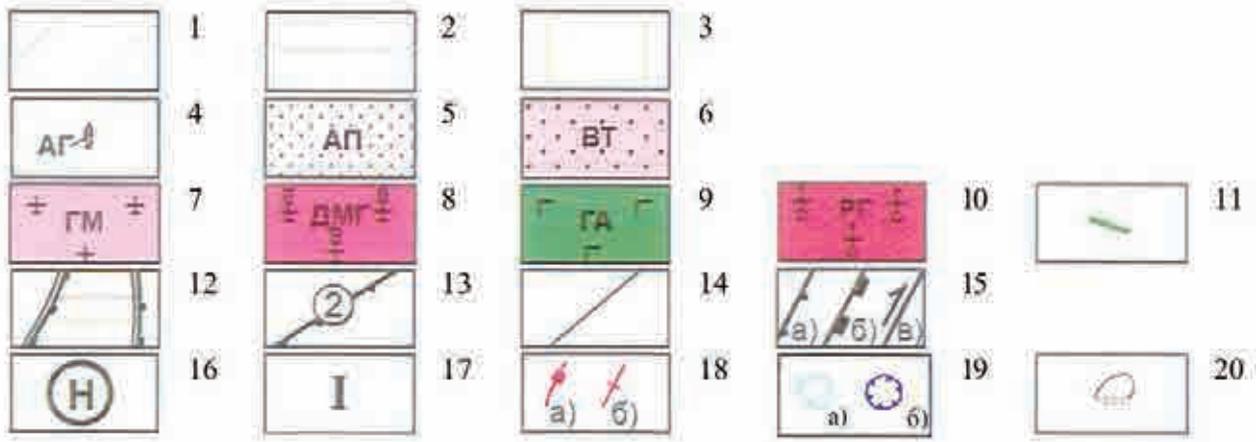
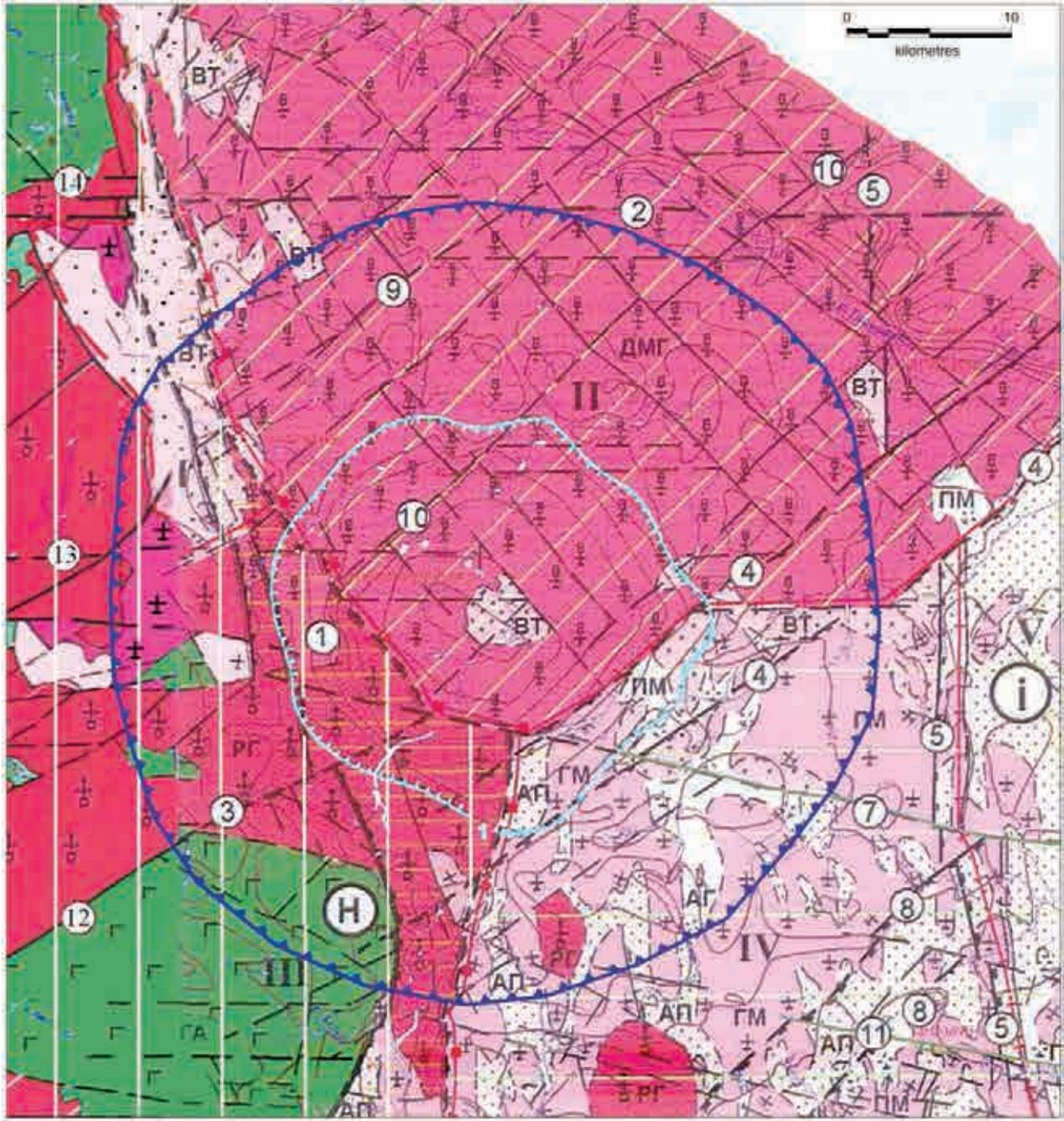
Structural and formation zones: Ingulo-Inguletskaya: 1 – Chigirinskaya subzone, 2 – Priingulskaya subzone, 3 – Kirovogradskaya zone; structural-material complexes: 4 – progeosynclinal structural-formational complex of Paleoarchae, amphibolite-gneiss formation (aulskaya series); 5 – progeosynclinal structural-formational complex of the Paleoproterozoic eumyosyncline; 6 – metavolcanogenic siliceous-slate formation.

Ultrametamorphic intrusive formations. The stage of orogenesis (consolidation of the continental crust): 7 – granite-migmatite formation (Kirovogradsky complex), 8 – formation of diorite-monzonite-granite (Novoukrainsky complex); protoplatform stage of tectonic-magmatic activation (Korsun-Novomirgorodsky and dike complexes): 9 – gabbro-anorthosite formation, 10 – rapakivi-granite formation, 11 – diabase formation.

Faults: 12 – zone of the Kirovogradsky deep fault; 13 – major regional faults: 2 – Timoshevsko-Galeshchinsky, 3 – Glodosky, 4 – Chigirinsky, 5 – Znamensky, 7 – Tsiulevsky, 8 – Maryevsky, 12 – Glodosko-Panchivsky, 13 – Shpolyansky, 14 – Timoshevsko-Galeshchinsky (Tarasovsky); 14 – secondary faults: 9 – Revivsko-Khudoliyevsky, 10 – Kosarsko-Pogorelsky, 11 – Alexandriysky; 15 – types of faults: a) upcast, b) downthrow, c) shift.

Block structures of the Kirovogradsky block: 16 – blocks of the 2nd rank (H – Novoukrainsky, I – Ingulsky); 17 – blocks of the 3rd rank: I – Raigorodsky, II – Chigirinsky, III – Korsun-Novomirgorodsky, IV – Elizavetgradsky, V – Znamensky; 18 – block boundaries: a) 2nd, б) 3rd rank; 19 – Boltys impact structure, contours: a) crater, б) rim.

20 – isohypes of the surface of the crystalline basement, drawn through 20 m



Гидродинамические и гидрогеохимические особенности палеозойских водоносных комплексов тесно связаны с разломной тектоникой, в данном случае с ударным метаморфизмом, определяющим аномальные явления – различные гидродинамические аномалии, сопровождающиеся геотермическими, газогидрогеохимическими, гидрогеохимическими, в конечном итоге выступают критериальными признаками. Аномалии проявляются в районах, характеризующихся развитием разноамплитудных разломов в фундаменте и осадочном чехле. Их наличие обуславливает вертикальные перетоки флюидов по зонам дробления, играющих роль каналов, обеспечивающих гидравлическую связь между водоносными комплексами в круговороте от поверхности до мантии.

В зонах глубинных разломов наблюдается миграция глубинных полигенных флюидов, которые, смешиваясь и преобразуясь в зонах дробления, накапливаются в недрах под надежными покрывками.

Одним из наиболее убедительных доказательств вертикальной миграции углеводородных газов, концентрирующихся в виде залежей под покрывками в соответствующих геолого-структурных условиях, являются инфильтрационные пресные газонасыщенные воды, образующие своеобразные оторочки под газоконденсатными и газовыми залежами. Благоприятными условиями для формирования конденсационных вод являются насыщение газа водой при высокой температуре, вертикальная миграция газа по зонам разломов, формирование залежи под покрывкой, где по мере снижения температуры парогазовой смеси до фоновой избыточная влага конденсируется и скапливается под залежью.

Таким образом, отмечается тесная пространственная связь месторождений нефти и газа с основными структуроформирующими глубинными разломами. Закономерно, что и наибольшая плотность прогнозных запасов УВ, приуроченных к прогибам, тесно связана с разломно-блоковыми процессами при ударном метаморфизме.

Глубинные разломы влияют не только на структурные особенности и процессы заложения их конфигурации, но и являются активными факторами, служащими определяющими условиями происхождения и накопления УВ, а также их путями миграции.

Наиболее значительным в этом плане для Болтышской астроблемы является Кировоградский глубинный разлом, контролирующий зало-

жение русловой сети, а также распространение складчатых комплексов рифея–палеозоя и нижнего мезозоя. К северу от разлома фундамент региона представлен лишь архей-среднепротерозойским кристаллическим комплексом. В блоках, ограниченных разломами, формируются отдельные депрессии и поднятия. Примерами могут служить субмеридиональные прогибы, возникшие в палеогеновое и неогеновое время между Одесским и Кировоградско-Николаевским глубинными разломами [Чебаненко, 1963].

Разломы северо-восточного простирания. К региональным разломам северо-восточного простирания в пределах участка исследований относятся Чигиринский и Глодосский. Эти разломы принадлежат к системе разломов северо-восточного простирания общей шириной до 50 км, которая пространственно связана с мантийным глубинным разломом, разделяющим блоки с «тонкой» и «толстой» литосферой, мощность которой уменьшается с юго-востока на северо-запад. С учетом структурного положения разлом можно рассматривать как ослабленную зону, благоприятную для прохождения флюидов.

Оба разлома входят как составляющие в мощную Глодосско-Адабасскую зону (до 15 км) мантийного заложения тектоно-метасоматической активизации северо-восточного простирания. Эта зона прослеживается вдоль юго-восточного крыла Глодосского разлома. Зона пересекает Новоукраинский массив, а в пределах Корсунь-Новомиргородского плутона интенсивность гидротермально-метасоматических процессов несколько уменьшается. На исследованной площади она проявляется в виде локальных зон и полей хлоритизированных, эпидотизированных, гематитизированных анортозитов, габбро-анортозитов, габбро, гранитов, иногда с вторичными кварцем, карбонатом, сульфидами, которые зафиксированы как в зоне Глодосского разлома, так и на расстоянии до 15 км на юг от него. Далее она прослеживается вдоль Чигиринского разлома в виде зон альбитизации, хлоритизации, эпидотизации, иногда с сульфидами, кварцем, карбонатом, длиной от первых километров до 25 км, шириной 1-4 км, с локальными (десятки и первые сотни метров) телами альбитовых, микроклин-альбитовых метасоматитов. Не исключена рудоконтролирующая роль Чигиринского разлома в локализации золотого оруденения (с зоной разлома пространственно связаны отдельные пункты минерализации золота).

Таким образом, глубинные разломы в комплексе астроблемных процессов определяют распространение формаций и литолого-фациальных отложений осадочного чехла и, соответственно, пород-коллекторов и экранирующих пород-покрышек. Они также фиксируют участки экстремальных мощностей осадочных толщ, связанных с речными системами, и, следовательно, зоны, оптимальные для нефтегазообразования.

Определяя формирование геоструктурных элементов фундамента и осадочного чехла, распространение формаций и литофаций, а значит, структурно-тектонические и литолого-фациальные условия образования углеводородных скоплений, глубинные разломы играют существенную роль и в процессе миграции первичных водогазовых флюидов, а также нефти и газа. Данные исследований в основном указывают на преимущественно вертикальную миграцию УВ по разрывам. Допускать значительные масштабы латеральной миграции, как это рассматривают некоторые авторы, нет оснований, поскольку проницаемость пород-коллекторов в условиях превалирующего кольцевого заложения трещиноватости нефтегазоносного мезозой-кайнозойского комплекса астроблем весьма низкая.

