



АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»

УКРАЇНСЬКИЙ НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
УКРНДІГАЗ

ПИТАННЯ РОЗВИТКУ ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

Геологія газових і газоконденсатних родовищ
Розробка газових і газоконденсатних родовищ
Буріння газових свердловин
Екологія
Інформаційні повідомлення

НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЗБІРНИК

ВИПУСК LI

ХАРКІВ - 2023

**Акціонерне товариство «Укргазвидобування»
Український науково-дослідний
інститут природних газів
УкрНДІгаз**

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск LI

Геологія газових і газоконденсатних родовищ

Розробка газових і газоконденсатних родовищ

Буріння газових свердловин

Екологія

Інформаційні повідомлення

Харків - 2023

Питання розвитку газової промисловості України: Науково-виробничий збірник.

Збірник містить наукові статті з геології газу і нафти щодо оцінки приросту їхніх запасів, наукового обґрунтування шляхів подальшого розвитку підготовки ресурсної бази; удосконалення геотехнологій розробки родовищ України; геолого-технологічних і техніко-технологічних питань глибокого буріння свердловин; удосконалення технологій і методів екології; інформаційні повідомлення.

Редакційна колегія:

Головний редактор – М.І. Братах, к.т.н.

Заступник головного редактора – А.І. Лур'є, д.г.-м.н.

Відповідальний секретар – Р.О. Шевченко, к.т.н.

Члени колегії – О.О. Акульшин, д.т.н.; І.В. Височанський, д.г.-м.н.; Т.Н. Галко, д.г.н.; О.Т. Драганчук, д.т.н.; М.І. Євдошук, д.г.н.; І.І. Капцов, д.т.н.; Р.М. Кондрат, д.т.н.; А.В. Лизанець, к.г.-м.н.; О.Ю. Лукін, д.г.-м.н.; М.І. Мачужак, к.г.-м.н.; О.Г. Нестеренко, к.е.н.; О.Ф. Редько, д.т.н.; Ю.І. Федоришин, д.г.н.

Технічний редактор – Л.В. Діденко.

Problems of gas industry development in Ukraine: Scientific and production collection.

The edition includes scientific articles which are covered gas and oil geology in the part of estimation of their stocks increase, the scientific substantiation of further development of resource base preparation; geology-technological and technique-technological problems of deep drilling; improvement of ecology technologies and methods; information.

Editorial Board:

Editor-in-chief – M.I. Bratakh, E. D.

Deputy Editor-in-chief – A.I. Lurye, D. Geol. Mineral Sci.

Executive secretary – R.O. Shevchenko, E. D.

Board members – O.O. Akulshyn, E. D.; I.V. Vysochansky, Dr. Geol. Mineral. Sci.; T.N. Galko, Dr. Geol. Sci.; O.T. Draganchuk, E. D.; M.I. Yevdoshchuk, D. Geol. Sci.; I.I. Kaptsov, E. D., R.M. Kondrat, E. D.; A.V. Lizanets, D. Geol. Mineral. Sci.; O.U. Lukin, Dr. Geol. Mineral. Sci.; M.I. Machuzhak, D. Geol. Mineral. Sci.; O.G. Nesterenko, D. Ec. Sci.; O.F. Redko, E. D.; Y.I. Fedorishyn, Dr. Geol. Sci.

Technical editor – L.V. Didenko.

Затверджено до друку рішенням засідання вченої ради УкрНДІгазу - Протокол № 1 від 21.12.2023 р.

Свідоцтво про державну реєстрацію: серія КВ № 19952-9752ПР від 29.04.2013 р.

©Акціонерне товариство «Укргазвидобування», 2023 р.

©Український науково-дослідний інститут природних газів, 2023 р.

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
GEOLOGY OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 622.279:556.3

К.О. Безрук, канд. геол. наук
(УкрНДІгаз)

СТАН ОБВОДНЕННЯ СВЕРДЛОВИН І ПОКЛАДІВ ВИШНЕВСЬКОГО
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

З продуктивного покладу М-2 Вишневецького родовища, як північного так і південного блоків, відбувається періодичне винесення рідини – пластового та розбавлено пластового походження. Проаналізовано роботу кожної свердловини, а за отриманими промисловими даними в першій половині 2022 року та напочатку 2023 року побудовано графік залежності індексу гетерогенності (HI-index) видобутку газу та води. Проведено аналіз умов експлуатації свердловин першого експлуатаційного об'єкту покладу М-2 Вишневецького родовища через залежність $Q_z=f(VФ)$. На основі гідрогеологічної характеристики родовища, проведених геофізичних досліджень свердловин та побудованої геологічної моделі встановлено водонасичені пропластки у продуктивному горизонті та яка саме вода за походженням знаходиться у покладі.

From the productive deposit M-2 of the Vyshnevsky deposit, both in the northern and southern blocks, there is a periodic removal of fluid - of formation and diluted formation origin. The performance of each well was analyzed, and based on the received industrial data in the first half of 2022 and the beginning of 2023, a graph of the dependence of the heterogeneity index (HI-index) of gas and water production was drawn. For greater informativeness, an analysis of the operating conditions of the wells of the first operational facility of the M-2 deposit of the Vishnevsky deposit due to the dependence $Q_g=f(WF)$ was carried out. On the basis of the hydrogeological characteristics of the deposit, the conducted geophysical studies of the wells and the constructed geological model, water-saturated strata in the productive horizon have been established and what kind of water by origin is in the deposit.

Постановка проблеми. Потрапляння пластових вод до продуктивних покладів на Вишневецькому газоконденсатному родовищі (ГКР) та встановлення джерела надходження є досить важливим для розробки. На Вишневецькому родовищі встановлені два газоконденсатні поклади, які належать до двох окремих блоків горизонту М-2 московського ярусу середнього відділу кам'яновугільної системи. Перший об'єкт – південний блок, горизонт М-2 (діючі свердловини 1, 6, 21, 22, 24, 25, 26, 100), другий об'єкт – північний блок, горизонт М-2 (діючі свердловини 3, 7, станом на 2023 р. не працюють). Гідрогеологічний контроль за станом обводнення покладів Вишневецького родовища в процесі їх розробки проводиться постійно, відбувається вивчення водного режиму роботи свердловин за промисловими та «польовими» даними, проводиться аналіз відібраної рідини на аналіз. Ведуться певні розрахунки та будуються рисунки з графоаналітичних аналізів, за якими робиться висновок щодо роботи свердловини з точки зору видобутку та потрапляння рідини до певної свердловини Вишневецького родовища.

Джерела обводнення свердловин встановлюються шляхом порівняння хімічного складу супутніх вод з хімічним складом пластових, що разом з кількісними даними рідинного фактору та розрахованим поточним вологовмістом газу дають змогу характеризувати інтенсивність, ступінь та стан обводнення свердловин. Генезис підземних вод також встановлюється на основі побудованої геологічної моделі. За уточненою геологічною моделлю родовища з'ясовано, що горизонт М-2 вміщує три пласта: М-2в, М-2с, М-2н.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. На основі графоаналітичних методик (HI-index, та залежність $Q_r=f(VФ)$) встановлено по яких саме свердловинах родовища спостерігається надходження рідини. Відповідно до цих побудов, з урахуванням особливостей гідрогеологічної будови Вишневського родовища, встановлюються обводнені свердловини на родовищі, а також походження пластової води у продуктивному покладі та активність підземних вод.

Викладення основного матеріалу досліджень. На Вишневському родовищі поклади газу приурочені до горизонту М-2 московського ярусу середнього карбону. Літологічно продуктивний горизонт М-2 представлений різнозернистими пісковиками та алевролітами. Нижня частина горизонту складена більш грубозернистими породами з вкрапленнями крупних зерен кварцу. Ця частина горизонту характеризується максимальними значеннями пористості та проникності. Згідно з геологічною моделлю родовища, поклади вуглеводнів встановлені в двох тектонічних блоках: блоки 1 та 2. Системою розломів структура розбита на два блоки (блок 1 - південний, блок 2 - північний), найвище гіпсометричне положення з яких має південний блок.

У гідрогеологічному відношенні родовище розташоване в межах північної прибортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну (ДДАБ). Ця територія належить до найбільш вивченої частини водонапірного басейну Північної крайової зони Дніпровсько-Донецької Западни (ДДЗ). Згідно з існуючою моделлю вертикальної гідрогеологічної зональності [1, 2], у розрізі Вишневського ГКР виділяються два гідрогеологічних поверхи: верхній та нижній. Верхній вміщує в собі води інфільтраційного походження (водоносні горизонти мезокайнозойських відкладів). Нижній розподіляється на два яруси: на верхній ярус, де переважно розвинуті седиментогенні води з елізійним режимом та нижній ярус, де циркулюють відроджені води термодегідратаційного походження. Межа між поверхами проводиться по верхній юрі. Продуктивний горизонт за гідрогеологічною характеристикою відноситься до другого гідрогеологічного поверху з елізійним режимом. Згідно з останньою геологічною моделлю родовища продуктивний горизонт М-2 складається з трьох частин: М-2в – водоносний, М-2с – газоносний, М-2н – водоносний.

Відповідно до попереднього аналізу з обводнення покладу М-2, що проводився у 2016 році співробітниками УкрНДГазу, встановлено, що по північному та південному блоках можна помітити значну різницю у роботі Вишневського родовища. Свердловини південного блоку працюють у нормальному режимі з досить значними дебітами, значного обводнення на них не спостерігалось, свердловини виносять переважно конденсаційну воду, яка утворилась через охолодження привибійної зони свердловин, що й сприяє більшій конденсації вологи у стовбурі. Північний блок складається з малодобітних свердловин, які обводнюються і підтягують рідину з нижчезалягаючого горизонту.

Для встановлення свердловин, по яких відбувається перевищення водного фактору над вологовмістом, потрібно для працюючих свердловин південного блоку Вишневського родовища розрахувати вологовміст газу при поточних термобаричних пластових умовах, який наведено у таблиці 1, станом на початок 2023 року.

Відповідно до порівняння поточного вологовмісту газу по свердловинах з отриманими промисловими даними з видобутку газу та водного фактору, отримуємо свердловини по Вишневському родовищу з перевищенням водного фактору над вологовмістом, станом на січень 2023 р. За цим співставленням виявлено, що свердловини І експлуатаційного об'єкту південного блоку працюють без значного обводнення, проте є певні ознаки потрапляння рідини до стовбура свердловини. Це підтверджується винесенням розбавленої пластової рідини та пластової води свердловинами родовища, відбувається надходження супутньої пластової води – пульсаційно. Періодично по свердловинах цього блоку відбувається підвищення водного фактору. Поточний вологовміст газу у пластових умовах на свердловинах південного блоку коливається на рівні 11,02-12,76 $\text{см}^3/\text{м}^3$, що є значно меншим за водний фактор працюючих свердловин, який становить 13,6-55,6 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Видобуток по усіх свердловинах Вишневського родовища потроху знижується порівняно з плином часу.

Таблиця 1

**Поточний вологовміст по працюючим свердловинам Вишневського ГКР
(станом на початок 2023 року)**

№ свердловини *	Інтервал перфорації, м	Середина інтервалу, м	Рпл., ата	Тпл, °С	Пот. вологовміст см ³ /м ³	
ГОРИЗОНТ М-2 (І експлуатаційний об'єкт, південний блок)						
1	2950	2970	2960	63,1	96	12,09
6	2967	2994	2980,5	70,2	97	11,02
22	2918	2935	2926,5	69,9	95	11,06
24	3055	3077	3066	70,1	100	11,03
25	2960	2970	2965	59,4	97	12,76
26	2960	2982	2971	68,1	97	11,31
21 (з грудня 2022 р. у КРС)	2963	2983	2973	69,9	97	11,05

*свердловина 100 введена до роботи на початку 2023 року

Свердловини по І експлуатаційному об'єкту північного блоку перебувають у поточному ремонті.

Для встановлення стану обводнення свердловин родовища за промисловими даними, отриманими на початку 2022 р. та 2023 р. по південному блоку Вишневському родовищу, зробимо певні розрахунки та проведемо графоаналітичний аналіз водного режиму експлуатації, який пов'язаний з розрахунками індексу гетерогенності.

Станом на січень 2022 р. та січень 2023 р. розрахуємо індекси гетерогенності. Цей графоаналітичний метод застосовується окремо для кожного з найбільших об'єктів розробки в межах родовищ. На Вишневському це об'єкт І (горизонт М-2). Важливо те, щоб об'єкт розробки розроблявся не менш ніж 6-10 свердловинами. У нашому випадку це 6-7 працюючих свердловин.

НІ-index визначається за формулами:

$$\text{НІ газ} = \frac{q_{\text{газу}}}{q_{\text{газу сер.}}} - 1, \quad (1)$$

де: $q_{\text{газу}}$ – дебіт газу на визначену дату, тис.м³/добу,

$q_{\text{газу сер.}}$ – середній дебіт газу по об'єкту розробки на визначену дату, тис.м³/добу;

$$\text{НІ вода} = \frac{q_{\text{води}}}{q_{\text{води сер.}}} - 1, \quad (2)$$

де: $q_{\text{води}}$ – дебіт води на визначену дату, м³/добу,

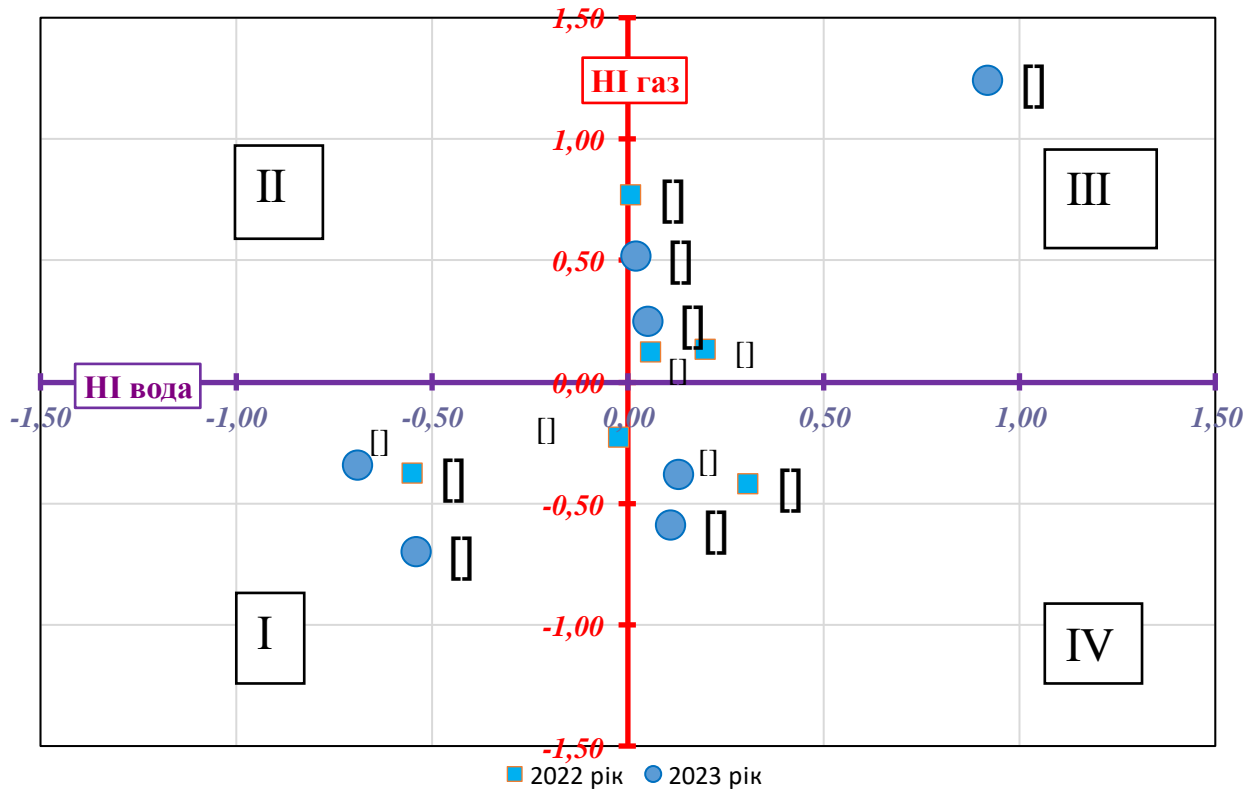
$q_{\text{води сер.}}$ – середній дебіт води по об'єкту розробки на визначену дату, м³/добу.

Відповідно до методики [3, 4] початок нумерації чвертей починається з нижньої лівої частини.

Розглянемо графічно віднесення свердловин 1, 6, 22, 24, 25, 26 та св. 100 (введена до роботи 13.01.2023 р.) Вишневського ГКР до чвертей графіку НІ-index (індекс гетерогенності) та встановимо розподіл свердловин по чвертям станом на початок 2022 р. та 2023 р. (рис. 1, табл. 2).

При нанесенні на рисунок 1 даних щодо видобутку газу та води можна зауважити, що до І чверті потрапили свердловини, що працювали з порівняно невисокими видобувними показниками як газу, так і води. Це свердловини 21, 22 та 100. Свердловина 21 у 2023 році перебуває у капітальному ремонті. А свердловина 100 у 2023 р. тільки введена у розробку. Свердловини, які потрапляють до цієї чверті, потребують проведення заходів з підтримання продуктив-

ності. Промислові показники з роботи цих свердловин та наявність пластової води свідчить про потрапляння рідини до свердловин.



чверті: I – мало газу – мало води; II – багато газу – мало води; III – багато газу – багато води; IV – багато води – мало газу

Рис. 1. Аналіз водного режиму експлуатації свердловин I експлуатаційного об'єкту покладу М-2 Вишневецького родовища методом індексу гетерогенності станом на січень 2022 р. та 2023 р.

