

УДК (553.98:550.812):551.439](477)

## **ГИДРО-ГЕОСИНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БИОГЕННО-МАНТИЙНАЯ ГИПОТЕЗА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЕЕ РОЛЬ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПРЯМОПОИСКОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ**

**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.*

В рамках круговорота вещества в природе разработана гидро-геосинергетическая биогенно-мантийная гипотеза образования углеводородов и на ее основе создана прямопоисковая структурно-термо-атмо-гидролого-геохимическая технология (СТАГГТ). Данная технология впервые была проведена и успешно внедрена в процессе прогнозно-поисковых работ на нефтегазоносных объектах Украины на суше (Днепровско-Донецкая впадина) и в Черном море (северо-западный и северо-восточный шельфы) с использованием специально созданных аппаратных комплексов. Впервые обоснованы источники восстановления находящихся в эксплуатации углеводородных месторождений.

*Ключевые слова:* круговорот, гидро-геосинергетическая биогенно-мантийная гипотеза, углеводороды, грабен, тектоника.

## **WATER-BASED HYDRO-GEOSYNERGETIC BIOGENIC-MANTLE HYPOTHESIS OF HYDROCARBON FORMATION AND ITS ROLE IN SUBSTANTIATION OF SEARCH TECHNOLOGY**

**I.D. Bagriy**

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

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

As part of matter cycle in nature the hydro-geosynergetic biogenic-mantle hypothesis of hydrocarbon formation was developed and based on it the search structural-thermal-atmo-hydro-geochemical technology (STAHGT) was created. This technology was first carried out and successfully implemented in the process of forecasting and prospecting for oil and gas facilities in Ukraine on land (Dnieper Donets depression) and the Black Sea (the north-western and north-eastern shelf) using specially designed equipment complexes. The sources of recovery of hydrocarbon fields in operation were substantiated for the first time.

*Key words:* cycle, hydro-geosynergetic biogenic-mantle hypothesis, hydrocarbons, graben, tectonics.

---

© И.Д. Багрий, 2016

# ГІДРО-ГЕОСИНЕРГЕТИЧНА БІОГЕННО-МАНТІЙНА ГІПОТЕЗА УТВОРЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ ТА ЇЇ РОЛЬ ПРИ ОБГРУНТУВАННІ ПРЯМОПОШУКОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

**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.*

В рамках кругообігу речовини в природі розроблена гідро-геосинергетична біогенно-мантійна гіпотеза утворення вуглеводнів і на її основі створено прямопошукову структурно-термо-атмо-геохімічну технологію (СТАГГТ). Дана технологія вперше була проведена та успішно впроваджена в процесі прогнозно-пошукових робіт на нафтогазоносних об'єктах України на суші (Дніпровсько-Донецька западина) і в Чорному морі (північно-західний і північно-східний шельфи) із використанням спеціально створених апаратурних комплексів. Вперше обгрунтовані джерела відновлення вуглеводневих родовищ, що знаходяться в експлуатації.

*Ключові слова:* кругообіг, гідро-геосинергетична біогенно-мантійна гіпотеза, вуглеводні, грабен, тектоніка.

Генерація, міграція і аккумуляція углеводородов (УВ) являється фундаментальной проблемой в нефтегазовой геологии.

В современном состоянии методологии и практики поисков УВ практически на протяжении XIX-XX веков существует ряд проблем, которые до сих пор не решены и в XXI ст., несмотря на длительные и нередко, казалось бы, успешные попытки их решения.

В течение целых столетий, как и на сегодняшний день, известны две точки зрения на природу происхождения нефти. Одна – биогенная. Согласно ей, нефть образовалась из остатков животных или растений. Вторая теория – абиогенная. Ее подробно разработал Д.И. Менделеев, предположивший, что нефть в природе может синтезироваться из неорганических соединений.

И хотя большинство геологов придерживается все-таки биогенной теории, отзвуки этих споров не затихли и по сей день. Уж слишком велика цена истины в данном случае. Если правы сторонники биогенной теории, то верно и опасение, что запасы нефти, возникшие давным-давно, вскоре могут подойти к концу. Если же правда на стороне их оппонентов, то, вероятно, эти опасения напрасны.

Какие же доводы приводят в защиту точек зрения сторонники одной и другой гипотез?

В своих предположениях Д.И. Менделеев [Менделеев, 1952] ссылается на опыты по получению водорода и ненасыщенных УВ путем воздействия серной кислоты на чугун, содержащий достаточное количество углерода.

15 октября 1876 г. на заседании Русского химического общества выступил с обстоятельным докладом Д.И. Менделеев. Он изложил свою гипотезу образования нефти. Ученый считал, что во время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору, вглубь поступает вода. Просачиваясь в недра, она, в конце концов, встречается с карбидами железа, под воздействием окружающих температур и давления вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и УВ, например этан. Полученные вещества по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и насыщают пористые породы. Так образуется УВ.

Откуда же берутся нефтяные месторождения от мелких до гигантских? Где формируется первичный материал – метан в

количествах, соответствующих размерам (объемам) месторождений? Первую и почти удачную попытку объяснить это предприняли сторонники биогенной теории образования нефти.

В последнее время наметилась тенденция к сближению двух противоречивых сторон биогенной и абиогенной гипотез. Объединяющим началом послужила идея В.И. Вернадского о глобальном геохимическом круговороте вещества на нашей планете. Идея круговорота позволяет совместить лучшие стороны двух существующих гипотез. Так, биогенная гипотеза объясняет роль механизма преобразования органического вещества в нефть и газ на нисходящей ветви круговорота, а абиогенная – на восходящей. В такой совокупности две данные концепции можно рассматривать как взаимодополняющую систему представлений, которые отражают два основных механизма формирования УВ в процессе глобального геохимического круговорота.

На всем протяжении исследований теория всегда отставала от практики, итогом чего явилось текущее плачевное состояние эффективности поисковых работ и, как следствие, необеспеченность поисков эффективной научно обоснованной теорией нефтеобразования и методикой прогнозирования нефтегазоносных объектов, что и вело к неуклонному снижению результатов поисковых работ.

В настоящее время, когда из-за затянувшихся споров двух школ практически не признается академическая нефтегазовая геологическая наука и активно внедряются западные технологии, у большинства геологических специалистов нефтедобывающей отрасли возникла иллюзия возможности подмены геологических методов, новых научно обоснованных поисковых технологий тотальной компьютеризацией в виде расчетных программных комплексов, трехмерной сейсморазведки, высокотехнологического бурения.

Успешность поисков залежей нефти и газа как была в пределах 20-30% в «низкотехнологическом» прошлом, так и держится в «высокотехнологическом» сегодня, а затраты на поисковые работы возросли в десятки раз.

Отдавая должное техническому прогрессу, следует констатировать, что такое решение сложнейшей поисковой проблемы, опираясь на крайне низкий коэффициент подтверждаемости результатов, требует разработки и внедрения новых методов на достаточно надежном уровне научно обоснованного решения задачи прямого поиска объектов прогнозирования нефтегазоносных объектов.

Есть ли выход из сложившейся ситуации? Есть ли решения, позволяющие принципиально изменить положение в области успешности поисков и разведки залежей УВ? Да, они есть. И решения эти имеют интеллектуальный характер многократно эффективнее существующих технических методов, на основе современной теории нафтидогенеза – нефтегазоаккумуляции, которая должна, учитывая экзогенно-эндогенные процессы, стать объединяющей биогенно-абиогенной парадигмой нефтегазовой геологии в XXI ст. [Тимурзиев, 2013].

В конце 50-х годов прошлого столетия основатель неорганического направления в Украине акад. В.Б. Порфирьев присоединился к аналогичным взглядам выдающихся ученых-нефтяников Н.А. Кудрявцева и П.Н. Кропоткина и основал неорганическое направление нефтегазовой геологии в Украине [Кропоткин, 1986; Кудрявцев, 1973; Порфирьев, Линецкий, 1952].

Главную идею этого направления можно сформулировать так: нефть и газ образуются при очень высоких температурах и давлениях под земной корой из имеющихся там водорода и оксида углерода по реакциям Фишер – Тропша. Геохимические данные (аномально высокие концентрации циркония, титана, бария, ванадия, урана и другие признаки некогерентной ассоциации, изотопный состав катализаторов углерода, серы, водорода, гелия) свидетельствуют о связи темноцветного пелитоморфного полиминерального вещества с внедрением аномальных мантийных флюидов.

Кроме того, в этот же период Э.Б. Чекалюк [Чекалюк, 1978] полностью обосновал термодинамические процессы устойчивости нефтяных УВ в аномальных условиях мантии.

Таким образом, суть принципиальной схемы абиогенной теории состоит в том, что из глубоких горизонтов вместе с другими газообразными веществами в результате инъекций в виде структурной миграции мантийных углеводородсодержащих флюидов происходит их внедрение в трещинные коллектора в виде инверсионных переток. О формировании последних можно судить по широкому развитию конденсационных водных оторочек.

Такие тектоно-геодинамические зоны, как было сказано ранее, выступают в связи с мантийными плюмами и в результате под действием соимпульсных возмущений выжимают соленосные флюиды в виде диапиров.

Приведенные на первый взгляд фундаментальные доводы мантийной гипотезы столкнулись с непреодолимыми, по мнению противоборствующих сторонников биогенной гипотезы в лице их основателей и приверженцев (И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, Б.А. Соколов, семья Баженовых, [Вассоевич, 1987; Соколов, Абля, 1999]), нафтидо-геохимическими и термодинамическими противоречиями.

Присутствие в нефтях биомаркеров – хемофоссилий разнообразных унаследованных биологических молекулярных структур, нередко в значительных концентрациях и генетически информативных соотношениях, невозможно объяснить ни биогенным синтезом, ни процессами «вымывания их из вмещающих пород мантийной нефтью при ее струйной миграции» [Вассоевич, 1986].

В процессе изложения двух существующих парадигм, в отличие от абиогенной гипотезы, осадочно-миграционная теория имеет тотальное превалирующее значение, практически полностью отводя и вытесняя все другие варианты, в том числе абиогенных модификаций.

Ее сторонники трактуют нафтидогенез и газонакопление как результат катагенеза органического вещества осадочных пород за счет постепенного возрастания температур и давлений в условиях инфильтрационных комплексов гидролого-гидрогеологических, геоструктурных и геохимических процессов в зонах геоструктурных прогибов и склонов морских акваторий.

Геологическую основу этой теории, по мнению сторонников биогенной гипотезы, составляют три элемента: слой нефтематеринских пород; слой-коллектор, т.е. пористая порода, способная накапливать нефть и газ или те и другие вместе; слой-покрышка, т.е. порода слабопроницаемая для нефтей и газов и других флюидов.

Доводы акад. Н.Б. Вассоевича [Вассоевич, 1986], сторонника органического происхождения УВ, о микронепти и ее первичной миграции в осадочном чехле были фундаментально обоснованы, но не были приняты однозначно. Не имея убедительных доказательств того, что в нефтематеринских породах образуется готовая нефть, она не может и выходить из нее.

В начале 90-х годов XX ст. акад. А.А. Трофимук, сторонник органической теории происхождения УВ, выдвинул предположение, что нефть все же мигрирует, учитывая то обстоятельство, что вокруг большинства нефтяных и газовых месторождений поблизости практически отсутствуют нефтематеринские породы [Трофимук, 2002].

Однако этот геологический факт вторичности нефтяных месторождений сторонники неорганической теории используют для правоты своих построений. Следовательно, в нефтяных залежах находится, вероятно, какая-то иная нефть, т.е. она имеет неорганическое происхождение.

Такой подход не первичного размещения месторождений УВ для А.А. Трофимука [Трофимук, 2002] стал стимулом для поиска нового варианта органической теории происхождения нефти. «Если главная концепция – нефть образуется в одном месте, а накапливается в другом» стала лозунгом и логической основой развития представлений о глубинном мантийном генезисе нефти, то в конечном счете назрела необходимость пересмотра органической концепции с целью ликвидации противоречий.

В те же 90-е годы акад. А.Е. Лукин [Лукин, 1999, 2005а, 2005б] выдвинул и обосновал геосинергетическую концепцию природных нефтегенерирующих систем, которая позволяет обосновать многофазный разновозрастной характер нафтидогенеза и единство механизмов образования углеводородных месторождений разного

типа нефтегенерирующих систем. Одной из главных задач построения предлагаемой концепции выступают условия и формы локализации залежей.