В этой связи сошлемся на весьма интересные данные геофизических исследований по геотраверсам глубинного сейсмического зондирования, указывающие, что Кировоградский глубинный разлом проникает в верхнюю мантию. Его ширина только по поверхности Мохо составляет 15-20, а в верхних горизонтах «осадочного слоя» – 30-40 км.

Данный разлом, надо полагать, достигает глубин астеносферного слоя верхней мантии, где, по нашим представлениям согласно ГГСБМКПУВ, происходит минеральный синтез нефти и газа.

Именно благодаря разломной тектонике в этих зонах, по данным дешифрирования аэрокосмических съемок, увеличивается трещиноватость пород и вместе с тем улучшаются их коллекторские свойства. Проницаемость пород возрастает в 5-10 раз. Разломная тектоника повлияла и на строение центрального локального поднятия. Большинство складок сформированы в процессе удара и вследствие тектонического сжатия на фоне вертикальных погружений. Многие региональные и локальные концентри-

ческие разрывы служат соединяющими каналами между основными путями миграции нефти и газа из мантийных очагов по глубинным разломам к структурам-ловушкам. Это главным образом опережающие разрывы, тяготеющие к шовным зонам глубинных разломов. Причем возможность миграции нефти и газа по ним является преимущественно в период их раскрытия, т.е. в период преобладающих напряжений растяжения – геодинамических процессов.

Таким образом, разломы могут влиять на особенности нефтегазоаккумуляции по-разному. Они являются основными структуроформирующими элементами, определяющими стиль тектоники и развития основных геоструктур, в том числе грабенов и прогибов с большим диапазоном мощного осадочного чехла, способного вмещать многоярусные ловушки нефти и газа. Вместе с тем глубинные разломы, а также сопутствующие им опережающие региональные разрывы обусловили тектоническую зональность, формирование зон антиклинальных складок определенной ориентации и простирание крупных оконтуривающих валов. Локальные разрывы осложняют строение отдельных антиклинальных складок. Эти разрывы способствуют образованию внутрипластовых трещин, а значит, и улучшению коллекторских свойств пород.

Одновременно глубинные разломы существенно влияли также на седиментогенез, распределение формаций и фаций отложений, литологических типов коллекторов. При этом кольцевые (астроблемные) разломы были главенствующими в начальную стадию формирования осадочного чехла. Глубинные разломы должны являться также основными путями миграции нефтяных флюидов в земной коре, где в благоприятных структурно-тектонических и литолого-фациальных условиях могут формироваться их залежи.

Анализ и обобщение материалов по разломной тектонике и нефтегазоносности Болтышской импактной структуры позволяют сделать следующие выводы:

1. Система глубинных разломов обусловила прогибание земной коры и образование седиментационных бассейнов на начальных этапах геотектонического развития – ударного процесса.

2. В узлах пересечения кольцевых продольных и поперечных глубинных разломов, характеризующихся наиболее интенсивной деформа-

цией пород, раскрывались возможные каналы для поступления эндогенных флюидов, в частности нефтяных УВ в осадочный комплекс нефтегазоносных пород.

3. Скопления УВ, примыкающие к разломам или тяготеющие к ним, характеризуются увеличенной плотностью нефти, о чем свидетельствуют анализы горючих сланцев, повышенным содержанием смол, асфальтенов, серы, в групповом составе их увеличиваются количество ароматических УВ, а также концентрация парамагнитных центров и природная радиоактивность. В вертикальном разрезе осадочного чехла и отдельных мест по мере увеличения глубины залегания горючих сланцев уменьшаются плотность и кинематическая вязкость, в групповом составе возрастает количество парафиновых УВ, сокращается разброс значений изотопного состава углерода и водорода, снижаются парамагнетизм и радиоактивность.

4. Разломы отражаются и в тепловых полях нефтегазоносных провинций. Над разрывными нарушениями обычно фиксируются резкое повышение температуры, а по мере удаления от них – температурные минимумы. Положительные температурные аномалии обнаружены также на тектонически приподнятых блоках. Кроме того, их интенсивность иногда уменьшается, что свидетельствует, согласно исследованиям Э.Б. Чекалюка и В.Г. Осадчего, о возможной нефтеносности.

5. Разломная тектоника в значительной мере сказывается также на гидрогеохимических, газогидрогеохимических, гидродинамических, гидролого-гидрогеологических особенностях нефтегазоносности. В приразломных зонах встречаются воды как с пониженной минерализацией и разнообразным составом, так и с повышенными геотермальными характеристиками. Гидрогеохимические аномалии ассоциируются со сверхгидростатическими пластовыми давлениями, присущими месторождениям нефти и газа.

Одной из главных составляющих формирования скоплений УВ, как было приведено ранее, выступают водобиологические компоненты. Практически все подземные и поверхностные воды в единстве с биологическим циклом круговорота вещества в природе, в данном случае в зонах астроблем, являются чрезвычайно сложной динамической системой вещества, находящегося в тесной связи с окружающей средой, и представляют собой газовый раствор, заключающий в себе

некое количество определенного состава газов. Водогазовые растворы выражены прежде всего в равновесии $вода \leftrightarrow газ$, причем эти газы очень определенные и немногочисленные, находящиеся, так или иначе, между собой в сообществе – всякая вода, проникающая через всю биосферу и идущая далеко глубже, связана со всеми водорастворимыми газами [Вибрані..., 2012].

Изучение газового состава природных вод и биологических скоплений отражается в характере научного фактического материала. При изучении геологических проблем мы обращали главное внимание на водогазовые субстраты на прирусловых участках (долин, площадей речных водосборов).

Равновесие $вода \leftrightarrow газ$ взято нами за исходное как основной фрагмент классификации водогазовых субстратов. Относительное постоянство количества газа, находящегося в природных водах, делает отличие качественного состава газа (в основном метанового) исключительно удобным показателем характера водонасыщенных газовых растворов. Относительное постоянство весового процента газов при их резком качественном различии выступает удобным параметром для сравнения разных природных вод, формирующих углеводородные месторождения.

Свойства и количественные характеристики природных газов, их распределение в речных бассейнах делают такое сравнение еще более необходимым, так как изучение газов позволяет точно определить, в значительном числе случаев, формирующие начала скоплений УВ.

Для того чтобы ясно представить себе это явление, необходимо остановиться в общих чертах на распределении и характере газовых составляющих. Газы биосферы (речных бассейнов) изучены нами по очень характерным признакам, которые необходимы для научного понимания газовой составляющей окружающей среды.

Явления, характерные для водорастворенных газов, формирующих речные бассейны, следующие: а) углеводородные газы – те же самые газы, что образуются в биохимических процессах, т.е. в своем генезисе связаны с живым – биологическим веществом (метан); б) из всех газов, формирующих месторождения УВ, изучены метан, водород, благородные газы, гелий, этан и другие УВ.

Грунтовые и инфильтрационные речные воды получают и накапливают значительную

массу газов из биосферы. Количество такого рода газов растет по мере углубления, а значит, увеличивается от дренируемых площадей.

Существует мнение, что глубина проницаемости воды в земной коре может быть значительно больше и достигать границы Мохо, т.е. вся земная кора является областью водогазовых растворов. Такую мысль высказали С.М. Григорьев (1971), А.Е. Бабинец [Бабинец, 1979], опираясь на идеи В.И. Вернадского относительно влияния воды на ход геологических процессов. Они обосновали наличие в земных недрах особой дренажной оболочки, которая, в сущности, и определяет роль воды в эволюции земной коры. Дренажная оболочка располагается у основания континентальной коры в области изменения температур от 374 до 430 °С и приурочена к базальтовому слою (рис. 2). Выше нее из-за действия сил гравитации и постепенного увеличения плотности за счет растворимых компонентов образуются нисходящие токи водогазовых растворов. Достигнув дренажной оболочки, такие растворы вытесняют кверху пар, но при температуре 425-450 °С сами переходят в парообразное состояние, захватывая химические элементы, расширяются и движутся вверх.

Между изотермами 374 и 450 °С наблюдаются постоянные вертикальные токи воды. Как считает С.М. Григорьев, в дренажной оболочке создается и горизонтальное движение флюидов в зонах континентальных прогибов, а также в виде разгрузки артезианских вод в сто-

рону океанов и сквозь океаническую кору в связи с деятельностью дренажной оболочки, флюиды частично проникают в виде газовых фонтанов, выходят в виде очагов ее разгрузки.

На заболоченных площадях в составе инверсионных водогазовых растворов в пределах нефтегазоносных структур, в данном случае астроблем, главным компонентом становится первооснова УВ – метан. Формируемые мантийными процессами газы в осадочных породах характеризуются наличием не только метана, но и более тяжелых УВ. Присутствуют также углекислый газ, азот и другие газообразные компоненты, включая He, H₂ в газах метаморфических и магматических пород важнейшим компонентом становится CO₂. В высокотемпературных условиях, кроме CO₂, встречаются водород, двуокись серы, сероводород, галоидо-водороды. Газы нефтегазовых месторождений особенно богаты метаном и тяжелыми УВ [Соколов, 1999].

Эмпирическое заключение В.И. Вернадского о круговороте вещества в природе до сих пор глубоко не осознано. Акцент обычно делается на изменчивости состава воды, зависимости от многих факторов, нестабильности и т.д. И только в последнее время удалось показать справедливость его парадигмы. Так, анализ сезонных колебаний газового состава подземных вод зоны гипергенеза разных ландшафтно-климатических зон показал, что наблюдающиеся временные изменения происходят плавно и

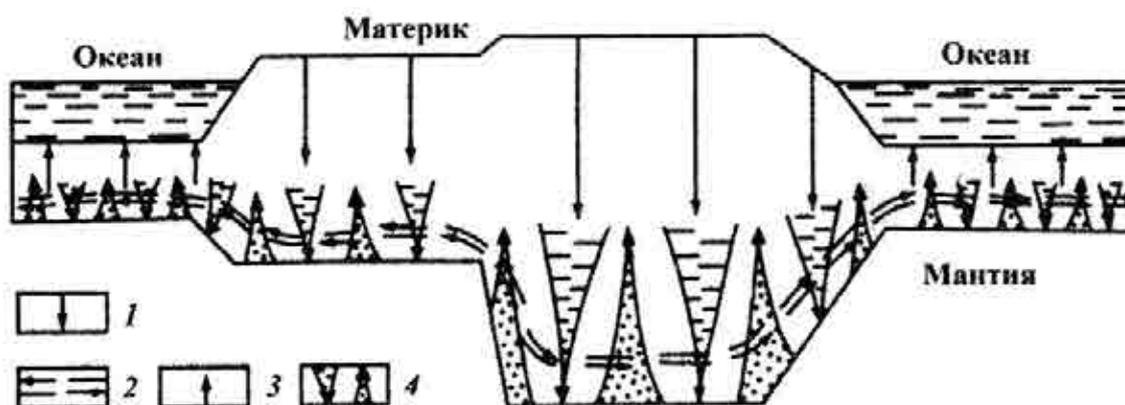


Рис. 2. Схема движения воды в земной коре

1 – нисходящее движение инверсионной воды и водных растворов сквозь континентальную кору в дренажную оболочку; 2 – горизонтальное перемещение воды в дренажной оболочке; 3 – восходящее движение паров и водных растворов сквозь океаническую кору из дренажной оболочки; 4 – движение нисходящих водных растворов и восходящих паров в дренажной оболочке

Fig. 2. The scheme of water movement in the earth's crust

1 – downward movement of inversion water and aqueous solutions through the continental crust into the drainage membrane; 2 – horizontal movement of water in the drainage membrane; 3 – the ascending movement of vapors and aqueous solutions through the oceanic crust from the drainage membrane; 4 – motion of descending aqueous solutions and rising vapors in the drainage membrane

касаются, без исключения, всех компонентов, которые между собой находятся как бы в связке [Вибрані..., 2012].

Этот анализ позволил сделать следующие важные выводы:

1. Временные колебания состава воды в любой ландшафтной зоне, как правило, не приводят к изменению главных (ведущих) ее черт, характеризующих геохимический тип воды.

2. Геохимический тип подземных вод не определяется только режимом их питания, как это упрощенно часто понимают, а обусловлен многими глубокими ее связями со всеми биолого-морфометрическими элементами ландшафта. Изменение условий осадконакопления и питания в разные сезоны года – только один из этих компонентов, который не в состоянии нарушить другие связи.

3. Параметры геохимического типа воды в разных ландшафтно-климатических зонах не всегда одни и те же.

4. Геохимическая специфика подземных вод закладывается уже в области питания и непрерывно усиливается вдоль фильтрационного потока. Важнейшими показателями такой специфики выступают общая минерализация, pH, O₂, CO₂, SiO₂, Fe, Al, K, P, S, химический тип воды, соотношение между отдельными элементами и др., т.е. показатели, которыми прежде всего оперировал В.И. Вернадский.

5. В каждом типе ландшафта и гидрогеологической провинции, в целом, формируется индивидуальная устойчивая гидрогеохимическая система, обладающая значительной степенью свободы, которая обеспечивает возможность колебания ее отдельных параметров, но только в строго определенных пределах.