До III чверті відносяться свердловини 24, 25, 26 та 1. Стосовно свердловини 26 можна зазначити, що вона введена до роботи 07.12.2022 р. А свердловина 1 при аналізі у 2023 р. перемістилась до четвертої чверті. В третій чверті розташовуються свердловини, які працюють з виносом достатньої кількості води та значним дебітом. Третя чверть характеризує умови експлуатації свердловин, коли енергії пласта достатньо для виносу рідини з вибою. Свердловини, які знаходяться в цій частині рисунку потребують контролю, оскільки, продукуючи великий об'єм води, вони знаходяться в зоні ризику обводнення.

До четвертої чверті при дослідженнях у 2022 та 2023 роках відноситься свердловина 6 Вишневецького родовища, та свердловина 1, яка перемістилась у цю частину рисунку у 2023 році з третьої зони за даними за січень 2022 р. Ці свердловини працюють зі значним виносенням рідини. Четверта чверть характерна для свердловин з низькими видобувними можливостями. Свердловини, які потрапляють до цієї чверті експлуатуються з очевидними ознаками обводнення.

До другої чверті жодна зі свердловин Вишневецького родовища не потрапила. А отже, за цим графоаналітичним методом встановлено, що усі свердловини експлуатуються з певним виносом пластової рідини.

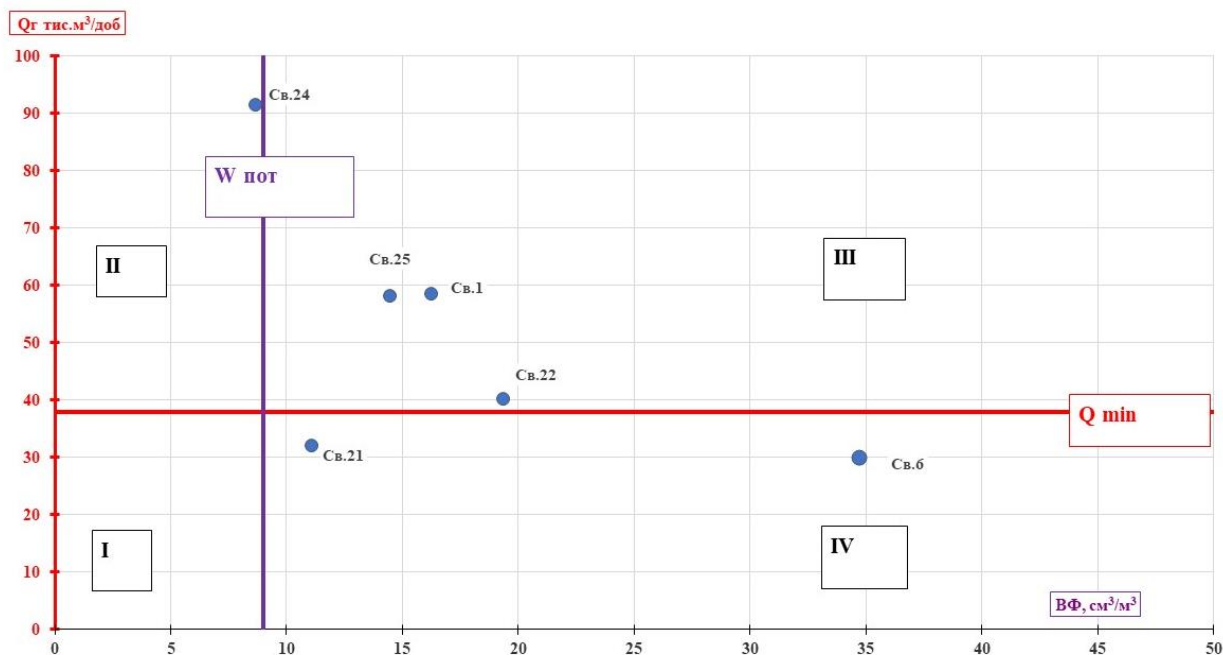
Таблиця 2

Розраховані значення НІ-index по свердловинах I експлуатаційного об'єкту покладу М-2 Вишневського родовища методом індексу гетерогенності станом на 01.2022 р. та 01.2023 р.

чверть	№ св.	Q _г , тис. м ³ /доб	ВФ, см ³ /м ³	Q _г , тис. м ³ /місяць	Q _{води} , м ³ /місяць	НІ газ	НІ вода
Початок 2022 р.							
мало газу-мало води (I)	21	32,0	11,1	992,0	11,0	-0,38	-0,55
	22	40,0	19,4	1240,0	24,0	-0,23	-0,02
багато газу - багато води (III)	24	91,4	8,7	2834,4	24,8	0,77	0,01
	25	58,0	14,5	1798,0	26,0	0,12	0,06
	1	58,4	16,3	1810,0	29,5	0,13	0,20
багато води-мало газу (IV)	6	30,0	34,7	930,5	32,3	-0,42	0,31
Початок 2023 р.							
мало газу-мало води (I)	100	36,8	9,6	699,0	6,7	-0,34	-0,69
	22	10,4	31,1	322,0	10,0	-0,70	-0,54
багато газу - багато води (III)	24	76,8	17,4	2 381,0	41,5	1,24	0,92
	25	43,0	17,1	1 334,0	22,8	0,25	0,05
	26	52,4	13,6	1 623,0	22,0	0,52	0,02
багато води-мало газу (IV)	1	21,4	37,0	663,0	24,5	-0,38	0,13
	6	14,9	55,6	433,0	24,1	-0,59	0,11

Для більшої інформативності можна провести ще аналіз, який базується на оцінці залежності $Q_z = f(BФ)$. Для цього на визначену дату для кожної свердловини родовища розраховується мінімально необхідний дебіт газу для виносу рідини з вибою (Q_{min}) та поточний вологовміст газу у пластових умовах (W_n) (рис. 2, 3). У нашому випадку це розрахунки на початок 2022 та 2023 рр., для співставлення та порівняння.

Відповідно до рисунку 2 встановлено, що на час дослідження (а це січень 2022 року) жодна зі свердловин не потрапила до першої зони. В цій зоні розташовуються свердловини, коли енергії пласта недостатньо для виносу рідини з вибою. Свердловини, які потрапляють до першої зони, – це свердловини, які експлуатуються в «режимі накопичення тиску» або розробляють виснажені поклади без ознак обводнення. До другої зони належить свердловина 24. Вона працює зі значними видобувними параметрами у цей час (табл. 3). Свердловини, які потрапляють до другої зони, експлуатуються без ознак обводнення. В третій зоні розташовуються три свердловини: 25, 22 та 1. Водні фактори перевищують поточний вологовміст по свердловинах і він коливається у межах 14,5-19,4 см³/м³. Третя зона характеризується високими видобувними можливостями свердловин та виносом вільної рідини з пласта, що вказує на початок обводнення покладу або окремих пропластків. Свердловини, які потрапляють до третьої зони, потребують позачергово проведення заходів з метою недопущення збільшення водного фактору. До четвертої зони відносяться дві свердловини: 21 та 6. Четверта зона характеризується обводненням свердловини пластовими водами покладу або «чужими» водами через позаколонні перетоки.



зони: I – низькі Q_г та ВФ; II – високий Q_г та низький ВФ; III – високі Q_г та ВФ; IV – низькі Q_г та високі ВФ

Рис. 2. Аналіз умов експлуатації свердловин I експлуатаційного об'єкту покладу М-2 Вишневецького родовища через залежність $Q_g=f(ВФ)$ напочатку 2022 р.

Таблиця 3

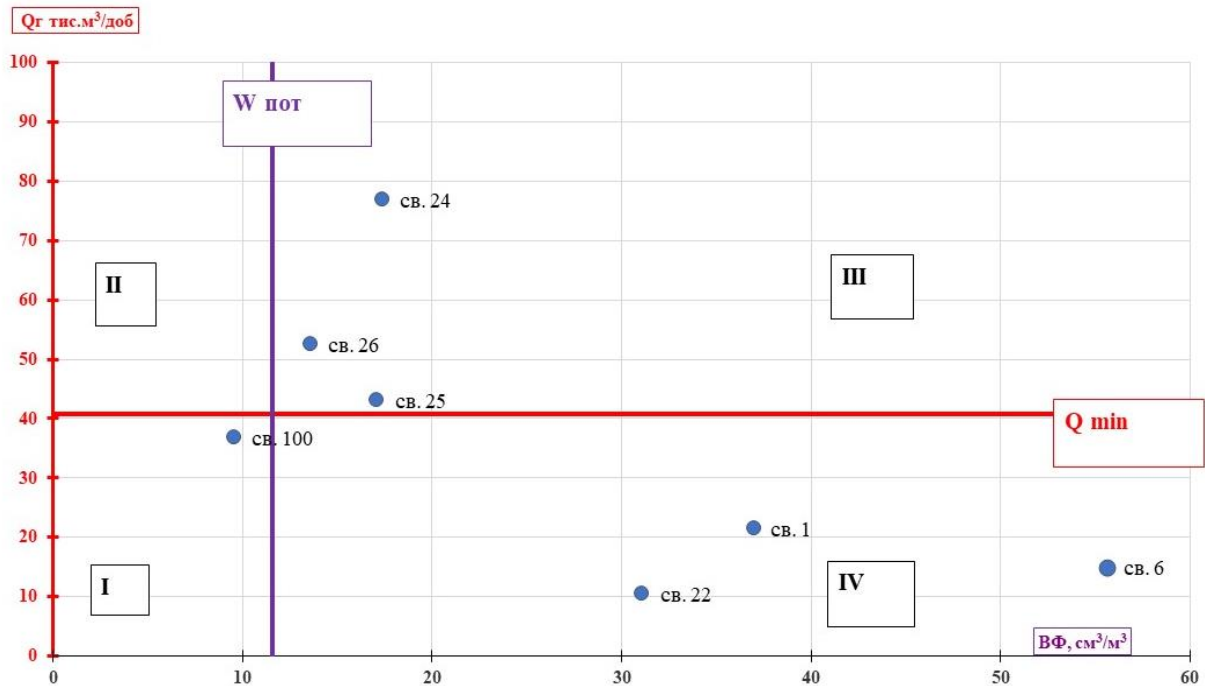
Аналіз експлуатації свердловин Вишневецького ГКР станом на січень 2022 р. та січень 2023 р.

Зона	Умови експлуатації	Св.	Q _г тис. м ³ /доб	ВФ, см ³ /м ³
Січень 2022				
II	високий Q _г та низький ВФ	24	91,4	8,7
III	високі Q _г та ВФ	25	58,0	14,5
		1	58,4	16,3
IV	низькі Q _г та високі ВФ	22	40,0	19,4
		21	32,0	11,1
		6	11,1	11,1
Січень 2023				
I	низькі Q _г та ВФ	100	36,8	9,6
III	високі Q _г та ВФ	24	76,8	17,4
		25	43,0	17,1
IV	низькі Q _г та високі ВФ	26	52,4	13,6
		1	21,4	37,0
		6	14,9	55,6
		22	10,4	31,1

Провівши аналізування залежності $Q_g=f(ВФ)$ станом на січень 2023 року встановлено, що розподіл свердловин відбувається з певними змінами відносно 2022 року (рис. 3). А отже, враховуючи короткий термін роботи, свердловина 100 – розташовується у першій зоні. До дру-

гої зони, жодна зі свердловин не потрапила. До третьої зони потрапили свердловини 24, 25 та 26. Свердловини 1, 6 та 22 розташовуються у четвертій зоні.

Дані розрахунки за січень 2023 р. повністю збігаються з аналізом HI-index за січень 2023 р. Отже, ці два методи з аналізу умов експлуатації свердловин Вишневського родовища південного блоку (I об'єкт розробки) підтверджують один одного. Свердловини працюють з певним виносом рідини.



зони: I – низькі Q_g та V_{Φ} ; II – високий Q_g та низький V_{Φ} ; III – високі Q_g та V_{Φ} ;
IV – низькі Q_g та високі V_{Φ}

Рис. 3. Аналіз умов експлуатації свердловин I експлуатаційного об'єкту покладу М-2 Вишневського родовища через залежність $Q_g=f(V_{\Phi})$ на початку 2023 р.

Для встановлення джерела потрапляння рідини до працюючих свердловин Вишневського родовища південного блоку потрібно розглянути комплекс проведених геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Серед ГДС на Вишневському родовищі варто зазначити проведення ряду досліджень, а саме боковий мікрокаротаж, боковий каротаж, індукційний каротаж, завдяки яким по свердловинах проведено уточнення границь і товщини пластів, виділення колекторів та тонких прошарків з низькою пористістю та літологічного розчленування розрізів свердловин, а також уточнення границь контактів. Завдяки термометрії відбулося виділення газовідаючих інтервалів в працюючих свердловинах. Дані газового каротажу використовувалися для встановлення газонасичених інтервалів. Випробування пластів в процесі буріння проводилося випробувачами на трубах, їх застосування дозволило вивчити характер насичення та колекторські властивості пластів продуктивних товщ кам'яновугільних відкладів. Дані усіх цих геофізичних досліджень використовувалися для виділення колекторів та оцінки характеру їх насичення [5, 6].

В результаті проведених низки ГДС робіт встановлені по свердловинах Вишневського родовища наступні інтервали з певними особливостями літології та насиченням (табл. 4).

Таблиця 4

Таблиця літологічної характеристики інтервалів та її насичення

№ св. Інт. перф прод. гор	Горизонт	Н верх, м	Н низ, м	Літологія	Насичення
<u>1</u> 2950-2970	М-2с	2947,3	2965,5	пісковики	газонасичений
	М-2н	2984,0	2999,4	пісковики	водонасичений
	М-2н	2999,4	3005,6	пісковики	водонасичений
<u>3</u> 3023-3045	М-2с	3023,2	3045,6	пісковики	газонасичений
	М-2н	3080,0	3085,6	пісковики	водонасичений
<u>6</u> 2967-2994	М-2с	2967,2	2989,2	пісковики	газонасичений
	М-2н	3011,2	3016,0	пісковики	водонасичений
	М-2н	3016,0	3021,6	пісковики	водонасичений
<u>7</u> 3000-3016	М-2с	3002,3	3012,3	пісковики	газонасичений
	М-2н	3045,8	3049,1	аргіліти	щільний
<u>21</u> 2693-2983	М-2с	2963,0	2988,0	пісковики	газонасичений
<u>22</u> 2918-2935	М-2с	2917,3	2936,0	пісковики	газонасичений
<u>25</u> 2960-2970	М-2с	2955,2	2967,8	пісковики	газонасичений
	М-2н	2997,0	3011,0	пісковики	водонасичений
<u>100</u>	М-2н	3005,8	3012,8	пісковики	водонасичений
	М-2н	3012,8	3020,0	пісковики	водонасичений

Враховуючи останню діючу геологічну модель Вишневського родовища власне і складено таблицю 4. Відповідно до таблиці 4, помітно, що по свердловинам на яких проводився ряд ГДС, продуктивний горизонт М-2с є газонасиченим по обом об'єктам розробки, а горизонт М-2н є водонасичений. Як зазначалось раніше горизонт М-2 вміщує три пласта: М-2в, М-2с, М-2н, але тільки в пласті М-2с за даними промислово-геофізичних досліджень у св. №№ 1, 2, 3, 4, 6, 7, 21, 22, 23 "біс", 24, 25, 100 виділено газонасичені пісковики та пісковики глинисті. У свердловині 21 не було розкрито пласт М-2н, усі інші свердловини родовища розкривають горизонт М-2 повністю. Найбільше обводнення спостерігається у свердловинах 1, 6 та 22, вони розкрили інтервалом перфорації низ горизонту М-2. По усіх інших свердловинах надходить переважно розбавлено пластова рідина яка виноситься переважно пульсаційно.

В результаті проведених ГДС в розрізах свердловин Вишневського родовища газодяні контакти (ГВК) не виділяються, а виділяються умовні газодяні контакти (УГВК). Ознак потрапляння законтурної води до працюючих свердловин немає. Біля контуру газонасиченості немає свердловин на родовищі, які б вийшли з експлуатації через повну обводненість покладу в районі інтервалу перфорації.

При простеженні динаміки з видобутку води по родовищу, за досліджений термін часу, можна зазначити, що він не змінився у часі. Протягом п'яти років видобуток води на південному блоці з шести свердловин коливався у межах 2,001-2,139 тис.м³/рік, і лише у 2020 р. видобуток води піднявся до 3,469 тис.м³/рік. З початку введення родовища в експлуатацію річний видобуток води значно збільшився, як і власне кількість свердловин, які експлуатуються. По Вишневському родовищу і зараз спостерігається зниження тиску у зв'язку з експлуатацією свердловин, і як результат відбувається більше охолодження привибійної зони свердловин, що сприяє більшій конденсації вологи в районі інтервалу перфорації.

При гідрохімічному методі контролю ми спостерігаємо надходження супутньої пластової води (СПВ) пластового походження при даному режимі розробки Вишневського родовища, що підтверджується результатами хімічних аналізів. Зі свердловин південного блоку Вишневського родовища (св. 1, 6, 21, 22, 24, 25) за усіма показниками, а саме: мінералізація, макроком-

понентний та мікрокомпонентний склад, корелятивні показники та густина супутньої води отримано рідину переважно розбавлено пластового походження. І скоріш за все, це вода з горизонту М-2, що надходить з нижньої частини гор. М-2. Тому майже усі свердловини виносять рідину пластового походження з продуктивного горизонту М-2.

Висновок.

