



НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE

---

# ГЕОЛОГІЧНИЙ ЖУРНАЛ

## GEOLOGICAL JOURNAL

---

Засновники  
Національна академія наук України  
Інститут геологічних наук  
НАН України

Науковий журнал,  
заснований у березні 1934 року  
Виходить один раз  
на три місяці

---

**2015 \* № 2 (351)**

**Головний редактор**  
ГОЖИК Петро Феодосійович

### РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ

АНДРЕЄВА-ГРИГОРОВИЧ А. С. (Україна)  
ВЕЛІКАНОВ В. Я. (Україна)  
ГАЛЕЦЬКИЙ Л. С. (Україна)  
ГЕВОРК'ЯН В. Х. (Україна)  
ГІНТОВ О. Б. (Україна)  
ГАРЕЦЬКИЙ Р. Г. (Білорусь)  
ДЕМЧИШИН М. Г. (Україна)  
ДУГІНА Н. І. (Україна) заст. гол. редактора  
ЗАГОРОДНЮК П. О. (Україна)  
ЗОСИМОВИЧ В. Ю. (Україна)  
ІВАНІК М. М. (Україна)  
КЛИМЧУК О. Б. (Україна)  
КРИВДІК С. Г. (Україна)  
ЛАВРУШИН Ю. О. (Росія)  
ЛУКІН О. Ю. (Україна)

ЛЯЛЬКО В. І. (Україна) заст. гол. редактора  
МАРКС ЛЕШЕК (Польща)  
МИТРОПОЛЬСЬКИЙ О. Ю. (Україна)  
ОГНЯНИК М. С. (Україна)  
ПОЛЄТАЄВ В. І. (Україна)  
СИТНІКОВ А. Б. (Україна)  
ФЕДОНКІН М. О. (Росія)  
ФЕДОРОВІЧ СТАНІСЛАВ (Польща)  
ХРУЩОВ Д. П. (Україна)  
ШЕСТОПАЛОВ В. М. (Україна)  
ШОВКОПЛЯС В. М. (Україна) заст. гол. редактора  
ШНЮКОВ Є. Ф. (Україна)  
ШУЙСЬКИЙ Ю. Д. (Україна)  
ЩЕРБАК М. П. (Україна)  
ЯКОВЛЄВ Є. О. (Україна)

---

---

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

Главный редактор  
ГОЖИК П. Ф. (Украина)  
АНДРЕЕВА-ГРИГОРОВИЧ А. С. (Украина)  
ВЕЛИКАНОВ В. А. (Украина)  
ГАЛЕЦКИЙ Л. С. (Украина)  
ГЕВОРКЬЯН В. Х. (Украина)  
ГИНТОВ О. Б. (Украина)  
ГАРЕЦКИЙ Р. Г. (Беларусь)  
ДЕМЧИШИН М. Г. (Украина)  
ДУГИНА Н. И. (Украина)  
зам. глав. редактора  
ЗАГОРОДНЮК П. А. (Украина)  
ЗОСИМОВИЧ В. Ю. (Украина)  
ИВАНИК М. М. (Украина)  
КЛИМЧУК А. Б. (Украина)  
КРИВДИК С. Г. (Украина)  
ЛАВРУШИН Ю. А. (Россия)  
ЛУКИН А. Е. (Украина)  
ЛЯЛЬКО В. И. (Украина)  
зам. глав. редактора  
МАРКС ЛЕШЕК (Польша)  
МИТРОПОЛЬСКИЙ А. Ю. (Украина)  
ОГНЯНИК Н. С. (Украина)  
ПОЛЕТАЕВ В. И. (Украина)  
СИТНИКОВ А. Б. (Украина)  
ФЕДОНКИН М. А. (Россия)  
ФЕДОРОВИЧ СТАНИСЛАВ (Польша)  
ХРУЩОВ Д. П. (Украина)  
ШЕЛКОПЛЯС В. Н. (Украина)  
зам. глав. редактора  
ШЕСТОПАЛОВ В. М. (Украина)  
ШНЮКОВ Е. Ф. (Украина)  
ШУЙСКИЙ Ю. Д. (Украина)  
ЩЕРБАК Н. П. (Украина)  
ЯКОВЛЕВ Е. А. (Украина)

**EDITORIAL BOARD**

Editor-in-Chief  
GOZHNIK P. F. (Ukraine)  
ANDREEVA-GRIGOROVICH A. S. (Ukraine)  
VELIKANOV V. Ya. (Ukraine)  
GALETSKY L. S. (Ukraine)  
GEVORKIAN V. H. (Ukraine)  
GINTOV O. B. (Ukraine)  
GARETSKY R. G. (Belarus)  
DEMCHYSHYN M. G. (Ukraine)  
DUGINA N. I. (Ukraine)  
Deputy Editor-in-Chief  
ZAGORODNYUK P. O. (Ukraine)  
ZOSIMOVICZ V. Yu. (Ukraine)  
IVANIK M. M. (Ukraine)  
KLIMCHUK O. B. (Ukraine)  
KRYVDIK S. G. (Ukraine)  
LAVRUSHIN Yu. A. (Russia)  
LUKIN O. Yu. (Ukraine)  
LYALKO V. I. (Ukraine)  
Deputy Editor-in-Chief  
MARKS LESZEK (Poland)  
MITROPOLSKY O. Yu. (Ukraine)  
OGNYANIK M. S. (Ukraine)  
POLETAEV V. I. (Ukraine)  
SITNIKOV A. B. (Ukraine)  
FEDONKIN M. O. (Russia)  
FEDOROVICZ STANISLAV (Poland)  
KHRUSHCHOV D. P. (Ukraine)  
SHELKOPLYAS V. M. (Ukraine)  
Deputy Editor-in-Chief  
SHESTOPALOV V. M. (Ukraine)  
SHNYUKOV Ye. F. (Ukraine)  
SHUISKY Yu. D. (Ukraine)  
SHCHERBAK M. P. (Ukraine)  
YAKOVLEV E. O. (Ukraine)

---

---

**Видавець: Інститут геологічних наук НАН України**

Адреса редакції:  
01601 Київ-54, вул. О. Гончара, 55-б  
Інститут геологічних наук НАН України  
Тел.: 486-38-76  
E-mail: geoj@bigmir.net

Редактор Н. К. Пишненко

Комп'ютерна верстка Л. Г. Мигаль

Надруковано ПП «Фоліант»,  
00121 Київ, вул. Семенівська, 13,  
тел.: (044) 275-47-55

Свідоцтво про державну реєстрацію  
друкованого засобу масової інформації  
серія KB № 13744-2718 ПР від 28.02.2008 р.

Рекомендовано до друку  
редакційною колегією журналу

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи  
до державного реєстру видавців, виготівників і роз-  
повсюджувачів видавничої продукції  
серія ДК № 4631 від 14.10.2013 р.

---

Здано до набору 12.05.2015. Підписано до друку 11.06.2015. Формат 60x84/8. Папір офсетний № 1.  
Друк офсетний. Ум.-друк. арк. 24,0. Тираж 410 прим. Зам. № 21. 2015.

---



## ЗМІСТ

<i>Лукін О.Ю.</i> Система «суперплюми – глибокозалегаючі сегменти нафтогазоносних басейнів» – невичерпне джерело вуглеводнів . . . . .	7
<i>Лазарук Я.Г.</i> Перспективи та проблеми освоєння джерел нетрадиційної вуглеводневої сировини Волино-Подільської нафтогазоносної області України. Стаття 2. Екологічні ризики промислового видобування сланцевого газу на території Олеської ділянки . . . . .	21
<i>Хрущов Д.П.</i> Регіональне структурно-літологічне моделювання осадової оболонки . . . . .	27
<i>Євдощук М.І., Сіра Н.В.</i> Геолого-геохімічні передумови прогнозування обводнення газоконденсатних покладів . . . . .	39
<i>Багрій І.Д., Вергельська Н.В., Кришталь А.М.</i> Геологічні критерії прогнозування та оцінки нетрадиційних вуглеводневих ресурсів . . . . .	47
<i>Шевчук О.А., Веклич О.Д., Доротяк Ю.Б.</i> Мікрофорамініфери келовейських та крейдових відкладів України . . . . .	57
<i>Гейченко М.В., Бобров О.Б.</i> Печанівський масив (Волинський мегаблок, Український щит). Стаття 1. Геологія, петрографія . . . . .	71
<i>Климчук О.Б.</i> Гідрогеологічний підхід до виокремлення гіпогенного спелеогенезу . . . . .	81
<i>Огняник М.С., Парамонова Н.К., Шпак О.М., Запольський І.М.</i> Накопичення шару легких нафтопродуктів над рівнем ґрунтових вод . . . . .	95
<b>Короткі наукові повідомлення</b>	
<i>Гожик П.Ф., Маслун Н.В.</i> У Національному стратиграфічному комітеті України . . .	103
<b>Гіпотези. Дискусії. Рецензії</b>	
<i>Багрій І.Д.</i> Обґрунтування нової пошукової технології та її адаптація на традиційних і нетрадиційних нафтогазоносних об'єктах імпактних структур України . . .	105
<b>Із історії науки</b>	
<i>Шаталов М.М.</i> Пам'яті творця тектоорогенії академіка ВОЛОДИМИРА ГАВРИЛОВИЧА БОНДАРЧУКА (До 110-річчя від дня народження) . . . . .	127
<i>Шаталов М.М.</i> Пам'яті видатного тектоніста академіка ІВАНА ІЛЛІЧА ЧЕБАНЕНКА (До 90-річчя від дня народження) . . . . .	133
<i>Шаталов М.М.</i> Пам'яті видатного геолога-нафтовика ВОЛОДИМИРА КОСТЯНТИНОВИЧА ГАВРИША (До 90-річчя від дня народження) . . . . .	138
<b>Ювілеї</b>	
<i>Науково-організаційна діяльність професора ЛЕОНІДА СТАНІСЛАВОВИЧА ГАЛЕЦЬКОГО (До 80-річчя від дня народження) . . . . .</i>	142
<b>Втрати науки</b>	
<i>Пам'яті НАТАЛІЇ КОСТЯНТИНІВНИ ПИШНЕНКО . . . . .</i>	145

## СОДЕРЖАНИЕ

<i>Лукин А.Е.</i> Система “суперплюм – глубокозалегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов” – неисчерпаемый источник углеводородов . . . . .	7
<i>Лазарук Я.Г.</i> Перспективы и проблемы освоения источников нетрадиционного углеводородного сырья Волыно-Подольской нефтегазоносной области Украины. Статья 2. Экологические риски промышленной добычи сланцевого газа на территории Олеского участка . . . . .	21
<i>Хрущев Д.П.</i> Региональное структурно-литологическое моделирование осадочной оболочки . . . . .	27
<i>Евдошук Н.И., Сирая Н.В.</i> Геолого-геохимические предпосылки прогнозирования обводнения газоконденсатных залежей . . . . .	39
<i>Багрий И.Д., Вергельская Н.В., Кришталь А.Н.</i> Геологические критерии прогнозирования и оценки нетрадиционных углеводородных ресурсов . . . . .	47
<i>Шевчук Е.А., Веклич Е.Д., Доротяк Ю.Б.</i> Микрофораминиферы келловейских и меловых отложений Украины . . . . .	57
<i>Гейченко М.В., Бобров А.Б.</i> Печановский массив (Волинский мегаблок, Украинский щит). Статья 1. Геология, петрография . . . . .	71
<i>Климчук А.Б.</i> Гидрогеологический подход к выделению гипогенного спелеогенеза . . . . .	81
<i>Огняник Н.С., Парамонова Н.К., Шпак Е.Н., Запольский И.Н.</i> Накопление слоя легких нефтепродуктов над уровнем грунтовых вод . . . . .	95
<b>Краткие научные сообщения</b>	
<i>Гожик П.Ф., Маслун Н.В.</i> В Национальном стратиграфическом комитете Украины . . . . .	103
<b>Гипотезы. Дискуссии. Рецензии</b>	
<i>Багрий И.Д.</i> Обоснование новой поисковой технологии и ее адаптация на традиционных и нетрадиционных нефтегазоносных объектах импактных структур Украины . . . . .	105
<b>Из истории науки</b>	
<i>Шаталов Н.Н.</i> Памяти творца тектоорогении академика ВЛАДИМИРА ГАВРИЛОВИЧА БОНДАРЧУКА (К 110-летию со дня рождения) . . . . .	127
<i>Шаталов Н.Н.</i> Памяти выдающегося тектониста академика ИВАНА ИЛЬИЧА ЧЕБАНЕНКО (К 90-летию со дня рождения) . . . . .	133
<i>Шаталов Н.Н.</i> Памяти известного геолога-нефтяника ВЛАДИМИРА КОНСТАНТИНОВИЧА ГАВРИША (К 90-летию со дня рождения) . . . . .	138
<b>Юбилеи</b>	
<i>Научно-организационная деятельность профессора ЛЕОНИДА СТАНИСЛАВОВИЧА ГАЛЕЦКОГО (К 80-летию со дня рождения) . . . . .</i>	142
<b>Утраты науки</b>	
Памяти НАТАЛИИ КОНСТАНТИНОВНЫ ПЫШНЕНКО . . . . .	145



## CONTENTS

<i>Lukin A.E.</i> The system «superplume – deep-lying segments of petroliferous basins» – an inexhaustible source of hydrocarbons . . . . .	7
<i>Lazaruk Ja.G.</i> Prospects and problems of development of sources of unconventional hydrocarbon of the Volyn-Podolia oil and gas field of Ukraine. Paper 2. Environmental risks of industrial extraction of shale gas in Olesko site . . . .	21
<i>Khrushchev D.P.</i> Regional structural-lithological modeling of sedimentary cover . .	27
<i>Yevdoshchuk M.I., Sira N.V.</i> Geological-geochemical prerequisites inundation prediction of gas-condensate fields . . . . .	39
<i>Bagriy I.D., Vergelska N.V., Kryshchal A.M.</i> Geological criterias for prognosis and evaluation of untraditional hydrocarbons resources . . . . .	47
<i>Shevchuk O.A., Veklych O.D., Dorotyak Yu.B.</i> Microforaminifers of the callovian and cretaceous sediments of Ukraine . . . . .	57
<i>Geychenko M.V., Bobrov O.B.</i> Pechanovskiy massif (Volyn megablock, Ukrainian shield). Paper 1. Geology, petrography . . . . .	71
<i>Klimchouk A.B.</i> Hydrogeological approach to distinguishing hypogene speleogenesis . . . . .	81
<i>Ognianik N.S., Paramonova N.K., Shpak E.N., Zapolskiy I.N.</i> Accumulation of a light petroleum product layer above a water table . . . . .	95
<b>Short Scientific Communications</b>	
<i>Gozhik P.F., Maslun N.V.</i> In the National Stratigraphic Committee of Ukraine . . . . .	103
<b>Hypotheses. Discussions. Reviews</b>	
<i>Bagriy I.D.</i> Justification of the new exploratory technology and its adaptation to the conventional and unconventional oil and gas facilities of impact structures of Ukraine . . . . .	105
<b>From the History of Science</b>	
<i>Shatalov N.N.</i> In memory the creator of tectonoogeny of academician VLADIMIR HAVRILOVICH BONDARCHUK (On the 110th Anniversary of the His Birthday) . . . . .	127
<i>Shatalov N.N.</i> In memory the great tectonist of academician IVAN ILLICH CHEBARENKO (On the 90th Anniversary of the His Birthday) . . . . .	133
<i>Shatalov N.N.</i> In memory the geologist, petroleum-expert VOLODYMYR KOSTIANTYNOVYCH GAVRYSH (On the 90th Anniversary of His Birthday) . . . . .	138
<b>Jubilees</b>	
<i>Scientific and organizational activities of professor LEONID STANISLAVOVYCH GALETS'KYI (On the eighty-year old jubilee)</i> . . . . .	142
<b>Losses of Science</b>	
In memory NATALIYA KOSTYANTYNIVNA PYSHNENKO . . . . .	145

## **ПЕРЕДПЛАЧУЙТЕ «ГЕОЛОГІЧНИЙ ЖУРНАЛ»**

- \* Засновниками журналу є Національна академія наук України та Інститут геологічних наук НАН України.
- \* Журнал висвітлює нові дані геологічної науки і практики, теоретичні розробки, наукові узагальнення, результати досліджень корисних копалин, дискусійні питання, нові концепції, гіпотези тощо. Розглядаються переважно об'єкти України, а також інших країн, якщо вони становлять загальнонауковий інтерес.
- \* Журнал надає українським і зарубіжним суб'єктам великі можливості для реклами виробів, продуктів, технологій, послуг, які мають відношення до геології, мінеральної сировини, геологорозвідувальних робіт тощо.
- \* Журнал розрахований на широке коло геологів: практиків, науковців, викладачів, інженерів, аспірантів, студентів.
- \* Матеріали друкуються українською, російською та англійською мовами.
- \* Періодичність – 4 рази на рік. Передплатити журнал можна в будь-якому відділенні зв'язку.

## **СИСТЕМА «СУПЕРПЛУМ – ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ СЕГМЕНТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ» – НЕИЩЕРПАЕМЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ**

**А.Е. Лукин**

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: lukin\_alexander@ukr.net  
Доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик НАН Украины, главный научный сотрудник.*

Нелинейный характер основных закономерностей нефтегазонакопления (дискретность распределения всех характеристик нефтегазонаосности, новейшие оценки мировых прогнозных ресурсов и т.д.) требует разработки адекватной теории нафтидогенеза, которая бы имела соответствующую тектоно-геодинамическую основу. Таковой является плюмтектоника, которая на наших глазах становится парадигмой не только тектоники и геодинамики, но и физики Земли, петрологии, геохимии и металлогении. Плюмы являются главными трубами глубинной дегазации Земли, определяют основные особенности флюидодинамического и термодинамического режимов нефтегазонаосных бассейнов, а следовательно, соотношение основных генетических типов эпигенеза и природу глубокозалегающих резервуаров нефти и газа. Современные данные о природе глубокозалегающих нефтегазонаосных коллекторов позволяют рассматривать глубокие и сверхглубокие (5-10 км) сегменты нефтегазонаосных бассейнов, соответствующие апикальным частям плюмов, как единые нефтегазонаосные мегарезервуары (совокупность углеводородных систем в неравномерно разуплотненных породах) – неисчерпаемые источники углеводородов.

*Ключевые слова:* плюм, нафтидогенез, нефтегазонаосный бассейн, глубокозалегающие сегменты.

## **THE SYSTEM «SUPERPLUME – DEEP-LYING SEGMENTS OF PETROLIFEROUS BASINS» – AN INEXHAUSTIBLE SOURCE OF HYDROCARBONS**

**A.E. Lukin**

*Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kiev, Ukraine, E-mail: lukin\_alexander@ukr.net  
Doctor of geological and mineralogical sciences, professor, member of NAS of Ukraine, academician of NAS of Ukraine, main research worker.*

Non-linear character of the main regularities of oil-gas accumulation (discrete distribution of all characteristics of petroleum potential, up-to-day estimations of the world prospecting resources etc.) require the advent of the adequate theory of naphtidogenesis with appropriate tectonic and geodynamic foundation. Plume-tectonics is such conception (it becomes the paradigm of present-day not only tectonics geodynamics and geophysics but also petrology, geochemistry and metallogene). Plumes are the main (mega)pipes of deep Earth degasation. They determine the key peculiarities of fluid-dynamic and thermodynamic regime of petroliferous basins and thus the nature of deep-lying reservoirs of oil and gas. Up-to-date data allow to consider the deep and superdeep (5-10 km) segments of petroliferous basins corresponding to the apical parts of plumes as the unified pools association (the totality of hydrocarbons system within unevenly de-compacted rocks) – inexhaustible source of hydrocarbons.

*Key works:* plume, naphtidogenesis, petroliferous basin, deep-lying segments.

© А.Ю. Лукин, 2015



# СИСТЕМА «СУПЕРПЛЮМИ – ГЛИБОКОЗАЛЯГАЮЧІ СЕГМЕНТИ НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНІВ» – НЕВИЧЕРПНЕ ДЖЕРЕЛО ВУГЛЕВОДНІВ

О.Ю. Лукін

*Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: lukin\_alexander@ukr.net  
Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, академік НАН України, головний науковий співробітник.*

Нелінійний характер основних закономірностей нафтогазонакопичення (дискретність розподілу всіх характеристик нафтогазонакопичення, новітні оцінки світових прогнозних ресурсів тощо) потребує розробки адекватної теорії нафтидогенезу, яка б мала відповідну тектоно-геодинамічну основу. Такою є плюмтектоніка, яка на наших очах стає парадигмою не тільки тектоніки і геодинаміки, але й фізики Землі, петрології, геохімії і металогенії. Плюми є головними трубами глибинної дегазації Землі, визначають основні особливості флюїдинамічного і термодинамічного режимів нафтогазонакопичення басейнів, а отже, співвідношення основних генетичних типів епігенезу і природу глибокозалягаючих резервуарів нафти і газу. Сучасні дані про природу глибокозалягаючих нафтогазонакопичення колекторів дозволяють розглядати глибокі та надглибокі (5-10 км) сегменти нафтогазонакопичення басейнів, що відповідають апікальним частинам плюмів, як єдині нафтогазонакопичення мегарезервуари (сукупність вуглеводневих систем в нерівномірно розуцільнених породах) – невичерпні джерела вуглеводнів.

*Ключові слова:* плюм, нафтидогенез, нафтогазонакопичення басейн, глибокозалягаючі сегменти.

## **Введение**

В начале XXI ст., как уже отмечалось [Летников, 1992; Лукин, 2014], стремительно (круче, чем по экспоненте) возросли оценки прогнозных мировых ресурсов природного углеводородного сырья, что может пролонгировать на неопределенный срок углеводородную эру глобальной энергетики. С точки зрения стратегии развития человеческой цивилизации и ее отдаленных перспектив, это, безусловно, должно иметь негативное значение, поскольку: а) не будет способствовать кардинальному решению проблемы «термомьяда» или других неисчерпаемых экологически чистых источников энергии (в частности, эндогенного тепла и глубинного водорода); б) увеличит экономическую нерентабельность ряда альтернативных источников энергетики; в) интенсифицирует накопление CO<sub>2</sub>, а также метана (потери при разработке, транспортировке и утилизации природного газа) в атмосфере (впрочем, экологический вред от применения биогаза, жидкого биотоплива, угля, как известно, гораздо больше, чем от природного газа); г) увеличит и без того недопустимые

объемы сжигания ценнейшего химического сырья. В то же время столь кардинальная переоценка углеводородного потенциала земных недр, во-первых, отсрочивает эсхатологические прогнозы, связанные с глобальным развалом топливно-энергетического комплекса, а во-вторых, должна способствовать развитию наук о Земле и новых технологий, что необходимо для эффективного освоения ресурсов нефти и газа глибокозалягающих комплексов на континентах и в Мировом океане, а также разнообразных нетрадиционных и альтернативных источников углеводородов. Так или иначе, это реальность, с которой необходимо считаться даже странам-аутсайдерам в сфере добычи нефти и газа, среди которых по известным причинам сугубо субъективного характера неожиданно для специалистов оказалась и Украина. Она ставит ряд первоочередных задач перед нефтегазовой геологией, а также геофизикой и геохимией. Первоначальной из них является разработка современной теории нафтидогенеза – нефтегазонакопичення.



Развитие геологии в системе естественных наук шло, как известно, своим особым путем. Лишь в конце XX ст. новейшие естественнонаучные концепции (неравновесная термодинамика, синергетика, теория катастроф) стали напрямую влиять на общегеологические представления в целом и геотектонику в частности, что проявилось прежде всего в появлении таких понятий, как нелинейная геофизика (О.Л. Кузнецов, А.В. Николаев, М.А. Садовский и др.), нелинейная металлогения (А.Д. Щеглов, Д.В. Рундквист, И.Н. Томсон и др.), нелинейная геодинамика и геотектоника (Ю.М. Пушаровский, В.Е. Фадеев и др.), а также нефтегазовая геология, гидрогеология, геохимия, петрология, седиментология [Лукин, 2004].

Свойственная всем сложным системам нелинейность, которая проявляется в таких их фундаментальных свойствах, как эмерджентность, структурность и иерархичность, в полной мере присуща разнообразным геологическим системам и, в частности, нефтегазоносным бассейнам (НГБ). Причем, чем глубже конкретный НГБ, тем указанные признаки нелинейности выражены сильнее. Результаты выполненной в свое время статистической обработки различных количественных характеристик 134 НГБ Мира позволили установить дискретность их распределения [Лукин, 2004]. Это относится к кардинальным показателям нефтегазоносности (хроностратиграфическое и глубинное распределение продуктивных горизонтов, доказанных запасов по комплексам и т.п.) вплоть до дискретности коллекторских свойств и различных фазово-геохимических характеристик. Данный феномен свидетельствует о том, что НГБ, как и большинство сложных геологических объектов, возникают и эволюционируют в результате синергетических процессов в открытых системах, далеких от равновесия, что сопровождается скачкообразными изменениями их состояния (различных характеристик и параметров), разнообразными флуктуа-

циями, резонансными явлениями и кооперативными эффектами, сложными взаимоотношениями хаоса и порядка\* [Лукин, 1991, 2004].

Дискретность присуща всем уровням нефтегазонакопления: от коллекторских свойств и геохимических характеристик пород и фазово-геохимических параметров нафтидов до НГБ в целом и далее – до трансрегиональных и глобальных закономерностей нефтегазоносности (пояса и полюсы интенсивного нефтегазонакопления, фазы нафтидогенеза). Так, синергетическая природа пустотности породных тел выражается прежде всего в существовании определенных скачков («квантов») при изменении пористости и проницаемости коллекторов нефти и газа [Лукин, 1969], в разнообразных проявлениях самоподобия (автомодельность, фрактальность) различных функциональных зависимостей между параметрами фильтрационно-емкостных свойств [Лукин и др., 2011]. Дискретный характер наблюдается и в распределении различных параметров залежей (месторождений), включая термобарические и геохимические характеристики, газовый фактор и др. В то же время он присущ распределению месторождений, запасов и ресурсов по комплексам и глубинам. Таким образом, речь идет о фундаментальной закономерности нафтидогенеза – нефтегазонакопления, без учета которой невозможно создание современной парадигмы нафтидологии. Пока эту роль все еще играет осадочно-миграционная теория с ее учениями о главных фазах нефте- и газообразования и представлениями о ведущей роли катагенеза в формировании НГБ, геологически постепенной «пузырьково-капельной» первичной миграции. Эта теория, как уже отмечалось [Лукин, 1999, 2004], имеет типично «линейный» характер. На основе указанных представлений о нафтидогенезе и нефтегазонакоплении, как о чрезвычайно медленном (характерные времена  $n \cdot 10^6$  лет) непрерывном процессе, нельзя объяснить формирование уникаль-

---

\* Применительно к нефтегазоносности и рудоносности хаосом можно считать рассеянное или латентное состояние соответствующих компонентов, а порядком – их скопления в виде залежей и месторождений.

ных и гигантских месторождений, феномен зон интенсивного нефтегазоаккумуляции, наличие нефтяных и газовых «полюсов» нашей планеты, присутствие метастабильных гетерофазовых систем, природу прямопоисковых геофизических и геохимических аномалий, промышленную нефтегазоносность глубокозалегающих (5-10 км и более) комплексов и, в конечном счете, наблюдающийся стремительный взлет оценок углеводородного потенциала земных недр на современном уровне их геолого-геофизической изученности. Здесь ярко проявляется отмеченная ранее закономерность, согласно которой «никакой линейный процесс, характеризующийся непрерывностью, постепенностью, количественным соответствием параметров на входе и выходе, не может привести к возникновению геологического объекта, характеризующегося свойствами эмерджентности, иерархичности и структурности» [Лукин, 2004, с. 24].

Без ответов на указанные вопросы, без выяснения природы флуктуаций, проявляющихся в дискретности распределения основных характеристик НГБ создание современной теории нафтидогенеза – нефтегазоаккумуляции невозможно, и проблема здесь заключается не только (и не столько) в биогенном или абиогенном генезисе нефти и газа, сколько в характере процессов формирования их макроскопических. Первый шаг в решении этой проблемы состоит в определении возраста залежей и длительности их формирования [Лукин, 1999]. При этом было установлено наличие ряда сравнительно кратковременных фаз, близких по своей природе фазам эндогенного рудообразования. Их синхронность в ряде различных по своим структурно-тектоническим и формационным характеристикам НГБ не находит своего объяснения с точки зрения современных геотектонических теорий. Структурно-тектонические классификации НГБ недостаточны для изучения основных закономерностей нафтидогенеза и нефтегазоаккумуляции. Необходима такая синтетическая концепция, на основе которой можно было бы адекватно характеризовать эволюцию геодинамического и флюидоди-

намического режимов. Попытки создания таких концепций на основе традиционных представлений осадочно-миграционной теории нельзя признать удачными, поскольку эволюция осадочного бассейна и его трансформация в НГБ в таких работах рассматриваются в отрыве от глубоких недр (мантия – ядро), что не позволяет объяснить неисчерпаемость природных углеводородных ресурсов, геосинергетику нафтидогенеза и природу диссипативного характера НГБ.

Согласно современным гносеологическим представлениям, «искусственное может быть детерминированным и обратимым», тогда как «естественное непременно содержит элементы случайности и необратимости», а «материя – более не пассивная субстанция (описываемая в рамках механистической картины Мира), а ей также свойственна спонтанная активность» [Пригожин, 1986, с. 50]. Большинство сложных природных систем, в соответствии с идеями и разработками Брюссельской школы (И.Р. Пригожин, П. Гленсдорф, Н. Николис, И. Стенгерс), открыты, т.е. обмениваются энергией, веществом и информацией с окружающей средой, вследствие чего они «непрестанно флуктуируют» и «любые попытки понять их в рамках механистической («линейной». – А.Л.) модели заранее обречены на провал» [Пригожин, 1986, с. 17].

Это в полной мере относится к природным углеводородогенерирующим системам. Бесперспективно рассматривать эволюцию НГБ как закрытой системы в отрыве от энергетики и вещества глубоких земных недр, и никакие умозрительные флюидодинамические схемы на основе моделей элизионного водообмена и катагенеза не позволят объяснить в терминах осадочно-миграционной теории основные закономерности нафтидогенеза и обосновать истинные масштабы углеводородного потенциала.

Все известные нам геотектонические концепции, включая тектонику плит, принадлежат к той системе научных знаний, которую И.Р. Пригожин и И. Стенгерс условно именуют «ньютоновской наукой» [Пригожин, 1986, с. 72], где не находят

своего места такие фундаментальные для наук о Земле понятия, как случайность, сложность и необратимость. Исключение составляет плюмтекtonика, которая на наших глазах становится парадигмой не только тектоники и геодинамики, но также физики Земли, глобальной петрологии и геохимии.

### **Концепция плюмов: современное состояние и перспективы развития**

Эта ключевая не только для геологии, но и естествознания в целом концепция возникла в 1972 г., когда Дж. Вильсон предложил для объяснения открытого первоначально на Гавайях феномена горячих точек, или пятен (*hot spots*), гипотезу мантийных струй (*mantle plumes*). Суть ее заключается в том, что «поднимающиеся из глубин мантии разогретые струи – плюмы – с фиксированными в ней корнями прожигают движущиеся литосферные плиты, оставляя на их поверхности след в виде горячих точек, выраженных вулканами или плутонами» [Планета..., 2004, с. 37]. Широкое признание этой гипотезы связано с тем, что лишь она давала рациональное объяснение внутриплитному магматизму в пределах как континентов, так и океанов. Таким образом, первоначально плюм-тектоническая концепция носила преимущественно петрологический характер. Фундаментальное значение имели данные, свидетельствующие о петрохимической идентичности континентального и океанского плюмового магматизма при существенных отличиях его от базальтов срединно-океанических хребтов. Геохимические данные (включая геохимию РЗЭ, изотопию гелия и др.) подтвердили связь плюмового магматизма с недеплетированной мантией. Таким образом, корни плюмов должны располагаться гораздо глубже по сравнению со спрединговым вулканизмом (поступление магмы с глубин менее 200 км). Независимым подтверждением реальности существования мантийных плюмов стали данные сейсмомографии [Пушаровский, 1998; Геуко, 2004]. Они свидетельствуют о различных масштабах плюмов как по размерам грибообразной головной части, так и по диапазону глубин

локализации их корней. Наряду с небольшими плюмами, поднимающимися непосредственно из астеносферы по каналам, обусловленным зонами повышенной проницаемости в литосфере, установлено существование и суперплюмов, площадь внедрения которых в литосферу составляет тысячи км<sup>2</sup>, а корни локализуются вблизи границы ядра и мантии (слой D" – внешнее жидкое ядро) [Добрецов и др., 2003; Комаров, Томсон, 2007; Летников, 1992; Планета..., 2004]. Суперплюмы инициируют магматизм на обширных территориях (трапповый магматизм, системы кольцевых тектоно-магматических структур и др.) и в то же время определяют границы обширных областей седиментации с разнообразными литогеодинамическими индикаторами участия в осадконакоплении и литогенезе различных эндогенных факторов [Лукин, 1997].

Согласно современным представлениям, суперплюмы – это «гигантские отщепления вещества (и энергии. – А.Л.) от внешнего ядра Земли, достигающие земной поверхности» [Комаров, Томсон, 2007, с. 779]. Они определяют размещение крупнейших металлогенических и нефтегазоносных провинций. Их эволюция сопровождается структурной дифференциацией на разнообразные по размерам, термобарическому режиму, геодинамической и флюидодинамической активности плюмы и соответствующие им зоны (ареалы). Плюмам соответствуют различные по размерам и возрасту бассейны с характерными литогеодинамическими показателями (интенсивный галогенез, накопление черносланцевых толщ эвксинского типа и т.п.).

В качестве примера можно привести суперплюм, который возник в позднем протерозое под обширным Сарматским (палео)щитом, с распадом которого вследствие рифтогенеза связано возникновение системы НГБ и кристаллических массивов [Лукин, 1997; Лукин и др., 1992].

Особенно четко связь закономерностей нефтегазоносности с указанными глубинными факторами проявилась при формировании Припятско-Днепровско-Донецкой системы НГБ [Лукин, 1997; Лукин, Шпак,

1991]. Основной по запасам углеводородов и максимальный по глубинному диапазону нефтегазоносности Днепровский НГБ (центральная и юго-восточная части Днепровско-Донецкой впадины – ДДВ) расположен над апикальной частью Днепровско-Донецкого плюма – наиболее активного среди дериватов Сарматского суперплюма. Он известен прежде всего как одноименный мантийный диапир, который структурно выражается в виде «антиклинального перегиба раздела М (в пределах указанного сегмента он «воздымается до отметок 32–35 км») ... со сводом в виде узкого эллипса неправильной формы» [Чекунов и др., 1989]. Этот свод и его склоны контролируют основную часть разведанных запасов газа Восточного региона Украины. Здесь сосредоточены все 43 месторождения, свыше 100 преимущественно газоконденсатных залежей которых находится на глубинах свыше 5 км. Соответствующая часть ДДВ характеризуется наиболее широкими стратиграфическим, формационным, глубинным и фазово-геохимическим диапазонами нефтегазоносности [Лукин, Шпак, 1991]. К его характерным геологическим особенностям относятся: максимальные значения мощностей осадочного чехла и его доминирующих комплексов, максимальная стратиграфическая полнота и аномально большие толщины переходных интервалов ( $D_2 - D_3$ ,  $D_3 - C_1$ ,  $C_1 - C_2$ ,  $C_3 - P_1$ ), наличие мощных черносланцево-эвксинских отложений ( $D_3$ ,  $C_1$ ), интенсивный галогенез ( $D_3$ ,  $P_1$ ) и галокинез (именно здесь находятся практически все гигантские соляные диапиры). Наиболее важными с точки зрения закономерностей нафтидогенеза и нефтегазонакопления являются признаки нео- и актуотектонической активности плюма (появление на глубинах 4–5 км пресных ювенильных вод под рассолами, активное отражение глубинных структур в современном ландшафте и рельефе, повышенная ртутоносность нефтяных и газовых месторождений и т.д.) [Лукин, 1997]. Именно длительной и многоэтапной активизацией плюма вплоть до плиоцен-четвертичного времени объясняется широкий стратиграфический диапазон и уникальное

фазово-геохимическое разнообразие нафтидов, широкое распространение АВПД, глубинная гидрогеологическая инверсия, с которой связаны признаки недавнего (современного) формирования залежей и признаки их восполнения, темпы которого возрастают с глубиной [Лукин, 2012, 2014].

### **Плюм как труба дегазации**

Наиболее важным с точки зрения эндогенного рудообразования, нафтидогенеза, геоэкологии аспектом функциональной характеристики плюмов является рассмотрение их как труб дегазации (это плодотворное понятие введено в науку П.Н. Кропоткиным). Такая трактовка позволяет объединить практически все основные аспекты плюмтектоники. При этом на разных этапах эволюции плюма он может контролировать как «горячую» (включая разнообразный магматизм и гидротермальный рудогенез), так и «холодную» (включая нафтидогенез) дегазацию.

Тесное переплетение водно-углекислой и углеводородной ветвей дегазации, большой геотермобарический диапазон флюидов обуславливают ведущую роль указанных процессов в формировании как ловушек (природных резервуаров), так и заполняющих их углеводородных залежей. Благодаря этому приуроченные к сквозь-формационным флюидопроводящим системам трубы дегазации представляют собой парагенетические пространственно-временные системы ловушек (залежей). Последние, наряду с пластовыми, включают в себя крупные массивные залежи, приуроченные к разуплотненным массивам пород кристаллического фундамента и промежуточного комплекса, черносланцевых и рифогенно-карбонатных формаций. Именно на опосредованное обнаружение таких систем должны быть направлены поиски нефтяных и газовых месторождений в глубоких и сверхглубоких НГБ. При этом картирование труб дегазации по комплексу геофизических и геохимических аномалий приобретает особое значение.

Важнейшим индикатором флюидодинамической активности плюма является «зараженность» коллекторов нефти и газа



дисперсными самородно-металлическими частицами разнообразного химического состава (включая природные сплавы и интерметаллиды) – трассерами суперглубинных флюидов [Лукин, 2006, 2009]. Присутствие, наряду с ними, микро-, нановключений различных карбидов и силицидов подтверждает приуроченность плюмтектонических корней к нижней мантии – слою D'' – внешнему жидкому ядру Земли. Это подтверждает выводы Н.Л. Добрецова, Ф.А. Летникова, И.Д. Рябчикова и других ведущих современных петрологов о том, что в геологической истории от жидкого ядра Земли неоднократно отделялись мощные газовые потоки, которые со временем достигали верхних горизонтов литосферы, включая и земную кору, иницируя и непосредственно участвуя в процессах магматизма, метаморфизма, рудообразования и нефтидогенеза. Именно «эти восходящие потоки флюидов, в которых преобладают газы и летучие компоненты широкого круга элементов, получили название плюмов» [Летников, 1992, с. 6].