6. Индивидуальность и стабильность гидрогеохимической системы обеспечиваются наличием глубоких ее связей со всеми компонентами ландшафта (горными породами, биотой (почвой, растительностью), рельефом, вторичными минеральными продуктами, органическим веществом), а также компонентами окружающей среды (температурой, осадками, их количеством, режимом, составом и т.п.).

В процессе исследований учение о круговороте воды и вещества получило значительное развитие. Наряду с климатическим (гидрологическим) введено понятие геологического или литологического круговорота (Павлов, 1977). Первый протекает под воздействием метеоро-

логических и гидрологических факторов, второй обусловлен геологическими процессами, такими как осадконакопление, тектонические движения, вулканизм, метаморфизм и гранитизация.

Гидрологический и геологический круговороты совершаются главным образом в пределах земной коры, но в своем проявлении связаны с водой как ниже-, так и вышележащих оболочек Земли. Хотя водогазообмен совершается с разной скоростью и отличается различными масштабами, оба круговорота тесно взаимосвязаны (рис. 3). Изучение взаимосвязи поверхностной и подземной гидросфер в круговороте – ключ к пониманию многих геологических процессов, в том числе формирования гидрогеологических условий и подземных вод [Вибрані..., 2012].

Воды нефтяных и газовых месторождений довольно разнообразны по химическому составу. Тем не менее они имеют и некоторые сходства. Прежде всего обычно это слабосоленые воды седиментационного генезиса, которые отличаются несколько повышенной общей минерализацией, газонасыщенностью и содержанием водорастворенных органических соединений, а также I, Br, B, NH₄, V, Ni, S, U, Ra и других элементов. В то же время эти воды всегда обессульфачены и содержат относительно мало Ca. Только в отдельных случаях среди вод нефтяных и газовых месторождений встречаются опресненные и даже пресные воды HCO₃-Na типа с общей минерализацией до 2-3 г/л, которые сформировали зоны пресных, но богатых органическими соединениями подземных вод.

Ниже мы рассмотрим гидролого-гидрогеологические особенности Болтышской астроблемы. Астроблема обособлена, характеризуется большой мощностью осадочных отложений, частым переслаиванием водопроницаемых и водупорных пород, которые создают благоприятные условия для накопления УВ и горючих сланцев.

Водоносные горизонты многоярусные, в разной степени связаны между собой и с трещинными водами кристаллического фундамента, за счет которых получают питание на значительных глубинах. Верхние горизонты имеют связь с дневной поверхностью, питаются главным образом за счет атмосферных осадков. Поток подземных вод направлен в долину р. Тясмин, где он частично разгружается.

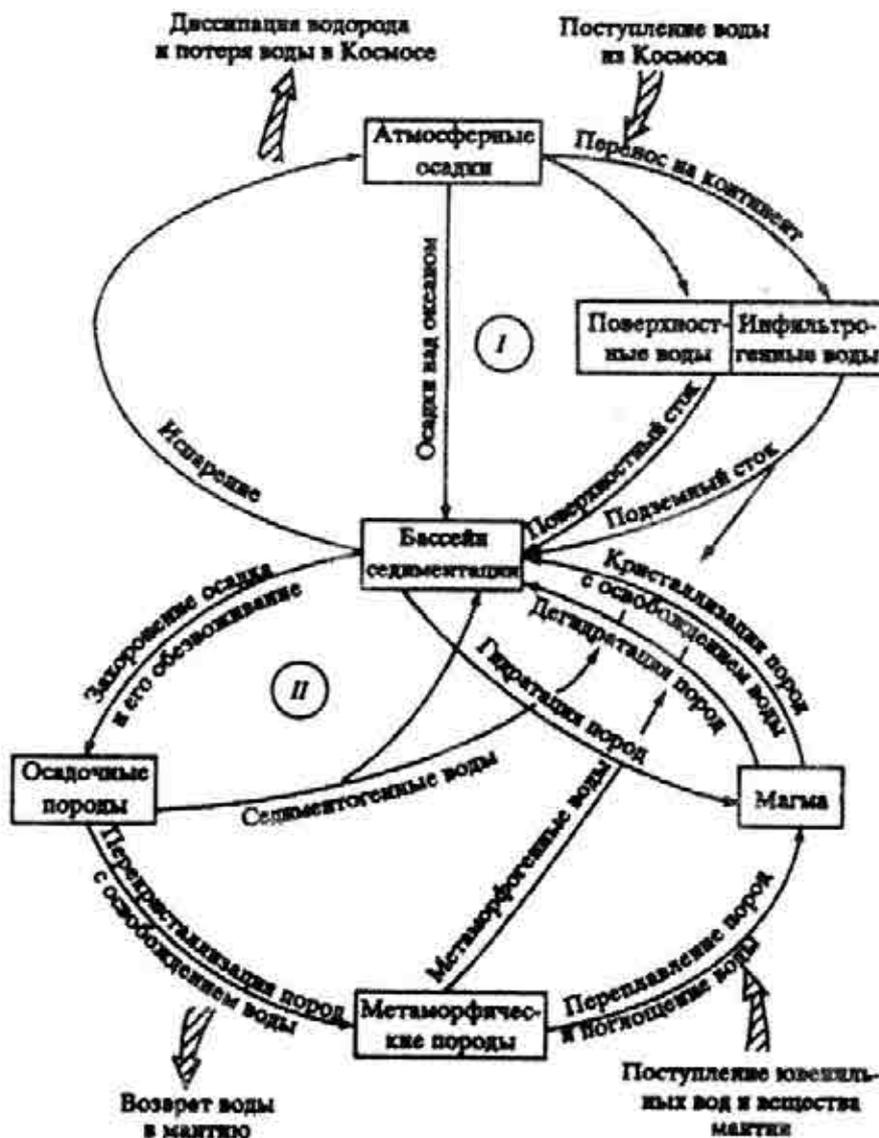


Рис. 3. Взаимосвязь гидрологического (I) и геологического (II) круговоротов воды в земных недрах нефтегазоносных провинций в связи с разломной тектоникой

Fig. 3. Interrelation of hydrological (I) and geological (II) water cycles in the earth's interior of oil and gas bearing provinces in connection with fault tectonics

На основании анализа материалов выполненных работ с учетом данных гидрогеологических скважин, пробуренных в разное время на территории Болтышской впадины для водоснабжения, гидрогеологические условия рассматриваемой территории представляются достаточно сложными. В пределах месторождения выделяются шесть водоносных горизонтов:

1. Воды четвертичных суглинков спорадического распространения. Мощность обводненных суглинков изменяется от нескольких сантиметров до 5-6 м. В балках подземные воды вскрываются на глубинах 0,5-0,8 м, а на водоразделах (с. Болтышка) глубина их залегания достигает 25 м.

2. Водоносный горизонт в аллювиальных отложениях связан с долиной р. Тясмин и ее притоками, с глубокими балками и проходными долинами. Воды безнапорные. Мощность горизонта – 5-25 м. Удельные дебиты скважин составляют 0,3-1,0, достигая 3,2 л/с. Поверхность зеркала воды слабо наклонена к р. Тясмин. Частые источники, вытекающие из аллювиальных песков вдоль тылового шва поймы, свидетельствуют о разгрузке подземных вод в долине реки.

3. Водоносный горизонт (комплекс) в отложениях обуховской, межигорской и киевской свит залегает на глубине от 10 до 60 м. Отмечены случаи наличия сероводорода в подземных водах

на контакте с бучакскими отложениями (район с. Александровка). Вода из скважины, эксплуатирующей воды аллювиальных и киевских отложений, агрессивна по отношению к металлу.

4. Водоносный горизонт в отложениях бучакской серии. В краевой части депрессии воды безнапорные, в центре бучакские пески погружаются под глины, воды становятся напорными. Высота напора достигает 40 м. Удельные дебиты – 0,14-1,25 л/с. Воды пресные, с минерализацией 0,3-0,7 г/дм³, гидрокарбонатные натриево-кальциевые. Воды бучакских отложений в основном содержат значительное количество железа, реже сероводород, что снижает их качество и ограничивает применение для питьевых нужд.

5. Водоносный горизонт в отложениях продуктивной болтышской толщи развит в прибортовой части впадины, где пласты горючих сланцев, содержащие глинистые породы, замещаются песками и грубообломочными породами, в которых формируются напорные воды. Удельные дебиты скважин изменяются от 0,03 до 1,5 л/с. Питание водоносных горизонтов осуществляется за счет как трещинных вод кристаллического фундамента, так и вышележащих водоносных горизонтов, которые связаны с дневной поверхностью и гидрографической сетью. Наличие взаимосвязи с аллювиальными водами установлено по отдельным скважинам. В прибортовой части Болтышской впадины данный водоносный горизонт имеет высокую обогащенность и существенно влияет на обводнение горных выработок.

6. Водоносный горизонт в трещиноватой зоне кристаллических пород распространен повсеместно, что свидетельствует о взаимосвязи водоносных горизонтов по РЗПП. От продуктивных горизонтов воды трещиноватой зоны изолированы достаточно мощной толщей песчано-глинистых пород и существенного влияния на обводнение горных выработок не имеют. По составу подземные воды хлоридно-натриевые, со щелочной реакцией и повышенным содержанием фтора (до 6,6 мг/дм³), минерализацией 0,3-1,2 г/дм³. Температура воды на излиянии составляет +26 °С. По данным термометрии, на глубине она иногда достигает более +40 °С, что свидетельствует о глубинных процессах. Эти воды могут иметь бальнеологическое применение.

Таким образом, на основе комплексного гидрогеологического и гидрогеохимического анализов можно сделать следующие выводы:

1. Согласно гидрогеологическим условиям в пределах Болтышской структуры распространены водоносные горизонты палеогеновой системы, в то время как близкие законтурные участки характеризуются в основном присутствием подземных вод в отложениях нижнего протерозоя (в некоторых случаях – палеогена и кайнозоя).

2. Контуры импактной структуры выделяются по сниженным значениям установленных уровней подземных вод относительно близко прилегающих территорий.

3. По содержанию главных ионов подземные воды территории импактной структуры относятся к гидрокарбонатному, иногда сульфатному классу I типа, что характерно для подземных вод, приуроченных к залежам УВ.

4. На основании комплексного анализа исходного гидрохимического материала выделяется участок в северо-западной части структуры, который можно рассматривать как перспективный на УВ. Здесь отмечаются пониженное содержание сульфатов и снижение значения водородного показателя, повышенная концентрация аммонийного азота и углекислого газа, а также увеличение значений окисляемости.

Ниже мы впервые рассмотрим сложный процесс формирования углеводородных месторождений астроблем и образования УВ, где за таксономическую единицу принят речной бассейн (рис. 4).

Гидрогеологические проблемы формирования нефтегазоносности в зависимости от речного стока включают следующее: характеристики стока, участки поглощения – инфильтрации, участки приращения – фильтрации, газогеохимический состав подземных вод, русловые процессы, взвешенные наносы, донные отложения, переработки берегов, седиментационные толщи, условия накопления биогенных материалов в прирусловых участках и на площадях водосборов, геотермические условия участков русел, геоморфологические конфигурации долин и прадолин, а также ряд взаимосвязанных процессов в виде количественной характеристики метаносодержащих пород, наличие УВ как в донных отложениях речных систем, так и в осадочных толщах горючих сланцев (рис. 5).

Одной из важнейших характеристик формирования месторождений УВ является, как было приведено ранее, водорастворимость углеводородных газов [Карцев, 1992].