Отже провівши аналіз дослідження свердловин по Вишневському родовищі на південному блоці за допомогою гідрогеологічного контролю, промислових даних по роботі свердловин та графоаналітичних методик (метод індексу гетерогенності та метод аналізування умов експлуатації свердловин через залежність $Q_c=f(B\Phi)$), встановлено, що рідина виносить з усіх свердловин у певній кількості. За проведеними графоаналітичними спостереженнями, які надають змогу зрозуміти роботу з видобутку свердловин на родовищі, встановлено, що рідина знаходиться на усіх працюючих свердловинах у різних кількостях і ця вода має пластове походження, проте на дебіт газу це впливає. А отже, усі свердловини у різній кількості виносять пластову рідину.

Список літератури

1. Зарицкий А.П. Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью ДДВ [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко // Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1991. – С. 69-80.
2. Зарицкий А.П. Методика гидрогеологических исследований глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов ДДВ [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко // Современные тенденции развития газовой промышленности УССР: тез. докл. обл. науч. техн. конф. – Харьков, 1989. – С. 15-16.
3. SPE 167350 Heterogeneity Index and fast screening processes used in a large mature field designer for quick production gains.
4. Методика контролю за експлуатацією проблемних свердловин родовищ АТ «Укргазвидобування». – АТ «Укргазвидобування». – К., 2018. – 25 с.
5. Геолого-економічна оцінка Вишневського газоконденсатного родовища Харківської області України //33.5001356. – Х. 2021.
6. Уточнений проект розробки Вишневського газоконденсатного родовища Харківської області України // 47.357(2015-2016).

Надійшла до редакції 10.02.23

УДК 552.086

А. Єлисеєва
(УкрНДІгаз)

ПОРІВНЯННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПІСКОВИКІВ РУСЛОВОГО ГЕНЕЗИСУ ЗАХІДНО-СОСНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

Для дослідження було взято три керни з різних глибин та різного віку, що мають однаковий генезис. У цементі пісковиків, що їх складають, велику частину займає глинистий цемент. На основі отриманих в процесі досліджень даних про мінеральний та гранулометричний склад, фаціальні умови формування, фізичні властивості, термобаричні умови залягання під час роботи було виявлено, що основною причиною різниці в колекторських властивостях розглянутих кернів є різна ступень літогенетичних змін глинистих мінералів цементу пісковиків.

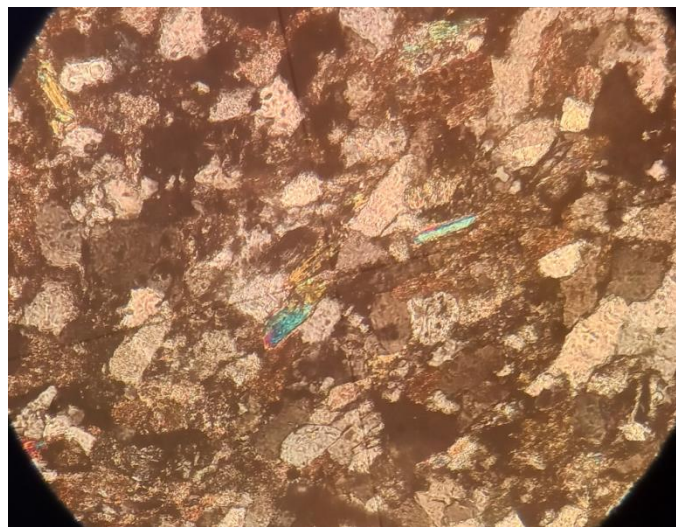
For the study, three cores were taken from different depths and all ages, having the same genesis. In the cement of the sandstones that make up the of them, clay cement occupies a large part. On the basis of the data obtained during the study on the mineral and granulometric composition, facies conditions of formation, physical properties, thermobaric conditions of deposition, it was found

during the work that the main reason for the difference in the collector properties of the considered cores is the different degree of lithogenetic changes of the clay minerals of the sandstone cement.

В процесі роботи було розглянуто три керни, що отримані з двох свердловин (108 та 150) Західно-Соснівського газоконденсатного родовища. Пісковики цих кернів (з глинистим та змішаним карбонатно-глинистим цементом) утворилися в однакових фаціальних умовах – річкове русло, але мають різний вік та, відповідно, знаходяться на різних глибинах та у різних термобаричних умовах. Перелічені фактори можуть впливати на колекторські властивості гірських порід, які треба враховувати при бурінні свердловин та інших технологічних роботах і різного роду дослідженнях.

Метою роботи було визначити відмінності у колекторських властивостях кернів та пояснення їх можливих причин. Таким чином, основним завданням в процесі було з'ясувати літологічні та петрофізичні властивості наявних пісковиків і порівняти значення, що характеризують їх колекторські властивості (пористість, проникність), та з'ясувати можливі фактори, які обумовлюють різницю у властивостях розглянутих порід (вони можуть бути пов'язаними як з мінералогічним складом, так і з іншими чинниками, що змінюють фізичні властивості гірської породи).

У статті розглядаються: керн № 1 зі свердловини № 150 та керни №1 та №2 зі свердловини № 108. Керн №1 зі свердловини № 150 піднятий з інтервалу глибин 5284,50-5298,50 метрів. Стратиграфічно породи даного керну належать до ісаївської світи (московський ярус). Керн складений кількома шарами порід. Перший шар (глибина залягання 5284,95-5288,09 м) літологічно представлений пісковиком сірим, світло-сірим, тонкозернистим з алевритовою домішкою. Текстура косо-шарувата, місцями полого-хвилясто-шарувата. Цемент в пісковіку глинистий, реакції з хлоридною кислотою не спостерігається. Шар має товщину 3,14 м. Нижче наведені результати мікроскопічного дослідження шліфу з глибини 5286,02 м. Структура тонкодрібнозерниста, псамітова, текстура масивна. Розмір зерен від 0,048 до 0,256 мм. Контакти зерен інкорпораційні; кластична частина ~ 86,75 % (з них кварц складає ~ 73,2 %; уламки порід ~7,8 %; слюди ~2,9 %, плагіоклаз ~1, каолінит ~ 7,3); цемент (становить ~ 13,25 %) карбонатний та глинистий за складом; глинистий цемент займає ~ 8,75%, представлений гідрослюдами; карбонатний займає ~ 4,5. Пісковик розглянутого шару за фаціальними ознаками віднесено до руслових фацій.



Яскраві зерна – мусковіт, цемент – глинистий,
основний масив зерен – кварц, у тому числі полікристалічний

Рис.1. Шліф, виготовлений з пісковіку шару 1 керна №1 св. 150, під мікроскопом в поляризованому світлі (з аналізатором)

Другий шар (глибина залягання 5288,09-5288,58 м) представлений алевролітом темно-сірим з домішкою тонкозернистого пісковика. Реакція з хлоридною кислотою в штафі не помітна. Текстура полого-хвилястошарувата, орієнтована під кутом $\sim 85^\circ$ до осі керна та косошарувата, орієнтована під кутом $\sim 75^\circ$ до осі керна. По шару помічені текстури вдавлювання осаду. Контакт з шаром, що підстеляє поступовий, спостерігається на ділянці товщиною близько 3 см, через появу та збільшення листуватих прошарків тонкозернистого пісковика. Товщина шару становить 0,49 м. Фаціальні умови формування відкладів – руслові.

Третій шар (глибина залягання 5288,58-5296,18 м) представлений пісковиком сірим, світло-сірим, тонко-дрібнозернистим, з прошарками середньо-дрібнозернистого. Реакція з соляною кислотою в штафі не помітна. Цемент породи глинистий. Текстура косошарувата, полого-хвилястошарувата, подекуди, спрямована в різних напрямках, орієнтована під кутом $75-85^\circ$ до осі керна. Подекуди по шару спостерігаються нечисленні затухаючі субвертикальні та субгоризонтальні тріщини, товщиною до 1 мм та довжиною до 5 см, без мінерального заповнення. По шару іноді зустрічається дрібний вуглефікований рослинний детрит. Також помітні нечисленні конкреції піриту розміром до $0,5 \times 0,5$ см. Контакт з шаром, що підстеляє, чіткий, різкий, фіксується по поверхні відколу, поблизу якого спостерігається лінзоподібне виділення піриту. Товщина шару становить 7,60 м. Фаціальні умови формування відкладів – руслові. В ході роботи проводились мікроскопічні дослідження шліфів пісковиків третього шару керну з глибин: 5288,95 м; 5289,88 м; 5291,73 м; 5293,94 м; 5294,92 м. За характеристиками вони близькі, але мають деякі відмінності, тому далі наводжу короткі відомості про кожен з шліфів.

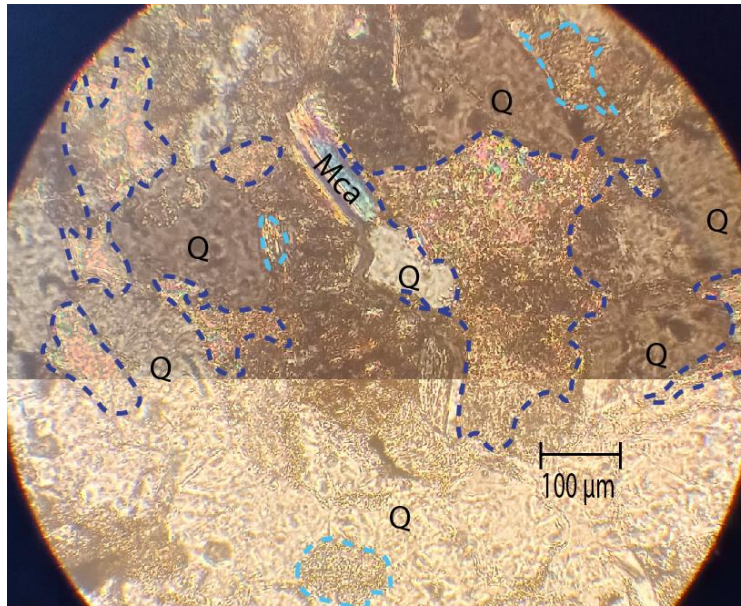
Шліф з глибини 5288,95 м: структура середньо-тонко-дрібнозерниста, псамітова, текстура масивна; розмір зерен від 0,048 до 0,576 мм; контакти зерен інкорпораційні; кластична частина займає $\sim 88,1\%$, цемент $\sim 11,9\%$; склад кластичної частини: кварц ($\sim 73,8\%$), слюди ($\sim 1,8\%$), плагіоклаз ($\sim 0,9\%$), каолінит ($\sim 5,6\%$) та уламки порід ($\sim 6,2\%$); цемент карбонатний та глинистий; глинистий цемент займає $\sim 10,2\%$, та представлений гідрослюдами; карбонатний займає $\sim 1,7\%$.

Шліф з глибини 5289,88 м: структура дрібно-середньозерниста, псамітова, текстура масивна; розмір зерен від 0,064 до 0,496 мм; контакти зерен інкорпораційні; кластична частина становить $\sim 92,8\%$, цемент займає $\sim 7,2\%$; склад кластичної частини: кварц, у тому числі полікристалічний, ($\sim 89,3\%$), слюди ($\sim 2,2\%$), плагіоклаз ($\sim 0,17\%$) та уламки порід (1,2%), кальцит ($\sim 0,1\%$); цемент карбонатний та глинистий; глинистий цемент займає $\sim 3,3\%$, представлений гідрослюдами; карбонатний займає $\sim 3,8\%$.

Шліф з глибини 5291,73 м: структура тонко-середньо-дрібнозерниста, псамітова, текстура масивна; розмір зерен від 0,032 до 0,576 мм; контакти зерен конформні та інкорпораційні; кластична частина становить $\sim 91,2\%$, цемент $\sim 8,8\%$; склад кластичної частини: кварц, у тому числі полікристалічний, ($\sim 86,2\%$), слюди ($\sim 2,6\%$), плагіоклаз ($\sim 1,6\%$) та уламки порід (1,4%); цемент має карбонатний та глинистий склад. Глинистий цемент займає $\sim 8,3\%$, представлений гідрослюдами; карбонатний займає $\sim 0,5\%$.

Шліф з глибини 5293,94 м: структура середньо-дрібнозерниста, псамітова, текстура масивна; розмір зерен від 0,048 до 0,496 мм; контакти зерен конформні та інкорпораційні; кластична частина займає $\sim 91,75\%$, цемент $\sim 8,25\%$; склад кластичної частини: кварц, у тому числі полікристалічний, ($\sim 88,5\%$), слюди ($\sim 2,2\%$), плагіоклаз ($\sim 0,14\%$), уламки порід (0,86%), зерна важких мінералів (0,25%); цемент карбонатний та глинистий; глинистий цемент займає $\sim 5,70\%$, представлений гідрослюдами, а карбонатний займає $\sim 3,57\%$.

Шліф з глибини 5294,92 м: структура дрібно-середньозерниста, псамітова, текстура масивна; розмір зерен від 0,032 до 0,496 мм; цемент має переважно острівний характер; контакти зерен конформні та інкорпораційні; кластична частина займає $\sim 95,4\%$, цемент $\sim 4,6\%$; склад кластичної частини: кварц, у тому числі полікристалічний, ($\sim 92,75\%$), слюди ($\sim 1,9\%$), уламки порід (0,6%), зерна важких мінералів (0,15%); цемент карбонатний та глинистий; глинистий цемент займає $\sim 4\%$, представлений гідрослюдами; карбонатний займає $\sim 0,6\%$. Зображення шліфу з пісковика даного шару наведено на рис. 2.



Блакитним пунктиром обведено ділянки гідрослюдистого цементу, синім – карбонатного (відзначається характерним перламутровим інтерференційним забарвленням). Поляризоване світло (з аналізатором) – верхня половина фото, без аналізатора – нижня половина фото

Рис. 2. Шліф з третього шару керна № 1 св. 150

Четвертий шар (глибина залягання становить 5296,18-5296,21 м) представлений аргілітом вапнистим, темно-сірим до чорного. Помірно реагує з соляною кислотою в штупфі. Текстура шарувата та перем'ята в верху шару. Присутні дзеркала ковзання на нижньому контакті. Контакт з шаром вапняку чіткий, нерівний. Помітні сліди ущільнення з малоамплітудними зсувами нижнього шару, що деформували контакт. Товщина шару становить 0,03 м. Шар утворився в морських умовах дещо віддалених від узбережжя.

П'ятий шар (глибина залягання 5296,21-5296,31 м) представлений вапняком сірим, тріщинуватим. Структура породи приховано-кристалічна. Бурхливо реагує з хлоридною кислотою в штупфі. Текстура породи горизонтально-шарувата. По шару помітні дрібні мушлі двостулок та одиничні форамініфери (при дослідженні під біокуляром). Контакт з шаром, що підстеляє, чіткий, субгоризонтальний. Товщина шару становить 0,10 м. Шар утворився в морських умовах та віднесений до фацій неглибокого шельфу, які дещо віддалені від узбережжя.

Шостий шар (глибина залягання 5296,31-5298,50 м) складений аргілітом вапняним до мергелю глинистого, темно-сірого до чорного кольору. Текстура породи горизонтально-шарувата, орієнтована під кутом 85-88° до осі керна. Спостерігаються помітні численні дрібні уламки мушель двостулок та брахіопод, форамініфери, що іноді утворюють прошарки, збагачені детритом мушель. По товщі шару зустрічаються одиничні сплюснені конкреції сидериту, розміри яких досягають 7,0×1,0 см. Аргіліт даного шару утворився в морських умовах (дещо віддалених від узбережжя). Товщина шару аргіліту становить 2,19 м.

Керн № 1 зі свердловини № 108, витягнутий з інтервалу глибин 4440,40-4456,40 метрів, стратиграфічно належить до араукаритової світи (гжельський ярус). Керн складений одним шаром порід – пісковиком від дрібнозернистого до крупно-середньозернистого. Колір породи від сірого до сіро-коричневого. Текстура шарувата, косошарувата, спрямована в різних напрямках. Текстура підкреслена прошарками, що збагачені вуглисто-слюдистим матеріалом та зміною розмірності зерен. Текстура орієнтована під кутом 75°-85° до осі керна, спрямована в різних напрямках. Реакція з хлоридною кислотою в штупфі не спостерігається. Пісковик зцементований нерівномірно, тому спостерігаються ділянки де порода міцна і щільна та ділянки з низькою міцністю та крихкістю. В крихких ділянках пісковик крупно-середньозернистий, має 2-3 бали об-

коченості за шкалою Рухіна та добру сортованість. По шару поширені лінзоподібні уламки сірих та коричнево-сірих аргілітів, видимий розмір від 0,5 до 1 см. Також по шару відзначаються ділянки, де пісковик має блідо-рожеве забарвлення. Спостерігаються ділянки з ритмічним нашаруванням, де чергуються прошарки пісковіку середньозернистого та прошарки, що збагачені вуглисто-слюди́стим матеріалом. В інтервалі 4451,50-4451,67 м поширені сліди кореневих систем, які мають звивисту форму та підкреслені вугли́стим матеріалом. Товщина слідів до 2 мм. З глибини 4453,55 м спостерігаються нечисельні прошарки крупнозернистого пісковіку. На відколах по нашаруванню спостерігаються дрібний вуглефікований рослинний детрит. По шару поширені розкриті та приховані тріщини, що орієнтовані по поверхням нашарування. На свіжому зламі відчувається невиразний запах вуглеводнів. Товщина даного шару становить 15,58 м. Шар утворився в континентальних умовах та віднесений до руслових фацій.

Керн № 2 зі свердловини № 108, витягнутий з інтервалу глибин 4560,50-4571,50 метрів, стратиграфічно належить до араукаритової світи (гжельський ярус). Керн складений кількома шарами порід.