Эти фундаментальные выводы, сделанные, как отмечалось, преимущественно на основании петрологических данных, находят независимое подтверждение не только в упомянутой интенсивной зараженности пород глубокозалегающих сегментов НГБ, расположенных над апикальными частями плюмов, дисперсными самородно-металлическими частицами, но и в различных термодинамических, гидрогеохимических и изотопно-геохимических показателях по данным глубокого и сверхглубокого (более 6 км) бурения. Это, независимо от петрологических данных, свидетельствует о том, что основу плюма составляет (супер)глубинный флюид, гелиево-водородно-метановый поликомпонентный сверхсжатый газ, насыщенный разнообразными по химическому составу кластерами, металлическими (а также углеродистыми, карбидными, силицидными) микро- и наночастицами. Более того, присутствие в ассоциации с указанными частицами тугоплавких металлических, силикатных, а также карбидных и силицидных сферул говорит о том, что, как уже отмечалось

[Лукин, 2013], этот флюид по своим термодинамическим и физико-химическим свойствам близок к так называемой неидеальной плазме [Фортов и др., 2011].

Изначально безводный, этот флюид должен трансформироваться по мере восходящего движения прежде всего за счет окисления водорода, а также ассимиляции воды из нижней мантии, в которой, согласно современным данным петрологического моделирования, сосредоточены ее значительные запасы [Motohiko Murakami et al., 2002]. Важным фактором этой ассимиляции могут быть очаги обводненности, связанные с диффузией водорода [Гуфельд и др., 1998]. Указанная трансформация еще более усложняет состав и свойства флюидов. Их диффузионно-фильтрационная перколяция по флюидопроводящим сквозьформационным системам [Лукин, 2004] обуславливает разнообразные метасоматические преобразования пород, характер и интенсивность которых, с одной стороны, определяются свойствами (в зависимости от степени окисления) флюида, а с другой – вещественным составом, структурно-текстурными особенностями и петрофизикой породного субстрата [Лукин, 2002]. Как уже отмечалось, наиболее благоприятными для формирования вторичных коллекторов являются кварцито-песчаники и органогенные известняки. Именно с ними связаны основные продуктивные горизонты глубокозалегающих комплексов нижнего карбона центральной и юго-восточной частей ДДВ. В то же время полимиктовые и аркозовые песчаники среднего карбона неблагоприятны для формирования эффективно-поровых вторичных коллекторов, с чем связаны отрицательные результаты глубокого бурения в зоне сочленения ДДВ и Донбасса [Лукин, 2012, 2014].

Таким образом, плюмы характеризуются многообразием форм их проявления в геологических и геофизических полях. Их энергетической и вещественной основой являются суперглубинные флюиды, обусловленные спонтанными выбросами сверхсжатого поликомпонентного газа, формирующего восходящие трансмагматические (в понимании Д.С. Коржинского)

потоки. Данные термодинамического моделирования [Кирдяшкин и др., 2008; Летников, 1992; Трубицын, Харьбин, 2010] свидетельствуют о том, что отделившийся от жидкого ядра плюм обладает огромным энергетическим потенциалом (давление свыше 1300 кбар, температура более 4000 °С, а энтальпия водорода 1000-1200 кДж/г). Дериватами восходящего потока исходного флюида являются восстановленные газы (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>S), взаимодействие которых с кислородом силикатов мантии и горных пород земной коры сопровождается выделением тепла, инициированием магматических и гидротермальных процессов. Благодаря указанным экзотермическим процессам плюм «прожигает» (по выражению Ф.А. Летникова) мантию и земную кору. В то же время часть исходного флюида, судя по инъекциям темноцветного пелитоморфного полиминерального вещества по стилолитизированным трещинам естественного флюидоразрыва и брекчиям дробления [Лукин, 2000], прорывается до верхних горизонтов земной коры (включая стратисферу), а его дериваты в виде струй водорода, гелия, метана (и других углеводородов), сероводорода достигают земной поверхности.

### **Плюмтектоника и генетические типы эпигенетической зональности НГБ**

По мере восходящего движения флюидного потока, формирующего плюмы, многообразие их проявлений возрастает. Прежде всего это мантийные диапиры с характерными сейсмическими, геоэлектрическими, геомагнитными, гравиметрическими, геотермическими метками литосферы (в их изучение большой вклад внесли исследователи Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины). Именно над ними располагаются самые глубокие НГБ с наиболее крупными месторождениями. Их сегменты, соответствующие апикальным частям плюмов, характеризуются, с одной стороны, катагенезом и метагенезом (фазы интенсивного прогибания бассейна), а с другой – гипогенно-аллогенетическим метасоматозом (s. l.) [Лукин, 1989, 2002].

С первым связаны структурные преобразования и окварцевание, интенсивность которых в целом контролируется катагенетической зональностью, в результате чего исходные олигомиктовые обломочные породы с разнообразными структурно-текстурными особенностями преобразовались в мономинерально-кварцевые прочные (вследствие окварцевания и бесцементного сочленения зерен) низкопористые (менее 3%) малопроницаемые (менее 0,1 фм<sup>2</sup>) породы с выраженными в той или иной мере первичными седиментационно-фациальными особенностями. Именно они являются субстратом формирования вторичных коллекторов, чему способствуют их физико-механические свойства и минеральный состав. Благодаря высокой прочности и плотности они «стягивают на себя тектонические напряжения» [Поспелов, 1973, с. 5], превращаясь в тектониты-катаклазиты (I стадия эндогенного метасоматоза) с характерными кристаллооптическими признаками (волнистое, облачное, мозаичное погасание под поляризационным микроскопом кварцевых зерен и ориентировка их оптических осей).

Последующие стадии метасоматоза непосредственно связаны с восходящими потоками глубинных флюидов, их физико-химической эволюцией и неравномерной перколяцией. Здесь отмечены характерные минеральные индикаторы эндогенного метасоматоза, установленные в коллекторах нефти и газа различных формаций осадочного чехла и кристаллического фундамента [Лукин, 1989, 2002]. Это сульфидная, карбонатная, баритовая, фосфатная (Са-апатит, монацит и другие редкоземельные фосфаты), титановая (рутил, анатаз и др.) минерализации. Трассерами восходящих потоков (супер)глубинных флюидов, как уже отмечалось, являются разнообразные по составу частицы самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов [Лукин, 2006, 2009].

Универсальными индикаторами нафтидометасоматоза по самым различным породам (включая карбонатные, вулканогенные и др.) являются агрегаты совершенного триклинного каолинита и диккита.

Здесь они получают наиболее полное развитие. Более того, само их присутствие относится к одному из наиболее надежных показателей продуктивного коллектора [Коробов, Коробова, 2011; Лукин, 2002; Лукин, Гарипов, 1994; Лукин, Поляк, 1976]. В некоторых случаях во вторичных породах наблюдается более сложное взаимоотношение минеральных чешуйчатых агрегатов, обусловленное суперпозицией кислотной и щелочной волн метасоматоза [Коржинский, 1969] с образованием гидрослюд по каолиниту. Следует учитывать неоднократность чередования этих волн. При этом собственно нафтидометасоматоз (формирование нефтеносного коллектора с достаточно высокой эффективной и динамической пористостью) связан преимущественно с кислотными волнами метасоматоза, в то время как газоносные коллекторы характеризуются более широким физико-химическим диапазоном гипогенно-метасоматических процессов [Лукин, 1997, 2002; Лукин и др., 2011].

### **Особенности петрофизики глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов**

Роль аномальных явлений, присущих нафтидогенезу и нефтегазонакоплению (само по себе присутствие углеводородных скоплений – это уже термодинамическая и геохимическая аномалия), интенсивность их проявления и разнообразие с глубиной возрастают нелинейно. Глубже 5 км это нарастание степени аномальности (по сравнению с малыми и средними глубинами) происходит буквально лавинообразно. В связи с этим представляют особый интерес результаты недавнего бурения на одном из наиболее глубокозалегающих газоконденсатных месторождений центральной части ДДВ сверхглубокой (забой 6830 м) скв. С-17. Они подтверждают целесообразность проведения границы между большими и супер-большими глубинами нефтегазоносности на глубине около 6 км [Лукин, 2012, 2014]. Этот глубинный уровень здесь не совпадает с границей какой-либо определенной зоны катагенеза (в различных конкретных разрезах ему соответствует диапазон градации МК<sub>2</sub> – МК<sub>5</sub> по цветовому индексу спор, а

также по отражательной способности включений витринита). Вместе с тем он характеризуется признаками усиления дислокационного эпигенеза [Лукин, 1989], в частности, усилением сланцеватости и кливажа, а также степени перекристаллизации органогенных известняков.

Основной петрофизической и геотермодинамической тенденцией прогрессирующих катагенетических преобразований является «вырождение» первичных коллекторских и экранирующих свойств пород, сближение плотностей и физико-механических параметров (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность породы на одноосное сжатие и др.) различных литотипов. Эта «петрофизическая гомогенизация» разреза проявляется и в его сейсмических характеристиках. Вопреки этому, разрез скв. С-17 в интервале 6000-6830 м, наоборот, характеризуется усилением петрофизической дифференциации разреза. Помимо промыслово-геофизических данных, об этом свидетельствуют результаты непосредственного определения некоторых физико-механических параметров по керну. При этом следует учитывать, что при отборе керна, тем более с больших глубин, как известно, выносятся в основном более прочные, с более плотной матрицей, преимущественно массивные породы, в то время как рыхлые высокопористые или интенсивно трещиноватые разности (включая суперколлекторы) разрушаются, вследствие чего процент их выноса гораздо меньше (впрочем, даже при наличии таковых в керне возможности их петрофизического изучения весьма ограничены по сугубо техническим причинам).

Однако даже для массивных образцов одних и тех же литотипов здесь наблюдается более широкий, чем на меньших глубинах, диапазон различных петрофизических показателей. Так, для массивных песчаников указанного интервала объемный модуль упругости варьирует от 15,6 до  $20 \cdot 10^3$  МПа; прочность на одноосное сжатие – от 0,9 до  $1,6 \cdot 10^2$  МПа; модуль Юнга – от 2,86 до  $8,12 \cdot 10^3$  МПа; коэффициент Пуассона – от 0,42 до 0,50. Для массивных интенсивно перекристаллизованных органогенных известняков указанные параметры колеб-



лются в диапазоне:  $(5,66-18,37) \cdot 10^3$  МПа;  $(0,85-1,65) \cdot 10^2$  МПа;  $(3,81-7,05) \cdot 10^3$  МПа;  $0,36-0,44$ , а для глинистых известняков (карбонатных аргиллитов):  $(10,38-33,27) \cdot 10^3$  МПа;  $(0,74-1,65) \cdot 10^2$  МПа;  $(3,41-9,12) \cdot 10^3$  МПа;  $0,39-0,47$ . Истинные вариации этих и других параметров в силу указанных причин намного больше, о чем свидетельствуют и соответствующие каротажные показатели.

Показательны данные электронномикроскопического сканирования, которые в широком диапазоне увеличений характеризуют структурно-текстурные особенности матрицы пород и различные формы ее разуплотнения (пористость, кавернозность, микротрещиноватость). Наряду с промыслово-геофизическими и петрофизическими данными, они свидетельствуют о том, что свойственная любому геологическому разрезу (литологической колонке) плотностная и прочностная дифференциация в этом вскрытом бурением наиболее глубоко в ДДВ (и большинстве НГБ Мира) интервале резко усиливается, что обусловлено эпигенетическими литогеодинамическими факторами. Здесь наблюдается сочетание типичных милонитов и катаклазитов. Именно катаклазиты являются субстратом метасоматических процессов, с которыми связано формирование наиболее эффективных вторичных коллекторов глубокозалегающих комплексов [Лукин, 2002].

Наряду с метасоматической вторичной пористостью в породах продуктивных комплексов на больших (глубже 4,5-5 км) и сверхбольших (глубже 6 км) глубинах, широко распространены вторичные пустоты (поры, каверны) в интенсивно уплотненных породах (кварцито-песчаники, кристаллически-зернистые массивные карбонатные породы, гранитоиды, диабазы и т.д.). Разнообразные по конфигурации поры связаны с открытыми (микро)трещинами, к которым приурочены сингенетические агрегаты кристаллов (кварц, карбонаты и др.) с разнообразной сингенетической минерализацией, что свидетельствует об импульсном снятии колоссальных геостатических давлений. Присутствие в сингенетической вторичной минерализации (кварц, кальцит и др.) газовых включений с водородом и гелием поз-

воляет отнести эти пустоты к выделенному И.Л. Гуфельдом новому генетическому типу вторичной пустотности глубокозалегающих пород – «газовой пористости и трещиноватости» [Гуфельд и др., 1998], связанной с современной водородно-гелиевой дегазацией (по нашим данным, в формировании газовых пор и трещин участвуют также метан и его гомологи).

Совокупность указанных факторов обуславливает формирование парадоксальных с точки зрения термодинамики углеводородных систем на глубинах свыше 5-6 км, что, наряду с присутствием здесь интенсивно разуплотненных пород, является термодинамическим парадоксом. Более того, их кооперативное дилатационное воздействие на породы в переуплотненно (кварцито-песчаники, милониты) – разуплотненном разрезе способствует формированию пластовых и массивных углеводородных (прежде всего газоконденсатных) залежей, формирующихся в процессе современной дегазации, о чем свидетельствуют сопутствующие им геотермобарические и геохимические аномалии. Это позволяет рассматривать сегменты НГБ, расположенные над апикальными частями плюмов, как неисчерпаемые источники природных углеводородов и гелия (возможно, и мантийного  $^3\text{He}$ ).

Чередование милонитов и катаклазитов свидетельствует о чередовании импульсов сжатия и растяжения, обусловленного осцилляциями плюма. Вследствие этого наиболее глубокие сегменты стратисферы и кристаллического фундамента НГБ представляют собой гетерогенный неравномерно разуплотненный породный массив, который может рассматриваться как единый массивно-слоистый природный мегарезервуар.

Подтверждением высокой гелиеносности глубокозалегающих нижнекаменноугольных терригенных, черносланцевых и карбонатных отложений в центральной части ДДВ является получение притока жидкого углеводородного газа с аномально высоким (1,78 мас. %) содержанием гелия [Лукин и др., 2012]. При этом есть основания предполагать высокую концентрацию

изотопа  $^3\text{He}$ . Помимо косвенных соображений (плюмтектоническая активность), это непосредственно подтверждается данными по изотопному составу гелия Яблунковского, Скоробогатьковского и других газоконденсатных месторождений центральной части ДДВ.

### Заключение

Современные геолого-геофизические и геохимические данные по различным НГБ Мира свидетельствуют о том, что главным фактором формирования нефтяных и газовых месторождений являются не древние геологически длительные катагенетические процессы «капельной» первичной миграции при тектоническом погружении обогащенных биогенной органикой осадочных толщ, а глубинная дегазация Земли. Это многоуровневое по источникам (от ядерного – нижнемантийного водорода, гелия, метана до разнообразных газов верхней мантии, земной коры и осадочной оболочки), слож-

ное по характеру, различное по характерным временам и темпам процессов глобальное явление, максимальное проявление которого связано с плюмтектоникой.

Центральные части НГБ с аномальными толщинами осадочного чехла, расположенные над апикальными участками плюмов, характеризуются глубинной петрофизической, геотермодинамической и флюидодинамической зональностью. На глубинах свыше 5–6 км крупные сегменты НГБ приобретают признаки единых нефтегазоносных мегарезервуаров, контролирующей совокупность углеводородных (преимущественно газоконденсатных) скоплений в неравномерно разуплотненных породах. Эти углеводородные системы находятся в состоянии современного формирования и могут рассматриваться как неисчерпаемый источник природного углеводородного сырья.

### Список литературы / References

1. Гленсдорф П., Пригожин И. Термодинамическая теория структуры, устойчивости и флуктуаций. Москва: Прогресс, 1973. 280 с.

*Glensdorf P., Prigogine I., 1973. Thermodynamic theory of structure, stability and fluctuations. Moscow: Progress, 280 p. (in Russian).*

2. Гуфельд И.Л., Гусев Г.А., Матвеева М.И. Метастабильность литосферы как проявление восходящей диффузии легких газов. Докл. РАН. 1998. Т. 362, № 5. С. 677–680.

*Gufel'd I.L., Gusev G.A., Matveeva M.I., 1998. Metastability of lithosphere as the manifestation of ascending diffusion of light gases. Dokl. RAN, vol. 362, № 5, p. 677–680 (in Russian).*

3. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал ГЕО, 2003. 420 с.

*Dobretsov N.L., Kirdjashkin A.G., Kurdjashkin A.A., 2003. Deep geodynamics. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN. Filial GEO, 420 p. (in Russian).*

4. Кирдяшкин А.А., Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г. Тепло- и массообмен в термохимическом плюме, расположенном под океанической плитой вдали от оси срединно-океанического хребта. Физика Земли. 2008. № 6. С. 17–30.

*Kirdjashkin A.A., Dobretsov N.L., Kirdjashkin A.G., 2008. Heat- and mass-exchange in thermo-*

*chemic plume situated under oceanic plate away from the axis of mid-oceanic ridge. Fizika Zemli, № 6, p. 17–30 (in Russian).*

5. Комаров П.В., Томсон И.Н. О плюмах и их влиянии на формирование благороднометаллового оруденения в углеродсодержащих породах. Докл. РАН. 2007. Т. 415, № 6. С. 779–781.

*Komarov P.V., Tomson I.N., 2007. On plumes and their influence upon formation of noble metal orification in carbon-contain rocks. Dokl. RAN, vol. 415, № 6, p. 779–781 (in Russian).*

6. Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. Москва: Наука, 1969. 57 с.

*Korzhinskij D.S., 1969. The theory of metasomatic zonality. Moscow: Nauka, 57 p. (in Russian).*

7. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири). Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 4–12.

*Korobov A.D., Korobova L.A., 2011. Pulsing stress as the reflection of tectonic-hydrothermal activation and its role in formation of producing reservoirs of sedimentary cover (by the example of West Siberia). Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh*

*i gazovyh mestorozhdenij*, № 6, p. 4–12 (in Russian).

8. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли. Новосибирск: Наука, 1992. 150 с.

*Letnikov F.A.*, 1992. Superdeep fluid systems of the Earth. Novosibirsk: Nauka, 150 p. (in Russian).

9. Лукин А.Е. Влияние нефтегазоносности на распределение классов коллекторов. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1969. № 14. С. 8–12.

*Lukin A.E.*, 1969. Influence of oil-gas-bearing upon the distribution of reservoir classes. *Neftgazovaya geologija i geofizika*, № 14, p. 8–12 (in Russian).

10. Лукин А.Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазоаккумуляция в авлакогенных бассейнах. Киев, 1989. 51 с. (*Препр. АН УССР. Ин-т геол. наук*).

*Lukin A.E.* Genetic types of secondary transformation and oil-gas-accumulation in aulacogene basins. Kiev, 1989, 51 p. (*Prepr. AN USSR. Institut Geol. Nauk*) (in Russian).

11. Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа. *Геол. журн.* 2002. № 4 (302). С. 15–32.

*Lukin A.E.*, 2002. Hypogene-allogenic decompaction – the key factor of secondary reservoirs of oil and gas formation. *Geologichnyy zhurnal*, № 4 (302), p. 15–32 (in Russian).

12. Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение. *Геол. журн.* 2000. № 2 (292). С. 7–19.

*Lukin A.E.*, 2000. The injection of deep hydrocarbon-polymineral matter in deep-lying rocks of petroliferous basins: nature, applied and gnosiological significance. *Geologicheskij zhurnal*, № 2 (292), p. 7–19 (in Russian).

13. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 225 с.

*Lukin A.E.*, 1997. Lithogeodynamic factors of oil-gas-accumulation in aulacogenic basins. Kiev: Naukova Dumka, 225 p. (in Russian).

14. Лукин А.Е. Минеральные сферулы – индикаторы специфического флюидного режима рудообразования и нафтидогенеза. *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35, № 6. С. 10–53.

*Lukin A.E.*, 2013. Mineral spherules – indicators of specific fluid regime of ore formation and naphtido-

genesis. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 35, № 6, p. 10–53 (in Russian).

15. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геол. журн.* 1999. № 1 (256). С. 30–42.

*Lukin A.E.*, 1999. On origin of oil and gas (geosynergetic conception of nature hydrocarbon-generating systems). *Geologichnyy zhurnal*, № 1 (256), p. 30–42 (in Russian).

16. Лукин А.Е. О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах. *Геол. журн.* 2004. № 3 (309). С. 34–45.

*Lukin A.E.*, 2004. On through-formation fluid-conducting systems in petroliferous basins. *Geologichnyy zhurnal*, № 3 (309), p. 34–45 (in Russian).

17. Лукин А.Е. О фазах нафтидогенеза – нефтегазоаккумуляции. *Докл. РАН.* 1999. Т. 369, № 2. С. 238–240.

*Lukin A.E.*, 1999. On phases of naphtidogenesis – oil-gas-accumulation. *Dokl. RAN*, vol. 369, № 2, p. 238–240 (in Russian).

18. Лукин А.Е. Природа глубокозалегающих нефтегазоносных резервуаров. *Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз: Тез. междунар. конф.* Баку, 2012. С. 26–28.

*Lukin A.E.* The nature of deep-lying petroliferous reservoirs. *Hydrocarbon potential of great depths: energetic resources of the Future – reality and prediction: Abstracts of the International conference*, Баку, 2012, p. 26–28 (in Russian).

19. Лукин А.Е. Проблемы нафтидосинергетики – нелинейной геологии нефти и газа. *Геол. журн.* 2004. № 1 (307). С. 21–39.

*Lukin A.E.*, 2004. The problems of naphtidosynergetics – non-linear geology of oil and gas. *Geologichnyy zhurnal*, № 1 (307), p. 21–39 (in Russian).

20. Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31, № 2. С. 61–92.

*Lukin A.E.*, 2009. Native-metal micro- and nano-inclusions in formations of petroliferous basins – trassers of superdeep fluids. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 31, № 2, p. 61–92 (in Russian).

21. Лукин А.Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер. *Геол. журн.* 2006. № 4 (317). С. 17–46.

Lukin A.E., 2006. Native metals and carbides – indicators of deep geospheres composition. *Geologichnyy zhurnal*, № 4 (317), p. 17–46 (in Russian).

22. Лукин А.Е. Синергетика нафтидогенеза. Синергетика геологических систем. Иркутск, 1991. С. 51–53.

Lukin A.E., 1991. Synergetics of naphtidogenesis. Synergetics of geological systems. Irkutsk, p. 51–53 (in Russian).

23. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36, № 4. С. 3–23.

Lukin A.E., 1991. Hydrocarbon potential of great depths and prospects of its development in Ukraine. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 36, № 4, p. 3–23 (in Russian).

24. Лукин А.Е., Гарипов О.М. Литогенез и нефтегазоносность юрских отложений Среднеширотного Приобья. *Литология и полез. ископаемые.* 1994. № 4. С. 32–42.

Lukin A.E., Garipov O.M., 1994. Lithogenesis and petroleum potential of Jurassic deposits of Middle-Latitudinal Pre-Oblands. *Litologija i poleznye iskopaemye*, № 4, p. 32–42 (in Russian).

25. Лукин А.Е., Довжок Е.И., Книшман А.Ш., Гончаренко В.И., Дзюбенко А.И. Гелиевая аномалия в нефтегазоносных визейских карбонатных коллекторах Днепровско-Донецкой впадины. *Доп. НАН України.* 2012. № 7. С. 97–104.

Lukin A.E., Dovzhok E.I., Knishman A.Sh., Goncharenko V.I., Dzjubenko A.I., 2012. Helium anomaly in petroliferous carbonate reservoirs of Dnieper-Donets depression. *Dopovidi NAN Ukrainy*, № 7, p. 97–104 (in Russian).

26. Лукин А.Е., Владимиров А.С., Ермаков И.М., Турчаненко Н.Т. Проблема додевонского рифтогенеза в Днепровско-Донецком авлакогене. *Геотектоника.* 1992. № 2. С. 30–46.

Lukin A.E., Vladimirov A.S., Ermakov I.M., Turchanenko N.T., 1992. The problem of pre-Devonian riftogenesis in Dnieper-Donets aulacogene. *Geotektonika*, № 2, p. 30–46 (in Russian).

27. Лукин А.Е., Поляк Р.Я. Формирование коллекторских свойств пород в зависимости от их минералогического состава. В кн.: *Роль минералогических исследований в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений.* Киев, 1976. С. 112–116.

Lukin A.E., Poljak R.Ja., 1976. Formation of reservoir properties of rocks depending on their mineral composition. In: *The role of mineralogical investigations in prospecting and exploration of oil and gas fields.* Kiev, p. 112–116 (in Russian).

28. Лукин А.Е., Шпак П.Ф. Глубинные факторы формирования Припятско-Днепровско-Донецкой системы нефтегазоносных бассейнов. *Геол. журн.* 1991. № 5 (260). С. 27–38.

Lukin A.E., Shpak P.F., 1991. Deep factors of formation of Pripjat-Dnieper-Donets system of petroliferous basins. *Geologicheskij zhurnal*, № 5 (260), p. 27–38 (in Russian).

29. Лукин А.Е., Шумлянский В.А. Синергетика процессов нефтегазоаккумуляции и формирования руднобитумных месторождений. Киев, 1993. 55 с. (*Препр.* ИГН АН Украины).

Lukin A.E., Shumljanskij V.A., 1993. Synergetics of processes of oil-gas-accumulation and formation of ore-bitumen fields. Kyiv, 55 p. (*Prepr.* IGN AN Ukrainy) (in Russian).

30. Лукин А.Е., Щукин Н.В., Лукина О.И., Пригарина Т.М. Нефтегазоносные коллекторы глубоководных нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33, № 1. С. 3–27.

Lukin A.E., Shchukin N.V., Lukina O.I., Prigarina T.M., 2011. Petroliferous reservoirs of deep-lying Lower-Carboniferous complexes of the central part of Dnieper-Donets depression. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 33, № 1, p. 3–27 (in Russian).

31. Планета Земля. Энциклопедический справочник. Тектоника и геодинамика. Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 648 с.

*The planet Earth.* The encyclopaedic reference book. Tectonics and geodynamics. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI, 2004, 648 p. (in Russian).

32. Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-геофизическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: Наука, 1973. 355 с.

Pospelov G.L., 1973. Paradoxes, geologic-geophysical essence and mechanisms of metasomatism. Novosibirsk: Nauka, 355 p. (in Russian).

33. Пригожин И., Стенгерс И. Порядок из хаоса. Москва: Прогресс, 1986. 432 с.

Prigogine I., Stengers I., 1986. Order out of chaos. Moscow: Progress, 432 p.

34. Пуцаровский Ю.М. Сейсмотомография, тектоника и глубинная геодинамика. *Докл. РАН.* 1998. Т. 360, № 4. С. 518–522.

Pushharovskij Ju.M., 1998. Seismotomography, tectonics and deep geodynamics. *Dokl. RAN*, vol. 360, № 4, p. 518–522 (in Russian).

35. Словарь геологии нефти и газа / ред. В.Д. Наливкин. Ленинград: Недра, 1988. 680 с.

*Glossary of oil and gas geology*, 1988. (Ed. V.D. Nalivkin). Leningrad: Nedra, 680 p. (in Russian).

36. Трубицын В.П., Харьбин Е.В. Термохимические мантийные плюмы. Докл. РАН. 2010. Т. 435, № 5. С. 683–685.

*Trubitsyn V.P., Harybin E.V.*, 2010. Thermochemical mantle plumes. *Dokl. RAN*, vol. 435, № 5, p. 683–685 (in Russian).

37. Фортвов В.Г., Храпак А.Г., Якубов И.Г. Физика неидеальной плазмы. Москва: Физматлит, 2011. 416 с.

*Fortov V.G., Hrapak A.G., Ykubov I.G.*, 2011. The physics of non-ideal plasm. Moscow: Fizmatlit, 416 p. (in Russian).

38. Чекунов А.В., Калюжная Л.Т., Рябчун Л.И. Раздел М и нефтегазоносность Днепровского грабена. Докл. АН УССР. 1989. № 12. С. 19–21.

*Chekunov A.V., Kaljuzhnaja L.T., Rjabchun L.I.*, 1989. Surface M and oil-gas-bearing of Dnieper graben. *Dokl. AN USSR*, № 12, p. 19–21 (in Russian).

39. Geyko V.S. A general theory of the seismic travel-time tomography. *Геофиз. журн.* 2004. Т. 26, № 2. С. 3–32.

*Geyko V.S.*, 2004. A general theory of the seismic travel-time tomography. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 26, № 2, p. 3–32 (in English).

40. Motohiko Murakami, Kei Hirose, Hisayashi Yurimoto. Water in Earth's Lower Mantle. *Science*. 2002. Vol. 295, № 5561. P. 1885–1887.

*Motohiko Murakami, Kei Hirose, Hisayashi Yurimoto.*, 2002. Water in Earth's Lower Mantle. *Science*, vol. 295, № 5561, p. 1885–1887 (in English).

Статья поступила  
17.03. 2015



## **ПЕРСПЕКТИВИ ТА ПРОБЛЕМИ ОСВОЄННЯ ДЖЕРЕЛ НЕТРАДИЦІЙНОЇ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ ВОЛИНО-ПОДІЛЬСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ОБЛАСТІ УКРАЇНИ**

### **Стаття 2. Екологічні ризики промислового видобування сланцевого газу на території Олеської ділянки**

**Я.Г. Лазарук**

*(Рекомендовано акад. НАН України О.Ю. Лукіним)*

*Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,*

*E-mail: lazaruk\_s@i.ua*

*Доктор геологічних наук, провідний науковий співробітник.*

Оцінені основні чинники негативного впливу на навколишнє середовище від ймовірного промислового видобування сланцевого газу компанією Chevron у межах густонаселеної Олеської ділянки на заході України. Визначено, що для дренажу хоча б 2/3 об'ємів перспективної товщі силуру Олеської ділянки треба було б пробурити 1265 кластерів свердловин, кожен з яких налічував би 16 похило спрямованих свердловин, тобто загалом 20 240 свердловин. Для проведення гідророзривів необхідно використати 400 млн м<sup>3</sup> води, або майже 30% річного стоку вод Олеської ділянки. Загальна площа вилучених сільськогосподарських земель становила б 10 тис. га. Значне шумове, пилове і вібраційне навантаження прогнозується від транспортування мільйонів тонн води, пропанту, хімікатів. Олеська ділянка порушена численними розломами, потужні гідророзриви можуть спровокувати їхню розгерметизацію, внаслідок якої технічні рідини з хімікатами попадуть до приповерхневих водоносних горизонтів. Використана після гідророзриву рідина буде зберігатись у відкритих резервуарах-відстійниках для природного випаровування. Пропонуються організаційні заходи для зменшення негативного впливу на навколишнє середовище від промислового видобування сланцевого газу.

*Ключові слова:* екологія, сланцевий газ, запаси вуглеводнів, гідророзрив, кластери свердловин, розломи.

## **PROSPECTS AND PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF SOURCES OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON OF THE VOLYN-PODOLIA OIL AND GAS FIELD OF UKRAINE**

### **Paper 2. Environmental risks of industrial extraction of shale gas in Olesko site**

**Ja.G. Lazaruk**

*(Recommended by academician of NAS of Ukraine O.Yu. Lukin)*

*Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine,*

*E-mail: lazaruk\_s@i.ua*

*Doctor of geological sciences, leading scientist.*

The main negative factors affecting the environment of the likely industrial shale gas company Chevron within populated areas Olesko in western Ukraine have been estimated. Determined that the drainage of at least two-thirds of the volume of prospective Silurian strata Olesko plots had to be drilled in 1265 clusters of wells, each numbered to 16 directional wells, that whole 20 240 boreholes. For the hydraulic fractures should be used 400 million m<sup>3</sup> of water, almost 30% of the

annual runoff Olesko site. The total area of agricultural land seized amounted to 10 thousand hectares; rattling noise, dust and vibration load is predicted because of transport of millions of tons of water, propan, chemicals. Olesko area affected by numerous faults, powerful hydraulic fracturing can trigger their rozhermetyzatsyu that results in technical fluid chemicals will fall to near-surface aquifers. Used after fracturing fluid will be stored in open reservoirs, ponds for natural evaporation. Organizing arrangements for reducing the negative environmental impact of industrial extraction of shale gas are proposed.

*Key words:* ecology, shale gas, hydrocarbon reserves, hydrofracturing, clusters of wells, faults.

## **ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕТРАДИЦИОННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ УКРАИНЫ**

### **Статья 2. Экологические риски промышленной добычи сланцевого газа на территории Олеского участка**

**Я.Г. Лазарук**

*(Рекомендовано акад. НАН Украины А.Е. Лукиным)*

*Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины, Львов, Украина,  
E-mail: lazaruk\_s@i.ua*

*Доктор геологических наук, ведущий научный сотрудник.*

Оценены основные факторы негативного воздействия на окружающую среду от возможной промышленной добычи сланцевого газа компанией Chevron в пределах густонаселенного Олеского участка на западе Украины. Определено, что для дренирования хотя бы 2/3 объемов перспективной толщи силура Олеского участка пришлось бы пробурить 1265 кластеров скважин, каждый из которых насчитывал бы 16 наклонно направленных скважин, т. е. 20 240 скважин. Для проведения гидроразрывов необходимо использовать 400 млн м<sup>3</sup> воды, или почти 30% годового стока вод Олеского участка. Общая площадь изъятых сельскохозяйственных земель составила бы 10 тыс. га. Значительные шумовая, пылевая и вибрационная нагрузки прогнозируются от транспортировки миллионов тонн воды, пропанта, химикатов. Олеский участок нарушен многочисленными разломами, мощные гидроразрывы могут спровоцировать их разгерметизацию, в результате которой технические жидкости с химикатами попадут в приповерхностные водоносные горизонты. Исползованную после гидроразрыва жидкость планируется хранить в открытых резервуарах-отстойниках для естественного испарения. Предлагаются организационные меры для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду от промышленной добычи сланцевого газа. *Ключевые слова:* экология, сланцевый газ, запасы углеводородов, гидроразрыв, кластеры скважин, разломы.

#### **Вступ**

В сучасній політичній ситуації Україна, як ніколи, потребує власних енергоносіїв. Тому зараз підраховуються резерви для збільшення видобування нафти і газу з традиційних покладів, оцінюються запаси і можливості промислової розробки нетрадиційних газових скупчень, розглядаються можливості використання альтернативних джерел енергії. Об'єктами нетрадиційного газу можуть бути поклади центральнобасейнового типу, скупчення газу в низькопористих породах-колекторах та газ сланцевих

порід. Завдяки застосуванню нових технологій гідророзриву пластів США започаткували промислове видобування цієї корисної копалини. Обігнавши Росію, вони стали світовим лідером з видобування газу. Проте це поки що єдиний вдалий приклад промислового видобування сланцевого газу. В інших країнах світу, у тому числі європейських, його видобування сьогодні визнано нерентабельним. Крім того, існує значна екологічна небезпека від застосування гідророзриву пластів та ймовірного забруднення довкілля технологічними рідинами.



### Теоретично-методична частина

В Україні різними дослідниками прогноуються певні ресурси сланцевого газу, зокрема на Волино-Поділлі [Лазарук, 2015]. Тендер на проведення геологічного вивчення, дослідно-промислової експлуатації та промислове видобування сланцевого газу на Олеській ділянці виграла американська компанія Chevron. Підготовлений проєкт Угоди про розподіл вуглеводнів, які видобуватимуться у межах ділянки, між державою Україна, компанією «Шеврон Юкрейн Б.В.» та ТОВ «Надра Олеська».

На перший погляд у скрутній економічній ситуації для України достатньо привабливими виглядають пропозиції такого потужного інвестора, як Chevron, який мав би збільшити видобуток газу, платити податки державі та внести позитивні зміни до соціальної сфери Західного регіону держави. Проте існує серйозна екологічна небезпека видобування сланцевого газу в промислових масштабах. Здавалося б, на території найстаршого в Європі Західного нафтогазоносного регіону України пробурено близько 3,5 тис. нафтових і газових свердловин, що не призвело до суттєвого негативного впливу на довкілля. Однак ці свердловини бурилися впродовж багатьох десятиліть і, основне, без застосування гідророзриву пластів. Автор є членом комісії, створеної при Львівській обласній держадміністрації для проведення економічного, екологічного та юридичного аналізу проєкту згаданої вище Угоди, тому достатньо повно ознайомлений з намірами діяльності Chevron на Олеській ділянці, зокрема у сфері технології гідророзриву пластів та охорони навколишнього середовища. Розрахунки, наведені в статті, базуються на інформації, поданій в проєкті Угоди.

Насамперед про кількість свердловин. У попередній статті [Лазарук, 2015] наведено оцінку об'ємів сланцевого газу у відкладах силуру Олеської ділянки в кількості 1 трлн м<sup>3</sup>. Однак це лише загальні геологічні ресурси. Технологічні запаси, тобто ті, які можна реально видобути, будуть суттєво меншими. Причина полягає в наступному. Продуктивний розріз представлений непроникною глинисто-карбонатною товщею, в якій запечатані мікроскопічні газові включення. Вилучення з них газу та транспортування його до свердловини здійсню-

ватиметься шляхом створення системи тріщин у результаті гідророзриву породи. Для того, щоб задренувати тріщинами продуктивну товщу, буріння експлуатаційних свердловин планується здійснювати кластерним методом. Він передбачає буріння з одного майданчика декілька (зазвичай 6-24) похило спрямованих свердловин з горизонтальним закінченням. У кожній з них проводитимуться багатоступеневі гідророзриви газонасиченої товщі з метою створення системи тріщин навколо стовбура свердловини (рис. 3 попередньої статті [Лазарук, 2015]). Діаметр зруйнованої тріщинами зони сягатиме близько 200 м. На наведеному рисунку видно, що не весь об'єм продуктивної товщі задренується свердловинами – залишаться непорушені зони, звідки газ не вийде, а це при 16-свердловинному кластерному бурінні становитиме понад 35% об'єму газонасичених порід. На згаданому рисунку вибої горизонтальних свердловин віддалені від центра кластера на 1200-1600 м, загальна площа, зайнята кластером експлуатаційних свердловин, сягає приблизно 5 км<sup>2</sup>. Свердловини можуть бути і довгими, однак тоді вони дрениватимуть менший об'єм продуктивної товщі, що зменшить коефіцієнт вилучення газу з родовища. Окремо зазначу, що навіть в зонах тріщинуватості залишаться багато газових включень, не охоплених тріщинами і, відповідно, не задренованих (рис. 4 попередньої статті [Лазарук, 2015]). Тому реально на Олеській ділянці можна буде видобути не більше 12-15% газу від його загальних геологічних ресурсів, тобто 120-150 млрд м<sup>3</sup>. Для його вилучення на території площею 6324 км<sup>2</sup> треба було б пробурити 1265 кластерів з 20 240 свердловинами.