С глубиной возрастают температура и давление и, следовательно, увеличивается газоемкость

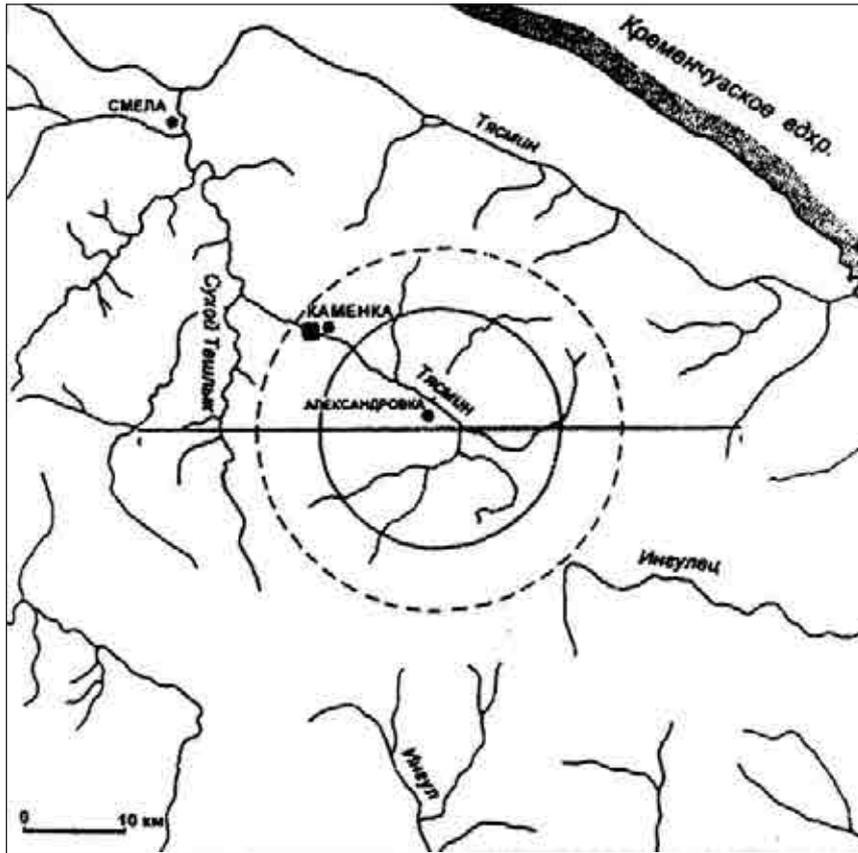


Рис. 4. Строение современной гидросети в районе Болтышской импактной структуры
Контуры кратера показаны сплошной линией, ось морфологически выраженного вала депрессии – пунктирной. I – I положение морфологического профиля Болтышской структуры

Fig. 4. The recent river system in the Boltysh crater area

The crater edge is shown by a solid line and axis of the crater rim by dotted line. I – I position of the morphological section of the Boltysh structure

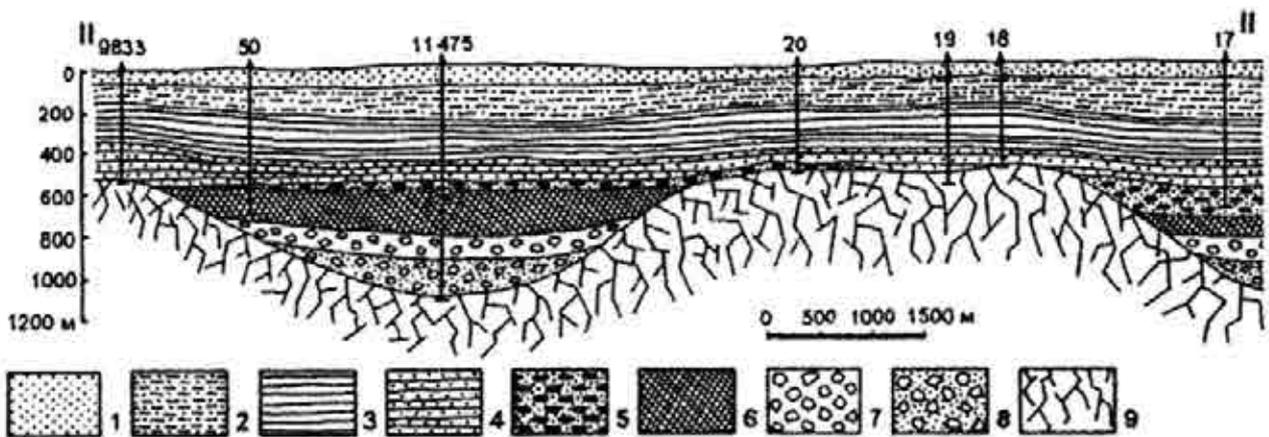


Рис. 5. Схематический разрез II – II центральной части Болтышской импактной структуры

1 – четвертичные и неогеновые пески и глины; 2 – эоценовые мергели и пески; 3 – эоценовые и палеоценовые аргиллиты и горючие сланцы; 4 – палеоценовые песчаники, пески и алевролиты; 5 – зювиты; 6 – расплавные импактиты; 7 – аллогенные литические брекчии; 8 – гранитная горная мука; 9 – брекчированные и катаклазированные породы основания

Fig. 5. Schematic cross-section by II – II of central part of the Boltysh impact structure

1 – Quaternary and Neogene sand and clay; 2 – Eocene marl and sand; 3 – Eocene and Paleocene argillite and oil shale; 4 – Paleocene sand, sandstone and siltstone; 5 – suevite; 6 – impact melt rock; 7 – allogenic lithic breccia; 8 – granitic rock flour; 9 – brecciated and cataclased basement rock

пресных подземных вод. Главным агентом первичной миграции являются поровые пространства и биогенно-насыщенные растворенные газы подстилающих отложений русел рек в зонах инфильтрации. Это, в свою очередь, особенно важно для объяснения гидрологических и гидрогеологических процессов нефтегазовых месторождений, а также их генезиса в связи с прогнозными характеристиками, как было приведено ранее. Для начальных условий формирования нефтегазовых месторождений основное значение имеют седиментационные процессы в свете круговорота вещества, подземная гидрогазосоставляющая речного стока в зонах инфильтрации и поглощения по РЗПП в виде инфильтрационных потоков через трещинные зоны и сообщающиеся поры и трещины. Условно допускается, что фильтрационный поток проникает через всю толщу пород от дневной поверхности и ниже по зонам трещиноватости вплоть до мантии, создавая условия для накопления УВ в кристаллических породах.

Прослеживание эманационной газовой съемкой путей инфильтрации через донные отложения и в обратном направлении по данным комплексных исследований геотектонических и гидрогеологических условий района в ряде случаев служит поисковыми критериями и помогает установить причины химических и геотермических особенностей формирования УВ, а также выяснить зоны геохимически и геотермически проницаемых русловых участков (зон поглощения и разгрузки), служащих критериями формирования УВ.

Все это позволяет очень высоко оценить роль образования и водной миграции жидких и газообразных УВ в широком интервале существующих отложений, их объемов, значение газовых растворов в качестве главного механизма миграции УВ и формирования месторождений в едином гидро-геосинергетическом биогенно-мантийном цикле на площадях развития зон прогибов импактных структур согласно геоструктурным особенностям заложения речной сети, а также связанных с ними гидробиологических и гидрогеологических процессов формирования критериев УВ.

В самих прогибах астроблем зоны нефтегазонакопления, по данным анализа нефтегазонасности мировых астроблем, расположены в центральной части, главным образом на их бортах в зонах развития речных систем и максимальной трещиноватости, служащих основным факто-

ром накопления первичных водогазовых субстратов и трещинными зонами для накопления углеводородных компонентов (табл. 1, рис. 6). Как видно из представленных схем размещения углеводородных месторождений основных астроблем мира, большинство продуктивных скважин (площадей) приурочено к руслам или приречным зонам, что позволяет в конечном счете использовать эту закономерность как дополнительный поисковый критерий, значительно сужая поисковую зону.

Проведенный анализ местоположения нефтегазовых месторождений и гидрогеологических бассейнов мировой добычи УВ, а также зон развития астроблем и геоструктурных особенностей на рассматриваемых территориях речных бассейнов, согласно гидрологическому блоку поисковой технологии, дает надежную основу для расчетных объемов в инфильтрационных зонах накопления продуктов гидрогазовых субстратов (вода – метан), позволяет уже на предварительном этапе технологии СТАГГИ выделить первичные контуры прогнозно-перспективных площадей на УВ.

Изучение материалов размещения продуктивных скважин показывает, что наибольшее количество нефтегазонасыщенных участков астроблем располагается в зонах русловых процессов или в непосредственной близости от них в речных долинах, формирующихся седиментационно-биогенными осадками речных систем [Генезис..., 2006].

Заполнение метанорастворимыми субстратами трещинных объемов мантийного происхождения неизбежно приводит к миграции излишков газовой составляющей, приносимых водогазовым потоком, и невозможности принятия их лимитирующими объемами трещинных зон кристаллических пород. Они накапливаются в приразломных зонах осадочного чехла, зонах прогибов, речных системах, на площадях развития астроблем.

Как показал комплексный анализ гидрологических, гидрогеологических, структурно-тектонических исследований, включая материалы разломно-блоковой тектоники и грабенообразных образований, есть основания считать, что большинство нефтегазонасыщенных объектов бассейна рек Днепровско-Донецкой впадины (Сула, Ворскла, Псел, Орель, Северский Донец), а также зон Предкарпатского и Причерноморских прогибов с дельтовыми каньонами в виде продолжающихся речных систем находятся в зонах поглощения инфильтрационных поверхностных речных вод и

Таблица 1. Нефтегазоносность импактных структур (по данным P.R. Donafrio, R.A.F. Griewe, Alanc Wono, D.I. Baird, T.R. Gerlach, W.F. Wilson, A.R. Hildebran, V.N. Carpenter, M.A. Wiley, S.E. Kirschner, R.L. Gibson, V.L. Sharpton, E.П. Гурову, дополнено В.И. Почтаренко, 2017)

Table 1. Oil and gas potential of impact structures (according to P.R. Donafrio, R.A.F. Griewe, Alanc Wono, D.I. Baird, T.R. Gerlach, W.F. Wilson, A.R. Hildebran, V.N. Carpenter, M.A. Wiley, S.E. Kirschner, R.L. Gibson, V.L. Sharpton, E.P. Gurov, Supplemented by V.I. Pochtarenko, 2017)

№ по	Название структуры	Место нахождения	Год открытия	Диаметр структуры, км	Особенности строения структуры. Морфология. Для	Возраст образования, млн лет. Система, отдел, ярус	Образование в современном рельефе (коренного вала, кратера) в том числе по данным космических снимков	Уровень сохранности	Продуктивный элемент структуры
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Авак	США, Аляска	1943-1953	12	Структура сложная, состоит из центрального полятия, воронки (жазоба) депрессии и вала. Среднегорные сланцы и песок центрального полятия подняты на 500 м. Деформированные породы вскрыты связанный на г.л. 1225 м. Фундамент – метаморфические породы	400-1000 К-Р	Структура не имеет отображения в боковой части тулре. Аргентки	Структура покрыва сланцы пологого заложения период поднятия и палеотопика	Вал
2	Вьюфелд	Канада, Саскачеван	1969	2,5 (3,2)	Морфология, два прореза. Кратер – глубокий врез в карбонатные отложения миссисипского возраста. Выпуклая мощной толщей красно-пестрых пород вулканического возраста. Красное поднятие от впадин кратер, перекрывает осадками мощностью более 1000 м. В разрезе 100 м отделяет верхнюю часть вала и нижней части структуры. Высота вала – 60 м	с 1980-20	На поверхности кратер не выявлен	Структура перекрывает осадочными породами (>1000 м)	с
3	Эйкс	США, шт. Оклахома	1991	16	Относительно кольцевая структура, покрытая почти 3000 м осадков. Картируется лучом компьютеризован валами внешним, шириной 1,5-3,0 км и внутренним (осадок центрального полятия). Структура сложная с центральным поднятием. Дно кратера – граниты и их брекчия (брекчированные породы)	470-30; O ₁ -O ₂	На поверхности структура не выявлена (перерыва сланцы на кольцевых осадках мощность 3 км)	Разрушение центрального полятия осадками мощностью 3 км	Вал, центральное поле поднятия
4	Бил Бау	Канада, шт. Альберта	1962, 1993	17-18	Структура сложная в центре – поднятие на 250-300 м; конус расстреливания на поверхности центра полятия; диаметр центрального полятия – 2,5 км; ширина вала – 4 км; радиус 2 км (кольцевой жазоб). Вал разбит многочисленными разломами, фундамента не вскрыт	65; К	На поверхности структура выражена слабо и не очевидна. На спутниковых снимках приближенно кольцевые припаки, выраженные в речной сети	На сохранности структура на поверхности может быть обнаружена и после удаления геоморфологические процессы	Вал, центральное поле поднятия (не выявлено) поднятия (не выявлено) поднятия (не выявлено)