Перший шар (глибина залягання 4560,50-4563,77 м) складений пісковиком від дрібнозернистого до середньозернистого, від сірого до коричнево-сірого кольору. Текстура косошарувата, підкреслена прошарками, що збагачені вуглисто-слюди́стим матеріалом. Текстура породи орієнтована під кутом 75°-85° до осі керна, спрямована в різні напрями. Реакція з хлоридною кислотою в штупі не спостерігається. По шару поширені текстури підводного оповзання осаду. На зрізі по шару спостерігаються висолонини, що свідчать про насичення шару пластовою водою. З глибини 4562,61 м колір пісковіку змінюється на блідо-рожевий, текстура стає хвилясто-шаруватою. По товщі поширені нечисленні лінзоподібні уламки сірого та сіро-коричневого аргіліту, видимий розмір 0,5-1,5 см. На зламах по нашаруванню спостерігається нечисленний дрібний рослинний детрит. По шару поширені розкриті тріщини, що орієнтовані по поверхням нашарування. В інтервалі 4560,50-4561,48 м спостерігається 5 тріщин; в інтервалі 4562,41-4563,37 – 6 тріщин. Контакт з наступним шаром (другий шар) виразний. На свіжому зламі запах вуглеводнів не відчувається. Описаний шар товщиною 3,27 м утворився в континентальних умовах, та віднесений до фації річкового русла.

Другий шар (глибина залягання 4563,77-4565,69 м) складений пісковиком дрібно-середньозернистим, коричнево-червоного кольору. Текстура шарувата, косошарувата, спрямована в різних напрямках, орієнтована під кутом 75°-85°. Текстура підкреслена зміною кольору, розмірністю зерен та прошарками, що збагачені вуглисто-слюди́стим матеріалом. Також текстурні особливості підкреслює неоднорідність забарвлення. Реакція з хлоридною кислотою в штупі не спостерігається. По шару поширені текстури підводного оповзання осаду. На зламах по нашаруванню спостерігається нечисленний рослинний детрит. Також по шару поширені розкриті тріщини, що орієнтовані по поверхням нашарування. В інтервалі 4563,77-4565,69 м спостерігається 14 тріщин. Контакт з наступним (третьім) шаром різкий. На свіжому зламі запах вуглеводнів не відчувається. Розглянутий шар (товщина 1,92 м) утворився в континентальних умовах та віднесений до фації річкового русла.

Третій шар (глибина залягання 4565,69-4567,97 м) представлений пісковиком від дрібнозернистого до середньозернистого, світло-сірого до сірого кольору. Текстура породи косошарувата, підкреслена прошарками, що збагачені вуглисто-слюди́стим матеріалом. Текстура орієнтована під кутом 65°-85° до осі керна та спрямована в різних напрямках. Реакція з хлоридною кислотою в штупі не спостерігається. По шару поширені текстури підводного оповзання осаду. З глибини 4566,53 метрів по шару спостерігаються численні уламки чорного аргіліту, які мають видовжено-лінзоподібну форму; їх видимий розмір становить до 3 см. Також на ділянці спостерігаються прошарки крупнозернистого пісковіку. Слід відмітити прошарок, що збагачений вуглисто-слюди́стим матеріалом, який підкреслює потокові текстури; він розкритий в інтервалі 4567,80-4567,97 м. Також по шару поширені розкриті тріщини, які орієнтовані по поверхням нашарування. В інтервалі дослідження третього шару (4565,69 - 4567,97 м) спостерігається чотирнадцять тріщин. Контакт з наступним шаром відсутній. На свіжому зламі порід запах вуглеводнів не відчувається. Товщина описаного шару становить 2,28 м. Шар утворився в континентальних умовах, та віднесений до фації річкового русла.

Четвертий шар (глибина залягання якого становить 4567,97-4570,72 м) складений алевролітом глинистим, кольори якого змінюються від світло-сірого до буро-коричневого. Текстура шарувата, горизонтально-шарувата, орієнтована під кутом 78° - 85° до осі керна. Слід відмітити, що текстура підкреслена неоднорідністю забарвлення. Реакція з хлоридною кислотою в штуді не спостерігається. Колір неоднорідний, плямистий. В інтервалі 4567,97-4568,38 м поширений алевроліт глинистий світло-сірого кольору. По шару розвинуті сліди кореневих систем (рис. 3), які представлені звивистими тонкими лініями, що оповиті сірим забарвленням та мають всередині вуглисте та глинисте заповнення. Видимий розмір «коренів» – до $0,5 \times 6$ см. Шар неоднорідно біотурбований. По товщі шару поширені скупчення уламків бурих аргілітів, які мають лінзоподібно-примхливу форму; їх видимий розмір досягає 0,5 см. Також спостерігаються численні дзеркала ковзання, що орієнтовані під кутом 35° - 60° до осі керна. На зламах породи по нашаруванню поширений нечисленний рослинний детрит. По шару поширені розкриті тріщини, що орієнтовані по поверхнях нашарування. Всього в інтервалі розкриття четвертого шару керна № 2 спостерігається 25 тріщин. Також поширені січні звивисті розкриті та приховані тріщини, що орієнтовані під кутом 15° - 60° до осі керна. Всього таких тріщин в інтервалі розкриття даного шару спостерігається 38. На свіжому зламі порід керна запах вуглеводнів не відчувається. Описаний шар алевроліту, що має товщину 2,75 м, за літологічними та палеонтологічними ознаками, утворився в континентальних умовах та віднесений до заплавних фацій.

Отже, літологічний склад пісковиків при дослідженні як у штуді, так і у шліфах виявився ідентичним у всіх трьох кернах, що обумовлено однаковими фаціальними умовами утворення вихідних відкладів. Але, щодо колекторських властивостей розглянутих порід, то в них виявилися певні відмінності. Вони виражаються у зміні величин пористості та проникності у пісковиках з різних кернів (відповідно, з різною глибиною). Пористість пісковика в керні з інтервалу 4440,40-4456,40 м становить від 2,57% до 11,37%, в інтервалі 4560,50-4571,50 м цей показник змінюється в межах від 2,98% до 10,97%, а у взірцях, що вилучені з глибини 5284,50-5298,50 метрів (керна 1 св. 150) значення зафіксовані помітно менші: від 1,5% до 6,0%. Подібна закономірність простежується і у показниках проникності – від $0,034 \text{ м}^2$ до $3,162 \text{ м}^2$ для глибин 4440,40-4456,40 м, $0,026$ - $1,004 \text{ м}^2$ на глибинах 4560,50-4571,50 м та у інтервалі 5284,50-5298,50 м проникність становить $0,1$ - $0,15 \text{ м}^2$ (в узагальненому вигляді ці показники наведені у таблиці «Характеристики кернів»). Карбонатність також порід змінюється, але незаконірно ($0,0$ - $4,5$ для керна 1 св. 108 з глибин 4440,40-4456,40 м, $0,0$ - $26,3$ у пісковиках з керна 2 св. 108 на глибинах 4560,50-4571,50 м., та $0,0$ - $22,0$ у пісковиках керна №2 св. 150, витягнутих з глибини 5284,50-5298,50 м).



Рис. 3. Сіро-зелений аргіліт зі слідами кореневих систем з вуглистым та глинистим заповненням

Характеристики кернів

Глибини відбору керна, м	Глибини шарів пісковика, м	Середня карбонатність пісковика, CaCO ₃ , %	Середня пористість пісковика, %	Середня проникність пісковика, $\alpha \times 10^{-15}$, м ²
4440,40-4456,40	4440,40 – 4456,40	0,4	8,19	0,372
4560,50-4571,50	4560,50 – 4567,97	4,8	8,12	0,397
5284,50-5298,50	5284,95 – 5288,09; 5288,58 – 5296,18; 5296,21 – 5296,31	2,4	4,6	0,05

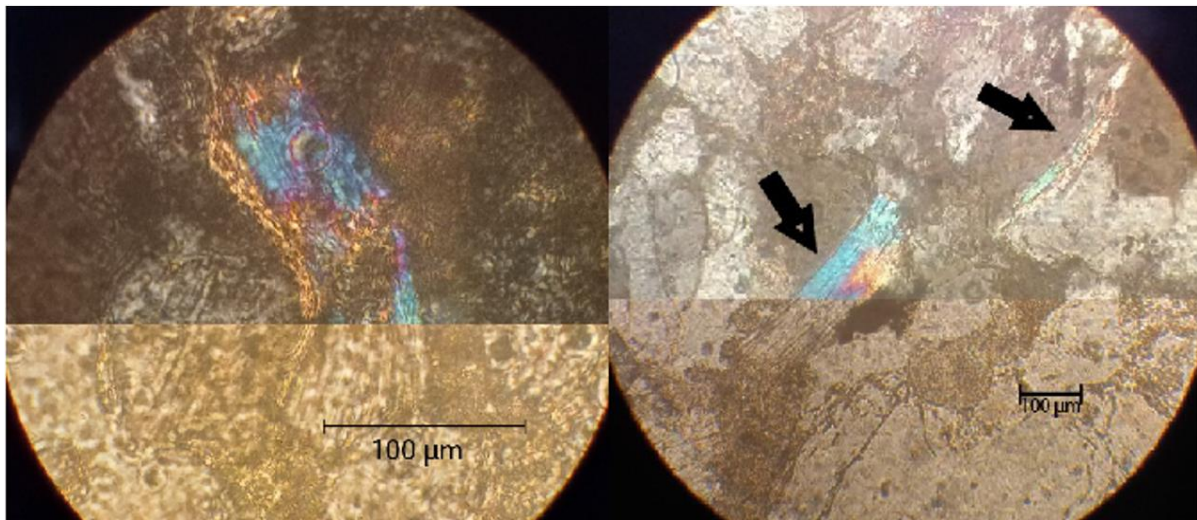
Як відомо, проникні властивості породи можуть залежати не тільки від мінерального складу та умов формування вихідного осаду, а й від умов залягання, зовнішніх впливів (якщо порода опиняється в зоні гипергенезу, тобто в зоні дії процесів вивітрювання) та від післяседиментаційних глибинних перетворень породи, таких як діагенез та катагенез [2, 5].

З наведених в таблиці даних випливає, що пористість та проникність пісковика Західно-Соснівського родовища зменшуються з глибиною при відсутності істотних змін у мінеральному складі. Ця закономірність дозволяє припустити, що причина погіршення колекторських властивостей товщ обумовлена процесами літогенетичних перетворень глинистих мінералів, що входять до складу цементу пісковика. Слід зазначити, що в загальному сенсі літогенез – це осадове породоутворення, що охоплює стадії діагенезу, катагенезу (початкового, середнього та пізнього, або глибокого), а також метагенезу (в деякій літературі, в основному зарубіжній, терміном «діагенез» позначається весь процес осадового породоутворення) [6]. Відповідно до визначення М. Страхова, діагенез – це стадія біохімічного та фізико-хімічного врівноваження компонентів осаду, який є, зазвичай, обводненою та нерівноважною системою, яка тою чи іншою мірою насичена органічною речовиною – живою (бактерії) та неживою [4, 6]. При цьому відбувається, серед інших процесів, трансформація мінералів. Під час цієї стадії літогенезу кальцити перетворюються на доломіти при взаємодії з Mg-вмісними розчинами, слюди групи біотиту частково або повністю перетворюються у хлорит (в одних умовах) або монтморилоніт та інші глинисті мінерали (в інших умовах), відбуваються вторинні зміни польових шпатів (гідролюдизація та каолінізація у кислих середовищах або монтморилонітизація і карбонатизація в лужних середовищах) та можуть проходити процеси розчинення і утворення нових мінералів. Після завершення діагенезу (у тому випадку, якщо сформована з осаду порода не була піднятою у зону гипергенезу, а продовжувала занурюватися углиб стратисфери) починається наступна стадія літогенезу, яку одні дослідники називають епігенезом, або регіональним епігенезом, а інші – катагенезом [3, 6]. Під час катагенезу біогенно-хімічні процеси діагенезу втрачають попереднє значення, поступаючись суто хімічним. Активізуються процеси трансформацій, а також корозії мінералів у поєднанні з великою кількістю новоутворень [3]. Активізуються зміни початкових структур породи. Відбувається ускладнення контактів зерен та змінення їх форм. Також під час катагенезу проходять суттєвіші, ніж на етапі діагенезу, перерозподіли речовин, що реалізуються завдяки міжпластовим міграціям газоводних флюїдів. Відбуваються трансформації смектитів (глинистих мінералів, таких як монтморилоніт, бейделіт, нонтроніт, сапоніт, цинксиліт, сапоніт, свайнфордїт, пимеліт, волконскоїт тощо) у гідролюду.

Ознаки глибокого катагенезу в породах з'являються поступово і не водночас у різних літотипах. Слід зазначити, що для глинистих мінералів і карбонатів (що складають цемент пісковиків у тих інтервалах кернів свердловин №№ 108 та 150, описання яких наведено вище в статті) верхня межа початку катагенетичних перетворень розташована помітно вище, ніж для інших осадових утворень [3].

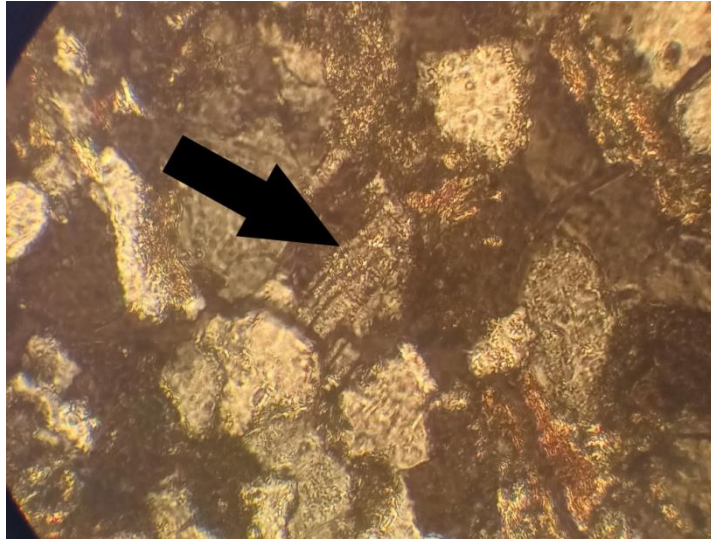
За результатами петрографічного вивчення за допомогою поляризаційного мікроскопу шліфів з кернів, що розглядалися у роботі, слід відмітити такі особливості, як (у керні з глибини 5284,50 – 5298,50 метрів) перетворення з глибиною глинистих мінералів цементу на гідрослюди, також повну відсутність хлориту, того з глинистих мінералів, що найменш сприйнятливий до діагенетичних змін [2, 3]. Що важливо, під мікроскопом також виявлені помітні зміни зерен мусковіту (рис. 4) і вторинні зміни – гідрослюдизація польових шпатів, а саме плагіоклазів (рис. 5). Всі перелічені мікроскопічні спостереження підтверджують гіпотезу про катагенетичну природу зменшення проникності розглянутих у роботі пісковиків, оскільки вони є признаками катагенетичних і діагенетичних змін породи.

Висновок. Отже, розглянуті керни відрізняються за ступенем катагенетичних змін мінералів, особливо глинистих мінералів цементу. Різниця у перетвореннях обумовлена різним віком, та, відповідно, різними термобаричними умовами залягання пісковиків московського та гжельського ярусів кам'яновугільної системи, до яких стратиграфично належать породи, розглянуті в процесі роботи. Стадії зміни глини в ході літогенезу, у свою чергу, впливають на колекторські властивості породи [3] та умови проведення технічних робіт з буріння свердловин – наприклад, стадії зміни глинистих мінералів та їх переходу у гідрослюди впливає на вибір складу бурового розчину.



у верхній частині зображення – вигляд поля зору з аналізатором, в нижній – без аналізатора

Рис.4. Змінені зерна мусковіту у шліфі з пісковиків третього шару керна №1 зі св. 150 (зерна з яскравими інтерференційними кольорами)



Чорна стрілка вказує на зерно плагіоклазу із вторинними змінами (гідролюдизацією). Фотографія зроблена в поляризованому світлі (з аналізатором)

Рис.5. Гідролюдизація плагіоклазів

Список літератури

1. Недоливко Н.М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов [Текст]: учебн. пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова. – Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
2. Chamley H. Clay mineral diagenesis /H. Chamley //Quantitative Diagenesis: Recent Developments and Applications to Reservoir Geology. – 1994. – P. 161-188.
3. Shaldubin M.V. "Clay" in sandstones /M.V. Shaldubin // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2015. – № 1. – P. 58-65.
4. Страхов Н.М. О стадиях осадочного породообразования и их наименовании [Текст] / Н.М. Страхов, Н.В. Логвиненко // Докл. АН СССР. – 1959. Т. 125. – № 2.
5. Dasgupta T, Mukherjee S. Advances in Oil and Gas Exploration & Production.
6. Хмелевський В.О. Особливості стадіального аналізу літогенезу [Текст] / В.О. Хмелевський. – Львів: ЛНУ ім. Івана Франка, 2015. – 140 с.

Надійшла до редакції 16.08.23

УДК 565.33:551.763

Р.В. Моїсеєнко
(УкрНДГаз)

**ТАКСОНОМІЧНИЙ СКЛАД ТА ПАЛЕОЕКОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ ВИКОПНИХ
ВЕРХНЬОКРЕЙДОВИХ ОСТРАКОД З ВІДСЛОНЕННЯ ОКОЛИЦЬ С. ПІДЛІСЦІ**

Представлено результати дослідження таксономічного складу верхньокрейдових остракод з відслонення біля с. Підлісці. На основі таксономічного складу було проведено палеоекологічний аналіз окремих таксонів, висновки по яких є доказовими. Разом з тим наведено пояснення та уточнення до методу актуалізму в палеоекології. Надано кореляції між таксономіч-

ним складом остракод та умовами осадо накопичення до рівня фації із наведенням прикладів. Запропоновано ряд гіпотез, що пояснюють невідповідність між сучасними та викопними біогеоценозами.