Есть основания предполагать, что именно такой вариант станет объединяющим двух существующих парадигм, которые тормозят процессы создания высокоэффективной прямопоисковой технологии поиска месторождений нефти и газа.

В свете двух существующих биогенной и абиогенной парадигм мы предлагаем рассмотреть гидро-геосинергетическую биогенно-мантийную гипотезу происхождения нефти. Данная гипотеза на протяжении последних 20 лет наших исследований хорошо согласуется с тектоно-геодинамическими закономерностями формирования нефтегазоносных бассейнов на основе гидролого-гидрогеологических процессов, отражающих биогенную гипотезу накопления и трансформации биогенных осадков в виде первичных гидрогазометановых субстратов, выступающих во взаимосвязи с абиогенными процессами тектонических мантийных плюмов в зонах критических давлений, высоких температур и участия катализационных процессов в виде целого спектра элементов мантийного происхождения, участвующих в конечном счете в процессах образования месторождений УВ инверсионным путем (по зонам растяжений, формирующим трубы дегазации).

Предлагаемая нами гипотеза дает ответ на вопрос, почему основное количество (практически 100%) нефтяных и газовых месторождений размещено преимущественно в геоструктурах, связанных с прогибами и их речными бассейнами, синклиналями, рифтогенами, грабенами, а также на шельфе и склонах морских акваторий, где имеются генераторы накопления метана из биокомпонентов осадочных пород речных систем и гидрологических процессов формирования речных долин, дельт, каньонов, формирующих первичные продукты нефтегазоносности – биологические субстраты, постоянно восполняющиеся в процессе водогазовых инъекций по инфильтрационным каналам (рис. 1).

При ее практическом подтверждении и внедрении структурно-термо-атмо-гидро-

лого-геохимических исследований (СТАГГИ) отпадает необходимость отдавать предпочтение той или иной парадигме, так как гидро-геосинергетическая биогенно-мантийная теория происхождения УВ предусматривает нефтегенерирующую систему нафтидогенеза и единство комплекса механизмов образования нефти и газа, а также их месторождений на основе единого круговорота и всех его составляющих от простых, на первый взгляд, биогенных до сложных геодинамических, геотемпературных и гидрохимических процессов, проходящих в линейку от поверхности до мантийных плюмов. Такой подход подтверждает идеи двух выдающихся ученых Д.И. Менделеева и В.И. Вернадского.

Для образования месторождений нефти и газа нужны не только УВ (метановые) компоненты, но и еще определенные структурно-геологические, геотермические и гидрологические условия для их накопления и миграции в проходящих инфильтрационных и инверсионных процессах. Одним из убедительнейших элементов гидро-геосинергетической биогенно-мантийной теории выступает фактор образования нефтяных месторождений от малых до гигантов в процессе круговорота вещества (вода, метан), так как в процессе восполняющего количества УВ вещества требуются соответствующие количества возобновляющегося органического не только молекулярного водорода, но и углерода, а в толщах кристаллических пород в таких количествах его нет.

Поэтому утверждение о подъеме из глубин Земли УВ даже в условиях мантийных плюмов без поступления их извне в виде постоянной миграции основного углеродобразующего компонента  $\text{CH}_4$  выглядит не совсем убедительным.

В.Б. Порфирьев считал, что наилучшим объектом, где проверяется надежность любой теории происхождения нефти, являются сверхгигантские месторождения – в сотни километров длиной и с запасами более 100-150 млрд т нефти, как, например, месторождения, расположенные в пределах долины р. Макензи, Атабаска в Канаде [Порфирьев, Линецкий, 1952]. Он был убежден, что такие месторождения не могут образовываться из тонкорассеянной в глинах

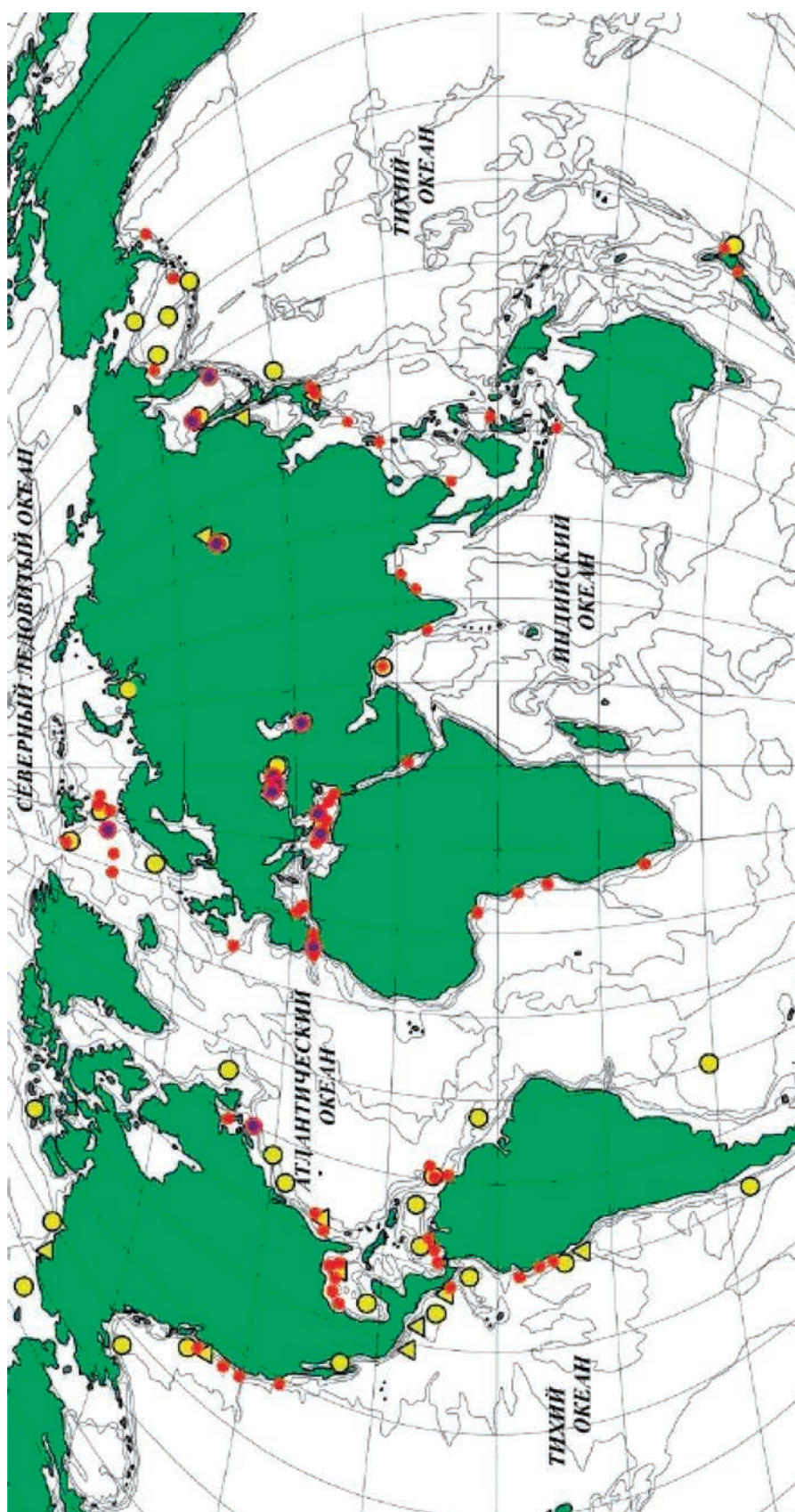


Рис. 1. Районы мировой добычи УВ

ископаемой органики; что так называемые «нефтегазоматеринские» осадочные породы – это просто логическая фикция и что источником для образования всех гигантов и сверхгигантов могла бы быть только верхняя мантия Земли.

В 90-е годы прошлого столетия канадские геологи и геохимики, убежденные сторонники биологической природы нефти С. Мошир и Д. Уэпплз скрупулезно исследовали эту проблему для Атабаски, Колд-Лейк, Пис-Ривер и Уобаски, когда их суммарные запасы определялись более чем в 210-220 млрд т нефти (впоследствии были уточнены – до 400 млрд т нефти).

В процессе этих исследований Западно-Канадского (Альбертского) бассейна р. Макензи были изучены все горные породы с ископаемой органикой. Определили концентрации метана во всех породах речных долин и, используя общепринятую количественную геохимическую модель биогенно-катагенного образования нефти, подсчитали, что все упомянутые породы могли бы дать лишь 7% тех запасов нефти, которые находятся в недрах Атабаски, Уобаски, Пис-Ривер и Колд-Лейк.

Казалось бы, проведенные исследования канадской школы нефтяников, сторонников биогенной теории, поставили окончательный крест на возможности создания гигантских месторождений, а значит, и на возможности участия биогенных субстратов в образовании месторождений.

Какие же процессы не учли канадские исследователи в своих полученных 7% возможных биогенных участников гигантских месторождений Атабаски? Они не учли один из важнейших элементов миграции, определенный В.И. Вернадским как «глобальный геохимический круговорот».

Закон биогенной миграции природного круговорота В.И. Вернадского гласит: «Миграция химических элементов на земной поверхности и в биосфере в целом осуществляется или при непосредственном участии живого вещества (биогенная миграция), или же она протекает в среде, геохимические особенности которой ( $O^2$ ,  $CO^2$ ,  $H^2$  и т.д.) обусловлены живым веществом, как тем, которое в настоящее время населяет биосферу, так и тем, которое действо-

вало на Земле в течение всей геологической истории» [Вернадский, 1994, 2001].

Возвращаясь к результатам исследований канадских сторонников биогенной гипотезы, как будет приведено ниже, можно сделать вывод, что даже 1% биогенно-газо-растворенных флюидов в процессе существующего круговорота было бы достаточно для накопления гигантских нефтегазовых скоплений во временном геологическом разрезе, отвечающих размерам площади водосбора р. Макензи.

Канадские исследователи не учли и еще одно важное природное обстоятельство. Все процессы формирования, накопления УВ находятся не в статическом положении, а в процессе постоянного природного восполнения в виде гидролого-гидрогеологических процессов накопления биоты и продуктов их окисления. Кроме того, практически все перечисленные месторождения в дельте р. Макензи находятся в высоких широтах – в районе развития вечной мерзлоты, создающей надежные экраны – покрывки дегазационных процессов, выступающих в конечном счете дополнительными накопителями УВ.

Используя весь арсенал доказательной базы биогенной и абиогенной теорий, все месторождения от малых до гигантских формируются в том или ином случае одинаково. Однако в каждом конкретном случае вызывают необходимость объяснения возможности образования УВ, особенностей их количественных характеристик, составляющих основу скоплений нефти и газа. И соответствующие объемы накоплений УВ можно объяснить наличием гигантских объемов биоты – органического метана, которые в конечном счете могут продуцировать сложные УВ – элементы коровых и подкоровых процессов происхождения разномасштабных по объемам углеводородных скоплений.

В этом смысле в свете происходящих процессов еще раз необходимо вспомнить высказывание В.И. Вернадского о процессах газового дыхания Земли и их роли в круговороте огромного комплекса составляющих биогенно-неорганических субстратов, в основе которых лежат стимуляторы процессов – кислород и водород – источники жизни на планете.

Под тонкой метафорой «дыхание» подразумевался режим функционирования Земли в Космосе. «Вдох» – Земля впитывает в себя газ, прежде всего космический эфир, обладающий свойствами газа; перерабатывает его в энергию в своих недрах, а затем «выдох» – сбрасывает излишки продуктов геохимических процессов элементов круговорота в виде водогазовых субстратов и мантийных флюидов – катализаторов, приводящих в условиях сверхвысоких давлений и температур к образованию УВ. Происходит постоянный энергообмен между земными слоями и постоянное преобразование вещества в энергию, и обратно – своеобразный геокосмический круговорот энергии и вещества.

Как указывал акад. В.И. Вернадский, природа и ее процессы находятся не в статическом состоянии, а в процессе круговорота вещества, т.е. в процессе постоянного восполнения, в основе которого и Д.И. Менделеев и В.И. Вернадский отвели главную роль на стадии «вдоха» водорастворимым биогенно-метановым субстратам. Дыхательными путями в данном случае выступают зоны растяжения, на стадии «выдоха» – компрессионно-декомпрессионные процессы в зонах мантийных плюмов, а также инверсионные перетоки. И суть «дыхания Земли», по мнению В.И. Вернадского, такова: чтобы выдохнуть, надо вдохнуть.

