

Нафтогазова галузь України

journal@naftogaz.net
www.naftogaz.com/naftogaz_galuz

геологія

3/2014



Фото УНАН

Oil & gas industry of Ukraine

Оцінка ресурсного
потенціалу сланцевого
газу нафтогазоносних
басейнів України

Вакарчук С.Г.,
Довжок Т.С., Філюшкін К.К.

Перспективи видобування
шахтного метану в межах
Західного Донбасу (на прикладі
Павлоградсько-Петропавлівської
площі)

Непапишев Є.О., Радул Р.К.,
Макєєва В.О., Бойко П.І.

Про напружено-
деформований стан газової
обв'язки ГПА КС «Тарутине»

Шлапак Л.С.,
Лінчевський М.П., Саркісов В.О.

V ЩОРІЧНИЙ УКРАЇНСЬКИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФОРУМ ІНСТИТУТУ АДАМА СМІТА

23–26 червня 2014 року в готелі «Інтерконтиненталь» (м. Київ) відбувся V щорічний Український енергетичний форум Інституту Адама Сміта, на якому ключову увагу було приділено національним пріоритетам в реформуванні енергетичного сектора, зокрема реформуванню газової галузі.

Вітаючи учасників форуму, заступник голови правління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» Олександр Тодійчук зазначив, що сьогодні безпека нашої держави, як ніколи, залежить від її енергетичної складової. Україна, готуючись до прийдешньої зими, розглядає три можливих варіанти розвитку подій: надходження російського газу за розумною ціною, забезпечення лише транзиту газу в країни Європи та повне припинення постачання природного газу з Російської Федерації.

Заступник Міністра енергетики та вугільної промисловості України Вадим Улида також підкреслив, що сьогодні Україна змушена працювати в надзвичайних умовах фізичної, інформаційної та енергетичної війни.

Вадим Улида представив 5 ключових напрямів державної політики в сфері енергетики:

- реформа ринків електроенергії, природного газу та вугільної галузі;

- модернізація та розвиток сучасних інноваційних технологій;

- посилення енергетичної безпеки через диверсифікацію енергопостачань та збільшення обсягів власного видобутку енергоресурсів, головним чином, природного газу, в тому числі й нетрадиційного, а також ядерного палива;

- інтеграція в європейську енергетичну систему (ринок природного газу та електроенергії);

- підвищення енергоефективності.

Голова компанії Шелл в Україні Грехем Тайлі зазначив, що, незважаючи на важкі часи, Україна має всі можливості для реформування енергетичного сектора. Грехем Тайлі наголосив на важливості забезпечення надійного та конкурентного постачання енергоресурсів, а також захисту навколишнього середовища і здоров'я людей та створення нових робочих місць.



Назва видання

Нафтогазова галузь України

Науково-виробничий журнал
Виходить один раз на два місяці

Співзасновники

Національна акціонерна компанія
«Нафтогаз України»
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу

Головний редактор
Коболєв А.В.

3/2014

(9) травень-червень

Індекс 74332

Тираж 1000 примірників

Ціна згідно з Каталогом видань України 22,63 грн

Адреса видавця та редакції
01001, Київ-1, вул. Богдана Хмельницького, 6
Телефони: (044) 586 3681, 586 3683
Факс: 594 7669
E-mail: journal@naftogaz.net
www.naftogaz.com/naftogaz_galuz

Адреса друкарні
ТзОВ «Компанія Імперіал Груп»
м. Львів, 79000, а/с 6104
тел.: (032)290 15 80, (063)122 26 25
E-mail: imperial@mail.lviv.ua

ЗАРЕЄСТРОВАНО
в Міністерстві юстиції України.
Свідцтво про державну реєстрацію
друкованого засобу масової інформації
серії КВ №19813-9613Р від 09.04.2013 р.

Видавець

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
НАФТОгаз
У К Р А Ї Н И



NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
NAFTOGaz
OF UKRAINE

Журнал внесено до переліку наукових фахових видань
України, в яких можуть публікуватися результа-
ти дисертаційних робіт на здобуття наукових
ступенів доктора і кандидата наук у таких галузях:
технічні науки (наказ Міністерства
освіти і науки України
№ 41 від 17.01.2014 р.)
геологічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 455 від 15.04.2014 р.)

Рекомендовано до друку
Вченою радою Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу
та Науково-технічною радою
Національної акціонерної компанії
«Нафтогаз України»

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

ВАКАРЧУК С.Г., ДОВЖОК Т.Є., ФІЛЮШКІН К.К.

Оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нафтогазоносних басейнів
України.....3

ОРЛОВ О.О., КАЛИНІЙ Т.В., КАЛИНІЙ Ю.А.

Перспективи нафтогазоносності Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони
Передкарпатського прогину9

МОНЧАК Л.С., АНИКЕЄВ С.Г., МАЄВСЬКИЙ Б.Й., КУРОВЕЦЬ С.С.

Про перспективи газоносності глибокозанурених горизонтів Крукеницької
западини 14

НЕПАПИШЕВ Є.О., РАДУЛ Р.К., МАКЕЄВА В.О., БОЙКО П.І.

Перспективи видобування шахтного метану в межах Західного Донбасу (на при-
кладі Павлоградсько-Петропавлівської площі) 17

ПОВЕРЕННИЙ С.Ф., ДІЦ Р.А., БОРОВИК М.В., ПІДДУБНА О.В.

Пісковики з аномально низькою буримістю 21

ІВАНИШИН В.А., КОПЧАЛЮК А.Я.

Історія геологічного розвитку Лисогірсько-Ярошівської зони 25

КРИВУЛЯ С.В., БЛІЗНЯКОВ В.Є., ВЛАДИКА В.М., НЕСТЕРЕНКО М.Ю.,

БАЛАЦЬКИЙ Р.С.

Щодо уніфікації методик виконання вимірювань петрофізичних параметрів порід-
колекторів 36

ФЕДОРИШИН Д.Д., ТРУБЕНКО О.М., ФЕДОРИШИН С.Д., ПОТЯТИННИК Т.В.

Основні геологічні чинники, які зумовлюють неоднозначність геофізичної інформації
в процесі дослідження неогенових відкладів у свердловинах Хідновицького газового
родовища 39

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

ШЛАПАК Л.С., ЛІНЧЕВСЬКИЙ М.П., САРКІСОВ В.О.

Про напружено-деформований стан газової обв'язки ГПА КС «Тарутине» 44

СТАНДАРТИЗАЦІЯ

Інформаційний бюлетень 49

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Шлапак Л.С. 48

Мелець М.В. 35

Інформація 16, 20, 38, 43

OIL AND GAS GEOLOGY

VAKARCHUK S.H., DOVZHOK T.Ye., FILIUSHKIN K.K.

Estimated resource potential of shale gas in oil and gas basins of Ukraine 3

ORLOV O.O., KALYNII T.V., KALYNII Yu.A.

Hydrocarbon potential of Volyn-Podilsk plate and the Outer zone of the Pre-Carpathian Foreland 9

MONCHAK L.S., ANIKEIEV S.H., MAIEWSKYI B.Yo., KUOVETS S.S.

On the prospects of gas content of recessed horizons of Krukenytska depression 14

NEPAPYSHEV Ye.O., RADUL R.K., MAKEIEVA V.O., BOIKO P.I.

The prospects of coalbed methane extraction withing the Western Donbas (for example, at Pavlogradsko-Petropavlivska area) 17

POVIERIENNYI S.F., DITS R.A., BOROVYK M.V., PIDUBNA O.V.

Sandstones with anomalously low drilling capacity 21

IVANYSHYN V.A., KOPCHALIUK A.Ya.

History of geological development of Lysogirsk-Yaroshivska zone 25

KRYVULIA S.V., BLIZNIAKOV V.Ye., VLADYKA V.M., NESTERENKO M.Yu.,

BALATSKYI R.S.

On standardizing of reservoir rock petrophysical parameter measurement procedures 36

FEDORYSHYN D.D., TRUBENKO O.M., FEDORYSHYN S.D., POTIATYNNYK T.V.

Main geological factors contributing to the heterogeneity of geophysical data in the course of study of Neogene sediments in the wells of Khidnovytske gas field 39

OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

SHLAPAK L.S., LINCHEVSKYI M.P., SARKISOV V.O.

On the stress-strain state of the gas compressor pipeline binding of Tarutyn compressor station 44

STANDARDIZATION

Informational report 49

INDUSTRY EXPERTS

Shlapak L.S. 48*Melets M.V.* 35*Information* 16, 20, 38, 43Oil & gas
industry of Ukraine

Редакційна колегія

Головний редактор

Кобольов Андрій Володимирович – голова правління
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Заступники головного редактора

Крижанівський Євстахій Іванович – д-р техн. наук, член-кореспондент
НАН України, ректор Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газуЧупрун Вадим Прокопович – головний радник голови правління
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Члени редакційної колегії

Адаменко Олег Максимович – д-р геол.-мінерал. наук

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братичак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

Варламов Геннадій Борисович – д-р техн. наук

Васильюк Володимир Михайлович – канд. техн. наук

Венгерцев Юрій Олександрович – д-р філософії, канд. техн. наук

Вишва Сергій Андрійович – д-р геол. наук

Витвицький Ярослав Степанович – д-р екон. наук

Гінзбург Михайло Давидович – д-р техн. наук

Гладун Василь Васильович – д-р геол. наук

Гожик Петро Федосійович – д-р геол. наук, академік НАН України

Гораль Ліліана Тарасівна – д-р екон. наук

Гриценко Олександр Іванович – д-р техн. наук, член-кореспондент РАН (Росія)

Грудз Володимир Ярославович – д-р техн. наук

Данилюк Микола Олексійович – д-р екон. наук

Довжок Тетяна Євгенівна – канд. геол. наук

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

Євдошук Микола Іванович – д-р геол. наук

Єгер Дмитро Олександрович – д-р техн. наук, член-кореспондент НАН України

Зарубін Юрій Олександрович – д-р техн. наук

Зейкан Олександр Юрійович – канд. геол. наук

Карпаш Олег Михайлович – д-р техн. наук

Карпенко Олексій Миколайович – д-р геол. наук

Кісіль Ігор Степанович – д-р техн. наук

Кобольов Володимир Павлович – д-р геол. наук

Колбушкін Юрій Петрович – д-р екон. наук

Кондрат Роман Михайлович – д-р техн. наук

Красножон Михайло Дмитрович – д-р геол. наук

Куровець Ігор Миколайович – канд. геол.-мінерал. наук

Лукін Олександр Юхимович – д-р геол.-мінерал. наук, академік НАН України

Маєвський Борис Йосипович – д-р геол.-мінерал. наук

Макогон Юрій Федорович – д-р техн. наук (Техаський університет, США)

Мачужак Михайло Іванович – канд. геол.-мінерал. наук

Нестеренко Олексій Григорович – канд. екон. наук

Орлов Олександр Олександрович – д-р геол.-мінерал. наук

Осінчук Зіновій Петрович – канд. техн. наук

Павлюк Мирослав Іванович – д-р геол.-мінерал. наук, член-кореспондент
НАН України

Петренко Віктор Павлович – д-р екон. наук

Петровський Олександр Павлович – д-р геол. наук

Прокопів Володимир Йосипович – канд. геол. наук

Світлицький Віктор Михайлович – д-р техн. наук

Середюк Марія Дмитрівна – д-р техн. наук

Середюк Орест Євгенович – д-р техн. наук

Старостенко Віталій Іванович – д-р фіз.-мат. наук, академік НАН України

Сторчак Сергій Олександрович – д-р техн. наук

Тодічук Олександр Сергійович

Уніговський Леонід Михайлович – д-р техн. наук

Федоришин Дмитро Дмитрович – д-р геол. наук

Фік Ілля Михайлович – д-р техн. наук

Хомик Павло Миколайович

Чудик Ігор Іванович – д-р техн. наук

Чухліб Анатолій Петрович – канд. екон. наук

Швидкий Едуард Анатолійович – канд. екон. наук

Шевчук Анатолій Степанович – канд. техн. наук

Над номером працювали

Управління науково-технічної політики Національної акціонерної компанії
«Нафтогаз України»

Сектор організації видання науково-виробничого журналу

Начальник сектору

Т.П. Умуценко

Редактор Н.Г. Ворона

Здано до складання 16.08.2014. Підписано до друку 20.09.2014

Формат 205×285. Папір крейдований. Офсетний друк

© С.Г. Вакарчук
канд. геол. наук
Т.Є. Довжок
канд. геол.-мінерал. наук
К.К. Філюшкін
ДП «Науканафтогаз»

Оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нафтогазоносних басейнів України

УДК 553.98:550.8(477.52)/6

У статті наведено результати оцінки наявності скопчень сланцевого газу в нафтогазоносних басейнах України. Визначено головні стратиграфічні рівні і виділено основні зони поширення порід, перспективних для пошуків сланцевого газу. Виконано кількісну оцінку ресурсів сланцевого газу в нафтогазоносних регіонах України.

Ключові слова: сланцевий газ, стратиграфічні рівні, перспективні зони, видобувні ресурси.

В статье приводятся результаты оценки наличия скоплений сланцевого газа в нефтегазоносных бассейнах Украины. Определены главные стратиграфические уровни и выделены основные зоны распространения пород, перспективных на поиски сланцевого газа. Выполнена количественная оценка ресурсов сланцевого газа нефтегазоносных регионов Украины.

Ключевые слова: сланцевый газ, стратиграфические уровни, перспективные зоны, извлекаемые ресурсы.

The paper outlines results of shale gas potential assessment for petroleum provinces in Ukraine. The main stratigraphic levels and areal extent of prospective zones for shale gas exploration are recognized. Quantitative evaluation of shale gas resources in Ukraine is presented.

Key words: shale gas, stratigraphic levels, prospective zones, extracted resources.

Потенційні ресурси традиційного газу в Україні оцінюються в 7254,3 млрд м³. Ступінь реалізації початкових ресурсів газу в цілому по Україні – 40,2 %, у т.ч. по Східному нафтогазоносному регіону – 56 %, Західному – 44,1 і Південному – 5,1 %. Причому основні залишкові нерозвідані ресурси Східного та Західного нафтогазоносних регіонів зосереджені на значних глибинах або пов'язуються з невеликими як за розмірами, так і запасами складнобудованими пастками, що значно ускладнює їх виявлення, підготовку і опанування. По Південному нафтогазоносному регіону основна частина нерозведаних ресурсів газу (89 %) сконцентрована в межах акваторій, і їх освоєння з ряду причин, зокрема політичних, відкладається на невизначений термін. У цій ситуації одним із найбільш перспективних напрямів нарощування видобутку газу в Україні є освоєння його нетрадиційних джерел – метану вугільних пластів, газу ущільнених порід і сланцевого газу. Саме оцінці перспектив освоєння останнього в нафтогазоносних регіонах України і присвячена наша стаття.

Перші публікації з цієї тематики, що з'явилися 2010 року, були присвячені розгляду зарубіжного досвіду і теоретичному обґрунтуванню пошуку скопчень сланцевого газу [1–3]. На наступному етапі було виконано певний обсяг лабораторних досліджень і сформульовано основні крите-

рії оцінки перспектив пошуку сланцевого газу в Україні, а також визначено ряд перспективних стратиграфічних комплексів і зон [4–7]. У той же час системних робіт у цьому напрямку, виконаних за єдиними методичними принципами, практично не проводилось. Залишаються актуальними дослідження з удосконалення критеріїв прогнозу скопчень сланцевого газу, встановлення закономірностей просторового та вікового поширення перспективних утворень і роботи з оцінки їх ресурсної бази.

Наша робота охоплює значний спектр проблем пошуку сланцевого газу в Україні, починаючи з удосконалення критеріїв прогнозування до виділення найбільш перспективних комплексів і зон та оцінки їх ресурсного потенціалу. Визначення критеріїв прогнозування сланцевого газу в Україні ґрунтувалося на комплексному аналізі промислово-газоносних сланцевих утворень у басейнах Північної Америки з урахуванням особливостей будови нафтогазоносних басейнів України. Всього в роботі було використано результати понад 1100 аналізів петрофізичних властивостей порід, 1540 аналізів катагенетичної зрілості порід, 520 визначень $C_{орг}$, 350 рентгено-структурних аналізів і понад 2000 описів керна та шліфів із 950 свердловин. Також із метою виділення у розрізі інтервалів залягання сланцевих порід, перспективних на неконвенційний газ, і оцінки їх промислових параметрів було

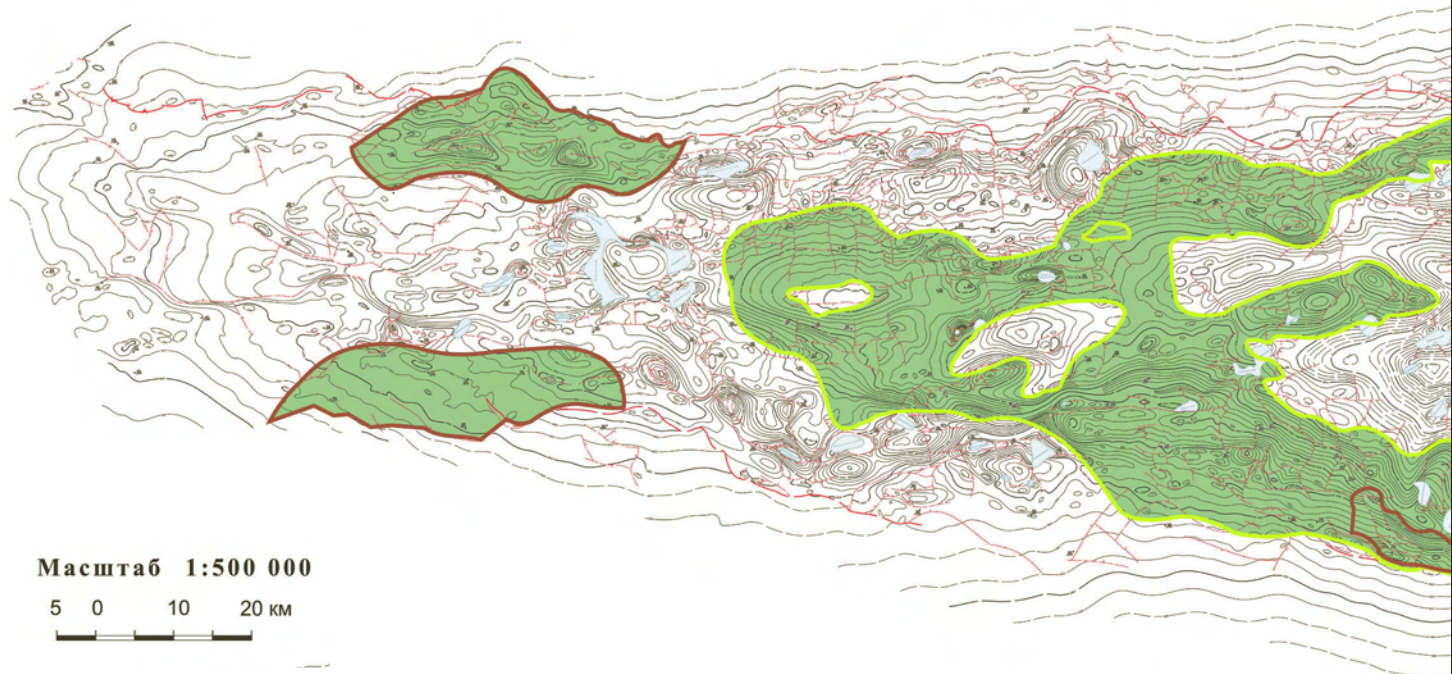


Рис. 1. Карта поширення перспективних на сланцевий газ порід Дніпровсько-Донецької западини: 1 – території, перспективні на пошуки сланцевого газу, 2 – у девонських відкладах, 3 – у нижньокам'яновугільних відкладах, 4 – у середньокам'яновугільних відкладах, 5 – у верхньокам'яновугільних відкладах

виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС 145 свердловин із застосуванням спеціалізованих зарубіжних та авторських методик.

Оцінка загальних ресурсів газу сланцевих товщ включала в себе підрахунки за двома категоріями – вільного газу в порово-тріщинному об'ємі та газу, що знаходиться в сорбованому стані. Для першого випадку було застосовано об'ємний метод підрахунку, для другого (у зв'язку з відсутністю прямих замірів газонасиченості породи) за допомогою графіків-ізотерм Ленгмюра визначали питому газонасиченість на тону породи, яка змінюється залежно від тиску і вмісту органічної речовини [7]. Значення коефіцієнтів вилучення приймали на рівнях – 0,35 для вільного газу і 0,15 для сорбованого.

Критерії оцінки перспектив пошуку сланцевого газу

Узагальнення геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів із газонасиченості сланцевих утворень різних басейнів Північної Америки (Барнетт, Вудфорд, Феєтвілл, Хейнзвіль, Ентрім, Марселлус, Хорн-Рівер, Монті, Уїллістоун, Остін Чок Тренд Іст Техас – Норт Луїзіана Солт та ін.),

аналіз інформації, отриманої в ході зустрічей із представниками провідних іноземних компаній ExxonMobil, Shell та Halliburton, що мають багатий досвід роботи з нетрадиційними джерелами вуглеводневої сировини, із урахуванням результатів виконаних раніше робіт [4–7] дали змогу визначити основні геологічні критерії газонасиченості сланцевих порід в Україні. Розглянемо їх детальніше.

Літологічний склад. Сланцевий газ пов'язаний винятково з осадовими глинистими, алеврито-піщано-глинистими та карбонатно-глинистими утвореннями, що знаходяться переважно на стадії мезокатагенезу. Головною відмінністю газонасичених сланцевих порід від звичайних осадових пелітоморфних порід є вміст органічної речовини у кількості від 1 до 10 %.

Ступінь термальної зрілості порід. Ступінь катагенезу осадових порід і розсіяної в них органічної речовини є одним з найважливіших показників умов генерації ВВ. Із урахуванням фактичних даних визначено, що найбільш сприятливими умовами для генерації сланцевого газу є інтервал від нижньої частини МК₂ ($R^o - 0,80$) до середньої частини АК₂ ($R^o - 3,0$).

Пористість і проникність. Газ у сланцевих породах міститься як у сорбованому, так і у вільному стані в ізольованих



і напівізольованих порах та тріщинах. Нижня межа відкритої пористості порід, перспективних для пошуку сланцевого газу, відповідає значенню в 1,0 %, а проникності 0,009 мД (за даними компаній ExxonMobil та Halliburton).

Товщина перспективного горизонту. Зазвичай мінімальна товщина продуктивної товщі становить 30–40 м, що обумовлено як геологічними (величина ресурсів), так і технічними чинниками (розкриття продуктивних товщ свердловинами з горизонтальними стовбурами).

Глибина залягання. Аналіз родовищ сланцевого газу у Північній Америці показує, що глибина залягання пластів, із яких здійснюється промислове видобування сланцевого газу, змінюється від 300 до 4600 м. Судячи з досвіду розробки покладів сланцевого газу у США, економічно обґрунтованою є глибина залягання порід до 4500 м.

Оцінка перспектив пошуків сланцевого газу в Україні

На основі розроблених критеріїв визначено найбільш перспективні стратиграфічні комплекси, закартовано перспективні території для пошуку сланцевого газу в межах Східного, Західного та Південного нафтогазоносних регіонів

України і виконано кількісну оцінку потенційних ресурсів.

Східний нафтогазоносний регіон. За результатами комплексного аналізу в геологічному розрізі Східного нафтогазоносного регіону виділено 10 стратиграфічних рівнів, що вміщують породи, перспективні на сланцевий газ. У верхньодевонському комплексі це: карбонатно-глинисті і глинисто-карбонатні відклади середньої частини франського ярусу (саргаєвсько-семилуцький горизонт); алевро-піщано-глинисті, глинисті і карбонатно-глинисті відклади нижньої частини фаменського ярусу (задонський та нижня частина елеського горизонтів); алевро-піщано-глинисті і карбонатно-глинисті відклади верхньої частини фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади). В нижньокам'яновугільному комплексі: глинисті, карбонатно-глинисті і глинисто-карбонатні відклади нижньої та середньої частин турнейського ярусу; глинисті і карбонатно-глинисті відклади верхньої і нижньої частин нижньовізейського під'ярусу; глинисті відклади нижньої та верхньої частин верхньовізейського під'ярусу (базальні верстви XIIa МФГ (рудівські шари), середня та верхня частини XIIa МФГ, середня і верхня частина XI МФГ); глинисті відклади нижньої частини серпухівсько-

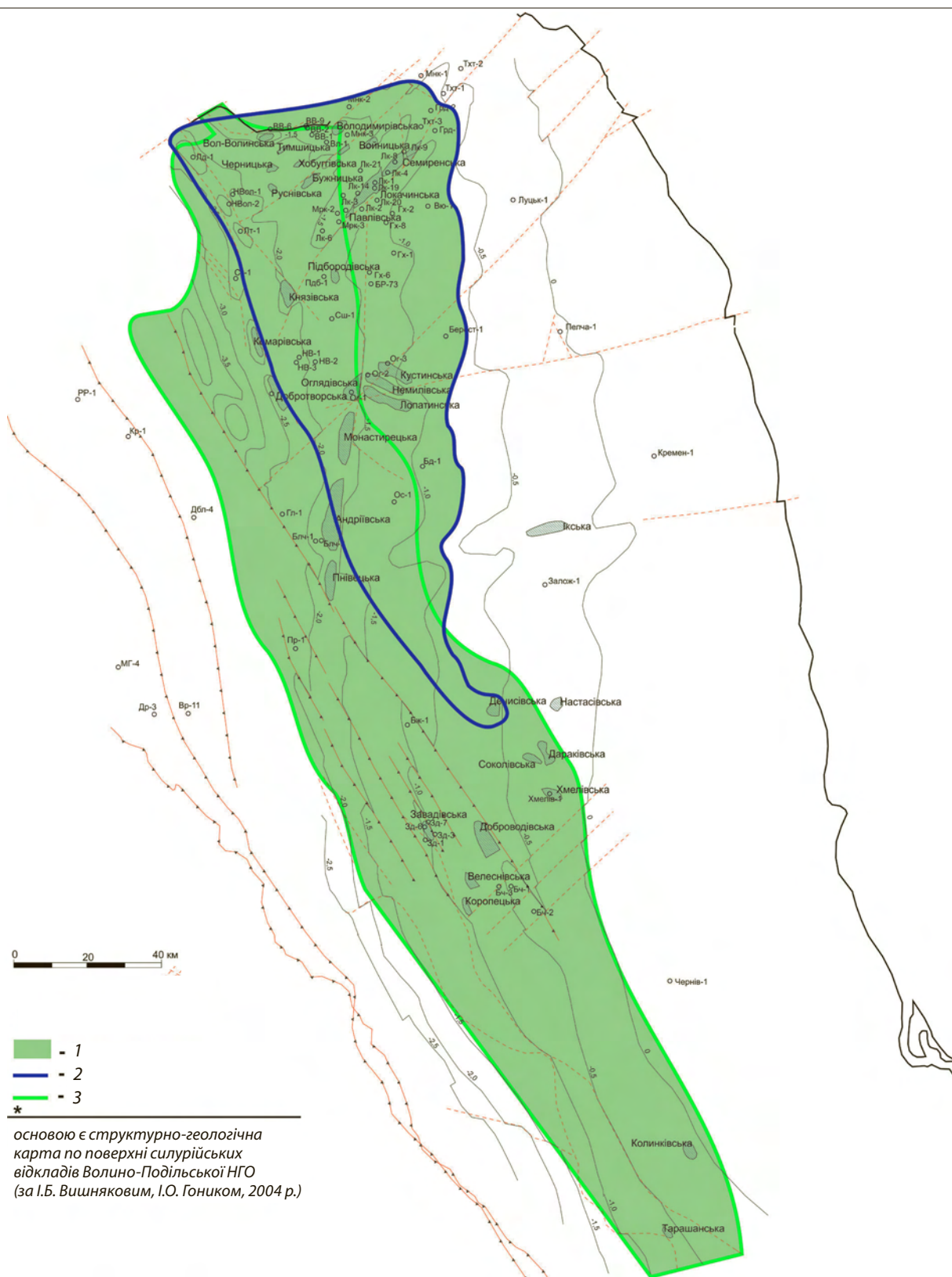
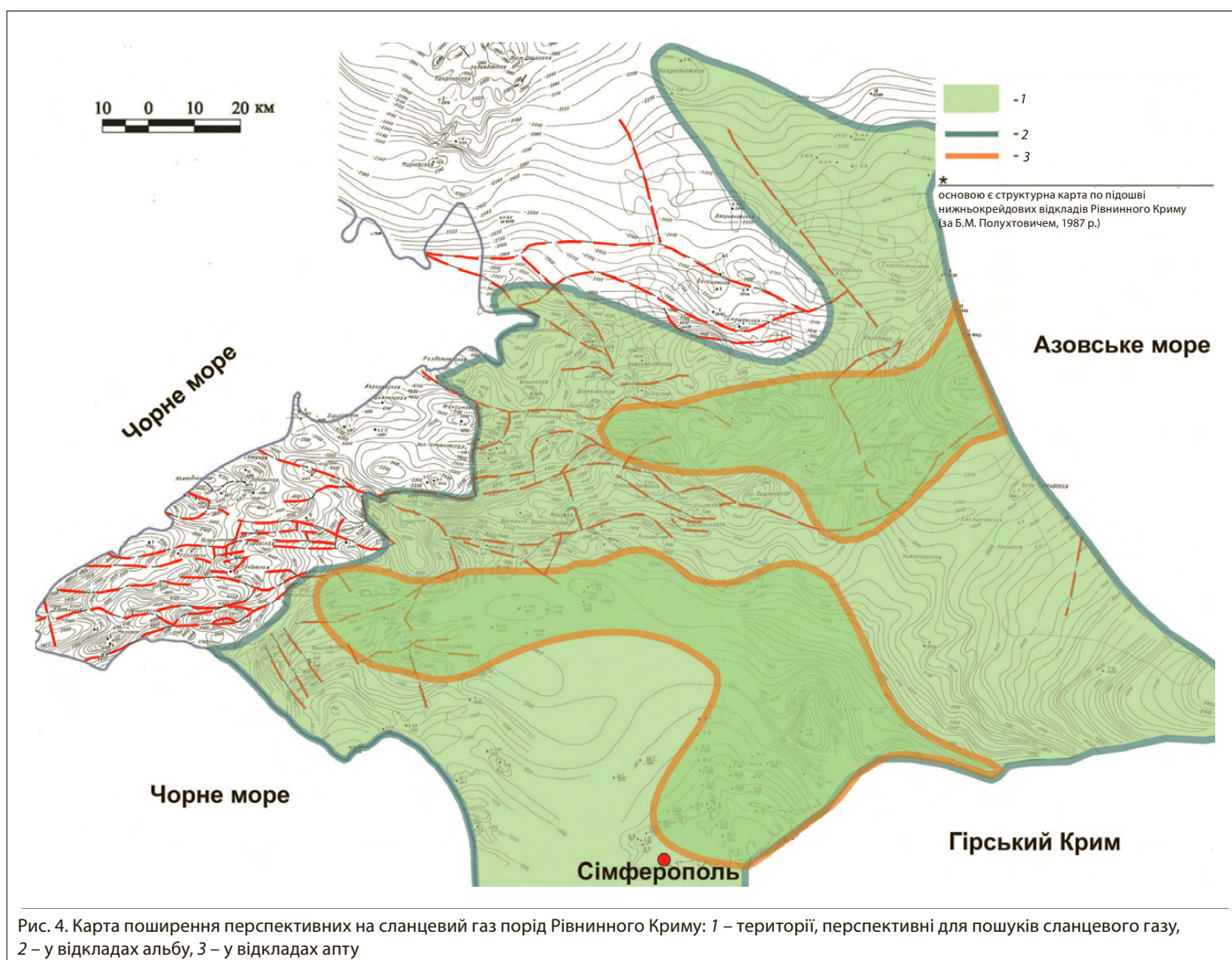
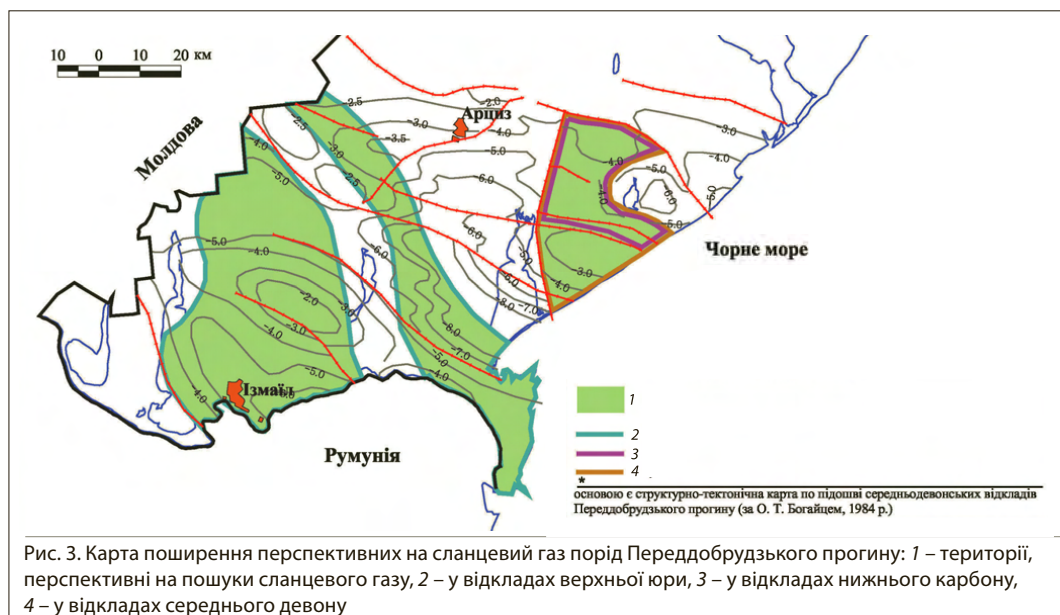


Рис. 2. Карта поширення перспективних на сланцевий газ порід Волино-Подільської НГО: 1 – території, перспективні для пошуків сланцевого газу, 2 – у відкладах верхньовендсько-нижньокембрійського комплексу, 3 – у відкладах силурійського комплексу



го ярусу. В середньокам'яновугільному комплексі: глинисті і карбонатно-глинисті середньої та нижньої частин башкирського ярусу та глинисті відклади середньої частини московського ярусу. У верхньокам'яновугільному комплексі – глинисті відклади середньої частини касимівського ярусу.