The paper presents the results of the study of the taxonomic composition of Upper Cretaceous ostracods from the outcrop near the village of Pidlisici. A paleoecological analysis of individual taxa was carried out on the basis of the taxonomic composition, the conclusions of which are evidential. At the same time, explanations and refinements to the actualist method in paleoecology were provided. Correlations between the taxonomic composition of ostracods and the conditions of sedimentation up to the facies level were provided with examples. A number of hypotheses explaining the discrepancy between modern biogeocenoses and fossil ones were also proposed.

Вступ. У кар'єрі біля с. Підлісці відслонюється частина масштабного комплексу верхньокрейдових відкладів західного схилу Українського щита (УЩ). Туронські відклади поміж них мають найбільше поширення, відіграють важливу роль у геологічній будові й господарській діяльності населення цієї території. Незважаючи на це, їх палеонтологічна характеристика залишається досить неповною, перш за все, через малу та несистемну вивченість. Рівень вивченості туронських остракод також знаходиться на недостатньому рівні, незважаючи на великий потенціал для палеоекологічних реконструкцій для розширення розуміння фаціальних умов формування писальної крейди та аналогічних формацій.

Формація писальної крейди віднесена до фаціальних умов пластових покривів, які широко поширені у віддалених від берегової лінії глибоководних, в крейді - мілководних умовах епіконтинентальних морів. Подібні відклади широко поширені в кернах родовищ АТ «Укргазвидобування», проте встановлення фації не дозволяє більш детально описати умови басейну осадо накопичення. З певними корегуваннями для дослідження умов осадо накопичення використовується метод актуалізму. Вказаний метод вибудовує ряд аналогій між умовами осадо накопичення теперішнього та минулого. Слід зазначити, що частіш за все пластові покриви не мають решток макрофауни, що ускладнює їх датування та описання умов осадо накопичення, проте, у відкладах присутні рештки мікрофауни, серед яких трапляються остракоди. Наразі ці знахідки не є постійними, проте вони мають широкий потенціал для вирішення проблем реконструкції умов басейну осадо накопичення. Кореляція результатів досліджень крейдових та карбонових остракод через принцип конвергенції дозволяє виробити методику досліджень, що є метою даної роботи.

Аналіз попередніх публікацій. Історія досліджень крейдових відкладів західного схилу Українського щита розпочинається з початку XIX ст. До середини XX ст. вона характеризується несистемними зборами фактичного матеріалу в межах існуючих відслонень і поодиноких свердловин, а також першими спробами узагальнення геологічної будови регіону та стратиграфічного розчленування порід. З 1953 року вивченням західного схилу УЩ розпочали займатися спеціалізовані геологічні підрозділи із широким залученням колонкового буріння. Попри більше ніж піввікову історію геологічно вивчення, на сьогодні ця територія не охоплена жодним листом новітньої Держгеолкарти-200.

Вперше палеонтологічна характеристика відкладів турону західного схилу Українського щита з'являється у збірнику праць 1865-1868 рр. Е. Ейхвальда. В ній автор наводить кілька видів двостулкових молосків, знайдених у крейдових відкладах в м. Кременець (Тернопільська обл.) та його околицях, проте зображення даних видів відсутні. Г.А. Радкевич у роботі 1892 р. узагальнив зібрані ним дані про геологію, стратиграфію та фосилії турон-сенону Волині [1, 2, 3].

Переважає більшість мікропалеонтологічних досліджень відкладів турону західного схилу УЩ пов'язані із супроводом геолого-знімальних робіт, що проводилися тут в 60-80 рр. XX ст. геологічним об'єднанням «Північукргеологія». Мікрофосилії (переважно, форамініфери) вивчалися штатним палеонтологом Л.Ф. Гончаруком.

Туронські остракоди згадуються лише у роботі Ю.В. Діденка, де вони описані з відслонень міста Кременець, Бережани та села Дубівці [4].

Матеріали та методи. Матеріалом дослідження стали збори кам'яного матеріалу, що проходили на півночі Тернопільської області (рис. 1).

Виходи крейди біля села Підлісці представлені у вигляді борту кар'єру з чотирма уступами загальною висотою ≈ 20 м, що надають матеріал для виявлення особливостей площинного поширення органічних решток. Загалом, було досліджено 7 проб, відібраних наступним чином:

- Проба 1 – в основі нижнього (першого) уступу кар'єру;
- Проба 2 – на 2 метри вище від першої;
- Проба 3 – на 2 метри вище від другої;
- Проба 4 – на 2 метри вище від третьої, у верхній частині першого уступу;
- Проба 5 – на 6 метрів вище від четвертої, у верхній частині другого уступу;
- Проба 6 – на 4 метри вище від п'ятої, в основі четвертого уступу;
- Проба 7 – на 2 метри вище від шостої.



Рис.1. Схема розташування дослідженого розрізу

Усі зразки кам'яного матеріалу були попередньо підготовлені для обробки наступним чином: порода дробилась на шматки розміром до 3 см, після чого просочувались водою та циклічно заморожувалась-розморожувалась. Такий підхід підготовки зразків за 2-3 місяці перетворює суцільний камінь на порошкоподібну масу. Наступним кроком є відмивання порошкоподібної маси на ситах розміром комірки 0,125 мм та 0,250 мм. Фракція розміром 0,125-0,250 мм розбиралась під стереоскопічним мікроскопом. Мікрофауністичні рештки досліджувались за допомогою оптичного мікроскопа МБС-9 у відбитому світлі. Фотографії було зроблено за допомогою електронного мікроскопа VEGA3 лабораторії фізики тонких плівок Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна.

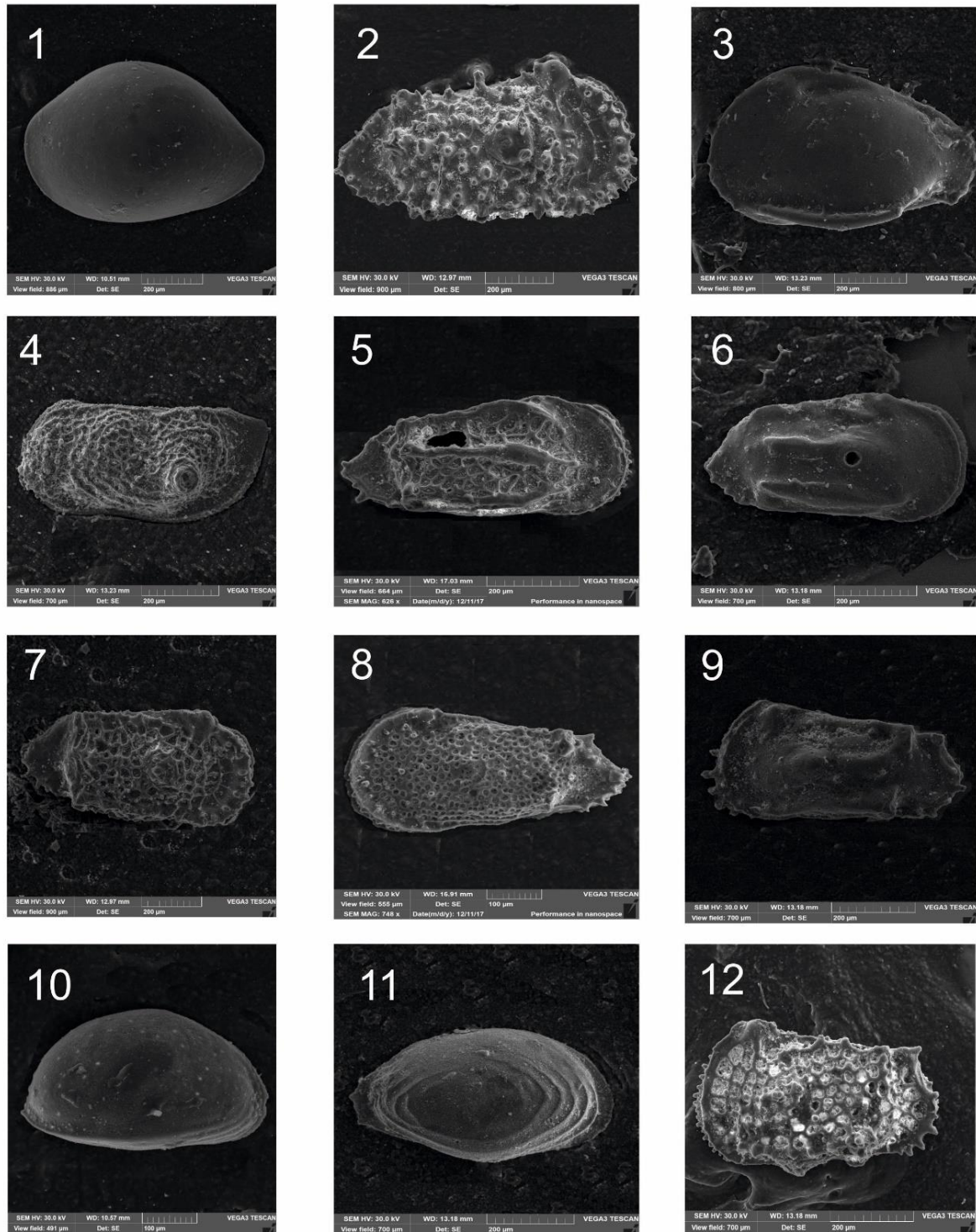
Результати та обговорення. З літологічної точки зору розріз представлений мергелем сірувато-білим крейдоподібним з горизонтами кременів. Низ розрізу відрізняється від загальної частини більшою кількістю глини. Також в цій частині виявлено численні рештки: морських їжаків, двостулкових молюсків, брахіопод, хребець акули. Кількість палеонтологічних знахідок макрофауни збільшується зверху донизу.

У розрізі кар'єру біля Підлісців було встановлено 49 видів остракод, які належать до 14 родин. В середньому на одну пробу припадає близько 200 черепашок задовільної збереженості. При цьому, у нижній частині розрізу цей показник більше, ніж у верхній. Загальна кількість черепашок склала 1451 од. Найбільш численними є знахідки представників родів *Bairdoppilata*, *Cytherella*, *Cytheris*, *Neocythere*. Вибрані зображення знайдених остракод надані на рис. 2 та 3.

Палеоекологічний аналіз дозволив виділити певні закономірності. Представники роду *Sheuleridea* відомі з середньої юри Європи і традиційно вважаються індикаторами середньої та верхньої припливно-відпливної смуги. Такі остракоди були виявлені в нечисленній кількості внизу та на самому верху досліджуваного розрізу. Їх поширення корелює зі збільшенням глинистої складової та збільшенням кількості знахідок макрофауни. Також вказаний таксон має здатність адаптуватись до умов зі змінною солоністю – від засоленої до розпрісненої. Припливно-відпливна смуга характеризується підвищеною гідродинамікою та неоднорідним літологічним складом донного субстрату.

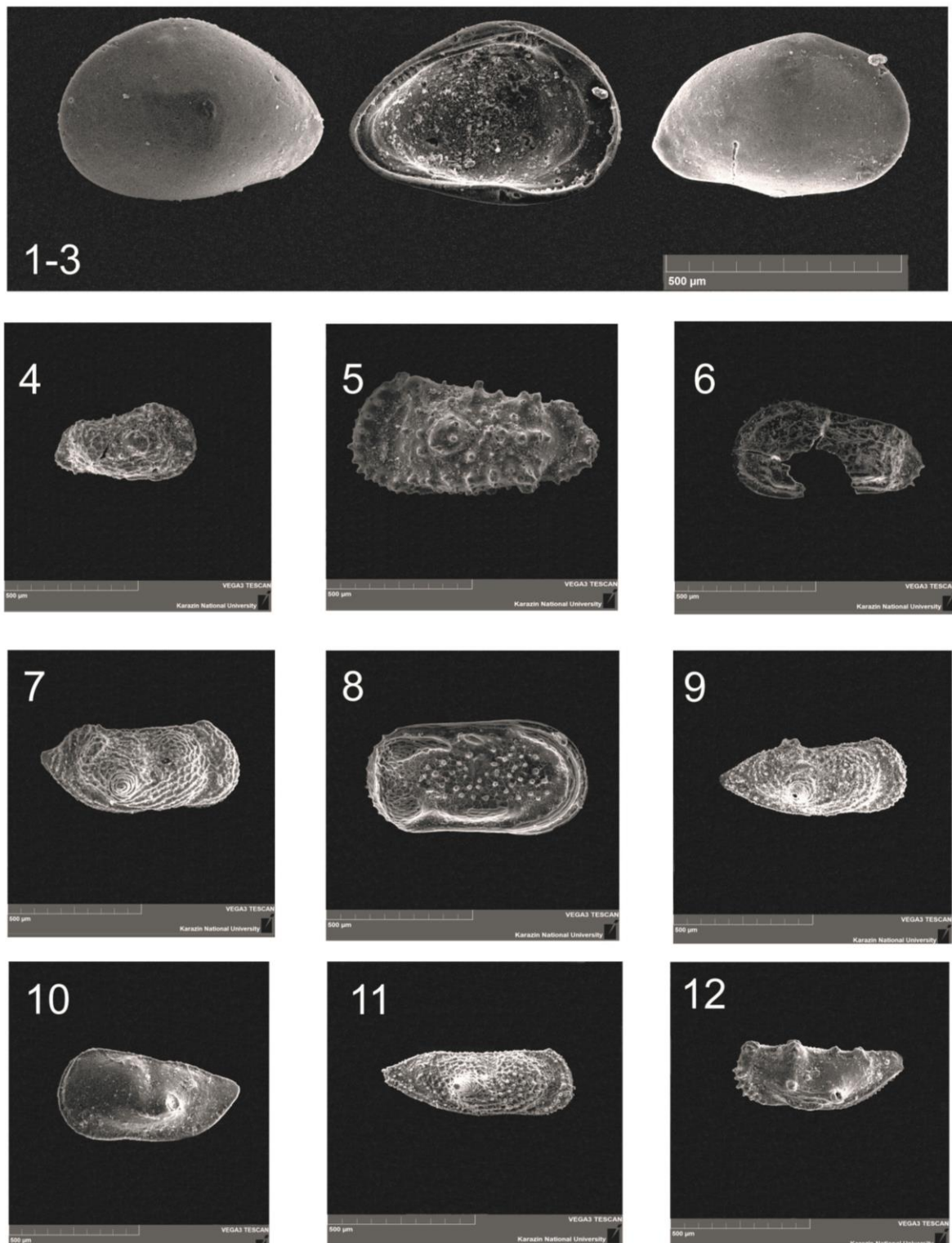
Форма черепашки та конструкція замка має схильність до підвищеної стійкості в умовах високої гідродинаміки. Представники роду *Xestoleberis* мають оптимальну екологічну валентність в умовах нижньої припливно-відпливної смуги. Вони також витримують зміну солоності, проте адаптовані до меншого рівня гідродинаміки. Таким чином, вони характерні для нижньої припливно-відпливної смуги. В досліджених зразках представники роду *Sheuleridea* зустрічаються в пригніченому стані разом з пригніченими *Xestoleberis*. Подібне сусідство пояснюється тим, що зустрінуті палеоекологічні умови фаціально характеризуються, як перехід від нижньої припливно-відпливної зони до середньої. Перехідні умови є пессимальними для обох таксонів, але не критичними для їх існування, що і обґрунтовує фаціальний перехід та пояснює пригніченість стану представників таксонів [5, 6].

Цікавим є поширення остракод роду *Cytheris*, які мають шиповану та комірчасту орнаментацию. Шиповані представники характерні для більш глибоководних умов, коли комірчасті – мілководних. Подібна градація характерна для кайнозойських остракод. Також в мілководному сеномані з літератури відомі виключно комірчасті *Cytheris*. В оброблених пробах з фіксацією описаних флуктуацій глибини басейну не спостерігаються зміни в оріктоценозі морфологічних варіацій *Cytheris*. Можна висунути припущення, що на даному історичному етапі було тільки закладено тенденцію на їх розділення із набуттям скульптурних адаптацій, які потім сепарувались. В часи їх існування, середовище було однаково оптимальним для обох морфологічних варіацій [2, 4, 5]. Слід зазначити, що подібна кореляція до остракод карбону може мати нижчу валідність, оскільки використання методу актуалізму для значно давніших карбонових комплексів остракод, оскільки на прикладі роду *Cytheris* чітко простежується зміна набору конвергентних ознак з плином часу. Однак, принцип конвергенції вказує, що за подібних умов існування організмів слід очікувати подібну морфологічну будову.



1. *Bairdoppilata pseudoseptrionalis*, ліва стулка; 2. *Cytheris ornatissima*, права стулка;
 3. *Pterygocythereis laticristata*, ліва стулка; 4. *Bythoceratina umbonatoides*, права стулка;
 5. *Golcocythere calkeri*, права стулка; 6. *Karasteneis nodifera nodifera*, права стулка;
 7. *Cytheris luzicensis*, права стулка; 8. *Trachyleberidea acutiloba*, ліва стулка;
 9. *Curfsina nuda*, ліва стулка; 10. *Xestoleberis bidentata*, права стулка;
 11. *Neocythere verbosa*, права стулка; 12. *Oerliella reticulata*, ліва стулка.

Рис. 2. Характерні види остракод дослідженого розрізу



1-3. *Sheuleridea langonensis*, ліва стулка, внутрішній вид, права стулка; 4. *Cytheris sp 1*, права стулка; 5. *Cytheris ornatissima*, ліва стулка; 6. *Patellacuthere parva*, ліва стулка; 7. *Bythoceratina sp.1*, права стулка; 8. *Cytherelloidea granulosa granulosa*, права стулка; 9. *Bythoceratina sp. 2*, права стулка; 10. *Bythoceratina sp. 3*, права стулка; 11. *Bythoceratina sp.4*, ліва стулка; 12. *Bythoceratina sp.4*, права стулка.