Прообразом предлагаемой модели, согласно учению В.И. Вернадского о дыхании планеты и происхождении УВ, выступает человеческий организм, поглощая продукты органики и воду и вдыхая кислород, в конечном счете выделяет  $\text{CO}_2$  и продукты метановых соединений. Как видим, продукты органики и в том и другом случаях являются обязательными.

Переходя от частных примеров к глобальным вопросам происхождения нефтяных УВ согласно гипотезам Д.И. Менделеева и В.И. Вернадского, в процессе круговорота требуется постоянный источник нефтеобразующего материала – вода, органические остатки и термогеохимические процессы, образующие метан.

По расчетам многих исследователей, его количество остается достаточным для постоянного круговорота и восполнения про-

цессов нефтеобразования, чем и объясняется в последнее время генерация месторождений УВ.

Главными путями миграции биогенного метана выступают геодинамические зоны в виде дыхательных путей газогидродинамических водных субстратов на «вдохе», легкими которых являются мантийные плюмы. Здесь происходят процессы нафтидогенеза и нефтегазонакопления как результат катагенеза процессов органического вещества метана за счет возрастания температур (гипотеза Э.Б. Чекалюка) и давлений при определенных физико-химических процессах и участия значительного количества активных минеральных катализаторов. При накоплении продуктов катагенеза под влиянием геотектонических процессов пульсации геодинамической энергетической природы плюмов происходит логичный процесс «выдоха» земных недр по зонам инверсии – контурам труб дегазации, продуктами которого выступают нефтяные УВ, водорастворенные флюиды – основа многих полезных ископаемых, грязевые вулканы, соляные диапиры. Этим подтверждается единство гениальных мыслей выдающихся ученых В.И. Вернадского и Д.И. Менделеева о глобальном круговороте вещества как единой углеродоформирующей и аккумулирующей геохимической и геодинамической движущей силе в этом процессе.

Ниже мы рассмотрим сложный процесс образования УВ на локальном гидрологическом уровне, где за таксономическую единицу принят речной бассейн.

На всем протяжении изучения происхождения, миграции и аккумуляции нефти нефтегазоносность рассматривалась с точки зрения гидрогеологических условий нефтегазоносных провинций, артезианских бассейнов, предгорных прогибов, впадин.

Поэтому гидрогеологические исследования, являясь очень важными в формировании нефтяных и газовых месторождений, служат надежной аргументацией нефтегазоносности крупных нефтегазоносных территорий, провинций и авлакогенов.

Ниже мы впервые рассмотрим проблемы формирования углеводородных месторождений, расположенных в речных бассейнах, на локальном гидрологическом уровне.



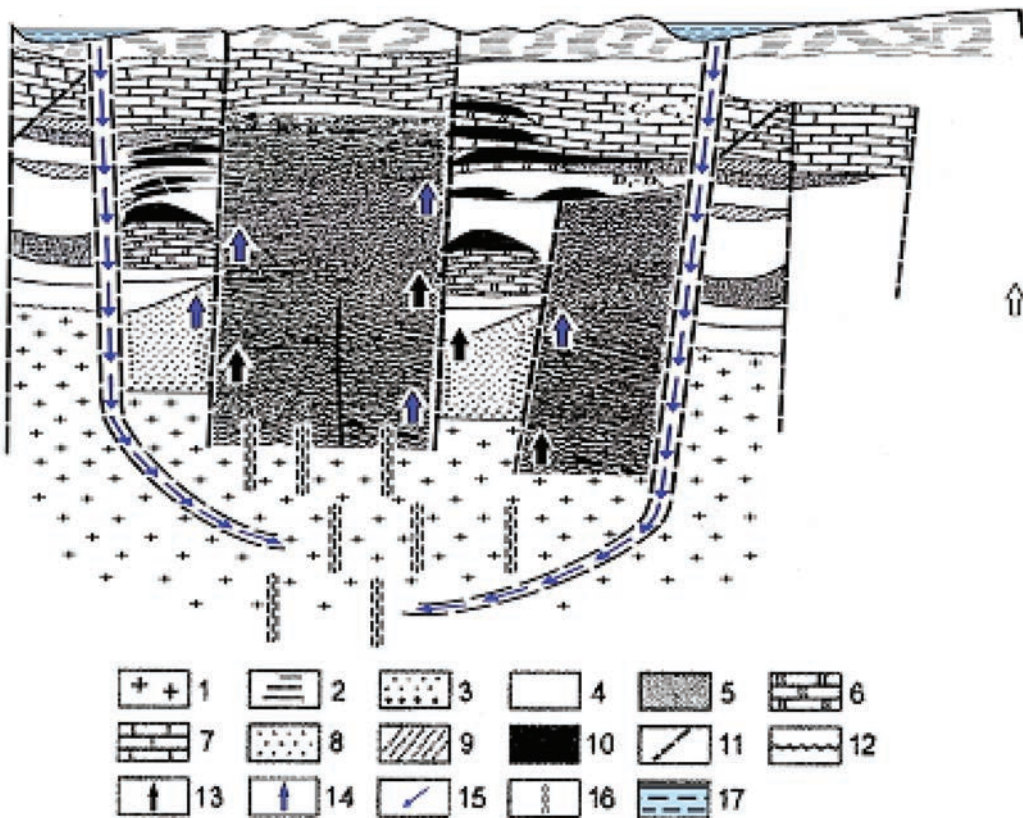
Гидрологические проблемы формирования речного стока в свете нефтегазоносности включают вопросы гидро-газо-геохимического состава подземных вод, русловые процессы, взвешенные наносы, донные отложения, переработку берегов, седиментационные толщи, условия накопления биогенных материалов, в прирусловых участках и на площадях водосборов геоморфологические конфигурации долин и прадолин и целый ряд взаимосвязанных процессов (рис. 2).

Как показали наши исследования в области поисков водообильных зон для заложения водозаборов инфильтрационного и фильтрационного типов вод и слагающих пород донных отложений, а также в области формирования газового состава в зонах поглощения подземных вод и газослагающих элементов, основное значение в формировании УВ имеют следующие три газа: азот

$N_2$ , двуокись углерода (углекислый газ)  $CO_2$ , метан  $CH_4$ , которые являются поисковыми критериями в виде микроконцентраций в речных водах на УВ. Обычно в незначительных количествах в речных водах встречаются гелий, водород, радон, выступающие как маркирующие газы формирования УВ существующих месторождений в осадочном чехле и фундаменте.

Наличие метана в донных отложениях речных систем, дельтах морских акваторий, в сотни и более раз превышающих сложные УВ в речных и морских водах, свидетельствует не только об их участии в происхождении месторождений, но и о процессах их восполняемости как в геологическом разрезе, так и в ходе разработки последних.

Одним из важнейших условий нефтегазообразования в рамках единой гидрогеосинергетической биогенно-мантийной концепции является сжимаемость газона-



**Рис. 2.** Модель гидро-геосинергетического биогенно-мантийного образования УВ

1 – кристаллические породы докембрийского фундамента; 2 – болота; 3 – песчано-грубообломочные моласоиды; 4 – карбонатно-терригенные отложения; 5 – темноцветные кремнисто-карбонатно-глинистые отложения; 6 – рифтогенно-карбонатные массивы; 7 – шельфовые карбонаты; 8 – аккумулятивные песчаные тела; 9 – палеорусла; 10 – нефтяные залежи; 11 – разрывные нарушения; 12 – поверхности несогласия; 13 – нефть; 14 – «сухой» газ; 15 – водорастворенный метан; 16 – трещиноватость; 17 – русло реки

сыщенных инфильтрационных речных вод в их глубинной миграции по трещинным зонам в условиях возрастания геотермических и геодинамических процессов. При больших величинах газонасыщенности сжимаемость подземных вод, как было указано выше, может в 10 раз и более превышать сжимаемость воды.

Насыщение подземных вод органическим метаном может проходить при высоких давлениях и имеет большое значение для определения условий формирования и режима нефтегазоносных пластов, а также геодинамических процессов в зонах роста соляных штоков, глиняных диапиров, грязевых вулканов и т.д.

Известны различные классификации процессов миграции УВ. Выделяют миграцию вертикальную и латеральную, или пластовую, первичную и вторичную. Под первичной миграцией понимают перемещение водорастворенных газов из подстилающих отложений речных долин, преимущественно из слабопроницаемых, тонкодисперсных пород в прилегающие коллекторы. Под вторичной – перемещение нефти и газа по коллекторским пластам с последующим образованием их залежей.

Проблема первичной миграции (эмиграции) УВ из подстилающих русла рек биогенных отложений, преимущественно глинистых толщ, является наиболее сложной в общей проблеме генезиса УВ и формирования их скоплений. Реальность водной формы миграции УВ становится особенно ясной, если учесть, что глубинные подземные воды – это неизбежные продукты литогенеза и инфильтрационных процессов речных поверхностных вод, общего процесса круговорота воды.

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

Экспериментально установлен широкий диапазон изменения растворимости природных газов в зависимости от минерализации, температуры и давления. Растворимость метана в пресной воде изменяется от 0,05 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при давлении 1 МПа и нулевой температуре до 50,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при давлении 188,8 МПа и 280 °С и до 135,2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при 354 °С и

том же давлении. Минерализация значительно снижает растворимость углеводородных газов: при 250 °С, давлении 107,8 МПа и минерализации 280 г/л растворимость метана снижается до 6,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Фактическая газонасыщенность подземных вод нефтегазоносных бассейнов изменяется в широких пределах. Хорошо изучена газонасыщенность подземных вод до глубин 3–4 км, где она обычно составляет 1–5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, реже более. С глубиной возрастают температура и давление и, следовательно, увеличивается газоемкость пресных подземных вод.

Особенно высокой газонасыщенностью характеризуются подземные воды с низкой минерализацией. С ростом давления растворимость углеводородных газов в подземных водах уникальна, вода становится упругой.

Данные о высокой газонасыщенности пресных вод глубоких зон нефтегазоносных бассейнов получены и зарубежными исследователями. Так, газонасыщенность вод в скв. 1 площади Эдна-Делкабр, пробуренной на побережье Мексиканского залива (США) на глубине 3800 м, составила 9,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При исследовании глубинной пробы воды из нефтеносного горизонта на побережье Мексиканского залива установлена газонасыщенность вод в 27 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Наконец, из скважины, пробуренной на глубину 6000 м близ Батон-Ружа в Луизиане (США), получен приток низкоминерализованной воды с газонасыщенностью 92,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Значительное повышение растворимости УВ в подземных водах с ростом давления весьма существенно для объяснения процессов миграции и накопления УВ, так как главным агентом первичной миграции являются поровые растворы биогенно-насыщенных растворенных газов подстилающих отложений русел рек в зонах инфильтрации. Это, в свою очередь, особенно важно для объяснения гидрогеологии нефтегазовых месторождений, а также их генезиса и прогнозных характеристик.

Для формирования нефтегазовых месторождений основное значение имеет подземная гидрогазосоставляющая речного стока в зонах инфильтрации и поглощения по разломным зонам повышенной проницаемости

(РЗПП) в виде инфильтрационных потоков в зонах поглощения через пористую среду со-общающимся порам и трещинам; условно допускается, что фильтрационный поток проникает через всю толщу пород от дневной поверхности и ниже по зонам трещиноватости до кристаллических пород.

Кроме того, при разработке поисковой технологии одним из важнейших индикационных факторов в технологическом поисковом цикле выступают данные изучения разности температур подземных и поверхностных вод. Это может быть использовано для прослеживания путей инфильтрации через донные отложения и, наоборот, исследования геотектонических условий и гидрогеологии района в ряде случаев служат поисковыми критериями и помогают понять причины геотермических особенностей формирования УВ, а также выяснить и некоторые черты проницаемых русловых участков (зон поглощения и разгрузки). В конечном счете такие данные выступают прогнозно-поисковыми характеристиками существующих и новых углеводородных месторождений, а также подземных питьевых вод.