За результатами комплексних досліджень закартовані перспективні зони для пошуку сланцевого газу (рис. 1). Для верхньодевонського комплексу це три перспективні зони – у південній та північній прибортових зонах на північному заході ДДЗ і південна прибортова зона на південному сході ДДЗ. Для порід нижньокам'яновугільного комплексу – це північно-західна та центральна частини грабену ДДЗ, південна прибортова зона на південному сході ДДЗ, південна частина північного борту. Для середньокам'яновугільного та верхньокам'яновугільного комплексів – це центральні райони південного сходу ДДЗ.

Видобувні ресурси сланцевого газу Східного регіону оцінюють у 14,3 трлн м³.

Західний нафтогазоносний регіон. За результатами проведених досліджень визначено, що в межах Західного регіону України найбільш перспективною для пошуку сланцевого газу є територія Волино-Подільської плити. Тут перспективи пов'язуються з: піщано-глинистими і глинистими відкладами верхньої частини венду – нижньої частини нижнього кембрію та глинистими і карбонатно-глинистими нижнього і верхнього силуру.

Перспективна територія по верхньовендсько-нижньокембрійському комплексу охоплює західні та південно-західні райони Волино-Поділля, по силурійському комплексу – західні, південно-західні та південні райони Волино-Поділля (рис. 2).

Видобувні ресурси сланцевого газу Західного регіону України оцінюють у 3,4 трлн м³.

Південний нафтогазоносний регіон. У межах Південного регіону наявність перспективних утворень для пошуку сланцевого газу установлено в межах Переддобрудзького прогину і Рівнинного Криму. В розрізі Переддобрудзького прогину перспективними на сланцевий газ є: алеврити-піщано-глинисті та глинисті відклади нижнього девону (жединський, зігенський, емський яруси), турнейсько-нижньовізейські карбонатно-глинисті відклади нижнього карбону, верхньовізейсько-серпухівські алеврити-піщано-глинисті та глинисті відклади нижнього карбону і глинисті і карбонатно-глинисті відклади середньої та верхньої частин середньої юри. В межах Рівнинного Криму перспективними на сланцевий газ є глинисті і карбонатно-глинисті відклади аптського і альбського ярусів нижньої крейди.

Перспективна територія по нижньодевонському і нижньокам'яновугільному комплексах охоплює північно-східну частину Переддобрудзького прогину, по середньоярському комплексу – практично весь Переддобрудзький прогин (рис. 3). Перспективна територія по аптському комплексу охоплює північно-східну та центральну частини Рівнинного Криму, по альбському комплексу – майже всю територію Рівнинного Криму (рис. 4).

Видобувні ресурси сланцевого газу Південного нафтогазоносного регіону України оцінюють у 4,3 трлн м³.

Висновок

Проведені дослідження показали, що територія України характеризується значним потенціалом поширення сланцевого газу. Перспективні утворення для його пошуку виявлено в усіх її трьох нафтогазоносних регіонах. Усього встановлено 19 основних рівнів розвитку порід, перспективних для пошуку сланцевого газу, у т.ч. у Східному нафтогазовому регіоні – 10, в Західному – 3, в Південному – 6. Найбільш перспективними виявилися відклади палеозою (16 рівнів розвитку перспективних порід), значно меншими перспективами характеризується мезозойський комплекс (3 рівні розвитку перспективних порід). Сумарна площа перспективних територій для пошуку сланцевого газу є найбільшою у Східному нафтогазоносному регіоні, значно меншою площа розповсюдження перспективних утворень в Південному і Західному нафтогазоносних регіонах. За видобувними ресурсами провідне місце також посідає Східний нафтогазоносний регіон (14 трлн м³), на другому місці – Південний (4,3 трлн м³) і на третьому – Західний (3,4 трлн м³). Сумарні видобувні ресурси сланцевого газу в усіх трьох нафтогазоносних регіонах України становлять 22,0 трлн м³. Першочерговими об'єктами, виходячи з величини ресурсної бази і площі розповсюдження, є відклади нижньокам'яновугільного комплексу Східного нафтогазоносного регіону. Саме на них потрібно сконцентрувати основну увагу під час проведення подальших детальних досліджень.

Список літератури

1. **Лукин А. Е.** Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–33.
2. **Лукин А. Е.** Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волино-Подольи и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.
3. **Гурский Д. С.** Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Д. С. Гурский, В. А. Михайлов, П. М. Чепиль и др. // Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3–8.
4. **Лукин А. Е.** Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
5. **Вакарчук С.Г.** Стратиграфічна приуроченість, літологічна характеристика та територіальна поширеність осадових відкладів палеозою, перспективних на пошуки газу нетрадиційного типу у Східному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін, А.М. Вертюх // 36. наук. праць Інституту геол. наук НАН України. – 2012. – Вип. 5. – С. 174–178.
6. **Vakarchuk S.** Shale Gas Opportunities in Ukraine: Geological Settings, Reserves Assessment and Exploration Problems / S. Vakarchuk, V. Gladun, T. Dovzhok et al. // Abs. CD-ROM 34th IGC, Brisbane, Australia, 5–10 August 2012.
7. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Т.Є. Довжок та ін. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.

© О.О. Орлов
д-р геол.-мінерал. наук
Т.В. Калиній
Ю.А. Калиній
ІФНТУНГ

Перспективи нафтогазоносності Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

УДК: 552.578.18

У статті наведено можливі нові джерела видобування вуглеводневої сировини в межах Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину як у традиційних, так і нетрадиційних колекторах. Висловлено думку про переваги видобування газу і нафти в районі робіт із позиції збереження нормальної екологічної ситуації.

Ключові слова: джерела вуглеводневої сировини, Волино-Подільська плита, Зовнішня зона Передкарпатського прогину, бітумонафтогазоносна область, Львівсько-Волинський вугільний басейн, екологічна ситуація.

В статье приведены возможные новые источники добычи углеводородного сырья в пределах Волино-Подольской плиты и Внешней зоны Предкарпатского прогиба как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах. Высказывается мнение относительно преимуществ добычи газа и нефти в районе работ из позиций сохранения нормальной экологической ситуации.

Ключевые слова: источники углеводородного сырья, Волино-Подольская плита, Внешняя зона Предкарпатского прогиба, битумонефтегазоносная область, Львовско-Волинский угольный бассейн, экологическая ситуация.

The article presents the possible sources of hydrocarbon minerals production within the Volyn-Podolsk plate and outer zone of the Carpathian Foreland, which the author refers to a single bitumen, -oil- and gas-bearing area. The prospects for oil and gas presence in both conventional and unconventional reservoirs are considered. All the above mentioned issues are dealt with from the standpoint of maintaining normal environmental situation.

Key words: sources of hydrocarbon minerals, Volyn-Podolsk plate, outer zone of the Carpathian Foreland, bitumen-bearing area, Lviv-Volyn coal basin, environmental situation.

Згідно з нафтогазогеологічним районуванням Західно-українського нафтогазоносного регіону, Волино-Подільську плиту і Зовнішню зону Передкарпатського прогину потрібно об'єднувати в єдину нафтогазоносну область, оскільки Зовнішня зона Передкарпатського прогину є нічим іншим як західним краєм Волино-Подільської плити, який у західному напрямку моноклінально і по системі тектонічних порушень скидового характеру поступово опускається і занурюється під насув флішових утворень Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Карпат [1]. Об'єднання Зовнішньої зони і Волино-Подільської плити в єдину нафтогазоносну область детально обґрунтовується нами такими критеріями: 1 – загальною геологічною історією розвитку цих територій, 2 – подібністю їх літолого-стратиграфічних розрізів, 3 – наявністю подібних локальних тектонічних структур платформового і перехідного типів. До того ж, Волино-Подільська плита і Зовнішня зона Передкарпатського прогину є, головним чином, газонасними [2]. Говорячи про об'єднання Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і Волино-Подільської плити в єдину область, доцільно згадати, що ще 1979 року Валєєв В.Н., Юдін Г.Т., Гісмаутлін Р.В. та ін. [3] справедливо зауважили, що в природі існують просто нафтогазоносні області, в розрізі яких є поклади нафти і газу, але бітумінозних порід немає, а є бітумонафтогазоносні

області, де, крім відкритих родовищ нафти і газу, розвинуті ще товщі бітумінозних порід. У розрізі Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину існують відклади, збагачені органічною речовиною (ОР), бітумінозні породи (до яких входить кероген), а також вугленосні товщі [4, 5]. Аналізуючи дані наведених фундаментальних праць і результати проведених у 1991–92 рр. тематичних досліджень за угодою ІФНТУНГ та Французького інституту нафти [6], область Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, на нашу думку, потрібно називати бітумонафтогазоносною областю. Це важливо у зв'язку з тим, що на сьогодні у ряді країн світу промислове видобування вуглеводневої сировини здійснюється не тільки з традиційних колекторів, а й з слабопроникних бітумінозних порід, які раніше розглядалися як покривки. Такі породи з часу одержання промислових припливів нафти з баженівської світи юри у Західному Сибіру одержали назву нетрадиційних колекторів [7, 8]. Існують вони і в широко-розвинутих бітумонафтогазоносних товщах західних областей України [2, 9].

На сьогодні, окрім відкритих великої кількості газових і трьох нафтових родовищ (Коханівка, Лопушна і Орховичі у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину) та двох газових родовищ на території Волино-Подільської плити



Рис. 1. Тектонічна схема бітумнонафтогазоносної області Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (за [10] із доповненнями авторів): I – Західний схил Українського щита БНГО; II – Волино-Подільська плита; II¹ – Волинський виступ; II² – Волинська частина; II³ – Подільська частина; II⁴ – Львівський палеозойський прогин; III – Зовнішня зона Передкарпатського прогину (його платформовий схил); IV – Внутрішня зона Передкарпатського прогину; V – Скибова зона Карпат; Ст – Станіславське підняття; ПБ – Покутсько-Буковинське підняття. **Родовища газу Волинської плити:** 1 – Локачинське, 2 – Великокомостівське. **Родовища вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину:** 3 – Свидницьке, 4 – Коханівське, 5 – Вижомлянське, 6 – Вишнянське, 7 – Нікловське, 8 – Макунівське, 9 – Хідновицьке, 10 – Садковицьке, 11 – Пінянське, 12 – Залужанське, 13 – Новосілівське, 14 – Рудківське, 15 – Майнівське, 16 – Сосулівське, 17 – Грушівське, 18 – Східно-Довгівське, 19 – Південно-Грабінське, 20 – Мединицьке, 21 – Малогорожанське, 22 – Опарське, 23 – Летнянське, 24 – Грудівське, 25 – Більче-Волицьке, 26 – Гайське, 27 – Кавське, 28 – Глинківське, 29 – Угерське, 30 – Південно-Угерське, 31 – Дашавське, 32 – Кадобнянське, 33 – Гринівське, 34 – Богородчанське, 35 – Черемхівське-Струпківське, 36 – Пилипівське, 37 – Дебеславицьке, 38 – Яблунівське, 39 – Косівське, 40 – Ковалівське, 41 – Чорногузьке, 42 – Шереметівське, 43 – Красноїльське, 44 – Лопушянське, 45 – Тинівське, 46 – Городоцьке, 47 – Орховицьке, 48 – Славецьке, 49 – Горожанське. **Родовища вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат:** 50 – Старо-Самбірське, 51 – Південно-Монастирське, 52 – Блажівське, 53 – Бориславське, 54 – Новосідицьке, 55 – Іванківське, 56 – Орів-Уличнянське, 57 – Соколовецьке, 58 – Заводівське, 59 – Південно-Стинавське, 60 – Мельничанське, 61 – Стинавське, 62 – Семигинівське, 63 – Танявське, 64 – Янківське, 65 – Північно-Долинське, 66 – Долинське, 67 – Вигодсько-Витвицьке, 68 – Чечвинське, 69 – Струтинське, 70 – Спаське, 71 – Рожнятівське, 72 – Спаське-Глибинне, 73 – Ріпнянське, 74 – Підлісське, 75 – Луквинське, 76 – Рудавецьке, 77 – Росільнянське, 78 – Космацьке, 79 – Монастирчанське, 80 – Пнівське, 81 – Гвіздецьке, 82 – Південно-Гвіздецьке, 83 – Пасічянське, 84 – Битків-Бабченське, 85 – Довбушанське, 86 – Бистрицьке, 87 – Микуличинське, 88 – Страшевицьке, 89 – Стрільбицьке, 90 – Східницьке. **Недосліджені локальні структури:** 91 – Рава-Руська, 92 – Немирівська, 93 – Ставчанська, 94 – Стенжарівська, 95 – Радовицька, 96 – Оводневська, 97 – Доброшинська, 98 – Мацатинська, 99 – Збайська, 100 – Майорівська, 101 – Бобриська, 102 – Ліщинська, 103 – Хлівчанська, 104 – Бутинська, 105 – Нестерівська, 106 – Куликівська, 107 – Дублінська, 108 – Печенізька, 109 – Літовезька, 110 – Божеська, 111 – Ільківська, 112 – Гоголівська, 113 – Холоднська, 114 – Куличківська (Великомостівське), 115 – Реклинська, 116 – Кам'янка-Бузька, 117 – Пелчинська, 118 – Козинська, 119 – Денисівська, 120 – Настасівська, 121 – Соколівська, 122 – Хмельницька, 123 – Вербовацька, 124 – Велескевська, 125 – Коропецька, 126 – Тудорівська, 127 – Бучацька, 128 – Істяківська, 129 – Мешковська, 130 – Воронівська, 131 – Рогатинська, 132 – Калинівська, 133 – Шегинська, 134 – Дністровська, 135 – Акрешорська, 136 – Тереснянська, 137 – Тарасівська, 138 – Північно-Пінянська.

(Великомостівського і Локачівського), у межах цієї області встановлено велику кількість (близько 45) антиклінальних локальних структур (див. рис. 1). Але в розрізі цих структур спостерігалось багато нафтогазопроявів (рис. 2). Так, у силурійських відкладах під час буріння опорних св. 30-Великі Мости та 1-Бучач виникали газопрояви у вигляді різкого збільшення в'язкості і зниження густини глинистого розчину. Вказані газопрояви зафіксовані також газокаротажною станцією (збільшення вмісту газу до 7,0 % у глинистому розчині порівняно з фоном 0,1–0,3 %). Щодо нафтопроявів із силурійських відкладів Волино-Подільської плити, то у процесі буріння пошукових свердловин на площі Локачі в сокальському горизонті силуру зафіксовано наявність нафти у вигляді включень у тріщинах порід у керні, а іноді й у порах порід. В одній зі свердловин (12-Локачі) під час її випробування з інтервалу 1350–1483 м зафіксовано короточасний малий приплив нафти. Крім Локачівського родовища на території Волино-Подільської плити, у процесі буріння свердловин слабкі нафтогазопрояви спостерігали також під час розкриття кембрійських відкладів на площах поблизу населених пунктів Літовеж, Володимир-Волинський, Новий Вітків, Перемишляни та інших. У ході буріння розвідувальних свердловин на вугілля у Львівському палеозойському прогині в межах Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну в карбонових відкладах майже повсюди відмічали газопрояви – від слабких до середньої інтенсивності. Іноді спостерігали також і нафтопрояви у вигляді нафтових плівок у глинистому розчині. Зазначене свідчить про загальну нафтогазоносність осадових товщ території, що розглядається.

На нашу думку, якщо провести переінтерпретацію даних ГДС у розрізах так званих недосліджених структур, то не виключено, що в деяких структурах може бути виявлено вуглеводневі прошарки.

Якщо зіставити геологічну будову нафтогазоносною області Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину з іншими нафтогазоносними областями світу, наприклад із Західно-Канадською нафтогазоносною областю, що простягається на захід від Канадського щита (адміністративні провінції: Британська Колумбія, Альберта, Саскачеван, Манітоба), то можна побачити їх схожість за літолого-стратиграфічним розрізом і тектонічними особливостями. До речі, Західно-Канадська нафтогазоносна область (НГО) є головною нафтогазовидобувною територією в Канаді. В її межах відкрито такі родовища нафти зі значними запасами, як: Пембіна, Свен-Хілла, Редоутер, Рімбей, а також великі родовища газу: Тернер-Валлі, Айленд, Форт-Норман та ін.

Цікаво, що у Західно-Канадській НГО велика кількість родовищ із значними запасами вуглеводнів західного краю Північно-Американської платформи зосереджена в утвореннях верхньодевонського віку, які представлені вапняками, інколи доломітами нижнього девону, які канадські геологи вважають рифогенними утвореннями. Вказані карбонатні породи, як правило, заховані в товщах темно-сірих глин, глинистих сланців, алевролітів та інших теригенних порід.

За результатами палеогеографічних досліджень Г.Н. Доленка, Г.П. Різуна, Ю.М. Сеньковського, на території Воли-

но-Подільської плити, починаючи від рифею до початку накопичення відкладів дністровської серії нижнього девону, також існували сприятливі умови для формування карбонатних порід, представлених вапняками, можливо, рифогенного походження [10]. Карбонатні відклади від кембрію (а можливо, і від рифею) до девону у межах Волино-Подільської плити на сьогодні ще слабо вивчені та потребують проведення подальших детальних палеогеографічних досліджень.

У межах Волино-Поділля потрібно приділити також увагу видобуванню газу безпосередньо з пластів вугілля Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. У геологічному відношенні цей басейн приурочений до західного краю Волино-Подільської плити, який поступово опускається по системі тектонічних порушень скидового характеру і переходить у платформовий схил Передкарпатського прогину, який являє собою його Зовнішню зону. Вугленосні відклади на Волино-Подільській плиті належать до товщі нижнього і середнього карбону, де зосереджено до 60 пластів кам'яного вугілля завтовшки 0,5–1 м. Початкові геологічні ресурси вугілля у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні становили 2,1 млрд т. На сьогодні ресурси ще не вироблені й на половину. У цьому басейні представлено вугілля двох марок: газової – 92 % і жирної – 8 %. Глибини залягання вугільних пластів невеликі – від 300 до 650 м. Видобуток вугілля у басейні не є стабільним і останнім часом коливається у широких (залежно від потреб) межах. Геологічні умови у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні досить сприятливі для видобування газу безпосередньо з вугільних пластів у зв'язку з пологим їх заляганням і відносно слабкою тектонічною порушеністю порівняно, наприклад, з Донецьким кам'яновугільним басейном [2].

Вугленосну товщу карбону Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну вважають дуже загазованою, що пов'язане тут із достатньо інтенсивними процесами метаморфізму вугілля. Інтенсивність теплових потоків Землі в межах Волино-Подільської плити сягає величин до 60 і навіть 70 мВт/м² [11], що є сприятливим критерієм для перетворення органічної речовини на вуглеводневі сполуки. До складу природних газів басейну в осадових породах входять метан і його гомологи до пропану, інколи до бутану включно, а також азот, вуглекислий газ, водень, сірководень. Найбільш поширені – метан, азот і вуглекислий газ. Походження вуглеводневих газів у вугленосній товщі Львівсько-Волинського вугільного басейну пов'язане з перетворенням ОР в основному гумусового ряду. Але наявність у газах важких вуглеводнів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну свідчить також і про роль сапропелевої ОР, що відкладалася в процесі седиментогенезу в карбонів час.

Розглядаючи перспективи видобування газу на Волино-Подільській плиті, першочергову увагу, на нашу думку, потрібно приділити слабопроникним породам, що вміщують вугільні пласти, тобто нетрадиційним колекторам. Газ у вміщуючих породах може бути пов'язаний із оклюзією. Але перспективи видобування газу з алевроліто-аргілітових пластів і ущільнених пісковиків, що відклалися у Львівському палеозойському прогині, слід пов'язувати, на наш погляд, в основному з перетвореною в них розсіяною ОР

Вік, система	Відділ	Коротка літологічна характеристика	Максимальна товщина, м	Нафтогазо-прояви, поклади газу і вугілля
Неоген Палеоген		Вапняки, пісковики, алевроліти, гіпси та ангідриди	250	
Крейда	Верхній	Вапняки, мергелі	300	
	Нижній			
Юра	Верхній	Вапняки, доломіти, гіпси та ангідриди	150	
	Середній	Аргіліти, алевроліти, пісковики, конгломерати	250	
Карбон	Середній	Пісковики, доломіти	900	▲ ○
	Нижній	Аргіліти, доломіти, пісковики, алевроліти, вапняки		▲ ○
Девон	Верхній	Вапняки, гіпси та ангідриди, алевроліти, доломіти	110	○ ○
	Середній	Аргіліти, алевроліти, пісковики, доломіти, вапняки		○
	Нижній	Вапняки, алевроліти, аргіліти, пісковики	2100	А
Силур	Верхній	Вапняки, алевроліти, аргіліти, пісковики	1300	○
	Нижній	Вапняки, доломіти, аргіліти		●
Ордовик				
Кембрій	Середній	Пісковики, аргіліти, алевроліти	1400	●
	Нижній	Пісковики, алевроліти		○
Вендський комплекс		Пісковики	450	
		Алевроліти	50	
		Пеліти	40	
Рифей		Пісковики, аргіліти	900	

Умовні позначення: ● - газопрояви; ○ - нафтопрояви; А - поклади газу; ▲ - поклади вугілля.

Рис. 2. Літолого-стратиграфічний розріз відкладів осадового чохла Волино-Подільської плити (Орлов О.О., Калиній Т.В., 2014 р.)

у результаті проходження катагенетичних процесів. Важко уявити насичення непроникних порід газом або нафтою феноменом «оклюзії» у широких масштабах. До того ж, в осадовій оболонці Земної кори є велика кількість територій, де значні накопичення нафти і газу в ущільнених породах існують без будь-якого зв'язку з метаморфізмом вугільних пластів.

На наш погляд, видобування газу безпосередньо з вугільних пластів є набагато менш доцільним порівняно з видобуванням газу з порід, що вміщують вугілля. Саме тому, що буріння на вугільні пласти свердловин для видобування

газу, особливо горизонтальних свердловин із застосуванням гідророзривів, призведе до руйнування пластів вугілля, щільність яких дуже мала. Зазначене буде значно прискорювати забруднення надр і навколишнього середовища на денній поверхні. Також не варто забувати, що вугілля є дуже цінною корисною копалиною для паливної і хімічної промисловостей і до того ж дуже широко використовується у побуті населенням України.

Щодо нижньопалеозойських сланцевих товщ Волино-Подільської плити, то тут нині дуже важко однозначно говорити про перспективи видобування так званого сланцевого газу шляхом розбурювання їх горизонтальними свердловинами із застосуванням потужних гідророзривів у регіональному масштабі. Сланцеві породи силуру і кембрію на території, що розглядається, до сьогодні розкривалися на одиночних площах і на вміст ОР практично не досліджувалися. Наприклад, із порід, які були розкриті на Красноільській площі платформового схилу Передкарпатського прогину [12], на вміст ОР було досліджено тільки один взірець, у якому вміст ОР не перевищував 1 %. Це не може слугувати суттєвим критерієм перспективності газоносності цих порід. Наприклад, чорносланцеві породи силуру, з яких у США вели широке видобування сланцевого газу, містять ОР до 4–5%. Також у розрізі силуру і взагалі нижньопалеозойських відкладів Волино-Подільля континентально-болотних, озernih і лагунних фацій поки ще не встановлено. Крім того, не можна ігнорувати й того, що під час буріння горизонтальних свердловин у Люблінському басейні Польщі бажаних результатів із нижньопалеозойських сланцевих порід не отримано. Одержані дані буріння горизонтальних свердловин у вказаних породах на території Померанії в Польщі також не дають надії на видобування тут сланцевого газу в промислових масштабах. Ми вважаємо, що в Польщі під час буріння горизонтальних свердловин були одержані дуже слабкі газопрояви, пов'язані з виділенням вуглеводневих сполук із застосованих гідророзривних рідин, куди згідно з існуючою технологією їх додають у значній кількості.

Щодо Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, то тут найбільш збагаченими ОР є піщано-глинисті товщі неогену [4, 5]. Причому в цих відкладах переважає гумусова ОР. У відкладах усюди зустрічаються скам'янілі рослинні залишки. В піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину також відомі пласти і прошарки бурого вугілля [2, 4, 6], що свідчить про те, що під час відкладання потужних глинистих товщ цього віку завтовшки в 4000–5000 і більше метрів у Зовнішній зоні

мали місце зміни палеогеографічних умов, які впливали на формування фацій – від морських до озерно-лагунних і континентальних. Слід також вказати на те, що в глинах неогену по розрізу постійно змінюється вміст розсіяного псамітового матеріалу від 1–2 до 6–8 %, а іноді й більше.

Геологи ІФНТУНГ у ході проведення упродовж 2002–2004 рр. науково-дослідних робіт із визначення причин пропуску продуктивних горизонтів у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину зробили висновки, що в цій зоні промислові горизонти газу можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних колекторів, а й із прошарків глин із підвищеною псамітовістю, які майже не реєструються на каротажних діаграмах як колектори. На сьогодні зазначене підтверджено на практиці, і в піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину було прирошено запаси газу під час буріння свердловин у межах старих родовищ газу Хідновичі (горизонти ВД-14 і НД-8), Макунів (ВД-14), Дашава–Кадобна (НД-3) і на інших площах [2]. На нашу думку, бурінням горизонтальних свердловин у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину можуть бути прирошені набагато більші запаси газу порівняно з бурінням вертикальних свердловин. Зовнішня зона Передкарпатського прогину вважається найбільш загазованою в межах Західноукраїнського бітумогазонозного регіону. В її межах важко знайти свердловину, у процесі буріння якої не відмічалася газопрояви [2].

Але потрібно сказати, що Волино-Подільська плита і Зовнішня зона Передкарпатського прогину на сьогодні являють собою відносно екологічно чисті території. Тому буріння тут горизонтальних свердловин із застосуванням потужних гідророзривів у кам'яновугільній товщі Львівсько-Волинського вугільного басейну, а також у неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину бажано здійснювати в межах окремих старих промислових площ, які вже є забрудненими, причому за наявності угод із рекультивації цих площ за європейськими стандартами після закінчення на них робіт.

Висновки і рекомендації

Для пошуків і розвідки нафти і газу в традиційних колекторах на території Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину необхідно:

провести додаткові палеогеографічні дослідження у відкладах від рифею по девон із метою визначення наявності рифогенних утворень, які, як правило, мають високі смісні і фільтраційні властивості для нафти і газу;

провести додаткову інтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень розрізів уже встановлених, так званих недосліджених локальних структур, у області, що розглядається, з метою виявлення прошарків зі сприятливими колекторськими властивостями для формування нафтових покладів.

Вирішуючи проблему пошуків, розвідки і видобування вуглеводневих енергоносіїв із нетрадиційних колекторів із застосуванням технології буріння горизонтальних свердловин у бітумогазонозній області, що розглядається, враховувати, що перспективними об'єктами є:

ущільнені теригенні породи, що вміщують вугільні пласти у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басей-

ні, під час розкриття яких дуже часто спостерігалися газо- і навіть нафтопрояви;

дуже загазована і збагачена ОР гумусового ряду піщано-глиниста товща неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, в розрізі якої, крім численних рослинних залишків, зустрічаються також шари і прошарки бурого вугілля. Але застосування технології видобування газу з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину доцільно проводити в межах старих, вже виснажених родовищ газу з метою запобігання забрудненню нових екологічно чистих територій;

сланцеві породи силуру Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину шляхом застосування технології буріння горизонтальних свердловин (із потужними гідророзривами), але спочатку в цих відкладах доцільно проводити геохімічні та термобаричні дослідження для підтвердження їх перспективності.

Список літератури

1. **Орлов О.О.** Бітумогазогеологічне районування і напрямки пошуків нафти і газу в нетрадиційних колекторах західних областей України / О.О. Орлов, В.С. Боднарчук, Ю.А. Калиній, А.П. Мазур // Науковий вісник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – № 3 (33). – С. 17–29.
2. **Орлов О.О.** Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього / О.О. Орлов, В.Г. Омельченко, А.В. Локтев. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2012. – 152 с.
3. **Валеев В.Н.** Битуминозные бассейны / В.Н. Валеев, Г.Т. Юдин, Р.В. Гисматулин, В.Л. Штейгольц // Геология битумов и битумувещающих пород. – М.: Наука, 1979. – С. 3–14.
4. **Геологическое** строение и горючие ископаемые Украинских Карпат; под. ред. В.В. Глушко и С.С. Круглова. – М.: Недра, 1971. – 343 с.
5. **Кушнирук В.А.** Газоносность угленосной толщи Львовско-Волинского угольного бассейна / А.В. Кушнирук. – К.: Наук. думка, 1978. – 120 с.
6. **Орлов О.О.** Виявлення нафтопродукуючих порід у Карпатах / О.О. Орлов // Нафт. і газова пром-сть. – 1992. – № 2. – С. 10–11.
7. **Нестеров И.И.** Новый тип коллектора нефти и газа / И.И. Нестеров // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.
8. **Орлов А.А.** Пути повышения эффективности поисков залежей нефти и газа в пластах Ю₀, Ю₁ и Ю₂-Ю₂₀ юрских отложений Среднего Приобья / А.А. Орлов, М.Д. Журакинский, М.В. Ляху, Е.М. Старосельский // Известия высших учебных заведений. – Баку, 1986. – С. 6–8. – (Сер. «Нефть и Газ»).
9. **Орлов О.О.** Теоретичні основи ресурсного забезпечення видобутку вуглеводневих енергоносіїв з бітумних сланців і вугленосних товщ в Україні / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, Т.М. Галко // Мінеральні ресурси України. – 2011. – № 2. – С. 33–37.
10. **Доленко Г.Н.** Геология и нефтегазоносность Волино-Подольской плиты / Г.Н. Доленко, Б.П. Ризун, Ю.Н. Сеньковский [и др.]. – К.: Наук. думка, 1980. – 106 с.
11. **Гордиенко В.В.** Карта теплового потока территории Украины и Молдовы, масштаб 1:2500000; В Атласі: Геологія і корисні копалини України. – К.: Інститут геофізики НАН України, 2001. – С. 24.
12. **Орлов О.О.** Про фундамент південно-східної частини Передкарпатського прогину за даними буріння на Красноільській площі / О.О. Орлов // Геологічний журнал. – 1966. – Т. XVI. – Вип. 3 – С. 59–62.