Рис. 3. Характерні види остракод дослідженого розрізу

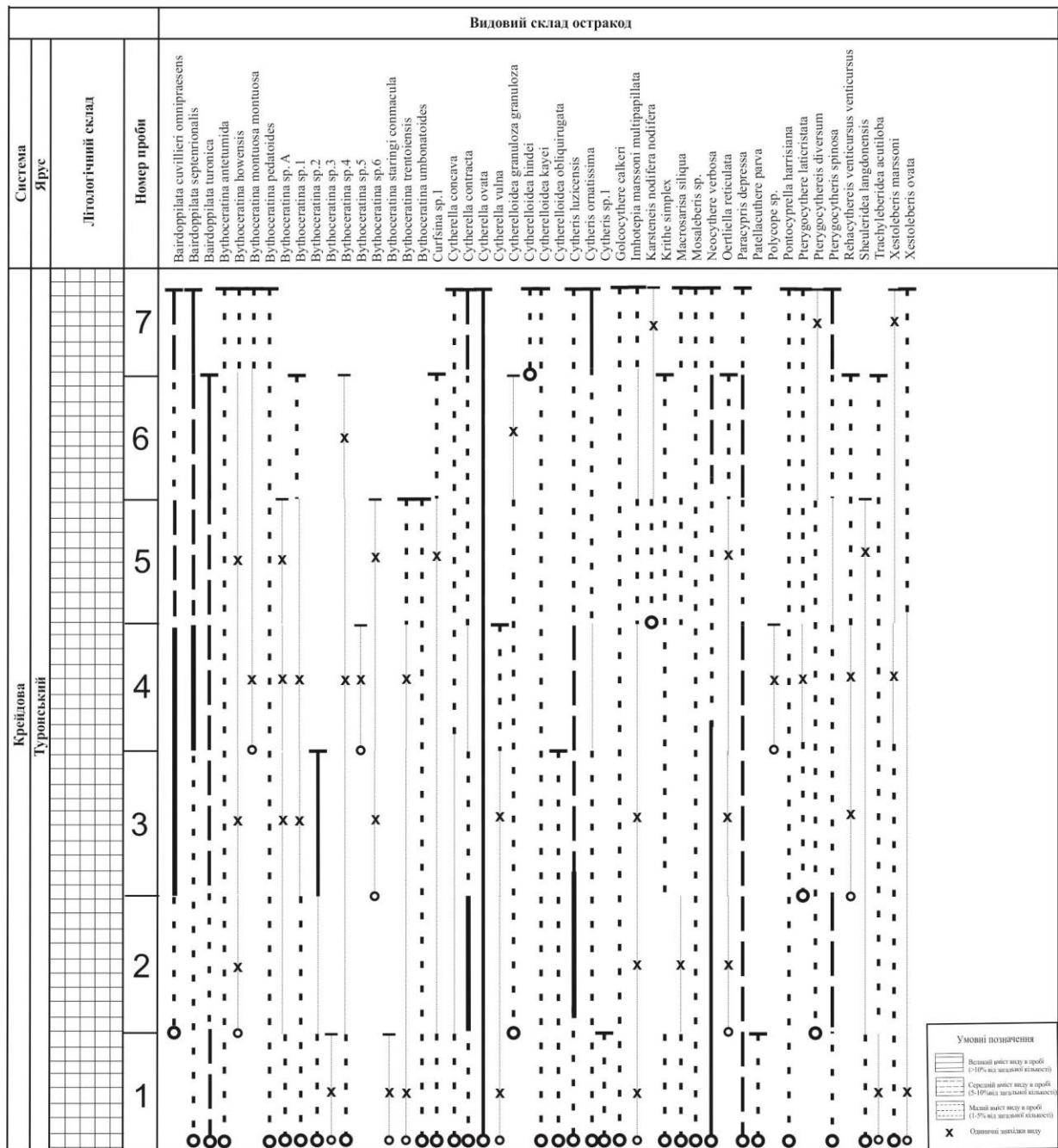


Рис. 4. Стратиграфічне положення фосилій у розрізі біля с. Підлісіє

Разом з ними в пробах є численні представники і інших таксонів, які в сучасних морях та океанах характерні для великих глибин, та ряд таксонів, які характерні для сучасної верхньої субліторалі. Це контраверсійне явище можна пояснити декількома шляхами. Відомо, що сучасний склад остракод та їх останній етап розвитку почався в середині крейди. З того часу йде розселення та еволюція таксонів із надбанням специфікацій та набуттям адаптацій. Вірогідно, що в крейді остракоди почали свої міграції у бік поглиблення океану, де були знайдені зараз. Інше вірогідне пояснення – фаціальні зони крейди були менш відокремленими та утворювали суцільні пластові покрови на невеликій глибині із незначними змінами субстрату басейну, проте були поширені на великих ділянках. Така конфігурація палеобасейну сприяла диференціації ореолів існування таксонів, що з часом привело до їх сучасного відокремлення та набуття спе-

цифікації зі збереженням морфологічних елементів пращурів, що і ускладнює актуалістичні інтерпретації. Данна гіпотеза частково підтверджує першу тезу як її вірогідний механізм. Остання гіпотеза пов'язана саме з морфологічною будовою, на основі якої будуються інтерпретації: на морфологію черепашки впливають більшою мірою саме придонні абіотичні фактори, а не глибина басейну. Одним з таких морфологічних елементів є очна пляма, яка збільшується з глибиною басейну для акумуляції світла. Проте, в пробах зафіксовано дрібні мілководні очні плями разом з типовими представниками глибоководної фауни за морфологією. Тобто глибоководна морфологія дозволяла виживати крейдовим остракодам на невеликих глибинах в сталому субстраті. Таким чином, запропоновані гіпотези не пояснюють сучасну біономічну диференціацію остракод, проте надають розуміння щодо шляху її формування. До цього слід додати, що з крейди і до сучасності осадові фації дрейфують від берегової лінії до океану. Подібне зміщення також є безпосереднім чинником адаптацій в описаних гіпотезах. Вказані гіпотези з певними поправками можуть бути інтерпольовані і на карбонові остракоди. Загалом, через значну відстань у часі, застосування методу актуалізму буде ускладнене порівняно з крейдовими відкладами, проте, основним методом встановлення фаціальної належності оріктоценозів буде залишатись пошук конвергентних ознак та виявлення причин їх розвитку.

Висновки.

В роботі було знайдено та проаналізовано оріктоценоз крейдових остракод. Велика кількість знахідок дозволяє стверджувати, що палеоекологічні висновки є валідними. Було виявлено ряд неточностей в сучасному баченні палеоекології остракод та запропоновано ряд пояснень причин подібних явищ. Встановлено, що за співвідношенням представників родів *Sheuleridea* та *Xestoleberis* можливо розділяти умови нижньої та середньо-верхньої припливно-відпливної зони. В межах вказаних зон стало можливим обґрунтування розширення екологічної валентності інших знайдених остракод. Також було спростовано тезу щодо чіткого розподілення остракод *Cytheris* за варіаціями мезоскульптури по фаціальних умовах існування. Закладено основу методики внесення поправок до методу актуалізму для його використання при аналізі більш давніх (в т.ч. карбонових) остракодових комплексів.

Список літератури

1. Коцюбинский С.П. Зональное деление верхнего турона и коньяка Вольно-Подольской плиты [Текст] / С.П. Коцюбинский, В.А. Гында // Палеонтол. сб. – 1966. – Вып. 2. – № 3. – С. 124-127.
2. *Szczuchura J.* Cytheracea (Ostracoda) from the Uppermost Cretaceous and Lowermost Tertiary of Poland [Текст] / *J. Szczuchura* // Acta Palaeontol. Pol. – 1965 –V. 10, № 4. –Р. 451-564.
3. Розумейко С.В. До мікропалеонтологічної характеристики турон-коньякських відкладів околиць м. Кременеця [Текст] / С.В. Розумейко // Доповіді АН УРСР. Сер. Б. – 1969. – № 3. – С. 216-218.
4. Діденко Ю.В. Остракоди верхньокрейдових відкладів Волино-Поділля [Текст]: автореф. дис. канд. геол.-мін. наук: 04.00.09 / Ю.В. Діденко; Ін-т геологічних наук НАН України. – Київ, 2005. – 14 с.
5. Андреев Ю.Н. Меловые остракоды Средней Азии [Текст]: автореф. дис. докт. геол.-мін. наук: спец. 04.00.09 / Ю.Н. Андреев; Геологический факультет МГУ им. Ломоносова. – Москва, 1988. – 38 с.
6. Николаева И.А. Практическое руководство по микрофуне. Т. 7. Остракоды мезозоя [Текст] / И.А. Николаева, И.Ю. Неуструева, Ю.Н. Андреев и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 1999. – 432 с.

Надійшла до редакції 27.07.23

УДК 519.6:552.5

О.О. Булах
(УкрНДІгаз)

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ПОРІД БАШКІРСЬКОГО ТА СЕРПУХОВСЬКОГО ЯРУСІВ СВЕРДЛОВИНИ № 500 ЯБЛУНІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА ПЕТРОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ

Дана стаття присвячена дослідженню Яблунівського родовища, яке є одним з найбільш виснажених серед родовищ АТ «Укргазвидобування». Однак, родовище використовується для виконання програми щодо модернізації та інтенсифікації видобутку. Основна мета дослідження полягає у створенні математичної моделі порід башкірського та серпухівського ярусів на основі петрографічних даних свердловини № 500 Яблунівського родовища. Гірські породи цих ярусів є об'єктом дослідження. Аналізуються щільнісні, фільтраційно-ємнісні параметри зразків гірських порід, їх карбонатність відповідно до глибинного інтервалу башкірського та серпухівського ярусів Яблунівського родовища. Результати дослідження можуть бути корисними для подальшої модернізації та оптимізації видобутку газу у Яблунівському родовищі.

This article is devoted to the study of the Yablunivske field, which is one of the most depleted fields of JSC Ukrgasvydobuvannya. However, the field is used to implement the program for modernization and intensification of production. The main objective of the study is to create a mathematical model of rocks of the Bashkir and Serpukhiv stages based on petrographic data from well №500 of the Yablunivske field. The rocks of these layers encountered in well №500 are the object of study. Density, filtration and capacitance parameters of rock samples, their carbonation according to the depth interval of the Bashkirian and Serpukhivian strata of the Yablunivske field are analyzed. The results of the study may be useful for further modernization and optimization of gas production in the Yablunivske field.

Яблунівське газоконденсатне родовище було відкрите в 1977 року в межах Лохвицького району Полтавської області.

Яблунівська структура є частиною Яблунівського підняття. На регіональному масштабі ця територія є північно-західною частиною Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) в межах південного схилу Жданівської депресії, між південною прибортовою та приосьовою зонами.

У геоморфологічному відношенні описувана територія є частиною Придніпровської пластово-аккумулятивної рівнини, де пласкі степові вододіли, що розділені широкими та глибокими долинами є основою рельєфу. Абсолютні відмітки рельєфу знаходяться в межах 95-170 м.

Територію перетинає річка Сула, що разом з її притоками, р. Лохвиця та Суха Солонця, утворюють гідрографічну мережу цієї ділянки місцевості.

Це нафтогазоконденсатне родовище належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, Східний нафтогазоносний регіон України.

Структура є брахіантиклинально північно-західного простягання, ускладнена скидами. Перший промисловий приплив газу одержано в 1977 р. з інтервалу 5011-5101 м. Скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими, масивно-пластовими, склепінчастими, тектонічно екранованими і частково літологічно обмеженими пастками.

У геологічному відношенні Яблунівське родовище представляють породи палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, що залягають на поверхні докембрійського кристалічного фундаменту.

Серед проаналізованих порід автором у цій роботі були представлені:

- Серпухівський ярус (С_{1s}) складений в нижній частині непроникними аргілітами та алевролітами, у верхній – алевролітами, пісовиками з прошарками вапняків. Горизонт С-8 є продуктивним. Товщина варіюється від 100 до 250 м.

- Башкирський ярус (С_{2b}) складений перешаруваннями пісковиків з аргілітами та алевролітами. Горизонти Б-5, Б-6 та Б-10 є продуктивними. Загальна товщина ярусу коливається від 80 до 360 м.

Розвідувальна свердловина № 500 пробурена в 2001-2002 роках з метою дорозвідки відкладів середнього карбону у припіднятій частині блоку свердловин 13-17, на відстані 570 м на схід від свердловини 13. Проектна глибина свердловини 3750 м, проектний горизонт – С_{2b}, Б-11. Фактична глибина свердловини становить 3750 м, вибій знаходиться у відкладах серпухівського ярусу нижнього карбону.

Також при її бурінні відкрито новий поклад у відкладах верхньосерпухівського під'ярусу продуктивний горизонт С-8, де після його розкриття в інтервалі 3684-3691 м, отриманий приплив нафти дебітом 86 м³/добу на штуцері 6 мм. Поклад приурочений до найбільш припіднятої частини блоку свердловини 13 і екранується тектонічним порушенням з південного заходу за підняттям пластів. Колекторами нафти є пісковики з пористістю 8-20 %, ефективна товщина в середньому складає 2,5 м.

Усього у розрізі свердловини за даними ГДС виділено 7 нафтонасичених, 4 газонасичених та 3 умовно нафтонасичених пласти.

В ході виконання роботи було виконано аналіз петрофізичних, фільтраційно-ємнісних параметрів та карбонатності зразків гірських порід башкирського та серпухівського ярусів свердловини № 500 Яблунівського родовища.

Об'ємна густина – це відношення маси гірської породи до її об'єму (відношення маси твердої, рідкої, газоподібної фаз до його об'єму). Вимірюється в кг/м³.

Мінеральна густина – це відношення маси твердої фази гірської породи до чистого об'єму твердої фази, позбавленого порожнеч розміром >10⁻⁴ мм. Вимірюється в кг/м³.

Пористість - це властивість породи утримувати не заповнені твердою фазою об'єми всередині її самої.

Коефіцієнт відкритої пористості – відношення об'єму з'єднаних між собою та атмосферою порожнеч до об'єму породи [1]. Виражається у %.

$$K_{\text{пор}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{породи}}} = \frac{V_{\text{породи}} - V_{\text{матриксу}}}{V_{\text{породи}}} = \frac{V_{\text{породи}} - \left(\frac{W_{\text{суха}}}{\rho_{\text{матриксу}}} \right)}{V_{\text{породи}}}, \quad (1)$$

де: $V_{\text{пор}}$ – об'єм пор;

$V_{\text{породи}}$ – загальний об'єм породи;

$V_{\text{матриксу}}$ – об'єм твердих частинок, що утворюють скелет породи;

$W_{\text{суха}}$ – загальна вага сухої породи;

$\rho_{\text{матриксу}}$ – середня щільність мінералів скелету.

Проникність – це властивість проводити (фільтрувати через себе) рідини, газу і їх суміші за наявності градієнту тиску.

Коефіцієнт проникності відповідає проникності пористого середовища, в якому при фільтрації через куб об'ємом 1 м³ за перепад тиску 1 Па витрати рідини в'язкістю 1 Па становитимуть 1 м³. Виражається у м². Характеризує зміну розходу газу (або однокомпонентної рідини) в різних породах при заданих перетині, градієнті тиску і в'язкості. Для його визначення застосовується лінійний закон фільтрації Дарсі [2].

$$\frac{Q}{F} = K_{\text{пр}} \frac{1}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (2)$$

де: Q – кількість сухого газу або однорідної однокомпонентної рідини;

F – перетин порожнечі;

μ – динамічна в'язкість речовини, що фільтрується;

ΔP – градієнт пустот;

ΔL – довжина фільтруючого пористого середовища.

Важливим показником є коефіцієнт анізотропії проникності [3], що допомагає визначити ступінь неоднорідності породи за різними напрямками фільтрації:

$$I_A = \frac{K_{\text{пр.гор.}}}{K_{\text{пр.верт.}}} \quad (3)$$

Залежно від пропорції глинистої і карбонатної компонент цементу породи пластоколектор може краще чи гірше розмиватися при фільтраційних процесах, що може привести до збільшення корисної ємності породи. Врахування такого параметру, як карбонатність порід, надає можливість підвищувати достовірність висновків про проникність порід, їх фільтраційну здатність, що буде впливати й на пористість [2].

За отриманими даними по свердловині № 500 Яблунівського родовища автором була виконана компіляція результатів лабораторних досліджень, в результаті якої отримано зведену Excel-таблицю. Після виконання даного етапу виконано розподіл даних за літологічними групами. Для цього було визначено такі групи порід: уламкові, теригенно-глинисті та карбонатні. До групи уламкових порід віднесено дані для пісковиків. До групи теригенно-глинистих порід включено дані по алевролітам та аргілітам. До групи карбонатних порід віднесено результати досліджень для вапняків, доломітів та мергелів. Даний крок зумовлено тим, що об'єм даних по кожних із вказаних порід є різним. В отриманих даних найбільшу кількість мають пісковики, а найменшу – вапняки, доломіти та мергелі. Таке об'єднання за групами порід дозволило отримати більшу вибірку для статистичного аналізу. Проведення статистичного аналізу виконувалося для кожного параметру за даними по зразках до екстрагування та за даними після екстрагування.

Досліджуючи розподіл параметрів зразків гірських порід уламкового типу отримано наступні результати.

За даними по об'ємній густині зразків пісковиків до екстрагування визначено, що кількість значень по об'ємній густині складає 40 та змінюються від 2,06 до $2,64 \cdot 10^3$ кг/м³. За даними по об'ємній густині зразків пісковиків після екстрагування визначено, що кількість значень по об'ємній густині складає 172 та змінюються від 2 до $2,59 \cdot 10^3$ кг/м³. При аналізі даних встановлено, що процес екстрагування призвів до зменшення густини, можемо спостерігати зменшення значень мінімального та максимального значення після екстрагування. Це говорить про те, що внаслідок цього процесу були витіснені з пустотного простору порід зайві речовини, що впливали на результати досліджень.