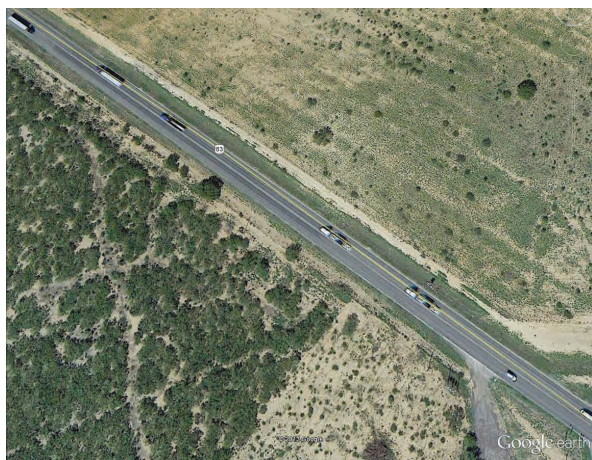
Оскільки на облаштування кожного кластера відводиться майданчик площею як мінімум 2 га, то в межах Олеської ділянки загальна площа вилучених орних земель, лук та лісів становитиме не менше 2,5 тис. га. А ще сюди слід долучити площу басейнів для зберігання рідини, необхідної для гідророзриву, доріг, якими будуть з'єднуватись кластери, а також технічні бази для обслуговування газовидобувного промислу. Якщо виходити з масштабів використання території компанією Chevron в Техасі для розробки родовища сланцевого газу Барнет, то на

Одеській ділянці буде вилучено з користування місцевими громадами близько 10 тис. га сільськогосподарських земель.

При масових гідророзривах потрібно буде перевозити мільйони тонн вантажів важкою технікою, для однієї свердловини близько тисячі 30-тонних машин тільки води. По ґрунтових дорогах постійно рухатиметься великовагова техніка з водою, пропантом, хімікатами (рис. 1). Це спричинить суттєве пилове, вібраційне та шумове навантаження на довкілля. Воно буде не тільки від доріг, а й від процесу гідророзриву на свердловині, де десятки потужних насосів тривалий період нагнітатимуть рідину в

свердловину. І так періодично, оскільки дебіт газу з часом зменшується і виникає потреба в нових гідророзривах пластів.

Фрекінг планується проводити у відкладах силуру на глибинах 2-4 км, з поширенням від свердловини тріщин на 200 м. По них вище у відкладі девону надійде якась частина хімічних реагентів, але звідти, очевидно, далеко не поширяться. Проте Одеська ділянка порушена багатьма розломами (рис. 2). І якщо поблизу них здійснювати гідророзриви, то немає жодної гарантії, що під тиском порушення не розкриються і технічні рідини з хімікатами не попадуть до приповерхневих водоносних горизонтів.

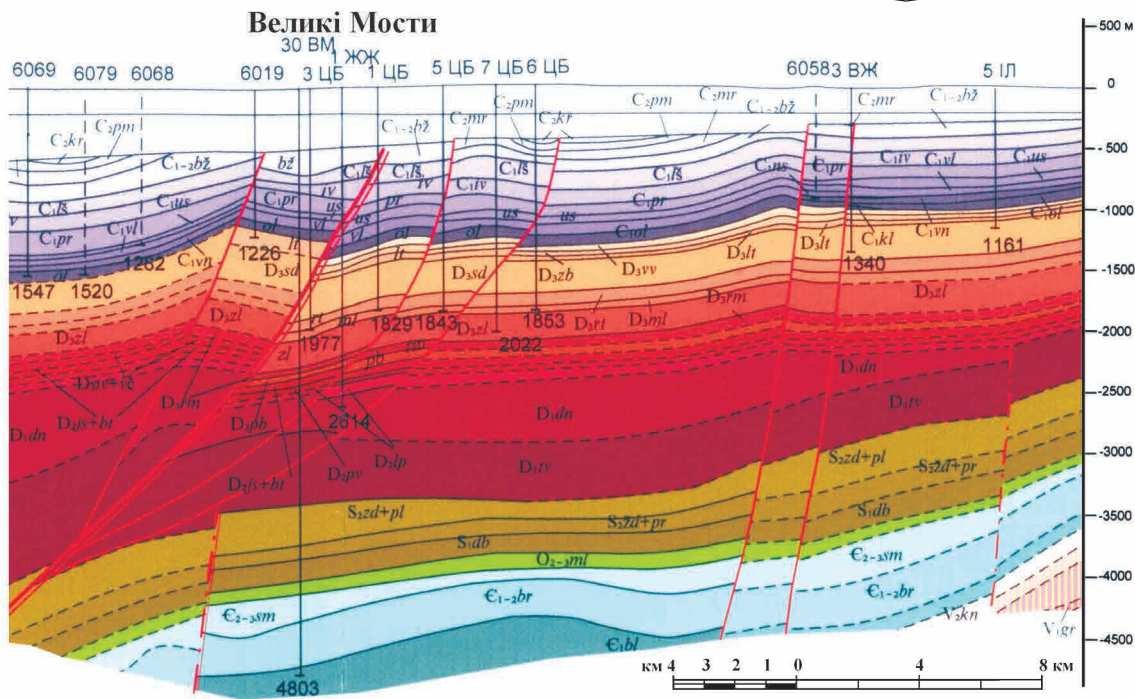


**Рис. 1.** Рух великовагового транспорту до місць видобування сланцевого газу. Шт. Техас, США (фото з Google)

**Fig. 1.** Movement of heavy transport to places of shale gas. Texas, USA (photo from Google)

**Рис. 2.** Система розломів осадового чохла Волино-Поділля (за даними ДП "Західукргеологія", 2004 р.)

**Fig. 2.** Fault system of the sedimentary cover of Volyn-Podillja (according to DP "Zahidukrgeologiya", 2004)





В середньому в кожній із свердловин згідно з проектом Угоди через кожні 15-30 м буде здійснено до 50 гідророзривів, на що витратиться в середньому 20 тис. м<sup>3</sup> води. Для 20 240 свердловин це становитиме понад 400 млн м<sup>3</sup>. Олеська ділянка знаходиться в басейнах двох найбільших річок Західної України – Дністра і Західного Бугу. За даними Львівського регіонального відділу Дністровського басейнового водогосподарського об'єднання місцевий стік річок сягає 226 тис. м<sup>3</sup> за рік з 1 км<sup>2</sup>. Тобто з території Олеської ділянки, якщо висушити всі річки, теоретично можна зібрати 1429 млн м<sup>3</sup> води за рік. Таким чином на потреби гідророзривів необхідно використати майже 30% річного стоку річок Олеської ділянки. Для водопостачання можна було б використати чотири таких затоплених кар'єри, як сірчаний Новояворівський, проте відбір з них води призведе до втрати гідродинамічної рівноваги та активізації карстових процесів, що відзначалося раніше при кар'єрному видобуванні сірки. Очевидно, втратить свої лікувальні властивості вода неподалік розташованого від кар'єру курорту Шкло. Звичайно, частина води використовуватиметься для фрекінгу повторно, буріння проводитиметься не один рік, проте масштаби вилучення прісної води на технічні цілі в недостатньо забезпеченому водою регіоні вражають. Екологічні наслідки від цього навряд чи будуть позитивними.

Однак основна екологічна проблема полягає у невизначеності шляхів утилізації рідини для гідророзриву, яка містить багато хімічних речовин, небезпечних для довкілля і здоров'я людей зокрема. В проекті Угоди прямо задекларовано, що використана після гідророзриву рідина буде підніматись на земну поверхню і зберігатись у резервуарах-відстійниках. На рис. 3 видно, що в Техасі відпрацьована рідина з хімікатами знаходиться в амбарах, поки не випарується природним шляхом. Амбари кинуті напризволяще, руйнуються рослинністю, їх вміст розтікається по землі. Зрозуміло, що летючі хімікати попадають в повітря, а розчинені – в ґрунти. Але Техас – безлюдна напівпустеля, де на десятки кілометрів відсутні поселення людей, а Галичина – одна з найнаселеніших територій Європи, де відстань



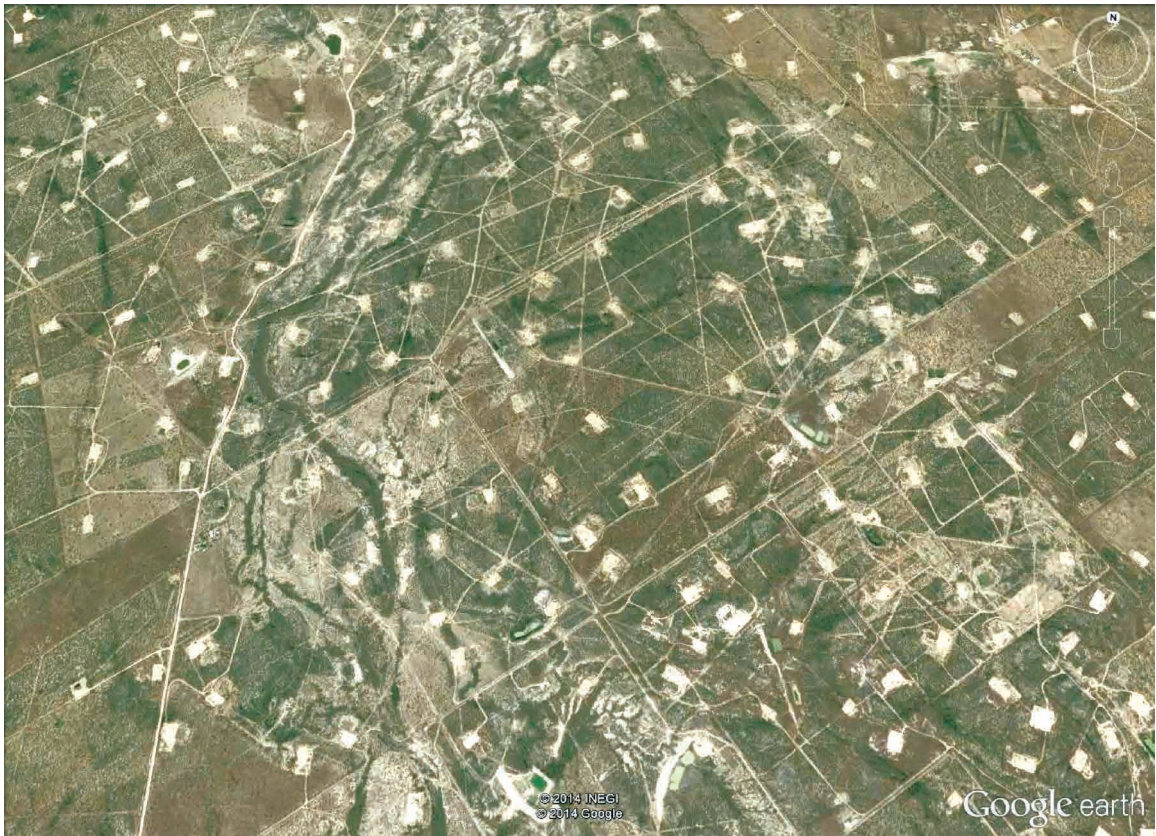
**Рис. 3.** Покинута амбар для технічної рідини з хімічними реагентами, яка використовувалася для проведення гідророзриву пластів. Шт. Техас, США (фото з Google)

**Fig. 3.** Abandoned barn for technical fluids of chemicals which was used for hydraulic fracturing. Texas, USA (photo from Google)

між населеними пунктами не перевищує 2-4 км. Тому вимоги до охорони навколишнього середовища тут повинні бути значно жорсткішими. В Угоді мають бути чітко прописані вимоги дотримання екологічних норм, зазначені страхові ризики, розроблені шляхи відшкодування збитків. Інакше не до кінця продуманим рішенням рекреаційна зона Західної України може перетворитися на небезпечну для проживання техногенну пустелю (рис. 4).

### Обговорення результатів

В сучасній економічній ситуації Україні вкрай необхідне освоєння альтернативних джерел енергії, одним з яких може бути сланцевий газ Олеської ділянки. Проте його порівняно невеликі запаси навряд чи суттєво вирішать проблему енергоносіїв для держави, а застосування масових гідророзривів для значної кількості свердловин у густонаселеному районі можуть призвести до довготривалих екологічних негараздів. Безумовно, проблему сланцевого газу Олеської ділянки потрібно вивчати, як це робиться в сусідній Польщі, проте проект Угоди потрібно піддати детальній екологічній, юридичній, економічній експертизам. З точки зору екологічної безпеки інвестору перш за все слід представити розрахунок водних ресурсів, необхідних для видобування сланцевого газу, вказати конкретні джерела водопоста-



**Рис. 4.** Вигляд територій в місцях видобування сланцевого газу. Шт. Техас, США (фото з Google)  
**Fig. 4.** Appearance of areas in the field of shale gas. Texas, USA (photo from Google)

чання, а також розробити проект утилізації твердих та рідких відходів, обґрунтувати способи їх очистки, місця захоронення, заходи з рекультивзації території, узгодити ці проекти з місцевими громадами. Надрокористувач зобов'язаний оприлюднювати список хімічних реагентів для гідророзриву, який не повинен бути комерційною таємницею інвестора. Технічна рідина має перевірятись українськими лабораторіями до, після гідророзриву, а також після її очистки на стадії утилізації.

### Висновки

При порівняно невеликих запасах сланцевого газу Олеської ділянки існує суттєва екологічна небезпека його видобування, пов'язана із застосуванням гідророзриву пластів, невирішеними проблемами джерел водопостачання промислів та утилізації технологічної рідини. Ці питання повинні бути вирішені інвестором та представлені на розгляд громадськості. В іншому випадку освоєння прогнозованих газових покладів слід відкласти до винайдення нових, екологічно безпечніших методик видобування сланцевого газу.

### Список літератури / References

1. Лазарук Я.Г. Перспективи та проблеми освоєння джерел нетрадиційної вуглеводневої сировини Волино-Подільської нафтогазоносною області України. Ст. 1. Перспективи сланцевого газу Олеської ділянки. *Геол. журн.* 2015. № 1 (350). С. 7–16.

Lazaruk J.G., 2015. Prospects and problems of development of alternative sources of hydrocarbons Volyn-Podil Ukraine oil and gas field. Paper 1. Perspectives shale gas Oleska site. *Geologichnyy zhurnal*, № 1 (350), p. 7-16 (in Ukrainian).

Стаття надійшла  
17.09.2014



## REGIONAL STRUCTURAL-LITHOLOGICAL MODELING OF SEDIMENTARY COVER

**D.P. Khrushchev**

*Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kiev, Ukraine, E-mail: Khrushchov@hotmail.com  
Doctor of geological-mineralogical sciences, professor, senior research worker.*

The idea of the project is the construction of computer (digital) structural-lithological models (DSLМ) of sedimentary cover for state territories on regional principle proceeding from the definition of geological region as a basic geosstructural unit of Earth crust. Digital structural-lithological model – it is three-dimensional computer representation of the geological objects, comprising it's structural and qualitative characteristics. Methodological principles, methods, available developments and modeling patterns are reflected to prove the feasibility of the project realization. Practical goal of modeling is the creation of integral geoinformatic foundation for multilateral cognitive image of an object and for information provision of all directories and kinds of human geological activity (R&D) on multilateral use and protection (including geological hazards) of geological environment. The result achieved is obtaining of single united system of regional DSLM on state territorial level. The project proposed represents a part of conceptual compound project, the object of which has to comprise both sedimentary cover and magmatic, metamorphic formations. The achieved result of such a project is the developing of the integral digital structural-lithological-petrological model of Earth crust as a whole.

*Key words:* sedimentary formations, sedimentary cover, computer modeling, geoinformatic system, geological environment use, geological environment protection.

## РЕГІОНАЛЬНЕ СТРУКТУРНО-ЛІТОЛОГІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОСАДОВОЇ ОБОЛОНКИ

**Д.П. Хрущов**

*Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: Khrushchov@hotmail.com  
Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, старший науковий співробітник.*

Ідея запропонованого проекту полягає в розробці комп'ютерних (цифрових) структурно-літологічних моделей осадової оболонки державних територій на регіональному принципі, виходячи із визначення геологічних регіонів як базових геоструктурних одиниць земної кори. Цифрова структурно-літологічна модель – об'ємне комп'ютерне відображення геологічного об'єкта, яке охоплює його структурні та якісні характеристики. Представляються методологічні принципи, методи, існуючі напрацювання та приклади моделювання для обґрунтування реалізації проекту. Практична задача моделювання – створення суцільної геоінформаційної основи для представлення всебічного гносеологічного образу об'єкта та інформаційного забезпечення всіх напрямів та видів геологічної діяльності з різнобічного використання та охорони (включаючи геологічні ризики) геологічного середовища. Очікуваний результат – отримання цільних регіональних цифрових структурно-літологічних моделей осадової оболонки на державно-територіальному рівні. Запропонований проект є частиною концептуальної складової проекту, об'єктом якого повинні бути як осадова оболонка, так і магматичні та метаморфічні утворення, тобто очікується розробка цифрової структурно-літолого-петрографічної моделі земної кори в цілому.

*Ключові слова:* осадова оболонка, осадові формації, комп'ютерне моделювання, геоінформаційні системи, використання надр, охорона геологічного середовища.

# РЕГИОНАЛЬНОЕ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСАДОЧНОЙ ОБОЛОЧКИ

Д.П. Хрущев

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: Khrushchov@hotmail.com  
Доктор геолого-минералогических наук, профессор, старший научный сотрудник.*

Идея предлагаемого проекта состоит в разработке компьютерных (цифровых) структурно-литологических моделей осадочной оболочки государственных территорий на региональном принципе, исходя из определения геологических регионов как базовых геоструктурных единиц земной коры. Цифровая структурно-литологическая модель – объемное компьютерное отображение геологического объекта, охватывающее его структурные и качественные характеристики. Представляются методологические принципы, методы, имеющиеся наработки и примеры моделирования для обоснования реалистичности проекта. Практическая задача моделирования – создание цельной геоинформационной основы для всестороннего гносеологического образа объекта и информационного обеспечения всех направлений и видов геологической деятельности по разностороннему использованию и охране (включая геологические риски) геологической среды. Ожидаемый результат – получение целостных региональных цифровых структурно-литологических моделей осадочной оболочки на государственно-территориальном уровне. Предлагаемый проект является частью концептуального составного проекта, объектом которого должны быть как осадочная оболочка, так и магматические и метаморфические образования, т.е. ожидается разработка цифровой структурно-литолого-петрографической модели земной коры в целом. *Ключевые слова:* осадочная оболочка, осадочные формации, компьютерное моделирование, геоинформационные системы, использование недр, охрана геологической среды.

## Introduction

Existing methods of geological activity information provision in the form of traditional maps of various visual forms and types, as well as various models (including computer ones, claiming 3D reflection) do not satisfy the requirements of modern technological progress in the field of technical activity. To overcome this discrepancy it is necessary to introduce new principles for the structure and matter composition of the Earth crust sedimentary cover reflection in the form of complex multiscale structural-lithological models that can be converted into target formats and provide the basis for multipurpose information provision of human geological activity.

*The object of the work* is a sedimentary shell of the biosphere, structured in the frames of sedimentary geological regions of Ukraine. Selecting an object is defined by the fact of the absolute predominance of sedimentary cover on the earth's surface and in the composition of the Earth crust as a whole, and localization

in it mineral resources vast majority, including energy resources and groundwater, as well as its functional role in terms of underground and surface civil engineering, as well as all the main areas of social life.

The purpose of this publication – presentation of methodological principles, techniques, existing developments and examples of modeling to support a regional digital structural-lithological modeling of sedimentary cover, intended for information supervision of all areas and types of human geological activity\* associated with use and protection of the geological environment:

— With this objective, we have set the following tasks:

- presentation of existing premises, development, global trends and analogies;
- presentation of the methodological framework, methods and opportunities of the digital structural-lithological modeling;
- demonstrations of modeling examples;

\* Geological activity is a set of actions of geological environment (medium) management. Geological management is a set of actions of it's multilateral use and protection, including geoeological hazards (i.e. actions for their mitigation and consequences liquidation).

— designation of the expected results, strategies and principles of the project implementation.

The planned results of the project realization is to obtain a different scale digital structural-lithological models of sedimentary cover of geological regions and their structural elements of various ranks, including promising geological objects, in Ukraine.

### **1. The idea, existing developments, global trends and analogues**

*The idea* is to transform the development of technology and experience in digital structural and lithological models (DSLML) development into regional, zonal and local scales, to develop DSLML for entire volume of sedimentary cover of geological regions with sedimentary filling.

*Prerequisites, existing basis and obligatory conditions for project development.* We consider the following items that define the reality of the problem statement for the conditions of Ukraine (and a majority of developed countries of the world community):

1. The presence of a methodological framework, methods set and computer technologies for DSLML constructing.

2. The presence of the final patterns of formational structure for all sedimentary regions of Ukraine.

3. Sufficient geological study of the territory of Ukraine sedimentary cover.

4. Convincing results of examples of traditional and digital structural-lithological modeling.

Below is a brief explanation of these items.

#### *1. Methodology and methods of structural-lithological modeling*

Methodology and methods of structural-lithological modeling of sedimentary formations – author's elaboration of interdepartmental scientific technical team (basic organization – IGN NAS). The methodology of structural-lithological modeling is based on a joining of traditional formation analysis and copyright principles of sedimentary bodies structuring (using a systems approach) and computer technologies [Хрущев и др., 2010, etc.]. These papers highlight methodological techniques for digital structural-lithological modeling, which are based on the author's development of common approaches for static modeling of sedimentary formations geological objects.

#### *2. Schemes of sedimentary regions formational structure*

For all sedimentary regions of Ukraine there exist schemes of sedimentary cover formational dismemberment.

Below is a list of sedimentary regions with bibliographic attribution of the most famous patterns of formational dismemberment.

Dnieper-Donets depression (DDD): A.E. Lukin [Лукин, 1997] (28 formations are single don't); V.S. Antipov, 1997 and others.

Donets Basin: V.S. Popov (1964), I.A. Maidanovich, A.J. Radziwill [Майданович, Радзивил, 1984] et al.

Ukrainian shield (US): M.D. Elyanov [Эльянов, 1975], A.A. Goyzhevsky [Гойжевський, 1975].

Volyn-Azov plate: M.I. Pavlyuk [Павлюк, Богаец, 1978]; L.G. Tkachuk et al. [Ткачук и др., 1975]; S.S. Kruglov (1988); G.N. Dolenko et al. [Доленко и др., 1984].

Crimea: M.I. Pavlyuk [Павлюк и др., 1973]; S.S. Kruglov et al. [1988]; Geology of the USSR [1969].

Folded Carpathians: S.S. Kruglov et al. (1988) V.N. Utrobin [Утробин, 1977]; L.T. Boychevskaya (1984).

Carpathian foredeep: from one (D.V. Gurzhii [Гуржий, 1975]) to 11 formations (V.N. Utrobin [Утробин, 1977]) are singled out; D.P. Khrushchev revealed two formation (1988).

Transcarpathian depression: M.I. Petrashkevich [Petrashkevich, 1971]; I.V. Venglinskiy, V.A. Goretski [Венглинский, Горецкий, 1979]; D.P. Khrushchev (1988).

Dobruzhea depression: M.I. Pavlyuk, A.T. Bogaets [Павлюк, Богаец, 1978], E.I. Patalakha (2002) and others.

Basic formational nomenclature and principal scheme of formational dismemberment of sedimentary cover for geological regions of Ukraine are listed in the monograph "The geological formations of oil and gas provinces of Ukraine" edited by G.N. Dolenko [Геологические..., 1984].

#### *3. Sufficient geological study of sedimentary cover in Ukraine*

This item needs no comments.

*4. The credibility of the results of traditional and digital structural-lithological modeling at all levels of scale - from regional (small and medium-sized) to the local (large-scale)*



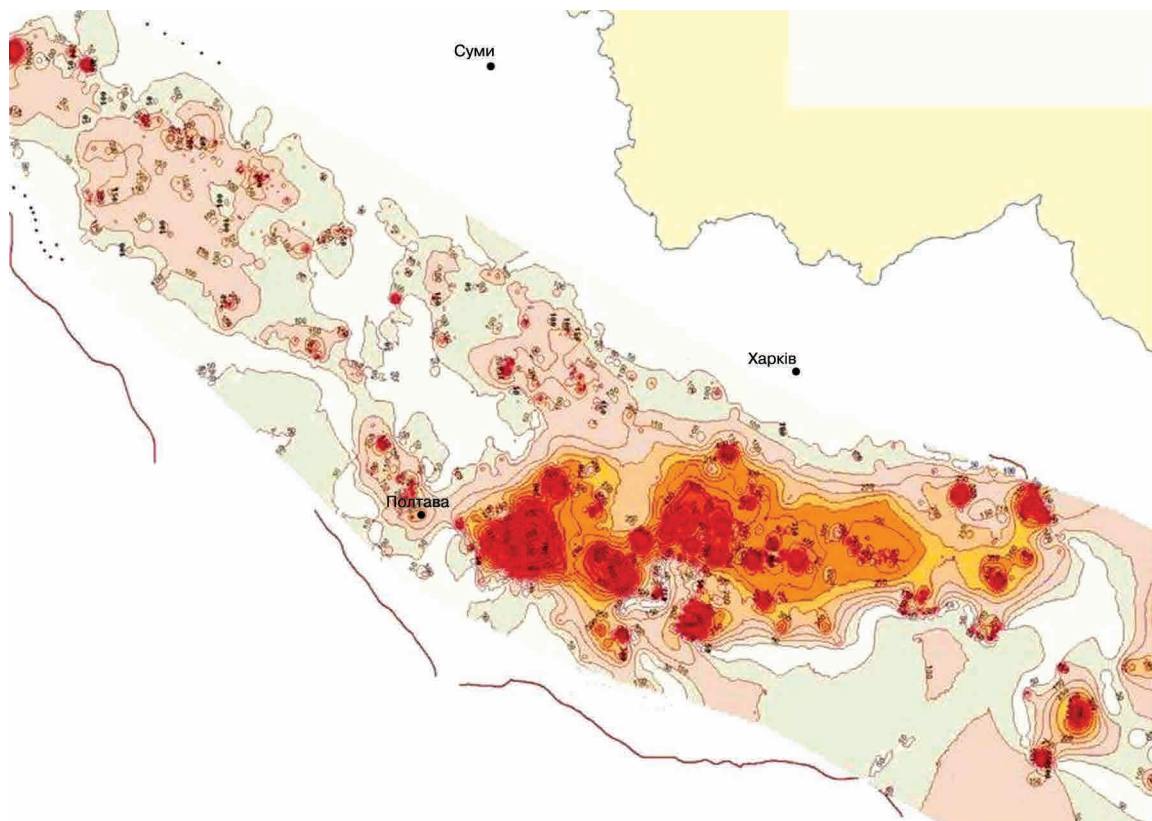
An example of the results of the traditional (two-dimensional) structural-lithological modeling at the regional scale may be structural and lithological model of red-terrigenous Stebnik formation (subformation), Carpathians fore-deep (Khrushchov, 1988). The results obtained allowed to solve of following regional problems: against almost a century debate about the origin of Stebnik suite finally was realized its identification as polyfacial marine formational unit (subformation); the elaboration of cartographic (maps, profiles, block diagrams with reflection of lithofacies and facies spatial location) that allowed a prediction of lithofacies and facies favorable for localization of stratiform copper mineralization. This demand model can easily be digitized if demanded.

Examples of digital structural-lithological regional and zonal (i.e. more or less large part of the region) scales models are already quite a lot. Only within the contractual works of IGN NAS, commissioned by the State Geological Survey – "The Atlas of salt formations of Ukraine" – a series of models have been developed. As their

derivatives have been obtained: the structural-lithological digital maps of salt formations of DDD, Carpathians foredeep, Dobrudzhea depression, and a map of the structural basis for Lower Molassa formation in Carpathians fore-deep, reflecting its blocky structure. An example of the digital map for Kramatorskaya suite thicknesses DDD (executed by A.P. Lobasov on our order) is demonstrated (Fig. 1).

Examples of specialized regional and zonal modeling show structural and lithological maps – derivatives of the digital models of specific structural horizons in DDD, Carpatian foredeep and other regions of Ukraine, having been developed by A.P. Lobasov in the frames of the thematic works (state enterprise "Ukrnaftogaznauka").

Even more impressive are the results of large-scale digital modeling of promising local geological objects. As mentioned above, in the domestic and international practice already there exist many examples of large-scale modeling. In this paper we show examples of our latest developments.



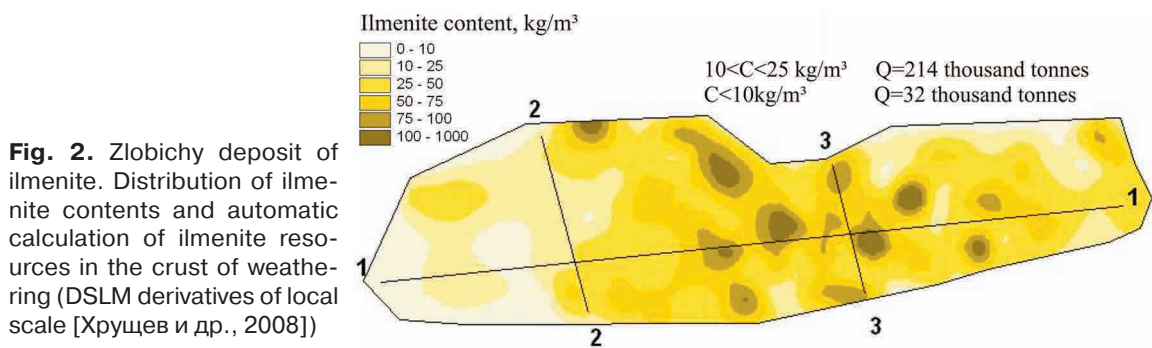
**Fig. 1.** Digital map of Kramatorskaya suit, Lower Permian, Dnieper-Donets depression (the derivative of DSLM, regional scale)

Of course, the models of local geological objects are of target oriented character. By targeting one can single out three principal directions of the geological environment treatment: the use of natural resources; underground construction; geological environment protection (with subordinate directions) [Хрущев и др., 2012].

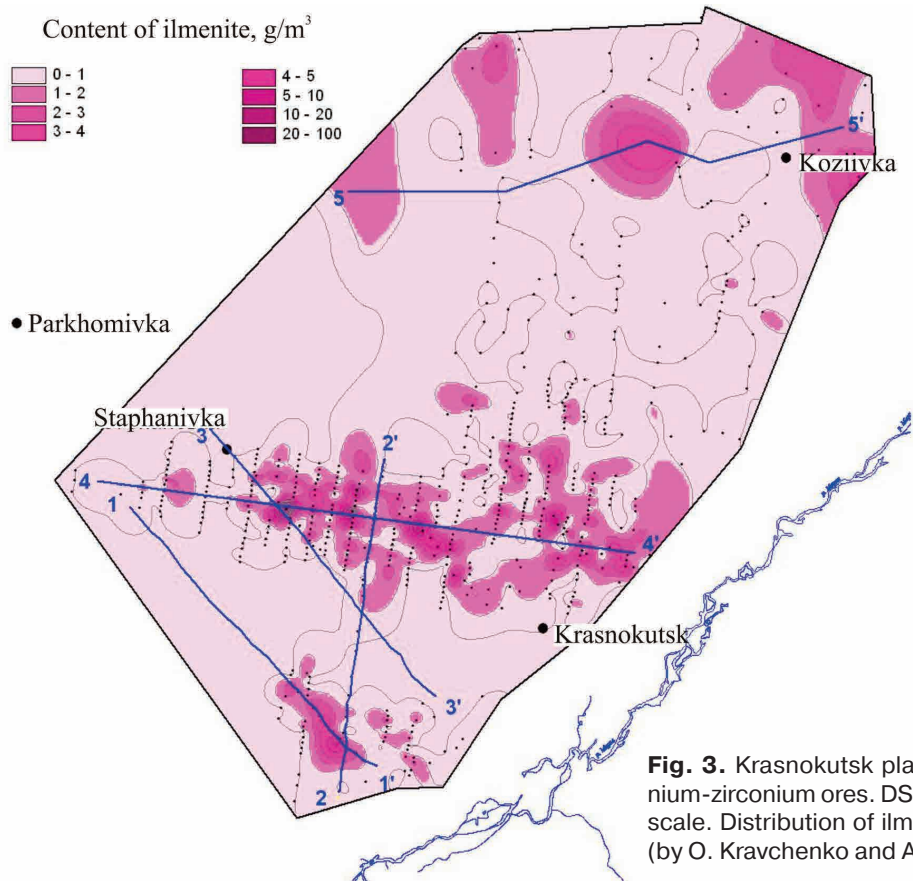
In the area of mineral resources use a number of DSLM promising objects among titanium-zirconium placers and gold bearing formations (alluvial deposits and weathering crust), saline formations (rock and potassium-

magnesium salts) have been developed [Хрущев и др., 2008; Khrushchov et al., 2010, etc.]. Two examples of the typical titanium-zirconium ores placer deposits are shown (Fig. 2, 3).

The DSLM construction helped to solve following the tasks aimed at development of deposits of titanium-zirconium ores: the determining of the spatial distribution of ore bodies (in the volume of the deposit massif), as well as the technological properties of the ore-bearing massif (the content of the clay material, granulometric parameters, unwanted mineral impurities - for example, siderite etc.);



**Fig. 2.** Zlobichy deposit of ilmenite. Distribution of ilmenite contents and automatic calculation of ilmenite resources in the crust of weathering (DSLМ derivatives of local scale [Хрущев и др., 2008])



**Fig. 3.** Krasnokutsk placer deposits of titanium-zirconium ores. DSLM derivative of local scale. Distribution of ilmenite concentrations (by O. Kravchenko and A. Lobasov)

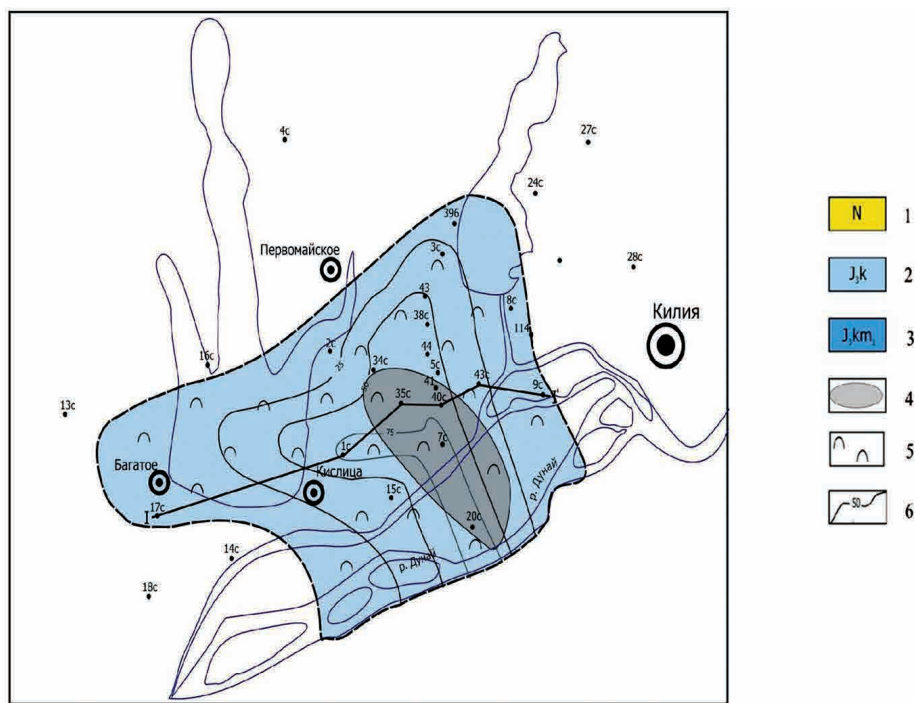
automatic calculation of reserves of ore minerals (ilmenite, zircon, ilmenite conditional etc.) on the defined technological gradations; developing of methods for forecasting and estimation of deposits of the specific geological industrial type in neighboring territories.

In the direction of underground construction (subdirection – construction of underground storage facilities in rock salt) a number of DSLM have been developed for salt massifs of different structural occurrence forms (bedded, diapiric, folded) in several salt bearing regions of Ukraine. Traditional two-dimensional models for diapir structures have been con-

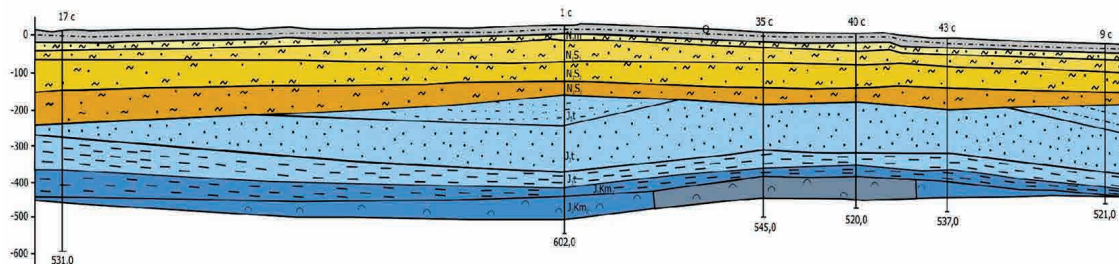
structed, they can be easily converted into digital form by a special author's technique [Чабанович, Хрущев, 2008 et al.].

An example of DSLM derivative (the map and profile) for Izmail area with designated site favorable for underground storage facility location, is shown (Fig. 4).

The modeling provides solution for the following tasks: selection and evaluation of underground storages sites; selection of salt massif volumes, favorable for storage caverns construction; providing a basis for calculating the long-term caverns sustainability and calculation of regulations for caverns construction.



Geological section I-I  
Horizontal scale 1:200 000



**Fig. 4.** The derivative of DSLM for Izmail area with salt massif favorable for underground construction

1 - Neogene system, loam, clay; 2 - Jurassic system Chadyr-Lunga suite, variegated terrigenous formation; 3 - Jurassic system, lower Kimmeridgian, clay, limestone, rock salt; 4 - the area favorable for underground construction; 5 - halite lithofacies complex; 6 - isopachs lines of salt massif. DSLM is developed by A.P. Lobasov on our order in the frames of the contract of the State Geological Service of Ukraine



In the direction of the protection of the geological environment DSLM has been developed to solve complicated ecological-mining-geological problems in areas degraded by salt industry mining activities. The visualizations of DSLM for Solotvyno salt dome (the area of ecological catastrophe occurrence) have been demonstrated. This catastrophe is expressed by deformations of the earth's surface, forming of a huge sinkholes and flood of two rock salt mines with underground cameras of Allergic hospital [Босевська, 2012; Хрущов та ін., 2010]. On the model profile of salt massif lithological types of rocks and functional types of rock salt with favorable (blue color gamut) and unfavorable (red color gamut) physical and mechanical properties are shown (Fig. 5). On the basis of this map the scheme with indicated sites, favorable for mining, was elaborated.