© Л.С. Мончак

канд. геол.-мінерал. наук

С.Г. Анікеєв

канд. геол. наук

Б.Й. Маєвський

д-р геол.-мінерал. наук

С.С. Куровець

канд. геол. наук

ІФНТУНГ

Про перспективи газоносності глибокозатурених горизонтів Крукеницької западини

УДК 550.830

У статті розглянуто перспективи газоносності нижньої частини розрізу неогенових відкладів і кори вивітрювання фундаменту Крукеницької западини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. На основі інтерпретації гравіметричних матеріалів рекомендовано низку об'єктів для постановки пошуково-розвідувальних робіт.

Ключові слова: газове родовище, гравітаційні поля, підняття, неогенові відклади, фундамент.

В статье рассмотрены перспективы газоносности нижней части разреза неогеновых отложений и коры выветривания фундамента Крукеницкой впадины Внешней зоны Предкарпатского прогиба. По данным интерпретации гравиметрических материалов предложены конкретные объекты для постановки поисково-разведочных работ.

Ключевые слова: газовое месторождение, гравитационные поля, поднятия, неогеновые отложения, фундамент.

Gas bearing prospects of lower part of the Neogene sediments and weathering crust foundation Krukenitsk depression Outer Zone of Precarpathian Foreland have been studied. Based on interpretation of gravity materials for setting series objects explorations are proposed.

Key words: gas field, gravitational fields, uplift, Neogene sediments, basement.

Сучасний стан української економіки потребує негайного забезпечення країни дешевими енергоносіями шляхом пришвидшення пошуків і відкриття нових родовищ газу та нафти. Актуальним завданням є пошук нових родовищ у межах вже освоєних теренів видобування цих корисних копалин, зокрема Крукеницької западини.

Крукеницька підзона займає північно-західну частину Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, на заході доходить до державного кордону із Польщею. Її південно-західна частина знаходиться під Стебницьким насувом і простягається до Передкарпатського розлому, східна межа проходить по Городецькому тектонічному порушенні.

Коли йдеться про Крукеницьку западину, то, в нашому розумінні, вона знаходиться між Меженецьким і Краковецьким розломами. Меженецький розлом, за даними гравіметричних досліджень і частково буріння, є підкидом або насувом у тілі докембрійського чи нижньопалеозойського фундаменту. Краковецький розлом є типовим скидом. Переважну більшість розломів на різних тектонічних схемах показано у вигляді прямих ліній. На рис. 1 бачимо фактичне їх положення, яке знаходить своє відображення у локальних аномаліях гравітаційного поля. Зазначимо, що найбільші розбіжності є у трактуванні місця знаходження Меженецького розлому, який, за даними інтерпретації граві-

метричного поля, має дуже складну конфігурацію. Між Краковецьким і Городецьким розломами знаходиться не один, як переважно зображують на структурно-тектонічних картах,

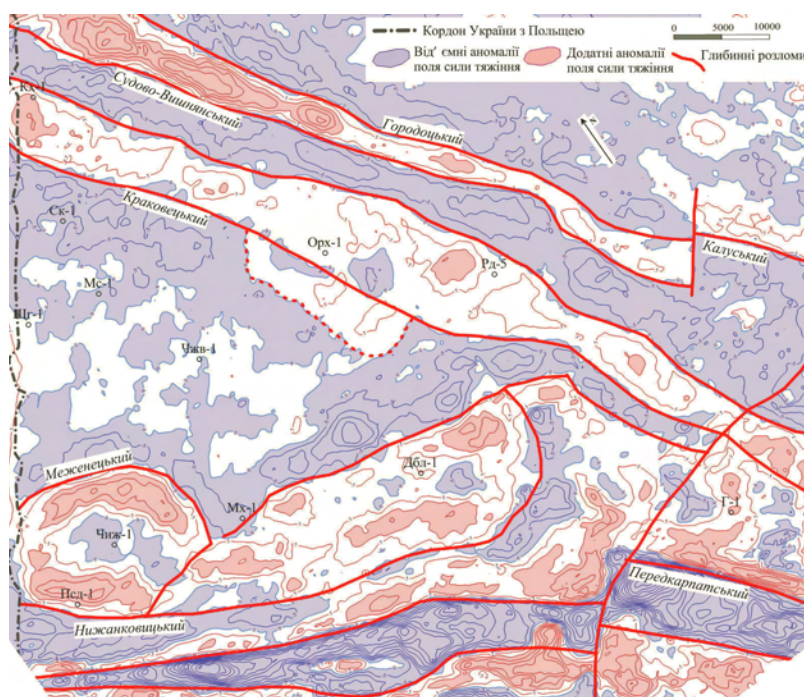


Рис. 1. Карта основних розломів і піднять у фундаменті Крукеницької западини та прилеглої території за даними інтерпретації гравіметричних матеріалів

а два, один із яких іменують Судово-Вишнянським [1–3].

Для оцінки перспектив газонасності Крукеницької западини нами розглянуто співвідношення розташування газових родовищ по відношенню до локальних аномалій гравітаційного поля.

Детальний аналіз характеру поля локальних аномалій показав дещо незвичне, на перший погляд, розташування родовищ по відношенню до додатних та від'ємних аномалій.

До від'ємних аномалій приурочені такі родовища, як Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське, розташовані ланцюжком поблизу насуву Самбірської зони на Зовнішню зону. А точніше, вони знаходяться на північний схід від Меженецького насуву, де фундамент знаходиться на більшій глибині, а неогенові відклади сягають значної товщини. Природа складкоутворення тут пов'язана з насувними процесами.

З огляду на цю закономірність, неоподрукованими залишаються ділянки від'ємних локальних аномалій, що розташовані на південний захід від Садковицького газового родовища (зокрема поблизу св. 1-Мх), де поклади можемо очікувати під Стебницьким насувом у розрізі автохтонного неогену. Така ж перспективна ділянка розташована на північ від Залужанського і Майницького родовищ. На північній окраїні цієї ділянки, що оконтурена від'ємною локальною аномалією, розташоване Новосільське газове родовище (див. рис. 2).

Інша зона газонагромадження пов'язана з додатними локальними аномаліями гравітаційного поля, що розташовані між Краковецьким і Городоцьким розломами. До неї приурочені Коханівське нафтове родовище, Свидницьке, Ретичинське, Вижомлянське, Вишнянське, Орховицьке, Городоцьке, Рудківське, Мостівське, Верещицьке, Малогорожанське, Рубанівське, Більче-Волицьке, Опарське, Угерське, Дашавське та інші газові родовища (рис. 2).

Ця зона включає два контури додатних локальних аномалій. Перший – безпосередньо прилеглий до Краковецького тектонічного порушення, до якого приурочені вищезазначені родовища. Другий контур розташований на північний схід від першого та межує з Городоцьким тектонічним розломом, до якого приурочені Городоцьке, Турабівське, Малогорожанське, Рубанівське газові родовища.

У цих зонах додатних локальних аномалій є цілий ряд підняття у донеогеновому

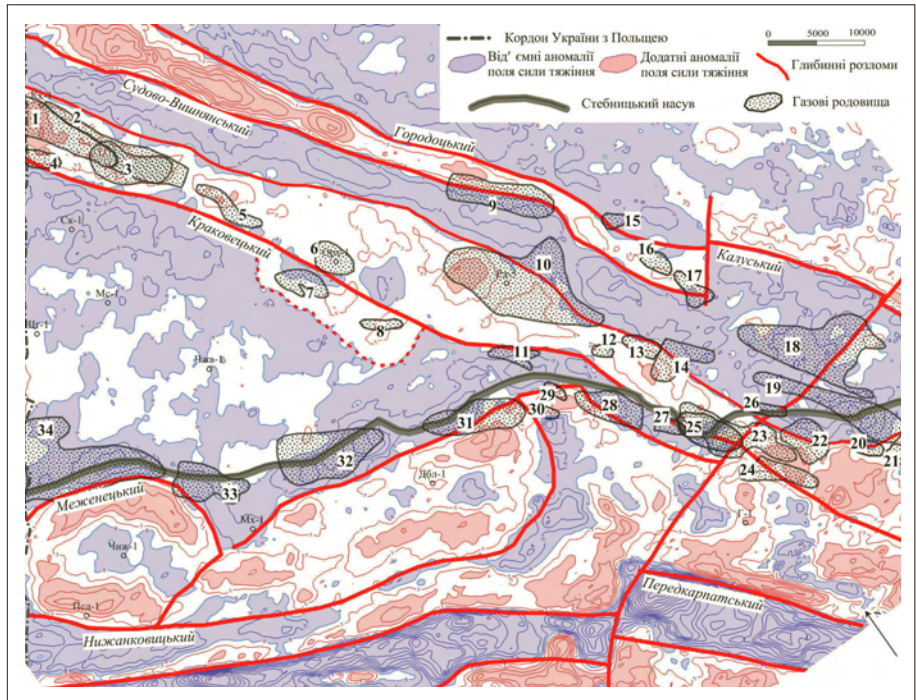


Рис. 2. Схема розташування газових родовищ у межах Крукеницької западини по відношенню до локальних аномалій гравітаційного поля: **газові родовища**: 1 – Коханівське, 2 – Свидницьке, 3 – Вижомлянське, 4 – Ретичинське, 5 – Вишнянське, 6 – Орховицьке, 7 – Нікловицьке, 8 – Макунівське, 9 – Городоцьке, 10 – Рудківське, 11 – Новосільське, 12 – Мостівське, 13 – Верещицьке, 14 – Меденицьке, 15 – Турабівське, 16 – Малогорожанське, 17 – Рубанівське, 18 – Більче-Волицьке, 19 – Угерське, 20 – Південно-Угерське, 21 – Комарівське, 22 – Кавське, 23 – Летнянське, 24 – Гайське, 25 – Опарське, 26 – Грудівське, 27 – Сх.-Довгівське, 28 – Грушівське, 29 – Сусолівське, 30 – Майницьке, 31 – Залужанське, 32 – Пинянське, 33 – Садковицьке, 34 – Хідновицьке

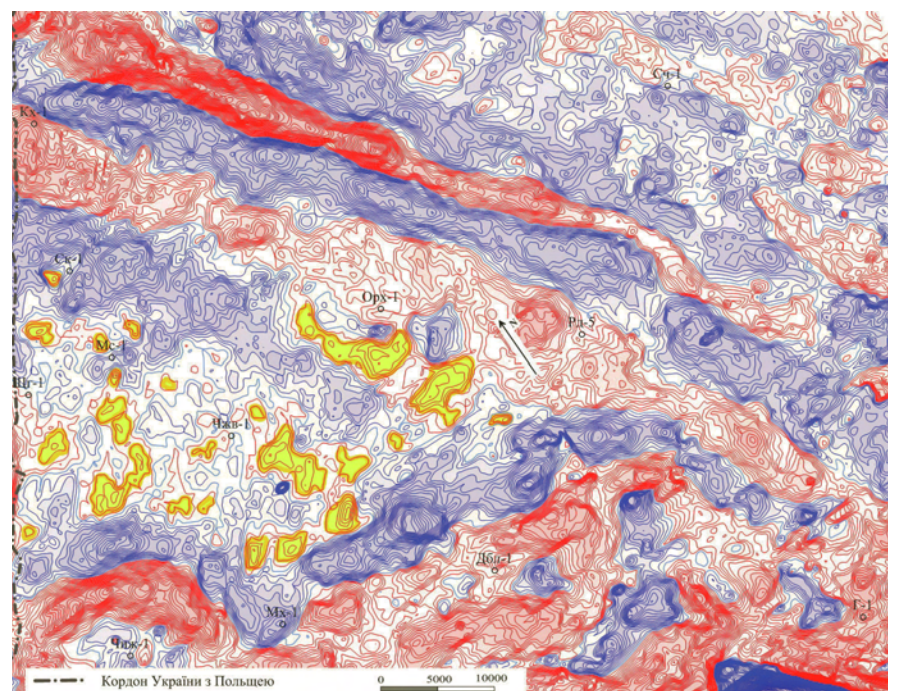


Рис. 3. Карта перспективних у газонасності ділянок, що пов'язані з підняттями фундаменту у центральній частині Крукеницької западини

фундаменті, які потрібно вважати перспективними в нафтогазоносному відношенні. Перспективи пов'язуються як з неогеновими, так і з мезозойськими (крейда, юра) відкладами і навіть з зонами розущільнення у домезозойському фундаменті.

Перспективи нафтогазоносності глибокозанижених об'єктів Крукеницької підзони, розташованих під Стебницьким насувом, розглянуто в монографії [4], де зазначено, що нафтогазоносними комплексами можуть бути кора вивітрювання рифейсько-нижньопалеозойських порід, породи мезозою (юра, крейда), автохтонні неогенові баден-сарматські відклади, а також насунений комплекс неогенових (стебницьких) порід. Там же наведено шість ділянок підняття у фундаменті, які знаходяться на доступних глибинах (3500÷4500 м) поблизу території, що розглядається у цій роботі. Це такі підняття: Боратинське, Посадське, Туманецьке, Максимовецьке, Городищенське і Дублянське.

Тепер зупинимося безпосередньо на перспективах основної частини Крукеницької западини, у межах якої до сьогодні не знайдено промислових покладів газу.

Як відомо, рифейсько-нижньопалеозойська основа Крукеницької западини упродовж тривалого часу піддавалася ерозійним процесам, які формували рельєф донеогенової поверхні. Це різні виступи (горби) і понижені ділянки різних розмірів. Неогенові відклади утворюють над ними антиклінальні складки облягання, а в долинах – синкліналі. Складки облягання проявляються переважно в нижній частині розрізу і відповідають приблизно 2/3 висоти чи глибини цих підняття і долин [5]. Із виступами пов'язано розвиток кори вивітрювання у фундаменті [6].

Виявленню таких підняття, безперечно, можуть допомогти дані гравірозвідки, особливо поле сили тяжіння, яке трансформовано у локальні аномалії, у яких чітко виділяються додатні аномалії, що пов'язані з підняттями рельєфу фундаменту та від'ємні аномалії, пов'язані з пониженнями у рельєфі (рис. 3). Такіх неопозитивних підняття нараховується понад двадцять, що є безперечним резервом для нарошення розвіданих запасів газу.

Про їх можливу газонасність свідчить отримання води під час випробовування рифейсько-нижньопалеозойських відкладів із дебітом від 1,5 до 20 м³/добу (св. І-Сокола, І-Чижевичі, І-Майничі). Це вказує на існування порід-колекторів. Також одержано воду із баранівських відкладів, які залягають на гли-

бині майже 4600 м. У св. І-Дубляни у косівській світі, що залягає на глибинах близько 4300 м, виявлено кілька водоносних піщаних горизонтів із непоганими колекторськими властивостями. Окрім того, у багатьох свердловинах у нижніх частинах неогену мали місце газопроявлення та виявлено окремі газонасні пласти з непромисловими припливами газу. Розташування всіх вищезгаданих свердловин є неоптимальним відносно підняття, які прогножуються нами за результатами аналізу розподілу гравітаційних аномалій. Тому їх газонасність є можливою.

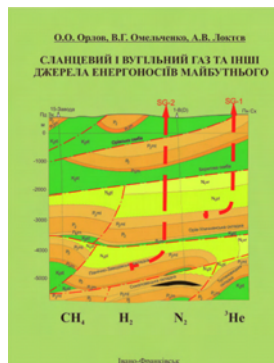
Висновок

Із усього вищевикладеного можна зробити єдиний висновок про те, що виявлені підняття є перспективними у газонасному відношенні, а тому в їх межах рекомендуємо закласти пошукові свердловини. Не зайвим буде й проведення сейсмічних робіт для їх підтвердження в місцях, де в нижній частині розрізу неогенових відкладів можна одержати якісні та корельовані відбиття сейсмічних хвиль, за якими потрібно буде виконати структурні побудови.

Список літератури

1. **Тектоническая** карта Украинских Карпат. Масштаб 1:200000 / Под ред. Глушко В.В., Круглова С.С. – К.: УкрНИГРИ, 1986.
2. **Структурно-тектонічна** карта західних областей України. Масштаб 1:200000 / За ред. Будеркевича Н.Д., Дворянина Є.С. – К.: УкрГеофізика, 1991.
3. **Заяць Х.Б.** Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ / Х.Б. Заяць. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2013. – 136 с.
4. **Маєвський Б.Й.** Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанижених горизонтів Українських Карпат / Маєвський Б.Й., Анікеев С.Г., Мончак Л.С. [та ін.]; за заг. ред. Б.Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 208 с.
5. **Глушко В.В.** Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубоководных горизонтах Украинских Карпат / В.В. Глушко, С.С. Круглов. – К.: Наукова думка, 1977. – 176 с.
6. **Мончак Л.С.** Нафтогазоносність кори вивітрювання / Л.С. Мончак, Ю.Д. Мончак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С. 23–24.

НОВІ КНИГИ



2012 р. у видавництві «Симфонія форте» (м. Івано-Франківськ) вийшла друком книга «Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього», яка викликала позитивний інтерес у науково-технічної громадськості. Автори книги О.О. Орлов, В.Г. Омельченко і А.В. Локтєв особливу увагу приділили нетрадиційним вуглеводневим джерелам енергоносіїв, зокрема сланцевому і вугільному газу, а також питанням інтенсифікації використання в промисловості та побуті людей гідротермальної та петротермальної енергії осадової товщі Землі. Знайшли відображення в книзі і проблеми використання енергії Сонця, вітру, а також водню, азоту і біопалива, яке, на думку авторів, слід називати штучним біопаливом, на відміну від природних – нафти, вугілля, торфу тощо.

© Є.О. Непишиев
Р.К. Радул
В.О. Макєєва
П.І. Бойко
ДП «Науканафтогаз»

Перспективи видобування шахтного метану в межах Західного Донбасу (на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі)

УДК 553.981.622.324.5 (553.94)

Розглянуто перспективи освоєння метану вугільних родовищ на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі Західного Донбасу. Наведені геолого-промислові показники дають можливість розглядати цю площу як перспективну для подальшого вивчення з метою виділення в її межах полігона для постановки дослідно-промислових робіт із видобування метану вугільних товщ.

Ключові слова: метан, вугільна товща, Донбас, геолого-промисловий район, нижній карбон, самарська світа, метаморфізм, метаноносність, газовіддача, ресурси.

Рассмотрены перспективы освоения угольного метана на примере Павлоградско-Петропавловской площади Западного Донбасса. Приведенные геолого-промышленные показатели позволяют рассматривать данную площадь как перспективную для дальнейшего изучения с целью выделения в ее пределах полигона для постановки опытно-промышленных работ по добыче метана угольных толщ.

Ключевые слова: метан, угольная толща, Донбасс, геолого-промышленный район, нижний карбон, самарская свита, метаморфизм, метаноносность, газоотдача, ресурсы.

The prospects of coalbed methane exploration in the Pavlogradsko-Petropavlivska area of the Western Donbas are considered. The geological and field characteristics represented in the paper allow us to consider the area as prospective for further investigations with the purpose to select a polygon for trial works of coalbed methane production.

Key words: methane, coal thickness, Donbas, geological district, Lower Carboniferous, metamorphism, gas recovery, resources.

Павлоградсько-Петропавлівська площа належить до одноіменного геолого-промислового району (ГПР) Західного Донбасу, що досить детально вивчений геолого-геофізичними дослідженнями і прийнятий як аналог (еталон) для прогнозування геологічної будови газоносності та ресурсів природного газу метану на території Павлоградсько-Петропавлівської площі. Зазначена площа вивчена досить детально в межах шахтних полів, але за її межами оцінена досить рідкою сіткою свердловин. На території вищеназваного ГПР було проведено дослідження на площі 1193 км² із метою визначення можливості та доцільності промислового видобування метану з вугільних родовищ.

Павлоградсько-Петропавлівський геолого-промисловий район умовно складається з чотирьох достатньою мірою вивчених ділянок: Морозівської, Свидівської, Петропавлівської та Брагинської, які розміщені в південній частині площі вивчення вздовж лінії субмередіонального Богданівсько-Південнотернівського скиду (рис. 1).

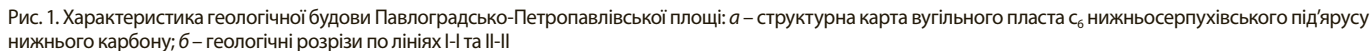
У структурно-тектонічному відношенні район розміщений на південному крилі Дніпровсько-Донецької западини, в зоні зчленування з Українським кристалічним щитом та південною зоною дрібної складчастості Донбасу, в межах Новомосковсько-Петропавлівської моноклінали [1, 2].

Враховуючи досвід, набутий під час вивчення геолого-промислових показників вугільних басейнів США (Black-

Warrior, Sun Juan та інші) [3], для Донецького басейну було застосовано ті самі критерії оцінки перспективності вугільних товщ для видобування метану, що і для вказаних басейнів. Глибини залягання вугілля у басейні Black-Warrior, будова якого вважається досить близькою до будови Донбасу, сягають до -1200 м. Поверхня зони метанових газів знаходиться на глибинах -200-250 м. Газоносність вугілля на глибині до -1200 м змінюється від 15,0–18,7 м³/т сухої беззольної маси (сбм).

Оцінюючи перспективність видобування газу з вугільних пластів (переважно сорбованого) Павлоградсько-Петропавлівської площі, перш за все було враховано такі показники, як метаноносність та газовіддача вугілля. Вони передусім залежать від таких факторів, як: складність геолого-тектонічної будови площі; ступінь її вугленосності; ступінь метаморфізму; газоемність; склад та фізико-хімічні властивості вугілля; пористість; сорбційні властивості, щільність, проникність та тріщинуватість вугілля, а також газоносних порід; глибини залягання вугільних пластів; наявність та потужність покривних відкладів; гідрогеологічні умови; глибина залягання верхньої та нижньої границь метанової зони.

Промислова вугленосність у Павлоградсько-Петропавлівському районі приурочена до відкладів нижнього карбону так званої вугленосної або самарської світи (C₁³), потужність якої сягає 400–500 м. Глибина залягання робочих вугленос-



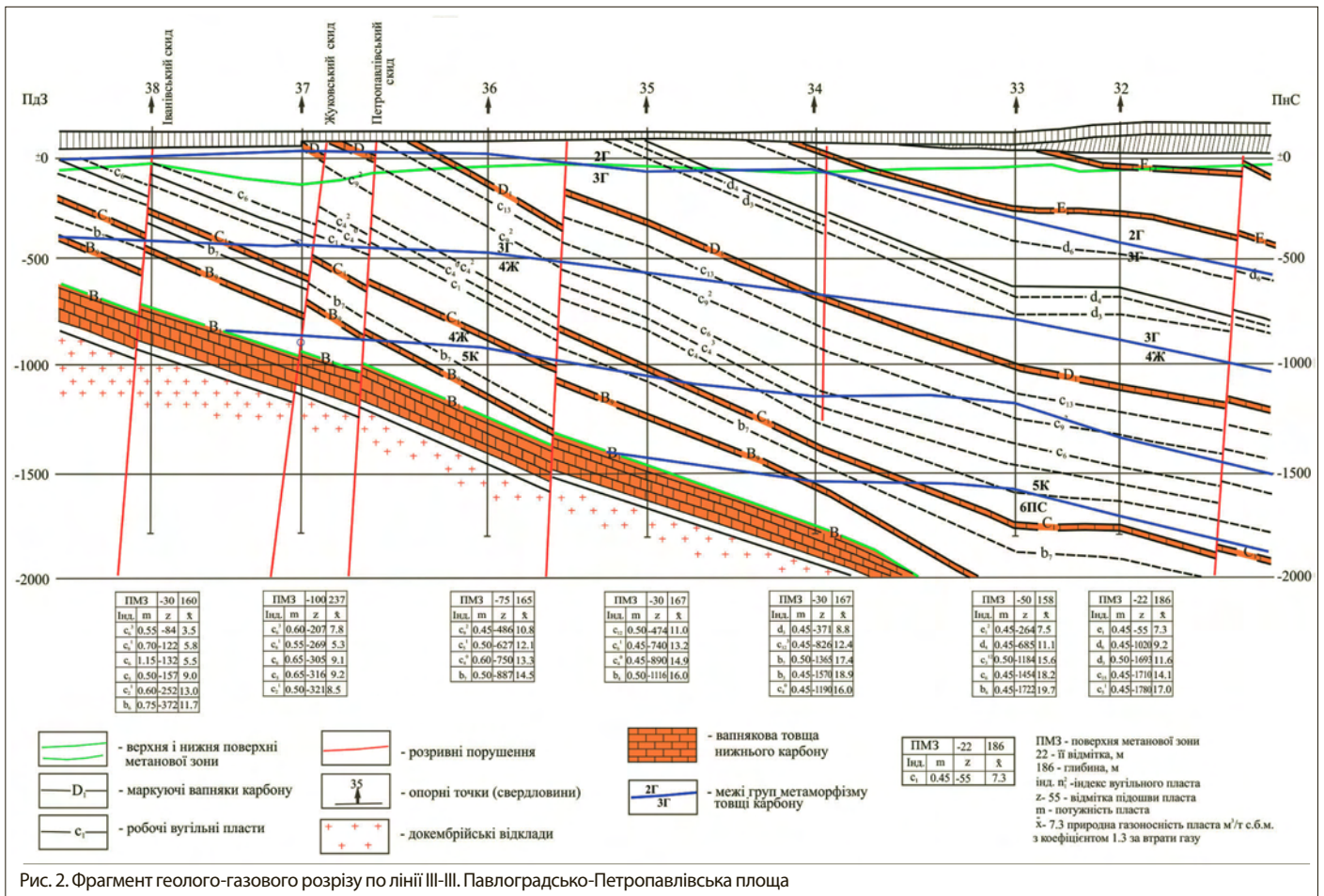


Рис. 2. Фрагмент геолого-газового розрізу по лінії III-III. Павлоградсько-Петропавлівська площа

них пластів із метаноємністю 10,0 м³/т с.б.м і більше змінюється від -400-600 м на півдні площі до -1700-1900 м на півночі. Корисна потужність вугільних пластів промислового значення по площі змінюється від 0,60 м до 1,50 м за середніх значень 0,48–1,12 м. Максимальні потужності робочих пластів помітні на південному заході, а мінімальні – поблизу їх виходу на еродовану поверхню карбону. На північ та схід збільшується як кількість вугільних пластів, так і загальна потужність вуглевмісної товщі.

Практично всі вугільні пласти тією чи іншою мірою зазнали часткового чи повного розмиву. Руслові розмиви епігенетичного походження більш часті, в окремих випадках їх ширина досягає 30 км, вони також, як і сингенетичні, прослідковуються в субмеридіональному напрямку, деколи змінюючись під впливом конседиментаційної тектоніки. У разі епігенетичного розмиву пласт, що замістився, представлений пісковиками і алевролітами. Руслу сингенетичного походження часто вузькі (20–50 м), дуже важко трасуються у ході розвідувальних робіт. Покрівлю і підшову («почву») пластів складають в основному аргіліти і алевроліти, рідше пісковики. На глибинах 600–700 м пористість пісковиків та алевролітів становить у середньому 12–16 %, проникність 0,13–0,25 Мд; пористість аргілітів – 8 %, проникність – 0,013 Мд.

Залягання вугленосних відкладів моноклінальне, з кутами падіння 2–5° (див. рис. 1). Ступінь метаморфізму вугіл-

ля змінюється від марок Д та ДГ (південно-західна частина території) до марки К (північно-східна частина). Значення показника відбиваючої здатності вітриніту (R_0), який є основним під час визначення ступеня метаморфізму вугілля і його метаноємності, закономірно зростає в кожному пласті в північно-східному напрямку, а також зі збільшенням глибини залягання (рис. 2). За показниками відбиваючої здатності вітриніту ($R_0=0,81–1,21$) вугілля, крім марок ДГ-1Г, належить до найбільш перспективного для видобування сорбованого газу вугільних пластів.

Позитивні геологічні ознаки для накопичення вуглеводневих газів мають деякі куполоподібні прирозломні структури, які потрапляють у межі Павлоградсько-Петропавлівської площі, зокрема: Новодачинська, Кохівська Західна та Слов'янківська, виявлені за даними сейсмозвідки та геологорозвідувальних робіт, їх перспективність на наявність значних покладів вільного газу оцінюється невисоко [3].

Новодачинська структура виявлена за даними сейсмозвідки на глибині -1600 м у піднятому північному крилі незгідного Морозівського скиду. Структура двокупольна, розділена синклінальним прогином. Загальна площа структури 42 км², амплітуда підняття куполів – 170 м і 100 м. Прогнозні ресурси вуглеводневих газів (ВВГ) оцінюються в 300 млн м³.

Кохівська Західна структура примикає до висячого крила Морозівського скиду амплітудою 70 м. Площа купола 8 км²,

амплітуда підняття – 100 м. Кохівська купольна структура, приурочена до висячого крила Кохівського скиду, має площу 14,0 км² та амплітуду 150 м. Антиклінальне підняття виявлене сейсморозвідкою на глибині -1700-1800 м у кристалічному фундаменті і повторюється у вищезалгаючих відкладах.

У межах Кохівської структури оконтурена структурно-літологічна пастка в пісковиках світи C₁⁴. Запаси метану становлять 28 млн м³. За попередніми даними [3], в інтервалі глибин -420-1400 м знаходиться ще 5 продуктивних колекторів газу.

Слов'янківська структура утворена незгідними Петропавлівським та Слов'янським скидами. Прогнозні ресурси ВВГ у структурно-тектонічній пастці в межах пісковика C₄SC₅ становлять 201 млн м³.

Одним із основних економічних показників доцільності проведення робіт із видобування метану з вугільних товщ є щільність геологічних запасів та загальних сумарних ресурсів вуглеводневих газів. Згідно з даними робіт [3, 4], загальні сумарні ресурси газу не повинні бути меншими від встановлених для дрібних родовищ природного газу (1–2 млрд м³), а щільність геологічних запасів газу вугільних пластів на 1 км² площі – не нижчою за 30–50 млн м³/км².

На сьогодні Державним балансом корисних копалин України запаси, перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів (категорії C₁, C₂, D_{лок} та D₂) у межах площі не обліковані.

Підрахунок геологічних запасів метану вугільних пластів на досліджуваній території здійснено фахівцями УкрНДІгаз, УкрНДМІ та ДРГП «Донецькгеологія» [3, 4]. Запаси ВВ газів при загальній площі 1193 км² (підрахункова площа 861,6 км²) при щільності геологічних запасів робочих та неробочих вугільних пластів 62,0 млн м³/км² становлять 53,42 млрд м³.

Газоносність вуглевмісних порід змінюється від 0,36 до 1,5 м³/т при середній пористості пісковиків 12–16 % на глибинах -600-700 м та газопроникності 0,13–0,25 мД. Щільність геологічних запасів газу в пісковиках становить 40,0 млн м³/км², а власне геологічних запасів 34,46 млрд м³. Сумарні геологічні запаси газу площі – 96,46 млрд м³.

Висновок

Наведені геолого-промислові показники дають можливість розглядати зазначену площу як перспективну для подальшого вивчення з метою виділення в її межах полігона для постановки дослідно-промислових робіт із видобування метану вугільних товщ.

Список літератури

1. **Гаркаленко І.А.** О глубинных разломах юга и юго-востока Украины / И.А. Гаркаленко // Геологический журнал. – 1970. – Вып. 3. – Т. 30. – С. 3–14.
2. **Лукинов В.В.** Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса: моногр. / В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко. – К.: Наук. думка, 2008. – 351 с.
3. **Анциферов А.В.** Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: моногр. / [А.В. Анциферов, А.А. Голубев, В.А. Каннин и др.]; УкрНИГИ НАН Украины. – Т. 1. Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса. – Д: Вебер, 2009. – 456 с.
4. **Газоносность угольных месторождений** Донбасса: моногр. / [А.В. Анциферов, М.Г. Тиркель, М.Т. Хохлов, В.А. Привалов и др.]; под общ. ред. чл.-кор. НАН Украины Н.Я. Азарова. – К.: Наук. думка, 2004. – 234 с.