Значительную роль в этих процессах играют поровые воды, которые способны принимать и растворять огромные объемы газообразных УВ и тем самым обеспечивать их транзит из осадочных пород, подстилающих русла рек [Бабинец и др., 1979].

Растворимость УВ в воде с ростом минерализации снижается почти синхронно. Но связанные воды мало минерализованные, и минерализация их тем меньше, чем прочнее связь «вода – метан – порода». Следовательно, в процессе литогенеза прогрессивно снижается минерализация поровых вод и возрастает их способность накапливать и расширять УВ.

С ростом температуры повышается растворимость УВ. Но роль температуры проявляется не только в повышении растворимости УВ, а также в снижении адсорбционной емкости пород. Установлено, что при 374 °С взаимная растворимость УВ и воды становится практически неограниченной: образуется однородный водогазонефтяной раствор – флюиды находятся в надкритическом или близком к нему состоянии. Существенное повышение раство-

римости УВ с ростом давления и при снижении полярности воды делает реальным допущение, что состояние взаимной растворимости в системе «поровая вода – УВ» наступает при более низкой температуре и, следовательно, на относительно небольших глубинах. Все это позволяет очень высоко оценивать роль водной миграции жидких и газообразных УВ в широком интервале существующих отложений и глубин, от поверхности до кристаллических пород.

В связи с этим следует подчеркнуть масштабность газогенерации. Высокая обогащенность подземных вод нефтегазоносных бассейнов УВ газами позволяет оценивать роль газовых растворов в качестве главного механизма миграции УВ и формирования месторождений в едином гидро-геосинергетическом биогенно-мантийном цикле. Объемы последних зависят от водности речных систем, ландшафтно-растительных условий, а также от площадей водосборов речных систем.

При учете всех форм миграции УВ с точки зрения абиогенной ветви эвакуация нефти и газа из нижележащих толщ в вышележащие по трубам дегазации представляется в следующем виде. Рост геодинамических процессов приводит к гидроразрыву пород.

Большинство исследователей приходят к выводу, что трещины служат не только основными путями миграции водорастворенных УВ, а также в виде инверсионных каналов, формирующих нефтяные и газовые месторождения по трубам дегазации. В последнее время накоплен большой фактический материал, позволяющий считать, что именно благодаря образованию интенсивной трещиноватости различного генезиса в породах образуются дополнительные полости и значительно повышаются фильтрационные свойства толщ, происходит связь между генерирующими и коллекторскими пластами [Конторович, 1998; Хаин, Полякова, 2004].

Впервые при обосновании новой гидро-геосинергетической биогенно-мантийной концепции происхождения УВ нами в поисковую технологию были включены гидрологические исследования поверхностного и подземного стока, отражающие биогенно-

седиментационную ветвь, на основе газохимических и водобалансовых расчетов. В процессе полевых исследований были отобраны и изучены образцы донных отложений долин и речного бассейна на метанопродуцирующую органику. Определены объемы концентрации метана речных вод, донных отложений, а также прибрежных примыкающих долин. Изучены особенности заложения и трансформации русловых процессов в их взаимосвязи со структурно-тектоническими грабенообразующими процессами. Кроме того, при картировании зон разгрузки или поглощения подземной составляющей речного стока применены аэрокосмические методы картирования геодинамических узлов, входящих в комплекс изучения формирования месторождений УВ и обоснования критериев их поиска. Проведенные исследования эманационной и газогелиевой съемки дали возможность выявить участки различной флюидопроводимости, приуроченные к очагам разуплотнения формирующей геоструктурной зоны. Такие пути линейных зон вертикальных и горизонтальных напряжений формируют гидродинамические условия, по которым проходит гидрофлюидометановая миграция, обеспечивающая процессы флюидоперетоков.

На основании водоземанационно-газовых съемок (по  $R_n$ ,  $He$ ,  $H$ ,  $CO_2$ ) нами впервые были исследованы и обоснованы зависимости структурно-тектонических характеристик нефтегазоносных объектов в речных бассейнах, их размещения и объемов от зон инфильтрации последних. Такие же исследования нами были проведены в морских акваториях Украины при отработке поисковой методики СТАГГИ, а также при картировании субмаринных источников и углеводородных месторождений.

Проведенный анализ местоположений нефтегазовых месторождений и гидрогеологических бассейнов мировой добычи УВ, замыкающих створов дельт морских акваторий Амазонки, Ганга, Мексиканского залива, Дуная и др., а также рек гидрологических бассейнов Канады, Боливии, Персидского залива, Вьетнама, Западной Сибири, Пермского Предуралья, Волжско-Камского, Печорского, бассейнов рек Кура, Терек, Кубань, Лена, Амударья, рек ДДВ,

Предкарпатского прогиба и др., позволил обосновать и внести в новую поисковую технологию углеводородных скоплений один из важнейших поисковых критериев — гидролого-структурные и геохимические элементы, отражающие природу заложения речных систем (русел рек) и расположенных в их бассейнах генераторов гидробиогенных метанообразующих процессов под действием мантийных катализаторов, сверхвысоких температур и давлений, продуцирующих сложные УВ и вызывающих их миграцию по трубам дегазации в процессе круговорота вещества в природе.

Именно такой путь, избранный нами, позволяет в конечном счете ответить на вопросы происхождения, формирования и размещения углеводородных месторождений в свете круговорота водометановых субстратов и на этой основе разработать новую прямопоисковую методику СТАГГИ (рис. 3).

Изучение гидрологических и геоструктурных особенностей на рассматриваемых территориях речных бассейнов согласно гидрологическому блоку поисковой технологии дает надежную основу для расчетных объемов накопления биоты и продуктов гидрогазовых субстратов (вода – метан), позволяющую выделить первичные контуры прогнозно-перспективных площадей на УВ. И уже в 70-х годах прошлого столетия в Институте геологических наук НАН Украины автором была предпринята успешная попытка объединить весь комплекс геологических, геодинамических, атмогеохимических, геотермических и гидрологических исследований в одну поисковую технологию на подземные воды в осадочном чехле и кристаллических породах, а начиная с 2000 г. получен позитивный опыт и на этом основании разработана новая прямопоисковая концепция на УВ [Багрий, 1988; Багрий, 2003, 2012, 2013].

Анализ местоположения нефтегазовых значительных месторождений в гидрогеологических бассейнах Западной Сибири (180 месторождений) и Пермского Приуралья (173 месторождения) дает возможность подвести некоторые итоги с целью разработки рекомендаций для поисков новых месторождений нефти и газа, связанных с руслами рек (рис. 4).

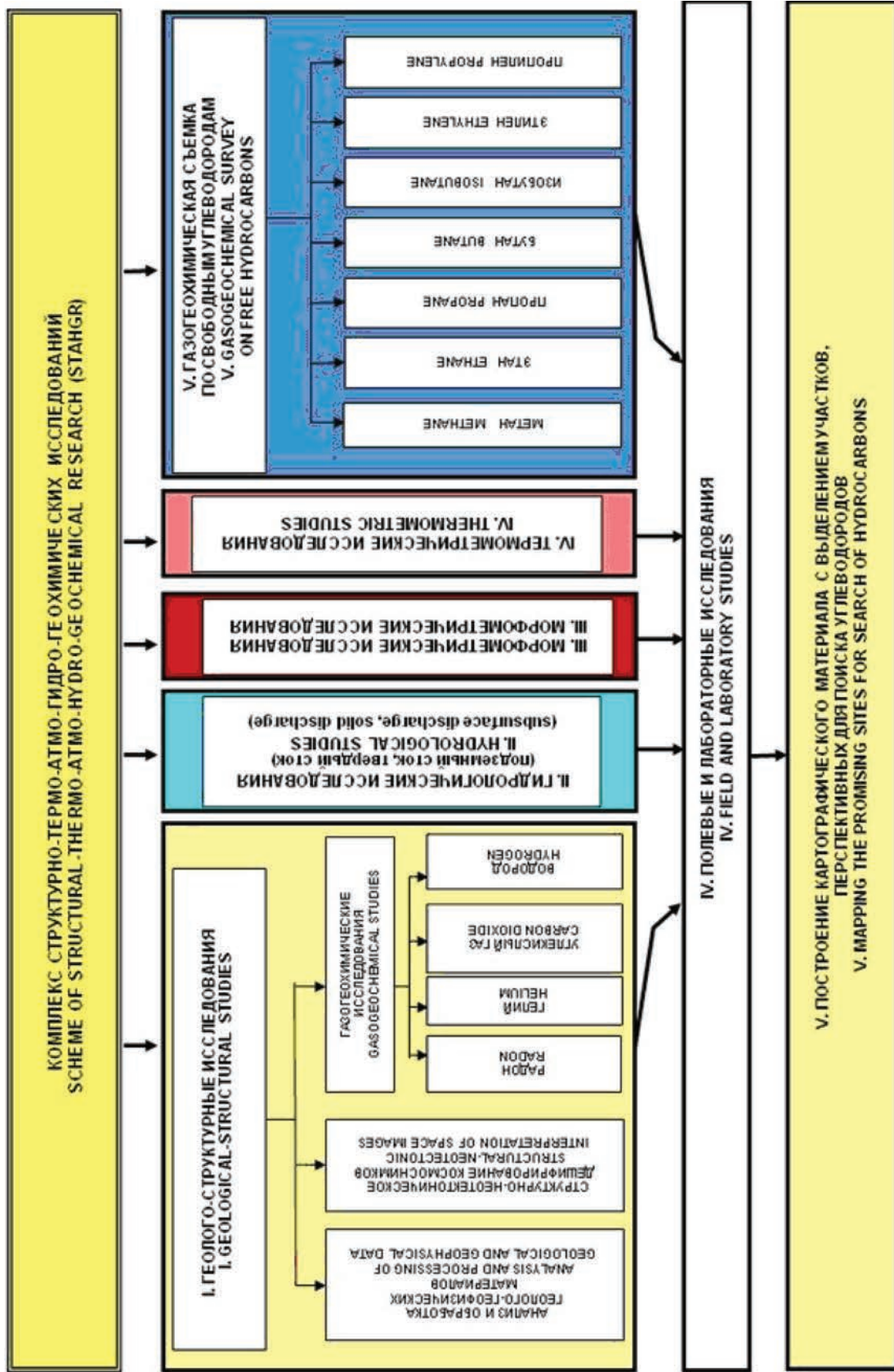
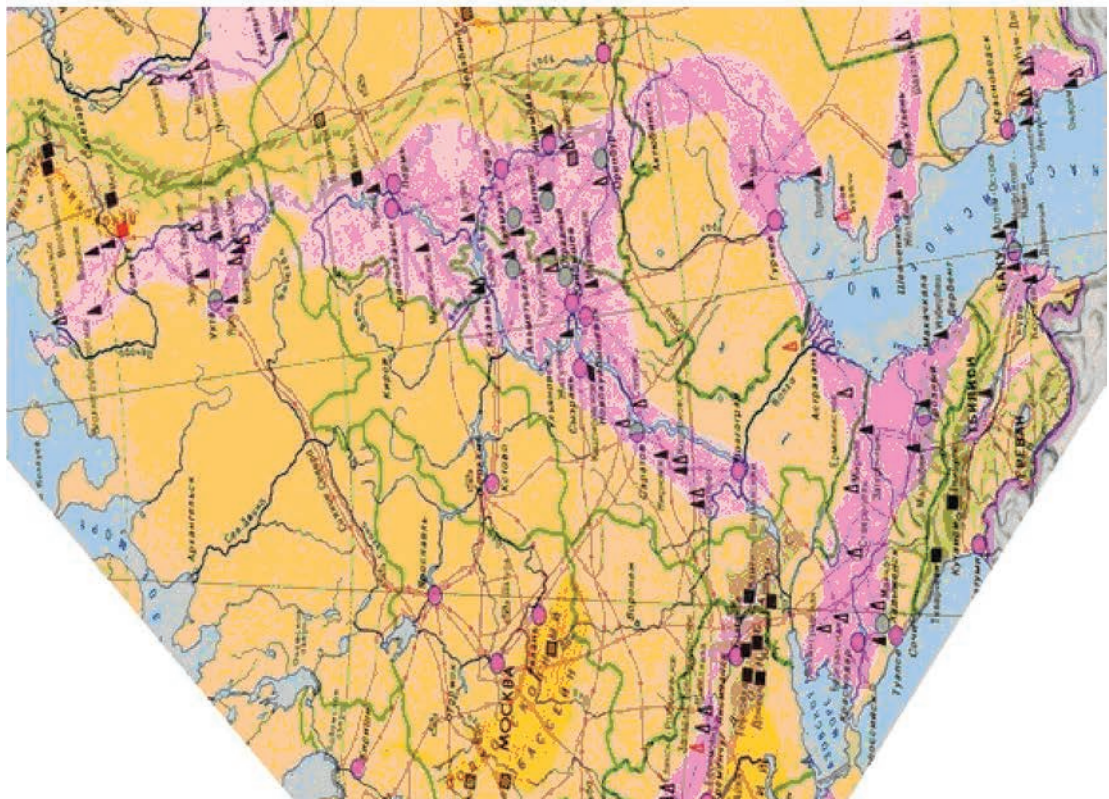
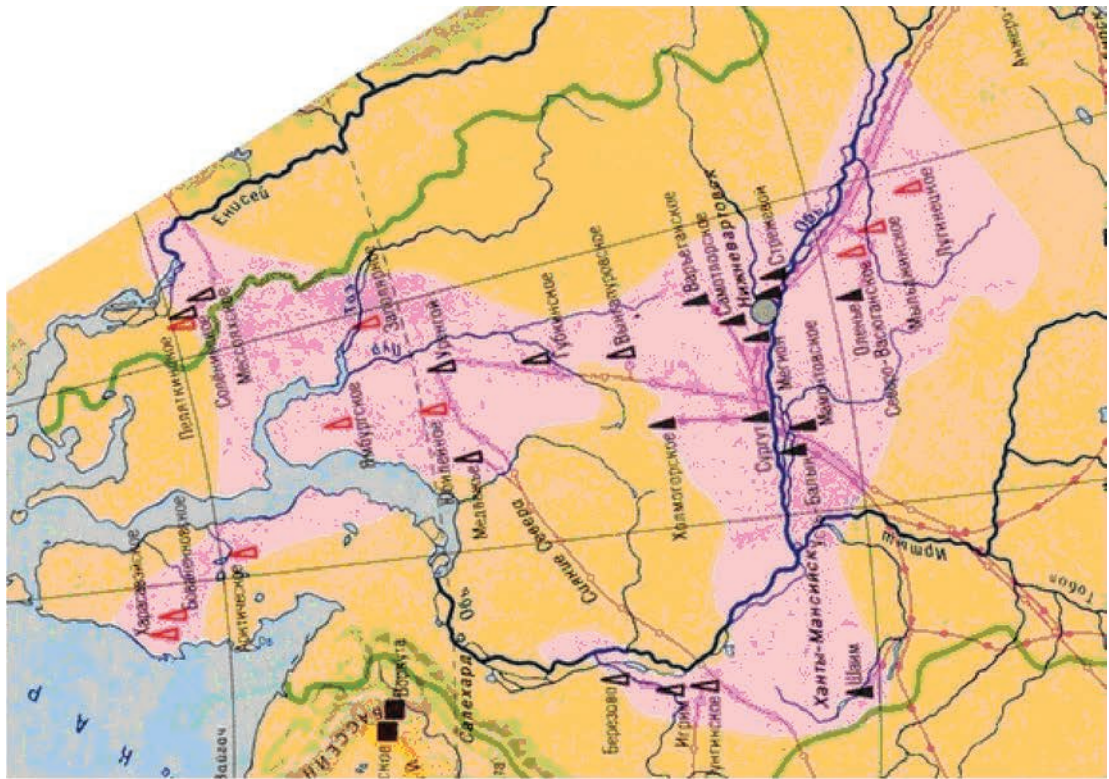