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
5	Ньюбери	США, шт. Северная Дакота	1977	3,2	Структура простая: концентрический кратер с ободком кольцевой вала, сложенный кристаллическими сланцами докембрия и их карой выветривания. Дно раздробленные окисленные коренные кристаллические породы	< 500; < 50	Картруется по данным спутниковых снимков. Вал контролирует гидрометеорологическую систему	Сохранена не полностью	Вал	
6	Ред-Винг-Крик	США, шт. Дакота	1996	9,1	Структура сложная. Центральное поднятие 6,5 км в диаметре, валовит, крутоизгибаемое склоны; поднятие 91,5 км; кольцевая депрессия шириной 1,6 км, радиусом 0,6 км и внешний вал, поднятый на 90-155 м, шириной 1,6 км	200±25; T-J	По данным космических структур на поверхности отображена четко	Удаловтворительный	Центральное поднятие (высотенки УВ подкра (терпой)	
7	Сьерра-Мальера (Сьерра-Мальера)	США, шт. Техас	1959	13	Структура сложная; центральное поднятие (купол) поднято на 450 м, сложено известняками, сильно разрушенными; внешней вал в виде кольцевой	< 100; K	Кратер четко выражен на поверхности; центральная часть поднята над уровнем окружающей местности на 240 м	Сохранена	Центральное поднятие и вал	
8	Стив-Ривер	Канада, провинция Альберта	1968	25	Структура сложная; центральное поднятие опущено на 100 м ниже регионального уровня; а вал (диаметр 3 км) сидит на 100 м над региональным уровнем. Вал имеет обловоное строение. Кратер выделен в нескольких километрах на северо-востоке от кружка докембрийского линсаметалла свинцовых руд Hay River	91±2; K ₂	На поверхности структура не выявлена	Удаловтворительный	Вал	
9	Чиксулуб	Мексика, северная часть полуострова Юкатан	1981	~260 (300)	Структура сложная многокольцевая; в периферийных частях кратера выделяется четко выраженное кольцевое поднятие диаметром 250-270 м, которое принимается как внешний вал кратера; диаметр кратера 8-10 км. На расстоянии 90 км от центра, в красных частях структуры на поверхности и особенно доминирующих мелочных кольцевых колеблет сложенная брекчия - обломки и слюды пород кристаллического фундамента. Минимум кратера - породы кристаллического фундамента, перекрывающиеся толщей мелочных пород мощностью 2 км. Центральное поднятие имеет сложное строение. Глубина кратера в его центральной части 1600-1700 м, на одна из трех пробуренных скважин не вышла из толще конглоитов и ударно расплавленных пород	65,2±4	Кратер перекрыт толщей осадочных пород (диаметр 4 км), на поверхности не выражен. По данным космических снимков выделяется несколько концентрических колец. Общим признаком существующих его сложного многокольцевого строения является система карстовых провалов (диаметр) диаметром от 30 до 300 м каждая, с разрушенными на поверхности в виде повернутой на юг дуги диаметром около 165 км	Центральная	Центральное поднятие	Центральное поднятие

Окончание табл. 1

№ п/п	Породы, выстилающие залежи УИ	Глубина залежи, м	Общее количество прорубленных скважин	Процент, % (количество продуктивных скважин)	Запасы		Добыча до конца нефть, т	Добыча до конца газ, м ³	Прогнозируемые по объему структуры по отношению нефтяных бассейнов, млн. баррелей	Примечание
					нефть, т	газ, м ³				
1	Щебенчатые известняки	790-850	18	-	1,1 млрд	-	37 000	-	Добыча ведется по участкам из прилегающей структуры. Эти участки связаны литостратиграфическими и коренными выдами	
2	Карбонатные порозные брекчированные	1270-1310	50	-50% (24 скв.), по другим данным (40% (30 скв.))	1,6 млн	1,80 млн	87 (45-62)	7-400	Кавказская часть Удлинетовского бассейна	
3	Трансформированные кристаллического флюидокристаллического и карбонатные порозы (известняки)	2540-2900	89	-45% (40 скв.)	3,8 млн	4,30 млн	390	88 000	Структура размещена на позитиве бору нефти в юго-восточной части бассейна Анапарко	
4	Щебенчатые (?)	4500 (?)		5 скв. (4 скв. на вост. и на центр. участках). Добывается газ						
5	Кристаллические порозы и их коры выветривания (песчанки)	2800-2930	5	2 скв.	2,3 млн		42		Структура находится в пределах Удлинетовского нефтяного бассейна	
6	Карбонатные брекчии (фусов)	2440-2960 (8600-9700)	35	40 (21 скв.)	3 млн	700 млн	150	60 000	Структура находится в пределах Удлинетовского бассейна	
7	Карбонатные порозы	3660-4110	30	50 (20 скв.)	7,7 млрд			220 000	Структура находится во территории частной собственности	
8	Карбонатные порозы	1420-1500	27	7,4 (2 скв.)	450 000 750 000 (3-5 млн баррелей)		80-82 (5-50 баррелей)			
9	Карбонатные порозы	2530-5180 (2766-5666)	658		4,5 млрд	426 млрд	320 000	40 млн		

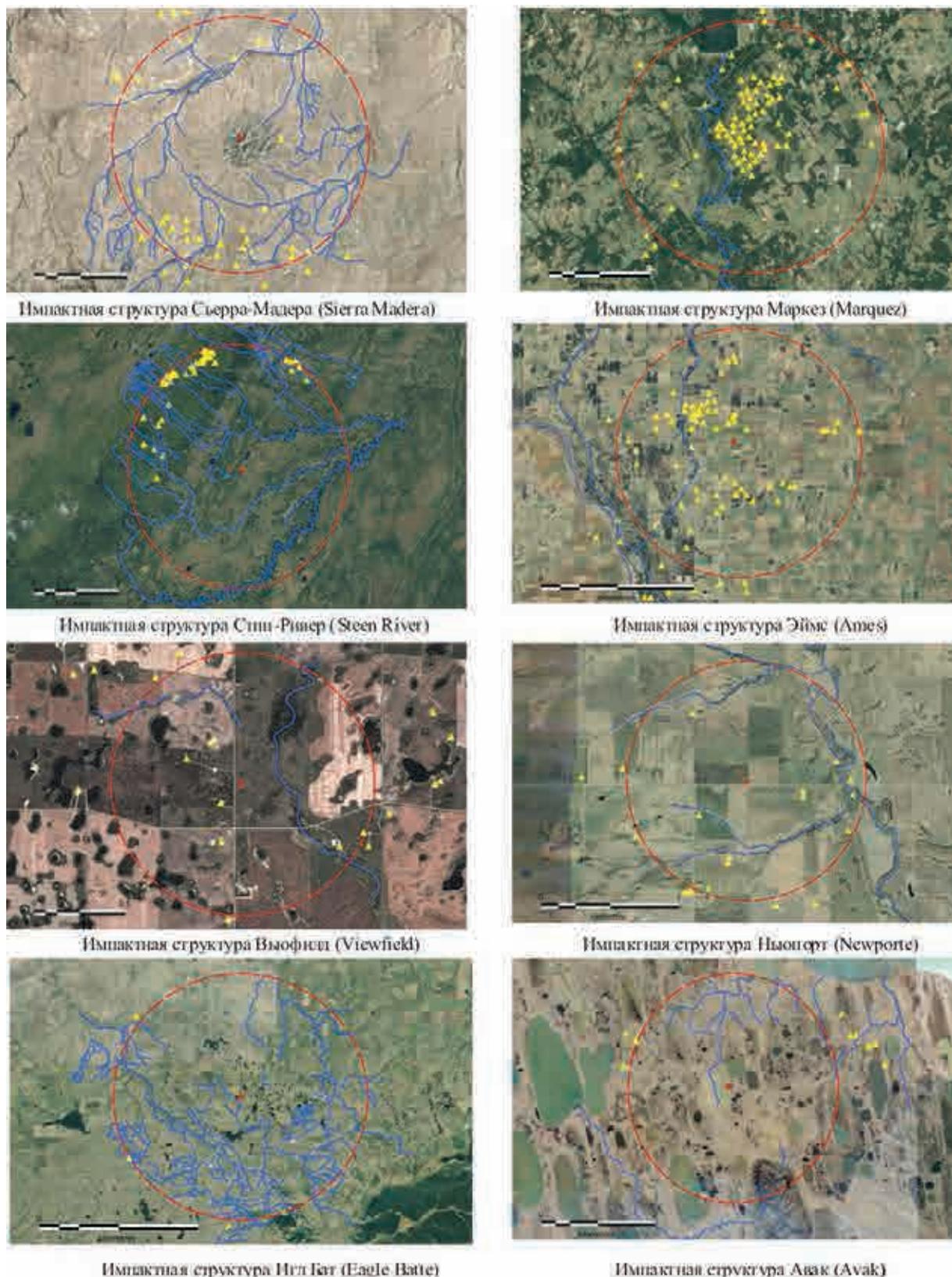


Рис. 6. Расположение продуктивных скважин по отношению к речной сети некоторых импактных структур. Изображения выполнены В.О. Подобой и К.Н. Стародубцем в программной среде MapInfo с использованием снимков Google maps, 2017 г.

Fig. 6. Location of productive wells in relation to the river network of some impact structures. The images were made by V.O. Podoba and K.N. Starodubets in the program environment of MapInfo, using Google maps, 2017

приурочены к их речным долинам (рис. 7) [Багрий, 2016]. Один из примеров размещения месторождений УВ и скважин в зонах геоструктурных проявлений и речных долин приведен на рис. 8.

Таким образом, как показал опыт применения СТАГГИ, формирование месторождений УВ и их прогнозные характеристики необходимо исследовать системно в гидролого-геологическом временном разрезе и с учетом влияния геострук-

турных и гидролого-гидрогеологических особенностей зон прогибов, высокотемпературных условий в тесной взаимосвязи с гидролого-био-генными метанопродуцирующими процессами и глубинно-мантийными преобразованиями водорастворенных биогенно-метановых субстратов в парагенезисе с глубинными продуктами флюидодегазационных мантийных процессов и катализаторов H^2 , He^2 , He^3 , а также продуктами распада Ra (Rn), U.

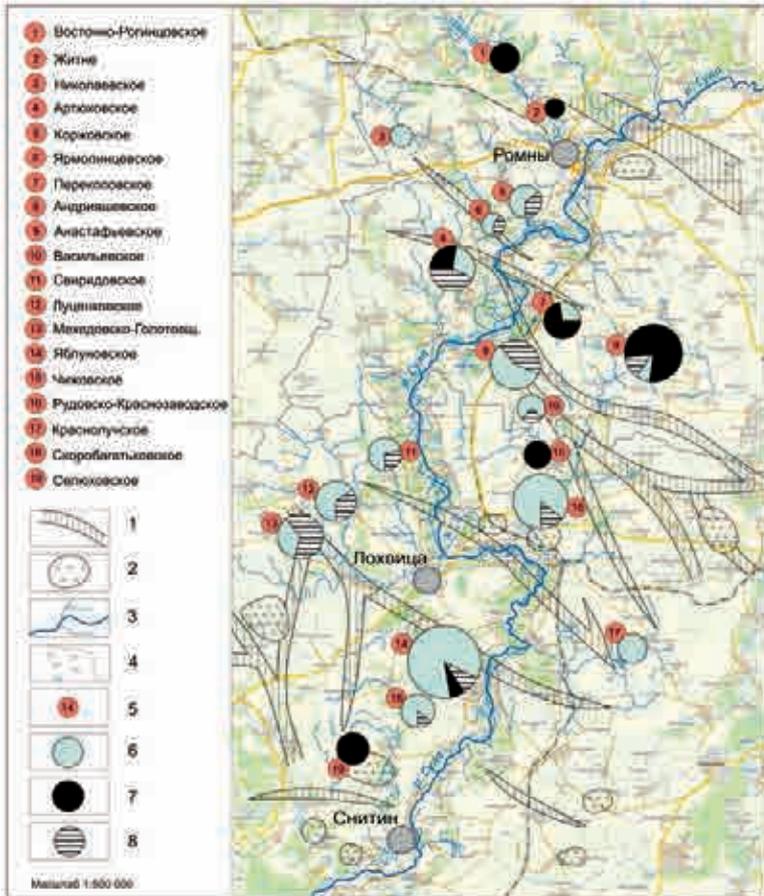


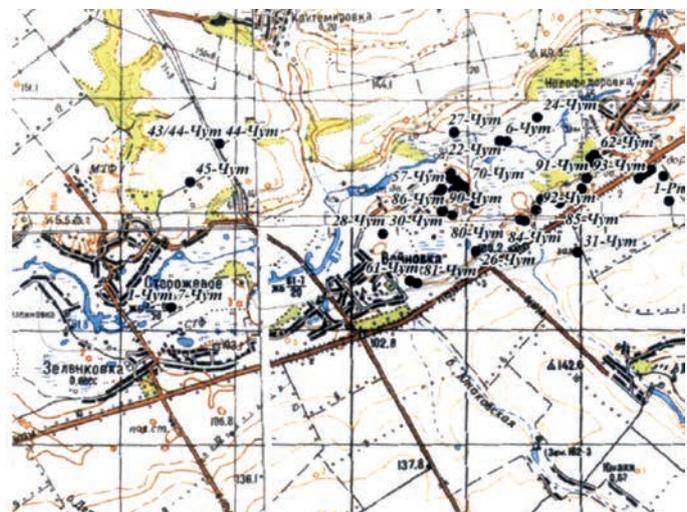
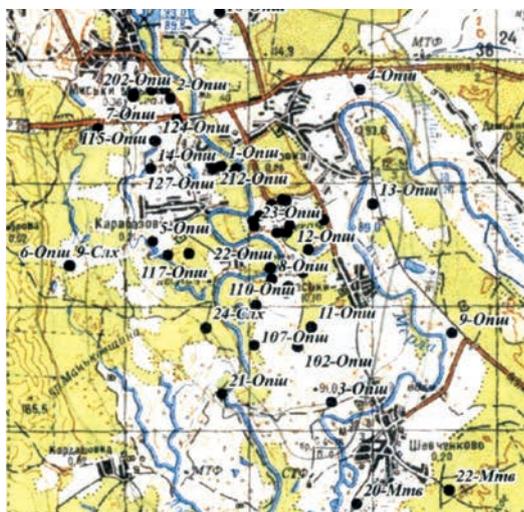
Рис. 7. Схема расположения месторождений УВ в фундаменте

1 – нарушение в фундаменте по КМПВ (данные М. Манюты, 1993 г.); 2 – соляные штоки; 3 – р. Сула с притоками; 4 – болота и границы их распространения; 5 – номера месторождений; 6 – доля газа в начальных запасах месторождений; 7 – доля нефти в начальных запасах месторождений; 8 – доля конденсата в начальных запасах месторождений

Fig. 7. The scheme of hydrocarbon deposits location in the crystal basement
1 – violation in the crystal basement according the refraction correlation shooting (M. Manyuta, 1993); 2 – salt domes; 3 – Sula river with tributaries; 4 – swamps and the boundaries of their distribution; 5 – numbers of deposits; 6 – the share of gas in the initial reserves of deposits; 7 – share of oil in the initial reserves of deposits; 8 – share of condensate in initial reserves of deposits

Рис. 8. Размещение месторождений УВ и скважин в зонах геоструктурных проявлений и речных долин

Fig. 8. Location of hydrocarbon fields and wells in zones of geostuctural manifestations and river valleys



Предлагаемый унифицированный подход позволяет уже на предварительном этапе обосновать поисковые критерии нефтегазоносности в тех районах ударного метаморфизма, зон прогибов и на участках осадочного чехла, где созданы благоприятные условия для накопления УВ в зонах развития речных систем, болотно-зандровых зонах, в кристаллических породах вследствие достаточной генерации биогенных метанопродуцирующих отложений и структурно-геодинамических, геотермических процессов.