НОВИНИ

Новий біометановий завод у Швеції

Німецька фірма *Schmack Garbotech* виграла тендер на проектування і будівництво нового заводу з виробництва біометану у Софіланді, що південніше Стокгольма (Швеція). Продуктивність заводу становитиме 2000 м³ біогазу на добу, що еквівалентно 100 млн кВт·год енергії на рік. Біопаливо, вміст метану в якому сягатиме 97 %, будуть використовувати в автомобільному транспорті, пристосованому для роботи на природному газі. Потужності заводу достатньо для заправки 5000 автомобілів із пробігом 20 тис. км на рік.

Відповідно до діючих стандартів на новому заводі буде споруджено установку очищення газу від окислів сірки, а також станцію з компримування газу.

За матеріалами сайту <http://www.gnvmagazine.com>

Кількість продукції регіону Marcellus продовжує зростати

Видобуток газу в регіоні Marcellus у липні 2014 р. досяг рекордної величини: він перевищив 425 млн м³ на добу (155 млрд м³ на рік). Регіон Marcellus, розташований в основному в Західній Вірджинії та Пенсільванії, є найбільшим басейном для видобування сланцевого газу в США, обсяги видобутку якого становлять близько 40 % від сумарного об'єму виробництва цього виду нетрадиційного газу. Продукція газу в регіоні зростала рекордними темпами, збільшившись за останні чотири роки у 7,5 раза.

Кількість бурових установок у регіоні залишається практично незмінною – на рівні 100 верстатів за останні 10 місяців. За оцінкою ЕІА, Енергетичної інформаційної адміністрації США, видобуток газу в регіоні буде зростати і в найближчій перспективі.

За матеріалами сайту <http://www.pennenergy.com>

© С.Ф. Поверенний
Р.А. Діц
М.В. Боровик
О.В. Піддубна
УкрНДІгаз

Пісковики з аномально низькою буримістю

УДК 622.24.051

У статті детально розглянуто склад, будову, властивості та генезис пісковиків із аномально низькою буримістю, які зустрічаються під час буріння відкладень нижнього карбону Котелевсько-Березівської зони ДДЗ. Сформульовано найбільш ймовірні причини зменшення швидкостей проходки. Накреслено напрями подальших досліджень для вирішення проблеми прискорення буріння під час проходження «плит» – зон аномально низької буримості.

Ключові слова: ускладнення під час буріння, аномально низька буримість, фізичні властивості пісковиків, Котелівсько-Березівська зона.

В статье детально рассмотрены состав, строение, свойства и генезис песчаников с аномально низкой буримостью, встречаемых при разбуривании отложений нижнего карбона Котелевско-Березовской зоны ДДВ. Сформулированы наиболее вероятные причины снижения скоростей проходки. Намечены направления дальнейших исследований для разрешения проблемы оптимизации процессов бурения при прохождении «плит» – зон с аномально низкой буримостью.

Ключевые слова: осложнения при бурении, аномально низкая буримость, физические свойства песчаников, Котелевско-Березовская зона.

Composition, structure, features and genesis of sandstones with anomalous low drilling properties is examined in the article. Such rocks are encountered during Kotelva-Berezivka rampart of DDD Low Carboniferous deposits boring through. Excavation speed lowering most probable causes are formulated. Directions of further explorations for drilling through «plates» – zones with anomalous low drilling properties processes optimization problem solving are outlined.

Key words: complication during, drilling, anomalous low drilling properties, sandstones physical properties, Kotelva-Berezivka rampart.

У зв'язку з різким зниженням швидкостей проходки в окремих горизонтах нижнього карбону (так званих плитах) і необхідністю оптимізації процесів буріння під час їх проходження загострився інтерес до мінералого-петрографічного складу, будови та генезису цих «плит».

Пласти з аномально низькою буримістю (0,005–0,5 м/добу) у Дніпровсько-Донецькій западині знаходяться на великих глибинах і звичайно представлені кварцовими пісковиками. Найчастіше вони зустрічаються у межах Котелевсько-Березівського валу, на Котелевському та Березівському газоконденсатних родовищах (ГКР). Стратиграфічно ці пласти належать до відкладень серпухівського і візейського ярусів нижнього карбону, звичайно складають продуктивні горизонти і виступають одночасно продуктивними колекторами і пластами з аномальною буримістю.

У випадках розбурювання цих пісковиків за допомогою алмазних коронок існує можливість досить детально вивчити їх склад і будову. Оскільки дослідження, необхідні для вивчення механічних властивостей, ще тільки почалися, у нашій роботі підсумовуються переважно результати досліджень, які проводилися з метою вивчення цих пісковиків як колекторів, що вже дає змогу значною мірою охарактеризувати цю породу.

Для досліджень використано керн св. 200 і 203 Березівського родовища, відібраний із відкладів горизонту С-5 сер-

пухівського ярусу нижнього карбону, та керн св. 112, 114 і 115 Котелевського родовища, відібраний із відкладів горизонту В-25-26 візейського ярусу нижнього карбону.

У відкладах верхнього серпухова Березівського ГКР практично завжди інтервали «плит» входять до складу інтервалів залягання горизонту С-5. Цей горизонт характеризується як основний продуктивний горизонт серпухівського ярусу Котелевсько-Березівської зони, найбільш витриманий по площі і товщині та утворений чергуванням пластів пісковиків, алевролітів та аргілітів із нечисленими прошарками глинистих вапняків і вугілля. Серед пісковиків відмічають кварцові та олігоміктові різновиди з глинистим, карбонатно-глинистим та регенераційно-кварцовим цементом. Для кварцових пісковиків характерним є безцементне зчленування зерен [1]. Піщані пласти мають потужність до 45–50 м і досить різноманітний гранулометричний склад, який коливається від дрібно- до грубозернистого, гравелістого. Відмічається тенденція збільшення зернистості та карбонатності від покрівлі до підосви горизонту [1, 2].

Оскільки перехід на алмазне колонкове буріння і відбір керна був обумовлений саме аномально низькою буримістю і мотивувався бажанням прискорити буріння, є впевненість, що цікаві з цієї точки зору породи знаходяться саме в цьому керні і у першому наближенні інтервал відбору керну є

Таблиця 1

Колекторські та фізичні властивості пісковиків горизонтів С-5 та В-25-26

Горизонт	Пористість, %	Газопроникність, мд	Щільність об'ємна, г/см ³	Залишкова вода, %	Карбонатність, %
С-5	3,7–16,1 12,4 (85)	1,08–608,5 110,2 (85)	2,18–2,56 2,33 (93)	11,1–26,9 16,5 (12)	0,4–20,1 2,8 (69)
В-25-26	3,8–21,9 10,3 (49)	0,15–192,2 29,4 (49)	2,01–2,65 2,42 (97)	6,2–12,8 8,4 (6)	0–9,3 1,4 (49)

Таблиця 2

Значення відкритої пористості й об'ємної щільності залежно від розміру зерен пісковиків горизонту С-5

Зернистість	Середні значення		Максимальні значення		Мінімальні значення	
	пористість, %	щільність, г/см ³	пористість, %	щільність, г/см ³	пористість, %	щільність, г/см ³
Дрібнозернисті	11,9	2,31	15,7	2,56	3,5	2,18
Середньо- та крупнозернисті	12,8	2,34	16,1	2,52	8,2	2,20

інтервалом залягання «плити». Чим же представлений відібралий керн?

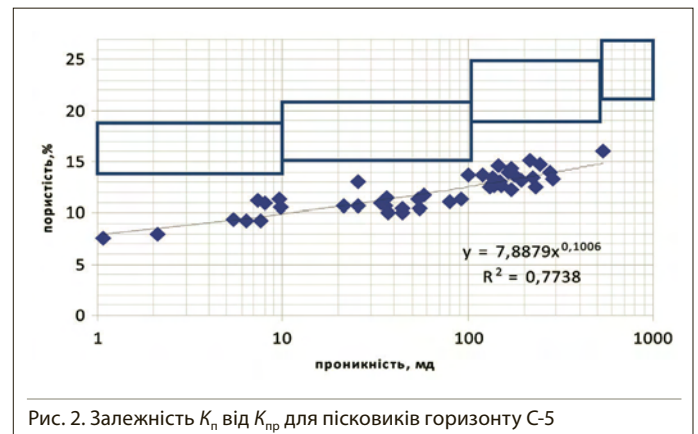
У керні обох свердловин домінують пісковики. Прошарки алевролітів та аргілітів мають невелику потужність і за властивостями навряд чи можуть обумовити аномально низьку буримість. За складом кластичної частини пісковики мінералогічно зрілі, мономіктові, кварцові, іноді до олігоміктових, з незначною домішкою польових шпатів (плагіоклаз та калішпат), уламків порід (переважно кварцити і кремені), мусковіту. Цементи порові, утворені регенераційним кварцом у поєднанні з безцементним зчленуванням зерен по конформних та інкорпораційних контактах, каолінітом та доломітом у різних співвідношеннях. З точки зору утворення жорсткого скелету породи провідна роль належить регенераційному кварцу у поєднанні з безцементним зчленуванням зерен. Підлеглий за значенням каолінітовий цемент, кількість якого іноді сягає 15 %, розповсюджений нерівномірно, несущільний, плямистий. Каолініт добре розкristалізований, переважно аутигенний, частково утворений за рахунок каолінізації польових шпатів, а частково – кристалізації у кислому середовищі продуктивного горизонту, на користь чого свідчать виділення каолініту по деяких тріщинах. Доломітовий цемент (звичайно 2–3 %) також має підлегле значення, він точковий, дрібно плямистий і лише в окремих прошарках незначної потужності (де його вміст

сягає 20,1 %) стає основним цементуючим матеріалом. Варіації гранулометричного складу, текстурні (коса шаруватість) та деякі інші особливості (наприклад, залишки деревини) дають змогу віднести пісковики «плит» до відкладів дельтового комплексу, де відклади алювію з часом змінювалися на відклади авандельта і мілководного узбережжя.

Колекторські властивості пісковиків різні, але в цілому досить високі (табл. 1, де в чисельнику наведено значення параметра від – до, а в знаменнику – середнє значення і кількість визначень).

Усереднені порометричні діаграми по класах колекторів представлено на рис. 1, який характеризує також зміну розподілу пор за розміром залежно від класу колектора. Медіанні діаметри пор, визначені методом напівпроникної мембрани, сягають 21,8 мкм.

Залежність пористості від проникності показано на рис. 2, там же у вигляді прямокутників виділено області значень пористості і проникності, характерні для порових колекторів, згідно з оціночною класифікацією І.А. Мухаринської [3]. На рисунку добре помітно, що вся сукупність фактичних значень, як і апроксимуюча їх лінія залежності, проходять виразно нижче цих областей, що дає можливість охарактеризувати цей колектор як тріщинно-поровий, для якого типовою є більша проникність за рівної пористості.



Механічні властивості пісковиків горизонту С-5 характеризуються тимчасовим опором за одновісного стиснення, який для дрібнозернистих зразків змінюється від 942 до 1120 кг/см² і у середньому становить 1050 кг/см² за трьома зразками. Для порівняння: межа міцності дрібнозернистого пісковика з суттєво глинистим цементом (відібраного в інтервалі 3973–3981 м у св. 108 Західно-Старовірівського ГКР) становить 578 кг/см². Межа міцності граніто-гнейсів фундаменту – 243 і 503 кг/см² (інтервали 2836–2841 і 3971–3977 м, відповідно св. 3 Євгенівського і св. 3 Ульяновського родовищ). Низька міцність останніх (порівняно з характерними для цих порід 2000–2500 кг/см²) обумовлена присутністю в них прихованою тріщинуватістю, за якою і руйнується порода.

Серед пісковиків «плит» можна очікувати, що дрібнозернисті різновиди більш щільні і міцні, ніж середньо- і крупнозернисті. Як видно з табл. 2, така різниця є, але не дуже значна. Значення параметрів близькі, практично в межах похибки аналізів, за винятком мінімальної пористості. Остання обставина вказує на те, що дрібнозернисті пісковики бувають більш щільними і, ймовірно, більш міцними.

Літофізичні властивості горизонту В-25-26 досить детально висвітлені у [4], звідки видно, що мінералогія пісковиків обох горизонтів практично однакова. Генетично пісковики горизонту В-25-26, як і пісковики горизонту С-5, теж можна віднести до відкладів алювіально-дельтового комплексу. Вони були утворені в умовах прибережно-морської зони, що періодично змінювались умовами прибережної заболоченої алювіальної рівнини. На тлі регіонально розвинутого прибережно-морського карбонатного осадо накопичення (характерного для нижнього карбону) існували ділянки, де воно періодично заглушувалось зносом алювіального уламкового матеріалу з утворенням авандельт [5].

Порівняння фізичних властивостей пісковиків обох горизонтів наведено у табл. 1, яка свідчить, що горизонт В-25-26, що залягає глибше на тисячу і більше метрів, має гірші середні значення пористості і проникності, але максимальні значення пористості навіть більші, ніж у С-5. Трохи менша карбонатність як середніх, так і максимальних значень відповідає меншій стійкості карбонатів на великих глибинах. Пісковики більш щільні, менше мінімальне значення об'ємної щільності обумовлене вуглигим матеріалом. Максимальні значення медіанних діаметрів пор практично однакові. Цікаво те, що, як свідчить рис. 3, у пісковики горизонту В-25-26 деякі зразки потрапляють у поля порових колекторів, тобто за колекторськими властивостями ведуть себе як поровий колектор.

Щодо генезису пористості пісковиків «плит» Котелевсько-Березівської зони, то існує дві протилежні точки зору. Перша зводиться до того, що високі ємнісно-фільтраційні властивості цих пісковиків є реліктовими, обумовленими первинними фаціальними особливостями порід [6], друга – що ці властивості вторинні, обумовлені розчиненням карбонатного цементу та утворенням мікротріщинуватості [1]. Питання про первинність чи вторинність складне і однозначного вирішення поки не має. Найбільш ймовірним є те, що на ємнісно-фільтраційні властивості вплинули як первинні, так і вторинні чинники. Виявити серед

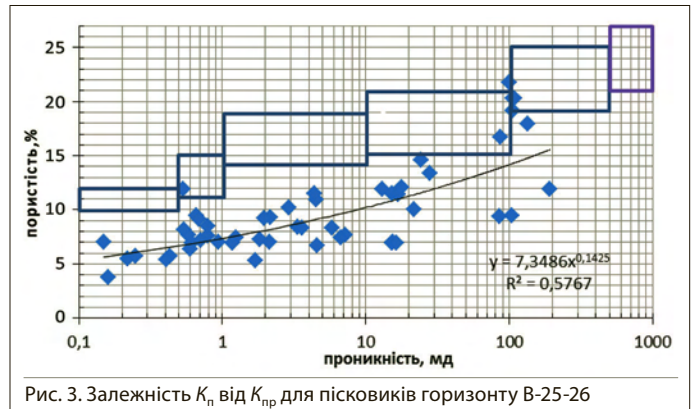


Рис. 3. Залежність K_p від K_{pr} для пісковиків горизонту В-25-26

них більш вагомі на цьому етапі досліджень важко: порода пройшла довгий шлях катагенетичних перетворень, під час петрографічних досліджень можна знайти ознаки і перших, і других.

Відклади горизонту С-5 знаходяться у межах регіонального катагенетичного флюїдоупору (КФУ), який на цьому родовищі розташований приблизно в інтервалі 4560–4940 м, ступінь катагенетичних перетворень відповідає приблизно стадії МК₃ глибинного катагенезу. Відклади горизонту В-25-26 знаходяться нижче сучасного рівня КФУ, який на цьому родовищі розташований приблизно в інтервалі 4600–5100 м, у глибинній зоні розущільнення, ступінь катагенетичних перетворень відповідає приблизно стадії МК₄ глибинного катагенезу. Згідно з теорією глибинних зон розущільнення [7], у цій зоні утворюється вторинний колектор зі збільшенням пористості і виносом карбонату і кремнезему, що ніяк не може викликати утворення «плит» із аномально низькою буримістю. У пісковиках горизонту С-5 у процесі міграції вод термодегідратаційного гідрогеологічного ярусу можливе відкладення кремнезему з утворенням кварцового цементу, але у цьому разі мікроскопічні дослідження вказують, скоріше, на утворення цементу за принципом Рікке, тобто за рахунок розчинення під тиском із одночасною кристалізацією без привнесення кремнезему. В обох випадках немає і ознак масового переміщення карбонатного матеріалу. Таким чином, не існує однозначних доказів зв'язку утворення «плит» з утворенням КФУ. Зважаючи на локальне розповсюдження «плит», скоріше, тут відіграють роль місцеві фактори накладеного катагенезу, пов'язані з гідрогеохімічною активністю тектонічних порушень Котелевсько-Березівської зони [1].

Подібні пісковики, що змінювались від дрібно- до крупно-губозернистих, місцями гравелистих, зустрічались на Степовому родовищі в інтервалі 4889–4906,85 м. На менших глибинах подібні пісковики зустрічались у межах північної прибортової зони на Скворцівському, Юліївському, Островецькому родовищах, Шевченківській площі, де серпухівські і візейські горизонти залягають на глибинах 2800–4500 м. На відміну від пісковиків Котелевського і Березівського родовищ, вони, звичайно, мають меншу пористість, більший вміст алеврито-глинистих прошарків, характеризуються тонкою і дрібно зернистістю, перевагою полого-хвилясто-шаруватих текстур, які вказують на

утворення в умовах зони прибережного мілководдя переважно під дією хвиль. Іноді вони мають дуже високі колекторські властивості, інколи пористість становить 1–3 %. З глибиною у подібних пісковику відмічається тенденція до ущільнення, але виражена вона у цілому слабше, ніж у пісковику із глинистим цементом. Наскільки відомо, пісковики згаданих родовищ не викликали проблем під час розбурювання.

Щодо ролі пісковику «плит» як чинника аномально низької швидкості буріння, то тут можна зазначити таке. По-перше: у лабораторних умовах під час виготовлення зразків із породи висвердлюють кам'яний циліндр за допомогою алмазного кільцевого свердла, що у першому наближенні моделює процес розбурювання порід у свердловині. Виготовлення циліндрів із пісковику розглянутих «плит» не викликало ніяких ускладнень, вони оброблялися навіть краще, ніж породи з суттєво глинистим цементом, за рахунок незначної кількості глинистого матеріалу, який обумовлює схильність до утворення «сальників», і набагато краще граніто-гнейсів фундаменту.

По-друге: у св. 200 Березівського родовища в інтервалі 4582–4589 м (тобто нижче «плити») залягає пласт крупно-середньозернистого пісковику. Як макроскопічно, так і за шліфом пісвик ідентичний пісковику «плити», головною відмінністю якого є помітно вищі колекторські властивості. Пласт такого ж кварцового середньо-дрібнозернистого пісковику залягає в інтервалі 4535–4540 м (тобто вище «плити»). Якщо у першому випадку пісвик відрізняється від «плити» кращими колекторськими властивостями, то у другому його колекторські властивості ідентичні «плитним». Обидва пісковики не викликали проблем під час розбурювання.

Аналогічні пісковики було зустрінuto у св. 201 Котелевського родовища в інтервалі 5826–5835 м (В-23) та у св. 200 Котелевській в інтервалі 5570–5576 м. Вони також не потрапили в інтервали «плит» [8]. Складається враження, що тільки мінералого-петрографічних та міцнісних особливостей порід замало для пояснення аномально низької буримості.

Іншим відомим чинником зниження швидкостей проходки є підвищення диференційного тиску під час розбурювання продуктивних горизонтів із дуже зниженим пластивим тиском унаслідок виснаження покладів. На користь дії цього чинника свідчить та обставина, що у багатьох випадках ті ж пласти, але з пластивим тиском, близьким до початкового, розбурювалися без помітних ускладнень. Найбільш сильним вплив цього фактора слід очікувати якраз під час розбурювання порід із високими колекторськими властивостями, високою проникністю, тобто порід продуктивних горизонтів. Суперечить цьому те, що усі «плити» (як зустрінуті у відкладах нижнього карбону Котелевсько-Березівської зони, так і відомі з літератури) складені залягаючими на великих глибинах породами певного літологічного типу; розбурювання виснажених горизонтів із колекторами іншого типу не сприймається, як розбурювання «плити».

Висновки

Видається логічним пояснювати зменшення швидкості проходки до аномально низьких значень сукупною

дією обох чинників, тобто виникненням високого диференційного тиску під час проходження пласта описаного літо типу, характерного для нижнього карбону. У такому разі можна прогнозувати прояв «плиткових» властивостей порід у залягаючих на великих глибинах виснажених продуктивних горизонтах, складених дрібнозернистими кварцовими пісковиками нижньокам'яновугільного віку, безцементними або такими, що мають регенераційно-кварцові цементні.

Питання потребує подальших досліджень. Зокрема, необхідно розширити комплекс лабораторних досліджень за рахунок визначення механічних властивостей згаданих порід (міцності, твердості, пластичності та абразивності) з метою підбору оптимального режиму буріння та типу бурового інструменту, виконати збір та систематизацію матеріалу відносно буримості порід цього типу в інших гірничогеологічних умовах та відносно впливу диференційного тиску на швидкість проходки під час розбурювання виснажених горизонтів із колекторами іншого літологічного типу.

Список літератури

1. **Кривошея В.А.** О нефтегазоносности глубокозалегающих зон отложений Котелевско-Березовской зоны / В.А. Кривошея, Ю.В. Трухачёв, В.М. Тесленко-Пономаренко // Нефтяная и газовая промышленность. – 1986. – № 4. – С. 9–11.
2. **Лизанец А.В.** Результаты изучения керна горизонта Н-5 Березовского месторождения / А.В. Лизанец, С.В. Литвин, В.Ю. Рогожин // Нефтяная и газовая промышленность. – 1990. – № 2. – С. 20–21.
3. **Мухаринская И.А.** Оценочная классификация газонефтеносных коллекторов Украины // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – М.: Недра, 1969. – С. 117–118.
4. **Лагутин А.А.** Условия формирования и литофизические свойства пород-коллекторов глубокозалегающего продуктивного горизонта В-25-26 Котелевского месторождения по данным изучения керна / А.А. Лагутин, С.Ф. Поверенный // Питання розвитку газової промисловості України. Геологія газових і газоконденсатних родовищ; зб. наук. праць. – 2002. – Вип. XXX. – С. 69–75.
5. **Макогон В.В.** Літологія і палеогеографія візейських відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (У зв'язку з нафтогазоносністю): дис. на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук. – К, 2007.
6. **Баранова Т.А.** О природе пористости глубокозалегающих нижекаменноугольных терригенных коллекторов / Т.А. Баранова // Нефтяная и газовая промышленность. – 1989. – № 1. – С. 17–18.
7. **Зарицкий А.П.** Взаимосвязь вертикальной гидрогеологической зональности Днепровско-Донецкой впадины с зональностью основных элементов осадочного чехла / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, А.С. Твердовидов, А.В. Лизанец // Геологический журнал. – 2005. – № 3. – С. 83–88.
8. **Діц Р.А.** Буріння інтервалів з аномально низькою буримістю / Р.А. Діц, М.В. Боровик, С.Ф. Поверенний, О.М. Фуглевич, В. Меша // Питання розвитку газової промисловості України. Геологія газових і газоконденсатних родовищ; зб. наук. праць. – 2013. – Вип. XXXI. – С. 79–85.

© V.A. Ivanyshyn
Dr. of Geol. Science
Chernihiv State Institute of Economics
and Management
A.Ya. Kopchaliuk
Chernigivnaftogaz
NGVU of Ukrnafta PJSC

History of geological development of Lysogirskaya-Yaroshivskaya zone

UDC 551,248 (477.5)

За результатами вивчення та аналізу карт товщин відкладів 25 комплексів порід Лисогірсько-Ярошівської зони встановлено, що будова її на всіх 25-ти етапах геологічного розвитку була різною. Природні процеси створили 25 своєрідних моделей будови зони через часту зміну знаку тектонічних рухів (інверсію). Особливості палеотектоніки (геодинаміки) вплинули на умови формування пасток для скопчень вуглеводнів.

Ключові слова: палеотектоніка, товщина, відклади, горизонт, підняття, западина, інверсія.

По результатам изучения и анализа карт мощностей отложений 25 комплексов пород Лисогорско-Ярошевской зоны установлено, что строение её на всех 25 этапах геологического развития было разным. Естественные процессы создали 25 своеобразных моделей строения зоны из за частой смены знака тектонических движений (инверсию). Особенности палеотектоники (геодинамики) обусловили формирования ловушек литологического или комбинированного типа для скопления углеводородов.

Ключевые слова: палеотектоника, мощность, отложения, горизонт, поднятия, впадина, инверсия.

Upon the results of the Lysogirskaya-Yaroshivskaya area 25 complexes sediments thickness maps study and analysis it was found that the structure of all these 25 stages of geological development was different. Natural processes created 25 original structure zone models due to the frequent alterations of the tectonic movement directions (inversion). The paleotectonics (geodynamics) specific features affected the conditions for formation of the traps for hydrocarbon accumulations.

Key words: paleotectonics, thickness, sediments, horizon, uplift, depression, basin inversion.

Paleotectonic studies in the former Soviet Union began to be used after the work of V.V. Belousov [1-3], which theoretically described the method of thicknesses.

Concerning the fact what thicknesses shall be taken upon paleotectonic studies generally, V.V. Belousov adhered to the views which he outlined in the book «Basic Issues of Geotectonics» [4]. In particular, he wrote: «... the power method shall be considered as a method of common analysis of fluctuating movements, yielding the average picture of their development vs. the large areas and significant time intervals. This does not mean, however, that the same method cannot be applied to study the local peculiarities of temporary fluctuating movements», and further: «Naturally there is question: what should be the area and stratigraphic interval subject to survey so that the power method yielded the most correct results in upon «automatic» application? This question cannot be answered unambiguously, since everything depends on a specific situation.»

The paleotectonik studies of Lysogirskaya-Yaroshivskaya area located in the northwest of the northern by-board area of Dnipro-Donets depression (DDD) were performed first based on the stratigraphic partition of sections of Lysogirskaya wells 1, 5, 6, 224, 233, 244, 245, St. Sofia 1, 2 4, 5, 6, 7, 8, 10, 13, 15, 50, 51, 52, 53, 63, Yaroshivka 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36a, 38 bis, 51, 57, Berezhivka 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 30 and Pivnichnyaroshivka 1, 2, 3, 4.

In total, 25 maps of isopachyte reflecting the peculiarities of this area development from Tournaisian to Quaternary age.

Tournaisian deposits. The thickness of Tournaisian deposits in the area varied from 35 m in Sofiivska well 8 to 269 m in Lysogirskaya 233, around which a closed steep negative structural form (depression) was formed, which had an amplitude of 159 m (Fig. 1, a). The deposits also extended in the southeast part of the area near Berezhivska well 1 (sediment thickness of 130 m), Yaroshivska wells 8 (162 m), 2 (189 m), 9 (111 m), 3 (124 m). The maximum amplitude of this decrease making nearly 80 m was on the site of Yaroshivska well 2. In the south-western part of the area the closed positive structural form (elevation) was formed in the area of Sofiivska well 8 (amplitude 35 m) and Berezhivska well 6 (amplitude 38 m), but they are much smaller than the depression.

Lower Visean deposits (14th and 13th microfaunistic horizons). The thickness of deposits of the 14th microfaunistic horizon (MFH) varied from 28 m (Lysogirskaya well 5) to 120 m in Sofiivska well 10 (Fig. 1, b). The trend of their distribution is preserved. They varied from 20 m in Sofiivska well 1 to 120 m in Sofiivska well 10. As in the Turnean age, the most sag area has been stretching from the northwest to the southeast from Sofiivska 10 to Yaroshivska well 8. However, in this background there are more small closed positive and negative structural forms. At the place of the cavity at Lysogirskaya well 233, during the Turnean age there appeared an elevation near Sofiivska well 4, 1, Lysogirskaya 233 (amplitude 30 m) and a depression at the site of Sofiivska well 10 (amplitude 40 m). The small-amplitude uplifts were formed at Yaroshivska and Pivnichnyaroshivska areas. Meanwhile there was a rapid increase in the thickness of the horizon

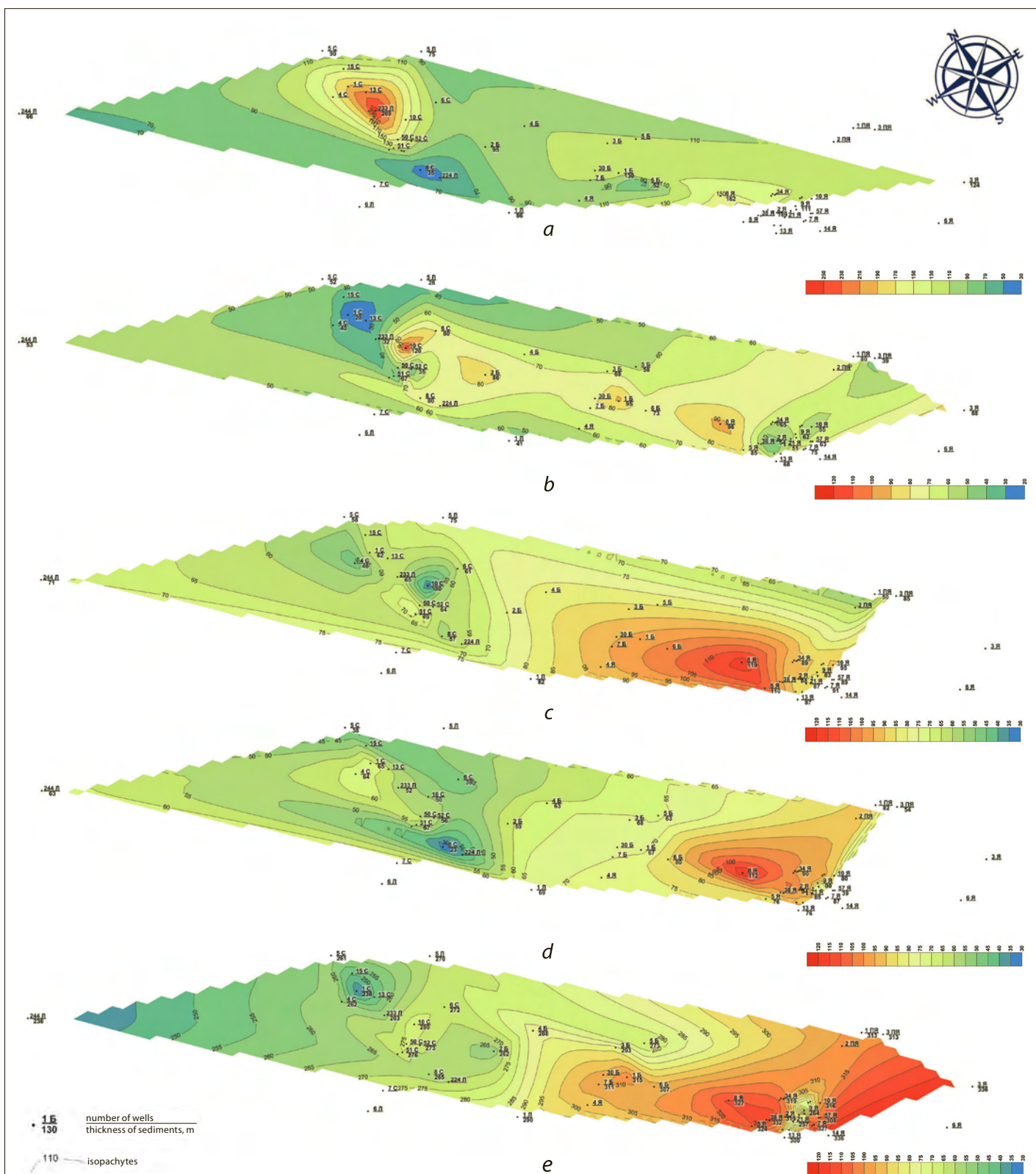


Fig. 1. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirsk-Yaroshivska zone: *a* – Tournaisian sediments; *b* – XIV micro-faunistic horizon; *c* – XIII micro-faunistic horizon; *d* – XIIa micro-faunistic horizon; *e* – XI-XII micro-faunistic horizons

between Pivnichnoyaroshivska wells 3 and 1, from 39 to 80 m. The negative closed shapes were formed in the vicinity of Berezhivska well 2, Berezhivska well 1 and Yaroshivska well 8. The amplitude of these basins was 6, 15, 16 m, respectively. The horizon thickness decreased from the submerged part of the area to the south-west and north-east.