Development of DSLM provides a framework for constructing complex ecological mining-geological model for Solotvino rock salt deposits territory and a prognostic map of geohazards in this area.

*Global trends analogies.* There exist no direct analogues of the proposed direction in the world massif of R&D reports and scientific papers as well as patents. But there exist close general ideas and similar ideological trends "in the air". We have accepted the general idea of the International Geological Correlation Programme of UNESCO on Earth geospheres modeling, the idea of the global geology, global geochemical mapping. Certain ideological analogies in a sense of the total approach comprise: project of entire areal network drilling in Germany (Shneiderhen, 1933); the project of profile drilling in Kryvbas area (by Acad. N.P. Semenenko); the idea of complex geological surveys; finally, examples of formational geological maps (1983).

## **2. Methodology, methods, procedural scheme**

### **2.1. Methodological principles**

*The object* of regional modeling is a sedimentary cover of geological regions with sedimentary formations filling.

The basic object unit of modeling - a geological formation as a major taxonomic element of regional tectonic-formational (by A.E. Lukin, 1997) complexes.

Formation is a historical-genetic association of rocks having been naturally formed in a particular geotectonic structure at a particular stage of its geodynamic development.

*The subject* of regional modeling are structural and qualitative characteristics of the formations (and their subdivisions).

The ultimate *goal* of regional modeling – the development of DSLM for sedimentary cover of geological regions, i.e. their formation complexes filling.

This goal comprises three hierarchical levels of tasks, having different functional content: regional, zonal and local (corresponding to small, medium and large-scale levels) scale. Models at the regional level are mainly of general information character, zonal and local levels are target oriented.

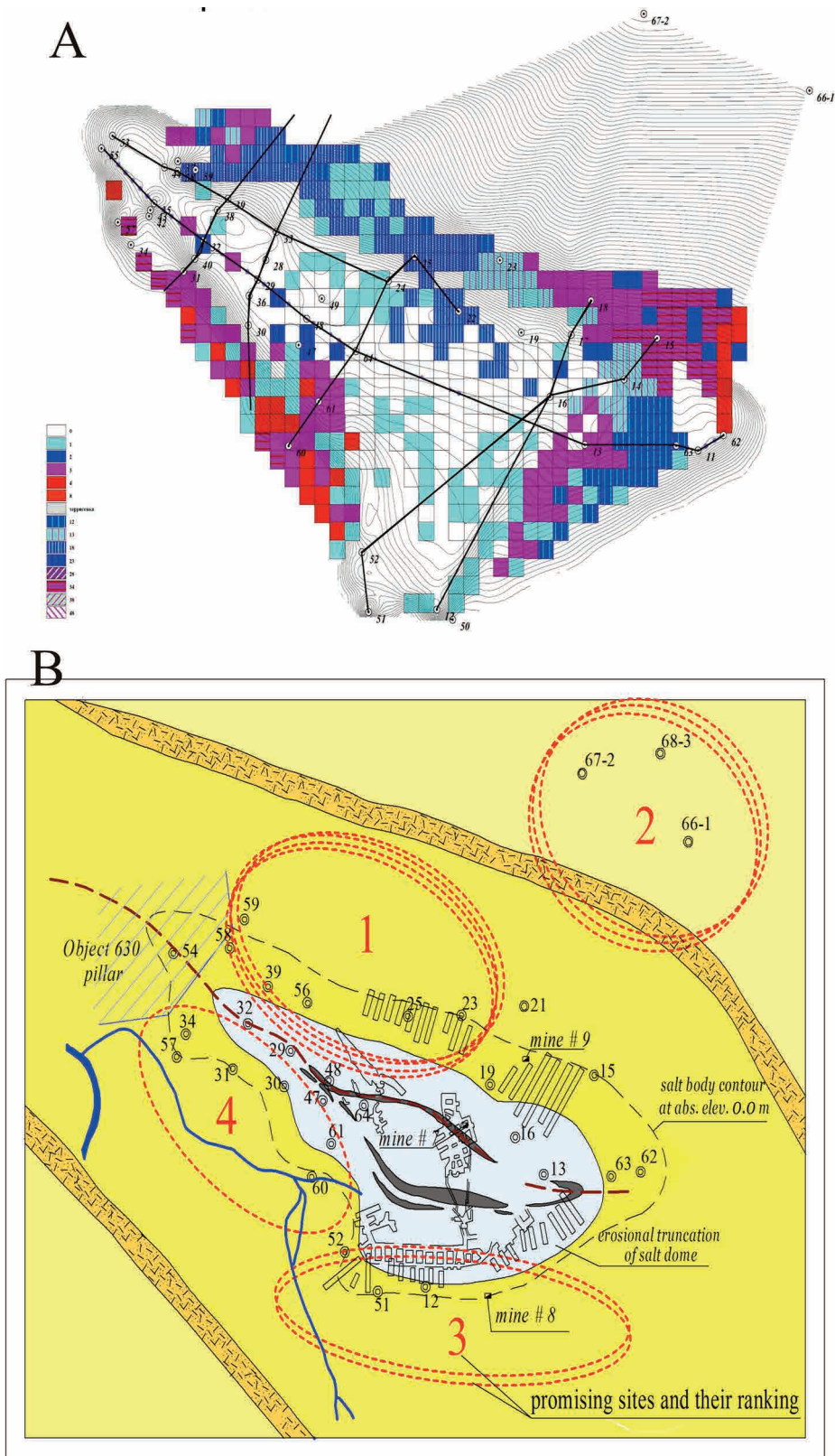
Based on these definitions, methodological principles for regional TSSLM are formulated.

As mentioned above, the methodology of digital structural-lithological modeling is generally based on the combining of three traditional methodological directions: the foundations of classical formation analysis, principles of sedimentary bodies structuring using a systematic approach (in the author's development) and computer technologies in the proper target modification.

Foundations of formation analysis, representing the base of any direction of sedimentary formations studies, and the experience of its application are reflected in the huge number of classical and modern publications in the area of lithology and allied disciplines.

System approach, which is the methodological basis of our designated area of sedimentary formations units modeling, is reflected in studies Y.N. Karagodin, A.D. Armand, A.E. Lukin, V.A. Sadowski, A. Demetrius, Y.A. Kosygin, V.A. Solovyov and others. The structural aspect of formation analysis, which is the basic component of our development, is presented in the writings of D.V. Nalivkin, N.S. Shatsky, N.P. Kheraskov, L.B. Rukhin, A.E. Lukin, Y.N. Karagodin et al.

The principles of mathematical and computer modeling of formational units geological structure and composition are based on the method of variations calculus (V.I. Aronov, A.I. Vistelius, A.M. Volkov, F.A. Greybill, J.K. Griffiths, W. Krambeyn et al.) and spatially static analysis.



**Fig. 5.** A. DSLM visualization for salt body. Slice on the absolute elevation – 50 m. 1:25 000 scale [Босевська, 2012]; B. The scheme of sites, favorable for exploitation (by L. Bosevska)

By definition of Y.N. Karagodin (1985), the objectives of the structural and systemic analysis of geological systems are to define their structural organization, matter composition, functioning, development, origin and interaction with other systems. According to our approach, the basis for modeling has to include the elements of geological objects, that are related to its structural organization and matter composition, as they can serve as a subject to formalization. DSLM are static, i.e. they reflect the state of the object at the moment (meanwhile the genetic, dynamic, and other aspects as are used as auxiliary means for current issues solution). Static aspect displays primarily structural characteristics of the objects, namely the structural properties represent the basis for the model transformation into digital form.

## **2.2. The methodology and procedure of modeling**

Modeling technique is basically based on the target development of general principles for geological objects sedimentary formations static modeling using copyright techniques for database compilation, specialized structuring of geological objects and modified technologies of computer processing.

The procedure for DSLM constructing includes two stages: preparation of the database and the proper modeling.

The database is a factual basis for modeling. It is essentially mapping and is developed in the form of geographic information systems. The database structure is traditional in nature (catalogs, maps, lithological sections and other cartographic materials, cards of lithological sections). Content of lithological sections card has to be modified depending on the formation type. For the lithological characteristics the nomenclature classifiers have to be compiled, the content of which is also determined by the type of formations.

The modeling procedure covers the following milestone tasks: preparation of input data, the development of a structural component of the model, lithological content of structural elements and computer processing.

Computer processing of the raw data bulk produced by the database covers three successive steps: equipment and data entry, computer processing by target largely copyright programs, model operation.

In preparing materials for computer processing primary goal (of research character) is the ascertaining of geological object structure. It is quite difficult to define the structural elements of geological object because methodological techniques differ for different tectonic styles of sedimentary formations - bedded (non dislocated) and weakly dislocated, folded, fold-block and diapiric. Nevertheless methodological techniques to solve these problems of modeling have been worked out [Хрущев и др., 2010, etc.].

Numerical models of structural and lithological parameters are stored in binary form in the structure of cartographic database software package «Geomapping». Input information of the system «Geomapping» is presented in the format shp GIS ArcView.

The resulting computer model, i.e., DSLM, is a virtual three-dimensional multilateral reflection of geological object, containing its structural and qualitative characteristics.

## **3. The program of the projected work**

Estimated range of researches has to be based upon interdepartmental cooperation, integration of geological and related disciplines, duration and multi-phase, multiple tasks and, in general, hi-tech. The program of researches planned is elaborated (Khrushchov, 2013). It includes the schedule (milestones, issues and tasks, terms), main organizations – executors, results expected.

The customer and the owner of the materials obtained should serve the State Service of Geology of Ukraine.

## **Conclusion**

The elaboration of above-cited project, concerning for the present only sedimentary cover, is only a part of planned compound project, which has to comprise both sedimentary cover and “crystalline” formation (i.e. magmatic and metamorphic). The results expected of this entire project has to be obtaining of DSLM for Earth Crust as a whole on regional principle for the territory of Ukraine.

The proposed project is aimed at solving the problem of information provision for all areas of geological activity associated with versatile use and protection of geological environment.



The content of the project includes two levels of national strategic objectives in the field of geological environment management:

the level of state prerogatives in the field of general information provision for geological activity;

the level of state prerogatives in the field of information provision for projects and activities aimed at solving of specific practical issues of the geological environment management (investment projects on the use of the geological environment, state and mixed projects for the protection for geological environment protection, etc.).

The first level corresponds to the priority objectives of the project - the structural-lithological modeling of regional scale, having general information orientation.

The second level - the development of regional DSLM derivatives: models of the zonal and local scale, having a target destination.

The modeling of the first level is designed to provide the information for all geological R&D of regional level - State Geological Survey (primarily 1: 200 000), regional theme target studies, etc.

Modeling of the second level, as the target is aimed at information providing of all target areas of geological activity (target prognostic studies, search, exploration, exploitation of deposit, R&D on the use of geological medium for underground construction, the same – measures for the protection of the geological environment).

Implementing of regional digital structural-lithological modeling as a modern high-technology actually is an innovative advance in the field of information supervision of geological activity. At the same time, the results, having been partially demonstrated in this publication, justify the

realism of the project tasks and plans of ambitious scale.

Expected practical importance of the project results implementing is significant enhancing of the efficiency and reducing of content (and volume) of labor-intensive, material, energy and capital consuming traditional R&D in all areas of the of geological environment management.

The project is long-term (and permanently acting in accordance with the principle of modeling), but the first practical results can be obtained in 2-3 years, that will mean the beginning of self-repayment consequently progressing. This implies the estimate of state budgetary financing. Expenditure funding will be made only in the first years of the project. Targeted basic research with the state budget financing should be conducted throughout the continuation of the project, but its self-repayment, expected in a few years, will consequently to increase due to increased effectiveness of all kinds of geological activity and, accordingly, a manifestation of the direct and indirect effects – economic, environmental, industrial, social.

The project is of a hi-tech character, which should be taken into account in its technical assessment.

Particular attention should be given for the international publicity of the project. Demonstrable progress of information technologies suggests the inevitability of regional geological modeling trends and ideas promoting, sooner or later, in one form or another in the world geosciences institutions. Manifestation of the Ukrainian initiative of this project may be a priority with the appropriate prestigious effect. Therefore, it seems appropriate to ensure international cooperation with the initial stages of its implementation.

## References

1. Босевська Л.П. Структурно-літологічна характеристика соляних діапирів Закарпаття (у зв'язку з проблемами створення підземних сховищ, використання і охорони соляних ресурсів): автореф. дис. ... канд. геол. наук: спец. 04.00.21 «Літологія». Київ, 2012. 24 с.

*Bosevska L.P.*, 2012. Structural and lithological characteristic of salt diapiric Transcarpathia (in relation to problems of underground storages construction, salt resources use and protection): Author. dis. ... Cand. Geol. Sci.: spec. 04.00.21 "Litology". Kyiv, 24 p. (in Ukrainian).

2. Венглинский И.В., Горецкий В.А. Стратотипы миоценовых отложений Воыно-Подольской плиты Предкарпатского и Закарпатского прогибов. Киев: Наукова думка, 1979. 174 с.

*Venglinskiy I.V., Goretskiy V.A.*, 1979. Stratotypes of Miocene in Volyn-Podolia plate, Carpathian and Transcarpathian depresions. Kiev: Naukova Dumka, 174 p. (in Russian).

3. Геологические формации нефтегазоносных провинций Украины / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Галабуда Н.И. и др. Киев: Наукова думка, 1984. 232 с.



Geological formation of oil and gas provinces in Ukraine / *Dolenko G.N., Boychevskaya L.T., Galabuda N.I. et al.* Kiev: Naukova Dumka, 1984, 232 p. (in Russian).

4. *Геология СССР* / гл. ред. акад. А.В. Сидоренко. Москва: Недра, 1969. Т. 8: Крым. Ч. 1. Геологическое описание. 575 с.

*Geology of the USSR, 1969.* (Editor-in-Chief Acad. A.V. Sidorenko). Moscow: Nedra, Vol. 8: Crimea. Part 1. Geological Description, 575 p. (in Russian).

5. *Гойжевский А.А.* Зависимость литологических особенностей и границ распространения мезо-кайнозойских отложений Украинского щита от тектонических движений. В кн.: *Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые.* Киев: Наукова думка, 1975. С. 145-151.

*Goyzhevsky A.A., 1975.* The dependence of lithological characteristics and boundaries of the Meso-Cenozoic deposits of the Ukrainian shield from tectonic movements. In: *Sedimentary and sedimentary-volcanic formations of Ukraine and related minerals.* Kiev: Naukova Dumka, p. 145-151 (in Russian).

6. *Гуржий Д.В.* Неогеновая молассовая формация Предкарпатского прогиба. *Там же.* С. 138-144.

*Gurzhiy D.V.,* Neogene molasse formation of Carpathians foredeep. *Ibid.,* p. 138-144 (in Russian).

7. *Лукин А.Е.* Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. Киев: Наукова думка, 1997. 223 с.

*Lukin A.E., 1997.* Litogeodinamical factors in the oil and gas forming in aulacogene basins. Kiev: Naukova Dumka, 223 p. (in Russian).

8. *Майданович И.А., Радзивилл А.Я.* Особенности тектоники угольных бассейнов Украины. Киев: Наукова думка, 1984. 119 с.

*Maidanovich I.A., Radziwill A.Y., 1984.* Tectonics of features coal basins of Ukraine. Kiev: Naukova Dumka, 119 p. (in Russian).

9. *Павлюк М.И., Богаец А.Т.* Тектоника и формации области сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты. Киев: Наукова думка, 1978. 146 с.

*Pavlyuk M.I., Bogaets A.T., 1978.* Tectonics and formations of the junction area of the East European platform and the Scythian plate. Kiev: Naukova Dumka, 146 p. (in Russian).

10. *Павлюк М.И., Копач И.П., Периляк А.И.* Формационный анализ и геологическая структура Равнинного Крыма: *1 Укр. литол. совещ. «Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые»:* Тез. докл. Киев, 1973. С. 84-86.

*Pavlyuk M.I., Kopacz I.P., Perylyak A.I., 1973.* Formational analysis and geological structure of plain Crimea: *1 Ukr. litol. Symposium "Sedimentary and sedimentary-volcanic formations of Ukraine and related minerals":* Proc. rep. Kiev, p. 84-86 (in Russian).

11. *Петрашкевич М.И.* Геологическое строение Закарпатского внутреннего прогиба. Стратиграфия. Донеогеновые образования. В кн.: *Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат.* Москва: Недра, 1971. С. 219-225. (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 25).

*Petrashkevich M.I., 1971.* Geological structure of the Transcarpathian internal trough. Stratigraphy. Preneogene. In: *Geology and Fuels of Ukrainian Carpathians.* Moscow: Nedra, p. 219-225. (Prec. UkrNIGRI; Iss. 25) (in Russian).

12. *Структурная карта по опорным горизонтам осадочного чехла платформенных территорий СССР* / гл. ред. В.В. Семенович; М-во геологии СССР. Москва: ПГО «Центргеология», 1983.

*Structure map of reference horizons of the sedimentary cover for platform territories of the USSR, 1983.* Ministry of Geology of the USSR (Editor-in-Chief V.V. Semenovich). Moscow: PGO "Tsentrgeologiya" (in Russian).

13. *Тектоника Украины.* Москва: Недра, 1988. 253 с. (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 36).

*Tectonics of the Ukraine, 1988.* Moscow: Nedra, 253 p. (Prec. UkrNIGRI; Iss. 36) (in Russian).

14. *Ткачук Л.Г., Жовинский Э.Я., Литовченко Е.И.* Домезозойские осадочные и осадочно-вулканогенные формации юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. В кн.: *Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые.* Киев: Наукова думка, 1975. С. 3-5.

*Tkachuk L.G., Zhovinsky E.Y., Litovchenko E.I., 1975.* Pre-Mesozoic sedimentary and sedimentary-volcanic formations of south-western margin of the East European Platform. In: *Sedimentary and sedimentary-volcanic formations of Ukraine and related minerals.* Kiev: Naukova Dumka, p. 3-5 (in Russian).

15. *Утробин В.Н.* Глубинные структуры Предкарпатя, Карпат и Закарпатя. В кн.: *Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубиннозалегающих горизонтах Украинских Карпат.* Киев: Наукова думка, 1977. С. 14-63.

*Utrobin V.N., 1977.* Deep structures of Carpathian for deep and Transcarpathia. In: *Justification of directions for oil and gas exploration in deep horizons of Ukrainian Carpathians.* Kiev: Naukova Dumka, p. 14-63 (in Russian).

16. Хрущов Д.П., Босевська Л.П., Костів І.Ю. У чому ж сіль проблеми? Екологічна катастрофа у селі Солотвині. *Надзвичайна ситуація*. 2010. № 12. С. 18-21.

*Khrushchev D.P., Bosevska L.P., Kostiv I.Yu.*, 2010. What is the salt of the problem? Ecological disaster in Solotvino. *Nadzvychna sytuatsia*, № 12, p. 18-21 (in Russian).

17. Хрущев Д.П., Ковальчук М.С., Ремезова Е.А. Компьютерное отображение структуры, состава и состояния осадочных формаций: IV Міжнар. наук. конф. «Екологічна безпека: проблеми і шляхи вирішення»: Зб. наук. ст.: У 2 т. Харків: Райдер, 2008. Т. 1. С. 139-144.

*Khrushchev D.P., Kovalchuk M.S., Remezova E.A.*, 2008. Computer mapping of the structure, composition and state of sedimentary formations: *IV International Scientific Conf. "Ecological safety: the problems Roads Ahead"*: Collected papers: In 2 vol. Kharkiv: Ryder, vol. 1, p. 139-144 (in Russian).

18. Хрущев Д.П., Лобасов А.П., Гейченко М.В., Ремезова Е.А., Босевская Л.П., Кирпач Ю.В., Степанюк А.В. Структурно-литологические модели перспективных осадочных формаций. *Мінер. ресурси України*. 2010. № 4. С. 39-44.

*Khrushchev D.P., Lobasov A.P., Geychenko M.V., Remezova E.A., Bosevskaya L.P., Kyrpach Yu.V., Stepaniuk A.V.*, 2010. Structural-lithological models of promising sedimentary formations. *Mineralny resursy Ukrainy*, № 4, p. 39-44 (in Russian).

19. Хрущев Д.П., Лобасов А.П., Ковальчук М.С. Целевые экспертные системы геологической направленности. *Геол. журн*. 2012. № 2 (339). С. 87-99.

*Khrushchev D.P., Lobasov A.P., Kovalchuk M.S.*, 2012. Targeted expert systems of geological orientation. *Geologichnyy zhurnal*, № 2 (339), p. 87-99 (in Russian).

20. Чабанович Л.Б., Хрущев Д.П. Научно-технические основы сооружения и эксплуатации подземных хранилищ в каменной соли. Киев: Варта, 2008. 304 с.

*Chabanovich L.B., Khrushchev D.P.*, 2008. Scientific and technical basis for the construction and operation of underground storage facilities in rock salt. Kiev: Varta, 304 p. (in Russian).

21. Эльянов М.Д. Мощность и объем осадочных отложений Украинского щита. В кн.: *Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые*. Киев: Наукова думка, 1975. С. 75-82.

*Elyanov M.D.*, 1975. The sickness and volume of Ukrainian Shield sediments. In: *Sedimentary and sedimentary-volcanic formations of Ukraine and related minerals*. Kiev: Naukova Dumka, p. 75-82 (in Russian).

22. Хрущов Д.П., Лобасов О.П., Ковальчук М.С. Digital structural-lithological models of sedimentary formations: a tool of informational-analytical supervision for exploitation and protection of mineral resources and geological environment: *Abstracts of International Conference "GeoDarmstadt 2010 - Geosciences Secure the Future"*. Darmstadt, Germany, 2010. Vol. 68. P. 306-307.

*Khrushchov D.P., Lobasov O.P., Kovalchuk M.S.*, 2010. Digital structural-lithological models of sedimentary formations: a tool of informational-analytical supervision for exploitation and protection of mineral resources and geological environment: *Abstracts of International Conference "GeoDarmstadt 2010 - Geosciences Secure the Future"*. Darmstadt, Germany, vol. 68, p. 306-307 (in English).

Received  
March 11, 2015

## ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ПРОГНОЗУВАННЯ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

**М.І. Євдощук<sup>1</sup>, Н.В. Сіра<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru  
Доктор геологічних наук, завідувач відділом.

<sup>2</sup> ДП НАК «Надра України» «Укрнаукагеоцентр», Полтава, Україна, E-mail: natasp@meta.ua  
Завідувач лабораторії.

Встановлена залежність між вмістом у складі водорозчинних газів азоту й етану, між змінами у процесі розробки їх концентрацій у складі вільних газів та геологічними особливостями газоконденсатних родовищ. Підтверджена ефективність графоаналітичної дослідно-промислової методики ранньої діагностики початку обводнення з використанням азоту як основного геохімічного індикатора та етану як допоміжного.

*Ключові слова:* геохімічний індикатор, азот, етан, водорозчинні гази, фільтраційно-ємнісні властивості, обводнення, графоаналітична методика.

## GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL PREREQUISITES INUNDATION PREDICTION OF GAS-CONDENSATE FIELDS

**M.I. Yevdoshchuk<sup>1</sup>, N.V. Sira<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru  
Doctor of geological sciences, chief department.

<sup>2</sup> SE NAC «Nadra Ukrayiny» «Ukrnaukageotsentr», Poltava, Ukraine, E-mail: natasp@meta.ua  
Head of the Laboratory.

Authors derive correlation between the content of nitrogen and ethane in water-soluble gases, changes of their concentrations in the content of free gases in the process of development, and geological peculiarities of gas-condensate fields. The authors prove practicability of application of the pilot graph-analytic method of control over early in undation, using nitrogen as the main indicator and ethane as additional one.

*Key words:* geochemical indicator, nitrogen, ethane, water-soluble gases, reservoir porosity and permeability, inundation, graph-analytic method.

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

**Н.И. Евдощук<sup>1</sup>, Н.В. Сирая<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru  
Доктор геологічних наук, завідувач відділом.

<sup>2</sup> ГП НАК «Надра України» «Укрнаукагеоцентр», Полтава, Україна, E-mail: natasp@meta.ua  
Завідувач лабораторією.

Установлены зависимости между содержанием в составе водорастворимых газов азота и этана, между изменениями в процессе разработки их концентраций в составе свободных газов и геологическими особенностями газоконденсатных месторождений. Подтверждена эффективность графоаналитической опытно-промышленной методики ранней диагностики начала обводнения с использованием азота как основного геохимического индикатора и этана как вспомогательного.

**Ключевые слова:** геохимический индикатор, азот, этан, водорастворенные газы, фильтрационно-емкостные свойства, обводнение, графоаналитическая методика.

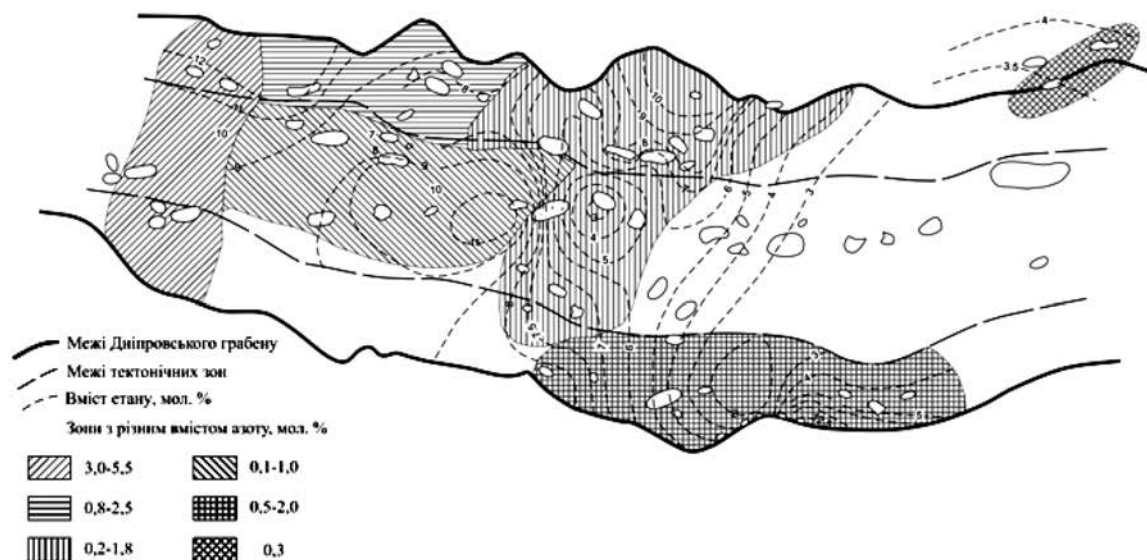
### Вступ

Газоконденсатні родовища (ГКР) Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) дуже різноманітні за фазовим станом (рідкі, газоподібні), складом і властивостями пластових систем, що обумовлено складною історією геологічного розвитку регіону і формуванням вуглеводневих покладів.

Незалежно від територіальної і глибини належності газоконденсатних покладів основним компонентом пластових газів є метан, концентрація якого коливається від 60 до 90%. Окрім нього, природні гази ДДЗ містять значну кількість газоподібних гомологів метану (етан-пропан-бутанова фракція). Етан за своїм вмістом посідає друге місце. Проведений аналіз складу пластових газів значної кількості ГКР, поклади яких знаходяться у найбільш перспективному нині у верхньовізейсько-серпуховському продуктивному комплексі ДДЗ, дозволяє зробити висновок про те, що практично всі

ГКР регіону, крім деяких покладів південно-східної частини, є кондиційними для отримання етану (понад 3%). Найвищі його концентрації, від 8-9 до 12-13%, відмічені в покладах верхньовізейсько-серпуховського продуктивного комплексу (Артюхівське, Харківцівське, Західно-Солохівське родовища). По площі поширення у верхньовізейсько-серпуховських відкладах вміст етану у газі змінюється дуже нерівномірно, однак спостерігається тенденція збільшення його концентрації від центра до бортів западини і з південного сходу на північний захід (рис. 1).

У напрямку регіонального підйому пластів у північній і південній прибортових зонах ДДЗ вміст етану не зменшується, що є, як згадано вище, відображенням диференціації газоподібних компонентів у процесі вертикальної і латеральної міграції, а помітно збільшується (відповідно від 10 до 12% і від 3 до 6%).



**Рис. 1.** Поширення етану й азоту в пластових газах верхньовізейсько-серпуховського комплексу ДДЗ

**Fig. 1.** Ethane and Nitrogene distribution in formation gases of Upper Visean-Serpukhovian complex of rocks within DDD



Одночасно у депресійних зонах (Харківське, Комишнянське родовища), де продуктивні верхньовізейські пласти занурені на 5000-5500 м і глибше, концентрація етану становить 10–11%.

Також пластові системи містять у своєму складі такі основні неуглеводневі компоненти, як діоксид вуглецю, гелій та азот.

### **Постановка проблеми**

Значна кількість досліджень процесу обводнення газоконденсатних покладів стосується прогнозу переміщення контурів водогазоносності під час розробки родовищ. Основним, в більшості випадків, є контроль за динамікою кількісного та якісного складу газів і рідин, які виносяться на поверхню, та порівняння параметрів початкового «фону» системи з поточними параметрами, що отримані під час експлуатації з метою з'ясування причин їх зміни.

Гідрохімічні дослідження є найбільш ефективними, адже є простими для застосування, оперативними та достатньо надійними при використанні на родовищах різного типу. Однак значення деяких геохімічних індикаторів, зокрема для прогнозування обводнення, ще не повністю розкриті. Але ж чим раніше буде зафіксовано початок і характер обводнення покладу, тим швидше можна визначити необхідні заходи для регулювання просування пластових вод і запобігти виходу свердловини з експлуатаційного фонду, що на сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі України є дуже важливим.

### **Аналіз попередніх досліджень**

Дослідження розповсюдження вуглеводневих і неуглеводневих компонентів у складі водорозчинних газів та вільних газів газоконденсатних покладів у зіставленні з геологічними особливостями будови родовищ дозволили виявити певні закономірності у зміні їх концентрацій [Лесюк та ін., 2000]. Було встановлено, що зі збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів газу газоконденсатних родовищ насичуються гомологами метану, а концентрація його зменшується. У компонентному складі газів змінюються кількісні співвідношення азоту і вуглеводнів по площі родовища. У межах одного і того ж нафтогазоносного басейну до його окраїн приурочені більш

азотисті гази. Характеристику покладу визначають й інші неуглеводневі компоненти в газах осадових порід, такі як гелій, діоксид вуглецю (CO<sub>2</sub>), сірководень, водень. Їх підвищена концентрація, окрім того, може свідчити про присутність води в інтервалі досліджень [Коротаев, 1980]. Тобто дані про компонентний склад газів дають цінну інформацію не лише про тип і стан покладів, а також є важливими для прогнозу змін властивостей і складу газів у процесі розробки вуглеводневих покладів.

Дослідження геологічної будови палеозойських відкладів ДДЗ та детальний аналіз компонентного складу водорозчинних газів і закономірностей їх розподілу на площах, як віддалених від відомих покладів нафти і газу, так і ореольних показників, на різних відстанях від контурів нафтогазоносності покладів, дозволили встановити зменшення концентрацій метану і важких вуглеводнів та збільшення процентного вмісту азоту в складі водорозчинних газів при віддаленні від контуру нафтогазоносності і навпаки [Гарасимчук, 2003; Колодій та ін., 2007; Терещенко, 2010]. При цьому гомологи метану з меншими коефіцієнтами дифузії, ніж метану у процесі дифузії відстають від метану та їх концентрації знижуються швидше. З віддаленням від контуру газоносності на 800 м концентрація метану знижується у 8 разів, а концентрація етану – в 60 разів [Терещенко, 2010]. Помічено також, що зі збільшенням глибини залягання відкладів у водорозчинних газах вміст азоту збільшується, а метану – зменшується [Гарасимчук, 2004].

Також досліджувався характер взаємодії покладів вуглеводнів з регіональним фоном газонасичених підземних вод у процесі розробки. Так, на Шебелинському ГКР спостерігається дифузне розсіювання вуглеводневих компонентів із покладу в законтурні води і перехід азоту й інертних газів із пластових вод у поклад у зонах зниження пластового тиску. У той же час питання взаємозв'язку між геологічною будовою, складом водорозчинних та вільних газів газоконденсатних покладів з метою прогнозування початку обводнення залишається недостатньо дослідженим.

Аналіз попередніх досліджень показав, що вивченню газової складової ГКР приділяється велика увага. Проте подальше до-

слідження її компонентів в якості індикаторів прогнозу обводнення є актуальним науковим і практичним завданням, особливо якщо газоконденсатні поклади сформовані та знаходяться в різних геолого-геохімічних умовах.

### Результати досліджень

Для території ДДЗ характерні гази з низьким вмістом азоту, його концентрації змінюються досить різноманітно у межах кожного нафтогазоносного регіону. Встановлено, що азот майже завжди знаходиться в покладах, його вміст коливається в межах від слідів до 7,5%, причому важко виявити закономірності зміни його вмісту по латералі. В північній прибортовій зоні в межах верхньовізейського-серпуховського продуктивного комплексу простежується тенденція збільшення концентрації азоту з південного сходу на північний захід; в межах центральної зони – протилежна закономірність. Концентрація азоту в нижньокам'яновугільних відкладах прибортових зон вища, ніж у центрі.

З глибиною вміст азоту в газах зменшується, що найбільш показово для центральної частини грабена. Для відкладів нижньокам'яновугільної системи вміст азоту характеризується близькими величинами (біля 1,20%) (табл. 1).

Оскільки порода, нафта і газ утворюють разом з водою єдину систему, складові якої поєднані між собою багатосторонніми зв'язками, встановлено, що підземні води мають значний вплив на формування, збереження і руйнування покладів нафти і газу.

У ДДЗ усі виявлені на сьогодні поклади нафти і газу контактують з водами хлоридного типу, які приурочені тільки до зони уповільненого водообміну, що охоплює водоносні комплекси нижньопермських, кам'яновугільних і девонських відкладів. Це води високої мінералізації, метаморфізовані, безсульфатні чи слабосульфатні, з підвищеним вмістом мікрокомпонентів.

Для газів, які розчинені у цих водах, відмічені найбільш високі концентрації водорозчинного газу (4-7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), тиски насичення (до 70-100 МПа), коефіцієнти газонасиченості підземних вод часто досягають граничних значень (до 1,0). Ці гази містять значну кількість вуглеводнів, включаючи і важкі. Вміст метану в них не менше 85%, гомологів метану – понад 1%, азоту – не більше 10-15%. Зона цих вуглеводневих водорозчинних газів поширена на глибинах 1,5-4-6 км і є неоднорідною за рядом показників: вмістом гомологів метану, азоту і загальною газонасиченістю [Терещенко, 2010].

З метою виявлення закономірностей між вмістом азоту та етану у складі водорозчинних газів, між змінами їх вмісту у складі вільних газів у процесі розробки та геологічними особливостями покладів проаналізована значна кількість проб газу ряду свердловин Харківцівського, Макарцівського, Гадяцького, Семиренківського та інших ГКР ДДЗ, які розкрили верхньовізейські та серпуховські продуктивні відклади з подібними фільтраційно-ємнісними властивостями порід і схожим складом пластових вод. Узагальнені дані наведені в табл. 2.

Проведений аналіз складу і властивостей водоносних комплексів у зіставленні з

**Таблиця 1.** Зміни вмісту азоту в пластових газах ГКР ДДЗ

**Table 1.** Change of Nitrogen content in formation gases of gas-condensate fields within DDD

Геологічний вік		Середній вміст компонентів, %				
		Північний борт	Північна прибортова зона	Центральна зона	Південна прибортова зона	ДДЗ
Ранньо-кам'яновугільний	Серпуховський	1,20	1,10	1,10	1,88	1,19
	Візейський	1,50	1,43	0,48	1,57	1,20
	Турнейський	0,40	1,90	0,40	0,90	1,10

**Таблиця 2.** Узагальнюючі дані з основних контролюючих параметрів під час обводнення свердловин

**Table 2.** Summary data on the major controlling parameters collected during wells water influx

Свердловина	Горизонт	Фільтраційно-ємнісні властивості порід			Вміст у газах (середні значення), % об.						N <sub>2</sub> (віл.газ)		C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (віл.газ)		Тиск насичення (P <sub>г</sub> /P <sub>пл</sub> )	Газонасиченість, см <sup>3</sup> /л		
					вільних				водорозчинних		N <sub>2</sub> (ВРГ)		C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (ВРГ)					
		Відкрита пористість, %	Газопрооникність, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	K <sub>п</sub> %	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		N <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	N <sub>2</sub>	до початкового	до розробки			до початкового	до розробки
						початковий	розробка	початковий	розробка									
1*	В-18	10,2	14,6	80	68,5	13	11	1,6	1,5	81,4	2,5	1,9	0,84	0,8	5,2	4,4	0,1	373
2*	С-4	11,3	7,3	78	87,0	6,1	6,5	0,5	1,9	85,5	5,2	18,9	0,03	0,1	1,2	1,3	>1	3656
3*	В-16	12,0	5,4	86	86,1	5,9	6,1	1,0	1,7	89,4	4,4	9,2	0,11	0,2	1,3	1,4	>1	3037
4*	В-19	9,0	3,9	86	86,0	7,3	7,9	0,2	0,8	77,5	2,5	15,5	0,01	0,1	2,9	3,2	0,9	-

Примітка: 1\* – Сарська-22, безводна експлуатація; 2\* – Макарцівська-33, призупинене обводнення; 3\* – Гадяцька-487, обводнена; 4\* – Семиренківська-4, обводнена.

даними про склад і фільтраційно-ємнісні властивості вуглеводневих колекторів та їх газової фази підтвердив, що низька газонасиченість водоносних порід (373 см<sup>3</sup>/л) на Сарській ділянці Харківцівського родовища не сприяє обводненню продуктивних покладів, а низький вміст азоту у складі водорозчинних газів свідчить про значну віддаленість основних об'ємів пластових вод від контуру нафтогазоносності. Це також підтверджує і зменшення концентрацій азоту та етану у складі газу сепарації в процесі розробки.