Впервые при выполнении методико-поисковых исследований перспективных площадей на УВ были рассмотрены биологические показатели импактных структур мира (см. табл. 1).

Результаты проведения комплекса специальных исследований на участке р. Тясмин и ее притоков. В октябре 2016 г. в пределах Болтышской импактной структуры был выполнен комплекс специальных исследований с целью уточнения положения участков повышенной взаимосвязи поверхностных и подземных вод, связанных с РЗПП. Комплекс исследований для определения положения участков повышенной взаимосвязи поверхностных и подземных вод включал следующее:

1) гидрологическое обследование и гидрометрическую съёмку водотоков в намеченных створах (рис. 9);

2) радонометрические исследования поверхностных вод по створам;

3) отбор донных отложений для лабораторной дегазации и определения состава растворенных газов в намеченных створах.

Комплекс исследований в намеченных створах был проведен по р. Тясмин – четыре створа (Ctv 1-4), а также на притоках р. Болтышка – два створа (Ctv 5-6) и по одному створу на реках Сухой Тясмин (Ctv 7), Осотьянка (Ctv 8) и Косарка (Ctv 9).

В створах были выполнены гидрологическое обследование и гидрометрическая съёмка водотока. Расход воды в исследуемом створе измерялся в зависимости от условий гидрометрическим или объемным методом. В исследуемых створах определены содержания радона. Кроме того, проведено отбор проб донных отложений для последующей дегазации и хроматографического анализа состава газов.

Гидрологическая характеристика р. Тясмин в пределах Болтышской структуры. Тясмин – река в Александровском районе Кировоградской области и Каменском, Смелянском, Черкасском и Чигиринском районах Черкасской области, правый приток Днепра (впадает в Кременчугское водохранилище). Длина ее 161 км, площадь бассейна – 4540 км². Берет начало с небольшого озера у с. Красноселье, течет по Приднепровской возвышенности. Долина трапециевидная шириной до 2,5 км. Наблюдаются выходы кристаллических пород, иногда долина асимметричная с высоким крутым правым и



Рис. 9. Расположение створов для проведения комплекса специальных исследований на р. Тясмин и ее притоках

Fig. 9. Location of stations for conducting a complex of special studies on the Tiasmyn river and on its tributaries

пологим левым склонами. Пойма хорошо выявлена в нижнем течении, частично затопливается водами водохранилища, имеются заболоченные участки. Русло извилистое, на отдельных участках канализованное, шириной до 30-40 м. Уклон реки – 0,34 м/км. Основные притоки: Иркий (правый), Мокрый Ташлык, Гнилой Ташлык (левые). Питание снеговое и дождевое. Сток зарегулирован водохранилищами и прудами, имеются шлюзы-регуляторы.

Результаты проведения комплекса специальных исследований участка р. Тясмин в пределах Болтышской структуры. Изучаемый участок расположен от истока реки до г. Каменка. На этом участке в р. Тясмин впадают правобережные притоки Осотьянка и Косарка и левобережный – Болтышка. В период 4-5 октября 2016 г. здесь проведена гидрометрическая съемка. Расположение створов приведено на рис. 10, результаты измерений – в табл. 2.

При исследованиях на девяти створах был измерен расход воды (на шести створах объёмным методом и на трех створах гидрометрическим). Также было обработано девять проб придонной воды и определено содержание радона. На восьми створах (за исключением р. Осотьянка – Ств 8) были отобраны пробы донных отложений.

Для определения естественного приращения (поглощения) речного стока между исследуемыми створами была использована формула

руслового водного баланса для участка реки. Полная формула руслового водного баланса учитывает данные измерений расходов воды в створах реки, водозабора и сбросов в русло, а также русловое регулирование:

$$DQ = Q_H - Q_B - Q_{бп} + Q_{вз} - Q_{вс} + Q_{pp} + Q_{нб}, \quad (1.1)$$

где DQ – прирост расходов воды между нижним и верхним створами участка; Q_B и Q_H – расходы воды в верхнем и нижнем створах; $Q_{бп}$ – расходы боковых притоков; $Q_{вз}$ – водозабор русловых вод; $Q_{вс}$ – сброс воды в русловую сеть; Q_{pp} – русловое регулирование (в период устойчивой межени стремится к нулю); $Q_{нб}$ – невязка водного баланса, связанная с точностью измерений его элементов.

При составлении руслового водного баланса для межени периода русловое регулирование не учитывали, поскольку величина Q_{pp} очень мала и ею можно пренебречь. Таким образом, уравнение (1.1) принимает вид:

$$DQ = Q_H - Q_B - Q_{бп} + Q_{вз} - Q_{вс} + Q_{нб}. \quad (1.2)$$

На основе гидрологического обследования участка р. Тясмин не выявлено значительного влияния водозаборов русловых вод и сбросов воды в русловую сеть, что позволило использовать сокращенную формулу руслового водного баланса для участка реки:

$$DQ = Q_H - Q_B - Q_{бп}. \quad (1.3)$$

Таблица 2. Результаты проведения комплексных исследований на участке р. Тясмин, 5 октября 2016 г.

Table 2. The results of comprehensive studies on the section of the Tiasmin river. October 5, 2016

№ створа	Название реки	Привязка створа	Метод измерения	Расход воды, м ³ /с	Содержание радона в воде, Бк/л
1	Тясмин	с. Низкие Верещаки	Объёмный	0,022	1,10
2	»	2,5 км выше устья р. Болтышка	»	0,050	1,86
3	»	1 км выше автодороги Киев – Кривой Рог	Гидрометрический	0,180	0,10
4	»	4 км ниже устья р. Косарка	»	0,100	0,64
5	Болтышка	У с. Болтышка	Объёмный	0,001	0,70
6	»	3 км выше устья	Гидрометрический	0,150	0,25
7	Сухой Тясмин	4 км выше устья	Объёмный	0,020	0,09
8	Осотьянка	2 км выше устья	»	0,060	0,34
9	Косарка	3 км выше устья	»	0,020	0,39

Данные исследования прироста расходов воды (поглощения) между нижним и верхним створами участка реки сведены в табл. 3.

Результаты определения содержания радона в придонной воде приведены в табл. 4 и на рис. 11, 12. Наибольшие значения содержания радона отме-

чаются в верхних створах рек Тясмин и Болтышка. На этих участках установлено также поглощение речного стока вследствие инфильтрационных процессов. Такие участки хорошо коррелируются с прогнозно-перспективными зонами на УВ, выделенными по результатам СТАГГИ (см. рис. 10).

Таблица 3. Расходы воды (поглощение) между нижним и верхним створами участка р. Тясмин

Table 3. Water discharge (absorption) expenditure between the lower and upper stations of the Tiasmin river

№ створа	Расход воды, м ³ /с	Боковые притоки	Расход воды притоков, м ³ /с	Приращение, м ³ /с
1	0,022	—	—	—
2	0,050	—	—	+0,032
3	0,180	Реки Болтышка (л) и Сухой Тясмин	0,170	-0,060
4	0,100	Реки Осотьянка (п) и Косарка (п)	0,080	-0,160

Примечание: (л) – левый приток, (п) – правый приток.

Таблица 4. Сводные результаты математическо-статистической обработки данных лабораторно-аналитических исследований по технологии СТАГГИ. Площадь исследований – 1951 км², пунктов исследований – 181

Table 4. Summary results of mathematical and statistical data processing of laboratory-analytical studies on STAGGS technology. The area of research – 1951 km², points of research – 181

Определяемые компоненты	Количество проб (n)	Результаты математическо-статистической обработки данных								
		min	max	$\bar{C}_{\text{р}}$	δS	D	S	C_{min}	$C_{\text{п}}$	$C_{\text{ср}}$
Температура, °С	181	15,7	30	22,72	0,39	0,87	2,62	24,03	26,65	30,58
Радон, Бк/л	181	0	33,72	2,33	0,35	-1,93	2,22	3,45	5,67	9
Торон, Бк/л	181	0	72,04	26,63	1,84	158,67	12,4	32,93	45,52	64,42
Гелий (He) в 10 ⁻⁶ об.%	33	0,33	7,97	Все показатели за пределами						
Водород (H ₂) в 10 ⁻⁶ об.%	82	0,16	16,93	0,78	0,14	0,5	0,84	1,22	2,17	3,45
Углекислый газ (CO ₂) в об.%	181	0	7,73	0,22	0,02	0,02	0,14	0,29	0,43	0,61
Метан (СН ₄) в 10 ⁻⁶ об.%	181	5,81	113,1	37,29	2,18	214,46	14,64	44,61	59,25	81,22
Этан (С ₂ Н ₆) в 10 ⁻⁶ об.%	179*	0,81	57,11	7,9	0,65	17,74	4,21	10,01	14,22	20,54
Этилен (С ₂ Н ₄) в 10 ⁻⁶ об.%	180**	0,73	516,2	46,59	5,33	1184,54	34,42	63,79	98,21	149,84
Пропан (С ₃ Н ₈) в 10 ⁻⁶ об.%	180***	0,18	37,0	5,37	0,39	14,95	3,57	7,46	11,37	17,17
Изобутан (С ₄ Н ₁₀) в 10 ⁻⁶ об.%	181	0,1	200,3	23	3,33	481,34	21,94	33,97	53,91	88,82
Бутан (С ₄ Н ₁₀) в 10 ⁻⁶ об.%	181	0,46	430,7	47,41	5,69	1373,95	37,07	65,94	103,01	158,61
Пентан (С ₅ Н ₁₂) в 10 ⁻⁶ об.%	180	0,39	240,5	23,97	2,51	263,71	26,24	32,09	48,33	72,69
Неопентан (С ₅ Н ₁₂) в 10 ⁻⁶ об.%	181	3,5	1345	151,5	16,01	10447,7	103,18	202,6	304,78	458,06
Гексан (С ₆ Н ₁₄) в 10 ⁻⁶ об.%	181	2,7	791,8	94,78	9,57	3735,65	61,12	1125,34	217,02	217,14
Гексан (С ₆ Н ₁₄) в 10 ⁻⁶ об.%	181	1,24	538,2	65,34	6,29	1613,23	40,17	85,43	145,07	185,84

Примечание:

Гексан и неопентан на участке работ в пробах не обнаружены.

* Этан не определен в трех пробах (пик поглощен пиком метана).

** Этилен и пропан не определены в одной пробе (пик поглощен пиком метана).

*** Пропан не определен в одной пробе (пик поглощен высокой концентрацией метана).

В случаях, когда пик газа поглощен другим газом, при расчете статистических показателей для этого газа количество проб уменьшалось.

Для случаев, когда концентрация показателя меньше чувствительности прибора с min считалось 1/2 минимально определенного значения:

n – количество проб, в которых определен компонент (выше чувствительности прибора);

min – минимально определенное значение показателя;

max – максимально определенное значение показателя;

\bar{x} – среднее арифметическое значение;

N – количество проб, в которых показатель не превышает СЗС.