Рис. 3. Принципиальная прямопоисковая схема на УВ структурно-термо-атмо-гидро-геохимических исследований



**Рис. 4.** Размещение месторождений УВ в речных долинах Сибири, Поволжья, Кавказа и ДДВ



**Рис. 5.** Размещение месторождений УВ морских акваторий в зонах прадолин и их речных каньонов. Слева – дельта р. Дунай, справа – дельта р. Кубань

Наибольшее количество нефтегазовых рассматриваемых выше месторождений УВ располагается под руслами рек или в непосредственной близости от них в долинах, формирующихся седиментационно-био-генными осадками речных систем [Генезис..., 2006].

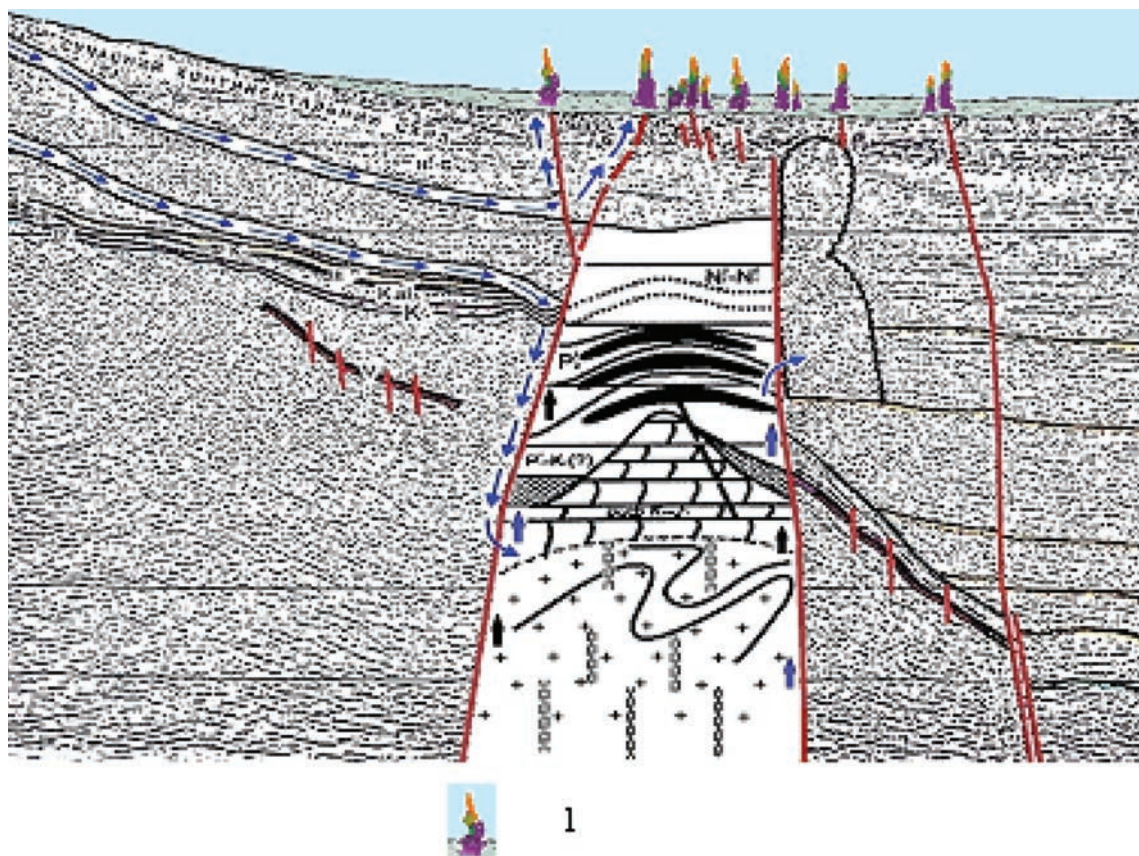
Месторождения УВ морских акваторий расположены в дельтах рек – зонах разгрузки подземных вод речных бассейнов, приуроченных к трещинным зонам трассирующихся каньонов прадолин речных систем, сформированных в отложениях зон седиментации их кайнозойских отложений (рис. 5).

Заполнение метанорастворимыми субстратами трещинных объемов мантийного происхождения неизбежно приводит к миграции в морских акваториях излишков газовой составляющей, приносимых водогазовым потоком, и невозможности принятия их лимитирующими объемами трещинных зон кристаллических пород. Они выклини-

ваются газовыми, чисто метановыми фонтанами, грязевыми вулканами, насыщая верхние слои осадочного чехла донных отложений, представляя собой перевернутый эффект донных отложений речных систем. Поэтому ошибочно трактуются многими исследователями как газогидраты. Согласно результатам наших исследований, по своим сорбирующим характеристикам, при дегазации морских донных осадков и отложений речных систем они практически совпадают, достигая и в первом, и во втором случаях до 60-80 об.% (см. таблицу).

В зонах выклинивания водогазовых субмаринных источников по литрическим разломам такие явления иногда вызывают рост глиняных диапиров, грязевые вулканы и т.д. (рис. 6).

Согласно гидро-геосинергетической био-генно-мантийной объединяющей гипотезе, в зонах развития глубинных трассирующихся разломов пресноводогазонасыщенные субстраты поступают в мантийные зоны



**Рис. 6.** Схема миграции подземных вод и образования УВ в морских акваториях  
1 – выделения метана со дна моря (сипы). Другие услов. обозначения см. на рис. 2



**Содержание метана в пробах газа, полученных при дегазации донных отложений**

Структура Одесская (средние глубины 40-50 м)																		
Проба	HN116/ 009	16	15	MN116/ 021	18	MN116/ 017	MN116/ 005	MN116/ 020	MN116/ 007	8	6	MN103/ 001	MN116/ 013	MN116/ 004	MN116/ 010	MN116/ 014	MN116/ 003	MN116/ 002
CH <sub>4</sub> , об. %	17,71	33,72	6,91	0,02	20,04	8,36	0,05	0,06	4,23	0,86	1,95	58,36	5,01	52,77	31,73	47,13	13,67	33,96

Структура Британская (средние глубины 800 м)																	
Проба	1A/1д	2A/1д	3A/1д	4A/1д	5A/1д	6A/1д	7A/1д	8A/1д	9A/1д	10A/1д	11A/1д	12A/1д	13A/1д	14A/1д	15A/1д	16A/1д	17A/1д
CH <sub>4</sub> , n*10 <sup>-2</sup> об. %	3,45	1,62	1,11	2,47	0,49	2,55	3,14	0,38	0,19	0,69	0,62	0,97	0,81	4,96	1,91	1,31	7,93

Структура Британская (средние глубины 800 м)																
Проба	18A/1д	19A/1д	20A/1д	21A/1д	22A/1д	23A/1д	24A/1д	25A/1д	26A/1д	27A/1д	28A/1д	29A/1д	30A/1д	31A/д	32A/д	33A/д
CH <sub>4</sub> , n*10 <sup>-2</sup> об. %	21,27	11,44	1,38	1,52	6,11	1,14	4,15	6,56	12,73	13,71	21,02	4,54	0,58	8,26	8,21	8,26

Река Сула																		
Проба	308	309	310	311	312	313	314	315	328	329	330	331	253	254	255	1001	1002	1003
CH <sub>4</sub> , n*10 <sup>-2</sup> об. %	12,9	47,7	30,2	20,3	0,1	65,7	63,5	0,5	49,3	0,8	0,046	60,2	16,1	26,2	31,5	32,6	2,2	0,011

растяжений, трактуемые как мантийные плюмы, характеризующиеся высокими температурами и давлениями, а также участием спектра мантийных флюидных катализаторов. В результате этого и формируются сложные УВ. В условиях геодинамических процессов они частично выжимаются в осадочный чехол по трубам дегазации и накапливаются в зонах растяжений. Частично накапливаются в трещинных зонах фундамента, формируя месторождения УВ в кристаллических породах.

Впервые нами на основе единой гидрогеосинергетической биогенно-мантийной гипотезы проведены комплексные гидрологические исследования в рамках усовершенствования прямопоисковой технологии СТАГГИ на реках Украины: на ДДВ – Сула, Ворскла, Псел, Сев. Донец, Орель, а также на реках Предкарпатского прогиба, в дельтах речных систем и их каньонов. Кроме того, были закартированы на структурно-тектонической основе с учетом развития грабенообразующих процессов речные системы, каньоны, более 250 действующих и прогнозных месторождений.

Проведенный анализ размещения нефтегазовых месторождений в морских акваториях, закартированных речных каньонах (Е.Ф. Шнюков, В.И. Мельник) полностью подтверждает географию размещения углеводородных месторождений и русловых процессов в дельтах рек и их каньонов (Дунай, Днепр, Кубань и т.д.). Всего было проанализировано более 300 действующих и прогнозных месторождений на реках зон прогибов и в морских акваториях.