У той же час встановлено, що при наявності у відкладах потужних пластів водонасичених порід, які характеризуються високими значеннями тисків насичення (P<sub>г</sub>/P<sub>пл</sub> – 0,9->1) та газонасиченістю (3037-3656 см<sup>3</sup>/л), азот, який міститься у складі водорозчинного газу, навіть в невисокій концентрації – 9,2-18,9%, із зниженням пластового тиску у процесі розробки може виділятися з нього і збагачувати неуглеводневу складову вільного газу та «інформувати» про наближення пластової води до свердловини. Таке збільшення вмісту азоту з

наступним підвищенням концентрацій етану в газі спостерігалось за 8 місяців до обводнення свердловини Гадяцького ГКР і за 24 місяці – свердловини Семиренківського ГКР.

На основі наших експериментальних і аналітичних досліджень зв'язків між вмістом неуглеводневого компоненту – азоту та вуглеводневого – етану і вибітним тиском у свердловині встановлена можливість використання азоту як основного індикатора та етану як допоміжного для обґрунтування і розробки графоаналітичної дослідно-промислової методики контролю за початком обводнення газоконденсатних покладів [Сіра та ін., 2014]. Для цього за даними стандартних досліджень на експлуатаційній свердловині з відібраних проб газу хроматографічно визначають вміст азоту й етану (табл. 3). На основі отриманих даних будують графік залежності відносних концентрацій азоту й етану від відносних значень вибітного тиску (табл. 4).

Отримані за певний період експлуатації свердловини дані обробляють, приймаючи за одиницю мінімальну початкову концентрацію азоту й етану в газі та відповідний

**Таблиця 3.** Значення концентрацій азоту, етану та відповідного вибійного тиску**Table 3.** Bottom hole pressure, Nitrogen and Ethane concentration

Точки контролю	Концентрація азоту в газі, %	Концентрація етану в газі, %	Вибійний тиск, МПа
1	1,796	6,558	48,44
2	1,858	6,401	37,67
3	1,878	6,201	30,29
4	1,972	6,230	24,40
5	2,099	6,448	17,90
6	2,124	6,706	13,43
7	2,145	6,942	12,60

**Таблиця 4.** Розраховані відносні значення концентрацій азоту, етану та вибійного тиску**Table 4.** Calculated relative concentration of Nitrogen, Ethane and bottom hole pressure

Точки контролю	Відносна концентрація азоту в газі, відн. од.	Відносна концентрація етану в газі, відн. од.	Відносний вибійний тиск, відн. од.
1	1,00	1,00	1,00
2	1,03	0,98	0,78
3	1,05	0,95	0,63
4	1,10	0,95	0,50
5	1,17	0,98	0,37
6	1,18	1,02	0,28
7	1,19	1,06	0,26

цим концентраціям максимальний тиск на вибої. Усі інші концентрації азоту й етану ділять на початкову, а тиски – на початковий (максимальний) вибійний тиск. Наступним кроком є побудова кривих змін відносних одиниць у часі. Початок обводнення експлуатаційної свердловини визначає точка перетину цих кривих (рис. 2, 3).

Запропоновану методику прогнозування обводнення газоконденсатних покладів геохімічними індикаторами було застосовано під час дослідження ряду свердловин родовища Штурмове північно-західного шельфу Чорного моря, а також Гадяцького, Семиренківського, Зайцівського, Макарцівського ГKR ДДЗ.

Контроль за вмістом азоту та етану у газі сепарації з використанням вищезгаданої

методики дозволив передбачити початок обводнення на свердловині Макарцівського ГKR за 7 місяців до появи пластової води у продукції свердловини. Завдяки такій ранній діагностиці початку просування пластових вод до свердловини Макарцівського ГKR своєчасне реагування (зміна діаметра штуцера і зменшення темпів відбору продукції) призупинило обводнення пласта і відновило видобувні характеристики свердловини.

#### Висновки

На підставі дослідження розподілу азоту й етану у складі пластових систем і використання їх в якості індикаторів початку обводнення газоконденсатних родовищ у межах нижньокам'яновугільних відкладів ДДЗ та особливостей змін їх концентрацій у про-



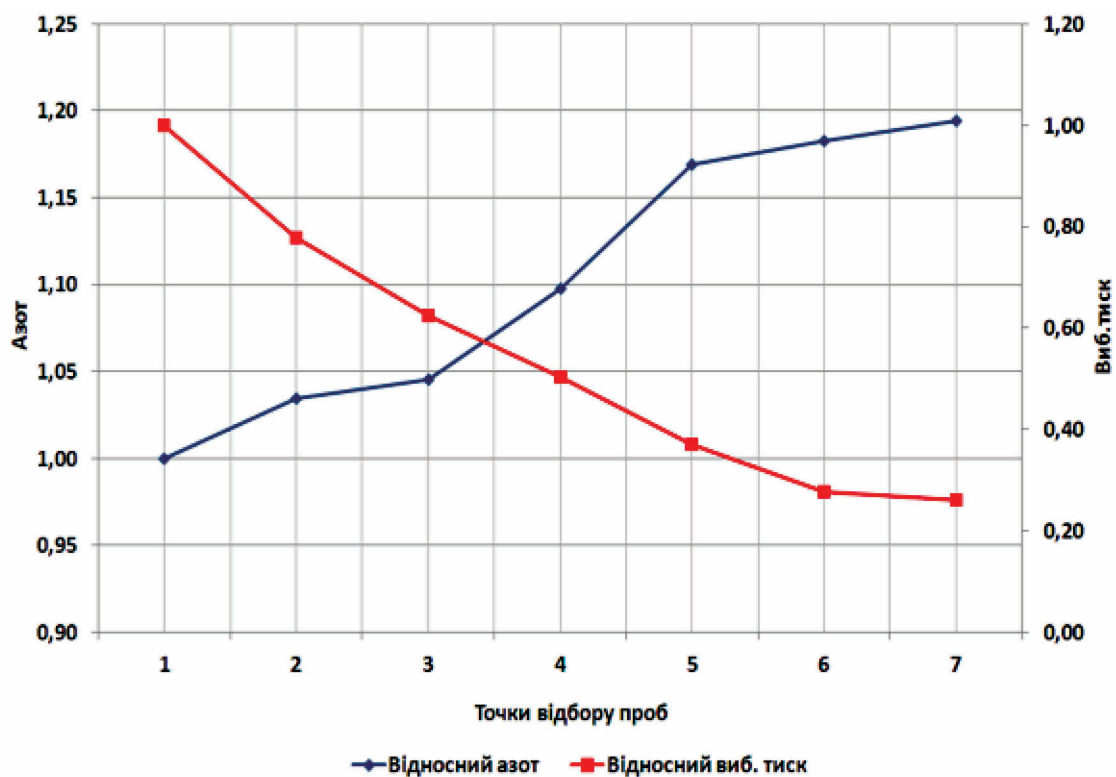


Рис. 2. Графік змін відносних одиниць вмісту азоту у складі газу та вибійного тиску свердловини у часі  
 Fig. 2. Diagram of Nitrogen content and bottom hole pressure change in time measured in relative units

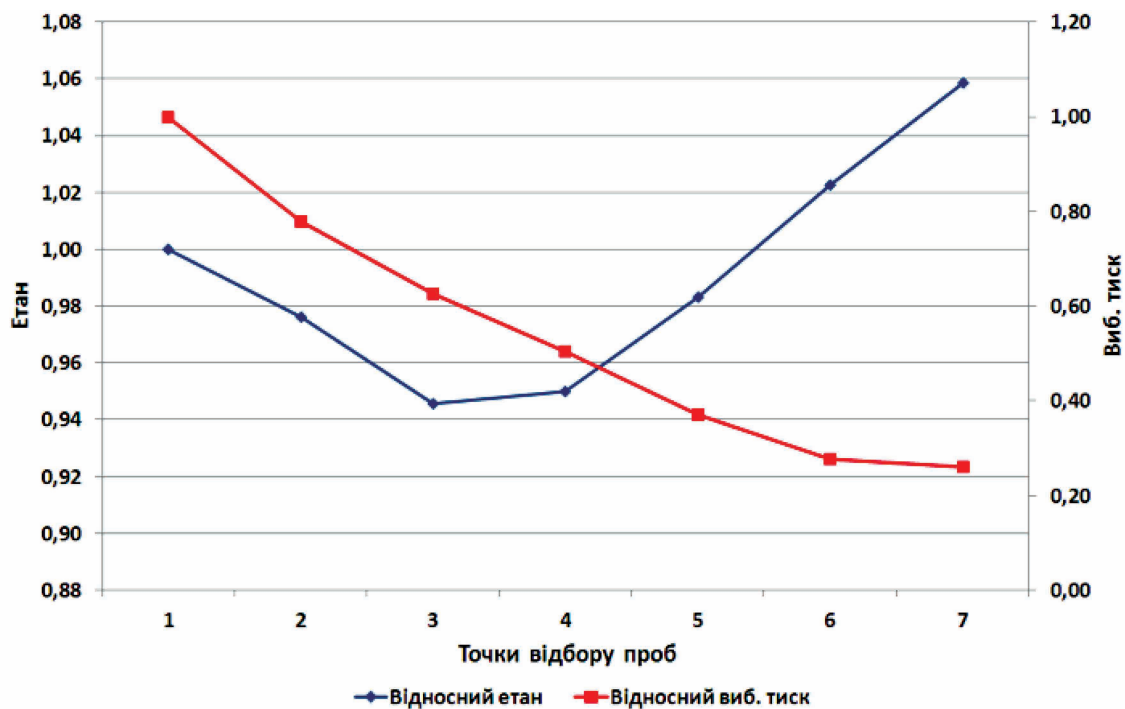


Рис. 3. Графік змін відносних одиниць вмісту етану у складі газу та вибійного тиску свердловини у часі  
 Fig. 3. Diagram of Ethane content and bottom hole pressure change in time measured in relative units

цесі розробки було встановлено аналітичні зв'язки між їх вмістом у складі природних газів та визначено механізм контролю за обводненням. Комплексне застосування графоаналітичної дослідно-промислової методики прогнозу початку обводнення з використанням азоту разом з етаном як геохімічних індикаторів у поєднанні з промисловими даними та досконалим знанням

геологічних особливостей досліджуваних газоконденсатних об'єктів дозволяє передбачити наближення пластової води до вибою експлуатаційної свердловини набагато раніше, ніж інші методи, що надає можливість вчасно вжити відповідних технологічних заходів видобування вуглеводнів і запобігти передчасному виходу свердловини з експлуатаційного фонду.

## Список літератури / References

1. Гарасимчук В.Ю. Гідрогеологічні умови південно-східної частини Передкарпатської нафтогазоносною області: автореф. дис. ... канд. геол. наук. Львів, 2004. 17 с.

*Garasymchuk V.Ju.*, 2004. Hydrogeological conditions of southeast part of Precarpathian petroleum region. Dr geol. sci, dis. Lviv, 17 p. (in Ukrainian).

2. Гарасимчук В.Ю. Водорозчинні та вільні гази південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2003. № 1. С. 60.

*Garasymchuk V.Ju.*, 2003. Water-soluble and free gases in southeast part of the outer zone of the Carpathian foredeep. *Geologija i geohimija gorjuchyh kopalyn*, № 1, p. 60 (in Ukrainian).

3. Колодій В., Медвідь Г., Спринський М., Гарасимчук В., Паньків Р., Величко Н., Добущак М. Гідрогеологія нафтових і газових родовищ Карпатської нафтогазоносною провінції. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2007. № 1. С. 60.

*Kolodij V., Medvid' G., Spryns'kyj M., Garasymchuk V., Pan'kiv R., Velychko N., Dobushhak M.*, 2007. Hydrogeology of oil and gas fields of Carpathian petroleum province. *Geologija i geohimija gorjuchyh kopalyn*, № 1, p. 60 (in Ukrainian).

4. Коротаяев Ю. П. Эксплуатация газовых месторождений. Москва: Недра, 1980. 415 с.

*Korotaev Ju.P.*, 1980. Exploitation of gas fields. Moscow: Nedra, 415 p. (in Russian).

5. Лесюк І.Т., Багнюк М.М., Філяс Ю.Г., Закономірності фізико-хімічних властивостей вуглеводневих флюїдів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2000. № 1. С. 55-59.

*Lesjuk I.T., Bagnjuk M.M., Filjas Ju.G.*, 2000. Consistent pattern of physicochemical properties of hydrocarbon fluids in Dnieper-Donets basin fields. *Geologija i geohimija gorjuchyh kopalyn*, № 1, p. 55-59 (in Ukrainian).

6. Сіра Н.В., Євдошук М.І., Зезекало І.Г. Аналітичні і експериментальні дослідження властивостей азоту як геохімічного індикатора прогнозу обводнення газоконденсатних покладів. *Science Rise*. 2014. Vol. 2 (2). С. 105-110.

*Sira N.V., Yevdoshchuk M.I., Zezekalo I.G.*, 2014. Analytic and experimental investigation of nitrogen properties as geochemical indicator for forecasting gas-condensate deposits inundation. *Science Rise*, vol. 2 (2), p. 105-110 (in Ukrainian).

7. Терещенко В.А. Водорастворенные газы палеозоя Днепровско-Донецкой впадины. *Вісн. Харків. нац. ун. ім. В.Н. Каразіна*. 2010. № 924. С. 89-98.

*Tereshhenko V.A.*, 2010. Water-soluble gases of Paleozoic in Dnieper-Donets basin. *Visnyk Harkiv-s'kogo Natsional'nogo Universytetu im. V.N. Karazina*, № 924, p. 89-98 (in Russian).

Стаття надійшла  
16.03.2015

## ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ

**І.Д. Багрій<sup>1</sup>, Н.В. Вергельська<sup>2</sup>, А.М. Кришталь<sup>3</sup>**

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

<sup>1</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна.  
Доктор геологічних наук, завідувач відділом.*

<sup>2</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: vnata09@meta.ua  
Кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник.*

<sup>3</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: annakry0109@gmail.com  
Геолог I категорії.*

Наведені спільні й відмінні характеристики традиційних і нетрадиційних вуглеводневих ресурсів та синхронізовані визначення їх основних видів за українською та англійською термінологіями. Визначені головні пошуково-прогнозні критерії та ознаки основних видів нетрадиційних вуглеводневих ресурсів. Окреслені основні завдання для вирішення проблеми використання значного ресурсного потенціалу нетрадиційних вуглеводневих джерел України.

*Ключові слова:* нафта, газ сланцевих товщ, метан вугільних пластів, щільні пісковики, газ центральнобасейнового типу.

## GEOLOGICAL CRITERIAS FOR PROGNOSIS AND EVALUATIAN OF UNTRADITIONAL HYDROCARBONS RESOURCES

**I.D. Bagriy<sup>1</sup>, N.V. Vergelska<sup>2</sup>, A.M. Kryshstal<sup>3</sup>**

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

<sup>1</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine.  
Doctor of geological sciences, chief department.*

<sup>2</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: vnata09@meta.ua  
Candidate of geological sciences, senior research worker.*

<sup>3</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine,  
E-mail: annakry0109@gmail.com.  
Geologist of the first category.*

The article presents common and distinctive characteristics of conventional and unconventional hydrocarbon resources and synchronized de- terminations their main types in Ukrainian and English terminology. The major prospecting-prognosis criteria and features of the unconventional hydrocarbons resources main types were defined. The world experience in prospecting and extraction of unconventional hydrocarbons was analyzed. The main tasks in solution the problem of use Ukrainian unconventional hydrocarbon sources significant resources potential were defined.

*Key words:* oil, shale gas, coal bed methane, tight sands, basin-central gas.

# ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

И.Д. Багрый<sup>1</sup>, Н.В. Вергельская<sup>2</sup>, А.Н. Кришталь<sup>3</sup>

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

<sup>1</sup> *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина.*

*Доктор геологических наук, заведующий отделом.*

<sup>2</sup> *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина,*

*E-mail: vnata09@meta.ua*

*Кандидат геологических наук, старший научный сотрудник.*

<sup>3</sup> *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина,*

*E-mail: annakry0109@gmail.com*

*Геолог I категории.*

Приведены общие и отличительные характеристики традиционных и нетрадиционных углеводородных ресурсов, синхронизированы определения их основных типов по украинской и английской терминологиям. Определены главные поисково-прогнозные критерии и признаки основных типов нетрадиционных углеводородных ресурсов. Намечены основные задания для решения проблемы использования значительного ресурсного потенциала нетрадиционных углеводородных источников Украины.

*Ключевые слова:* нефть, газ сланцевых толщ, метан угольных месторождений, плотные песчаники, газ центральнобассейнового типа.

## Вступ

Проблема пошуку, розвідки та видобування нафти й газу з нетрадиційних джерел (порід вугленосних товщ, сланців, ущільнених пісковиків, кристалічних комплексів і масивів) сьогодні є дуже актуальною, вона обговорюється в академічному науковому середовищі та фахівцями (а часто й не тільки ними) нафтогазової галузі. Але якщо на Північно-Американському континенті вже розпочато повномасштабне видобування нафти й газу з нетрадиційних джерел, то в інших регіонах світу, зокрема в Україні, освоєння такого типу нетрадиційних запасів вуглеводнів (ВВ) перебуває на початковій стадії.

Необхідність дослідження та встановлення геологічних особливостей пошуку, розвідки та видобування нафти й газу з нетрадиційних джерел зумовлена передусім нагальною потребою забезпечення України власними енергоресурсами з використанням досвіду досягнення успіху США та інших країн у цій сфері.

Початок проведення пошукових робіт і буріння свердловин для виявлення покладів газу в нетрадиційних колекторах на

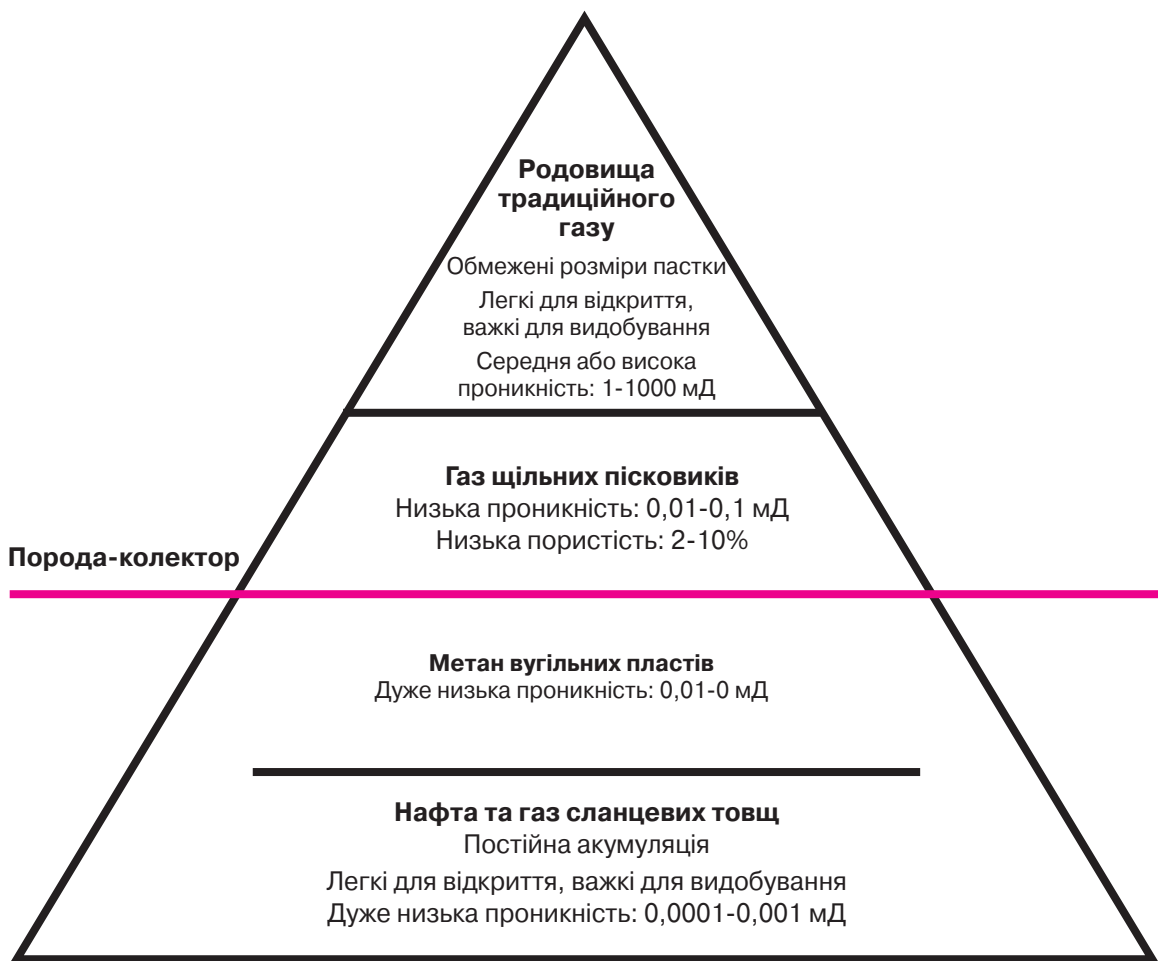
Юзівській та Олеській пошукових площах з не до кінця вирішеними проблемами екологічного характеру й відсутністю позитивних результатів пошукових робіт у Польщі, яка активно розвиває цей напрям робіт (з 24 свердловин, в яких виконано гідророзрив пласта, жодна не перебуває в промисловій експлуатації), а також в Україні (на Юзівській ліцензійній площі з ущільнених пісковиків не отримано промислового дебіту газу) свідчить про необхідність активного та цілеспрямованого вивчення територій поширення нетрадиційних скупчень ВВ в Україні, спираючись на світовий досвід.

Аналізуючи досвід зарубіжних країн щодо вивчення та освоєння нетрадиційних резервуарів, варто зазначити, що на сьогодні виділяють такі основні види нетрадиційних вуглеводневих ресурсів (рис. 1), видобуток яких на промислому рівні нині проводиться передусім у США та Канаді:

1. Нафта й газ сланцевих товщ (англ. shale oil та shale gas).

2. Газ метан вугільних пластів (англ. coal bed methane).





**Рис. 1.** Основні види нетрадиційних вуглеводневих ресурсів

**Fig. 1.** Major types of unconventional hydrocarbon resources

3. Бітумінозні, нафтові піски (англ. oil sands, oil-bearing sands, bituminous sands).

4. Нафта з горючих сланців (англ. oil shale).

5. Газ щільних пісковиків:

а) газ центральнобасейнового типу (англ. basin-central gas);

б) газ щільних пісковиків (англ. tight sands gas).

### Результати досліджень

Геологічні умови розміщення нетрадиційних скупчень газу так званого неконвекційного газу, на відміну від традиційного (конвекційного) газу, можна охарактеризувати як скупчення природного газу, які містяться в породах з низькою проникністю.

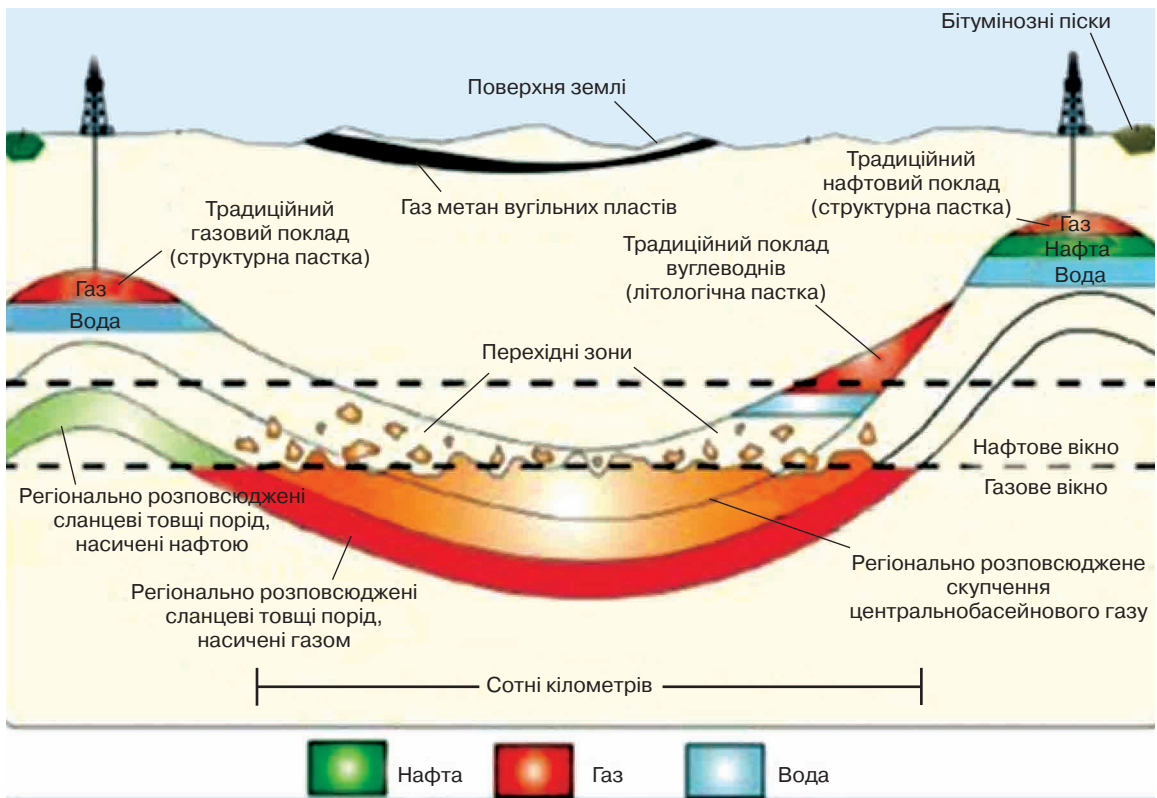
Резервуари нетрадиційного газу мають як спільні характеристики, так і суттєво від-

мінні. Основні спільні характеристики, що характеризують усі типи нетрадиційних ВВ – скупчення газу, поширені регіонально. Наявність газу не асоціюється з геологічними пастками – структурними, стратиграфічними та літологічними (рис. 2):

– бідні петрофізичні властивості, які змінюються в широкому діапазоні в межах товщі (пористість і проникність);

– буріння горизонтальної свердловини та застосування в горизонтальній свердловині багатоступінчастого гідророзриву пласта, а також інших складних технологій видобування (кар’єрний метод видобування, внутрішньопластовий свердловинний метод видобування).

Основні відмінні характеристики, які характеризують усі типи нетрадиційних ВВ, такі:



**Рис. 2.** Основні форми залягання вуглеводнів у надрах

**Fig. 2.** Major forms of hydrocarbon bedding

– сланцеві породи, вугілля та горючі сланці є материнською породою, що здатна генерувати ВВ, оскільки може накопичувати та захоронювати в необхідній кількості органічну речовину (рис. 3).

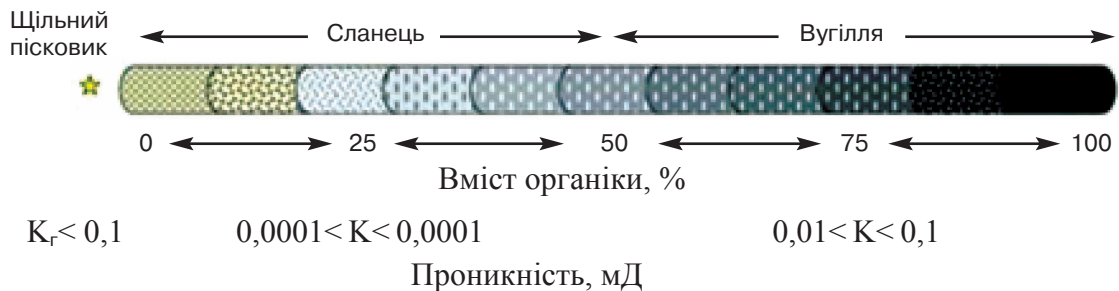
Діапазон зміни проникності різних типів порід:

– щільні пісковики, нафтові та бітумінозні піски є породами-колекторами, в які ВВ мігрували після генерування термічно зрілою материнською породою та зазнали вторин-

них змін як колекторських властивостей, так і фазового стану флюїдів;

– ВВ в материнській породі перебувають у вільному (природні мікропори й мікротріщини) та адсорбованому органічною речовиною стані, а у щільних пісковиках, нафтових та бітумінозних пісковиках – у вільному стані.

Досвід видобування ВВ в американських сланцевих басейнах показує, що кожне родовище потребує індивідуального наукового підходу. Адже воно має цілковито



**Рис. 3.** Діапазон зміни вмісту органічної речовини різних типів порід

**Fig. 3.** Range of organic matter content change in different types of rocks

унікальні геологічні особливості, характеристики експлуатації, а також істотно різні проблеми видобування. До останнього часу використовувалася класифікація порід, за якою порода не вважалася колектором, якщо її проникність була менше ніж 0,1 мД, а пористість теригенних порід менше 6%. Наразі при технічному прогресі видобувної галузі колекторами вважаються породи, які мають проникність менше 0,001 мД.

Пошукові роботи на нафту й газ нетрадиційних колекторів у світовій практиці визначили новий підхід до пошуку перспективних ділянок. Виявлення в осадовому чохла товщ, які б могли генерувати ВВ, проводять за кількісними критеріями, а саме:

- наявністю глинистих товщ з вмістом сапропелевої або гумусової органічної речовини;

- підвищеним вмістом органічної речовини понад 1,5–2% при потужності не менше 10 м;

- достатньою для генерації ВВ термальною зрілістю порід, яка визначається за показником відбиття вітриніту при  $R^0$  від 0,8 до 1,2. Також під час спостереження за керогеном на шліфі в прямому світлі визначається колір спор і пилку (*palyno-morphes*), за зміною кольору можна встановити ступінь термальної зрілості відкладів. Індекс теплових змін є показником, починаючи від 1 до 7, що охоплює всі рівні зрілості, з незрілих до органічного метаморфізму:

- у складі породи кількість глинистих матеріалів не має перевищувати 50%;

- відношення перспективних відкладів до відновлювальної геохімічної фації.

Результати дослідження науковців НАН України [Лукин, 2011] показали, що серед чинників газонакопичення в щільних породах, насамперед чорних сланцях, головним є явище нерівномірної гідрофобізації (як у результаті генерації керогеном бітумоїдів, так і внаслідок присутності сингенетичної вугільної й бітумної органіки). Саме вона ініціює процеси капілярного усмоктування метану з різних джерел (катагенетична генерація його керогеном, водорозчинний метан підземних вод, струмінна міграція з великих глибин). Це дає можливість не тільки зрозуміти причину феномену вказаної невідповідності, але й припустити нові,

надійніші критерії пошуків і розвідки сланцевого, центральобасейнового, а також вугільного газу. Крім того, у світлі концепції природного капілярного насоса з накачування газу в гідрофобні нано- та мікропористі породні середовища є підстави розглядати їх як нетрадиційні ресурси, що відновлюються.

Геолого-економічне обґрунтування доцільності проведення пошуково-розвідувальних робіт передбачає аргументоване доведення наявності в надрах досліджуваної території сприятливих умов для формування скупчень ВВ, зокрема, в резервуарах нетрадиційного типу. Сучасна теорія і практика геологічного прогнозу перспектив пошуку ВВ заснована на аналізі геологічних передумов (сукупність сприятливих ознак і критеріїв) нафтогазоносності, що залежать від умов формування та розташування їх скупчень у земній корі.

Критерії оцінки нафтогазоносності – це ознаки нафтогазоносності, на основі яких визначають можливу нафтогазоносність геологічних об'єктів за ступенем їх перспективності [Маєвський, 2004]. При цьому виділяють групи загальних, необхідних та достатніх критеріїв. У цілому, критерій повинен відповідати вимозі необхідності, а комплекс критеріїв – вимозі достатності, направленості на вирішення завдань та відповідності масштабу прогнозованого об'єкта [Євдошук, 1997].

Критерієм оцінки кожного типу нетрадиційного природного вуглеводневого ресурсу є комплекс характерних тільки для цього типу ознак, які залежать насамперед від умов утворення та міцності зв'язку природних газів з породою (вільний газ, адсорбований, абсорбований).

До загальних критеріїв прогнозування перспектив пошуку та видобування нетрадиційних вуглеводневих ресурсів належать фаціально-літологічні, структурно-тектонічні, гідрогеологічні, геохімічні, термобаричні та економічні.

Для групи *необхідних критеріїв* оцінки перспективності як традиційних вуглеводневих покладів, так і нетрадиційних передусім повинні існувати сприятливі геологічні умови для формування окремих типів вуглеводневих ресурсів: джерело формування,

колектор, покривка, структура або вуглеводневоміщуючі товщі з промислово значущими параметрами, міграція, акумуляція і консервація скупчень вуглеводневих флюїдів, запаси яких мають забезпечувати їх екологічнобезпечну та рентабельну розробку.

*Достатні критерії* утворення різних типів вуглеводневих скупчень існують у вигляді комплексів для кожного типу окремо. За різними геологічними умовами формування кожного типу нетрадиційних скупчень ВВ поєднання критеріїв у комплексах істотно різні і мають ймовірний характер. Тільки сприятливе поєднання комплексу критеріїв, які відповідають принципу достатності, забезпечує формування вуглеводневого ресурсу.

Реальність формування окремих типів нетрадиційних скупчень ВВ повинна забезпечуватись унікальним поєднанням усіх головних факторів у конкретних геологічних умовах: генераційних, фаціально-літологічних, структуроформуючих, міграції, акумуляції та консервації.

Важливу роль тут відіграє часова відповідність необхідних, а також достатніх критеріїв при домінуючому значенні одного чи кількох з них.

За приклад комплексу достатніх критеріїв можна взяти поєднання відповідності періоду відносної стабільності, генерації, формування структур, міграції та акумуляції флюїдів, перевищення кількості вуглеводневих флюїдів, що надходять, над диспергуючими.

У практиці прогнозування та виявлення нетрадиційних вуглеводневих об'єктів важливого значення набувають геофізичні критерії, серед яких найголовніші такі:

- наявність кондиційних структурних карт по підшві та покривлі продуктивної товщі або конформних їм відбиваючих горизонтів;

- надійне відбиття та трасування в плані екрануючих елементів (ідентифікація від профілю до профілю, взаємоузгодженість інтерпретації у межах моделі);

- прогноз наявності колекторів та їх розповсюдження за методами прогнозування геологічного розрізу, фаціального, літологічного, геоморфологічного, палеотектонічного, сейсмостратиграфічного аналізів;

- створення сейсмічного образу перспективного об'єкта за допомогою сейсмічного моделювання та даних ГДС;

- дійсність стратиграфічної прив'язки відбиваючих границь.

Поряд з геолого-геофізичними критеріями важливе значення має встановлення економічних критеріїв у виділених типах нетрадиційних вуглеводневих ресурсів. Виявлення цих критеріїв, як і геолого-геофізичних, спрямоване на забезпечення прийняття рішень при визначенні оптимального варіанту напряму геологорозвідувальних робіт та наступної ефективної й екологічно безпечної розробки розвіданих запасів ВВ нетрадиційних типів.

Основними геолого-економічними показниками є кількість запасів ВВ у зоні пошуково-розвідувальних робіт, якість запасів (шкідливі домішки), глибина залягання запасів, місцеві та екологічні ризики вивчення і освоєння запасів, близькість газо-, нафтокондесатопроводів, наявність споживачів (особливо на місцеві потреби), а також облаштованість території.

Очевидно, що прогнозовані і виявлені типи нетрадиційних скупчень ВВ відрізняються одне від одного як за геолого-геофізичними, так і за економічними показниками. Кожен з цих типів має свої капітальні вклади, собівартість продукції та величину передбачуваного прибутку. Природно, що за цих умов при розгляді та аналізі техніко-економічних показників, якими характеризуються нетрадиційні вуглеводневі скупчення, що порівнюються, і варіанти їх освоєння, питання правильного вибору та прийняття однозначного рішення є досить складними.

Одним із шляхів вирішення проблеми прогнозування, пошуку та оцінки нетрадиційного вуглеводневого ресурсу є використання системи критеріїв, характерних тільки для цього типу вуглеводневого ресурсу. При виявленні, прогнозуванні та оцінці нетрадиційного типу вуглеводневих покладів у системі критеріїв можуть поряд з економічними входити і неекономічні – наприклад, ступінь екологічного ризику.

Показовість і надійність цих критеріїв, їх зв'язок з фактичною нафтогазоносністю та теоретичною моделлю формування окре-



мих типів нетрадиційних ресурсів ВВ нами перевірені за результатами аналізу фактичного геолого-промислового матеріалу, отриманого при проведенні пошуково-розвідувальних робіт у Східному нафтогазоносному регіоні. При цьому були враховані результати досліджень вітчизняних науковців [Нетрадиційні..., 2013] та досвід провідних іноземних компаній [Болгарія..., 2012; Наумко та ін., 2012; Atlas..., 1993; Books..., 2010; Masters, 1979; Modern..., 2009]. В результаті проведених нами досліджень встановлені основні геолого-геофізичні та економіко-екологічні критерії виявлення та оцінки перспектив промислового видобування нетрадиційних вуглеводневих ресурсів: сланцевого газу та сланцевої нафти, метану вугільних товщ, газу ущільнених порід центральнобасейнового типу, які подані в таблиці.

На підставі наведеного варто зазначити, що формування нетрадиційних вуглеводневих скупчень обумовлюється реалізацією всіх загальних, необхідних і достатніх критеріїв, певною локалізацією по площі і розрізу групи структуроформуючих і нафтогазогеологічних факторів та їх поєднанням.

Для визначення напрямів та послідовності проведення геолого-прогнозних робіт з метою оцінки нетрадиційних вуглеводневих ресурсів спочатку необхідно виконати спеціалізовані геологічні дослідження для районування території осадових відкладів фанерозою з виділенням перспективних літолого-стратиграфічних комплексів порід, тектонічних структур і площ для пошуків і підготовки їх до промислового освоєння.

## **Висновки**

Враховуючи необхідність зростання видобування природного газу в Україні, актуальною проблемою є комплексне вивчення нафтогазоносних територій, насамперед нетрадиційних вуглеводневих покладів.

Для відкриття покладів *сланцевого газу* основним об'єктом досліджень варто вважати алевроліто-аргілітові тріщинуваті та сланцюваті-аргілітові типи порід, товщі яких розміщені в нафтогазопродуктивному розрізі й поділяють поверхи нафтогазоносності.

За аналогією з поширенням *центрально-*

*нобасейнового* газу в нафтогазоносних басейнах Північної Америки в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області відкриття покладів такого типу можна очікувати у відкладах з термальною зрілістю не нижче МК<sub>1-2</sub>, тобто в ГЗН або ГЗГ (головні зони нафто- та газотворення).