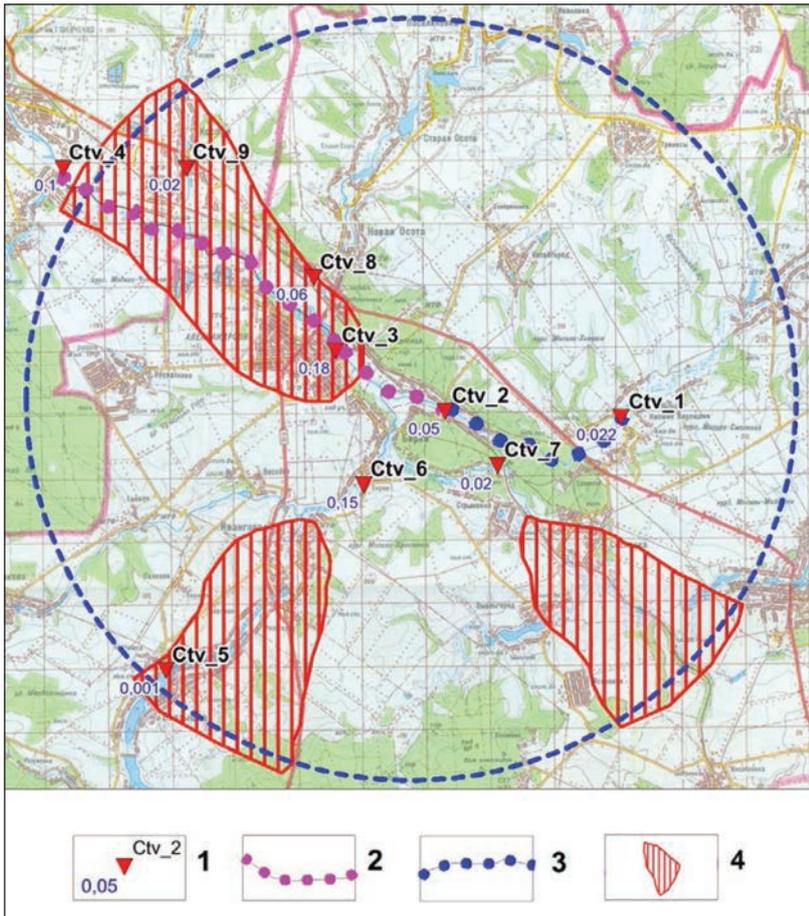


Рис. 10. Участки, перспективные на поиск УВ по результатам проведения гидрометрических исследований на участке р. Тясмин и ее притоков на топографической основе

1 – гидрометрический створ (верхний индекс – название створа, нижний индекс – расход воды в створе, м³/с); 2 – участок речного русла с поглощением водного стока; 3 – участок речного русла с приращением водного стока; 4 – участки, перспективные на поиск УВ по гидролого-гидрогеологическим критериям

Fig. 10. Sites promising to search for hydrocarbons by the results of hydrometric research on the section of the river Tiasmin and its tributaries on a topographic basis

1 – gauging station (superscript station name, subscript water flow in the station, m³/s), 2 – section of river bed with absorption of water flow, 3 – section of the river bed with increasing water flow, 4 – areas promising to search for hydrocarbons under hydrological and hydrogeological criteria

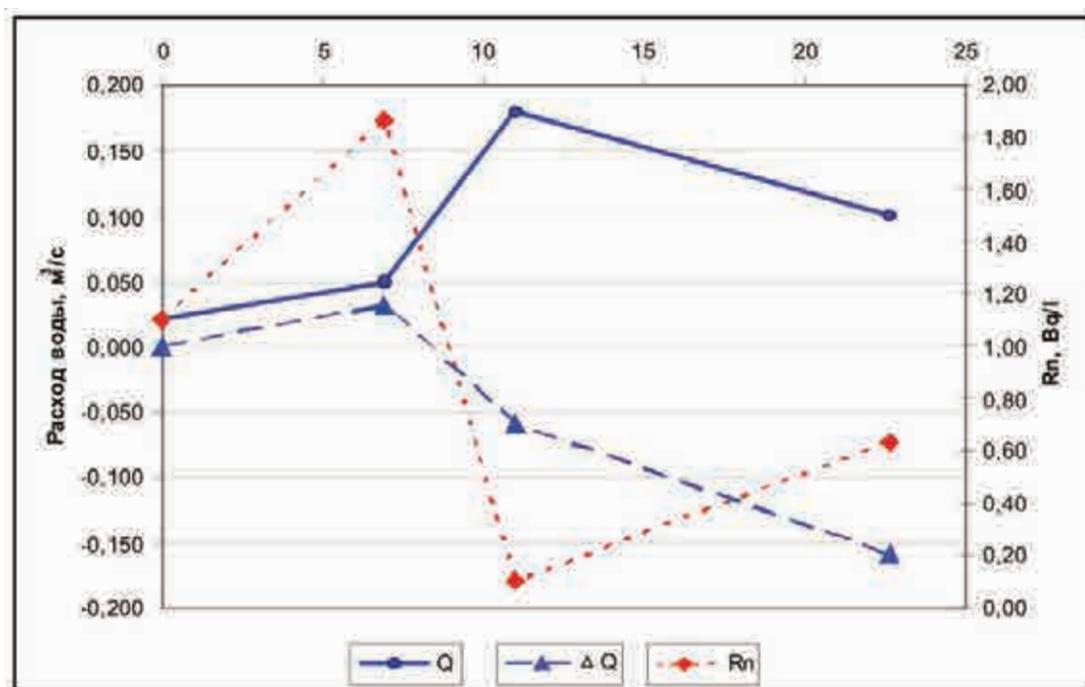


Рис. 11. График изменения расходов воды (Q), приращения водного стока (Q) участка р. Тясмин (створы 1-4, съемка 04-06.10.2016 г.) и результатов радонометрических исследований (Rn)

Fig. 11. Graph of changes in water flow (Q), the increase of water flow (Q) in the section of the Tiasmin river (points 1-4, survey by 04-06.10.2016) and the results of radon studies (Rn)



Рис. 12. Результаты проведения радонометрических исследований на участке р. Тясмин и ее притоках (съемка 04-06.10.2016 г.)

Fig. 12. The results of the radonometric studies on the section of the Tiasmin river and on its tributaries (survey by 04-06.10.2016)

По данным геологоразведочных работ, в основе Болтышской впадины залегает пласт брекчиеподобных пород мощностью свыше 100 м. Основная часть разреза составлена слоистыми аргиллитами, сланцами, в том числе горючими.

В стратиграфическом разрезе впадины, безусловно, наибольший интерес представляют два продуктивных горизонта горючих сланцев, расположенных на глубине 300-330 и 220-250 м, соответственно. Интересными в отношении газосности являются залежи, вмещающие горючие сланцы Болтышской впадины и относительно насыщенные органическим веществом.

Экономические и экологические проблемы использования горючих сланцев. Были проведены многочисленные исследования возможного применения горючих сланцев разными организациями: ВНИИнефтехим, ЛИСИ, НИИ сланцевой, магниевой и электродной промышленности ВАМИ (г. Ленинград), ВТИ, ЭНИН (г. Москва), Теплоэлектропроект, ВНИИПКнефтехим (г. Киев), ВНГИ, ПИ, ИГГГК, Львовским политехническим институтом (г. Львов), НИИС (г. Котлах-Ярве), Башкирским НИИ по переработке нефти (г. Уфа). В результате установлено, что они могут использоваться как топливо для электростанций, для получения моторного топлива, смазочных масел, высококалорийного газа, парафи-

нов, азотных соединений, поверхностно активных веществ (ПАВ), гербицидов, синтеза полимерных материалов и т.п. По подсчетам, из смол Болтышского месторождения можно получить 800 млн т сырой нефти. При термическом разложении сланца выход газа составил 750 м³/т. Тепловая отдача при сжигании – от 7860 до 8740 ккал/кг. Приведенная сравнительная таблица дает все основания считать, что теплота сгорания (кдж/кг) – одна из наиболее эффективных по качеству среди мировых запасов горючих сланцев (табл. 5).

Запасы и ресурсы горючих сланцев по категориям С₂ и Р₁+Р₂ составляют 3795 млн т (табл. 6). Кроме того, на месторождении были подсчитаны забалансовые запасы, куда, помимо некондиционных на время подсчета частей пластов II и IV горизонтов, были включены также отдельные пласты III горизонта, которые не учитывали при подсчете запасов (табл. 7).

По данным хроматографического анализа углеводных газов, основной их составляющей является метан (80-90%).

Под основными направлениями комплексной переработки горючих сланцев обычно понимают выбор основной технологии переработки сланца (сжигание или пиролиз) и порядок технологических операций с продуктами переработки (твердыми, жидкими и газообразными).

Таблица 5. Сопоставление качества горючих сланцев разных месторождений мира

Table 5. Comparison of the quality of oil shale from different deposits of the world

Месторождение	Страна	Содержание золы, %	Теплота сгорания, кДж/кг	Выход смолы, %
Болтышское	Украина	42,4-70,0	8372-19 934	6-32,0
Прибалтийский бассейн	Эстония	40-60	14 600-16 700	20-40
Кашпирское	Россия	60,3	9900	13,0-25,0
Фушунское	КНР	78-80	4200-5800	3,0-6,0
Ермало	ПАР	42,5	18 800	13,0-37,8
Египетское	ПАР	73,8	6300	6,6
Тремебе	Бразилия	82,3	2500-3700	4,0
Глен-Девис	Австрия	51,6	14 600	30,0
Грин-Ривер	США	66,9	До 8400	10-15,0

Таблица 6. Запасы и ресурсы горючих сланцев Болтышского месторождения (т)

Table 6. Reserves of oil shale of the Boltysk deposit (t)

Категория	IV					II	Всего
	A	B	B ₁	B ₂	Г		
C ₂	165 572	1 056 500	42 949	108 011	–	341 001	1 714 033
P ₁ +P ₂	111 426	607 322	336 406	521 964	164 092	340 258	2 081 468
Всего	276 998	1 663 822	379 355	629 075	164 092	681 259	3 795 501

Таблица 7. Забалансовые запасы горючих сланцев Болтышского месторождения (т)

Table 7. Off-balance reserves of oil shale of the Boltysk deposit (t)

IV категория					III категория		II категория			Всего
A	B	B ₁	B ₂	Г	C ₁	C ₂	H ₁	H ₂	H ₃	
129 426	77 556	162 203	99 328	109 076	142 991	69 489	59 548	35 172	35 766	920 555

Кроме этого, необходимо отметить, что переработка горючего сланца Болтышского месторождения изучалась только на первых стадиях разведки (с 1965 по 1985 г.), когда нефти, газа и угля в Украине добывалось достаточно для обеспечения энергетической независимости. После выполнения этих работ прошел довольно долгий промежуток времени, а исследований на базе новых технологий переработки не проводилось. Выполнение таких работ в мире имеет приоритетное направление. В мировом обзоре использования горючих сланцев предлагается:

1. Энергетическое (прямое сжигание сланцев для получения электроэнергии) направление использования. Несмотря на высокую зольность и высокую влажность болтышских сланцев, применение их в качестве энергетического топлива воз-

можно только при условии глубокой размокнутой подсушки. Из-за ограничений, связанных с запыленностью и загазованностью серным ангидридом атмосферы, мощность ГРЭС на базе болтышских сланцев принята 1200 мВт. Максимальный выброс серного ангидрида будет достигать 0,466 мг/м³ при максимально допустимом 0,5 мг/м³.

2. Энерготехнологическое использование горючих сланцев подразумевает предварительную термальную обработку (полукоксование) сланцев, в результате чего органическое вещество сланцев разлагается с образованием сланцевой смолы, газа, подсмольных вод и других продуктов.

Сожжение сланцевого масла или газа дает возможность увеличить мощность энергетических блоков, повысить рабочие параметры котла и турбин, уменьшить удельный расход топлива.

При этом повышается надежность электростанции, улучшаются условия работы персонала, а сама электростанция может быть размещена в отдалении от топливной базы и с меньшими капитальными затратами на ее строительство.

Энерготехнологическое направление предусматривает метод термической переработки измельченного сланца с твердым теплоносителем. Перед началом переработки горючих сланцев необходимо дробление полезных ископаемых, если необходимо сушение или обогащение горючих сланцев. Известно, что при горении сланцев длительность образования летучих газов зависит не только от условий термической обработки (температуры и скорости нагрева частиц), но и от измельчения частиц. Измельчение угольных или сланцевых частиц, как показали исследования, позволяет получить не только ту или иную степень дисперсности частиц, но и ряд новых свойств, связанных с конфигурацией реакционных свойств частиц, таких как скорость воспламенения и горения, температура воспламенения. Высоконапряженные способы измельчения, например струйные, характеризующиеся большой мощностью разрушающего действия, позволяют получить угольные порошки с активной поверхностью частиц.

Выполнение всего комплекса работ позволит максимально использовать энергетический потенциал горючих сланцев. Но, к сожалению, еще не разработана технологическая схема переработки сланцев физико-химическим методом, который будет иметь ряд преимуществ, а именно: экологическую чистоту получения всей горючей части сланцев, продукты переработки органики с практически нулевой зольностью и высокой теплотворной способностью, минеральная часть горючих сланцев не будет поддаваться температурному воздействию и, соответственно, не будет содержать продукты сгорания органики.