Таким образом, анализ материалов аэрокосмических съемок, топооснов масштаба 1:100 000, структурно-тектонических карт в зонах размещения месторождений, а также данных стоковых характеристик рек поверхностного и, особенно, подземного стока дает основание считать, что практически все нефтегазоносные структуры (в данном случае Украины – Предкарпатский прогиб и ДДВ) находятся под руслами рек или примыкают к ним, в зонах инфильтрационного поглощения речного подземного стока, формирующего водогазовые метано-биогенные субстраты за счет поступления по зонам инфильтрации.

Практически все русла, как было показано выше, закладываются по грабенообразным прогибам и РЗПП речных систем контролируемые прогибами, расположенными в зонах повышенного увлажнения и заболоченных местах.

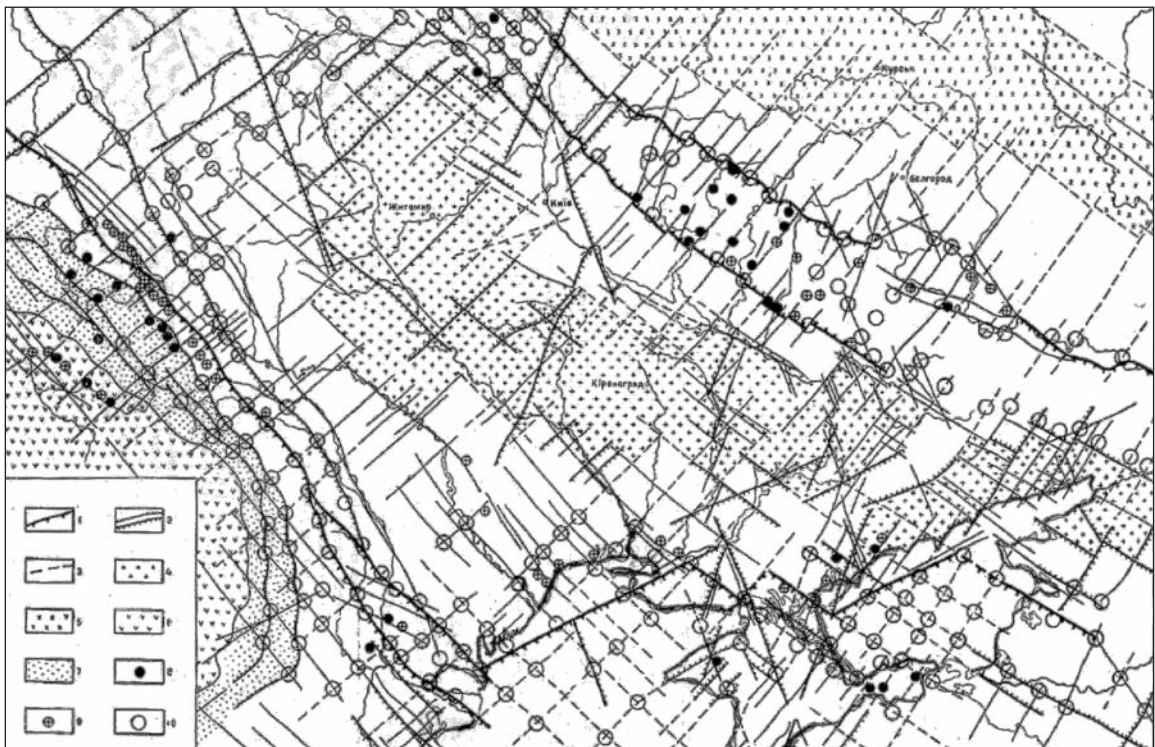
Как показал комплексный анализ гидрологических, гидрогеологических, структурно-тектонических исследований, включая материалы разломно-блоковой тектоники (рис. 7) и грабенообразных образований (рис. 8), есть основания считать, что практически все нефтегазоносные объекты бассейна рек ДДВ – Сула, Ворскла, Псел, Орель, Сев. Донец, а также зон Предкарпатского и Причерноморских прогибов с дельтовыми каньонами в виде продолжающихся речных систем находятся в зонах поглощения и разгрузки инфильтрационных поверхностных речных вод и в плане размещения приурочены к их речным долинам.

Кроме того, такая конфигурация размещения месторождений в руслах рек и в пределах их долин легко объяснима с точки зрения палеогеографических особенностей в зонах прогибов – грабенов, формирующихся в результате их трансформации структурными процессами.

Незначительная часть месторождений УВ расположена в зонах водоразделов – возможных продолин, геодинамических зон растяжения – наиболее проницаемых зон растяжения и благоприятных как для заложения начал речных бассейнов низших порядков, так и для РЗПП.

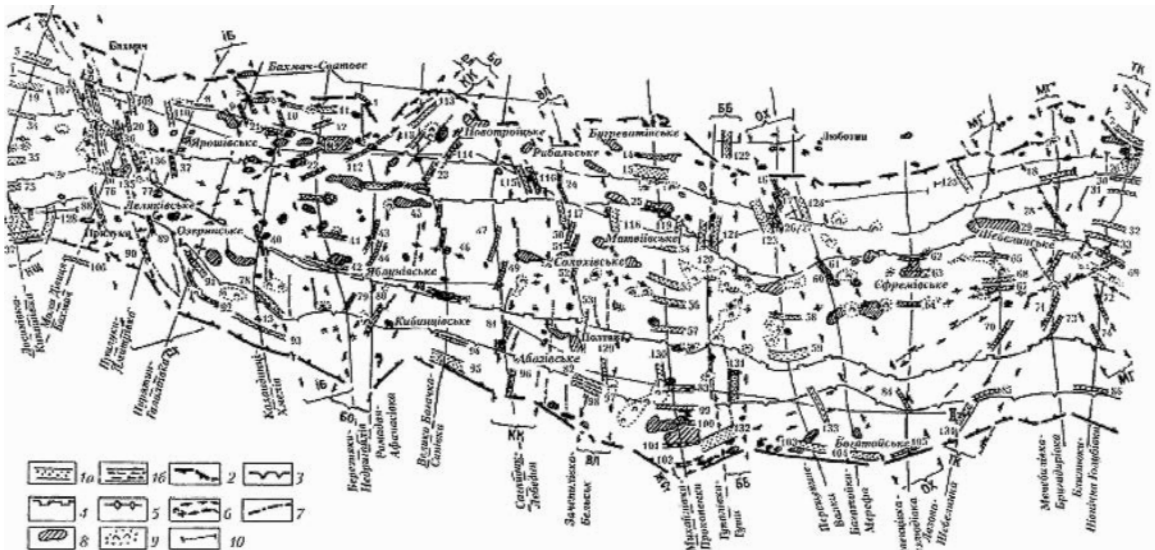
Впервые проведенный комплексный анализ размещения месторождений УВ в речных бассейнах ДДВ на структурно-тектонической основе (рис. 9) дает все основания утверждать о взаимосвязи формирования углеводородных месторождений с гидролого-геоморфологическими, седиментационно-биохимическими процессами, происходящими в зонах развития геодинамических структурно-тектонических процессов, что служит одним из главных гидрологических поисковых критериев на УВ [Баренбаум, 2013].

Проведенные исследования (включая методические вопросы) в бассейне р. Сула по обоснованию гидрологического поискового критерия в структурно-термо-атмогео-



**Рис. 7.** Карта разломно-блоковой тектоники с элементами речной сети по материалам И.И. Чебаненко [Чебаненко, 1999]

1 – главные региональные разломы; 2 – средние региональные разломы; 3 – предположение продолжения разломов; 4 – площадь Украинского кристаллического щита; 5 – площадь Воронежского массива; 6 – Панонский срединный массив; 7 – зона складчатых Карпат; 8 – нефтяные месторождения; 9 – газовые месторождения; 10 – наиболее перспективные участки скопления нефтяных и газовых месторождений в свете их связи с зонами глубинных разломов



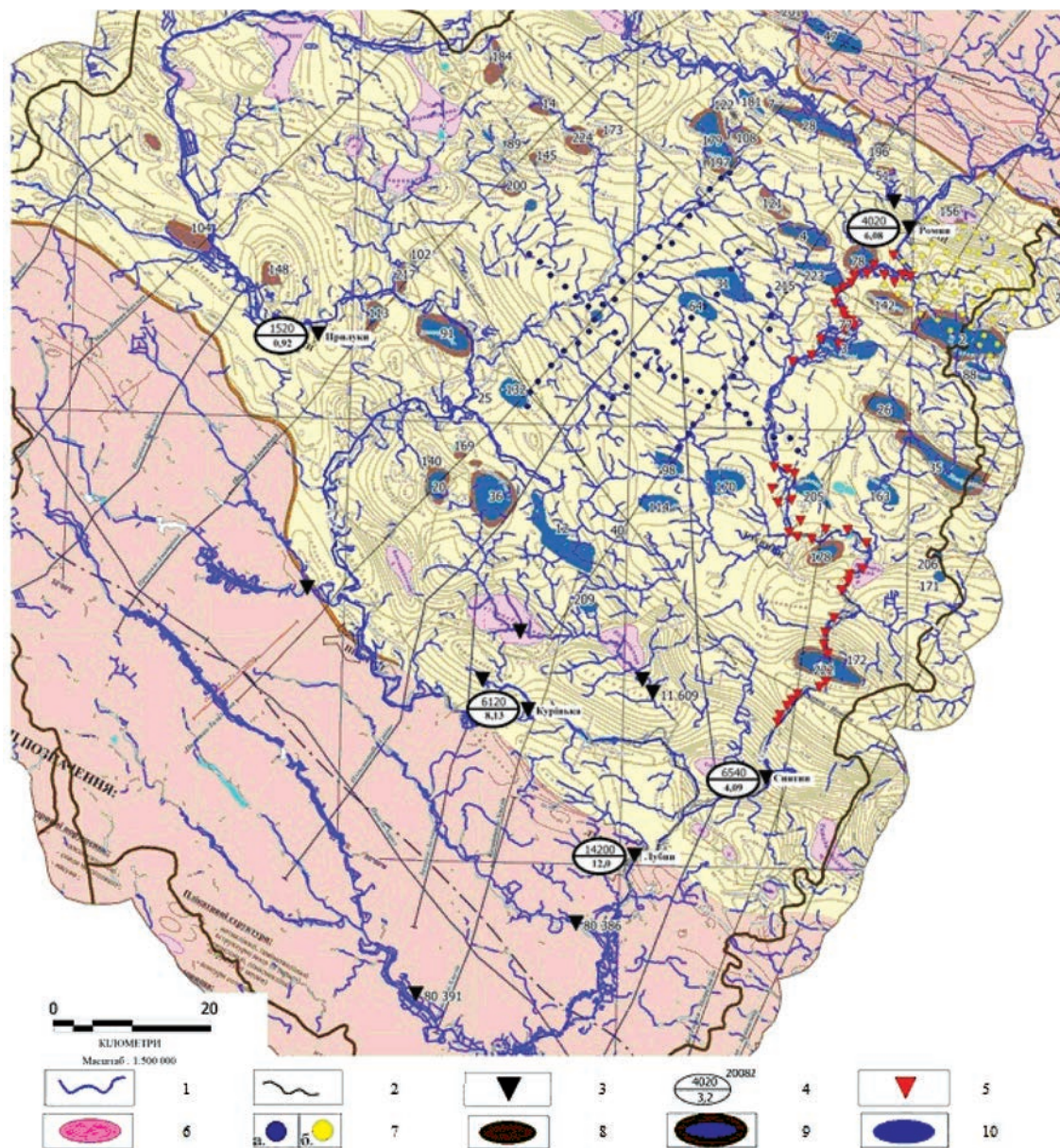
**Рис. 8.** Карта миниграбенов ДДА (В.К. Гавриш, Е.С. Петрова) [Гавриш, 1974]

1 – щелевые миниграбены; 2 – краевые разрывные нарушения южного Припятско-Маницкого (ПМ) и северного Барановско-Астраханского (БА) шовных глубинных разломов; 3 – внутририфтовые разломы БА и ПМ разломов; 4 – северный и южный приосевые рифтовые разломы; 5 – осевой глубинный разлом; 6 – зоны поперечных глубинных разломов; 7 – разрывы по поверхности кристаллического фундамента; 8 – месторождения УВ; 9 – контуры соляных штоков; 10 – региональные профили МСГТ

химической технологии в рамках гидро-гео-синергетической биогенно-мантийной концепции включали:

- обработку массива данных гидрологических исследований за 80 лет натуральных измерений расходов воды в речных бассейнах ДДВ;

- расчетные характеристики поверхностного и подземного стоков;
- на соответствующем русловом участке проведение гидрометрических измерений с детализацией в зонах размещения подрусловых и прирусловых месторождений УВ с целью установления мест инфильтрации и



**Рис. 9.** Карта размещения месторождений УВ на структурно-тектонической основе с элементами речной сети

1 – русла рек Сула, Удай; 2 – граница бассейна р. Сула; 3 – гидрометрические посты; 4 – площадь водосбора гидрометрического поста, справа – номер гидрометрического поста, числитель – площадь водосбора, км<sup>2</sup>, знаменатель – расход воды, м<sup>3</sup>; 5 – пункты отбора проб придонных вод и донных отложений на газогеохимические исследования; 6 – контуры соляных штоков; 7 – точки размещения пунктов наблюдения СТАГИ: а – на Сребнянской депрессии, б – на Бобриковской площади; месторождения УВ: 8 – нефтяные, 9 – нефтяные и газоконденсатные, 10 – газа и газоконденсата

размеров поглощения речного подземного стока, изучения химического состава речных вод на УВ, а также метаноносности донных отложений по всему руслу, с учетом размещения месторождений УВ.