Геологічні запаси *сорбованого у вугіллі газу та вільний газ у малопроникних пісковиках і сланцях міжвугільних товщ* Донбасу потребують довивчення для комплексної оцінки метаноносності та газовіддачі вуглепородних товщ на технічно можливу глибину розкриття для подальшого переведення їх у видобувні. Зважаючи на наявність геологічних умов для вертикальних потоків з мантії («газових колон») або зі зруйнованих інверсією вуглеводневих покладів, зон підвищеної тріщинуватості та відсутність надійних гідро- і газоекранів, можна прогнозувати поширення всередині кам'яновугільних товщ Донбасу покладів ВВ різних типів і в різних резервуарах.

Загалом, на основі сингенетичності геологічних умов формування нетрадиційних джерел ВВ у Дніпровсько-Донецькій западині величина їх потенційних ресурсів має значно перевищувати загальну оцінку традиційних ресурсів по западині, яка становить 6,8 трлн м<sup>3</sup> газу.

Дослідження історії та результатів геологопошукових і видобувних робіт як у світі, так і в Україні дає можливість визначити основні завдання для вирішення проблеми використання значного ресурсного потенціалу нетрадиційних ВВ:

- збір, узагальнення й аналіз даних світових ресурсів ВВ, пов'язаних з нетрадиційними покладами і резервуарами їх накопичення й збереження: геологічна будова басейнів та окремих родовищ, їх склад, літологічні особливості порід, технології розробки;

- геологічний і літолого-стратиграфічний аналіз потенційних структур і товщ;

- аналіз матеріалів буріння й геофізичних досліджень свердловин у межах цих структур;

- вивчення речовинного складу, петрофізичних, петрографічних, мінералогічних особливостей, їх систематизація та типізація як можливих газомісних об'єктів;

## Exploration – prognosing criterias and indicators for estimation prospects of unconventional hydrocarbon resources

Сланцевий газ та сланцева нафта	Метан вугленосних товщ	Ущільнені породи центральнобасейнового типу
<ul style="list-style-type: none"> <li>– наявність суцільної, неперервної за літологічним складом товщі осадово-глинистих, алевро-пирито-піщано-глинистих та карбонатно-глинистих порід на стадії мезокатагенезу з вмістом органічної речовини &gt;2%;</li> <li>– підвищені значення інтенсивності теплового потоку надр;</li> <li>– вміст глинистості та гідролюдистості складових не перевищує 50%, вміст кварцової складової забезпечує достатню крихкість порід для штучного їх розущільнення;</li> <li>– наявність самосформованого газу (вільного, сорбованого, розчиненого);</li> <li>– термальна зрілість порід від нижньої МК<sub>2</sub> (R°-0,80) до середньої частини АК<sub>2</sub> (R°-3,0);</li> <li>– фільтраційно-емісійні властивості порід-резервуарів: пористість &gt;2-3%, проникність &gt;0,01мД;</li> <li>– наявність епігенетичної та тектонічної тріщинуватості;</li> <li>– ознаки газопроявів у свердловинах під час розкриття газонасних пластів у розрізі сланцевої товщі;</li> <li>– за результатами геофізичних досліджень свердловин встановлено підвищені значення електричного опору газонасних продуктивних пластів відносно аналогів, але водонасичених порід в інших інтервалах або свердловинах, підвищені значення радіоактивності;</li> <li>– сумарна товщина продуктивного інтервалу &gt;30 м;</li> <li>– глибина залягання продуктивної товщі – до 4500 м;</li> <li>– достатня гідрогеологічна закритість надр;</li> <li>– ресурси газу &gt;300 млрд м<sup>3</sup>, нафти &gt; 10 млн т;</li> <li>– щільність запасів &gt;300 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газу;</li> <li>– площа оціночної ділянки &gt;500 км<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– наявність вугільних пластів і вміщуючих порід, в яких внаслідок біохімічних і фізичних процесів перетворення (вуглефікації) рослинного матеріалу продукується газова суміш, в тому числі з глибинних джерел;</li> <li>– наявність покладів малорухомих газів всередині вугленосної товщі, техногенних покладів газів у зонах видобування вугілля із вугленосної товщі, вуглеводневих газів підземної дегазації та провітрюваних шахт;</li> <li>– вільний газ покладів у структурних і комбінованих пастьках резервних, шахтних полів та ділянок, які розвідуються;</li> <li>– газ метан, який утримується у вільному (10%), сорбованому (88%) та розчиненому (2%) станах;</li> <li>– ступінь перетворення вугілля та газів в залежності від термодинамічних умов: катагенез МК<sub>1</sub>-АК<sub>1</sub> (вугілля від марки Г до марки Т);</li> <li>– метаносність (газонасність) вугільної товщі &gt;7 м<sup>3</sup>/т сухої беззольної маси – в залежності від структурних умов та глибини залягання;</li> <li>– склад та фізико-хімічні властивості порід: відсоткове значення вітриніту, фюзиніту, лейптиніту, семивітриніту;</li> <li>– сорбційні та колекторські властивості: крихкість та ендогенна і техногенна тріщинуватість, пористість &gt;4-7 %, газопроникність &gt;0,1 мД;</li> <li>– глибина залягання вугільних пластів – &gt;500 м;</li> <li>– наявність і потужність газонепроникних відкладів;</li> <li>– гідрогеологічні умови залягання: мінералізація пластових вод не повинна перевищувати гранично допустимих концентрацій, які вимагають спеціальних засобів демінералізації;</li> <li>– загальні ресурси газу &gt;10 млрд м<sup>3</sup> з щільністю запасів &gt;150 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;</li> <li>– якість газової суміші: вміст вуглеводнів &gt;60%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– наявність ущільнених порід всіх генетичних типів відкладів ліноподинних або пошарових форм та умов міграції і глибинної дегазації в залежності від їх сучасного структурно-тектонічного положення в нафтогазоносному басейні, представлених вторинно зміненими пісковиками та алевролітами з різноманітними текстурними і структурними особливостями;</li> <li>– термальна зрілість порід від 0,7% R° до 1,3% R° (від верхів зони МК<sub>2</sub> до низів зони МК<sub>5</sub>);</li> <li>– фільтраційно-емісійні властивості порід: пористість &gt;3%, проникність &gt;0,005 мД;</li> <li>– сумарна товщина продуктивної товщі сягає понад 500 м;</li> <li>– глибина залягання – до 6000 м;</li> <li>– газ, розповсюджений в зоні ускладненого водообміну з характерною маловодністю продуктивної товщі і відсутністю традиційних газоводяних контактів;</li> <li>– екрани скупчень здебільшого не пов'язані з літолого-стратиграфічними границями, а обумовлені капілярними силами;</li> <li>– поверхня розповсюдження центральнобасейнового газу визначається гіпсометрією поверхні АВПТ або АНПТ;</li> <li>– тектонічні умови формування ресурсів газу центральнобасейнового типу визначаються наявністю зон тріщинотворення поблизу тектонічних порушень та ділянок із зміною кутів залягання порід;</li> <li>– локалізовані сумарні ресурси газу &gt;30 млрд м<sup>3</sup>;</li> <li>– щільність запасів газу &gt;150 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;</li> <li>– площа оціночної ділянки &gt;250 км<sup>2</sup>;</li> <li>– екологічно безпечні умови розвідки та видобування</li> </ul>

- вивчення форми знаходження ВВ, їх компонентного складу, ізотопії;
- аналіз можливостей геофізичних методів, зокрема 3D моделювання, для попередньої оцінки потенційного значення нетрадиційних джерел ВВ;
- створення геолого-геохімічної моделі формування покладів нетрадиційних ВВ;
- розробка наукових засад оцінки ресурсів і запасів нетрадиційних ВВ;
- геолого-економічна оцінка доцільності використання нетрадиційних вуглеводневих покладів;
- виявлення, підготовка та еколого-економічна оцінка першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт.

## Список літератури / References

1. Болгария вслед за Хорватией откажется от российского газа. 2012. [Електронний ресурс]. <http://korrespondent.net/business/economics/1236825-bolgariya-vsled-za-horvatiej-otkazhetsya-ot-rossijskogo-gaza>

*Bulgaria after Croatia will refuse of the Russian gas, 2012. Available at: <http://korrespondent.net/business/economics/1236825-bolgariya-vsled-za-horvatiej-otkazhetsya-ot-rossijskogo-gaza> (in Russian).*

2. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. Київ: Наукова думка, 1997. 277 с.

*Yevdoshchuk M., 1997. Resources provision of hydrocarbons extraction in Ukraine at the expense of small deposits. Kyiv: Naukova Dumka, 277 p. (in Ukrainian).*

3. Наумко І.М., Куровець І.М., Куровець С.С., Сахно Б.Е., Чепусенко П.С. Леткі компоненти флюїдних включень у мінералах і закритих пор порід перспективно сланцевогазоносних комплексів палеозою Волино-Поділля. *Доп. НАН України*. 2013. № 11. С. 116–123.

*Naumko I., Kurovets I., Kurovets S, Sahno B, Chepusenko P., 2013. Volatile components of fluid inclusions in minerals and rock closed pores of the promising gas shale Paleozoic complexes of the Volyno-Podillya. Dopovidі NAN Ukrainy, № 11, p. 116–123 (in Ukrainian).*

4. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. *Доп. НАН України*. 2011. № 3. С. 114–123.

*Lukin A., 2011. About gas nature and prospects of low-permeability rocks of Earth sedimentary*

*shell. Viznachayuchi v Ukrainі velikезні потенційні можливості нетрадиційних вуглеводневих ресурсів різних геолого-промислових типів, виявлення та розробка їх промислових запасів суттєво доповнить обсяги внутрішнього видобування цієї енергетичної сировини. Оскільки в Україні відсутній досвід промислового освоєння нетрадиційних вуглеводневих запасів, методичні прийоми оцінки перспектив виявлення і пошуково-прогнознi критерії створюють основу для визначення напрямів пошуково-розвідувальних робіт і подальших досліджень з їх удосконалення та розширення на підставі досвіду практичного застосування.*

*shell. Dopovidі NAN Ukrainy, № 3, p. 114–123 (in Russian).*

5. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. 5. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти Східного нафтогазоносного регіону України. Київ: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. 240 с.

*Unconventional hydrocarbon resources of Ukraine. Book 5. Development potential of shale gas and shale oil resources in Ukraine, 2013. Kyev: LTD «VTS PRYNT», 240 p. (in Ukrainian).*

6. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль М.П. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Київ: Наукова думка, 2004. 446 с.

*Mayevskiy B., Lozynskiy O, Gladun V., Chepil M., 2004. Prognosis prospecting and exploration oil and gas deposits. Kyiv: Naukova Dumka, 446 p. (in Ukrainian).*

7. *Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States / S.P. Dutton, S.J. Clift, D.S. Hamilton, else. Austin Texas, 1993. 460 p.*

*Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States, 1993. / S.P. Dutton, S.J. Clift, D.S. Hamilton, else. Austin Texas, 460 p. (in English).*

8. Books and Catalogs web CBM, 2010. Available at: [http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books\\_and\\_Catalogs/web/CBM/CBM\\_Book\\_Intro.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf)

*Books and Catalogs web CBM, 2010. [http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books\\_and\\_Catalogs/web/CBM/CBM\\_Book\\_Intro.pdf](http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf) (in English).*

9. *Masters I.A.* Deep Basin gas trap Western Canada. *AAPG Bulletin*. 1979. Vol. 63, № 2. P. 152–186.

*Masters I.A.*, 1979. Deep Basin gas trap Western Canada. *AAPG Bulletin*. vol. 63, № 2, p. 152–186 (in English).

10. *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Work Performed Under DE-FG26-04NT15455* Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, Prepared by Ground Water Protection Council Oklanoma City, OK 73142 405-516-4972. Available at: [www.gwpc.org](http://www.gwpc.org), and ALL Consulting Tulsa, OK 74119 918-382-7581. [www.all-llc.com](http://www.all-llc.com). April 2009. 116 p.

*Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Work Performed Under DE-FG26-04NT15455* Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, Prepared by Ground Water Protection Council Oklanoma City, OK 73142 405-516-4972. Available at: [www.gwpc.org](http://www.gwpc.org), and ALL Consulting Tulsa, OK 74119 918-382-7581. [www.all-llc.com](http://www.all-llc.com). April 2009. 116 p. (in English).

Стаття надійшла  
11.03.2015



## MICROFORAMINIFERS OF THE CALLOVIAN AND CRETACEOUS SEDIMENTS OF UKRAINE

**O.A. Shevchuk<sup>1</sup>, O.D. Veklych<sup>2</sup>, Yu.B. Dorotyak<sup>3</sup>**

*(Recommended by doctor of geological-mineralogical sciences M.M. Ivanik)*

<sup>1</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: hshevchuk@ukr.net  
Candidate of geological sciences, senior research worker.*

<sup>2</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: veklych\_od@i.ua  
Junior research worker.*

<sup>3</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: dorotyak@mail.ru  
Junior research worker.*

For the first time in Ukraine in Callovian and Cretaceous sediments the microforaminifers were found. They were established during the study of Mesozoic sediments palynocomplexes of 17 outcrops and wells Volyno-Podolska plate, Ukrainian Shield, the outskirts of Donbass, Priazov, Black Sea basin and the Crimea. The method of preprocessing sediments for microforaminifers was corrected. The paleontological characteristics Callovian, Berriasian, Aptian, Albian, Cenomanian, Turonian, Coniacian, Campanian and Maastrichtian deposits for microforaminifers showed in four phototables is augmented.

*Key words:* microforaminifers, Callovian and Cretaceous sediments, Ukraine.

## МІКРОФОРАМІНІФЕРИ КЕЛОВЕЙСЬКИХ ТА КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ УКРАЇНИ

**О.А. Шевчук<sup>1</sup>, О.Д. Веклич<sup>2</sup>, Ю.Б. Доротяк<sup>3</sup>**

*(Рекомендовано д-ром геол.-мінерал. наук М.М. Іваніком)*

<sup>1</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: hshevchuk@ukr.net  
Кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник.*

<sup>2</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: veklych\_od@i.ua  
Молодший науковий співробітник.*

<sup>3</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: dorotyak@mail.ru  
Молодший науковий співробітник.*

Вперше на території України в келовейських та крейдових відкладах виявлено мікрофорамініфери. Вони встановлені при вивченні палінокомплексів у мезозойських відкладах 17 відслонень та свердловин Волино-Подільської плити, Українського щита, окраїн Донбасу, Приазов'я, Причорноморської западини та Криму. Відкореговано методику первинної обробки порід для мікрофорамініфер. Доповнена палеонтологічна характеристика келовейських, беріаських, аптських, альбських, сеноманських, туронських, коньякських, кампанських та маастрихтських відкладів за мікрофорамініферами, що відображені у чотирьох фототаблицях.

*Ключові слова:* мікрофорамініфери, келовейські та крейдові відклади, Україна.

# МИКРОФОРАМИНИФЕРЫ КЕЛЛОВЕЙСКИХ И МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ УКРАИНЫ

Е.А. Шевчук<sup>1</sup>, Е.Д. Веклич<sup>2</sup>, Ю.Б. Доротяк<sup>3</sup>

(Рекомендовано д-ром геол.-минерал. наук М.М. Иваником)

<sup>1</sup> Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: hshevchuk@ukr.net  
Кандидат геологических наук, старший научный сотрудник.

<sup>2</sup> Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: veklych\_od@i.ua  
Младший научный сотрудник.

<sup>3</sup> Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: dorotyak@mail.ru  
Младший научный сотрудник.

Впервые на территории Украины в келловейских и меловых отложениях выявлены микрофораминиферы. Они установлены при изучении палинокомплексов в мезозойских отложениях 17 обнажений и скважин Волыно-Подольской плиты, Украинского щита, окраин Донбасса, Приазовья, Причерноморской впадины и Крыма. Откорректировано методику первичной обработки пород для микрофораминифер. Дополнена палеонтологическая характеристика келловейских, берриаских, аптских, альбских, сеноманских, туронских, коньякских, кампанских и маастрихтских отложений данными по микрофораминиферам, что отображено в четырех фототаблицах.

**Ключевые слова:** микрофораминиферы, келловейские и меловые отложения, Украина.

## Introduction

Today, only few experts determine Mesozoic foraminifera in thin sections and macerates. Ukraine do not have such specialists. Therefore, we summarized literature data, which covers the study of microforaminifers of Mesozoic rocks of different continents, studied and described the material collected on the territory of Ukraine.

A common feature for all foraminifera (secretion and agglutinated) is the presence of pseudochitinous base of their shells. Pseudochitinous lining (membrane, layer) is a thin layer of organic matter that forms the inner layer of foraminifera shells. The thickness of the pseudochitinous membrane in different kinds is different, so the findings do not correspond to the actual composition of foraminifera in the rock. Sometimes microforaminifers do not have the membrane but only the loculum substituted by rock. Microforaminifers – thick or thin fine "shell" forms of foraminifera from 30 to 150, sometimes up to 250 microns in size [Петросьянц и др., 1990]. Microforaminifers are often present in palynological samples as fragments that can be presented as the whole (or almost whole) samples of the original loculum, and as individual loculum or two, three or more connected loculums. Microforaminifers have an organic shell – pseudochitine that is by the chemical composition close to exine of spores,

pollen and some mushrooms – close to albuminoid protein matter, similar to keratin by the contents of sulfides. Acid resistance is explained by the composition of membrane or inner walls of individual microforaminifera loculums.

## History of the study

The term *microforaminifers* was introduced by O. Wetzel [Wetzel, 1957] for the linings of young or undeveloped parts of foraminifera and their chitinous shells. The microforaminifera objects are mentioned in the work of L. Wilson and W. Hoffmeister [Wilson, Hoffmeister, 1952]. They found the microforaminifers in palynological samples. Due to their small size (according to most authors less than 150 µm) the term *microforaminifers* became common, but many people considered it inappropriate to use the name and offered other synonyms: scytinascia, basal membrane, chitinous lining, chitinous microforaminifers, tectinoid primitive foraminifera and tectinoid linear procula, nanoforaminifers, palynoforaminifers, microforaminifera lining, pseudochitinous microforaminifers [Deřk, 1964; Milk, Sotak; 1998; Петросьянц и др., 1990; Stancliffe, 1996; Глужбар, 1983; Lantos et al., 1996]. All these names have been caused by problems with the uncertainty of foraminifera chemical composition, biogenic original and the taphonomic conditions. In the

paper of N. Pantic, Z. Bajraktarevic [Pantic, Bajraktarevic, 1988] the authors found palynoforaminifers and ascertained that nanoforaminifers are distinguished from palynoforaminifers because they are carbonate and silicic nanofossils. A.D. Cohen, A.L. Guber found where in palynological species appear pseudochitinous "microforaminifers" [Cohen, Guber, 1968]. They studied the Quaternary foraminifera from brackish water peat in southwestern Florida. They dipped each type in a small amount of 30% hydrochloric acid and watched its influence through binocular microscope with a measuring scale. The researchers concluded that not every kind has visible pseudochitinous remains. The authors calculated the number of loculums and on this basis concluded that the calcite and hydrochloric acid interaction resulted in organic base release which compressed, and the size reducing reached 40%.

Although the origin of "pseudochitinous microforaminifers" is experimentally shown but the doubts remain. There is no assurance that along with the common foraminifers that appear as a result of rock processing by salt or hydrofluoric acid there are similar to them residues without mineral shell or lost it on the stage of diagenesis. This statement of course contradicts the idea that chitine and pseudochitine are unstable and easily destroyed by bacteria if they are not protected by an inorganic matter. It is known that after the death of the animal the pseudochitinous base of shell decays [Глузбар, 1983] and it is required special conditions for this natural process not to happen. Moreover, pseudochitine (tectine), compared with chitine of arthropods, is soluble in mineral acids (eg. in 10-15% hydrochloric acid and alkalis) [Глузбар, 1983]. This is contrary to the obvious number of pseudochitinous microforaminifers findings. Ukrainian palynologists always marked the microforaminifers in palinospectrums of different ages [Глузбар, 1983; Фуртес, 1987; Чорна, 1972; Федорова, 2006], but they were not investigated in detail and rarely showed on phototables.

The stratigraphic significance of microforaminifers is controversial, some scientists reject their biostratigraphic value [Глузбар, 1983], the other scientists use them for partition of sections [Лебедева, Никитенко, 1998; Никитенко, Глинских, 2006]. The stratigraphic distribution range of microforaminifers - Paleozoic – Pleistocene.

There is no doubt in the importance of microforaminifers for clarifying the conditions in which sedimentation took place, they can be used to characterize the different environments of marine sedimentation. K. Faegri, J. Iversen in 1950 said that chitine shell remaining after the destruction of calcareous shells of foraminifera, can only serve as proof of the marine origin of sediments [Петросьянц и др., 1990]. The 90 th century studies indicate that the species with the coarse primary loculum were confined to the warm waters with good light to surface waters. Instead, the species with the small original loculum indicate the growth suppression in deep water conditions [Петросьянц и др., 1990]. Thus, the morphological differences of embryonic and juvenile stages also allow to reconstruct the environmental conditions.

### Materials and Methods

In our practice we tried to investigate microforaminifers for the first time. It was created the group of scientists from different fields: the palynologist, and Jurassic and Cretaceous microfauinists. The first task of palynologist was the preprocessing of rocks and detection of faunal remnants of all ages in macerates. There were studied the rocks of outcrops as well as from wells of Callovian age, Early and Late Cretaceous of Ukraine. Moreover, we compared the microforaminifers with the shell of organic matter (pseudochitine) from different lithological composition rocks. The second task of microfauinists was to determine the types of microforaminifers, study their systematic diversity, and establish the differences between complexes of microforaminifers of all ages and their comparison with normal size foraminifers in the samples of the same age.

The material for our study were Jurassic and Cretaceous samples, which were selected from 17 outcrops and wells in Ukraine: *Volyno-Podilska Plate* – borehole 42, drilled near the village of Mala Hlusha, Kamin-Kashyrsky district, Volyn region; borehole 31, drilled near the city of Lutsk; outcrop near the village of Zavadivka, Ternopil region; *Ukrainian shield* – four outcrops in Kaniv district – Melanchyn Potik, Malyy Pekarskyi Yar, Kholodnyi Yar, and Kostyannetskyi Yar and borehole 8562, drilled near the village of Polohy, Pereyaslav-Khmelnyskyi district, Kyiv region; *Donbass margins* – outcrop

near the villages of Rovenky and Hlafyryvka, Lugansk region; outcrop 1 km from the village of Zbirne (Krutenka ravine) Lutuhy district, Lugansk region; outcrop near the town of Heorhiyivka (Konoplyanka ravine) Lugansk region; *Azov region* – borehole 97, drilled in the eastern part of the village of Pokrovo-Kireyevo; *Black Sea basin* – boreholes 0121 and 0123 near the Bashtanka city, Mykolayiv region; and *Crimea* – outcrop near the village of Krasnoselivka, Tonasu river (Berriasian), Belohirsk district, outcrop near the Kacha river, Verhorichya city (upper section), Bakhchisaray district and borehole Simferopol-1, drilled in the foothills of the Crimea 1 km to the south-east from the village of Dymytrovo (Fig. 1).

Jurassic and Cretaceous sediments of these areas previously have been stratified by O.A. Shevchuk on the results of palynological studies (spores, pollen, dinocysts) [Шевчук, 2006, 2009, 2012; Доротяк и др., 2009; Стратиграфія..., 2013].

Maceration of species was performed by separation standard methods proposed by V.P. Hrychuk [Методические..., 1986], but with some amendments. It is believed that organic layers of very fine foraminifera were

coloured by Fe-oxide naturally during the early diagenesis. It protected them from destruction and made them visible in macerates [Milk, Sotak, 1998]. Microforaminifera linings or membranes are rarely preserved. In the classical method of foraminifera identifying they can be lost during the washing off because they are too fine. But microforaminifera can be removed using corrected initial processing of rocks for palynological analysis. The preparing procedure is complex. The dense rock was slightly comminuted, and more often macerated in water for one day. The decarbonatization of carbonate rocks was conducted in two phases: quenching with 30% hydrochloric acid and boiling in dilute hydrochloric acid. Microforaminifera lining is removed from the sand and clay rocks by dissolution of rocks with fossils in a diluted hydrochloric acid (10-15%), as the result the shell dissolves. After frothing the thin "glacial" membrane formed, which was destroyed by undiluted rectified alcohol. Then the rock was immersed in 40% hydrofluoric acid and boiled for 10 minutes. Then the rock was poured by hydrochloric acid again. In primary treatment an important role plays the lithological composition of rock. We conducted the

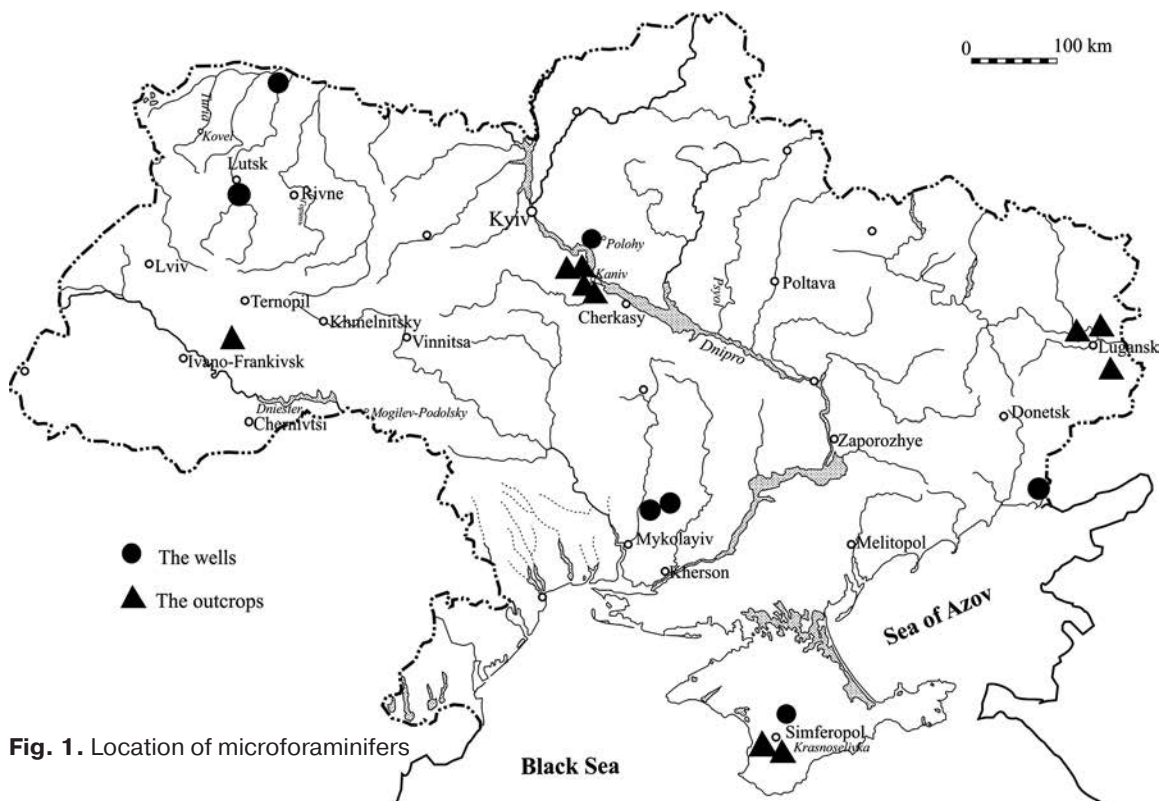


Fig. 1. Location of microforaminifera



additional heat treatment of carbonate rocks in hydrochloric acid, for some species the dispersion was carried, at the end - a heavy liquid separation. After each procedure the samples were repeatedly washed with distilled water at intervals of 2-3 hours. Alkalis and nitric acid, mostly were not used. We also conducted an experiment, emphasized by E.A. Gluzbar [Глузбар, 1983], and repeated maceration of samples of Upper Cretaceous (Cenomanian–Coniacian) sandy limestone, calcareous sandstone and chalk from the borehole 42 without separation in heavy liquids. The fragments of limestone and chalk were gradually dissolved in hydrochloric acid to the total destruction. Microforaminifers were recorded in these samples in large amounts. But the most numerous pseudochitinous microforaminifers were found in clays and siltstones (Callovian) borehole 8562, where all the technique stages were used.

In clay sediments of borehole 97 the microforaminifers were found in almost all studied samples. When macerating of these rocks there was used the method proposed by T.V. Shevchenko [Шевченко, 2006]. When processing all standard steps were used and in addition the samples were boiled in hydrofluoric acid. In carbonate sediments of borehole 42 the microforaminifers were found in all palynosamples from Cenomanian to Coniacian. In primary treatment of these rocks we used only the samples in hydrochloric acid, then the finely dispersed membrane was taken and studied under a microscope. Centrifuge and separation in heavy liquids were not involved.

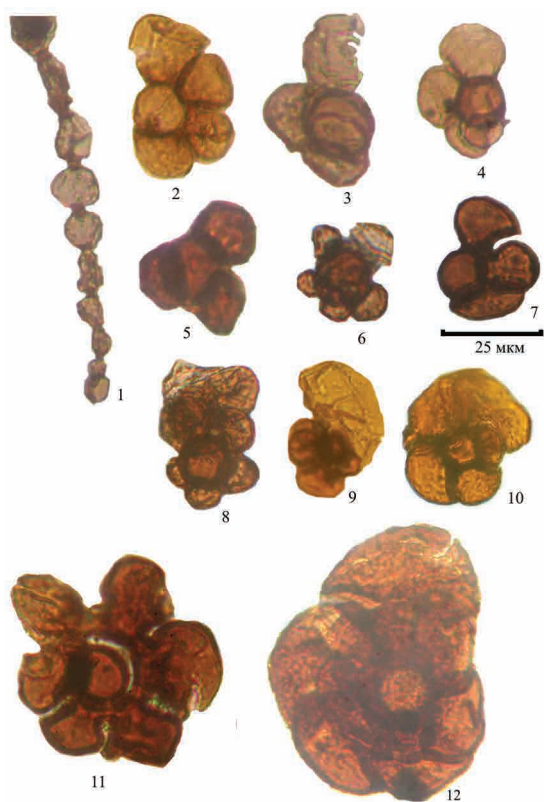
We conducted laboratory studies and ascertained that the number of microforaminifers species that were saved after treatment with hydrochloric acid (chitinoid microforaminifers) is very small, but the long heat treatment with hydrofluoric acid (or hydrochloric – depending on lithology) provided the strength of these species and microforaminifers "formed" – decreased. Exsept microforaminifers (nanoforaminifers) after this treatment, in palynospectra the fungal spores (conidia mostly) are observed in large quantities.

Diagnosis and measurement of microforaminifera shells in macerates were conducted on biological microscope MBI-6 or Erhaval. A measurement of microscopic objects was conducted by special nozzles to microscopy and advanced computer programs. For viewing

under a microscope the macerates were used rather than regular samples. This enabled us to move the microscopic foraminifera species. Further, the microfaunists made a general idea of the morphology of shells. Then they divided them on features specific to families and genera. The nature of wall and structure type of shells are the most important features to distinguish a major taxon. The presence and the division nature of loculums is a feature of family and genera. The form of shell, cross-section nature, loculum shape, their number, septal sutures nature are generic and specific features. The nature and position of the mouth are basically fungible, but the structure details have species character. The further study allows us to determine the details of the structure. They may be the main distinguishing features of some species of Jurassic and Cretaceous.

### Research results

The studied microforaminifers have a different form. As the shell is not preserved, we can not argue whether these forms are secretion or agglutinated, so we used the classification of M.H. Deak [Deak, 1964]. In the palynological samples were found all three types identified by M.H. Deak: the first – single row straight form (Table I, Fig. 1; Table III, Fig. 7), the second – a spiral drawn in one or three planes (Table I, Fig. 2-11; Table II, Fig. 1-9; Table III, Fig. 4, 6, 8-12; Table IV, Fig. 2, 3, 7) and the third – spherical and coiled loculums that make each other (Table I, Fig. 12; Table III, Fig. 5; Table IV, Fig. 1, 4-6). These pseudochitinous microforaminifers are well developed ("adult") shells consisting of 5-12 loculums. Another subtype of the second type can be microforaminifers that could have the initial loculum (and their lining), but after the primary processing they were dissolved. Therefore, these forms when the shells dissolved have voids in the center (Table III, Fig. 7, 12, maybe Fig. 11) and are similar to the Albanian species *Trochiliascia cuvillieri* Deak, which is defined by Loeblich A.R., Jr., and Tappan H. [P. 212, Pl. 846. Fig. 11, Loeblich, Tappan, 1988]. This subtype is found only in Cretaceous sediments. Also there were found 3 microforaminifera samples of the fourth type – straight, sometimes two row, that are substituted by silicon rock (Table III, Fig. 1-3). These microforaminifera specimens were studied in chemical laboratory of PDRHP "Piv-



**Table I.** Microforaminifera of the Callovian sediments of Ukraine. Increasing x650

Fig. 1. *Subreophax* cf. *multilocularis* Haesler, borehole 8562, (Callovian). Fig. 2. *Subtrochammina* cf. *constricta* Haeus, borehole 8562 (Callovian). Fig. 3, 4. *Subtrochammina* cf. *globigeriniformis* (Parker et Jones), borehole 8562 (Callovian). Fig. 5-9. *Subtrochammina* sp., borehole 8562 (Callovian). Fig. 10. *Subrecurvoides* cf. *disputabilis* Dain., borehole 8562 (Callovian). Fig. 11. *Subhaplophragmoides* aff. *nonioninoides* (Reuss), near the town of Kaniv (Callovian). Fig. 12. *Subtrochammina* cf. *kumaensis* Levina, near the town of Kaniv (Callovian)

nichgeologiya". It should be noted that these forms were found in samples which are not applied in a heavy liquid separation. All other specimens had the pseudochitinous shell. Also there was found the multi-vertical uniaxial microforaminifera of *Nodosaria* type (Table III, Fig. 13), which can not be attributed to the described four types (not seen in classifications of M.H. Deak and R.P.W. Stancliffe), so we have singled out it as a fifth type.

The main problem in microforaminifera systematic position study is that only the inner organic layer of shells is preserved and we do not know which was the outer wall – agglutinated



**Table II.** Microforaminifera of the Callovian sediments of Ukraine. Increasing x650

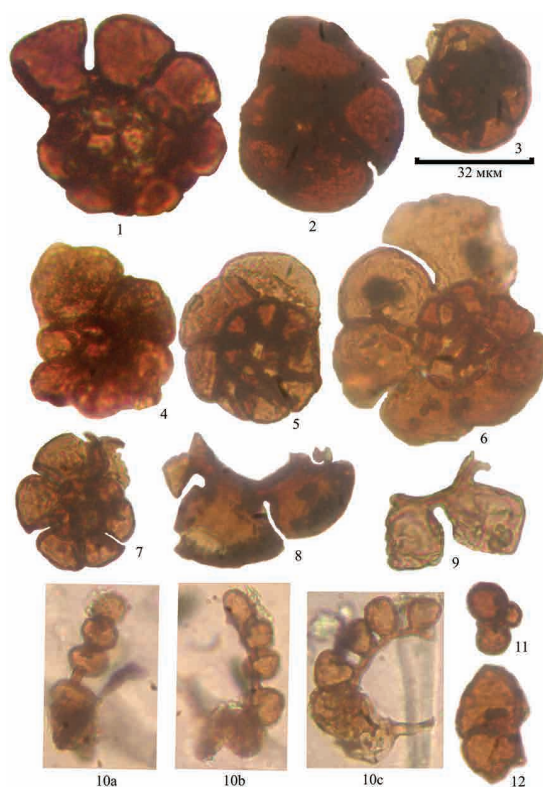
Fig. 1-3. *Subhaplophragmoides* cf. *canariense* Orb., borehole 8562 (Callovian). Fig. 4-6. *Subkutsevella* cf. *haplophragmoides* (Fur. et Pol.), borehole 8562 (Callovian). Fig. 7-9. *Subtrochammina* cf. *inflata* (Montagu), borehole 8562 (Callovian)

or calcareous. The microforaminifera found are very small, ranging from 30 to 130 microns. The most common explanation for this is that they represent juvenile forms. However, they may represent a dwarf forms of adults living in poor conditions. We have studied the adult foraminifera shells in the same samples. Therefore, we believe that as there are the foraminifera lining and reduced in the initial processing foraminifera loculums, then the shells were slightly larger. But there are the representatives of dwarf forms. In determining the microforaminifera we followed the modern classification of Jurassic and Cretaceous foraminifera. Therefore, we believe that the organic remains of even very small foraminifera should be considered in the overall system of foraminifera, without creating a separate form classification. And if the names of generic microforaminifera taxa will repeat the name of normal size foraminifera, in order to avoid confusion, we decided to use the proposed by N.K. Lebedeva and B.L. Nikitenko [Лебедева, Никитенко, 1998] prefixes Sub- and Micro-. One of the meanings of "Sub-" in Latin is



**Table III.** Microforaminifera of the Cretaceous sediments of Ukraine. Increasing x650

Fig. 1. *Subheterohelix* cf. *globulosa* (Ehr.), outcrop near the villages of Rovenky and Hlafyryvka (Turonian). Fig. 2. *Subgaudrinopsis* cf. *plotnikovae* Loeb. et Tapp., (borehole Simferopol-1), (Albian-Cenomanian). Fig. 3. *Subgaudrinella* cf. *umokderensis* Aleks., Crimea (outcrop near the Kacha river) (Aptian). Fig. 4. *Subhedbergella* cf. *globigerinellinoides* (Subb.), borehole 0121 (Albian). Fig. 5. *Subtrochammina* cf. *nana* (Brady), borehole 0123 (Aptian). Fig. 6. *Subhedbergella* cf. *planispira* (Tapp.), borehole 0121 (Albian). Fig. 7. *Subsherochorella* cf. *minuta* (Tapp.), borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 8. *Subtrochiliascia* cf. *cuvillieri* Deak, borehole 42 (Cenomanian). Fig. 9. *Subknasteria* cf. *spiralis* Macko, borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 10. Fragment of the microforaminifera, borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 11. *Subhemicyclammina* cf. *sigali* Maync, borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 12. *Subtrochiliascia* sp., borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 13. *Subspirocyclina* cf. *choffati* Munier-Chalmas, borehole 42 (Coniacian)



**Table IV.** Microforaminifera of the Cretaceous sediments of Ukraine. Increasing x650

Fig. 1. *Submarginotruncana* cf. *marginata* (Reuss), borehole 42 (Coniacian). Fig. 2. *Subvalvulineria* cf. *nonioninoides* Bandy, borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 3. *Subgyroidinoides* cf. *turgidus* (Hag.), borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 4. *Subkutsevella* cf. *pseudogoodlandensis* (Mjatl.), near the village of Krasnoselivka, Crimea (Berriasian). Fig. 5. *Subglobotruncanita* cf. *stuarti* (Lappar.), borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 6. *Subglobotruncana* cf. *lapparenti* Brotz., borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 7. *Subglobotruncana* cf. *ventricosa* White, borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 8, 9, 11, 12. Fragment of the microforaminifera, borehole 97 (Maastrichtian). Fig. 10 a, b, c. Fragments of the same microforaminifera with spherical cameras in different projections, borehole 97 (Maastrichtian)

"inside" or "under". Thus, the generic names of microforaminifera taxa will reflect the closeness to the genera of existing natural system foraminifera classification and at the same time by the prefix Sub- emphasize their size. We also offer to combine the microforaminifera in a common natural classification system with the simple foraminifera. In this case, you can use this group fully in solving problems of biostratigraphy and biofacial analysis.