Экологические проблемы. Сланцевая промышленность имеет весьма различное влияние на окружающую среду, причем негативный характер этого влияния во многом определяется образованием чрезвычайно большого количества твердых отходов, основная часть которых при нынешней технологии добычи и переработки сланцев складывается в отвалах.

В настоящее время, с целью предотвращения самовозгорания, отсыпка пород на прибалтийских шахтах ведется только в плоские отвалы с террасами через каждые 10 м по высоте.

Проект рекультивации таких отвалов предусматривает покрытие поверхности террас и вершин отвалов плодородным слоем почвы, предварительно снятого с поверхности, отведенной под отвал, и посадку леса.

Крутые откосы старых отвалов перед рекультивацией необходимо сделать более пологими. Однако выполаживание откосов до 8-12° требует проведения больших объемов работ по перемещению грунта и ведет к увеличению площади земель, занятых отвалами. В связи с этим проведены опыты по рекультивации крутых откосов отвалов без выполаживания путем их озеленения с помощью торфяно-дерновых ковров. Их использование для закрепления и озеленения крутых откосов во многих случаях экономически более целесообразно, чем по обычной технологии рекультивации.

Разработаны и, как предполагается, в будущем будут широко применяться методы озеленения зольных отвалов переработки сланцев деревьями и кустами, а также многолетними травами. Первые опыты в этом направлении были выполнены в 1968 г. в Эстонии. Вегетационные опыты по озеленению отвалов проведены и в США.

Для складирования отходов переработки сланцев необходимо использовать отрицательные формы рельефа (балки, овраги и др.). При этом отходы должны увлажняться водой и утрамбовываться. Для предупреждения загрязнения водотоков при растворении веществ из отходов отвалы должны быть обустроены дамбами и дренажным оборудованием. После выполнения негативных форм рельефа отвалы выравниваются и покрываются почвенным слоем.

Таким образом, есть ряд технических решений, реализация которых позволяет уменьшить негативное влияние отходов на окружающую среду. Тем не менее круг нерешенных проблем достаточно широк. Например, именно это является одним из главных доводов против организации промышленной переработки сланцев в наземных агрегатах.

При решении проблем охраны окружающей среды необходимо учитывать то, что газовые выбросы и сточные воды сланцеперерабатывающих производств содержат загрязняющие вещества, которые имеют повышенное негативное влияние на окружающую среду и вредное воздействие на человека. Системы защиты атмосферного воздуха от загрязнения, защиты воды от загрязнения сточными водами, охрана почвы

и рекультивации земель будут использовать современные технические средства и мероприятия, что в полном объеме обеспечит очистку газовых выбросов и сточных вод до предельно допустимых концентраций.

На основе всего изложенного выше можно еще раз констатировать, что единственно верным и радикальным решением этой проблемы

является комплексная переработка сланцев с максимальной утилизацией их минеральной части. При таком подходе эффективной защиты окружающей среды достигается значительная экономия средств, которые расходуются для обустройства и эксплуатации породных и зольных отвалов и обеспечения рационального использования природных ресурсов.

Список литературы / References

1. **Бабиниц А.Е., Боровский Б.В., Шестопалов В.М., Лисиченко Г.В. и др.** Формирование эксплуатационных ресурсов подземных вод платформенных структур Украины. Киев: Наук. думка, 1979. 214 с.
Babinets A.E., Borevsky B.V., Shestopalov V.M. et al., 1979. Formation of operational resources of underground waters of platform structures of Ukraine. Kiev: Naukova Dumka, 214 p. (in Russian).
2. **Багрий І.Д.** Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля. Київ: Логос, 2013. 511 с.
Bagriy I.D., 2013. Development of geological-structural-thermal-atmogeochemical technology of forecasting of search of minerals and assessment of geoeological environmental state. Kyiv: Logos, 511 p. (in Ukrainian).
3. **Багрий І.Д.** Обґрунтування нової пошукової технології та її адаптація на традиційних і нетрадиційних нафтогазоносних об'єктах імпактних структур України. *Геол. журн.* 2015. № 2 (351). С. 105-126.
Bagriy I.D., 2015. Justification of new search technology and its adaptation to conventional and unconventional oil and gas facilities impact structures of Ukraine. *Geologichnyy Zhurnal*, № 2 (351), p. 105-126 (in Ukrainian).
4. **Багрий І.Д.** Гидро-геосинергетическая биогенно-мантийная гипотеза образования углеводородов и ее роль при обосновании прямопоисковой технологии. *Геол. журн.* 2016. № 2 (355). С. 107-133.
Bagriy I.D., 2016. Hydro-geosynergetic biogenic-mantle hypothesis of hydrocarbons origin and its role in direct search technology substantiation. *Geologichnyy Zhurnal*, № 2 (355), p. 107-133 (in Russian).
5. **Багрий І.Д., Лисиченко Г.В., Шестопалов В.М.** Комплексирование методов при изучении взаимосвязи подземных и речных вод. *Водообмен в гидрогеологических структурах Украины. Методы изучения водообмена.* Киев: Наук. думка, 1988. С. 223-239.
Bagriy I.D., Lisichenko G.V., Shestopalov V.M., 1988. Integration of methods in the study of the relationship of groundwater and river water. *Water exchange in hydrogeological structures of Ukraine. Methods of studying the water cycle.* Kiev: Naukova Dumka, p. 223-239 (in Russian).
6. **Багрий І.Д.** Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. Київ: ТОВ «Видав. дім Дмитра Бураго», 2003. 150 с.
Bagriy I.D., 2003. Prediction of fracture zones of high permeability of rocks to solve search and geoeological problems. Kyiv: TOV «Vydavnychyy Dim Dmytra Burago», 150 p. (in Ukrainian).
7. **Багринцева К.И.** Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. Москва: РГГУ, 1999. 285 с.
Bagrintseva K.I., 1999. Conditions for formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. Moscow: RGGU, 285 p. (in Russian).
8. **Басс Ю.Б., Галака А.И., Грабовский В.И.** Болтышские горючие сланцы. *Разведка и охрана недр.* 1967. № 9. С. 11-15.
Bass Yu.B., Galaka A.I. Grabovsky V.I., 1967. Boltish oil shale. *Razvedka i okhrana neдр*, № 9, p. 11-15 (in Russian).
9. **Вальтер А.А., Гуров Е.П., Гурова Е.П. и др.** Болтышский кратер. *Геология и петрология взрывных метеоритных кратеров.* Киев: Наук. думка, 1982. С. 161-193.
Walter A.A., Gurov E.P., Gurova E.P. et al., 1982. Boltish crater. *Geology and petrology of explosive meteorite craters.* Kiev: Naukova Dumka, p. 161-193 (in Russian).
10. **Вальтер А.А., Рябенко В.А.** Взрывные кратеры Украинского щита. Киев: Наук. думка, 1977. 156 с.
Walter A.A., Ryabenko V.A., 1977. Explosive Craters of the Ukrainian Shield. Kiev: Naukova Dumka, 156 p. (in Russian).
11. **Васильев И.В., Селин Ю.И.** Новые данные о палеонтологической характеристике продуктивной толщи Болтышского месторождения горючих сланцев. *Докл. АН УССР. Сер. Б.* 1970. № 12. С. 1059-1061.
Vasiliev I.V., Selin Yu.I., 1970. New data on the paleontological characterization of the productive strata of

the Boltysk oil shale deposit. *Dopovidi AN USSR. Ser. B*, № 12, p. 1059-1061 (in Russian).

12. **Вибрані** наукові праці академіка В.І. Вернадського. Т. 6. Історія природних вод. Кн. 2. Досвід гідрохімії і геохімії вод Землі. Статті. Коментарі: Патон Б.Є. (ред.). Київ: Фоліант, 2012. 1104 с.

Selected scientific work of academician V.I. Vernadsky. Vol. 6. History of natural waters. Book 2. Experience in hydrochemistry and geochemistry waters of the Earth. Articles. Comments, 2012. (Ed. Paton B.E.). Kyiv: Foliant, 1104 p. (in Ukrainian).

13. **Генезис** углеводородных флюидов и месторождений: Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. (отв. ред.). Москва: ГЕОС, 2006. 315 с.

Genesis of hydrocarbon fluids and deposits, 2006. (Eds. Dmitriyevskiy A.N., Valyayev B.M.). Moscow: GEOS, 315 p. (in Russian).

14. **Гзовский М.В.** Основы тектонофизики. Москва: Наука, 1975. 575 с.

Gzovskiy M.V., 1975. Fundamentals of tectonophysics. Moscow: Nauka, 575 p. (in Russian).

15. **Гожик П.Ф., Багрій І.Д., Гладун В.В., Гуров Є.П.** Прогнозування нафтогазоносності Оболонської імпаکتної структури комплексом поверхневих методів. *Геол. журн.* 2010. № 3 (332). С. 7-16.

Gozhik P.F., Bagriy I.D., Gladun V.V et al., 2010. Forecasting of oil and gas on Obolon impact structure by complex of surface methods. *Geologichnyy Zhurnal*, № 3 (332), p. 7-16 (in Ukrainian).

16. **Гуров Е.П., Гурова Е.П.** Геологическое строение и вещественный состав пород импактных структур. Киев: Наук. думка, 1991. 160 с.

Gurov E.P., Gurova E.P., 1991. Geological structure and material composition of rocks of impact structures. Kiev: Naukova Dumka, 160 p. (in Russian).

17. **Гуров Е.П., Гожик П.Ф.** Импактное кратерообразование в истории Земли. Киев: НТП «Нафтогаз-прогноз», 2006. 218 с.

Gurov E.P., Gozhik P.F., 2006. Impact craters formation in the history of the Earth. Kiev: NTP «Naftogaz-prognoz», 218 p. (in Russian).

18. **Гуров Е.П., Гожик П.Ф.** Импактные кратеры на рубеже мела и палеогена и их роль в развитии жизни на Земле. *Геолог України.* 2010. № 3. С. 17-26.

Gurov E.P., Gozhik P.F., 2010. Impact craters at the boundary of the Cretaceous and Paleogene and their role in the development of life on Earth. *Geolog Ukrainy*, № 3, p. 17-26 (in Russian).

19. **Гурский Д.С., Михайлов В.А., Чепиль П.М. и др.** Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины. *Мінер. ресурси України.* 2010. № 3. С. 3-8.

Gursky D.S., Mikhailov V.A., Chepil P.M. et al., 2010. Shale gas and energy supply problems in Ukraine. *Mineralni resursy Ukrainy*, № 3, p. 3-8 (in Russian).

20. **Державна** геологічна карта України. М-6 1:200 000. Сер. Центральноукраїнська. Аркуш М-36XXVII (Знам'янка). Пояснювальна записка. Київ, 2004. 89 с.

State geological map of Ukraine. Scale 1:200 000. Series of the Central Ukrainian. Sheet M-36XXVII (Znamianka). Explanatory Note, 2004. Kyiv, 89 p. (in Ukrainian).

21. **Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П.** Нефтегазовая гидрогеология. Москва: Недра, 1992. 206 с.

Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P., 1992. Oil and gas hydrogeology. Moscow: Nedra, 206 p. (in Russian).

22. **Михайлов В.А., Загнітко В.М., Михайлова Л.С.** Перспективи газоносності сланцевих відкладів Бовтиської западини. *Наук. пр. Ін-ту Тутковського.* 2011. С. 23-29.

Mikhailov V.A., Zahnitko V.M., Mikhailova L.S., 2011. Prospects for shale gas content in Boltysk crater sediments. *Naukovi prazhi Instytutu Tutkovskogo*, p. 23-29 (in Ukrainian).

23. **Порфирьев В.Б., Линецкий В.Ф.** Вопросы миграции нефти. Харьков: Изд-во Харьков. гос. ун-та, 1952. 162 с.

Porfiriev V.B., Linetskiy V.F., 1952. Migration issues of oil. Kharkov: Izdatelstvo Kharkovskogo Gosudarstvennogo Universiteta, 162 p. (in Russian).

24. **Рябенко В.А., Вальтер А.А., Гуров Е.П. и др.** Геология и петрология взрывных метеоритных кратеров. Киев: Наук. думка, 1982. 228 с.

Ryabenko V.A., Walter A.A., Gurov E.P. et al., 1982. Geology and petrology of explosive meteorite craters. Kiev: Naukova Dumka, 228 p. (in Russian).

25. **Соколов Б.А., Абля Э.А.** Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. Москва: ГЕОС, 1999. 76 с.

Sokolov B.A., Ablia E.A., 1999. Fluid dynamic model of oil and gas formation. Moscow: GEOS, 76 p. (in Russian).

26. **Чебаненко И.И.** Основные закономерности разломной тектоники земной коры. Киев: Изд-во АН УССР, 1963. 155 с.

Chebanenko I.I., 1963. The main regularities of fault tectonics of the earth's crust. Kiev: Izdatelstvo AN USSR, 155 p. (in Russian).

Статья поступила
13.04.2017