During the accumulation of sediments of the 13th MFH, the elevation at the place of Sofiivska well 4 (amplitude 14 m) was preserved, and at the place of depression in the vicinity of Sofiivska well 10 there appeared an uplift, to the southwest of which (a part of Sofiivska well 51) there is a depression (Fig. 1, c). Another uplift was formed at the site of Sofiivska well 8. These three uplifts can be considered as a single block, which is delineated with isopachyte 65. To the south-east of it (from Lysogirska wells 5, 1) to Yaroshivska area a steep depression centered in the vicinity of Yaroshivska well 8 and with 40 m amplitude is formed. Consequently, the whole studied area consisted of two nearly equal blocks, i.e. an elevated northwest, where the minimum horizon thickness was 30 m, and the lowered southeast one, the maximum thickness of which reached 119 m.

Upper Visian deposits (HIIa, XII, XI MFH). The structure of HIIa microfaunistic horizon (or its thickness distribution) is generally similar to the structure of XII horizon, but has some differences (Fig. 1, d). As before, the whole Lysogirska-Yaroshivska area consisted of two blocks nearly equal in size, the northwestern raised and the southeastern lowered. Still the deepest area was Yaroshivska well 8, in which the horizon was 112 m thick and the depression had a 40 m amplitude. Between Pivnichnoyaroshivska wells 3 and 1, the horizon thickness was changing rapidly, but in the opposite direction compared to the thickness of the XIV horizon.

The peculiarity of the northwestern block structure is a significant extension of the depression, which included, in addition to the area of Sofiivska well 51, also Sofiivska well 4, which was an elevation. The horizon thickness was generally ranging from 23 (Sofiivska well 8) to 112 m (Yaroshivska well 8).

The thickness of XII-XI horizon deposits ranged from 236 m in Lysogirska well 244 and 238 m in Sofiivska well 1 to 336 m in Yaroshivska wells 14 and 3 (Fig. 1, d). That is, there was still the growth in thickness from northwest to southeast. Against this backdrop there was a small lift at the site of Sofiivska wells 1, 4 (amplitude 24 m) and Berezhivska wells 2 (amplitude of about 3 m). The negative closed structural shape was formed in the vicinity of Yaroshivska wells 5, 8. It had an amplitude of 12 m. The monoclonal dipping of sediments occurred between Pivnichnoyaroshivska wells 1, 3 (the horizon depth in which is the same) and Yaroshivska wells 14, 3. These the deepest areas were separated by a small elevation.

If we compare the map of XII-XI MFH with the map of HIIa MFH, we'll find significant differences. In the place of the depression in the vicinity of Sofiivska wells 1, 4 and 51 on the map of HIIa horizon in the course of accumulation of sediments of the XII-XI horizon there was formed an elevation, and a small depression appeared at the site of

Sofiivska wells 10, 51. In addition, the thicknesses of the XII-XI horizon increased in a monoclonal way from north-west to southeast from the Lysogirska well 244 to Sofiivska well 4, and the distribution of thickness of HIIa horizon in this region is much more complicated.

Serpukhiv deposits. A significant change in the structure of Lysogirska-Yaroshivska zone, or in this case it would be called more accurately Sofiivska-Yaroshivska zone, occurred during the accumulation of deposits of X-IX MFH (Fig. 2, a). At this time, two elevations were formed at the site of Berezhivska well 2 with an amplitude of 18 m and at the site of Pivnichnoyaroshivska wells 2, 3 with an amplitude of about 25 m. Between Pivnichnoyaroshivska wells 3 and 1 the horizon thickness was changing rapidly.

The remaining area was submerged, mostly in a monoclonal way. The sediment thickness there varied from 117 to 147 m from the northeast to the southwest.

The map of isopachyte deposits of VIII-V horizons (Fig. 2, b) is fundamentally different from the map of isopachyte horizons X-IX. At the place of elevations near Berezhivska well 2 and Pivnichnoyaroshivska wells 2, 3 there was formed a cavity in which the thickness of deposits reached 110 and 122, 124 m respectively, and in a part of submerged monocline there emerged an elevation with the amplitude about 20 m. It means that the south-western part of the zone rose, and the north-eastern one plunged, which shows the development of inversion processes.

Medium carbon deposits. The distribution of their thicknesses has changed significantly on the map of the lower Bashkir deposits (Fig. 2, c). At the site of Lysogirska well 233 and Sofiivska well 51 there was formed a closed negative structure with an amplitude of 10 m. The second depression was formed at the Yaroshivska area. Its amplitude is 15-20 m. Between these depressions there was formed a great uplift with a vaulted in the area of Sofiivska well 3. The difference between thicknesses of sediments in Pivnichnoyaroshivska wells is small, and in the area in general it varied from 52 m in Berezhivska well 3 to 120 m in Yaroshivska well 14.

The thickness of sediments of the upper Bashkir subtier varied from 209 m in Pivnichnoyaroshivska well 2 to 309 m in Yaroshivska well 21 (Fig. 2, d). The rocks plunged from the northeast to the southwest. In the north-eastern part of the zone there was formed uplift in the area of Sofiivska well 51, Berezhivska wells 4, 7 and Pivnichnoyaroshivska well 2. The Sofiivska uplifts had an amplitude of 10-15 m and the Pivnichnoyaroshivske uplift is about 30 m. Between Pivnichnoyaroshivska wells 2, 1 on the one side and well 3 on the other the thickness has been changing rapidly, growing from 209 to 288 m.

In general, the characteristics of thickness distribution of the subtier formations are radically different from the nature of distribution of the lower Bashkir subtier sediments thickness. This difference resulted from inversion processes.

The lower Moscow sediments have the greatest thickness in terms of Lysogirska well 244. To the southeast it decreased to 91 m in Yaroshivska well 2, 99 m in Yaroshivska well 21 and 104 m in Yaroshivska wells 57 and 3 (Fig. 2, e).

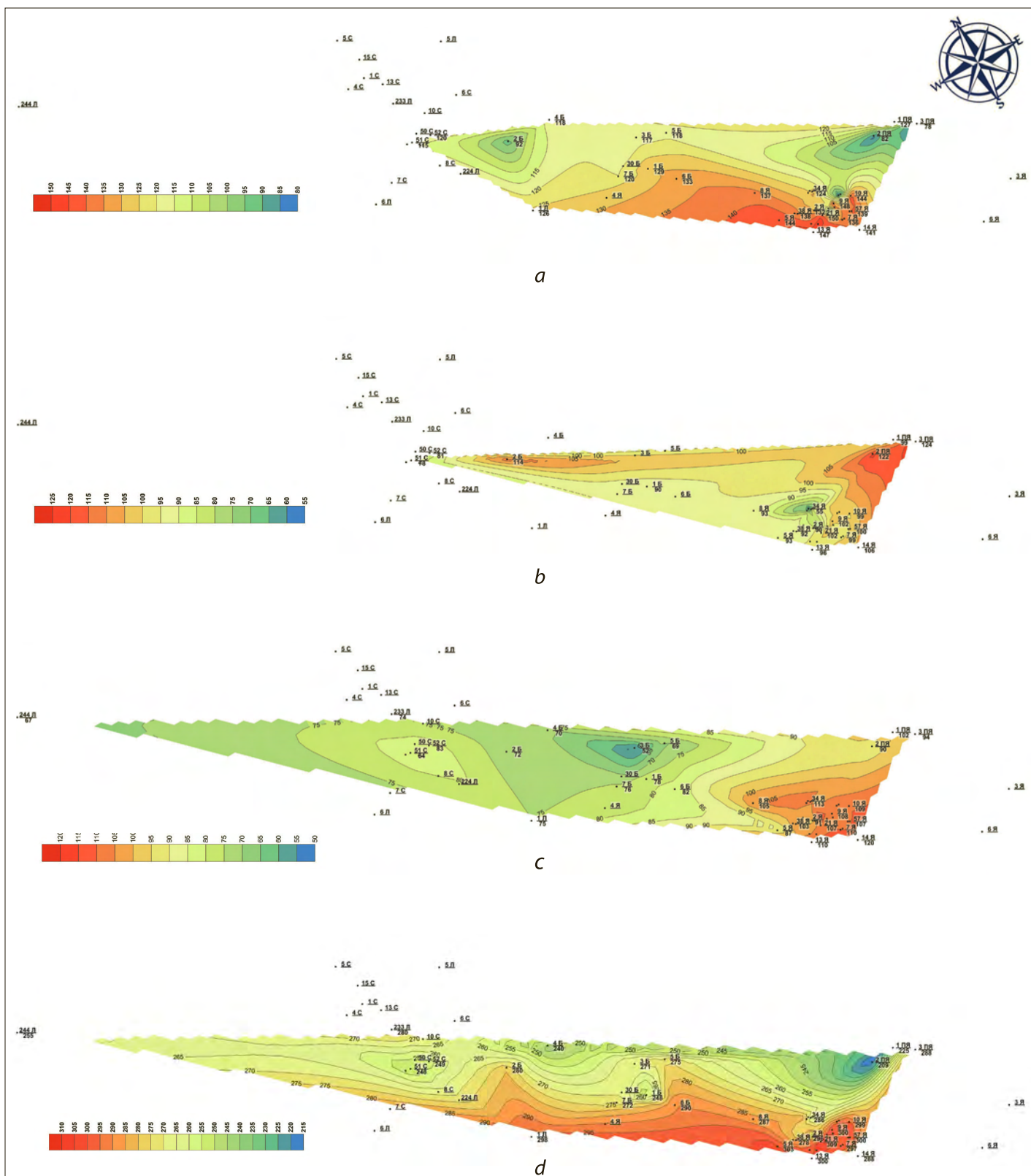


Fig. 2. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirsk-Yaroshivska zone: *a* – X-IX micro-faunistic horizon; *b* – VIII-V micro-faunistic horizon; *c* – Lower Bashkirian sediments; *d* – Upper Bashkirian sediments

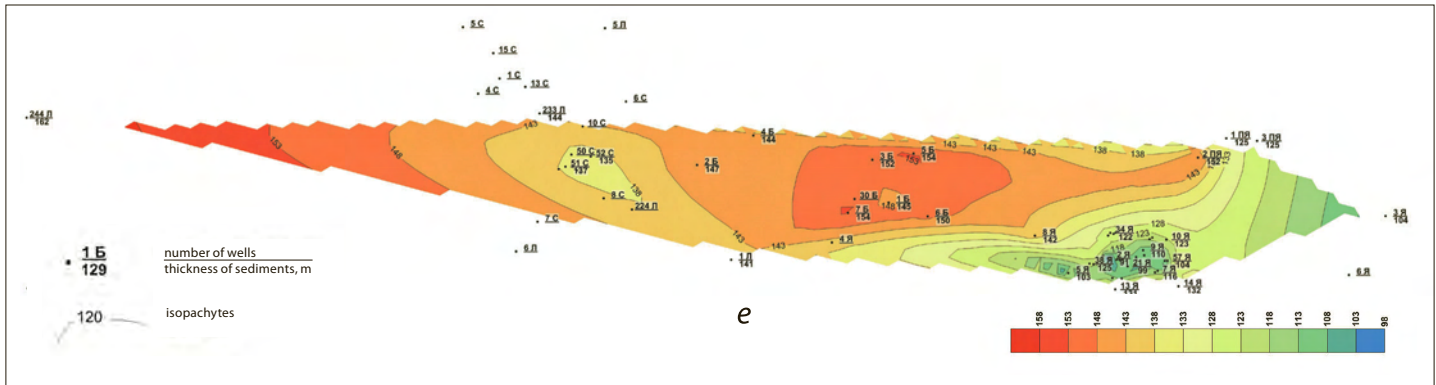


Fig. 2. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirskaya-Yaroshivskaya zone: e – Lower Moscovian sediments

Against this backdrop there was an elevation at the site of Sofiivska well 51 (10 m amplitude), Yaroshivska well 2 (amplitude of 15 m), Yaroshivska well 21 (7 m amplitude). The cave in the vicinity of Berezhivska well 7, 3, 6, 1 had an amplitude of 5-6 m, and in the Yaroshivska well 27 it was 11 m. It was located between elevations that stretched from north to south and in the latitudinal direction. The elevation in the vicinity of Sofiivska well 51, which was formed in the late Bashkir time, survived, but became larger and changed their orientation. At the place of elevation in the area of Berezhivska wells 4, 7, and Pivnichnoyaroshivska well 2 the huge depression was formed. Instead, the Yaroshivska area rose, which used to be a depression. That is, as in the previous time, the inversion processes actively manifested themselves.

The change in thicknesses of the upper Moscow sediments was radically different from their change in the early Moscow time (Fig. 3, a). They had the smallest thickness in the section of Berezhivska well 5 (82 m), and the highest in the context of Yaroshivska wells 3 (212 m) and 14 (211 m). At the place of elevation at the site of Sofiivska well 51, which used to be at the early Moscow time, now a cavity of the same length and with amplitude of 12 m is formed. The steep uplift (amplitude of 55 m) was formed in the vicinity of Berezhivska well 3, 5, 1, which used to be a depression. Yaroshivska area, which used to be elevated, plunged in a monoclonal way. The thickness of deposits on it grew from 174 m in Berezhivska well 7 to 211 m in Yaroshivska well 14 and 212 m in Yaroshivska well 3. Meanwhile the orientation (reach) of structural forms has been preserved completely upon change of the signs of tectonic movements. The thickness of deposits again has changed rapidly at Pivnichnoyaroshivsk area between wells 1 and 2.

The upper carboniferous deposits in Sofiivska-Yaroshivska area have the smallest thickness in Yaroshivska well 10 (257 m), and the highest in Berezhivska well 1 (411 m). Meanwhile from Sofiivska well 51 they increased to the southeast to Berezhivska well 6 and Yaroshivska well 5, and then decreased to Yaroshivska well 10 (Fig. 3, b). In general, the area is clearly divided into two almost equal blocks, an immersed northwestern and raised southeastern. The depression at the site of Berezhivska well 1 and 7 was the deepest,

and the depression at the site of Berezhivska well 2 had a little less depth. The first of them, with isopachyte 360 m, had amplitude of 51 m, and the second 33 m. The most elevated was Yaroshivska area between 310 and 280 isopachytes. It is limited by narrow bays from the south-west and north-east. There were formed several small closed positive structural forms. It means that Yaroshivska and Pivnichnoyaroshivska areas experienced the rising inversion tectonic movements. In the latter rapidly increased the thickness of sediments from wells 1 to well 3 and especially well 2.

The thicknesses of the lower Permian deposits varied from 239 m in Lysogirskaya well 244 to 457 m in Yaroshivska well 13. It means that they grew from the northwest to south-east with some features (Fig. 3, c), which should include uplift on the site of Berezhivska well 2 and Sofiivska well 4 (with amplitude about 35 m) and a very steep little uplift at the site of Berezhivska wells 7 and 1 (with amplitude of more than 60 m). Previously, there was a depression here. Yaroshivska area submerged (though it was elevated). To the south-east of it the thickness of deposits decreased to 313 m in Yaroshivska well 3 and increased to 435 m in Pivnichnoyaroshivska well 1.

In general, the structure of the area has undergone radical changes vs. its structure at the late carboniferous age.

The map of peresazka thickness isopachytes (Fig. 3, d) is important, because this thickness is considered to be a regional caprock (screening layer). Its thickness varied from 47 m in Yaroshivska well 57 to 95 m in Lysogirskaya well 1 and 86 m in Berezhivska well 5. A piece that stretched from Sofiivska well 51 through Berezhivska well 2, Yaroshivska well 4, Berezhivska well 7 to Yaroshivska well was elevated. Against this background, the depressions at the site of Lysogirskaya 1, Berezhivska well 3, Pivnichnoyaroshivska wells 2, 3 well formed with amplitudes 4-10 and uplift in the area of Berezhivska well 7, Yaroshivska well 4, and Yaroshivskiy area. The amplitude of uplift is 5 to 10 m.

The features of change in the thickness of peresazka thickness caused structural peculiarities of the area, which is quite different from its structure in the early Permian age.

The sediments of the lower Triassic had a thickness of 350 m in Sofiivska well 51 to 410 m in Berezhivska well 5 (Fig. 3, e). A large area in the northeast of the zone, which is limited by

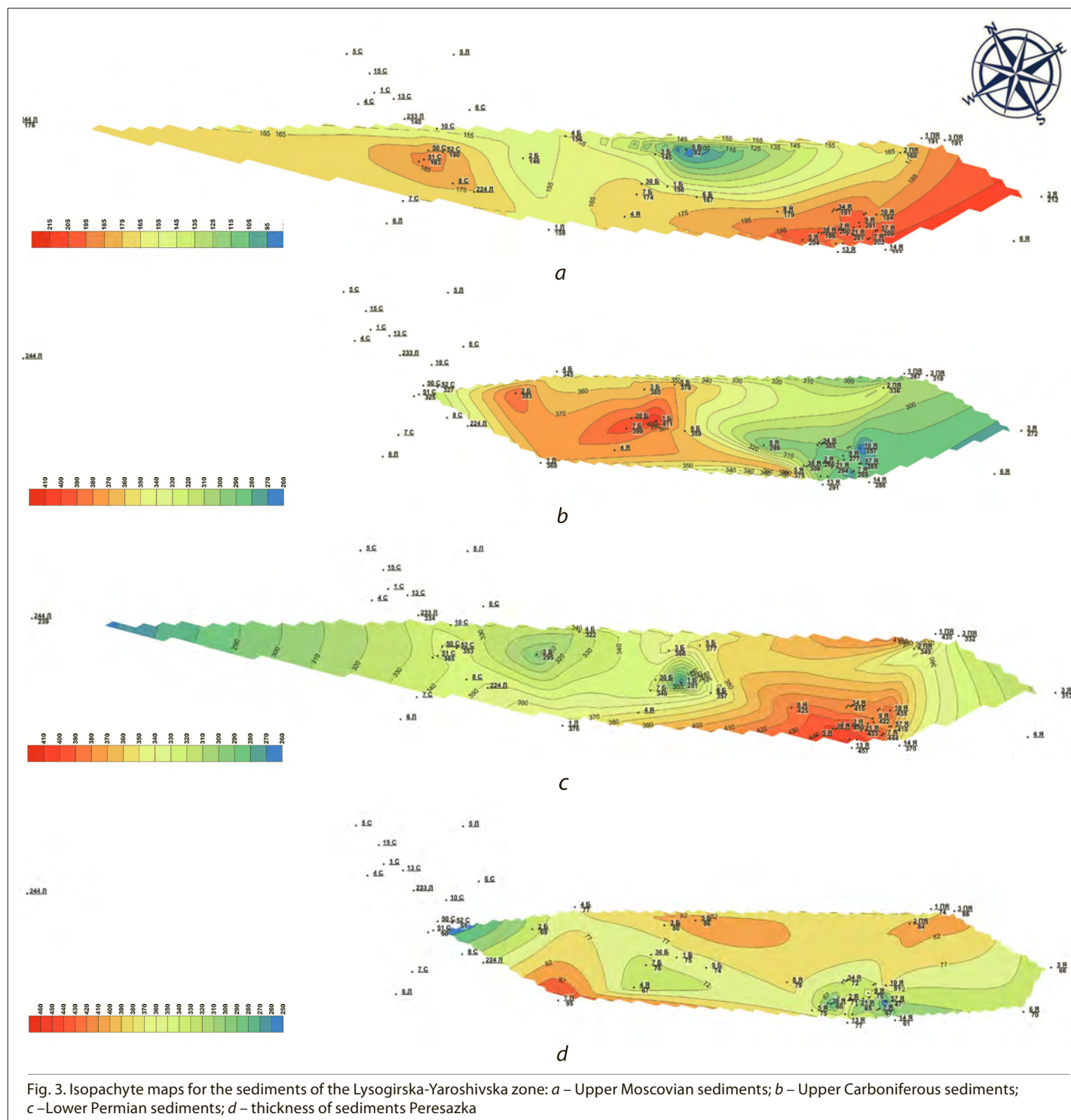


Fig. 3. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirska-Yaroshivska zone: *a* – Upper Moscovian sediments; *b* – Upper Carboniferous sediments; *c* – Lower Permian sediments; *d* – thickness of sediments Peresazka

isopachyte 385 and covered the area of Berezhivska wells 1, 4, 3, 5, 6, Yaroshivska 8, Pivnichnoyaroshivska wells 1, 2, 3, was the deepest at this age. The uplift was formed at the site of Sofiivska well 51, southeast of Lysogirska well 233, and at the site of Berezhivska well 7 and Yaroshivska well 4. The first uplift had amplitude of about 15 m, and the second

5 m. The distribution of thickness of these deposits is much similar to that of the peresazka thickness.

The thickness of the Upper Triassic deposits increased from 299 m in Lysogirska well 244 to 392 m in Berezhivska well 5 and 405 m in Pivnichnoyaroshivska well 1 (Fig. 4, *a*), i.e. from the north-west to the south-east and from the south-

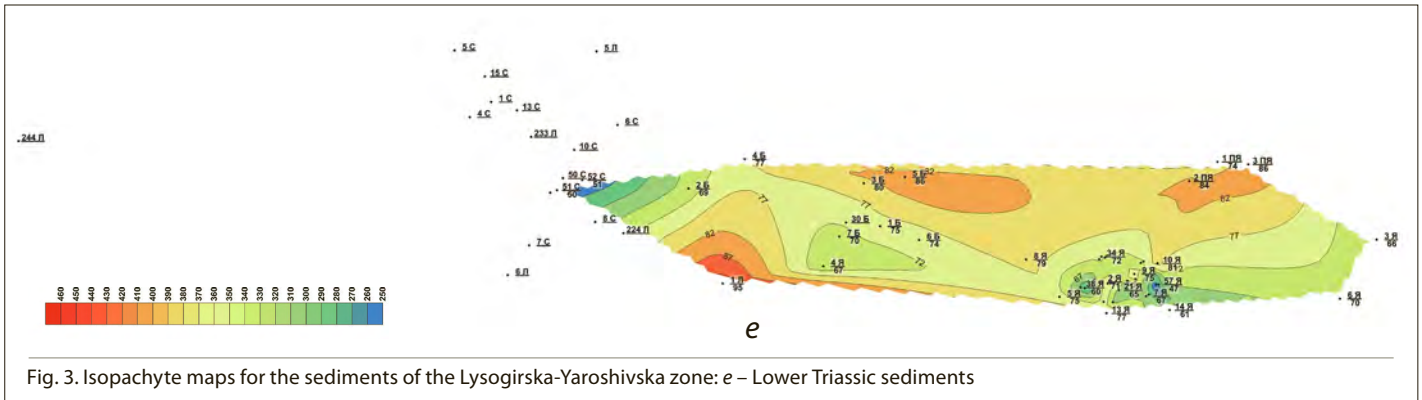


Fig. 3. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirsk-Yaroshivska zone: e – Lower Triassic sediments

west to the north-east. In the course of accumulation of these deposits no closed structure was formed. The distribution of thickness of the whole complex retained some similarity to the distribution of the thickness of the lower Triassic.

The medium Jurassic deposits had a thickness of 105 m in Yaroshivska well 5 and 118 m in Lysogirsk well 244 to 144 m in Yaroshivska well 8 (Fig. 4, b). From the northwest to the southeast of the zone the raised and submerged areas or uplift and depression, which had mostly small amplitude, were alternating. At the large area between Lysogirsk well 244 and Berezhivska well 2 the difference in the thickness of sediments was only 5 m. At the remaining area there was formed small uplift near Berezhivska well 5 (with 10 m amplitude) and Yaroshivska well 31 (with 25 m amplitude) and depressions in the area of Berezhivska wells 3, 4, 7 (with 9 m amplitude) and in the Yaroshivska wells 8, 5, 14, Berezhivska well 6, and Pivnichnoyaroshivska wells 1, 2, 3 (with 14 m amplitude). That is, the distribution of the thickness of these deposits was significantly different from the distribution of the thickness of the Upper Triassic formations.

The thickness of the Upper Jurassic deposits in Lysogirsk-Yaroshivska zone varied from 212 m in Yaroshivska well 57 to 274 m in Berezhivska well 4, 277 m in Berezhivska well 3, 274 m in Berezhivska well 5, 284 m in Pivnichnoyaroshivska well 2 (Fig. 4, c) with their growth trend from the southwest to the northeast. The small closed positive structural shapes were formed to south of Lysogirsk well 233, near Berezhivska wells 7, 6, 1, Yaroshivska well 4 and at Yaroshivska area. The variation of thickness of the Upper Jurassic deposits is fundamentally different from that of the Middle Jurassic.

The isopachyte map of the Lower Cretaceous deposits (Fig. 4, d) is significantly different from isopachyte maps of the Upper Jurassic deposits (Fig. 4, c). The thickness of the Lower Cretaceous formations grew from northwest to southeast from 163 m in Lysogirsk well 244 to 220 m in Yaroshivska well 13 and 223 m in Pivnichnoyaroshivska well 3. During the accumulation of these deposits there were formed two small closed positive structural forms in the vicinity of Sofiivska well 51 and Yaroshivska well 5. This part of the area was raised, and most of the north-eastern and south-eastern part was immersed. The difference in the thickness of these deposits in terms of Pivnichnoyaroshivska well 2 and 3 reached 26 m.

The thickness of the Upper Cretaceous sediments significantly increased to the southeast from 516 m in Lysogirsk well 244 to 571 m in Yaroshivska well 3 and slightly increased to the north-west to south-west (Fig. 4, e). In the most south-eastern part the nature of the thickness is opposite to what it was during accumulation of the Lower Cretaceous formations. Small enclosed structural shapes in this age were formed only at Yaroshivska area.

Paleogene deposits. Sumy formation (Lower Paleogene) in Lysogirsk-Sofiivska zone had a thickness from 29 m (Lysogirsk well 1) to 42 m (Sofiivska well 51) and Yaroshivska area (Fig. 5, a). In the process of accumulation of these deposits small inlets in the area of Lysogirsk well 245, Berezhivska well 2 (with 8 m amplitude), Berezhivska wells 1, 7, Yaroshivska well 4 (with 7 m amplitude) and Yaroshivska area were formed.

The total thickness of deposits of Kaniv, Kyiv and Buchach formations (middle Paleogene) increased from northwest to southeast from 151 m in Lysogirsk well 244 to 177 m in Yaroshivska well 7 (Fig. 5, b). Small closed structural forms at this time were formed only in Yaroshivska area. The structure of the rest of the area was complicated with bays and structural noses and was somewhat different from its structure in the past.

The deposits of Kharkiv formations (upper Paleogene) have a thickness of 70 m in Lysogirsk well 245 to 77 m in Yaroshivska well 3 and Pivnichnoyaroshivska well 1 (Fig. 5, c). From the extreme north-western point (Lysogirsk well 244) to the extreme south-eastern point (Yaroshivska well 3) the difference in thickness was 5 m. Against this background, a large central area of the zone is elevated. It was limited by isopachyte 73 and extended from the northwest to the southeast from Lysogirsk well 244 to Yaroshivska wells 5, 13. The small-amplitude uplift in the area of Lysogirsk well 245 and Berezhivska well 2, as well as in the vicinity of Yaroshivska well 4, Berezhivska wells 1 and 6. From this raised area, the deposit thickness increased in all directions. The structure of Lysogirsk-Yaroshivska zone area on this map is very different from the structure of the previous time.

In Neogene time the zone structure changed again. Neogene thicknesses are ranging from 42 m at Lysogirsk well 244 to 94 m in Lysogirsk well 1 and 94, 95, 99 m in Pivnichnoyaroshivska wells 2, 3, 1, respectively (Fig. 5, d). Against this background,

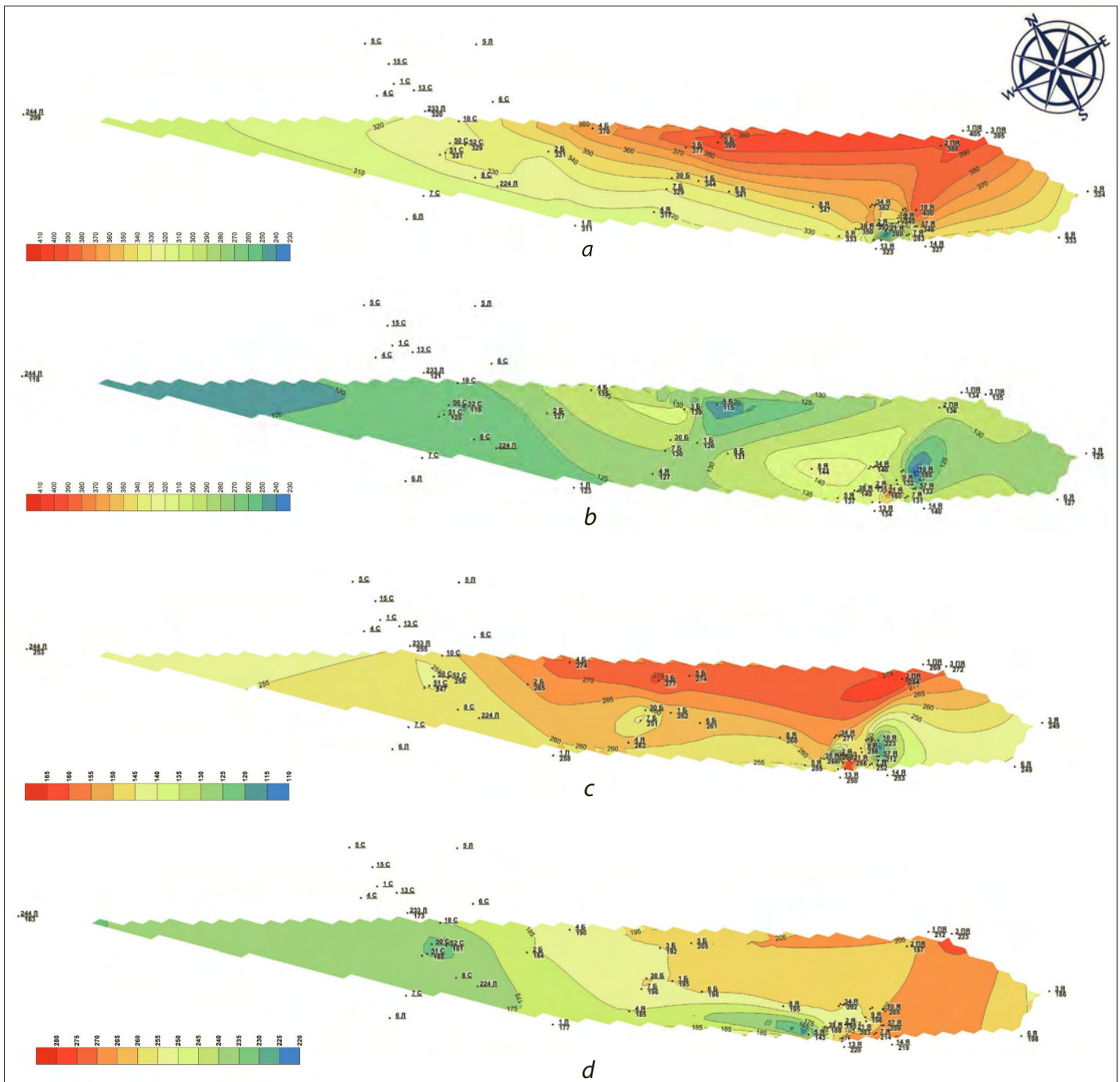


Fig. 4. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirska-Yaroshivska zone: *a* – Upper Triassic sediments; *b* – Middle Jurassic sediments; *c* – Upper Jurassic sediments; *d* – Lower Cretaceous sediments

there is an alternation of raised and submerged areas. The area of Lysogirska wells 244, 233, 245, and the section from Yaroshivska well 4 to Yaroshivska wells 3, 6 was elevated. Among them there was a submerged area, which had greater amplitude. It means that the structure of the area has undergone significant changes in comparison with its structure at Kharkiv time.