Orb., *Subkutsevilla* cf. *haplophragmoides* (Fur. et Pol.), *Subtrochammina* cf. *inflata* (Montagu), *Subtrochammina* cf. *constricta* Haesler and *Subtrochammina* spp. – in large quantities and *Subtrochammina* cf. *globigeriniformis* (Parker et Jones), *Subrecurvodes* cf. *disputabilis* Dain., *Subreophax* cf. *multilocularis* Haesler. There are the damaged form microforaminifers. These deposits were previously stratified by the authors according to palynological analysis and foraminifers [Шевчук, 2012; Стратиграфія..., 2013]. There were established the Callovian palynological and dinocyst complexes characterizing the Ctenidodinium ornatum-Ctenidodinium continuum zone, which corresponds to the upper parts of lower and middle Callovian. There are acritarchs, plant tissues, pteridophytes spores in perispores, pigment flakes of insects (butterflies) and body parts of insects.

In Callovian sediments near the town of **Kaniv** (Melanchyn Potik, Malyi Pekarskyi Yar, Kostyanetskyi Yar), which are represented by the Ivanytska suite deposits, composed of light-brown to black clay were found the microforaminifers *Subtrochammina* cf. *kumaensis* Levina and *Subhaplophragmoides* aff. *nonioninoides* (Reuss). In these sediments there are the normal size foraminifera, bivalves, ostracods, sponge spicules, Callovian palynological complex, dinocysts, acritarchs and prasinophytes. The authors previously stratified these deposits by the flora and fauna groups as Upper Callovian [Стратиграфія..., 2013]. Microforaminifers were found in Late Albian sediments near the town of Kaniv in Kholodnyi Yar. The Albian deposits are represented by the Upper Albian sand with sandstone. Marine Albian sediments are composed of gray-green, glauconite, inequigranular sand with the layers and aggregates of greenish-gray glauconitic sandstone with remains of plants, wood debris and marine fauna. The microforaminifers *Subhedbergella* cf. *planispira* (Tapp.) and *Subgaudryinopsis* cf. *plotnikovae* Loeb. et Tapp. were found in these sediments. These deposits were previously stratified by palynological data (palynological complex, dinocysts) as Late Albian and according to spicule analysis as Cenomanian [Стратиграфія..., 2013].

In Berriasian deposits of Crimea near the village of **Krasnoselivka** (Tonas river and its tributaries) represented by the double-anchor suite (top), which is composed of greenish-gray

thin-slabby clay, siltstone and marl were found the microforaminifers *Subkutsevilla* cf. *pseudogoodlandensis* (Mjatl.). These deposits were previously stratified by authors as Berriasian [Стратиграфія..., 2013; Доротяк и др., 2009]. There were defined the normal size foraminifera, bivalves, numerous small gastropods, sea urchin needles in these deposits and Berriasian palynological and dinocysts complex corresponding to the area Pseudoceratium pelliferum (Berriasian), the rare forms of fungal spores of phycomyces class – conidia.

In Aptian deposits of Crimea near the village of **Verkhorichchya** (Kacha river) represented by gray silty clays (Biasalinska suite) there are microforaminifers *Subgaudryinella* cf. *umokderensis* Aleks. In the representatives of the family Verneuilinidae, to which also belongs this genus, researchers observe the presence of pseudochitinous inner layer [Введение..., 1981]. The Aptian palynological complex is established [Шевчук, 2009; Стратиграфія..., 2013].

In Aptian sediments, **borehole 0123** represented by sediments of Novooleksiyivska suite, which is composed of sandstones, siltstones, clays with limestone interlayers there are microforaminifers *Subtrochammina* cf. *nana* (Brady). The Novooleksiyivska suite corresponds to the Middle and Upper Aptian according to palynological complex and sometimes the Lower and Middle Albian according to foraminifers *Hedbergella aptica* Agal., *Cibicidoides djaffarovi* Agal. [Стратиграфія..., 2013].

In Albian sediments, **borehole 0121** (247.8-250.5 m) represented by sediments of Zakhidnomykolayivska series, which is composed of marl, sandstone, clay, chert there are microforaminifers *Subhedbergella* cf. *planispira* (Tapp.) and *Subhedbergella* cf. *globigerinellinoides* (Subb.). These deposits were previously stratified by palynological (palynological complex, dinocysts, acritarchs) and microfauna data as Albian [Стратиграфія..., 2013].

In Cenomanian deposits of Crimea, **borehole Simferopol-1** (3424-3425 m), which are represented by dark gray to black, clay, poor carbon, thin layered, dense shale there are microforaminifers *Subgaudryinopsis* cf. *plotnikovae* Loeb. et Tapp. These deposits were previously stratified by palynological data (palynological complex, dinocysts) as Cenomanian [Стратиграфія..., 2013]. There are also the fragments of sponge spicules and radiolarians.

In Cenomanian sediments, **borehole 42**, represented by the layers of inoceramus limestone there are microforaminifers *Subtrochiliascia* cf. *cuvillieri* Deak. These deposits were previously stratified according to palynological analysis [Шевчук, 2006; Стратиграфія..., 2013]. There were established the Cenomanian palynological and dinocyst complexes represented by *Ovoidinium* sp., *Litosphaeridium siphoniphorum* Cookson et Eisenack, *Cribooperidinium intricatum* Davey, *Epelidosphaeridia spinosa* Cookson and Hughes (Davey). There are also the spicules of sponges. In Turonian deposits of **borehole 42** represented by the lower subsuite of Zdolbunivska suite, which is composed of white porous soft chalk there are microforaminifers of uncertain systematic status, maybe *Subtrochiliascia* sp. These deposits were previously stratified according to palynological analysis [Шевчук, 2006; Стратиграфія..., 2013]. There were established the Turonian palynological and dinocyst complexes. In Coniacian deposits of **borehole 42** represented by the upper subsuite of Zdolbunivska suite, which is composed of white writing porous clay chalk there are microforaminifers *Subspirocyclina* cf. *choffati* Munier-Chalmas and *Submarginotruncana* cf. *marginata* (Reuss). These deposits were previously stratified according to palynological analysis [Шевчук, 2006; Стратиграфія..., 2013]. There were established the Coniacian palynological and dinocyst complexes characterizing the Subtilisphaera pontis–mariae zone, which corresponds to the upper Turonian – Coniacian.

In Turonian deposits, **borehole 31** (68.20 m), represented by writing chalk there are microforaminifers of uncertain systematic status. These deposits were previously stratified by palynological data (palynological complex, dinocysts) as Turonian [Стратиграфія..., 2013].

In Turonian deposits, outcrop near the village of **Zavadivka**, represented by the sediments of lower subsuite of Dubovetska suite which is composed of white chalky creamy limestone there are microforaminifers *Subtrochiliascia* sp. There are also the Turonian palynological and dinocyst complexes, and fossil remains of fungi – conidia. These deposits were previously stratified according to palynological analysis as Turonian [Стратиграфія..., 2013].

Cenomanian-Turonian deposits of Lugansk region near the village of **Rovenky**, section

Hlafyryvka (sample 33) are represented by Slovyanohirska suite that composed of sand and calcareous sandstones. It was thought that the Cretaceous section of the village of Hlafyryvka is of Cenomanian age. In calcareous sandstone L.M. Yakushyn defined the bivalve mollusc *Nucula* cf. *pectinata* Sow., according to which the age of these rocks is considered as Cenomanian. From this section O.A. Shevchuk showed the palynocomplex and dinocysts characteristic of Cenomanian. There are the microforaminifers *Subheterohelix* cf. *globulosa* (Ehr.). However, the studied characteristic species of normal size foraminifera complex indicate the Early Turonian age: *Spiroplectamina cuneata* Vass., *Arenobulimina minima* Vass., zonal index species – *Globorotalites hangensis* Vass., *Gavelinella vesca* (N. Byk), *G. nana* Ak., *Brotzenella belorussica* (Ak.). By zonal type there is the *Globorotalites hangensis* area, the top of the lower Turonian. This foraminifera zone corresponds to the upper part of macrofauna zone *Inoceramus labiatus* of lower Turonian subformation [Стратиграфія..., 2013]. There was determined the impoverished foraminifera complex represented by small shallow water coastal forms. The foraminifer's shells are poorly preserved and depressed. There are phosphate foraminifera and ostracods, fragments of bryozoans and sponges spicules, sea urchins needles, single radiolarians and shark teeth.

In Campanian sediments from the outcrop near the village of **Zbirne** (1 km from the village of Krutenka, sample 21), belonging to the lower part of Sydorivska suite (bottom of the Upper Campanian) composed of light gray sandy marls there are microforaminifers of uncertain systematic association of the two types of spiral and spherical form with convoluted loculums. There are normal size and ferruginized foraminifera in this sample. The characteristic species of foraminifera: *Cibicidoides aktulagayensis* (Vass.), *C. voltzianus* (Orb.), *Heterostomella foveolata* (Marss.), *H. praefoveolata* Mjatl., *Voloshinovella laffitei* (Marie), *Brotzenella monterelensis* (Marie), *B. menneri* (Kell.), *Pseudouvierina cretacea Cushman*, which indicate the Upper Campanian zone *Brotzenella monterelensis* [Стратиграфія..., 2013]. There are ostracod valves. The Campanian palynological complex is represented by *Sphagnumsporites* sp., *Lycopodiumsporites* sp., *Osmundasidites* sp., *Todisporites* sp., *Matoniasporites* spp., *Lygodiumsporites* sp.,

*Coniopterius* sp., *Cyathidites* sp., *Alsophilla* sp., *Gleicheniidites laetus* (Bolch.) Bolch., *Plicifera delicata* (Bolch.) Bolch., *Ornamentifera echinata* (Bolch.) Bolch., *Pinus* spp., *Platysaccus* sp., *Pollenites* sp., *Oculopollis* sp., *Gothanipollis* sp., *Nudopollis* spp., *Extratiporo-pollenites clarus* Pfl., *Extratiporo-pollenites perforates* Zaklinskaja and dinocyst complex (typical: *Odontochitina* spp., *Isabelidinium* sp., *Avellodinium* sp., *Aldorfia deflandrei* (Clarke and Verdier) Stover and Evitt) and the remains of fossil fungi – conidia were found for the first time. It is the Upper Campanian according to macro- and microfauna [Стратиграфія..., 2013] and new palynological data.

In Campanian sediments, outcrop near the village of **Heorhiyivka** (Konoplyanka ravine, sample 42), Lugansk region, belonging to the lower part of Sydorivska suite (bottom of Upper Campanian) there are microforaminifers like *Subtrochiliascia* cf. *cuvillieri* Deak. In this sample we identified normal size foraminifera of Globorotalites emdyensis zone of Upper Campanian with a characteristic complex – *Ataxophragmium crassum caspium* Vass., *Cibicoides aktulagayensis* (Vass.), *C. voltzianus* (Orb.), *B. monterelensis* (Marie), *Globorotalites emdyensis* Vass., *Bolivinoidea delicatulus* Cushm. and lenticular foraminifera *Pseudosiderolites muschketovi* Zern. [Стратиграфія..., 2013]. There were found a shark tooth and ostracod shells. The Campanian palynological complex – *Lycopodiumsporites* sp., *Osmundasidites* sp., *Matoniasporites* spp., *Lygodiumsporites* sp., *Coniopterius* sp., *Cyathidites* sp., *Gleicheniidites laetus* (Bolch.) Bolch., *Plicifera delicata* (Bolch.) Bolch., *Pinus* spp., *Platysaccus* sp., *Pollenites* sp., *Oculopollis* sp., *Gothanipollis* sp., *Nudopollis* spp., *Extratiporo-pollenites perforates* Zaklinskaja, and dinocyst complex – *Aldorfia deflandrei* (Clarke and Verdier) Stover and Evitt, *Odontochitina costata* Alb. and the appearance of *Areoligera senonensis* Lejeune-Carpentier were found for the first time. Previously described by macrofauna – *Belemnitella langei* Schatsk., *Bostrychoceras polyplacum* (Roem.) belong to the Upper Campanian according to macro- and microfauna [Стратиграфія..., 2013] and new palynological data.

In Maastrichtian sediments, **borehole 97** (43.25 m and 47.25 m), the East Sea of Azov, represented by dark gray sandy clay without carbonates (not showed in the scheme) there are microforaminifers *Subtrochiliascia* sp.,

*Subknasteria* cf. *spiralis* Macko, *Subvalvulineria* cf. *nonioninoides* Bandy, *Subglobotruncana* cf. *lapparenti* Brotz., *Subglobotruncana* cf. *ventricosa* White, *Subglobotruncana* cf. *stuarti* (Lappar.), *Subgyroidinoides* cf. *turgidus* (Hag.), *Subsherochorella* cf. *minuta* (Tapp.), *Subhemicyclammina* cf. *sigali* Maync and uncertain systematic form of belonging. There are many fragments of microforaminifers with dissolved loculums and fragments of spherical and convoluted loculum forms. The form shown in Table IV, Fig. 10 a, b, c is similar to the form of *Subtrochiliascia* cf. *cuvillieri* Deak, but we have a piece of lining, Fig. 10 which seems the similar, but by needle in macerate we can see the forms in different projections, as the Fig. 10b and 10c show that the form is spiral. The loculums of such microforaminifers like a strung on a spiral. There are also found a lot of broken damaged forms, Table IV, Fig. 11, 12 in this sample, it may be the result of initial processing stage, which was associated with prolonged centrifugation. L.F. Plotnikova found the complex of normal size foraminifera in these deposits: *Plectina ruthenica* (Reuss), *Cibicoides* cf. *voltzianus* (Orb.), *Cibicoides aktulagayensis* Vass, *Eponides conspectus* Vass, indicating the Early Maastrichtian. The dinocysts *Odontochitina* spp., *Odontochitina operculata* (O. Wetzel) Deflandre et Cookson, *Odontochitina costata* Alberta emend. Clarke Verdier., *Isabelidinium* sp., *Cerodinium* sp. were found in these sediments for the first time. The dinocysts dominate, namely *Spiniferites* spp., *Spiniferites ramosus* (Ehrenberg) Mantell, *Cleistosphaeridium* spp., *Cordosphaeridium* sp., *Oligosphaeridium* sp. There are rare exemplars of *Subtilisphaera* sp., *Hystrichodinium* sp., *Hystrichosphaeridium tubiferum* (Ehrenberg) Deflandre, *Operculodinium* sp., *Comparodinium* sp., *Achomosphaera* sp., *Deflandrea magna* Davey, *Cyclonephelium* Willams et Downie. For the first time in the studied territory of Maastricht sediments there was found the palynological complex, represented by: *Gleicheniidites laetus* (Bolch.) Bolch., *G. senonicus* (Ross.) Grig., *G. latifolius* Doring, *Lygodiumsporites subsimplex* (Bolch.) Bolch. There is gymnosperms pollen: pollen grains *Welwitschiapites* sp., *Araucariacites* sp., *Psophosphaera* sp., coniferous pollen of Pinaceae and Podocarpaceae genera (*Podocarpus* sp.). Pinaceous is represented by *Piceae* sp., *Cedrus libaniformis* Bolch., *Pinus* spp., *Pinus vulgaris*



Naum., *Pinus trivialis* Naum., *Pinus insignis* Naum. Angiosperm pollen: *Pollenites* sp., *Oculopollis* sp., *Nudopollis* spp., *Extratiporo-pollenites clarus* Pfl., *Extratiporo-pollenites vestifex* Pfl., *Basopollis* aff. *orthobasalis* Pfl., *Trudopollis spesiosus* Zaklinskaja, *Trudopollis nonperfectus* Pfl., *Trudopollis ordinates* Zaklinskaja, *Trudopollis pompeckji* (R.Pot.) Pfl. The Maastrichtian deposits that are dark gray sandy clay without carbonates are described for the first time. According to systematic composition and percentage of microphytofossils in a complex the age of rocks can be dated as the Early Maastrichtian.

## Conclusions

On the results of microforaminifers in macerates of Mesozoic sediments of Ukraine there are the following conclusions.

It is corrected the technique of initial processing of rock used for palynological analysis to extract microforaminifers from the Mesozoic rocks. It should be noted that the samples of carbonate rocks that have been treated with hydrochloric acid, in macerates contained nanoforaminifera linings which were quite brittle to the touch, and sometimes were destroyed. The samples of marl and alurite rocks, after treatment with hydrochloric and hydrofluoric acids contained in macerates the microforaminifers with pseudochitinous membranes possible to turn and touch, they suffered a slight strain, but not destroyed. So the hydrofluoric acid hardened the pseudochitinous membranes. The use of alternative methods of detection and determination of the taxonomic composition of Jurassic and Cretaceous microforaminifers substantially complement the characterization of foraminifera complexes of the studied area.

To classify the new forms we compared Jurassic and Cretaceous microforaminifers found in Ukraine with similar fossils studied by European, American and Russian scientists.

Since we were able to trace the distribution and diversity of microforaminifers from Callovian to Maastricht, we concluded that the most

rich in microforaminifers is Callovian, Aptian, Albian and Maastrichtian sediments, and by the lithology – argillaceous rocks. The pictures of microforaminifers are showed in four tables.

A clear stratigraphic association of microforaminifera complexes and the study of dinocysts and palynological complexes and foraminifera in the macerates allowed us to refine the stratigraphic confinedness to foraminifera units of Jurassic and Cretaceous sections of Ukraine. Sediments that are rich in normal size foraminifers not always contain a large number microforaminifers. The explanation for this may be the small size of these forms we call microforaminifers and meet in palynospectra as linings. But these forms are probably lost by microfaunists during the initial processing, as the size of the filter is much larger. Therefore, the microforaminifers complement the data for the study of normal size foraminifera. As the lining is marked primarily by palynologists, the collaborative work is essential. The percentage of coincidence microforaminifers with foraminifers of normal size is very small at a kind level.

The study of microforaminifers is valuable information for paleontologist-faunist as it allows studying the fauna from the outcrop deposits and wells and compare micro- and macrofaunal remains.

All our previous results will be refined in the future and supplemented with new data. The authors are grateful for the valuable suggestions of colleagues microfaunists L.F. Plotnikova and T.S. Ryabokon.

Microforaminifers are indicators of paleogeographic and paleoecological conditions changes. Thus, this group is used for paleogeographic reconstructions, Sea Basin temperature assessing, cycles of sedimentation and conditions of stagnation. With comprehensive study of different groups of flora and fauna: foraminifera, microforaminifers, dinocyst, acritarchs and prasinophytes allow us to make a number of assumptions on paleobionomic conditions of sedimentation basin.

## References

1. *Введение в изучение фораминифер: (Классификация мелких фораминифер мезокайнозоя) / под ред. Н.Н. Субботиной, Н.А. Волошиновой, А.Я. Азбель. Ленинград: Недра, 1981. 211 с. (М-во геологии СССР; ВНИГРИ).*

*Introduction of foraminifera into the study: (Classification of Meso-Cenozoic small foraminifera), 1981. (Eds. N.N. Subbotin, N.A. Voloshinova, A.Ya Azbel). Leningrad: Nedra, 211 p. (Ministry of Geology of the USSR; All-Union Geological Oil Exploration Institute) (in Russian).*

2. *Глузбар Э.А. Псевдохитиновые ископаемые «микрофораминиферы» в палинологических*



препаратах. В кн.: *Ископаемая фауна и флора Украины*. Киев: Наук. думка, 1983. С. 28-31.

Gluzbar E.A., 1983. Pseudochitinous fossil «microforaminifers» in palynological specimen. In: *The fossil fauna and flora of Ukraine*. Kiev: Naukova Dumka, p. 28-31 (in Russian).

3. Доротяк Ю.Б., Матвеев А.В., Шевчук Е.А. Характеристика пограничных отложений юры и мела в Горном Крыму (фораминиферы, известковый наннопланктон, диноцисты, палинокомплексы). *Зб. наук. пр. Ін-ту геол. наук НАН України «Вікопна фауна і флора України: палеоекологічний та стратиграфічний аспекти»*. Київ, 2009. С. 108-117.

Dorotyak Yu.B., Matveyev A.V., Shevchuk O.A., 2009. Characteristics of Jurassic and Cretaceous boundary sediments in the Crimean Mountains (foraminifera, calcareous nannoplankton, dinocysts, palynocomplexes). *Collection of Scientific Works of the Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine «The fossil fauna and flora of Ukraine: paleoecological and stratigraphic aspects»*. Kyiv, p. 108-117 (in Russian).

4. Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л. Микрофитопланктон и микрофораминиферы опорного разреза нижнего мела Приполярного Зауралья. *Геология и геофизика*. 1998. Т. 39. С. 799-820.

Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., 1998. Microphytoplankton and microforaminifers of Lower Cretaceous section of Subpolar Zauralye. *Geologiya i Geofizika*, vol. 39, p. 799-820 (in Russian).

5. Методические рекомендации к технике обработки осадочных пород при спорово-пыльцевом анализе: сост. И.В. Петрова и др. Ленинград, 1986. 77 с.

*Guidelines to the technique of processing of sedimentary rocks on spore-pollen analysis*, 1986. (Compiled by I.V. Petrova et al.). Leningrad, 77 p. (in Russian).

6. Никитенко Б.Л., Глинских Л.А. Микрофауна келловая и верхней юры Тюменской сверхглубокой скважины (Север Западной Сибири). *Новости палеонтологии и стратиграфии. (Приложение к журналу «Геология и геофизика»)*. 2006. Т. 47, вып. 9. С. 77-95.

Nikitenko B.L., Glinskikh L.A., 2006. Callovian and Upper Jurassic microfauna of Tyumen ultradeep well (North West Sibiori). *News of paleontology and stratigraphy. (Supplement to the journal «Geology and Geophysics»)*, vol. 47, iss. 9, p. 77-95 (in Russian).

7. Основы палеонтологии. Справочник для палеонтологов и геологов СССР. Общая часть. Простейшие / отв. ред. тома Д.М. Раузер-Черноусова, А.В. Фурсенко. Москва: Изд-во АН СССР. 1959. 482 с.

*Basics of paleontology. Handbook for paleontologists and geologists of the USSR. The general part. Protozoa*, 1959. (Ed. D.M. Rauser-Chernousova, A.V. Fursenko). Moscow: Izdatelstvo AN SSSR, 482 p. (in Russian).

8. Петросьянц М.А., Овнатанова Н.С., Мусина Г.В. Микрофоссилии в геологической практике: их роль в определении обстановок древнего осадконакопления. Москва, 1990. Т. 27. 163 с. (Итоги науки и техники. Сер. Общая геология).

Petrosyants M.A., Ovnatanova N.S., Musina G.V., 1990. Microfossils in geological practice: their role in determining the ancient depositional environments. Moscow, vol. 27, 163 p. (Results of science and technology. Series General Geology) (in Russian).

9. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України. Т. 1. Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України / гол. ред. П.Ф. Гожик. Київ: Логос, 2013. 637 с.

*Stratigraphy of Upper Proterozoic and Phanerozoic of Ukraine*. Stratigraphy of Upper Proterozoic, Paleozoic and Mesozoic of Ukraine, 2013. (Ed. P.F. Gozhyk). Kyiv: Logos, vol. 1, 637 p. (in Ukrainian).

10. Федорова А.А. Комплексное применение методик изучения мезозойских фораминифер в шлифах и препаратах на примере позднеюрских-раннемеловых фораминифер Горного Крыма В кн.: *Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Сб. науч. тр. / под ред. Е.М. Первушова*. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2006. С. 143-144.

Fedorova A.A., 2006. Complex application of techniques for studying Mesozoic foraminifera in thin sections and specimens on the example of the Late-Early Cretaceous foraminifera of the Crimean Mountains. In: *Cretaceous System in Russia and abroad: problems of stratigraphy and paleogeography: Collection of Scientific Works*. (Ed. E.M. Perushov). Saratov, p. 143-144 (in Russian).

11. Фуртес В.В. Микрофораминиферы из осадочных отложений Белокоровичской грабен-синеклизы. *Геол. журн.* 1987. Т. 47, № 3 (235). С. 96-98.

Furtess V.V., 1987. Microforaminifers of Belokorovichskaya graben-syncline sediments. *Geologicheskij zhurnal*, vol. 47, № 3 (235), p. 96-98 (in Russian).

12. Чорна О. Палиноморфы из меловых конкреций зоны утесов Западных Карпат. *Geologica Carpathica*. 1972. Vol. 23, № 1. P. 173-196.

Chorna O., 1972. Palynomorphs of chalk nodules of cliff zones of the Western Carpathians. *Geologica Carpathica*, vol. 23, № 1, p. 173-196 (in Russian).

13. Шевченко Т.В. К методике извлечения микрофитофоссилий из пород песчано-глинистой группы. *Альгология*. 2006. Т. 16, № 3. С. 395-399.

Shevchenko T.V., 2006. On the method of extraction of microphytofossils from the rocks of sand-clay group. *Algologiya*, vol. 16, № 3, p. 395-399 (in Russian).

14. Шевчук О.А. Динофитовые водоросли из меловых отложений северо-западной Украины (Волинь). *Зб. наук. пр. Ін-ту геол. наук НАН України «Проблеми біостратиграфії нижнього протерозою і фанерозою України»*. Київ, 2006. С. 118-123.

Shevchuk O.A., 2006. Dinoflagellates from Cretaceous sediments of north-western Ukraine (Volyn). *Collection of Scientific Works of the Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine «Problems of biostratigraphy of Lower Proterozoic and Phanerozoic of Ukraine»*. Kyiv, p. 118-123 (in Russian).

15. Шевчук О.А. Палинологічне обґрунтування стратиграфічного розчленування крейдових відкладів Гірського Криму. *Зб. наук. пр. Ін-ту геол. наук НАН України*. 2009. Вип. 2. С. 223-234.

Shevchuk O.A., 2009. Palynological justification of stratigraphic differentiation of Cretaceous sediments of Crimean Mountains. *Collection of Scientific Works of the Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine*, vol. 2, p. 223-234 (in Ukrainian).

16. Шевчук О.А. Диноцисты из келловейских отложений центральной Украины. *Альгологія*. 2012. Т. 22, № 4. С. 410-418.

Shevchuk O.A., 2012. Dinocysts of Callovian deposits of central Ukraine. *Algologiya*, vol. 22, № 4, p. 410-418 (in Russian).

17. Cohen A.D., Guber A.L. Production of pollen – sized «microforaminifera» from «normal» foraminifera. *Micropaleontology*. 1968. Vol. 14, № 3. P. 361-362.

Cohen A.D., Guber A.L., 1968. Production of pollen – sized «microforaminifera» from «normal» foraminifera. *Micropaleontology*, vol. 14, № 3, p. 361-362 (in English).

18. Deak M.H. Les Scytinascia. *Bulletin de la Societe Geologique de Hongrie*. 1964. Vol. 94, № 1. P. 95-106.

Deak M.H., 1964. Les Scytinascia. *Bulletin de la Societe Geologique de Hongrie*, vol. 94, № 1, p. 95-106 (in France).

19. Loeblich A.R., Jr., and Tappan H. Foraminiferal genera and their classifications. I. Foraminifera – Classification. II. Title. – Van Nostrand Reinhold Company. New York (2 vols.), 1988. 2047 p.

Loeblich A.R., Jr., and Tappan H., 1988. Foraminiferal genera and their classifications. I. Foraminifera – Classification. II. Title. – Van Nostrand Reinhold Company. New York (2 vols.), 2047 p. (in English).

20. Lantos M., Wagneich M., Siegl-Farkas A., Bodnar E., Csaszar G. Integrated stratigraphic correlation of the Upper Cretaceous sequence in the

borehole Bakonyjako 528 / Advances in Austrian – Hungarian Joint Geological Research. Budapest, 1996. P. 97-117.

Lantos M., Wagneich M., Siegl-Farkas A., Bodnar E., Csaszar G., 1996. Integrated stratigraphic correlation of the Upper Cretaceous sequence in the borehole Bakonyjako 528 / Advances in Austrian – Hungarian Joint Geological Research. Budapest, p. 97-117 (in English).

21. Mikk M., Sotak J. Microforaminifera a specific fauna of organic-walled foraminifera from the Callovian-Oxfordian limestones of the Pieniny Klippen Belt (Western Carpathians). *Geologica Carpathica*. 1998. Vol. 49, № 2. P. 109–123.

Mikk M., Sotak J., 1998. Microforaminifera a specific fauna of organic-walled foraminifera from the Callovian-Oxfordian limestones of the Pieniny Klippen Belt (Western Carpathians). *Geologica Carpathica*, vol. 49, № 2, p. 109–123 (in English).

22. Pantic N., Bajraktarevic Z. Nannoforaminifera in palynological preparations and smear-slides from Mesozoic and Tertiary deposits in central and southeast Europe. *Revue de Paleobiologie, Suppl. Volume special*. 1988. № 2 (2). P. 953-959.

Pantic N., Bajraktarevic Z., 1988. Nannoforaminifera in palynological preparations and smear-slides from Mesozoic and Tertiary deposits in central and southeast Europe. *Revue de Paleobiologie, Suppl. Volume special*, № 2 (2), p. 953-959 (in English).

23. Stancliffe R.P.W. Microforaminiferal linings. In: Jansonius, J. & McGregor, D.C. (Eds.), *Palynology: principles and applications*; American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation, 1: 1996. P. 373-379.

Stancliffe R.P.W. Microforaminiferal linings. In: Jansonius, J. & McGregor, D.C. (Eds.), *Palynology: principles and applications*; American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation, 1: 1996, p. 373-379 (in English).

24. Wetzel O. Fossil «microforaminifera» in various sediments and their reaction to acid treatment. *Micropaleontology*. 1957. Vol. 3, № 1. P. 61-64.

Wetzel O., 1957. Fossil «microforaminifera» in various sediments and their reaction to acid treatment. *Micropaleontology*, vol. 3, № 1, p. 61-64 (in English).

25. Wilson L.R., Hoffmeister W.S. Small foraminifera. *Micropaleontology*. 1952. Vol. 6, № 2. P. 26-28.

Wilson L.R., Hoffmeister W.S., 1952. Small foraminifera. *Micropaleontology*, vol. 6, № 2, p. 26-28 (in English).

Received  
February 18, 2015

## ПЕЧАНІВСЬКИЙ МАСИВ (ВОЛИНСЬКИЙ МЕГАБЛОК, УКРАЇНСЬКИЙ ЩИТ)

### Стаття 1. Геологія, петрографія

**М.В. Гейченко<sup>1</sup>, О.Б. Бобров<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> *Приватний вищий навчальний заклад «Інститут Тутковського», Київ, Україна,*

*E-mail: geich@ukr.net*

*Завідувач науково-дослідного відділення.*

<sup>2</sup> *Приватний вищий навчальний заклад «Інститут Тутковського», Київ, Україна,*

*E-mail: oleksandr.bobrov@tutkovsky.com*

*Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, проректор.*

Подано опис Печанівського масиву, виділеного при проведенні геологозйомочних робіт масштабу 1:50 000. Продовження дослідження масиву під час підготовки геофізичної та геохімічної основи для ГДП-200 дозволило отримати принципово новий фактичний матеріал про особливості структурно-геологічної позиції Печанівського масиву серед гранітоїдів рами, склад порід, їх петрографо-геохімічні характеристики та комплексну приналежність. Наведено новий фактичний матеріал з усіх доступних відслонень, цілеспрямованого буріння в контактній частині та всередині масиву. Уперше проведено системні дослідження, спрямовані на встановлення всього спектра основних петротипів порід масиву та вміщуючих гранітоїдів. З геологічної точки зору Печанівський масив є практично повністю гомогенізованою частиною ультраметаморфічно змінених утворень фундаменту, представлених мігматизованими супракрустальними породами василівської світи тетерівської серії, що знаходяться у складних та безперервних взаємопереходах як за латераллю, так і у вертикальних напрямках. Отримані дані свідчать, що окремі найбільш гомогенізовані унаслідок особливо інтенсивних ультраметаморфічних перетворень ареали фундаменту набувають однорідного плутонічного характеру з окремими проявами обмеженої за обсягами інтрузії порцій анатектоїдного розплаву, що надає гранітоїдам масиву ознак параавтохтонності.

*Ключові слова:* палеопротерозой, гранітоїди, мігматити, тоналіти, плагіограніти.

## GRANITOIDS OF THE PECHANOVSKIY MASSIF (VOLYN MEGABLOCK, UKRAINIAN SHIELD)

### Paper 1. Geology, petrography

**M.V. Geychenko<sup>1</sup>, O.B. Bobrov<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> *Private Higher Educational Institution «Tutkovsky Institute», Kyiv, Ukraine,*

*E-mail: geich@ukr.net*

*Head of the Scientific-experimental Division.*

<sup>2</sup> *Private Higher Educational Institution «Tutkovsky Institute», Kyiv, Ukraine,*

*E-mail: oleksandr.bobrov@tutkovsky.com*

*Doctor of geological-mineralogical sciences, Professor, Vice-Rector.*

© М.В. Гейченко, О.Б. Бобров, 2015

This article describes Pechanovskiy massif allocated at work on geological mapping 1:50 000 scale. Continued study of the massif gave a new factual material on the structural features of the geological position magmatic rocks and ost granitoids, the composition of rocks, their petrographic and geochemical characteristics and accessories to a particular complex. Authors is a new factual material for the study of all available outcrops, focused drilling in the contact portion and within the massif, first conducted systematic studies aimed at establishing the entire spectrum of basic petrotypes massif and the host granitoids.

Pechanovskiy massif is a part of a homogenized ultrametamorphic modified basement represented different supercrustal rocks (Vasilievka suite, Teterivska series). The findings suggest that certain areas of most homogenized plutonic features acquire homogeneous character and creates the possibility of intrusion servings anatektoidic melt. This gives granitoids signs paraautochthonous.

*Key words:* paleoproterozoic, granitoids, migmatites, tonalite, plagiogranites.

## ПЕЧАНОВСКИЙ МАССИВ (ВОЛЫНСКИЙ МЕГАБЛОК, УКРАИНСКИЙ ЩИТ)

### Статья 1. Геология, петрография

**М.В. Гейченко<sup>1</sup>, А.Б. Бобров<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> *Частное высшее учебное заведение «Институт Тутковского», Киев, Украина,*

*E-mail: geich@ukr.net*

*Заведующий научно-исследовательским отделением.*

<sup>2</sup> *Частное высшее учебное заведение «Институт Тутковского», Киев, Украина,*

*E-mail: oleksandr.bobrov@tutkovsky.com*

*Доктор геолого-минералогических наук, профессор, проректор.*

Приведено описание Печановского массива, выделенного при проведении геологической съемки масштаба 1:50 000. Продолжение исследования массива во время подготовки геофизической и геохимической основы для ГДП-200 позволило получить принципиально новый фактический материал об особенностях структурно-геологической позиции Печановского массива среди гранитоидов рамы, составе пород, их петрографо-геохимической характеристике и комплексной принадлежности. Приведен новый фактический материал по всем доступным обнажениям, целенаправленному бурению в контактной части и внутри массива. Впервые проведены системные исследования, направленные на установление всего спектра основных петротипов пород массива и вмещающих гранитоидов.

С геологической точки зрения Печановский массив является практически полностью гомогенизированной частью ультраметаморфически измененных образований фундамента, представленных мигматизированными суперкрупными породами васильевской свиты тетеревской серии, находящимися в сложных и непрерывных взаимопереходах как по латерали, так и в вертикальных направлениях. Полученные данные свидетельствуют, что отдельные наиболее гомогенизированные вследствие особенно интенсивных ультраметаморфических преобразований ареалы рамы приобретают однородный плутонический характер с отдельными проявлениями ограниченной интрузии порций анатектоидного расплава, что придает гранитоидам массива признаки параавтохтонности.

*Ключевые слова:* палеопротерозой, гранитоиды, мигматиты, тоналиты, плагиограниты.



## Вступ

Печанівський масив виділено М.В. Гейченком при проведенні робіт з геологічної зйомки масштабу 1:50 000 (ГЗ-50) Північним державним регіональним геологічним підприємством (ПДРГП) «Північгеологія», коли він був уперше описаний в 1992 р. [Гейченко, 1992]. Продовження дослідження масиву під час робіт з підготовки геофізичної та геохімічної основи для ГДП-200 [Діцул, 2010], що проводилося цим ПДРГП, дозволило отримати принципово новий фактичний матеріал про особливості структурно-геологічної позиції Печанівського масиву серед гранітоїдів рами, склад порід, їх петрографо-геохімічні характеристики та комплексну приналежність.

Крім того, одержано новий фактичний матеріал з усіх доступних відслонень, цілеспрямованого буріння в контактній частині та всередині масиву. Уперше проведено системні дослідження, спрямовані на встановлення радіологічного віку основних петротипів масиву та вміщуючих гранітоїдів.

## Геологічна будова

### Печанівського масиву

Печанівський масив розташований у зоні зчленування Волинського і Дністровсько-Бузького мегаблоків (деякими дослідниками північна частина Дністровсько-Бузького мегаблока називається Подільським) у північному борту Андрушівської зони розломів. Масив орієнтований у північно-західному напрямку, має витягнуту амебоподібну форму (рис. 1). Приурочений до вузла перетину північного фрагменту Андрушівської зони глибинного розлому з розривними порушеннями північно-західного (Врублівський та інші розломи) та північно-східного (Тетерівський розлом) напрямків. Масив простягається на відстань понад 20 км при ширині близько 8 км.

У геофізичних полях (рис. 1) масив характеризується позитивним магнітним полем інтенсивністю 50-300 нТл. Магнітні аномалії, що маркують виходи порід масиву на поверхню кристалічного фундаменту, практично повністю відповідають просторовим контурам масиву. На відміну від цього, у гравітаційному полі породи масиву фіксуються слабкими локальними аномаліями сили тяжіння (до 0,4 мГал). Їх конфігурація не дає суттєвої інформації про особливості морфології ма-

сиву, відбиваючи лише контактну частину мегаблоків.