За даними по мінеральній густині зразків пісковиків до екстрагування визначено, що кількість значень по мінеральній густині складає 38 та варіюються від 2,46 до $2,69 \cdot 10^3$ кг/м³. За даними по мінеральній густині зразків пісковиків після екстрагування визначено, що кількість значень по мінеральній густині складає 171 та змінюються від 2,59 до $2,74 \cdot 10^3$ кг/м³. При аналізі даних встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення густини, можемо спостерігати збільшення значень мінімального та максимального значення після екстрагування. Це говорить про те, що внаслідок цього процесу були витіснені з пустотного простору порід зайві речовини, що впливали на результати досліджень. Після цього залишився лише матеріал, що створює скелет породи.

За даними щодо пористості зразків пісковиків до екстрагування визначено, що кількість значень по пористості складає 37 та варіюють від 1,3 до 10,5 %. Представлені зразки є низькопористими (<10 %) і лише один зразок незначно мірою виходить за цю межу із значенням пористості 10,5%. За даними по пористості зразків пісковиків після екстрагування визначено, що кількість значень по пористості складає 156 та змінюються від 1 до 15,9 %. Близько третини зразків є низькопористими (<10 %), дві третини інших зразків мають більші значення. При аналізі даних пористості пісковиків встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення максимального значення пористості зразків, що говорить про вивільнення додаткового пустотного простору в результаті цього процесу.

За даними по проникності зразків пісковиків до екстрагування визначено, що кількість значень по проникності складає 36 та змінюються від 0,14 до $81,81 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Всі зразки є проникними, більша частина з них є слабопроникними, але в окремих випадках мають дуже високі значення. За даними по проникності зразків пісковиків після екстрагування визначено, що кількість значень по проникності складає 156 та змінюються від 0,08 до $95,74 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Значна частина зразків є слабопроникними. В окремих випадках вони характеризуються високими значеннями. При аналізі даних проникності пісковиків встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення максимального значення проникності. Як вказувалося в аналізі даних пористості пісковиків вище, за рахунок збільшення пустотного простору зразків порід зросли й значення проникності для цих зразків.

За даними по карбонатності зразків пісковиків до екстрагування визначено, що кількість значень по карбонатності складає 31 та змінюються від 1,2 до 4,7 %. За даними по карбонатності зразків пісковиків після екстрагування визначено, що кількість значень по карбонатності складає 78 та варіюють від 1,2 до 5 %. В результаті аналізу даних карбонатності пісковиків встановлено, що процес екстрагування привів до незначного збільшення максимального значення карбонатності зразків порід. Це говорить про те, що процес екстрагування допоміг винести з породи не карбонатні домішки, що вміщувалися в карбонатній частині зразків.

Досліджуючи розподіл параметрів зразків гірських порід теригенно-глинистого типу отримано наступні результати.

За даними по об'ємній густині зразків алевритів та алевролітів до екстрагування визначено, що кількість значень по об'ємній густині складає 16 та змінюються від 2,45 до $2,64 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. За даними по об'ємній густині зразків алевритів та алевролітів після екстрагування визначено, що кількість значень по об'ємній густині складає 38 та змінюються від 2,4 до $2,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. При аналізі даних об'ємної густини алевролітів та аргілітів встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення максимальних значень густини, що говорить про те, що внаслідок цього процесу були витіснені з пустотного простору порід зайві речовини, що впливали на результати досліджень.

За даними по мінеральній густині зразків алевритів та алевролітів до екстрагування визначено, що кількість значень по мінеральній густині складає 16 та змінюються від 2,49 до $2,75 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. За даними по мінеральній густині зразків алевритів та алевролітів після екстрагування визначено, що кількість значень по мінеральній густині складає 38 та варіюють від 2,49 до $2,93 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. При аналізі даних встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення мінеральної густини, можемо спостерігати збільшення значень мінімального та максимального значення після екстрагування. Це говорить про те, що внаслідок цього процесу були витіснені з пустотного простору порід зайві речовини, що впливали на результати досліджень. Після цього залишився лише матеріал, що створює скелет породи.

За даними по пористості зразків алевритів та алевролітів до екстрагування визначено, що кількість значень по пористості складає 15 та змінюються від 0,4 до 3,1 %. За даними по пористості зразків алевритів та алевролітів після екстрагування визначено, що кількість значень по пористості складає 35 та змінюються від 0,4 до 3,7 %. Породи й після екстрагування залишилися низькопористими. При аналізі даних пористості аргілітів та алевролітів встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення максимального значення пористості зразків, що говорить про вивільнення додаткового пустотного простору в результаті цього процесу.

За даними по проникності зразків алевритів та алевролітів до екстрагування визначено, що кількість значень по проникності складає 6 та варіюються від 0,45 до $12,92 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. За даними по проникності зразків алевритів та алевролітів після екстрагування визначено, що кількість значень по проникності складає 6 та змінюються від 0,98 до $18,81 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. За даними розподілу зразки є проникними, але менше, відносно попередніх груп порід. При аналізі даних проникності алевритів та алевролітів встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення максимального значення проникності. Як вказувалося в аналізі даних пористості пісковиків вище, за рахунок збільшення пустотного простору зразків порід зросли й значення проникності для цих зразків.

За даними по карбонатності зразків алевритів та алевролітів до екстрагування визначено, що кількість значень по карбонатності складає 15 та змінюються від 0,8 до 4,8 %. За даними

по карбонатності зразків алевритів та алевролітів після екстрагування визначено, що кількість значень по карбонатності складає 34 та змінюються від 0,4 до 4,8 %. В результаті аналізу даних карбонатності алевритів та алевролітів встановлено, що процес екстрагування привів до незначного зменшення мінімального значення карбонатності зразків порід. Це говорить про те, що процес екстрагування допоміг винести з породи не карбонатні домішки, що вміщувалися в карбонатній частині зразків.

Досліджуючи розподіл параметрів зразків гірських порід карбонатного типу отримано наступні результати.

За даними по об'ємній густині зразків вапняків, доломітів та мергелів до екстрагування визначено, що кількість значень по об'ємній густині складає 6 та простягається від 2,59 до $3,29 \cdot 10^3$ кг/м³. За даними по об'ємній густині зразків вапняків, доломітів та мергелів після екстрагування визначено, що кількість значень по об'ємній густині складає 7 та змінюються від 2,55 до $3,29 \cdot 10^3$ кг/м³. При аналізі даних об'ємної густини вапняків, доломітів та мергелів встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення мінімальних значень густини, що говорить про те, що внаслідок цього процесу були витіснені з пустотного простору порід зайві речовини, що впливали на результати досліджень. В той же момент максимальні значення залишилися без змін.

За даними по мінеральній густині зразків вапняків, доломітів та мергелів до екстрагування визначено, що кількість значень по мінеральній густині складає 6 та варіюють від 2,63 до $3,35 \cdot 10^3$ кг/м³. За даними по мінеральній густині зразків вапняків, доломітів та мергелів після екстрагування визначено, що кількість значень по мінеральній густині складає 7 та змінюється від 2,63 до $3,35 \cdot 10^3$ кг/м³. При аналізі даних встановлено, що процес екстрагування не привів до змін мінімальних та максимальних значень. Це говорить про те, що скелет породи не був обтяжений додатковими речовинами, що могли вплинути на результати досліджень.

За даними по пористості зразків вапняків, доломітів та мергелів до екстрагування визначено, що кількість значень по пористості складає 6 та змінюється від 0,9 до 1,9 %. За даними по пористості зразків вапняків, доломітів та мергелів після екстрагування визначено, що кількість значень по пористості складає 7 та змінюється від 1,3 до 3,7 %. При аналізі даних пористості вапняків, доломітів та мергелів встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення максимального значення пористості зразків, що говорить про вивільнення додаткового пустотного простору в результаті цього процесу.

За даними по проникності зразків вапняків, доломітів та мергелів до екстрагування не виконано статистичних розрахунків та побудов, оскільки вибірка даних є замалою для виконання цього завдання.

За даними по проникності зразків вапняків, доломітів та мергелів після екстрагування визначено, що кількість значень по проникності складає 3 та змінюється від 0,03 до $0,65 \cdot 10^{-15}$ м². Аналіз даних проникності вапняків, доломітів та мергелів до та після екстрагування неможливо виконати, оскільки відсутній аналіз даних цих зразків до екстрагування з причини відсутності достатньої кількості даних для вибірки.

За даними по карбонатності зразків вапняків, доломітів та мергелів до екстрагування визначено, що кількість значень по карбонатності складає 6 та змінюється від 50,3 до 99 %. За даними по карбонатності зразків вапняків, доломітів та мергелів після екстрагування визначено, що кількість значень по карбонатності складає 4 та змінюється від 50,3 до 99 %. В результаті аналізу даних карбонатності вапняків, доломітів та мергелів встановлено, що процес екстрагування привів до збільшення кількості зразків порід з максимальними значеннями карбонатності. Це говорить про те, що процес екстрагування допоміг винести з породи некарбонатні домішки, що вміщувалися в карбонатній частині зразків.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності об'ємної густини від мінеральної густини для зразків пісковиків до екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує пряма залежність між мінеральною та об'ємною густиною. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,75$, що дозволяє сказати про доволі тісну кореляційну залежність об'ємної густини від зміни мінеральної густини. У результаті аналізу автором виконано побудову графіку (рис. а) та встановлено кореляційне рівняння: $\rho_{об} = -3,363 \cdot \rho_{мін}^2 + 19,1 \cdot \rho_{мін} - 24,469$.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності об'ємної густини від мінеральної густини для зразків пісковиків після екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує пряма залежність між мінеральною та об'ємною густиною. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,36$, що дозволяє сказати про нестійку кореляційну залежність об'ємної густини від зміни мінеральної густини. У результаті аналізу автором встановлено кореляційне рівняння: $\rho_{об} = -12,411 \cdot \rho_{мін}^2 + 67,695 \cdot \rho_{мін} - 89,845$.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності об'ємної густини від пористості для зразків пісковиків до екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує обернена залежність між пористістю та об'ємною густиною. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,925$, що дозволяє сказати про тісну кореляційну залежність об'ємної густини від зміни пористості. У результаті аналізу автором виконано побудову графіку (рис. б) та встановлено кореляційне рівняння: $\rho_{об} = -0,0002 \cdot K_{п}^2 - 0,0402 \cdot K_{п} + 2,6774$.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності об'ємної густини від пористості для зразків пісковиків після екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує обернена залежність між пористістю та об'ємною густиною. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,93$, що дозволяє сказати про тісну кореляційну залежність об'ємної густини від зміни пористості. У результаті аналізу автором виконано побудову графіку (рис. в) та встановлено кореляційне рівняння: $\rho_{об} = -0,0002 \cdot K_{п}^2 - 0,0265 \cdot K_{п} + 2,6527$.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності проникності від пористості для зразків пісковиків до екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує пряма залежність між пористістю та проникністю. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,78$, що дозволяє сказати про доволі тісну кореляційну залежність проникності від зміни пористості. У результаті аналізу автором виконано побудову графіку (рис. г) та встановлено кореляційне рівняння: $K_{пр} = 1,2837 \cdot K_{п}^2 - 6,2549 \cdot K_{п} + 14,941$.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності проникності від пористості для зразків пісковиків після екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує пряма залежність між пористістю та проникністю. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,696$, що дозволяє сказати про доволі тісну кореляційну залежність проникності від зміни пористості. У результаті аналізу автором встановлено кореляційне рівняння: $K_{пр} = 1,2837 \cdot e^{0,5347 \cdot K_{п}}$.

Аналізуючи отримані результати після створення залежності горизонтальної проникності від вертикальної проникності для зразків пісковиків після екстрагування можна сказати, що для цієї групи порід за таких умов існує пряма залежність між двома напрямками проникності. У дослідженій вибірці для даної залежності коефіцієнт кореляції $R^2 = 0,378$, що дозволяє сказати про не стійку кореляційну залежність горизонтальної проникності від вертикальної проникності. Причиною цього є те, що у вибірці для цієї залежності включені дані різних порід. У результаті аналізу автором встановлено кореляційне рівняння: $K_{пр,г} = -0,0048 \cdot K_{п}^2 - 0,2945 \cdot K_{пр,в} + 0,4258$.

Також автором проведені розрахунки із знаходження коефіцієнту фільтраційної анізотропії. Визначено, що значення змінюються в межах від 0,013 до 2,197 умовних одиниць. Серед проаналізованих значень лише для одного зразку коефіцієнт фільтраційної анізотропії приймає значення більше 1, тобто горизонтальна проникність є більшою за вертикальну. Для всіх інших зразків цей коефіцієнт приймає значення менше 1, вертикальна проникність є більшою в порівнянні з горизонтальною.

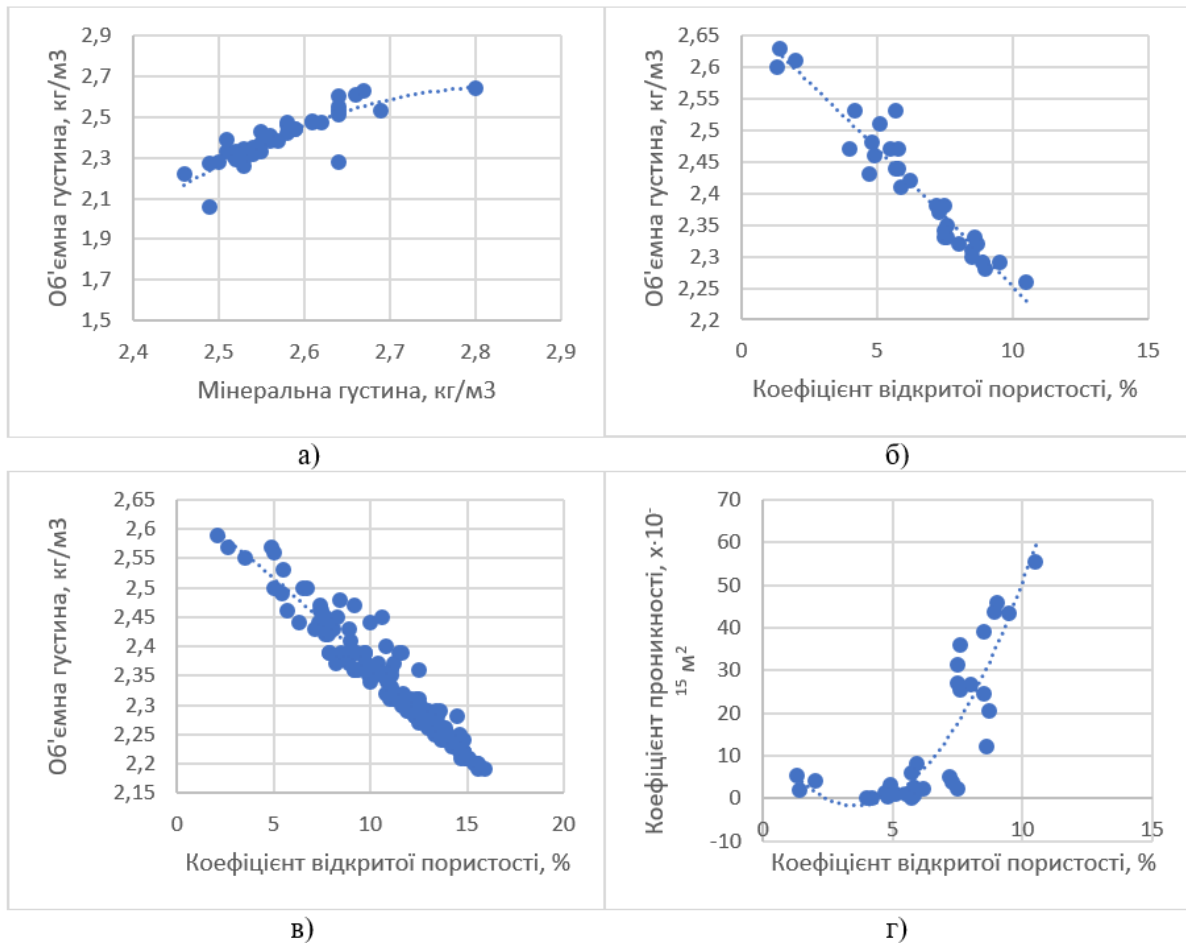


Рис. Графіки залежностей розглянутих основних петрофізичних параметрів

В процесі виконання статистичного аналізу було встановлено кореляційні зв'язки. Не всі з них є тісними. Встановлено тісну та пряму залежність об'ємної густини від змін мінеральної густини порід усіх трьох літологічних груп. Для групи уламкових порід, тобто пісковиків, встановлено тісну ($R^2 = 0,925$ до екстрагування та $R^2 = 0,93$ після) залежність об'ємної густини від зміни пористості та тісну ($R^2 = 0,78$ до екстрагування та $R^2 = 0,696$ після) залежність проникності від зміни пористості. Для всіх вказаних залежностей отримано рівняння, що їх характеризує, за допомогою яких стає можливим створення узагальненої математичної моделі для порід Яблунівського родовища, а саме:

1. $\rho_{об} = -3,363 \cdot \rho_{мін}^2 + 19,1 \cdot \rho_{мін} - 24,469$ з $R^2 = 0,75$;
2. $\rho_{об} = -0,0002 \cdot K_{п}^2 - 0,0402 \cdot K_{п} + 2,6774$ з $R^2 = 0,925$;
3. $\rho_{об} = -0,0002 \cdot K_{п}^2 - 0,0265 \cdot K_{п} + 2,6527$ з $R^2 = 0,93$;
4. $K_{пр} = 1,2837 \cdot K_{п}^2 - 6,2549 \cdot K_{п} + 14,941$ з $R^2 = 0,78$;
5. $K_{пр} = 1,2837 \cdot e^{0,5347 \cdot K_{п}}$ з $R^2 = 0,696$.