The difference in thickness of Quaternary deposits is 38 m. The nature of their distribution in the area is complex (Fig. 5, e).

It is the smallest in Lysogirska well 1 (26 m), Berezhivska well 3, 5, 1, and Pivnichnoyaroshivska well 1 (27 m), and the largest in Yaroshivska wells 4, 38 (64 m). The elevated areas covered the Lysogirska wells 245 and 1, Berezhivska wells 7, 3, 5, 1, and Pivnichnoyaroshivska wells 2 and 1. They were divided by the submerged area that stretched from Lysogirska well 233 to Berezhivska well 2 and cover almost whole Yaroshivska area. The structure of the whole area again radically changed.

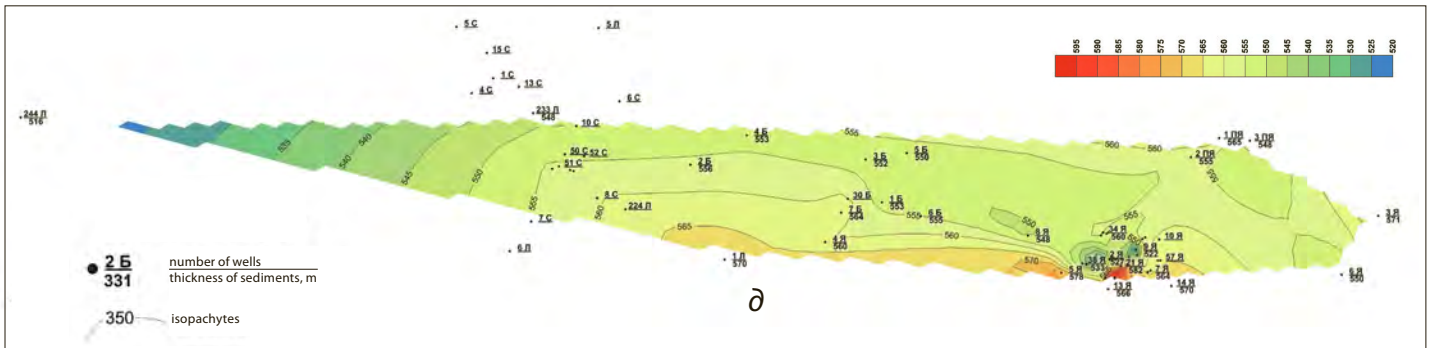


Fig. 4. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirsk-Yaroshivka zone: e – Upper Cretaceous sediments

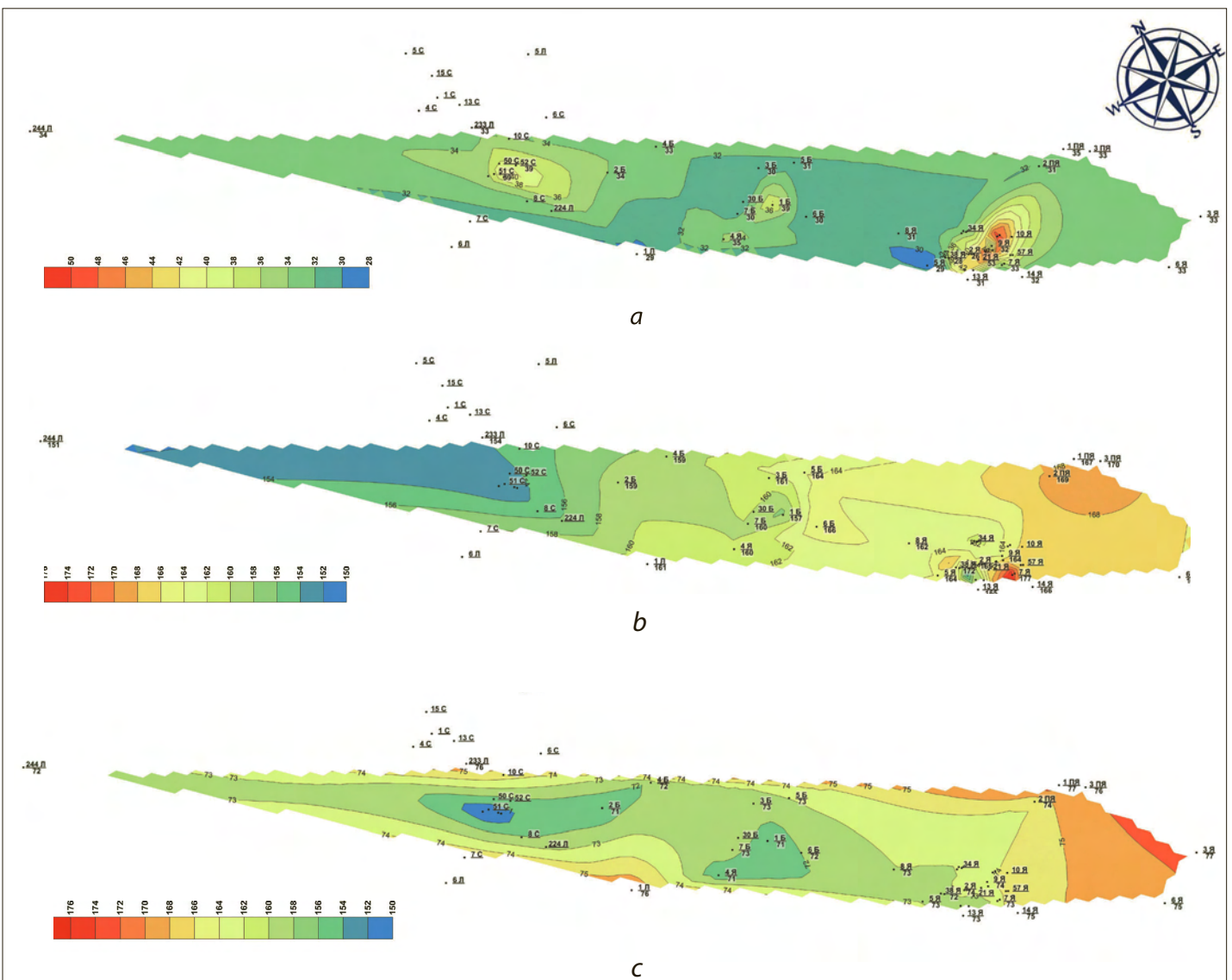


Fig. 5. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirsk-Yaroshivka zone: a – Sumy suite sediments; b – Kaniv suite sediments, Buchak suite sediments, Kyiv suite sediments; c – Kharkiv suite sediments

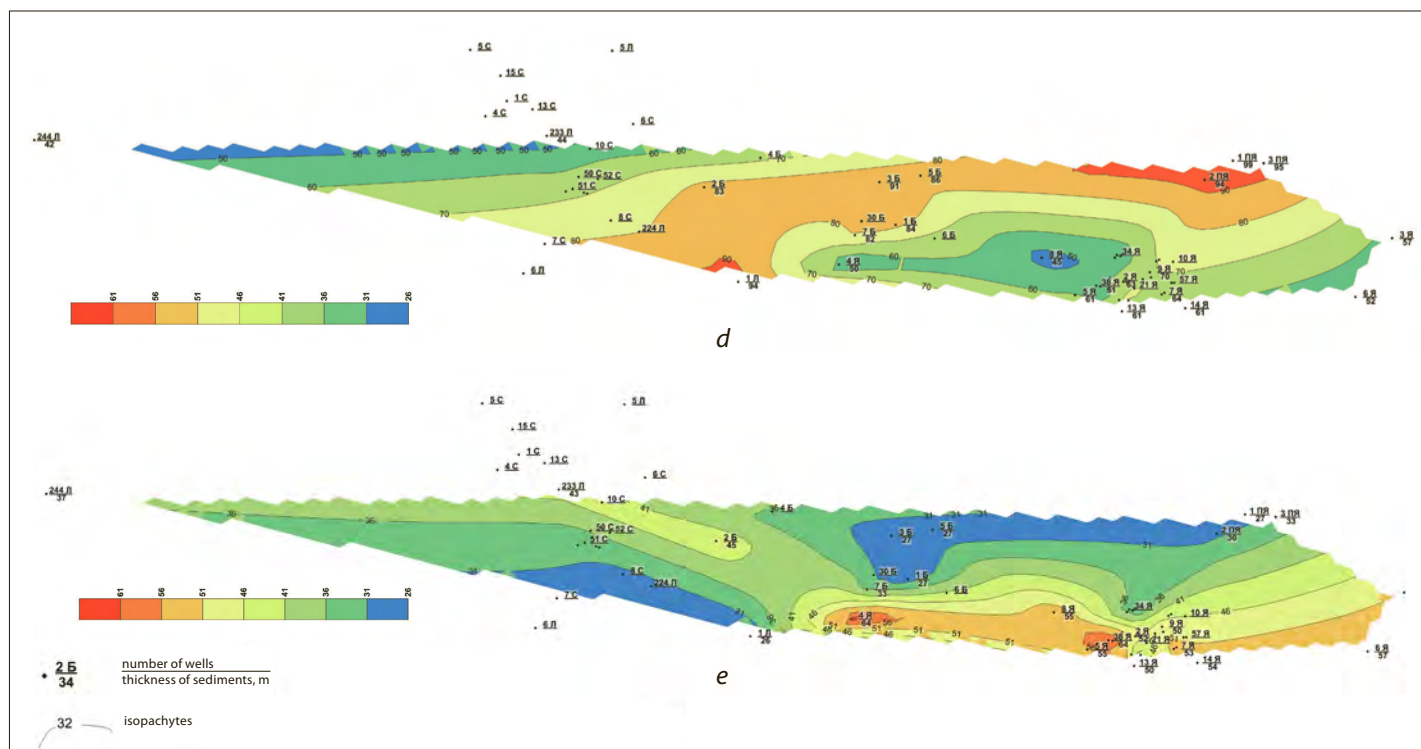


Fig. 5. Isopachyte maps for the sediments of the Lysogirska-Yaroshivska zone: *d* – Neogene sediments; *e* – Quaternary sediments

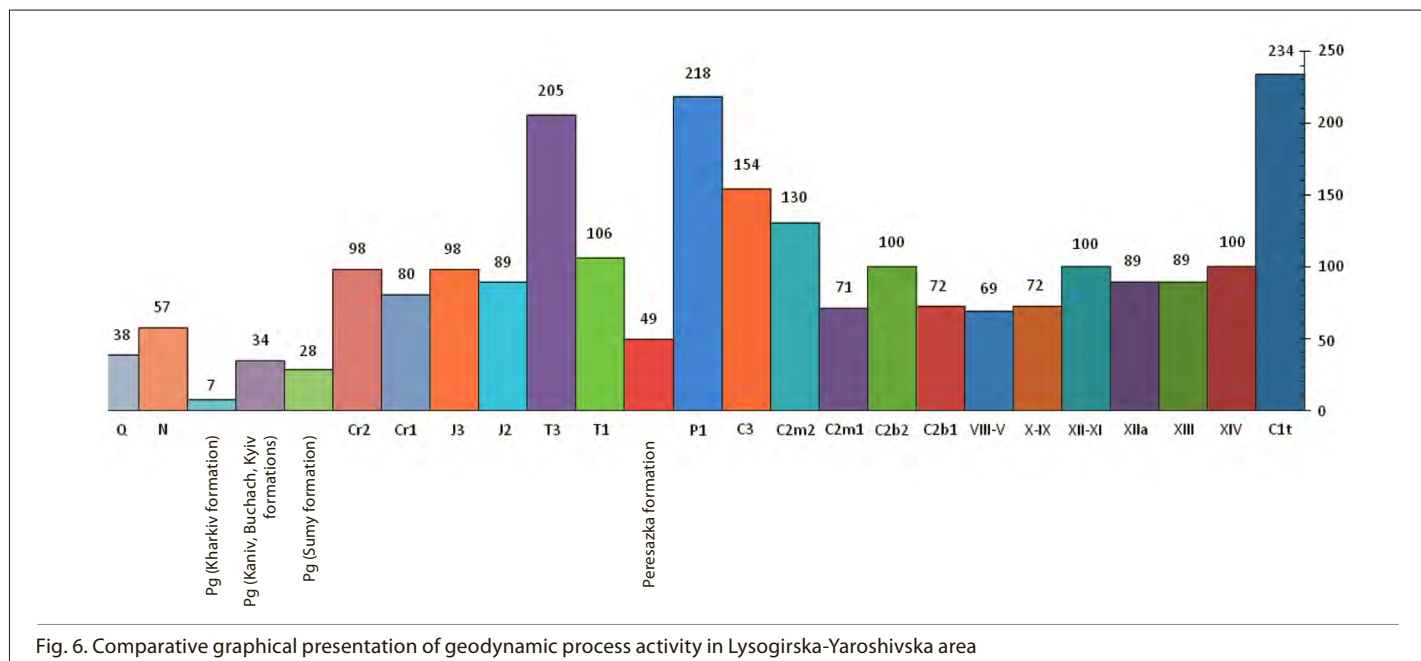


Fig. 6. Comparative graphical presentation of geodynamic process activity in Lysogirska-Yaroshivska area

To better understand the geodynamic processes which occurred in Lysogirska-Yaroshivska area, the difference in thickness of deposits of all 25 complexes studied is provided (Fig. 6).

The difference in thickness of Tournai deposits was 234 m, XIV horizon – 100 m, XII – 89 m, XIIa – 89 m, XII-XI – 100 m, XIX – 72 m, VIII-V – 69 m, lower Bashkir – 72 m, upper Bashkir – 100 m, lower Moscow – 71 m, upper Moscow – 130 m,

upper Carboniferous – 154 m, lower Carboniferous – 218 m, peresazka thickness – 49 m, lower Triassic – 106 m, upper Triassic – 205 m, middle Jurassic – 89 m, upper Jurassic – 98 m, lower Cretaceous – 80 m, upper Cretaceous – 98 m, Sumy formation of Paleogene – 28 m, Kaniv, Buchach, Kyiv formations of Paleogene – 34 m, Kharkiv formation of Paleogene – 7 m, Neogene – 57 m, Quaternary – 38 m.

The graphical comparative presentation of activity of tectonic processes in Lysogirskaya-Yaroshivskaya zone is given in Fig. 6. It shows that these processes were the most active in the Turnean and Late Triassic age. Its growth began at the late Moscow time and continued in the late Carboniferous. Their activity was much lower, but almost identical, upon accumulation of deposits of XII-XI horizons (Upper Visean), upper Bashkirs, lower Triassic, upper Jurassic and upper Cretaceous. The third by activity are the tectonic processes taking place during accumulation of deposits of XIII MFH, Serpukhov, lower Bashkir, lower Moscow, and Neogene. The active tectonics was the lowest during formation of deposits of Sumy and Kharkiv formations of Paleogene.

Summary

Lysogirskaya-Yaroshivskaya area developed rapidly from the Turnean to Quaternary age, as evidenced by 25 created maps of thicknesses of different complexes. The zone structure during 25 stages of its development never repeated. Every time it changed due to the change of signs of tectonic movements.

Tectonic processes generally have fluctuating, stepwise

nature, i.e. active periods, ages, times were replaced by the passive ones, or, in other words interspersed. The most passive, in this sense, was the Palaeogene period.

The features of geodynamics at the site of Dnipro-Donets Depression created the conditions for formation of lithologic or combined traps.

References

1. **Белоусов В.В.** Изучение мощностей отложений как метод геотектонического анализа и приложение этого метода к исследованию верхнеюрских и нижнемеловых отложений Кавказа / В.В. Белоусов // Проблемы советской геологии. – 1937. – № 2. – С. 35-41.
2. **Белоусов В.В.** Мощность отложений как выражение режима колебательных процессов / В.В. Белоусов // Советская геология. – 1940. – № 2-3. – С. 71-79.
3. **Белоусов В.В.** Фации мощности осадочных толщ Европейской части СССР / В.В. Белоусов // Труды ГИН АН СССР. – М.: Наука, 1944. – Вып. 76. – 206 с. – (Сер. «Геология»).
4. **Белоусов В.В.** Основные вопросы геотектоники / В.В. Белоусов // ГИТМ. – М.: – 1954. – 590 с.

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Мелець Михайло Васильович

10 травня цього року перестало битися серце відомого фахівця у сфері газопостачання та газифікації, колишнього головного інженера республіканського об'єднання «Укргаз» Михайла Васильовича Мелеця.

Народився Михайло Мелець 29 вересня 1935 р. у с. Стоділки Городецького району Львівської області. 1954 р. закінчив Львівський житлово-комунальний технікум, 1965 р. – Київський інженерно-будівельний інститут.

Трудову діяльність у газовій галузі М. В. Мелець розпочав 1956 р., після демобілізації з армії, на посаді газотехнічного інспектора Дніпропетровської області. Брав участь в організації подавання коксового газу Дніпродзержинську та Кривому Розу. З 1957 до 1980 р. пройшов шлях від інженера мереж газопостачання до начальника обласного управління з газопостачання та газифікації «Дніпрогаз».

Протягом 1980–1996 рр. Михайло Васильович обіймав посади головного інженера республіканського об'єднання «Укргаз», заступника голови правління корпорації «Укргаз». Після виходу на пенсію до 2012 р. працював головним спеціалістом Асоціації підприємств газового господарства України.

Михайло Мелець зробив вагомий внесок у розробку нормативної бази галузі, організацію підготовки кадрів, розвиток соціальної сфери підприємств «Дніпрогаз» та «Укргаз». За його активною участю було здійснено теплопостачання Дніпропетровська з використанням відходів тепла Придніпровської електростанції, налагоджено виробництво поліетиленових труб для систем газопостачання, організовано встановлення будинкових регуляторів тиску газу та розробку на їх основі одноступеневих систем газозабезпечення.



Він приділяв велику увагу захисту газопроводів від корозії, організації налагодження приладового обліку газу населенням і комунально-побутовими споживачами, спорудженню інноваційних виробничих об'єктів, серед яких геотермальні випаровувачі для споживання скрапленого газу. За його участю вперше було створено та введено в експлуатацію оригінальний пристрій із метрологічного забезпечення приладів обліку газу, запроєктовано базову автоматизовану систему керування технологічними процесами, запроваджено ультразвукові лічильники у промислових споживачів газу.

Завдяки системному запровадженню згаданих та інших інноваційних розробок стало можливим істотно підвищити рівень безпеки газозабезпечення, збільшити терміни і надійність експлуатації газопроводів.

Михайло Васильович брав участь у ліквідації наслідків аварії на Чорнобильській АЕС. Був депутатом місцевих органів влади.

Є автором 14 винаходів, низки раціоналізаторських пропозицій.

Нагороджений орденами Трудового Червоного Прапора, «Знак Пошани», медалями «За заслуги перед містом Дніпропетровськ», ВЦРПС і ВДНГ. Він – відмінник житлово-комунального господарства, заслужений працівник ЖКГ УРСР.

Висловлюємо щирі співчуття рідним і близьким померлого. Світла пам'ять про нього назавжди залишиться в наших серцях.

Друзі, колеги по роботі,
редакція журналу

© С.В. Кривуля

канд. геол. наук

УкрНДІгаз

В.Є. Блізняков

ЛВ ГПУ «Полтавагазвидобування»

В.М. Владика

М.Ю. Нестеренко

д-р геол. наук

Р.С. Балацький

Львівський комплексний

науково-дослідний центр

УкрНДІгазу

Щодо уніфікації методик виконання вимірювань петрофізичних параметрів порід-колекторів

УДК 550.822+622.276

Наведено результати визначень залишкового водонасичення стандартних зразків відкритої пористості із застосуванням різних типів центрифуг. Наголошено на ймовірних похибках у визначенні цього параметра та дотриманні обов'язкової процедури внутрішнього і зовнішнього лабораторного контролю.

Ключові слова: стандартний зразок відкритої пористості, порода-колектор, відкрита пористість, залишкове водонасичення, абсолютна і відносна похибки.

Приведены результаты определения остаточного водонасыщения стандартных образцов открытой пористости с применением различных типов центрифуг. Указаны возможные погрешности в определении этого параметра и соблюдения обязательной процедуры внутреннего и внешнего лабораторного контроля.

Ключевые слова: стандартный образец открытой пористости, порода-колектор, открытая пористость, остаточное водонасыщение, абсолютная и относительная погрешности.

Results of definition of residual water saturation conditions of standard samples of open porosity with application of various types of centrifuges. It is marked on possible error in the determination of this parameter, and of compliance with a compulsory procedure of internal and external laboratory control.

Key words: standard sample of open porosity, the reservoir rock, open porosity, residual water absorption, absolute and relative error.

У публікації [1] наведено результати досліджень стандартних зразків (СЗ) відкритої пористості, виготовлених у ВАТ «УкрНДІвогнетривів» ім. А.С. Бережного (м. Харків) із корунду, що мали атестовані значення відкритої пористості. Зауважимо, що їх рекомендовано використовувати для контролю метрологічних характеристик безпосередньо перед проведенням лабораторних досліджень на зразках керна й атестації різнотипного обладнання.

Для контролю похибки застосовуваних методик виконання вимірювань, як правило, потрібно виконувати пара-

лельні дослідження зразків за змінених умов вимірювань (в інший день, іншим виконавцем, на іншому типі обладнання). Вимоги до результатів вимірювань тих чи інших петрофізичних параметрів наведено в [2, 3]. Зокрема, відносна розбіжність між результатами двох паралельних визначень, наприклад, коефіцієнта залишкового водонасичення – 6,5 %. Вищезгаданий контроль передбачає, що не менше ніж 75 % результатів повинно знаходитися у межах зазначеного допуску, а решта – не перевищувати його більше ніж удвічі, тобто на 13 %. Якщо дотримуватися таких умов, то вважається, що

Таблиця

Результати контролю похибки виконання вимірювань величини водонасичення СЗ 201-46 за допомогою різних типів центрифуг

ЦЛР-1		MPW-340		Відношення* $K_{в1}/K_{в\text{пр}}$	ЦЛС-2		Відношення* $K_{в2}/K_{в}$
тиск витіснення p , МПа	водонасичення $K_{в2}$, %	тиск витіснення p , МПа	водонасичення $K_{в1}$, %		тиск витіснення p , МПа	Водонасичення $K_{в}$, %	
0	100	0	100	1	0	100	1
0,026	95,8	0,043	97,6	1,02	0,064	98,0	1,03
0,103	48,1	0,170	57,5	1,66	0,255	88,0	2,04
0,231	34,2	0,383	37,2	1,40	0,574	52,5	2,65
0,410	27,4	0,680	28,9	1,28	1,021	40,2	2,49
0,640	22,1	–	–	–	1,595	34,1	2,19

* відношення розраховані для однакових умов витіснення – однакових тисків, знятих із графіка, наведеного на рис. 2, яким відповідають приведені значення $K_{в\text{пр}}$ (у таблиці їх не показано).

досліджена вибірка зразків проконтрольована з позитивними результатами.

Метод вимірювань залишкового водонасичення ґрунтується на моделюванні пластових умов водонасичення для зразків, попередньо виготовлених із керна. При цьому зразки насичують пластовою водою або її моделлю відповідної мінералізації і центрифугують [4]. Під час центрифугування частина пластової води (вільної і плівкової) витісняється із пор під дією відцентрової сили, а інша (адсорбована) залишається в пустотному просторі. Використання різних режимів центрифугування дає змогу створювати різний тиск витіснення і стежити за процесом фільтрації пластової води із різних за розмірами порових каналів (надкапілярних, капілярних і субкапілярних).

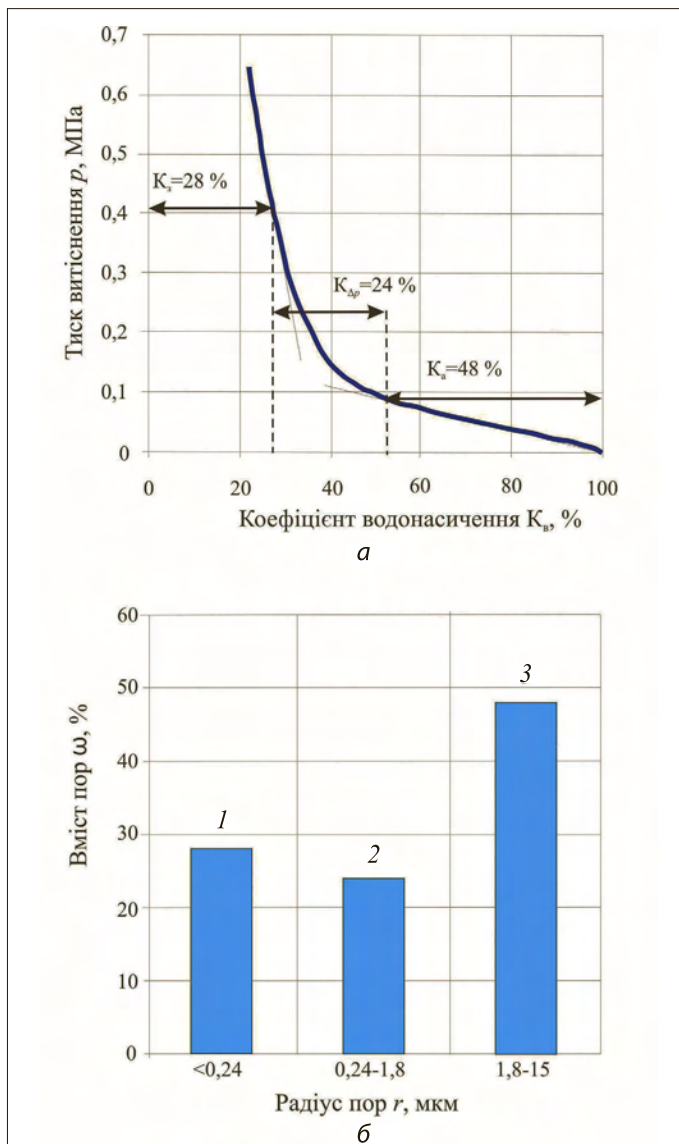


Рис. 1. Крива капілярного тиску (а) і вміст пор різного радіуса (б) для стандартного зразка відкритої пористості 201-46; пори: 1 – субкапілярні; 2 – капілярні; 3 – надкапілярні

Згідно з вимогами ДКЗ України [2, 3] лабораторний контроль за визначенням петрофізичних параметрів порідколекторів як обов'язкова процедура передбачає здійснення внутрішнього, зовнішнього, а в окремих випадках і арбітражного контролю. Внутрішній і зовнішній контроль необхідно проводити за родовищами, для яких складається ГЕО-1, із подальшим поданням матеріалів у ДКЗ України. Контрольну вибірку формують обсягом 3 % від загальної кількості досліджених зразків керна.

Зазначимо, що процедура визначення точності петрофізичних параметрів у геологічній і нафтогазовидобувній галузях України на контрольних вибірках зразків керна і на стандартних зразках відкритої пористості в атестованих лабораторіях різного відомчого підпорядкування не знайшла належного застосування, а тому достовірність отриманих результатів в окремих випадках може бути сумнівною, якщо не дотримуватись вимог, викладених у [2, 3].

Як приклад, порівняємо результати визначень коефіцієнта залишкового водонасичення (K_{zv}) на одному із СЗ – корунд 201-46. Атестоване значення відкритої пористості (K_p) для нього становить 14,3 %, а отримане в лабораторії А – 14,18 %, тобто абсолютна похибка 0,12, відносна 0,84 % і не виходить за межі допуску відносної похибки [2, 3] для цього класу пористості ($2\% \leq K_p \leq 5\%$).

Згідно з результатами додатково проведених досліджень [1] СЗ корунд 201-46 мав газопроникність із урахуванням ефекту Клінкенберга 8,6 мД і залишкове водонасичення 28 %. Вміст у ньому надкапілярних пор радіусом 1,8–15 мкм становив 48 %, капілярних радіусом 0,24–1,8 мкм – 24 % і субкапілярних радіусом менше 0,24 мкм – 28 %. Таким чином, вміст у СЗ корунд 201-46 надкапілярних пор повністю контролює величину K_{zv} (28 %) (рис. 1).

Якщо умовне водонасичення прийняти на рівні 37 %, то для центрифуги МРВ-340 тиск витіснення буде завищеним в 1,78 раза, а для центрифуги ЦЛС-2 у 6,91 раза порівняно з центрифугою ЦЛР-1. Ймовірно, що для двох попередніх типів центрифуг не відпрацьовані режими: час центрифугування зразків, а також кількість обертів ротора, що показує

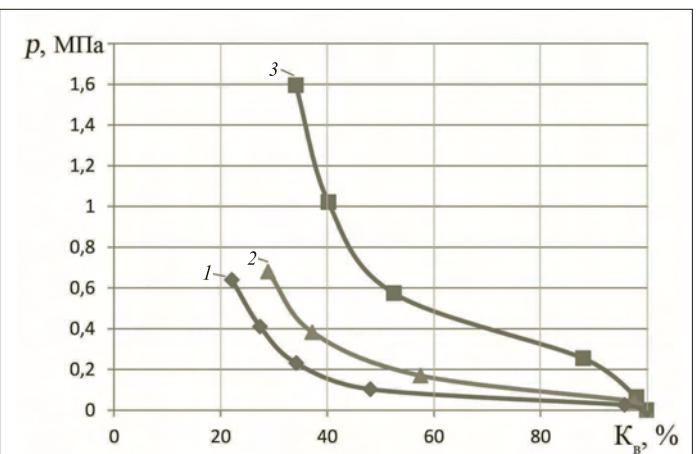


Рис. 2. Зіставлення кривих капілярного тиску для стандартного зразка відкритої пористості 201-46, отриманих за допомогою різних типів центрифуг: 1 – ЦЛР-1; 2 – МРВ-340; 3 – ЦЛР-2

тахометр і яка входить у розрахункову формулу визначення тиску витіснення. Найбільш детально це питання висвітлено в [5, 6]. За однакових умов витіснення води із СЗ корунд 201-46 за допомогою різних типів центрифуг (табл.) отримано такі результати (рис. 2). Поточні показники водонасичення, одержані за допомогою центрифуги МРВ-340, зростали від 1,02 до 1,66 раза; за допомогою центрифуги ЦЛС-2 – від 1,03 до 2,65 раза.

На рис. 2 зображено криві капілярного тиску, отримані за допомогою різних типів центрифуг: криву 1 побудовано за отриманими лабораторними даними з використанням центрифуги лабораторної рефрижераторної (ЦЛР-1) із кутовим ротором нахилу до горизонту 45° і можливістю автоматичного підтримання температури $20 \pm 1^\circ\text{C}$ та з використанням стабілізатора напруги (лабораторія А), що допомагало підтримувати постійну напругу 220 В; криві 2 та 3 отримано з використанням центрифуг, що мають горизонтальні ротори (без стабілізатора напруги) і різні радіуси обертання зразка без стабілізатора напруги (лабораторія Б). При цьому механізми витіснення води зі зразків у центрифугах із кутовим та горизонтальним роторами дещо відрізняються за рахунок задіяних площ дренавання (для кривої 1 вона більша на 41 %). Тому під час проведення лабораторних досліджень із обґрунтування тих чи інших підрахункових параметрів лабораторними методами, зокрема коефіцієнта нафтогазонасичення, необхідно чітко дотримуватися вимог нормативних документів (засоби вимірювальної техніки, допоміжне обладнання повинні бути повірені в регіональних центрах стандартизації, метрології та сертифікації, а також додатково відкалібровані на стандартних зразках відкритої пористості або на контрольній вибірці зразків).