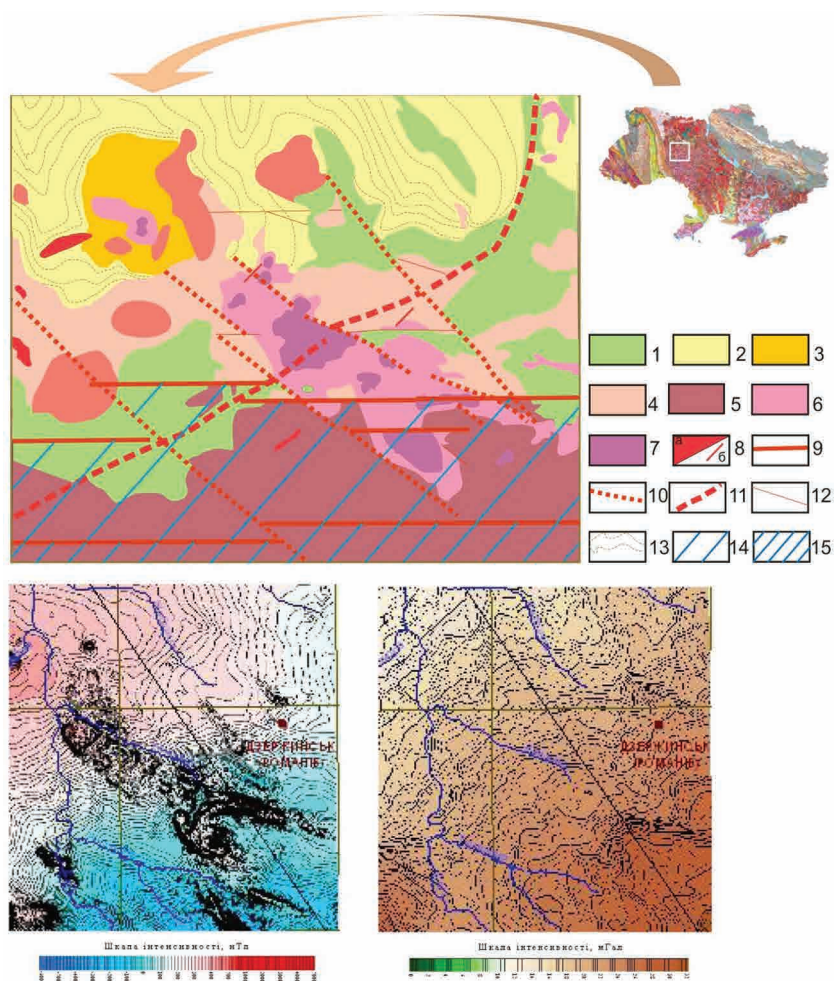
Результати проведеного під час робіт з ГЗ-50 аркушів М-35-68-Б, Г у 1987-1992 рр. [Гейченко, 1992] моделювання глибинної будови Печанівського масиву на підставі комплексного аналізу фізичних полів та геологічних даних свідчать, що його західна частина похило (під кутом 20°) занурюється у схід-північно-східному напрямку. Приблизно в центральній частині аркуша М-35-68-Г контакти з вміщуючими породами стають крутішими, унаслідок чого масив «занурюється» під утворення Подільського блока, який є складовою частиною Дністровсько-Бузького мегаблока.

Тут спостерігається зворотна кореляція магнітного і гравітаційного полів: позитивне мозаїчне магнітне поле змінюється «спокійним» негативним, зростає інтенсивність поля сили тяжіння з утворенням аномалії до 1,4 мГал (рис. 1). Це пов'язано із зменшенням інтенсивності ультраметаморфічних перетворень у зазначеному напрямку та наближенням до практично неперероблених ділянок мафічної суперкрустальної частини субстрату (амфіболітів та кристалічних сланців) василівської світи тетерівської серії.

Результати проведеного моделювання за сейсмічними даними дозволяють оцінити розмах однорідної частини ареалу, що відповідає контуру Печанівського масиву. Однорідна частина представлена плутонітами та закартована на поверхні докембрійського фундаменту на відстані не менше ніж 3-4 км. За цими побудовами ще нижче залягають ділянки скупчення слабо гранітизованих суперкрустальних порід переважно основного складу, що мають потужність близько 1,7 км.

Комплекс облямування, що є вміщуючим для Печанівського масиву, представлено мігматитами бердичівського комплексу за субстратом гнейсів різного мінерального складу та зрідка – кристалічних сланців і амфіболітів березнинської товщі дністровсько-бузької серії палеоархею [Гейченко, 1992; Діцул, 2010; Єсипчук та ін., 2004; Bobrov et al., 2002].

Печанівський масив складений плагіогранітоїдами, віднесеними нами до шереметівського комплексу. Вони утворені за рахунок гнейсів та амфіболітів метавулканогенної частини василівської світи (верхня підсвіта) тетерівської серії палеопротерозою. Плагіо-



**Рис. 1.** Спрощена тектонічна схема, магнітне (ліворуч, ізолінії через 10 нТл) та гравітаційне (праворуч, редукція Буге,  $\rho = 2,9 \text{ г/см}^3$ ) поля району Печанівського масиву

Метаморфічні утворення. Тетерівська серія: 1 – василівська світа – гнейси біотитові, амфібол-біотитові, амфіболіти (верхня підсвіта), в межах Андрушівської зони розломів – гнейси та сланці біотитові з силіманітом і гранатом (нижня підсвіта); 2 – городська світа – гнейси біотитові з гранатом, графітом, амфіболом; 3 – новоград-волинська товща – мікрогнейси біотитові, амфібол-біотитові. Ультраметаморфічні та інтрузивні утворення. Житомирський комплекс: 4 – мігматити і граніти біотитові, двослюдяні, іноді з гранатом, графітом; 8a – граніти біотитові з мусковітом; 8б – апліто-пегматоїдні граніти, пегматити (в тому числі позамасштабні тіла). Бердичівський комплекс: 5 – мігматити, плагіомігматити гранат-біотитові з кордієритом. Шереметівський комплекс – плагіогранітоїди Печанівського масиву: 6 – плагіограніти, тоналіти; 7 – кварцові діорити, рідше діорити. Тектонічні порушення: 9 – зона Андрушівського глибинного розлому; 10 – система порушень Врублівського та інших розломів північно-західного напрямку II порядку; 11 – Тетерівський розлом; 12 – розломи високих порядків; 13 – елементи текстурної впорядкованості гнейсів; 14 – перехідна зона між Волинським та Дністровсько-Бузьким (Подільським) мегаблоками; 15 – Дністровсько-Бузький (Подільський) мегаблок

**Fig. 1.** Simplified tectonic scheme, magnetic (left, isolines 10 nT) and gravity (Buge reduction,  $\rho = 2.9 \text{ g/cm}^3$ , right) field area of the Pechanivsky massif array

Metamorphic formations. Teterevsky Series: 1 – Vasylivska suite – biotite and biotite-amphibole gneiss; amphibolites (upper part of the suite) within Andrushivka fault zone – biotite gneisses and schists with sillimanite and garnet (lower part of the suite); 2 – Gorodska suite – biotite gneiss with garnet, graphite, amphibole; 3 – Novograd Volyn suite – biotite and amphibole-biotite migrogneisses. Ultrametamorphic and intrusive formations. Zhytomyrsky complex: 4 – migmatites and granites biotite, two mica enclosing, sometimes with garnet, graphite; 8a – biotite-muscovite granites; 8b – aplite-pegmatoid granites, pegmatites (out of scale body). Berdichevsky complex: 5 – migmatites, plagiomigmatites garnet-biotite with cordierite. Sheremetivsky complex - plagiogranitoids of the Pechanivsky massif; 6 – plagiogranites, tonalite; 7 – quartz diorites, less frequently diorites. Tectonic faults: 9 – Andrushivsky deep fault zone; 10 – Vrublivsky fault system and other north-westerly direction faults (second order); 11 – Teterevsky fault; 12 – high order faults; 13 – gneiss texture elements; 14 – transition zone between Volyn and Dniester-Boug (Podilsky) megablock; 15 – Dniester-Boug (Podilsky) megablock

гранітоїди сформовані в результаті інтенсивно проявленого ультраметаморфізму, перетворені на практично гомогенні без яскравих ознак текстурної впорядкованості породи, що проходили стадію розплаву.

Гранітоїди, що складають Печанівський масив, добре вивчені нами в штучних (кар'єри) та природних відслоненнях, а також у керні численних свердловин. Контакт з породами рами найчіткіше досліджений у південно-західній частині масиву в районі сіл Химрич і Печанівка. Тут при ГЗ-50 наприкінці 1980-х років [Гейченко, 1992] пройдено профіль картувальних (св. 835-838 та ін.) і похилих структурних (св. 965, 967) свердловин та у 2007 р. [Діцул, 2010] пробурено інтерпретаційну св. 1. Місце профілю було обрано таким чином, щоб він перетнув локальний магнітний градієнт, який інтерпретувався геофізиками в якості розривного порушення,

через що контакт масиву з породами рами визначався на той час як тектонічний.

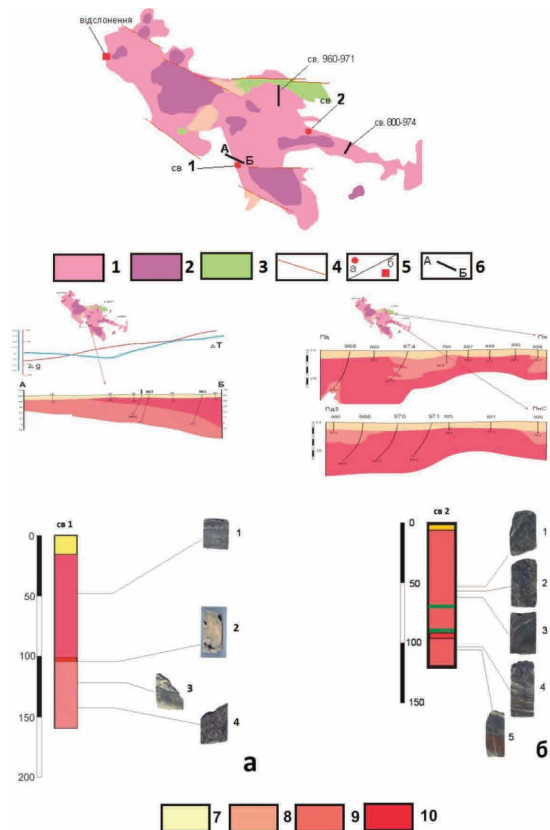
За отриманими результатами буріння встановлено специфічний похилий січний контакт з утвореннями фундаменту в західній частині масиву. Контакт представлений мігматитами бердичівського комплексу із зануренням західного краю масиву у східному напрямку без будь-яких суттєвих ознак наявності розривних порушень (рис. 2, розріз ліворуч). Дані геофізичних досліджень свердловин підтверджують описаний характер контакту: ув'язуючи результати каротажу та геологічної документації по св. 1, 965 і 967, на відрізку близько 1 км встановлюється похиле його падіння під кутом 20° у північно-східному напрямку із незначною зміною (до 25-30°) кута падіння після перетину св. 965. Це надає західному контакту масиву грибоподібної форми (рис. 2, розріз ліворуч).

**Рис. 2.** Геологічна карта та розрізи Печанівського масиву

1 – тоналіти і плагіограніти; 2 – кварцові діорити і діорити; 3 – гнейси, амфіболіти (василівська світа); 4 – розломи; 5а – параметричні св. 1 та 2; 5б – відслонення; 6 – профілі свердловин. На розрізах: 7 – відклади осадового чохла; 8 – мігматити фундаменту; 9 – тоналіти, кварцові діорити. 10 – пегматити. Блакитна крива над розрізом А-Б – інтенсивність магнітного поля ( $\Delta T$ ); червона крива – інтенсивність гравітаційного поля  $\Delta g$  в створі профілю. Пунктирна лінія св. 1 – її проекція у площині профілю. Цифри на рисунках – петротипи отриманого розрізу. Св. 1: 1 – кварцовий діорит егідотизований середньо-дрібнозернистий біотит-роговообманковий (шереметівський комплекс); 2 – пегматит рідкіснометалевий; 3 – ксеноліт амфіболіту (зелене, позамасштабне); 3, 4 – мігматити палеосомні за рахунок різноманітного суперкрудального субстрату (бердичівський комплекс). Св. 2: 1 – плагіограніт роговообманковий; 2, 3 – тоналіт амфібол-біотитовий; 4, 5 – тоналіти, ін'єковані субсічними та згідними гнейсуватості кварц-польовошпатовими прожилками. Жовте – утворення осадового чохла; зелене – релікти субстрату (василівська світа); червоне – пегматити

**Fig. 2.** Geological map and cross-sections of the Pechanivsky massif

1 – tonalite and plagiogranites; 2 – quartz diorites and diorites; 3 – gneisses, amphibolites (Vasylivska suite); 4 – faults; 5a – parametric drilling wells 1 and 2; 5b – outcrops; 6 – profiles of the drilling wells. In sections: 7 – the sedimentary cover; 8 – migmatites of the basement; 9 – tonalite, quartz diorites; 10 – pegmatites. Blue curve over cross-section A-B – the intensity of the magnetic field ( $\Delta T$ ); red curve – the intensity of the gravitational field  $\Delta g$  along profile. Drilling well dotted line (DW) 1 – its projection on the plane of the profile. The numbers in the figures – the rocks petrotypes. Drilling well 1: 1 – quartz diorite



(Sheremetivky complex); 2 – re metal pegmatite; 3 – green: amphibolite xenoliths (scale outside), 3, 4 – migmatites (Berdichevsky complex). Drilling well 2: 1 – hornblende plagiogranite; 2, 3 – amphibole-biotite tonalite; 4, 5 – tonalite with feldspar quartz-veins. Yellow – a sedimentary rocks formation; green – relics of the substrate (Vasylivska world); red – pegmatites



Св. 965 в профілі розташована в крайній південно-східній його частині і є найбільш віддаленою від його західної границі. До глибини 206 м цією свердловиною розкриті кварцові діорити амфібол-біотитові зеленувато-сірі переважно дрібнозернисті паралельно-смугастої, іноді масивної текстури шереметівського комплексу. В інтервалі 206,0-210,0 м розбурено суперкрукстальний субстрат вміщуючого породного комплексу – гнейси гранат-біотитові сірі до темно-сірих дрібнозернисті нечітко смугасті березинської товщі дністровсько-бузької серії палеоархею, які поступово заміщуються гранат-біотитовими світло-сірими до сірих середньо-дрібнозернистими мігматитами бердичівського комплексу. В межах інтервалу у вигляді ксенолітів серед мігматитів поширені також дрібнозернисті із зеленуватим відтінком амфіболіти потужністю до 20-30 см (ксеноліти василівської світи тетерівської серії палеопротерозою).

Св. 967 (рис. 2) гранітоїди шереметівського комплексу (переважно кварцові діорити амфібол-біотитові з нерівномірним співвідношенням темноколірних мінералів сірі із зеленуватим відтінком переважно дрібнозернисті, нечітко смугастої текстури, рідше плагіограніти біотитові) розкриті до глибини 96 м. Зі 100 м простежуються мігматити кордієрит-гранат-біотитові з реліктами гранат-, графіт-, силіманіт-біотитових гнейсів. Уздовж зони екзо- та ендоконтакту проявлені вторинні зміни порід, відзначаються підвищена тріщинуватість і сульфідна мінералізація. В зоні контакту гранітоїдів масиву з породами рами виявлені пегматитоїдні граніти світло-рожеві нерівномірно- (до гіганто-) зернисті, масивні потужністю близько 3 м. У них фіксуються плівки гематиту, що вивопнюють міжзерновий простір серед порфіровидних виділень польового шпату. Їх магнітність, як і магнітність кварцових діоритів, зменшується по латералі з наближенням до вміщуючих порід. Контакти кварцових діоритів і амфіболітів з ними представлені зонами насичення лейкократових прожилків кварц-польовошпатового складу потужністю в перші сантиметри. Аналогічний розріз розкрито і св. 1: до глибини 96 м – плагіогранітоїди масиву (шереметівський комплекс), нижче – мігматити рами (бердичівський комплекс).

Бурінням вивчалися також і східні контакти масиву (рис. 2, розрізи праворуч). У приконтактних частинах породи Печанівського масиву містять переважно дрібні ксеноліти порід рами; часто відмічаються ін'єкційні проникнення в них гранітоїдів. Контактний вплив кварцових діоритів на породи рами виражений як в мінеральних (біотитизація, розвиток силіманіту, кордієриту, кварц-плагіоклазових метасоматитів), так і в структурно-тестурних (перекристалізація з укрупненням зернистості, поява гранобластових, порфіробластових та катакластичних мікроструктур) новоутвореннях.

У контурах Печанівського масиву спостерігаються ділянки складної конфігурації (що певною мірою повторює контури масиву), де мігматити рами внаслідок інтенсивно проявленого ультраметаморфізму перетворені на практично гомогенні (без яскравих ознак текстурної впорядкованості) гранітоїди, що проходили стадію розплаву. Тобто мова може йти про ознаки ультраметаморфогенних евтектоїдних виплавок серед утворень субстрату вміщуючого породного комплексу як одного з механізмів формування та джерел гранітоїдного матеріалу Печанівського масиву. Як правило, вони характеризуються поступовими переходами з мігматитами, що містять різною мірою перероблений суперкрукстальний субстрат. У міру наближення до таких ділянок максимальної анатектичної гомогенізації в мігматитах послідовно підсилюється інтенсивність пошарових ін'єкцій неосомного плагіогранітоїдного матеріалу, що набуває практично повної однорідності в межах власне масиву. Там він представлений кварцовими діоритами, тоналітами і плагіогранітами в залежності від типу субстрату, що перекристалізовується (відповідно амфіболіти, кристалічні сланці, плагіогнейси). У таких випадках плагіогранітоїди масиву часто характеризуються ін'єкційними (інтрузивними) співвідношеннями з мігматитами рами та їх незначними за обсягом фрагментами всередині самого масиву (рис. 2).

Таким чином, плагіогранітоїди Печанівського масиву закартовані численними свердловинами, пробуреними у два етапи – відповідно у 1987-1992 (КГК-100, картувальні та похилі структурно-картувальні) та 2003-2010 рр. (інтерпретаційне буріння), та відслонені у двох лісових кар'єрах на північ-



ному сході свого ареалу розповсюдження (рис. 2, 3). Достатність, різноманітність і стадійність отриманого фактичного матеріалу та його рівномірний розподіл по площі досліджень дає змогу здійснити геологічне картування поверхні кристалічного фундаменту та встановити основні риси будови та складу масиву.

Тоналіти середньозернисті і кварцові діорити середньо-дрібнозернисті масивні і нечітко смугасті, обидва плутонічного вигляду, є основними петротипами Печанівського масиву (див. таблицю, рис. 2, 3, а-г). Макроскопічно вони дуже схожі, відрізняються головним чином за хімічним складом, що обумовлюється нестійким співвідношенням кварцу, плагіоклазу та темноколірних мінералів. Наявність в плагіогранітоїдах масиву згідних із гнейсоватістю рівновеликої потужності (1-3 см) прожилкоподібних неосомних виділень місцями надають їм (особливо там, де їх кількість наближається до 10%) вигляду неосомних мігматитів. Іноді перекристалізований суперкрустальний субстрат біотитових плагogneйсів та кристалічних сланців практично не встановлюється.

**Плагіограніти** (тронд'єміти) перемінно-го мінерального складу (біотитові, біотит-амфіболові) представлені сірими, світло- та темно-сірими породами практично гомогенної будови без будь-яких ознак наявності директивних текстур. Масивні, однорідні, середньозернисті. Мінеральний склад (%): біотит – 3-8; амфібол – до 6-8; плагіоклаз – до 65; кварц – до 30. Структура гіпідіоморфнозерниста з елементами блас-тових (рис. 3, д-з).

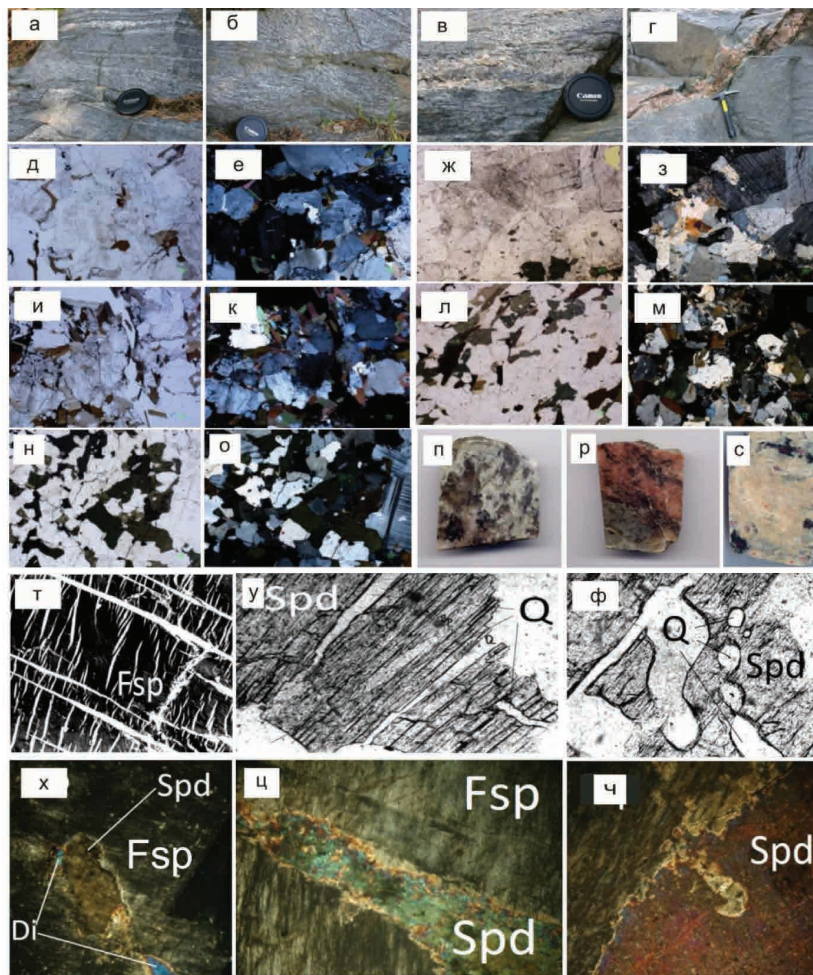
**Тоналіти** біотит-амфіболові, амфіболові утворюють різної форми і розміру тіла, найбільше з яких сягає 2x1,5 км. Це світло-сірі, сірі, інколи зі слабким зеленуватим відтінком середньо-дрібнозернисті рівномірнозернисті породи. Мінеральний склад (%): плагіоклаз (олігоклаз) – до 60; кварц – 20-35; рогова обманка – до 8-12; біотит – 5-7. Структура гіпідіоморфнозерниста (рис. 3, и-м).

**Кварцові діорити** біотитові та амфібол-біотитові (рис. 3, н, о) – це переважно сірі, рідше зеленкувато-сірі середньо-дрібнозернисті породи. Під мікроскопом структура гіпідіоморфнозерниста, неясно порфіровидна.

### Результати хімічних аналізів діоритів, кварцових діоритів та тоналітів The results of chemical analysis of diorite, quartz diorite and tonalite

№ п/п	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	TiO <sub>2</sub>	MnO	CaO	MgO	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O+ Na <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	SO <sub>3</sub>	ВПП	Сума
1	58,54	18,44	0,99	6,61	0,61	0,137	3,59	3,19	3,12	1,85	4,97	0,348	0,06	3,08	99,96
2	59,13	16,53	1,82	4,42	0,73	0,082	3,83	3,70	2,73	4,53	7,26	0,74	0,45	1,48	100,17
3	56,72	16,29	1,81	6,38	0,69	0,124	5,55	4,13	3,53	3,55	7,08	0,371	0,10	0,48	99,72
4	53,52	18,05	0,72	7,75	0,81	0,094	6,23	5,17	2,74	2,68	5,42	0,056	0,87	0,66	99,69
5	56,04	16,22	2,07	6,27	0,81	0,137	6,11	2,84	4,75	3,35	8,01	0,44	0,19	0,42	99,65
6	63,62	14,67	1,28	3,70	0,58	0,071	4,44	2,41	2,87	4,03	6,90	0,22	0,09	1,80	99,78
7	62,23	14,71	1,48	5,08	0,73	0,106	5,71	3,70	1,32	3,35	4,67	0,18	0,12	1,16	99,88
8	62,50	15,84	0,58	4,86	0,39	0,077	3,93	3,87	2,10	3,56	5,66	0,15	0,04	1,83	99,74
9	66,24	15,06	0,79	5,58	0,47	0,043	2,09	2,76	3,00	3,08	6,08	0,089	0,27	0,74	99,94
10	65,00	16,20	1,02	4,12	0,41	0,082	5,78	1,98	1,36	3,61	4,97	0,108	0,06	0,32	99,89
11	66,20	15,60	1,09	4,10	0,55	0,077	4,39	1,98	1,41	3,75	5,61	0,135	0,06	0,38	99,73
12	65,96	16,44	1,43	4,73	0,46	0,059	2,32	2,93	1,85	2,90	4,75	0,097	0,12	0,84	99,83

*Примітка.* Породні різновиди Печанівського масиву: діорити: 1 – св. 425, гл. 59,0 м, 2 – св. 967, гл. 59,5 м, 3 – св. 970, гл. 130,0 м, 4 – св. 974, гл. 178,5 м, 5 – св. 438, гл. 39,0 м; кварцові діорити: 6 – св. 438, гл. 36,5 м, 7 – св. 800, гл. 228,8, 8 – св. 967, гл. 95,5 м; тоналіти: 9 – св. 969, гл. 155,5 м, 10 – св. 970, гл. 114,5 м, 11 – св. 971, гл. 213,5 м, 12 – св. 972, гл. 100,0 м.



**Рис. 3.** Гранітоїдні петротипи Печанівського масиву

а-г – відслонення лісових кар’єрів: а – мігматити паралельно-смугасті неосомні; б – мігматити неосомні гомогенізовані; в – контакт граніто-гнейсу з біотитовим тоналітом; г – гомогенні біотитові тоналіти; д-о – шліфи з керна св. 1, 2: д – плагіограніт біотитовий (св. 1, гл. 108,3 м), нік. -; е – те саме, нік. +; ж – плагіограніт біотитовий (св. 1, гл. 50,4 м), нік. -; з – те саме, нік. +; и – тоналіт амфібол-біотитовий (св. 2, гл. 53,1 м), нік. -; к – те саме, нік. +; л – тоналіт біотит-амфіболовий (св. 2, гл. 80,3 м), нік. -; м – те саме, нік. +; н – кварцовий діорит (св. 1, гл. 76,3 м), нік. -; о – те саме, нік. +; п – пегматит біотит-кварц-мікроклін-сподуменовий (Шевченківське родовище, св. 27599, гл. 178,3 м); р – кварц-мікроклін-сподуменовий пегматит крупнопегматоїдної структури, окиснений (Шевченківське родовище, св. 27599, гл. 182,7 м); с – пегматит крупнозернистий сіро-рожевий (св. 1, гл. 102,0 м, зразок П-1/10) апатит-біотит- (червоні цифри на рисунку с) кварц(3)-сподумен(1)-мікрокліновий(4); т-ч – сподуменові пегматити Шевченківського родовища (т-φ) та Печанівського масиву (х-ч) під мікроскопом. Spd – сподумен; Di – діопсид, Fsp – калішпат; т – три системи пертитів в мікрокліні III (шліф 010-а, зб. 47); у – сподумен I з прожилками кварцу по спайності (фото шліфа 311/8, зб. 100); φ – іхтіогліпти кварцу в сподумені I (фото шліфа 311/4, зб. 100); х-ч – сподумен і діопсид у пегматитах Печанівського масиву

**Fig. 3.** Studied granitoids petrotypy of the Pechanivsky massif

а-г – outcrops in the forest quarry: а – migmatites with the substrate; б – homogenized migmatites; в – contact between granite-gneiss and biotite tonalite; г – homogeneous biotite tonalite; д – biotite plagiogranite (DW 1, d. 108,3 m), nicole -; е – the sam, nicole +; ж – biotite plagiogranite (DW 1, d. 50,4m), nicole -; з – the same, nicole +; и – amphibole-biotite tonalite (DW 2, d. 53.1m), nicole -; к – the same, nicole +; л – biotite-amphibole tonalite (DW 2, d. 80,3m), nicole -; м – the same, nicole +; н – quartz diorite (DW 1, d. 76,3 m), -nicole -; о – the same, nicole +; п – microcline-spodumene-biotite-quartz pegmatite (Shevchenkovsky deposit, DW 27599, d. 178,3 m); р – microcline-spodumene-biotite-quartz pegmatite with coarse grained structure, oxidized (Shevchenkovsky deposit, DW 27599, d. 182,7 m); с – gray-pink pegmatite coarse grained (DW 1, d. 102,0 m sample P-1/10) biotite-apatite- (red numbers in Figure c)- quartz (3)-spodumene (1)-microcline (4). т-ч – Spodumene pegmatite of the Shevchenkovsky deposits (т-φ) and the Pechanivsky massif (х-ч) under the microscope. Spd – cpodumene; Di – diopside, Fsp – K-feldspar; т – three perthite systems in microcline III (sample 010-a, zoom 47 x); ц – spodumene I and quartz veined by cleavage (photo sample 311/8, zoom 100 x); ч- quartz’s ihtioglypts in spodumene I (microphotograph of the petrographic thin sections 311/4, zoom 100 x); х-ч – spodumene and diopside in the pegmatites of the Pechanivsky massif

Головними породоутворюючими мінералами є звичайна рогова обманка (5-20%), плагіоклаз (55-65%), біотит (до 5-7%), кварц (5-20%), калішпат з ознаками вторинного походження (до 5%).

**Діорити** амфіболові – породи сіро-чорного, зеленкувато-темно-сірого кольору. Утворюють незначні за розмірами тіла. Під мікроскопом структура гіпідіоморфнозерниста, неясно порфіровидна. Головними породоутворюючими мінералами є звичайна рогова обманка (до 30%), плагіоклаз (до 70%).

Знаходження на досить невеликих ділянках штучних відслонень як мігматитів, так і гомогенних плагіогранітоїдів свідчить про близькість розташування їх контактової зони, з одного боку, та близький до параавтохтонного характер гомогенних плагіогранітоїдів – з іншого. Отже, геологічні ознаки вказують на можливість утворення гомогенних плагіогранітоїдів внаслідок гомогенізації та анатектоїдного плавлення окремих ділянок мігматитових ареалів на більш глибоких рівнях та надходження утворених унаслідок цього розплавів у гіпсометрично відносно більш високі рівні з обмеженими відстанями міграції. Так, у низці кар'єрів північно-західної частини масиву однорідні тоналіти асоціюють з мігматитами різних морфологічних типів, серед яких домінують паралельно-смугасті неосомні різновиди (рис. 3, а-в). Контакт між тоналітами та мігматитами досить чіткі, різкісні.

Таким чином, з геологічної точки зору Печанівський масив є практично повністю гомогенізованою частиною ультраметаморфічно змінених утворень фундаменту, представлених мігматизованими скуперкрystalними утвореннями василівської світи тетерівської серії, що знаходяться у складних та безперервних взаємопереходах як за латераллю, так і у вертикальних напрямках. Отримані дані свідчать, що окремі найбільш гомогенізовані унаслідок особливо інтенсивних ультраметаморфічних перетворень ареали рами набувають однорідного плутонічного характеру з окремими проявами обмеженої за обсягами інтрузії порцій анатектоїдного розплаву, що надає гранітоїдам масиву ознак параавтохтонності.

Як вже зазначалось вище, при вивченні південно-західного краю масиву виявлено,

що зону контакту шереметівського і бердичівського комплексів (св. 1, інтервал 101,5-104,3 м; св. 967, інтервал 96,5-100,0 м) ін'єкують крупнозернисті сіро-рожеві апатит-біотит-сподумен-кварц-мікроклінові пегматити (рис. 2, 3, с) та епідозити, що розвиваються у зонах тектонізації та синхронних метасоматичних контактових змін в обсязі 20-сантиметрового ареалу. Пегматити являють собою досить однорідну у речовинному відношенні породу крупнозернистої структури та масивної текстури рожевого кольору. Верхній контакт пегматитів з гомогенними плагіогранітоїдами Печанівського масиву досить чіткий, різкий. В напрямку до нижнього контакту в пегматитах спостерігається особливо відчутне зниження ступеня кристалічності, що створює ілюзію «поступового» переходу у гранітоїдами. Аналогічні жильні тіла пегматитів спостерігаються по всій площі масиву, але максимальної концентрації набувають ближче до контактів з вміщувачими породами рами (рис. 3, а-г).

На рис. 3, с (фото зерна пегматиту св. 1) видно, що кварц утворює проростання у блідо-рожевому калієвому польовому шпаті та сподумені. Сподумен блідо-жовто-салатового кольору, з шовковистим блиском пластин у площині досконало вираженої спайності, має чіткі кристалографічні форми з біпірамідальними завершеннями торців короткопризматичних кристалів, розмір яких сягає до 3-4 см. Наявні їх проростання кварцом. Біотит утворює вкраплено-подібні скупчення пакетів лусок у проростанні з кварцовими виділеннями. Апатит утворює дрібні (до 2-3 мм) ізометричні кристали зеленого, зеленкувато-блакитного кольору. Петаліт зрідка присутній у вигляді агрегато-подібних скупчень дрібних кристалів.

Для порівняння нами обрано аналогічні за складом класичні пегматити Шевченківського родовища [Ісаков, 2006]. На рис. 3, п у біотит-кварц-мікроклін-сподуменовому пегматиті Шевченківського родовища добре видно, що біотит утворює вкраплено-подібні скупчення пакетів лусок у проростанні з іншими мінералами. На рис. 3, р наведено зображення дещо іншого за виглядом кварц-мікроклін-сподуменового пегматиту крупно-пегматоїдної структури. На рис. 3, с нами для порівняння наведено також фото зрізу зерна



з крупнозернистого сіро-рожевого апатит-біотит-кварц-сподумен-мікроклінового пегматиту, описаного на контакті плагіогранітоїдів Печанівського масиву та мігматитів вміщуючого породного комплексу.

### Висновки

Печанівський масив локалізований в зоні зчленування Волинського і Дністровсько-Бузького мегаблоків у північному борту Андріївської зони розломів.

У геофізичних полях масив картується позитивним магнітним полем інтенсивністю 50-300 нТл та слабкими локальними аномаліями сили тяжіння (до 0,4 мГал).

Печанівський масив складений плагіогранітоїдами шереметівського комплексу, які утворились у декілька вікових генерацій (фаз): кварцові діорити, діорити (рання) та тоналіти, плагіограніти (пізня).

Судячи із співвідношень з оточуючими породними утвореннями, Печанівський масив є гомогенізованою частиною утворень фундаменту в ділянках особливо інтенсивних ультраметаморфічних перетворень субстрату в зонах аномальних теплових по-

токів. Прояви обмеженої за обсягами інтрузії порцій анатектоїдного розплаву надають гранітоїдам масиву ознак параавтохтонності. Ці ознаки знаходять підтвердження при аналізі геофізичних полів (дискордантність масиву по відношенню до купольних структур Подільського блока і лінійних Волинського мегаблока; контрастна мозаїчна позитивна аномалія на фоні спокійного магнітного поля вміщуючих порід), петролого-геохімічних дослідженнях (різка відмінність речовинного складу і структурно-текстурних особливостей від вміщуючих утворень), вивченні контактів масиву з породами рами (добре виражені, повсюдно супроводжуються приконтактовими змінами). Це надає суттєві підстави для уточнення як механізму утворення гранітоїдів, так і їх обсягу та сучасного розуміння наповнення шереметівського комплексу.

Уточнена металогенічна спеціалізація гранітоїдів масиву у зонах аномальних теплових потоків та флюїдонасичення (контакт блоків). Нами вперше в регіоні виявлено діопсид-сподуменові пегматити, які є першочерговим об'єктом опощування.

### Список літератури / References

1. Гейченко М.В. Геологическое строение и полезные ископаемые междуречья Случь и Тетерев: Отчет о подготовке геофизической и геохимической основ с последующей геологической съемкой масштаба 1:50 000 листов М-35-68-Б, Г. Киев: ДНВП «Геоинформ України», 1992.

*Geychenko M.V.*, 1992. Geology and minerals revers Slutch and Teterev area: Report on the preparation of geophysical and geochemical bases followed by geological survey. Scale 1:50 000. Sheets M-35-68-Б,Г. Kyiv, DNVP "Geoinform of the Ukraine" (in Russian).

2. Діцул М.С., Клос В.Р. Підготовка геофізичної та геохімічної основи для ГДП-200 території аркуша М-35-ХVI (Новоград-Волинський). Київ: ДНВП «Геоинформ України», 2010.

*Ditsul M.S., Klos V.R.*, 2010. Preparation of geophysical and geochemical basis for GDP-200 territory of the sheet M-35-XVI (Novograd Volyn region). Kyiv: DNVP "Geoinform of the Ukraine" (in Ukraine).

3. Єсипчук К.Ю., Бобров О.Б., Степанюк Л.М., Щербак М.П., Глеваський Є.Б., Скобелев В.М., Дранник А.С., Гейченко М.В. Кореляційна хроностратиграфічна схема раннього докембрію Українського щита (пояснювальна записка). Київ: Вид-во УкрДГРІ, 2004. 30 с.

*Esyрchuk K.Y., Bobrov A.B., Stepanyk L.M., Shcherbak M.P., Glevasky E.B., Skobelev V.M., Drannik A.S., Geichenko M.V.*, 2004. Correlation chronostratigraphic scheme of the Early Precambrian complexes of the Ukrainian Shield (Explanatory note). Kyiv: Vydavnytstvo UkrDGRI, 30 p. (in Ukraine).

4. Ісаков Л.В. До питання генезису та класифікації гранітних пегматитів докембрійських щитів. *Зб. наук. праць УкрДГРІ*. 2006. № 4. С. 37–45.

*Isakov L.V.*, 2006. On the question of the genesis and classification of granitic pegmatites of the Precambrian shields. *Zbirnyk naukovykh prats UkrDGRI*, № 4, p. 37-45 (in Ukraine).

5. *Bobrov O.B., Gursky D.S., Shcherbak M.P., Geichenko M.V., Kyrylyuk V.P., Sivoronov A.O. et al.* Main types of rock complexes and mineral deposits in the Ukrainian Shield. Geological excursion guidebook. Kyiv: Geographika, 2002. 166 p.

*Bobrov O.B., Gursky D.S., Shcherbak M.P., Geichenko M.V., Kyrylyuk V.P., Sivoronov A.O. et al.*, 2002. Main types of rock complexes and mineral deposits in the Ukrainian Shield. Geological excursion guidebook. Kyiv: Geographika, 166 p. (in English).

Стаття надійшла  
01.04.2015