Проведенный анализ картографического материала, отражающего величину модулей поверхностного и подземного стоков в зонах нефтегазоносных территорий (Нац. атлас Украины 2007), а также карты модулей подземного стока (на основе районирования территорий Украины по условиям формирования подземных вод – автор И.Д. Багрий) дает представление о количественных характеристиках инфильтрационных речных вод и возможных объемах растворенного метана, участвующего в формировании УВ в зонах развития нефтегазоносных областей Предкарпатского прогиба, ДДВ, а также в районе Причерноморской впадины (рис. 10).

В процессе обработки натуральных методических исследований согласно предлагаемой прямопоисковой технологии нами был выбран опытный участок на р. Сула, ограниченный двумя водомерными постами (в/п) в верхнем створе в/п р. Сула – г. Ромны, площадь водосбора 4020 км<sup>2</sup>, замыкающий пост расположен на р. Сула – с. Снитин с площадью водосбора 6540 км<sup>2</sup>. В зоне руслового процесса размещены Яблоневское, Скоробогатовское, Краснозаводское, Селюховское, Ярмолинецкое месторождения УВ.

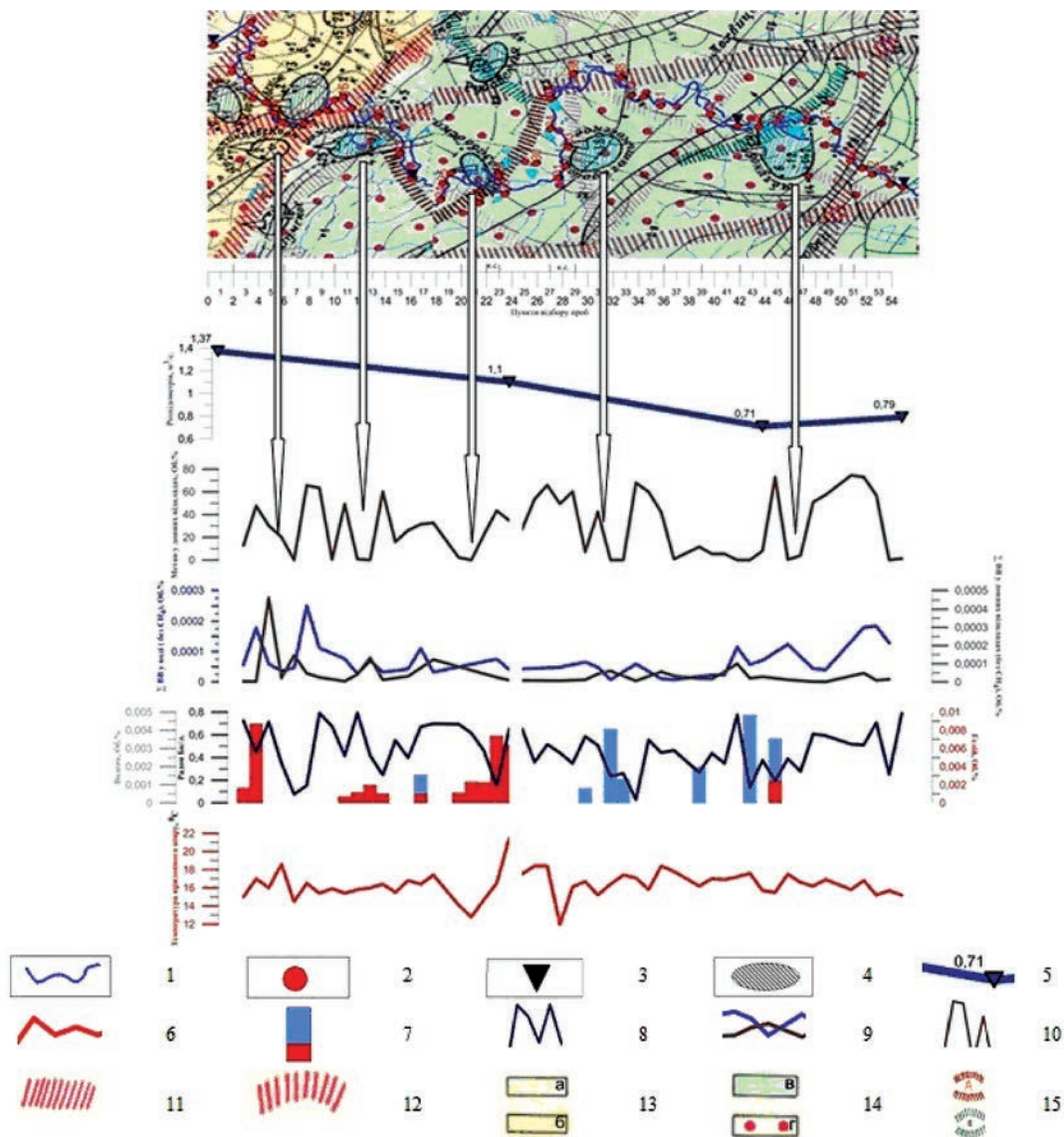
Результаты комплексного анализа речного стока на приведенном участке, площадь которого составляла более 2000 км<sup>2</sup>, по данным гидрометрических водомерных постов за весь период наблюдений, составляющий более 70 лет (гидрологические ежегодники), свидетельствует о значительных



**Рис. 10.** Карта модулей подземного стока рек Украины (на основе районирования территории Украины по условиям формирования подземных вод)

потерях речного стока. Величины потерь речных вод изменяются в зависимости от водности года от 0,7 м<sup>3</sup>/с в лимитирующие засушливые годы до 5-8 м<sup>3</sup>/с в годы среднего нормированного стока 50% обеспеченности, что в суточном разрезе составляет примерно 100 000-500 000 м<sup>3</sup>/с, а в годовом разрезе такие потери соответственно составляют примерно до 15 000 000 м<sup>3</sup> (рис. 11).

Заболоченные зандровые равнины, формирующие биогенные толщи в процессах сезонного, годового, векового (в геологическом разрезе времени) круговорота водных паводковых, а также геоморфологических процессов речных бассейнов, формируют значительные запасы биоты торфовищ на больших площадях водосборов этрофных болот, прилегающих к руслам,



**Рис. 11.** Совмещенный график структурно-геологических-гидро-геологических-термо-атмо-геохимических исследований речных вод и донных отложений бассейна р. Сула (по технологии СТАГИ) 1 – русло р. Сула; 2 – пункты отбора проб придонных вод и донных отложений на газогеохимические исследования; 3 – гидрометрические посты; 4 – месторождения УВ; 5 – расходомерия (м<sup>3</sup>/с); 6 – температура (°С); 7 – водород, гелий (об. %); 8 – радон (об. %); 9 – сумма тяжелых УВ в воде и донных отложениях (без CH<sub>4</sub>), об. %; 10 – метан в донных отложениях (об. %); 11 – разрывные нарушения I порядка; 12 – кольцевые структуры; региональные структурные зоны: 13а – краевых депрессий, 13б – продольных выступов, 14в – внутренне-центрального грабена, 14г – поперечно-мобильная; 15 – структуры II порядка

с высоким содержанием гумуса, продуцирующих в процессах окислительных реакций значительные постоянно возобновляющиеся биогенно-водометановые субстраты.

Впервые проведенные комплексные гидрологические исследования в рамках гидрогеосинергетической биогенно-мантийной концепции включали гидрологические измерения речных вод с учетом размещения действующих месторождений, расположенных как под руслом р. Сула, так и в прилегающих к ним территориях. Проведены исследования на содержание биоты и метаноносности, а также мощностей подстилающих русловых отложений и прирусловых участков. Мощность донных отложений на многих участках достигала 3 м и более.

Определены количественные характеристики биогенного метана водосборных площадей и подрусловых отложений, содержание которого изменялось от 10 до 80%, что в количественных показателях составляет в среднем около 4 000 000 м<sup>3</sup> метана в год, а в годы с повышенными стоковыми характеристиками эта сумма может достигать более 20 000 000 м<sup>3</sup>. В процессе исследования нами применены специально созданные дегазаторы глубокой вакуумации проб.

Результаты проведенных исследований в рамках поисковой технологии газоземанационных (Rn, Tn), газогелиевых съемок речных вод, донных отложений позволили выделить зоны повышенной проницаемо-

сти, формирующие инфильтрационные поступления водорастворенных субстратов, а также их мантийную природу происхождения УВ и их проекций, расположенных в трубах дегазации месторождений в долине р. Сула.

В рамках предлагаемой объединяющей гипотезы происхождения УВ использованы положения П.Н. Кропоткина на стадии цикла «дыхания Земли» (по В.И. Вернадскому и Д.И. Менделееву), преобразования биогенного водометанового субстрата в мантийно-плюмовых условиях сложных УВ и их инверсионной миграции по зонам тектонических деформаций (трубы дегазации), как было приведено выше, т.е. сложной углеводородной ветвью дегазации («выдоха») Земли, показателями которой выступают мантийные элементы – гелий, азот, водород, а также продукты распада Ra – Rn, Tn. Выше приведенные газоземанационные компоненты являются маркирующими элементами глубинно-мантийных процессов.

Аналогичные процессы миграции углеводородных компонентов мы фиксировали при прогнозно-поисковых исследованиях на западном и восточном черноморском шельфах многочисленных структур, расположенных на глубинах от 40-100 м. Также впервые проведены исследования на континентальном склоне в районе структур Британские, Палласа, где глубины соответственно составляли от 400 до 800 м (рис. 12, 13).



Рис. 12. Герметический батометр-дегазатор (глубина исследования до 2000 м)

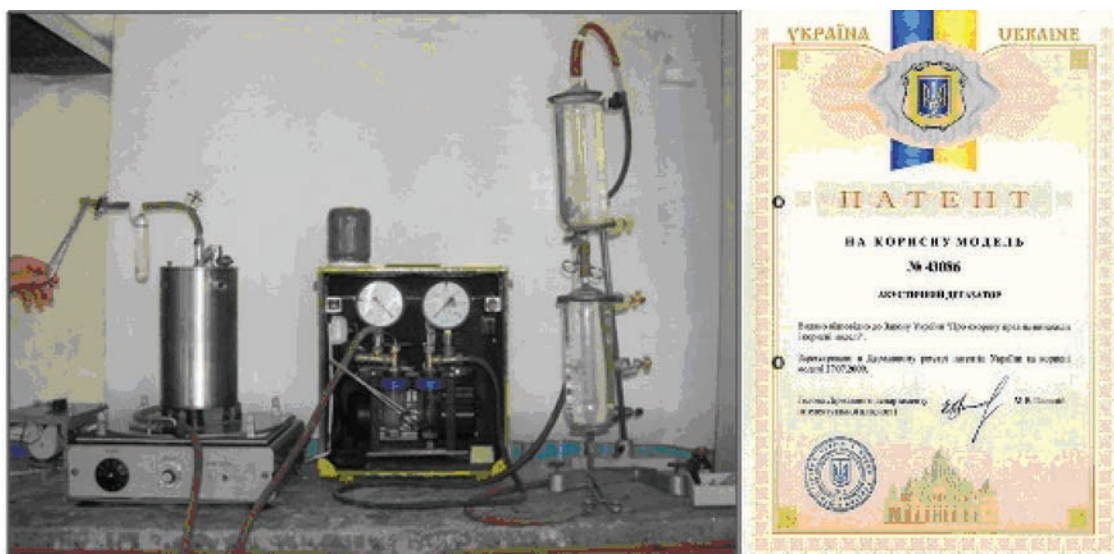


Рис. 13. Дегазатор донных отложений

Применяемые разработанные нами аппаратные комплексы обеспечивали чистоту эксперимента в виде полной герметизации и дегазации отобранных образцов в реках и на глубинах морских акваторий и их вакуумирования на поверхности.