Висновок

Сучасний стан забезпечення в Україні петрофізичних лабораторій різного відомчого підпорядкування характеризується морально застарілим лабораторним обладнанням, а також відсутністю результатів зовнішнього і внутрішнього

контролю у визначенні окремих параметрів порід, що не сприяє об'єктивності їх оцінки. Тому обов'язковою процедурою повинен бути їх контроль на представницьких колекціях керна або на стандартних зразках відкритої пористості. Це в подальшому дасть можливість уникнути суттєвих методичних похибок у визначенні окремих підрахункових параметрів.

Список літератури

1. **Нестеренко М.Ю.** Експериментальні дослідження стандартних зразків відкритої пористості для уніфікації методик вимірювання петрофізичних параметрів порід-колекторів / М.Ю. Нестеренко, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафт. і газова пром-сть. – 2012. – № 1. – С. 11–13.
2. **Обґрунтування** кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керна): методичні вказівки (керівник розробки М.Ю. Нестеренко). – Затверджено наказом ДКЗ України від 26.12.2005 р. № 332, надано чинності з 01.01.2006 р. – К.-Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2005. – 58 с.
3. **Вивчення** фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом: методичні вказівки (Г.І. Рудько, В.І. Ловинюков, В.Г. Григіль, М.Ю. Нестеренко [та ін.]). – Затверджено наказом ДКЗ України від 29.12.2010 р. № 718, надано чинності з 29.12.2010 р. – К.-Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2010. – 42 с.
4. **ГСТУ 41-00032626-00-025-2000** Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – Чинний від 27.12.2000.
5. **Інструкція** по определению водонасыщенности, проницаемости, гранулометрического состава и карбонатности пород-колекторов в производственных лабораториях Министерства геологии СССР. – Львов: УкрНИГРИ, 1977. – 47 с.
6. **Нестеренко М.Ю.** Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: монографія / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

НОВИНИ

Родовище Gohta у Баренцовому морі розширює свої межі

За повідомленням компанії *Lundin Petroleum AB*, оціночна свердловина, пробурена на ліцензійній ділянці PL492 у норвезькому секторі Баренцового моря, відкрила у верхній пермі новий продуктивний вапняковий горизонт потужністю 10 м із хорошими колекторськими властивостями. Свердловину було закладено на початку року з метою вивчення вуглеводневого потенціалу карбонатних порід пермі та горизонтів, що залягають вище, на родовищі Gohta. Її пробурено в західній частині родовища на відстані 5 км від першої продуктивної свердловини. Дебіт нової свердловини зі згаданого горизонту становив 750 тис. м³ газу та 140 тис. м³ газоконденсату на добу.

Глибина свердловини – 2490 м із глибиною моря у 331 м. Свердловину буде заглушено, її не будуть експлуатувати, поки не отримують результатів від нової розвідувальної свердловини, яку планується пробурити на родовищі.

Норвезька компанія *Lundin* має 40 % акцій розвідувальної ділянки і виступає як оператор. Її партнерами є *DNO ASA* та *Noreco Norway AS*, які мають відповідно 40 і 20 % акцій.

Barents Sea's Gohta discovery expanded with Lundin's second well; з журналу Oil & Gas Journal, 07/21/2014

© **Д.Д. Федоришин**
д-р геол. наук
О.М. Трубенко
канд. геол. наук
С.Д. Федоришин
канд. геол. наук
Т.В. Потятинник
ІФНТУНГ

Основні геологічні чинники, які зумовлюють неоднозначність геофізичної інформації в процесі дослідження неогенових відкладів у свердловинах Хідновицького газового родовища

УДК 553.98.061.4

Розглянуто можливість ідентифікації виділених складнобудованих порід-колекторів неогенових відкладів у пошукових свердловинах газоконденсатних родовищ різної тектонічної будови в межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Встановлено основні фактори, які зумовлюють спотворення геофізичної інформації, отриманої в процесі електрометрії свердловин.

Ключові слова: колектор, мінеральний склад, структура порового простору, коефіцієнт пористості, питомий опір.

Рассмотрена возможность идентификации выделенных сложнопостроенных пород-коллекторов неогеновых отложений в поисковых скважинах газоконденсатных месторождений различного тектонического строения в пределах Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба. Установлены основные факторы, которые обуславливают искажение геофизической информации, полученной в процессе электрометрии скважин.

Ключевые слова: коллектор, минеральный состав, структура порового пространства, коэффициент пористости, удельное сопротивление.

The article deals with the possibility of identification and selection of reservoir rocks with complex structure of Neogene deposits in prospecting wells of gas condensate fields of various tectonic structure within Bilche-Volytska zone in the Carpathian Foredeep. The main factors causing distortion of the geophysical data received during electrometric surveying have been stated.

Key words: reservoir rock, mineral composition, the structure of pore space, coefficient of porosity, resistant.

Проблеми, пов'язані з видобуванням вуглеводневої сировини, ефективністю пошуків нових покладів нафти й газу та збільшенням коефіцієнтів їх вилучення у процесі розробки, значною мірою зумовлені морально застарілою та фізично зношеною матеріально-технічною базою нафтогазової галузі, яка суттєво впливає на ефективність як пошуково-геологорозвідувальних робіт, так і ускладнює експлуатацію родовищ вуглеводнів. Окрім цього, видобування вуглеводнів значною мірою залежить також від інформації про геологічну будову пошукових площ у межах нафтогазоносних провінцій. У зв'язку з цим встановлення особливостей геологічної будови розрізів перспективних пошукових площ, порід-колекторів, які їх вивопнюють, та визначення граничних значень петрофізичних і фізичних параметрів є актуальним завданням нафтогазової галузі.

Метою роботи є дослідження особливостей геологічної будови відкладів сарматського ярусу неогенової системи, визначення петрофізичних параметрів і компонентного складу матриці порід-колекторів Летнянського та Хідновицького газових родовищ, а також встановлення ступеня їх впливу на покази методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Потрібно зазначити, що у межах навіть однієї нафтогазоносною провінції, наприклад Карпатської, нафтогазові поклади сконцентровані в різних тектонічних блоках та сформовані в різних літолого-стратиграфічних умовах.

Геологічні розрізи у межах родовищ із блоковою будовою, як видно з роботи [1], характеризуються тонкоритмічним перешаруванням відкладів, які представлені пісковиками, алевролітами, глинами та аргілітами. Компонентний склад матриці порід-колекторів у більшості відкладів газових родовищ блокової будови є полімінеральним, із глинистим та глинисто-карбонатним типом цементу.

Яскравим прикладом геологічного розрізу з тонкошаруватою будовою можуть бути відклади неогенової системи кайнозойської ероїми Хідновицького газового родовища Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. За результатами ГДС, що проведені у св. 22-Хідновичі (інтервал глибин 802–843 м), тонкоритмічна товща нижньодашавської світи представлена як однорідний розріз, вивопнений піщано-глинистими породами. Якщо розглянути криві мікропотенціала мікроградієнт-зондів на четвертому треку діаграм (рис. 1), помітимо позитивні аномалії значень питомого електричного опору в інтервалі (810–825 м), які характерні для мономікто-

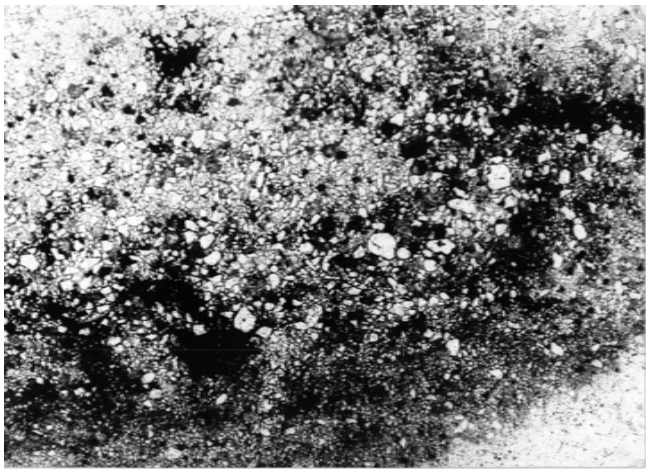


Рис. 1. Дрібнозернистий пісковик із хлорито-гліяконітовим глинистим цементом

вих пісковиків, насичених вуглеводнями. За результатами проведених досліджень кернавого матеріалу, відібраного із порід вищезазначених інтервалів, було встановлено граничні значення їх коефіцієнтів пористості ($K_n^p=8,2\%$) та величини літолого-структурного коефіцієнта $\lambda=0,415$, якому відповідає значення коефіцієнта проникності $K_{пр}=127 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Такі дані підтвердили припущення про наявність газонасичених пісковиків, не зважаючи на те, що всі інші електричні методи характеризують цей інтервал як однорідну літологічну товщу. Під час випробування порід в інтервалі 810–830 м отримано приплив газу дебітом $Q_f=37,013$ тис. $\text{м}^3/\text{добу}$.

Для розробки методології ідентифікації порід-колекторів у такому типі геологічних розрізів за геофізичними та петрофізичними критеріями автори статті проаналізували геологічну будову Хідновицького родовища.

У тектонічному відношенні це газове родовище розташоване у західній частині Крукеницької западини Більче-Волицької зони, яка обмежена з північного сходу Краковецьким регіональним розломом, а з південного заходу – Передкарпатським глибинним розломом.

При цьому потрібно зазначити також особливості геологічної будови Крукеницької западини, зумовлену тим, що фундамент западини складають дислоковані та метаморфізовані породи рифею, що вносять зміни в параметри природних фізичних полів вміщувачих порід та газонасичених пластів і визначають їх геофізичні параметри. На відміну від родовищ із блоковою будовою, структура розмитой поверхні рифейських відкладів Хідновицького родовища представлена видовженою з північного заходу на південний схід брахіантиклінальною складкою, склепіння якої знаходиться на території Польщі.

Вищезалігаючі породи міоцену облямовують ерозійний рельєф докембрійських відкладів і в південно-західній частині структури складки зрізуються Стебницьким насувом. Враховуючи те, що основні поклади газу неогенових відкладів усіх газових родовищ Більче-Волицької зони сконцентровані у дашавській світі сарматського ярусу, основну увагу авторів статті привернула саме морфологія поверхні насуву.

У результаті досліджень виявилось, що поверхня насуву має вигляд двох скиб, насунених у північно-східному напрямку до Хідновицької структури. Поряд із цим спостерігається поперечне до насуву порушення, у результаті чого північно-західна частина тіла насуву є припіднятою відносно північно-східної на 80–120 м. Підтвердженням такого простягання тектонічного порушення є побудована поверхня опорного гіпсоангідритового горизонту тиранської світи (N_{1ts}).

Отже, вважаємо, що у цьому розрізі спостерігається одне й те саме порушення, яке перетинає відклади дашавської світи, чим і пояснюється зменшення товщини літотипів геологічного розрізу, а також випадання з нього продуктивних горизонтів НД-6 та НД-7. Результати петрографічного аналізу показали, що у процесі седиментації в неогеновій системі формувалися відклади з підвищеною глинистістю з тонкоритмічним перешаруванням як у розсіяному, так і прошарковому вигляді. Це відбулося за рахунок розвитку зон зминання ділянок, які наближені до Стебницького насуву, що вплинуло на фільтраційно-ємнісні властивості вищезалігаючого продуктивного горизонту НД-8.

Отже, основною особливістю геологічної будови неогенових відкладів Хідновицького родовища є те, що у межах нижньо- та верхньодашавської підсвіти сарматського ярусу відсутні продуктивні відклади горизонтів НД-6 та НД-7 та розвинута заглинизованість горизонтів НД-1, 2, 3, 4, 5. Такий висновок ґрунтується також і на аналізі процесів, пов'язаних зі Стебницьким насувом.

Загалом у межах дашавської світи Хідновицького родовища продуктивними горизонтами є НД-1, 2, 3, 4, 5, 8 та ВД-13, 14. Порооди, які складають ці горизонти, є сірими пісковиками, алевролітами, вапняками, аргілітами з різними прошарками туфів і туфитів. Основними породами-колекторами є теригенні піщано-алевролітові літотипи.

Аргіліти у дашавській світі є флюїдоупорами. Вони представлені вапняковими, рідше – гідрослюдястими різновидами алеврито-пелітової структури. Зрідка простежується інтенсивна їх піритизація [2].

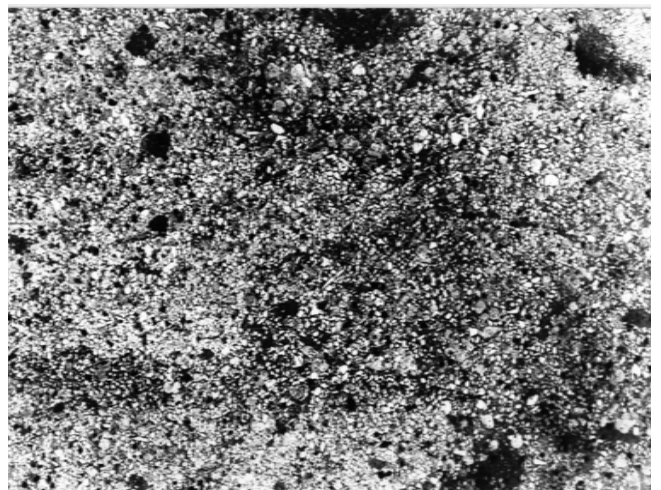


Рис. 2. Алевроліт із кальцито-глинистим цементом і форамініферами

Таблиця

Класифікація сарматських відкладів Летнянського родовища за даними літолого-петрографічних досліджень

Вид порід за розміром уламків	Різновид порід за складом цементу
Прості породи	
пісковик дрібно-зернистий	гідрослюдисто-глинисті, хлорито-глинисті з глауконітом, хлорито-кальцитові
пісковик алевритистий	гідрослюдисто-глинисті з піритом, кальцитові
алевроліти піщанисті	кальцито-глинисті, глинисто-кальцитові
алевроліти	кварцево-глинисті, кальцито-глинисті з форамініферами
аргіліти алевритисті	кварцево-глинисті, кальцито-глинисті з форамініферами
мергель піщано-алеверитистий	кварцево-глинисті, кальцито-глинисті з форамініферами
вапняк піщано-алеверитистий, кремнистий	кварцево-глинисті, кальцито-глинисті з форамініферами
Складні породи	
гравійні пісковики	гідрослюдисто-каолінітові, гідрослюдисто-глинисті, глинисто-гідрослюдисті, кальцитові
пісковики гравійно-алеверитисті	глинисто-кальцитові з глауконітом
алевроліти гравійно-піщанисті	глинисті, гідрослюдисто-глинисті, глинисті з глауконітом
алевроліти гравійно-піщанисті з уламками глини і фауни	глинисто-кальцитові
калькаренит	перемитий піщано-глинистий вапняк

У результаті аналізу та узагальнення особливостей геологічної будови неогенових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони також встановлено, що в окремих випадках є суттєві розбіжності у компонентному складі матриці порід-колекторів, складі їх цементу та величинах петрофізичних параметрів, які визначають колекторські властивості пластів у розрізі газоконденсатних товщ, просторово тектонічно обмеженої та блокової будови. Для порівняння та зіставлення вищезазначених чинників, характерних для неогенових відкладів Хідновицького родовища, із чинниками аналогічних відкладів родовищ блокової будови досліджено особливості геологічної будови порід дашавської світи Летнянського газового родовища.

У межах Летнянського родовища продуктивні відклади дашавської світи сарматського ярусу залягають на розмитій поверхні порід верхньотуртонського під'ярусу.

Літолого-стратиграфічна товща дашавської світи виповнена двома підсвітами, які характеризуються чітко вираженим ритмічним перешаруванням піщано-глинистих літотипів. Кожен ритм починається тонким прошарком глинистих порід, які уверх за розрізом поступово збагачуються піщаним матеріалом, а в кінці ритму повністю заміщуються пісковиками. В основі ритмів у більшості випадків присутні прошарки туфів і туфітів невеликої товщини. Така особливість геологічного розрізу дашавської світи сарматського ярусу Летнянського газового родовища з блоковою будовою зумовила відмінність петрофізичних параметрів, які характеризують колекторські властивості порід-колекторів порівняно з продуктивними породами цієї світи Хідновицького родовища. Зіставлення тектонічної будови двох родовищ показало, що у тектонічному відношенні Летнянська структура по покрівлі тираської світи є асиметричною складкою північно-західного простягання (10° ПЗ), яка прилягає до Бонівського блока Угерської підзони і з північно-східного боку від Рогознянського блока відділяється Судово-Вишнянським розломом.

Хідновицьке газове родовище приурочене до брахіантиклінальної складки, яка видовжена з північного заходу на південний схід склепінням, продовженим на територію Польщі

[3]. Щодо умов осадконакопичення відкладів за результатами робіт [4, 5] доведено, що породи дашавської світи сарматського ярусу Летнянського газового родовища виповнені мілководними морськими, солонуватими та континентальними відкладами, тоді як відклади Хідновицького газового родовища в основному представлені континентальними осадовими товщами, які збагачені органічною речовиною.

Установлено, що чим інтенсивніше прогиналася та чи інша ділянка території, тим більше накопичувалося осадового матеріалу. Динаміка утворення ритмічних товщ зумовила відкладання глинистого та піщаного матеріалу. Збільшення глибини морського басейну призводило до утворення дрібнодисперсної фракції, а у приберегових ділянках збільшувався коефіцієнт піщаності.

Така особливість будови не могла не відобразитися як на самих породах, так і на їх фізичних, петрофізичних та геофізичних параметрах.

Детальне петрографічне дослідження порід сарматських відкладів Летнянського газового родовища дало нам змогу виділити серед них дві генетичні групи літотипів, 11 видів та 24 різновиди порід. Така детальна класифікація сарматських відкладів зумовлена цими ознаками:

значними відмінностями гранулометричного складу та скелетної частини породи (незважаючи на відносну подібність уламків кварцу, незначними домішками мінералів циркону, ставроліту, рутилу, турмаліну, іліту, лимоніту, порід кварцитів, алевролітів, алевритистих аргілітів і вапняків);

відмінностями величини співвідношення головних та другорядних аутигенних мінералів у складі цементу. У цементах породи головними є гідрослюди, іліт, монтморилоніт у вигляді фракцій розміром 0,01 мм і менше, глинисто-приховані кристалічні тонкодисперсні маси та кальцит. Другорядними мінералами в цементі породи є каолінит, кварц, хлорит, глауконіт, пірит, рідше халцедон, арагоніт (у залишках фауни) і фосфорит [6].

Виділені нами різновиди порід, що виповнюють відклади дашавської світи сарматського ярусу, відрізняються також співвідношенням уламкових компонентів і складом цементу гірських порід, що зумовлено древніми змінами привносу уламків, які визначають їх колекторські властивості. Сфор-

мовані в цей період дрібнозернисті пісковики з гідролістисто-глинистими, хлорито-глауконітовими і глинистими цементами характеризуються покращеними колекторськими властивостями.

Специфіка геологічної будови Летнянського та Хідновицького газових родовищ відобразилася на структурній будові матриці порід-колекторів, які представлені пісковиками та алевролітами. Із результатів експериментальних досліджень видно, що основна маса матриці пісковиків у межах Хідновицького родовища складається із кутуватих і напівкруглих уламків кварцу (65–75 %), часто зімкнутих один з одним [2]. Розподіл уламків хаотичний (рис. 2).

Щодо алевролітів, то вони складаються із відсортованих уламків кварцу розміром 0,1–0,5 мм. У складі матриці породи зустрічаються одиничні вclusions циркону і гранату, перемитого глауконіту. Глинистий та кварцово-глинистий цемент локалізується в окремих порах і не завжди повністю їх заповнює (рис. 3). Породи формувалася у прибережній мілководній зоні, що зумовило її покращені колекторські властивості та обумовило підвищену інтенсивність показів гамма-методів, а також підвищену електропровідність матриці. Отже, це є другою суттєвою розбіжністю між породами-колекторами Летнянського та Хідновицького родовищ.

Для згаданих родовищ розбіжність у величині параметрів, що характеризують ємнісні та фільтраційні властивості порід-колекторів, зумовлена в основному структурою порового простору, співвідношенням просвітності звужень і розширень пустотних каналів та наявністю вторинних мінералів, зокрема глауконіту та циркону. Проаналізувавши результати досліджень вищенаведених параметрів порід-колекторів дашавської світи у межах Летнянського газового родовища, ми встановили, що сумарний вміст ультрамікропор із радіусом звужень до 0,1 мкм у їх матриці коливається у межах від 4,7 до 18,2 % (рис. 4). При цьому спостерігається тенденція, при якій частка ультрамікропор у загальному об'ємі порового простору збільшується зі зменшенням пористості пустотних каналів породи. Для порід-колекторів дашавської світи Хідновицького родовища такої тенденції не спостерігається.

Розрахунки літолого-структурного коефіцієнта пісковиків Летнянського газового родовища дали змогу встановити середнє значення цього параметра ($\lambda=0,5049$). За такої величини λ для порід-колекторів нижньодашавської світи горизонтів (НД-9–НД-14) із середнім значенням коефіцієнта пористості 19,7 % розрахункова проникність становила $824,2 \cdot 10^{-15}$ мкм². За класифікацією О.О. Ханіна [7], такі породи-колектори належать до другого класу. За результатами експериментальних досліджень структури порового простору керн, який відібрано з порід-колекторів сарматського ярусу, встановлено, що просвітності та звуження пустотних каналів у цих породах є визначальними під час формування загальної пористості. У той час породи-колектори дашавської світи Хідновицького родовища характеризуються гранулярною пористістю.

Породи-колектори нижньодашавської підсвіти сарматського ярусу Хідновицького родовища характеризуються літолого-структурним коефіцієнтом $\lambda=0,0671$ та середнім значенням коефіцієнта пористості $K_n=21,8$ %. За класифіка-

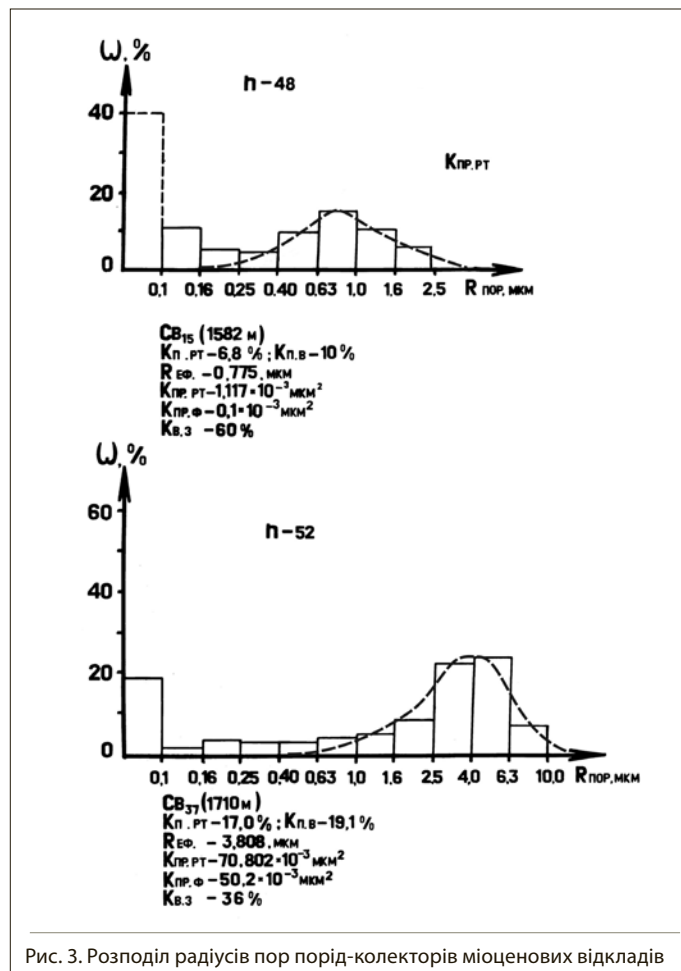


Рис. 3. Розподіл радіусів пор порід-колекторів міоценових відкладів

цією О.О. Ханіна [7], такі породи-колектори в основному належать до першого та третього класу.

У цьому є інша суттєва розбіжність у геологічній будові Хідновицького та Летнянського газових родовищ.

Всі вищенаведені особливості геологічної будови неогенових відкладів та структурні параметри порід-колекторів цих двох родовищ зумовлюють невідповідність показів геофізичних методів досліджень свердловин фізичним параметрам продуктивних пластів (див. рис. 1). Зокрема, за результатами електричних вимірювань продуктивні відклади нижньодашавської підсвіти характеризуються значеннями питомого електричного опору 1,5–2,0 Ом·м та величиною подвійного різничного параметра $\Delta J_y=0,6–0,7$ умовних одиниць. Необхідно зазначити, що такі величини вказаних параметрів характерні для водонасичених глинистих пластів. Однак використання встановлених літолого-петрографічних та петрофізичних параметрів і критеріїв у процесі інтерпретації результатів ГДС дає можливість ідентифікувати такого типу породи з вищевстановленими геофізичними характеристиками як газонасичені породи-колектори.

Висновок

Установлено у процесі експериментальних і свердловинних досліджень критеріальні та граничні петрографіч-

ні параметри допомагають створити петрофізичну основу для інтерпретації результатів геофізичних досліджень. Врахування впливу тонкошаруватості відкладів сарматського ярусу неогенової системи на зареєстровані параметри методів геофізичних досліджень свердловин дасть змогу підвищити їх інформативність та ефективність під час виділення газонасичених порід-колекторів складної будови.

Список літератури

1. **Щерба В.М.** Газовые месторождения Предкарпатья / В.М. Щерба, И.С. Павлюх, А.С. Щерба. – К.: Наук. думка, 1987. – 146 с.
2. **Федоришин Д.Д.** Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкошаруватих порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): автореф. дис... д-ра геол. наук: 04.00.17; 04.00.12 / Д.Д. Федоришин; НАН України, Ін-т геології і геохімії горючих копалин. – Л., 1999. – 34 с.
3. **Федоришин Д.Д.** Методика литологического расчленения и изучения коллекторов в тонкослоистых разрезах скважин

методами ядерно-магнитного резонанса и гамма-спектрометрии: (на прим. Бильче-Волиц. зоны Предкарпат. прогиба): автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 / Ивано-Франк. ин-т нефти и газа. – Ивано-Франковск, 1989. – 25 с.

4. **Вялов О.С.** Схема стратиграфии неогеновых отложений западных областей УССР / О.С. Вялов // Палеонтол. 1980. – Вып. 17. – С. 93–96.
5. **Доленко Г.Н.** Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів / Г.Н. Доленко, Б.І. Ярош, Б.М. Улізло, В.І. Хоменко. – К.: Наук. думка, 1969. – 202 с.
6. **Федоришин Д.Д.** Особливості геологічної будови сарматських відкладів Хідновицького газового родовища та їхній вплив на покази свердловинних геофізичних досліджень / Д.Д. Федоришин, О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин, Т.В. Потятинник / Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології (до 70-річчя геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка), 31 березня–3 квітня 2014 р. – К., 2014. – С. 110–111.
7. **Ханин А.А.** Остаточная вода в коллекторах нефти и газа / А.А. Ханнин. – М.: Недра, 1968. – 207 с.

НОВИНИ

Збільшення парку бурових установок у світі

У липні 2014 р. середня кількість бурових установок, які працювали у світі, порівняно з аналогічним періодом минулого року зросла на 163 і становить 3608 од.

Більшу половину парку бурових установок використовували у США. Тут працювало в середньому 1876 бурових верстатів, що на 110 одиниць більше, ніж у липні 2013 р. Левова їх частина знаходилася на суші, 62 – на морі і ще 14 – у внутрішніх водних басейнах. Із загальної кількості бурових установок на верстати, з яких велося буріння на нафту, припадало майже 84 %. Більшість свердловин проводили з використанням горизонтального (1317) або похило-скерованого (213) буріння.

У Канаді у липні 214 р. працювало в середньому 350 бурових верстатів, що на 59 більше, ніж у липні минулого року. 57 % від їх загальної кількості використовували для буріння свердловин на нафту, решту – на газ.

За матеріалами сайту <http://www.ogj.com>

Найбільший в Індії завод із виробництва біогазу

Індійський сільськогосподарський комітет (APMC) у партнерстві з компанією Didask Bioenergy Pvt Ltd споруджують у Думбгалі найбільший у країні завод із виробництва біогазу. Завод, який займає майданчик площею 2 га, планується здати в експлуатацію до кінця 2015 р. Він перероблятиме 110 т відходів на добу і вироблятиме 11 тис. м³ біогазу. Завод продукуватиме також 4 т біологічного компримованого природного газу (біоКПГ), вуглекислий газ, тверді та рідкі добрива з відходів овочів і фруктів.

На заводі вуглекислий газ будуть відділяти від біогазу, переводити його в тверду, рідку чи газоподібну фазу і використовувати в харчовій промисловості. Упаковані в пакети тверді органічні добрива та ємності з рідкими добривами продаватимуть фермерам.

Уряд схвалив цей проект і фінансуватиме 25 % його вартості. БіоКПГ продаватимуть як автомобільне паливо. Важливим елементом є висока екологічність цього проекту.

За матеріалами сайту <http://www.gnvmagazine.com>

© Л.С. Шлапак

д-р техн. наук

ІФНТУНГ

М.П. Лінчевський

канд. техн. наук

В.О. Саркісов

ПАТ «Газтрансит»

Про напружено-деформований стан газової обв'язки ГПА КС «Тарутине»

УДК 621.643.001.24

Наведено результати довготривалих досліджень напруженого стану трубопроводів газової обв'язки ГПА КС «Тарутине» у ході експлуатації. Показано характер розподілу напружень інтенсивності по зонах контролю залежно від режимів експлуатації КС, схеми включення ГПА у роботу та температурного режиму трубопроводів. Установлено зони концентрації напружень по довжині трубопроводів газової обв'язки, які залежать від схеми роботи ГПА.

Ключові слова: напружений стан, діагностування, компресорні станції, трубопроводи газової обв'язки, надійність, газоперекачувальні агрегати.

Приведены результаты длительных исследований напряженного состояния трубопроводов газовой обвязки ГПА КС «Тарутине» в ходе эксплуатации. Показаны характер распределения напряжений интенсивности по зонам контроля в зависимости от режимов эксплуатации КС, схемы включения ГПА в работу и температурного режима трубопроводов. Установлены зоны концентрации напряжений по длине трубопроводов газовой обвязки, которые зависят от схемы работы ГПА.

Ключевые слова: напряженное состояние, диагностирование, компрессорные станции, трубопроводы газовой обвязки, надежность, газоперекачивающие агрегаты.

The results of long-term studies of gas compressor pipeline binding stress of Tarutyne compressor station during operation are presented. It is showed the distribution of stress intensity in control zones depending on the station operation modes scheme include compressor in work mode and pipelines temperature. Zones of stress concentration along the length of the gas pipeline binding, depending on the compressor operation scheme are established.

Key words: stress condition, diagnosis, compressor stations, pipelines, gas binding, reliability, compressor units.

Газова обв'язка газоперекачувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій (КС) складається з поєднання прямих труб та криволінійних елементів (колін). Однією з основних умов надійності трубопроводів газової обв'язки ГПА з самокомпенсацією температурних деформацій є достатня гнучкість її розрахункових ділянок. Підвищення гнучкості таких ділянок досягається введенням у схему трубопроводів, зумовлену визначенням технологічним процесом, необхідної кількості кривих елементів. Зусилля, що виникають в елементах трубопроводів газової обв'язки ГПА від статичних навантажень та різного роду впливів, визначають за допомогою відомих методів механіки стрижневих систем. Розрахунок елементів трубопроводу, що складається з прямих і кривих труб, за відомих зусиль і внутрішнього тиску зводиться до визначення деформацій елементів, їх гнучкості та напружень, що виникають у характерних перерізах. Розрахунок прямолінійних ділянок трубопроводу, що знаходяться в умовах складного згину, не викликає ніяких труднощів.

Згин труби з криволінійною поздовжньою віссю, на відміну від прямої, супроводжується зміною форми поперечного перерізу, що робить овальною його початкову колову форму. Це явище не тільки зменшує опір труби згину, тобто збільшує його гнучкість, але досить суттєво відображається на напруженому стані трубопроводів газової обв'язки.