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 высокотемпературных условий в тесной взаимосвязи гидролого-биогенных метанопродуцирующих процессов с геодинамическими 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  $Ra$  ( $Rn$ ),  $U$ .

При разработке и внедрении комплексной прямопоисковой структурно-термоатмо-гидролого-геохимической технологии (СТАГГТ), созданной на основе гидрогеосинергетической биогенно-мантийной концепции, мы руководствовались таким правилом В.И. Вернадского:

– если формирующие условия в гидрогеологическом (стратиграфическом) разрезе есть на поверхности, то они обязательно будут и на глубине – в кристаллическом фундаменте.

С целью наращивания УВ потенциала Украины предлагается выполнить комплекс исследований в рамках гидро-геосинергетической биогенно-мантийной гипотезы образования УВ по обоснованию новых нефтегазоносных территорий и объектов в зонах развития закартированных структур, размещенных в пределах миандрирующих участков речных систем нефтегазовых областей на основе унифицированной поисковой технологии СТАГГТ.

Предлагаемый унифицированный подход позволяет обосновать поисковые критерии нефтегазоносности в тех районах, где отсутствуют зоны прогибов и достаточно мощный осадочный чехол, но 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.

Такие исследования необходимо провести в северо-западной части Предкарпатского прогиба, охватывающего территорию верхних притоков р. Припять, Ковельского выступа, а также на юге Украины в Причерноморской впадине и шельфовой зоне речных дельт – каньонов, областей накопления осадочно-стратиграфического комплекса.



## Список литературы / References

1. *Бабинец А.Е.* Формирование эксплуатационных ресурсов подземных вод платформенных структур Украины / А.Е. Бабинец, Б.В. Боровский, В.М. Шестопалов, Г.В. Лисиченко и др. – Киев: Наук. думка, 1979. – 214 с.  
*Babinets A.E.*, 1979. Formation of the operational resources of groundwater of platform structures of Ukraine / A.E. Babinets, B.V. Borevsky, V.M. Shestopalov, G.V. Lysychenko et al. Kiev: Naukova Dumka, 214 p. (in Russian).
2. *Багрий И.Д.* Комплексование методов при изучении взаимосвязи подземных и речных вод / И.Д. Багрий, Г.В. Лисиченко, В.М. Шестопалов // Водообмен в гидрогеологических структурах Украины. Методы изучения водообмена. – Киев: Наук. думка, 1988. – С. 223-239.  
*Bagriy I.D.*, 1988. Integration of methods in the study of the relationship of groundwater and river water / I.D. Bagriy, G.V. Lysychenko, V.M. Shestopalov // Water exchange in hydrogeological structures of Ukraine. Methods of studying the water cycle. Kiev: Naukova Dumka, p. 223-239 (in Russian).
3. *Багрий И.Д.* Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоecологічних та пошукових задач / И.Д. Багрий. – Киев: ТОВ «Видавничий дім Дмитра Бураго», 2003. – 149 с.  
*Bagriy I.D.*, 2003. Prediction of fracture zones of high permeability of rocks to solve search and geocological problems / I.D. Bagriy. Kiev: LLC "Dmytro Burago Publishing House", 149 p. (in Ukrainian).
4. *Багрий И.Д.* Новые технологии прогноза месторождений нефти, газа, подземных вод / И.Д. Багрий. – Киев: Логос, 2012. – 55 с.  
*Bagriy I.D.*, 2012. New technologies of forecast for oil, gas, groundwater / I.D. Bagriy. Kiev: Logos, 55 p. (in Russian).
5. *Багрий И.Д.* Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоecологічного стану доквілля / И.Д. Багрий. – К.: Логос, 2013. – 512 с.  
*Bagriy I.D.*, 2013. Development of geological-structural-thermal-atmogeochemical technology of forecasting of search of minerals and assessment of geocological environmental state / I.D. Bagriy. K.: Logos, 512 p. (in Ukrainian).
6. *Баренбаум А.А.* Решение проблемы происхождения нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования / А.А. Баренбаум // Урал. геол. журн. – 2013. – № 2 (92). – С. 3-27.  
*Barenbaum A.A.*, 2013. Solving the problem of the origin of oil and gas on the basis of biosphere concept of oil and gas formation / A.A. Barenbaum. *Ural. geol. Zh.*, № 2 (92), p. 3-27 (in Russian).
7. *Вассоевич Н.Б.* Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н.Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – С. 324-339.  
*Vassoevich N.B.*, 1986. Selected works. Geochemistry of organic matter and the origin of the oil / N.B. Vassoevich. Moscow: Nauka, p. 324-339 (in Russian).
8. *Вернадский В.И.* Труды по геохимии / В.И. Вернадский. – М.: Наука, 1994. – С. 69-89.  
*Vernadskiy V.I.*, 1994. Proceedings on geochemistry / V.I. Vernadskiy. Moscow: Nauka, p. 69-89 (in Russian).
9. *Вернадский В.И.* Химическое строение биосферы Земли и ее окружения / В.И. Вернадский. – М.: Наука, 2001. – 376 с.  
*Vernadskiy V.I.*, 2001. The chemical structure of the Earth's biosphere and its environment / V.I. Vernadskiy. Moscow: Nauka, 376 p. (in Russian).
10. *Гавриш В.К.* Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого рифтогена / В.К. Гавриш. – Киев: Наук. думка, 1974. – 160 с.  
*Gavriush V.K.*, 1974. Deep faults, geotectonic development and oil and gas potential of the Dnieper-Donets rifting / V.K. Gavriush. Kiev: Naukova Dumka, 160 p. (in Russian).
11. *Генезис углеводородных флюидов и месторождений* / отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. – М.: ГЕОС, 2006. – 315 с.  
*Genesis of hydrocarbon fluids and deposits*: Ed. A.N. Dmitriyevskiy, B.M. Valyayev. Moscow: GEOS, 2006, 315 p. (in Russian).
12. *Карцев А.А.* Нефтегазовая гидрогеология / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.П. Шугрин. – М.: Недра, 1992. – 206 с.  
*Kartsev A.A.*, 1992. Oil and gas hydrogeology / A.A. Kartsev, S.B. Vagin, V.P. Shugrin. Moscow: Nedra, 206 p. (in Russian).
13. *Конторович А.Э.* Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития / А.Э. Конторович // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 8-16.  
*Kontorovich A.E.*, 1998. The sedimentary-migration theory of naftidogenesis: State at the turn of XX and XXI centuries, the further development / A.E. Kontorovich. *Geologiya nefti i gaza*, № 10, p. 8-16 (in Russian).

14. Кропоткин П.Н. Дегазация земли и генерация углеводородов / П.Н. Кропоткин // Журн. Всесоюз. хим. о-ва им. Д.И. Менделеева. – 1986. – Т. 31, № 5. – С. 540-547.
- Kropotkin P.N.*, 1986. Degassing of the earth and the generation of hydrocarbons / P.N. Kropotkin. *Journal All-Union. Chem. D.I. Mendeleev*, vol. 31, № 5, p. 540-547 (in Russian).
15. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа / Н.А. Кудрявцев. – Л.: Недра, 1973. – 216 с.
- Kudryavtsev N.A.*, 1973. Genesis of oil and gas / N.A. Kudryavtsev. Leningrad: Nedra, 216 p. (in Russian).
16. Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Ст. 2. Тектоно-геодинамические аспекты глубинной гидрогеологической инверсии / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2005 а. – № 1 (311). – С. 50-67.
- Lukin A.E.*, 2005a. Deep hydrogeological inversion as global synergistic phenomenon: theoretical and applied aspects. Art. 2. Tectonic and geodynamic aspects of deep hydrogeologic inversion / A.E. Lukin. *Geol. Zh.*, № 1 (311). P. 50-67 (in Russian).
17. Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Ст. 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2005 б. – № 2 (312). – С. 44-61.
- Lukin A.E.*, 2005b. Deep hydrogeological inversion as global synergistic phenomenon: theoretical and applied aspects. Art. 3. Deep hydrogeological inversion and oil and gas / A.E. Lukin. *Geol. Zh.*, № 2 (312), p. 44-61 (in Russian).
18. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 1999. – № 1 (287). – С. 30-42.
- Lukin A.E.*, 1999. On the origin of oil and gas (geosynergistic concept of natural hydrocarbon-generating systems) / A.E. Lukin. *Geol. Zh.*, № 1 (287), p. 30-42 (in Russian).
19. Менделеев Д.И. Сочинения. Т. 23. – Л.; М., 1952. – 205 с.
- Mendeleev D.I.*, 1952. Works. Vol. 23. Leningrad; Moscow, 205 p. (in Russian).
20. Порфирьев В.Б. Вопросы миграции нефти / В.Б. Порфирьев, В.Ф. Линецкий. – Харьков: Изд-во Харьков. гос. ун-та, 1952. – 162 с.
- Porfiriev V.B.*, 1952. Migration issues of oil / V.B. Porphyria, V.F. Linetskiy. Kharkov: Publishing House of Kharkiv State University, 162 p. (in Russian).
21. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б.А. Соколов, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.
- Sokolov B.A.*, 1999. Fluid dynamic model of oil and gas / B.A. Sokolov, E.A. Ablya. Moscow: GEOS, 76 p. (in Russian).
22. Тимурзиев А.И. Об итогах 1-х Кудрявцевских Чтений — Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа / А.И. Тимурзиев // Геофиз. журн. – 2013. – Т. 35, № 3. – С. 210-215.
- Timurziyev A.I.*, 2013. On the results of the 1st Kudryavtsev Readings – All-Russian conference on the genesis of deep oil and gas / A.I. Timurziyev. *Geofiz. Zh.*, vol. 35, № 3, p. 210-215 (in Russian).
23. Трофимук А.А. Изб. тр. Т. 2. Стратегия и методика поисков и разведки месторождений нефти и газа / гл. ред. акад. А.Э. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН; Филиал “Гео”, 2002. – 244 с.
- Trofimuk A.A.*, 2002. Selected works. Strategy and methodology of prospecting and exploration of oil and gas / Ed. Acad. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: Publishing House of the Russian Academy of Sciences; Branch “Geo”, vol. 2, 244 p. (in Russian).
24. Хаин В.Е., Геодинамические предпосылки нефтегазоносности континентальных склонов глубоководных впадин / В.Е. Хаин, И.Д. Поляков // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 1. – С. 5-14.
- Khain V.E.*, 2004. Geodynamic background of oil and gas potential of the continental slopes of deep-sea trenches / V.E. Khain, I.D. Polyakov. *Geology and Geophysics*, vol. 45, № 1, p. 5-14 (in Russian).
25. Чебаненко И.И. О глубоком кризисе теории органического происхождения нефти / И.И. Чебаненко // Геол. журн. – 1999. – № 2 (288). – С. 120-128.
- Chebanenko I.I.*, 1999. About the deep crisis of the theory of organic origin of oil / I.I. Chebanenko. *Geol. Zh.*, № 2 (288), p. 120-128 (in Russian).
26. Чекалюк Э.Б. Теория минерального происхождения нефти / Э.Б. Чекалюк // Происхождение и миграция нефти и газа. – Киев: Наук. думка, 1978. – С. 14-23.
- Chekalyuk E.B.*, 1978. The theory of mineral oil / E.B. Chekalyuk. In: *Origin and migration of oil and gas*. Kiev: Naukova Dumka, p. 14-23 (in Russian).

Статья поступила  
05.05.2016