Дослідження напружень та деформацій кривих труб при згині аналітичними методами пов'язано з певними трудноща-

ми, які не завжди можна подолати, якщо такі труби є складовими самокомпенсуючих контурів, які працюють у жорстких умовах силового навантаження, яким є газові обв'язки ГПА КС.

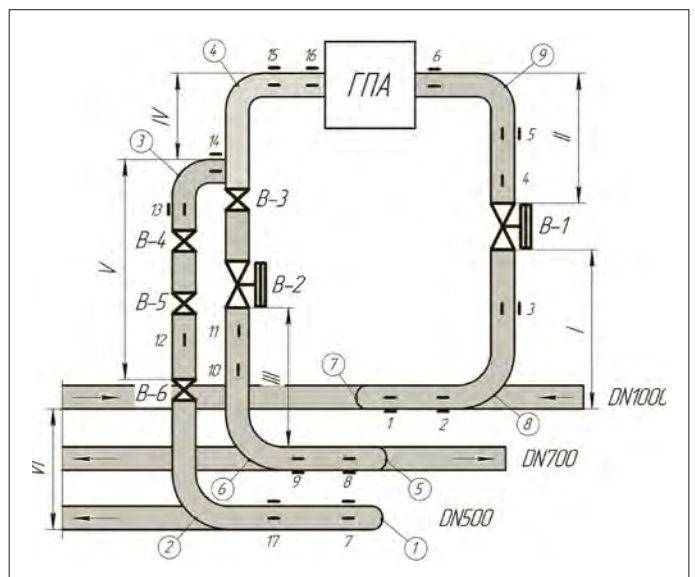


Рис. 1. Схема контролю НДС трубопроводів обв'язки ГПА КС «Тарутине»

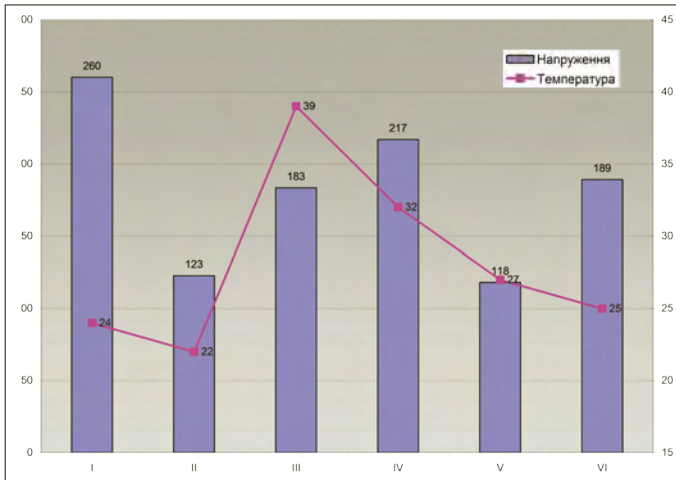


Рис. 2. Розподіл напружень у трубопроводах газової об'язки на ГПА-1 і середніх температур по зонах контролю

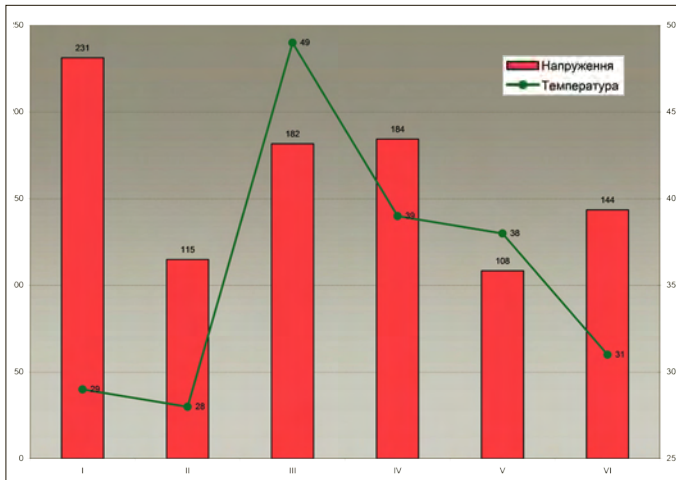


Рис. 3. Розподіл напружень σ_t у трубопроводах газової об'язки на ГПА-2 і середніх температур по зонах контролю

Тому значний теоретичний і практичний інтерес мають експериментальні дослідження НДС трубопроводів газової об'язки ГПА КС у ході їх довготривалої експлуатації.

Об'єктом нашого дослідження є напружений стан трубопроводів газової об'язки ГПА КС «Тарутине» у ході їх експлуатації (з урахуванням зміни статичних навантажень) із метою забезпечення їх надійної та безаварійної роботи. Для цього було розроблено оптимальну схему розміщення базових перерізів та місць контролю за напруженим станом. На рис. 1 наведено типову схему розміщення перерізів та місць визначення напружень для газової об'язки ГПА КС «Тарутине». Відповідно до цієї схеми, визначення напружень на прямолінійних ділянках трубопроводів об'язки здійснювали у 14 перерізах збоку труби та у 17 перерізах зверху труби, тоді як товщина стінки криволінійних елементів (колін) газової об'язки визначалася у 9 точках по їх випуклій поверхні.

Напружений стан газової об'язки ГПА визначали за допомогою електромагнітного вимірювача ІНІ-ІЦ. Тарування вимірювача виконували на плоских зразках, виготовлених відповідно до ГОСТ 1497-73 з такого ж матеріалу, як і матеріал

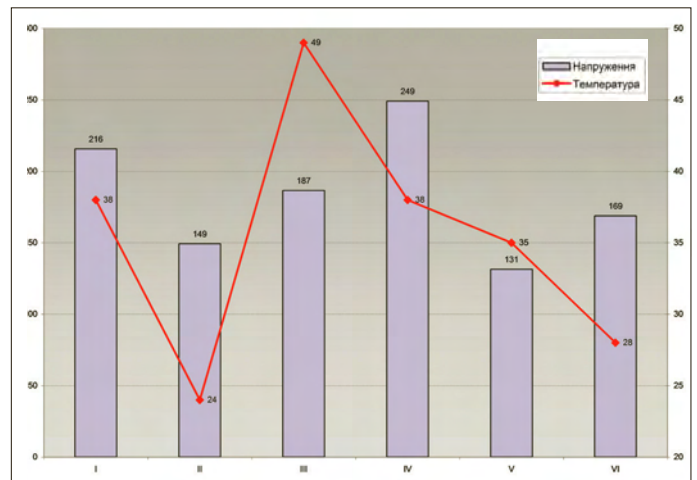


Рис. 4. Розподіл напружень σ_t у трубопроводах газової об'язки на ГПА-3 і середніх температур по зонах контролю

труб газової об'язки. Початкові електромагнітні характеристики матеріалу труб газової об'язки та напруження визначали за методикою, викладеною у [1].

За результатами сумарних напружень σ^{Σ} та значеннями кільцевих напружень $\sigma_{\text{кц}}$ визначених за формулою

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{тр}}^{\text{в}}} \quad (1)$$

де n – коефіцієнт перевантаження за внутрішнім тиском, для газопроводів рівний 1,1; p – внутрішній тиск на момент визначення напружень у трубопроводах газової об'язки, МПа; $D_{\text{вн}} = D_{\text{зовн}} - \delta_{\text{тр}}^{\text{в}}$ – внутрішній діаметр трубопроводу, мм; $\delta_{\text{тр}}^{\text{в}}$ – товщина стінки труби, визначена за даними товщинометрії, визначалися поздовжні напруження $\sigma_{\text{пз}}$.

Поздовжні напруження $\sigma_{\text{пз}}^{\text{в}}$ у вертикальному та $\sigma_{\text{пз}}^{\text{гор}}$ у горизонтальному напрямках у контрольних перерізах визначали експериментально, а інтенсивність напружень, з урахуванням їх значень, обчислювали за формулою

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 + (\sigma_{\text{пз}}^{\text{гор}})^2 - \sigma_{\text{кц}} \sigma_{\text{пз}}^{\text{гор}}} \quad (2)$$

Під час розрахунків σ_i до уваги брали одне з максимальних значень поздовжніх напружень $\sigma_{\text{пз}}^{\text{в,гор}}$, отриманих у точках вимірювань.

Міцність трубопроводів газової об'язки оцінювали за формулою:

$$\sigma_i^{\text{max}} \leq [\sigma], \quad (3)$$

де σ_i^{max} – максимальне значення інтенсивності напружень, визначених по (2); $[\sigma] = 0,9\sigma_{\text{пл}}$ – номінальне значення межі пластичності труб.

Результати виконаних досліджень напруженого стану трубопроводів газової об'язки ГПА КС «Тарутине» зведені у таблиці та графіки. У табл. 1 наведено результати контролю за напруженим станом трубопроводів газової об'язки ГПА за період 2008–2013 рр.

Графіки розподілу напружень у трубопроводах газової об'язки ГПА та середньої температури по зонах контролю наведено на рис. 2–7.

Напружений стан трубопроводів газової обв'язки ГПА КС «Тарутине» за період 2008–2013 рр.

	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	11.07	02.08			11.07	02.08			11.07	02.08		
I	235 ±40	226 ±36	0,18	<0,5	230 ±36	206 ±34	0,49	<0,5	212 ±29	186 ±27	0,66	<0,5
II	211 ±58	68 ±34	2,14	>0,5	141 ±57	135 ±66	0,08	<0,5	189 ±44	143 ±36	0,82	<0,5
III	135 ±35	184 ±31	1,06	>0,5	117 ±55	191 ±37	1,11	>0,5	168 ±52	181 ±47	0,18	<0,5
IV	156 ±56	226 ±23	1,14	>0,5	86 ±29	180 ±30	2,26	>0,5	156 ±40	236 ±24	1,71	>0,5
V	179 ±53	98 ±60	1,02	>0,5	133 ±21	100 ±3	1,56	>0,5	174 ±36	134 ±41	0,75	<0,5
VI	237 ±28	124 ±48	2,05	>0,5	189 ±42	174 ±26	0,30	<0,5	230 ±32	165 ±48	1,13	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	192	154			149	164			188	174		
$P_{вх}$	4,42	0			0	4,22			4,54	4,25		
$P_{вих}$	6,11	0			0	5,73			6,21	5,76		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	06.08	09.08			06.08	09.08			06.08	09.08		
I	270 ±34	253 ±41	0,318	<0,5	240 ±39	205 ±27	0,746	<0,5	209 ±25	200 ±37	0,202	<0,5
II	85 ±33	160 ±59	1,108	>0,5	95 ±23	138 ±53	0,753	<0,5	142 ±44	141 ±20	0,014	<0,5
III	127 ±32	188 ±35	1,264	>0,5	150 ±30	188 ±36	0,812	<0,5	143 ±43	185 ±54	0,608	<0,5
IV	182 ±20	235 ±30	1,495	>0,5	142 ±28	198 ±37	1,206	>0,5	192 ±20	258 ±16	2,65	>0,5
V	113 ±85	142 ±30	0,324	<0,5	113 ±80	104 ±9	0,113	<0,5	126 ±85	124 ±82	0,017	<0,5
VI	114 ±55	218 ±21	1,759	>0,5	81 ±23	174 ±44	1,897	>0,5	126 ±43	143 ±40	0,296	<0,5
$\bar{\sigma}_j$	148	199			137	168			156	175		
$P_{вх}$	0	4,76			0	4,76			0	0		
$P_{вих}$	0	6,26			0	6,25			0	0		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	12.08	03.09			12.08	03.09			12.08	03.09		
I	290 ±43	333 ±39	0,738	<0,5	240 ±20	307 ±38	1,543	>0,5	241 ±37	295 ±32	1,092	>0,5
II	92 ±34	79 ±35	0,275	<0,5	159 ±66	97 ±20	0,903	<0,5	131 ±17	152 ±37	0,528	<0,5
III	178 ±36	187 ±37	0,161	<0,5	203 ±32	194 ±37	0,169	<0,5	193 ±60	193 ±56	0,006	<0,5
IV	225 ±38	233 ±33	0,161	<0,5	192 ±41	188 ±31	0,078	<0,5	268 ±10	262 ±19	0,279	<0,5
V	108 ±77	96 ±66	0,114	<0,5	131 ±16	99 ±89	0,356	<0,5	105 ±85	102 ±92	0,024	<0,5
VI	154 ±51	137 ±54	0,23	<0,5	161 ±38	94 ±26	1,474	>0,5	110 ±45	132 ±47	0,327	<0,5
$\bar{\sigma}_j$	174	177			181	163			175	189		
$P_{вх}$	0	0			5,45	0			5,36	0		
$P_{вих}$	0	0			6,1	0			6,13	0		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	06.09	09.09			06.09	09.09			06.09	09.09		
I	265 ±41	238 ±40	0,478	<0,5	241 ±42	239 ±41	0,034	<0,5	261 ±33	208 ±34	1,111	>0,5
II	166 ±59	124 ±41	0,586	<0,5	107 ±17	133 ±52	0,46	<0,5	145 ±30	160 ±39	0,289	<0,5
III	182 ±36	185 ±36	0,044	<0,5	203 ±39	196 ±37	0,135	<0,5	202 ±59	205 ±60	0,039	<0,5
IV	231 ±30	238 ±31	0,165	<0,5	206 ±34	204 ±41	0,038	<0,5	231 ±27	281 ±41	1,019	>0,5
V	129 ±40	99 ±79	0,339	<0,5	110 ±90	108 ±3	0,028	<0,5	122 ±81	151 ±47	0,31	<0,5
VI	218 ±29	156 ±26	1,57	>0,5	88 ±20	196 ±33	2,78	>0,5	129 ±39	227 ±59	1,391	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	198	173			159	179			182	205		
$P_{вх}$	4,98	0			0	4,94			0	4,97		
$P_{вих}$	6,32	0			0	6,48			0	6,51		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	12.09	06.10			12.09	06.10			12.09	06.10		
I	241 ±37	321 ±23	1,833	>0,5	200 ±41	301 ±40	1,772	>0,5	215 ±31	290 ±29	1,763	>0,5
II	146 ±57	93 ±31	0,816	<0,5	103 ±12	94 ±16	0,445	<0,5	152 ±44	152 ±38	0,006	<0,5
III	197 ±36	193 ±37	0,092	<0,5	192 ±36	195 ±37	0,058	<0,5	200 ±58	202 ±56	0,028	<0,5
IV	241 ±41	215 ±18	0,589	<0,5	199 ±45	205 ±47	0,093	<0,5	271 ±21	282 ±34	0,29	<0,5
V	143 ±29	96 ±88	0,507	<0,5	100 ±90	113 ±88	0,1	<0,5	143 ±35	121 ±63	0,305	<0,5
VI	251 ±4	162 ±48	1,855	>0,5	106 ±25	99 ±17	0,23	<0,5	226 ±58	125 ±38	1,45	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	203	180			150	168			201	195		
$P_{вх}$	4,32	0			0	0			4,78	0		
$P_{вих}$	6,03	0			0	0			6,26	0		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	11.10	02.11			11.10	02.11			11.10	02.11		
I	305 ±30	265 ±34	0,893	<0,5	273 ±37	210 ±36	1,224	>0,5	268 ±27	191 ±27	2,003	>0,5
II	77 ±36	171 ±56	1,4	>0,5	89 ±15	93 ±16	0,184	<0,5	143 ±38	136 ±47	0,116	<0,5
III	174 ±34	208 ±37	0,668	<0,5	176 ±32	204 ±40	0,55	<0,5	189 ±52	198 ±51	0,127	<0,5
IV	216 ±35	239 ±32	0,485	<0,5	175 ±37	219 ±52	0,686	<0,5	262 ±38	280 ±39	0,342	<0,5
V	102 ±88	134 ±38	0,334	<0,5	88 ±78	89 ±87	0,013	<0,5	116 ±65	145 ±45	0,362	<0,5
VI	150 ±45	261 ±8	2,426	>0,5	95 ±32	106 ±32	0,25	<0,5	108 ±33	221 ±58	1,7	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	171	213			149	153			181	195		
$P_{вх}$	0	4,81			0	0			0	4,48		
$P_{вих}$	0	6,34			0	0			0	6,3		
	ГПА-1				ГПА-2				ГПА-3			
	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α	$\sigma_j^{\max} \pm m$, МПа		t	α
	06.11	09.11			06.11	09.11			06.11	09.11		
I	207 ±29	307 ±33	2,294	>0,5	176 ±37	270 ±39	1,73	>0,5	176 ±30	248 ±28	1,745	>0,5
II	91 ±38	79 ±36	0,227	<0,5	121 ±43	93 ±13	0,613	<0,5	152 ±32	141 ±34	0,237	<0,5
III	184 ±35	173 ±32	0,244	<0,5	165 ±31	172 ±34	0,145	<0,5	181 ±52	186 ±48	0,071	<0,5
IV	214 ±36	208 ±31	0,126	<0,5	178 ±34	213 ±6	1,043	>0,5	255 ±35	253 ±44	0,036	<0,5
V	99 ±77	96 ±74	0,028	<0,5	112 ±15	94 ±77	0,231	<0,5	133 ±34	125 ±75	0,097	<0,5
VI	155 ±40	143 ±45	0,195	<0,5	194 ±33	109 ±29	1,921	>0,5	209 ±53	121 ±33	1,408	>0,5
$\bar{\sigma}_j$	158	168			157	158			184	179		
$P_{вх}$	0	0			3,95	0			4,21	0		
$P_{вих}$	0	0			5,63	0			5,71	0		

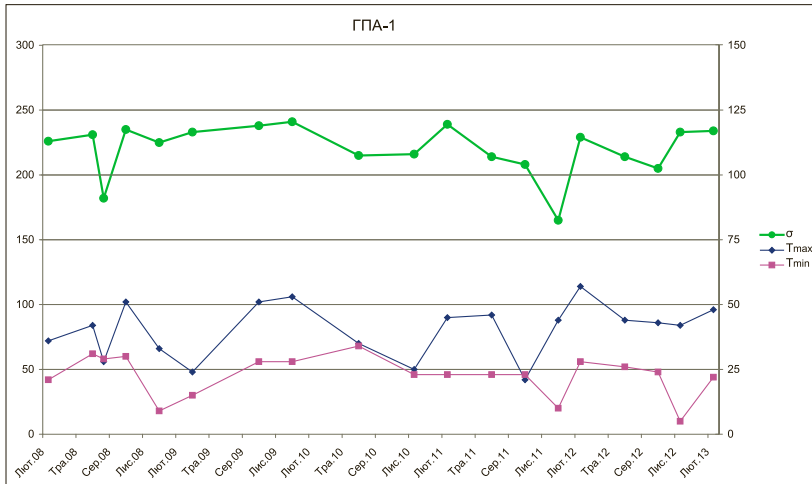


Рис. 5. Розподіл напружень σ , інтенсивності, найменших і найбільших температур у зоні IV трубопроводів газової обв'язки ГПА-1 за період моніторингу 2008–2013 рр.

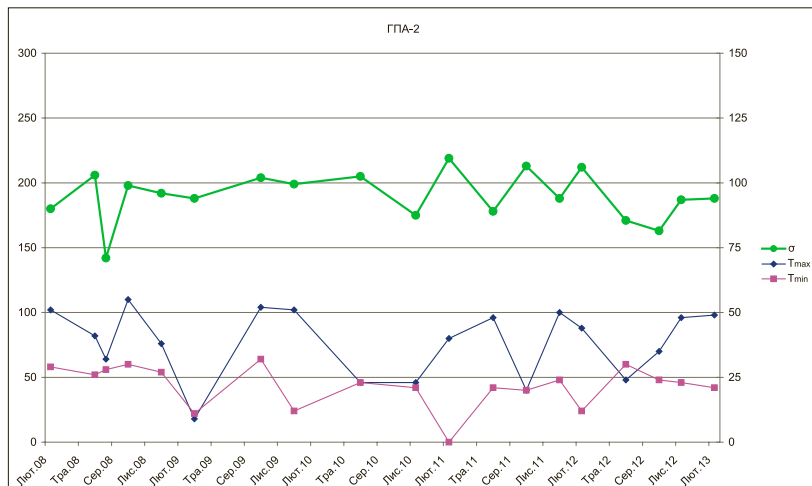


Рис. 6. Розподіл напружень σ , інтенсивності, найменших і найбільших температур у зоні IV трубопроводів газової обв'язки ГПА-2 за період моніторингу 2008–2013 рр.

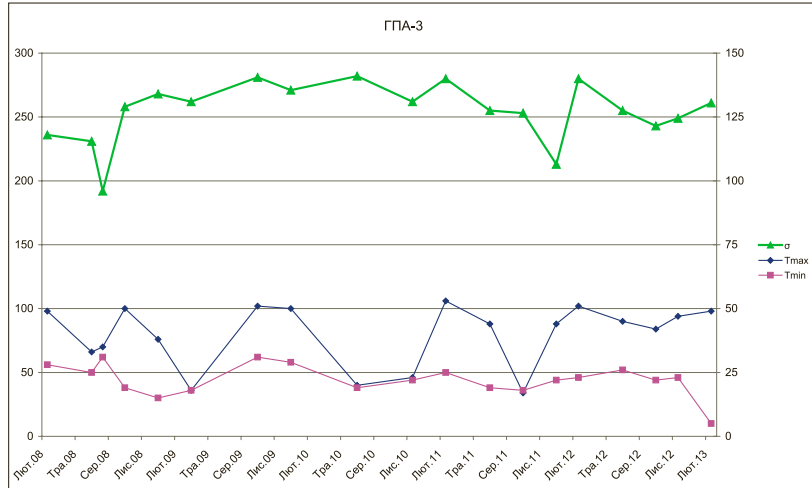


Рис. 7. Розподіл напружень σ , інтенсивності, найменших і найбільших температур у зоні IV трубопроводів газової обв'язки ГПА-3 за період моніторингу 2008–2013 рр.

Дослідження показали, що напружений стан трубопроводів газової обв'язки ГПА визначають поздовжні напруження, що формуються внутрішнім тиском та температурними впливами, а кільцеві – внутрішнім тиском. Залежно від конфігурації та умов закріплення трубопроводів газової обв'язки ГПА поздовжні напруження можуть мати в окремих перерізах як стискальний, так і розтягувальний характер. Коли температура стінки труби менша від температури замикання монтажних стиків у період спорудження, розтягувальні поздовжні напруження зростають, а коли більша – зменшуються і можуть мати стискальний характер.

Відповідно будуть змінюватися максимальні значення напруження інтенсивності, що визначають за (2). Тому при температурі трубопроводів газової обв'язки ГПА $t_{\text{тр}}^{\text{Г}} > t_{\text{тр}}^0$ ($t_{\text{тр}}^0$ – температура монтажу) кільцеві напруження практично не змінюються, а поздовжні стискальні напруження навіть за невеликої їх зміни суттєво впливають на міцність трубопроводів обв'язки. З огляду на циклічне навантаження трубопроводів обв'язки під час пусків та зупинок ГПА, інтенсивність напружень σ , в окремих перерізах може при цьому досягати границі плинності матеріалу труб, фіксувати які проблематично, оскільки контроль за напруженим станом повинен бути синхронізованим з періодами пуску ГПА. Малоциклові навантаження трубопроводів обв'язки ГПА, що виникають в періоди пусків, у поєднанні зі зміною їх температурного режиму негативно впливають на залишкову міцність і є основним фактором зародження та розвитку мікротріщин у матеріалі труб, оскільки швидкість старіння експоненціально залежить від температури експлуатації трубопроводів обв'язки, зокрема підвищення температури з +20 до +40 °C призводить до зростання часу старіння у 10 разів [3].

Вплив напружень на процес старіння трубних сталей є найбільш складним та маловивченим. Окремі дослідження показують, що характерний час старіння матеріалу труб, що бути удвічі–утричі меншим, ніж характерний час старіння у разі відсутності напружень, тому зістарений матеріал при робочих навантаженнях працює не в області пружності, а виявляється в області мікропластичної деформації. Тому умова довготривалої міцності для зістареного матеріалу вже не виконується.

Висновки

На основі виконаних натурних досліджень, аналізу їх результатів із позицій механіки матеріалів та прогнозу можливих тенденцій зміни НДС трубопроводів газової обв'язки ГПА

КС «Тарутине» за умов довготривалої експлуатації можна зробити такі висновки та дати рекомендації:

в умовах довготривалої експлуатації напружений стан трубопроводів газової обв'язки ГПА визначається не тільки зовнішніми та внутрішніми навантаженнями і впливами, але значною мірою ерозійним зношенням товщини стінки трубопроводів та їх конструктивних елементів;

нерівномірність навантаження трубопроводів газової обв'язки ГПА по зонах призводить до суттєвої різниці у значеннях напружень (так, напруження трубопроводів для зони IV на виході з ГПА – 1 у 1,76 раза вищі, ніж для зони I на вході у ГПА-1, а для ГПА-2 і ГПА-3 – у 1,6 та 1,61 раза відповідно); максимальні та мінімальні значання напружень різняться між собою для трубопроводів ГПА-1, ГПА-2 та ГПА-3 у 2,2; 2,13 та 2,49 раза відповідно, що

негативно впливає на їх залишкову міцність та самокомпенсуючу здатність газової обв'язки за значних перепадів температур;

почергове введення в роботу і відключення окремих ГПА призводить до того, що в окремих зонах по довжині трубопроводів газової обв'язки (зони III, IV) спостерігається підвищена концентрація напружень, ніж у зонах II і V, де напруження у 1,9÷2,3 раза нижчі (див. рис. 3 та 4);

нерівномірне навантаження трубопроводів газової обв'язки ГПА в умовах довготривалої експлуатації та значних температурних впливів не прогнозовано пришвидшує деградацію фізико-механічних характеристик трубоної сталі, інтенсифікує процеси старіння, що у поєднанні з ерозійним зношенням товщини труб зменшує їх залишковий ресурс експлуатації.

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Шлапаку Любомиру Степановичу – 65

1 червня 2014 року виповнилося 65 років доктору технічних наук, професору Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, академіку УНГА, відомому фахівцю у сфері трубопровідного транспорту Любомиру Степановичу Шлапаку.

Народився ювіляр у містечку Рожнятів на Івано-Франківщині. 1976 р. із відзнакою закінчив газонафтопромисловий факультет ІФІНГ за спеціальністю спорудження газонафтопроводів, газосховищ і нафтобаз та протягом наступного року працював інженером у науково-дослідному секторі цього вишу.

Упродовж 1977–1980 рр. навчався в аспірантурі ІФІНГу. У 1984 р. у МІНХ і ГП ім. І. М. Губкіна захистив кандидатську дисертацію на тему: «Розроблення уточненої методики розрахунку напружено-деформованого стану надземних ділянок газопроводів і практичних рекомендацій із підвищення ефективності їх роботи у гірських умовах».

Із 1980 по 1985 р. Любомир Шлапак працював молодшим, а потім старшим науковим співробітником науково-дослідного сектору ІФІНГу. 1985 р. був обраний доцентом кафедри спорудження трубопроводів і сховищ.

1996 р. захистив докторську дисертацію на тему: «Науково-методичні основи діагностування напружено-деформованого стану надземних ділянок нафтогазопроводів». За результатами роботи були запропоновані нові математичні моделі діагностування напруженого стану, розроблено алгоритм діагностування надземних переходів балкового типу у складних умовах експлуатації тощо.



Наступного року Любомир Степанович став професором кафедри спорудження трубопроводів і сховищ. Із 2005 р. – завідувач кафедри зварювання трубопроводів і конструкцій ІФНТУНГу.

Серед наукових інтересів вченого – удосконалення методики діагностування технічного стану трубопровідних систем, створення ефективних технологій ремонту дефектів трубопроводів, покращення технічних засобів оцінювання НДС трубопроводів у складних умовах експлуатації. Він є керівником наукової школи підвищення надійності трубопровідних систем та розробки методів їх капітального ремонту.

У доробку Любомира Степановича 130 наукових праць із дослідження проблем діагностування напружено-деформованого стану нафтогазопроводів на складних ділянках траси, методології та технології ремонту дефектних ділянок трубопроводів без припинення перекачування продукту, розроблення та впровадження нових засобів неруйнівного контролю напруженого стану трубопроводів під час довготривалої експлуатації. Він – співавтор монографії «Ремонт магістральних трубопроводів під тиском», рекомендованої для студентів.

Ювілярові присвоєно звання «Заслужений працівник АТ «Укргазпром», він нагороджений почесною відзнакою Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» III ст. 2008 р. за роботу з розроблення та впровадження технологій ремонту магістральних трубопроводів під тиском отримав Державну премію України в галузі науки і техніки.

Щиро бажаємо Любомиру Степановичу доброго здоров'я, довголіття, нових здобутків та творчих успіхів у його подальшій науковій та педагогічній діяльності.

Друзі, колеги по роботі, редакція журналу

ПАТ «НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»

ГОЛОВНА ОРГАНІЗАЦІЯ ІЗ СТАНДАРТИЗАЦІЇ В НАФТОГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСІ

ІНФОРМАЦІЙНИЙ БЮЛЕТЕНЬ

Про нові нормативні акти та документи (НПД) нафтогазового комплексу

(станом на 31 грудня 2013 року)

(Продовження. Початок див. у № 1 та № 2)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО СКАСУВАННЯ ЧИННОСТІ НПД, ЯКІ ЗНАХОДЯТЬСЯ НА ОБЛІКУ В ГОЛОВНІЙ ОРГАНІЗАЦІЇ СТАНДАРТИЗАЦІЇ В НАФТОГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСІ	
Позначення та назва скасованого НД	Підстава
ББН В.2.3-00018201.04-2000 Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами	Наказ Міністерства енергетики України від 26.10.2012 № 830
Порядок доступу до газотранспортної системи, затверджений наказом НАК «Нафтогаз України» від 23.03.2001 № 79	Наказ Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» від 18.07.2012 № 207
СОУ 60.3-20077720-004:2005 Магістральні нафтопроводи. Технічне обслуговування та ремонт. Класифікація робіт за статтями витрат	Наказ Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» від 30.12.2013 № 352
СТП 320.30019801.077-2003 Порядок організації і проведення медоглядів працівників ДК «Укртрансгаз»	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 19.02.2013 № 65
СТП 320.30019801.098-2003 Об'єкти підвищеної небезпеки ДК «Укртрансгаз». Організація відомчого нагляду	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 26.12.2013 № 459
СТП 320.30019801.104-2004 Системи вентиляції об'єктів ДК «Укртрансгаз». Порядок безпечної експлуатації та обслуговування	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 01.08.2013 № 281
СОУ 60.3-30019801-016:2005 Охорона праці та безпека виробництва. Порядок організації і проведення контролю	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 26.12.2013 № 459
СОУ 60.3-30019801-020:2005 Охорона праці та безпека дорожнього руху. Порядок проведення перевірок автотранспортних господарств ДК «Укртрансгаз»	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 26.12.2013 № 459
СОУ 60.3-30019801-021:2005 Охорона праці. Перелік оперативної документації для посадових осіб	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 19.02.2013 № 65
СОУ 60.3-30019801-059:2008 Охорона праці. Перевірка об'єктів підвищеної небезпеки з питань безпеки технологічних процесів. Порядок та програма проведення	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 26.12.2013 № 459
СОУ 60.3-30019801-080:2010 Системи управління якістю, екологічного керування та управління безпекою праці. Організація та проведення внутрішнього аудиту в ДК «Укртрансгаз»	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 15.10.2013 № 363
СОУ 60.3-30019801-085:2010 Системи управління якістю, екологічного керування та управління безпекою праці. Положення про фонд нормативних документів ДК «Укртрансгаз»	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 15.10.2013 № 363
Розділи 9.2, 9.3 та 11 СОУ 60.3-30019801-063:2008 Положення про спеціальні відомчі підрозділи охорони ДК «Укртрансгаз»	Наказ ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» від 01.07.2013 № 245

Інформаційний бюлетень № ГОС-НД-4-2013 «Про нові нормативні акти та документи нафтогазового комплексу», підготовлений «Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» – головною організацією із стандартизації в нафтогазовому комплексі на підставі офіційних даних станом на 31.12.2013, є доповненням до Інформаційного бюлетеня № ГОС-НД-4-2012 «Про нові нормативно-правові та нормативні документи нафтогазового комплексу».