Отримані рівняння можуть бути використані для розрахунку значень об'ємної, мінеральної густини, коефіцієнтів пористості та проникності для порід башкірського та серпухівського ярусів Яблунівського родовища.

З огляду на те, що в у досліджуваній вибірці були представлені дані з різних продуктивних горизонтів, з чого може слідувати, що породи мають різну структуру порового простору, утворювалися у різних фаціальних умовах та досягли різних стадій діагенезу. Оцінюючи ці фактори, в подальшому доцільно провести дослідження та аналіз даних по кожному з продуктивних горизонтів більш детально.

Список літератури

1. Безродна І.М. Петрофізика [Текст] / І.М. Безродна, А.П. Гожик. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2018. – 256 с.

2. Добрынин В.М. Петрофізика (Фізика горних порід) [Текст] / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 268 с.

3. Безродна І.М. Аналіз анізотропії фільтраційних та електричних властивостей теригенних порід-колекторів (на прикладі родовищ приосьової зони ДДЗ) [Текст] / І.М. Безродна, В.В. Антонюк, О.В. Олійник // Вісник Харківського національного університету ім. В.Н. Каразіна. – 2019. – № 51. – С. 41-51.

Надійшла до редакції 10.08.23

УДК 622.1

Я.В. Лукін
(УкрНДГаз)

ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ЕЛЕКТРОННО-МІКРОСКОПІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ В ГЕОЛОГІЇ НА ПРИКЛАДІ КОЛЕКТОРІВ ГЛИБОКОЗАЛЯГАЮЧИХ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ БЕРЕЗІВСЬКОГО ГКР

Сучасне положення нафтогазовидобувного комплексу України з напрямом на активні пошуки і розвідку нових покладів та дорозробку вже давно відкритих родовищ вуглеводнів потребує залучення все більшого спектру методів аналізу геологічних даних. Одним з таких методів є дослідження зразків керна матеріалу за допомогою растрової електронної мікроскопії.

Одним з перспективних напрямів сучасної нафтогазової розвідки в Дніпровсько-Донецькій западині є пошук продуктивних вторинних колекторів на глибинах нижче 4500 км. Для пошуку продуктивних горизонтів на таких глибинах потрібно досліджувати сучасними методами вже успішні об'єкти нафтогазової промисловості. В статті представлені дослідження зразків керна зі свердловин Березівського ГКР. Растрова електронна мікроскопія надає багато переваг для досліджень походження колекторів, їх літолого-епігенетичні зміни, задля визначення перспективи газоносності таких об'єктів та запобігання негативних чинників при їх розробці. Об'ємне сканування зразку в електронному мікроскопі надає можливість досліджувати матрицю породи, аналізувати морфологію порових каналів, а в комбінації з рентгеноспектральним зондуванням надає змогу наближено визначати хімічний склад мінералів, що в поєднанні з деякими фізико-механічними ознаками дозволяє точно визначити мінерал.

The current situation of the oil and gas production complex of Ukraine with a focus on active search and exploration of new deposits, and further development of long-discovered hydrocarbon deposits requires the involvement of an ever-increasing range of geological data analysis methods. One of these methods is the researching samples of core material using scanning electron microscopy.

One of the promising directions of modern oil and gas exploration in the Dnipro-Donetsk Basin is the search for productive secondary reservoirs at depths below 4,500 km. In order to search for productive horizons at such depths, it is necessary to investigate the already successful objects of the

oil and gas industry using modern methods. For example, this article presents core samples from the Berezhivsky GCF. Raster electron microscopy provides many advantages for researching the origin of reservoirs, their lithologic-epigenetic changes, for determining the prospects of gas bearing of such objects, and preventing negative factors during their development. Volumetric scanning of a sample in an electron microscope makes it possible to study the rock matrix, analyze the morphology of pore channels, and in combination with X-ray spectral probing, it makes it possible to roughly determine the chemical composition of minerals, which, in combination with some physical and mechanical characteristics, allows you to accurately identify the mineral.

Вступ. Основні стратегічні напрямки освоєння вуглеводнево-газового потенціалу земних надр пов'язані з великими глибинами, рифогенно-карбонатними комплексами, а також з нетрадиційними джерелами (сланцевий і центральнобасейновий газ). Для кожного з них ключовою є проблема прогнозу колекторів та впливу їх структурних, петрофізичних, а також фізико-хімічних (змочуваність водою або нафтою чи конденсатом стінок пор, каверн і тріщин) властивостей на ефективність видобування вуглеводнів. Це в першу чергу стосується глибокозатурених нафтогазоносних комплексів. Даний напрямок має особливе значення для України.

Глибоке (4,5-6,5 км) буріння в період з кінця 60-х до кінця 80-х років минулого століття, зосереджене переважно в центральній частині ДДЗ, забезпечило великий приріст запасів та різко збільшило об'єми видобутку (до 50-70 млрд м³) природного газу. Тут у вказаному інтервалі глибин було відкрито 96 газоконденсатних, газових, а також гетерофазних і нафтових родовищ. З них 13 родовищ, що включають більше 100 переважно газоконденсатних покладів, – на глибинах понад 5 км [1]. Максимальні дебіти газу з глибокозалягаючих продуктивних горизонтів були отримані на Сахалінському нафтогазоконденсатному (св. 14, 4755-4780 м, горизонт В-22-В-21, 2722 тис. м³/добу), Валюхівському газоконденсатному (св. 1, 5393-5337 м, горизонт Т-1, 2240 тис. м³/добу, горизонт В-26, 1968 тис. м³/добу), Рудівському газоконденсатному (св. 1, 5750-5790 м, горизонт Т-1, 1021 тис. м³/добу), а також Котелевському, Березівському та інших родовищах. Найбільші глибини отриманих промислових припливів газу і конденсату, що перевищують 6-6,5 км, встановлені на Перевозівському, Семиренківському, Комишнянському газоконденсатних родовищах.

Мета роботи – охарактеризувати відмінності різних типів колекторів, їх літолого-епігенетичні зміни; описати характерні особливості вторинних колекторів, які можуть ускладнювати розробку продуктивних горизонтів, на прикладі зразків керна Березівського ГКР.

Промислова нафтогазоносність центрального сегменту ДДЗ пов'язана з нижньокам'яновугільними, переважно теригенними, а також карбонатними вторинними колекторами. Отримані при цьому геолого-геофізичні, літологічні, гідрогеологічні, вуглеводнево-фазово-геохімічні дані дозволили відкрити низку нових явищ, що супутні нафтидогенезу і формуванню вуглеводневих (переважно газоконденсатних і газових) скупчень на великих глибинах. В основному це мономінеральні кварцові (зрідка польвошпат-кварцові і граувако-кварцові) пісковики різної фаціальної приналежності. У верхньому серпухові і верхньому візе це переважно прибрежно- і мілководноморські, підводно-дельтові і донно-течієві, а в нижньому серпухові, нижньому візе і турне – алювіально-дельтові і авандельтові відклади [2]. До їх первісних седиментологічних ознак відносяться: текстурне різноманіття, широкий гранулометричний діапазон (від гравелітів до алевролітів і ритмітів) та переважно кварцовий склад (з підвищеним вмістом у важкій фракції циркону і мінералів титану- рутилу, анатазу, ільменіту). Їх первинна міжзернова пористість майже цілком редукована в наслідок катагенетичного ущільнення в інтервалі градацій МК₁ – МК₅ (за відбиваючою здатністю включень вітриніту та за кольоровим індексом спор). Міжзернові контакти з точкових і локальних в первиннопорових пісковиках трансформувалися в конформні міжзернові контакти, що разом з регенераційним кварцовим цементом обумовило формування кварцитоподібної структури. Разом з тим, завдяки тектоно-геодинамічним (тектонічні напруги, зсувні деформації тощо) і флюїодинамічним (висхідні потоки ендегенних флюїдів) факторам вони піддалися різноманітним накладено-епігенетичним процесам розущільнення, що спостерігаються як при макроскопічному, так і при мікроскопічному вивченні керна. Це проявляється в різноманітній відкритій тріщинуватості і кавернознос-

ті, наявності стилізованих швів природного гідророзриву та в різних формах саморуйнування керна (розпад його на тонкі диски тощо).

Головна відмінність вторинних колекторів від первинних полягає в складній будові порового простору та широкому діапазоні розмірів порових каналів. Якщо для первинних колекторів вони характеризуються єдиним чітко вираженим максимумом, зміщеним в область найбільш дрібних порових каналів (рис.1), то вторинні колектори утворюються в різних гірських породах внаслідок сполучених накладених епігенетичних процесів різної природи.

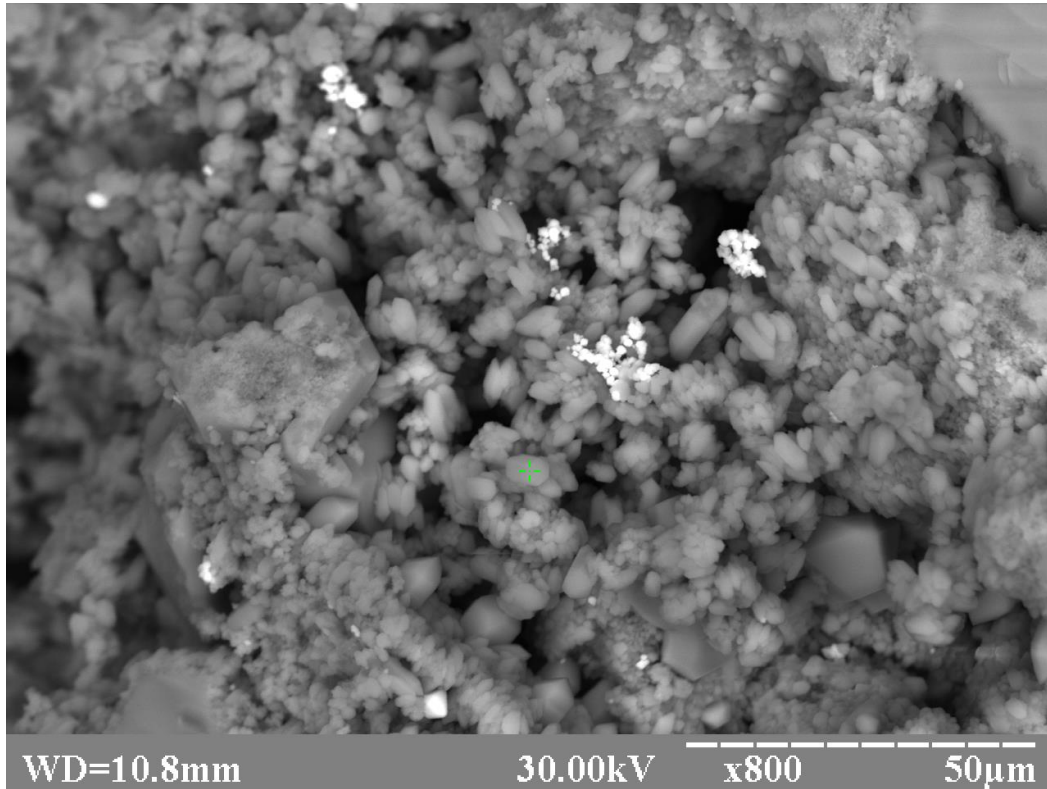


Рис.1. Первинний колектор на прикладі керна пісковика Березівського ГКР (св.150, інт. 5911-5914,8 м). Знімок РЕМ-106.

З тектонофізичними процесами (тектонічні напруги при режимах стиску і розтягу, сейсмотектоніка, плікативна і диз'юнктивна тектоніка) пов'язане утворення систем тектонічної тріщинуватості різного типу (тріщини розриву і сколювання, сейсмотектонічна тріщинуватість тощо) дроблення і брекчування порід [2].

До фізико-хімічних відносяться процеси розчинення і вилуговування (каверни, тріщини), перекристалізації та метасоматозу (вторинна пористість).

На відміну від первинних, вторинні колектори, як правило, характеризуються складною будовою пустотного простору. В залежності від співвідношення вказаних процесів розущільнення порід різного складу, структури і петрофізичних властивостей у будові пустотного простору вторинних колекторів беруть участь тріщини, каверни і пори. Раніше вважалося, що тріщини і каверни не входять до складу порового простору матриці породи-колектору. Результати електронно-мікроскопічного вивчення (скануючий растровий електронний мікроскоп з рентгеноспектральним зондом) свідчать про те, що разом з макроскопічними тріщинами (розкритість більше 0,1 мм) та кавернами (розміри більше 0,1 мм в поперечнику) (рис. 2) в матриці вторинних колекторів беруть участь мікротріщинуватість і мікрокавернозність [3].

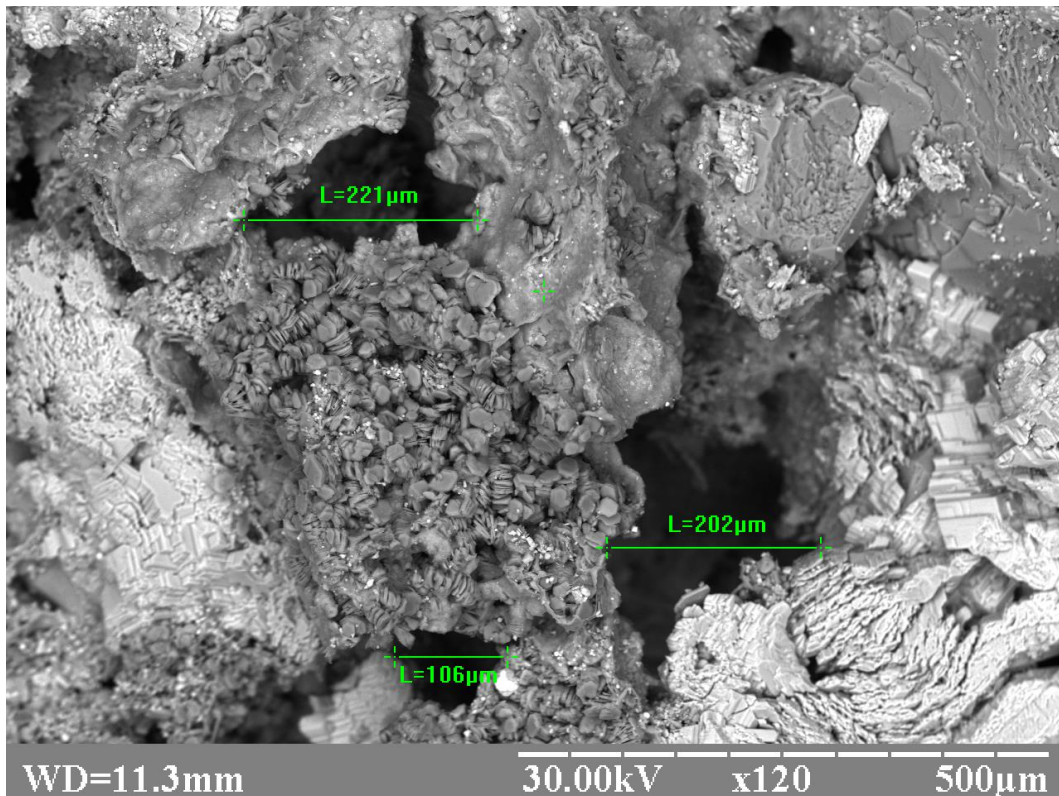


Рис.2. Вторинний колектор на прикладі ядра пісковика Березівського ГКР (св. 203, інт. 4749,7-4757,3 м). Знімок РЕМ-106.

Разом з (мікро)тріщинуватістю у будові вторинних колекторів беруть участь каверни (рис. 2), заповнені мікропористими дікіт-каолінітовими агрегатами. Сама по собі присутність цього мінералу є дуже важливим показником нафтогазоносності колектору, але слід зауважити, що якщо співвідношення пустих пор і пор, заповнених каолінітом-дікітом, сильно переважає на користь других, це може викликати ускладнення при розробці. Це може відбуватися через те, що на каолініт-дікітових агрегатах може осідати рідинна фаза (конденсат) і закупорювати колектор, ускладнюючи подальшу розробку. Співвідношення вказаних генетичних типів пустотного ефективно-порового простору варіює у широких межах, залежно від петрографічних і петрофізичних особливостей породного субстрату вторинного колектору [3].

Пісковики горизонту С-5 характеризуються інтенсивною пізньо-діагенетичною або початково-катагенетичною сидеритизацією первинного порового простору. Це обумовило їх структурну і мінеральну гетерогенність, внаслідок чого тут велику роль відіграють мікротріщинуватість і кавернозність [2].

Пісковики горизонту В-21, що залягають на глибині майже 6 км, відрізняються набагато більш рівномірним вториннопоровим простором. Це обумовлює істотно різні умови для ефективно-ї розробки газоконденсатних покладів вказаних колекторських горизонтів. Сказане стосується процесів обводнення продуктивних пластів при розробці. Його характер (рівномірний чи нерівномірний), інтенсивність і темпи, як відомо, визначається будовою тріщино-каверно-порового простору і мінеральним складом його стінок [4]. Останні характеризуються переважно помірною гідрофільністю (кварц, а також польові шпати, сидерит, кальцит). Виявляють складають каверни і тріщини-каверни, заповнені мікропористими агрегатами досконалого триклинного каолініту і дікіту. Вони відіграють роль сепараторів при фільтрації газоконденсатного флюїду і набувають властивостей гідрофобності, завдяки чому за системою таких каверн і мікротріщин відбуваються прориви пластових вод з обводненням продуктивних пластів та їх макро- і мікроблокуванням.

Однією з основних задач було пояснити як подібні дослідження за допомогою електронної мікроскопії важливі при вивченні явища обводнення колекторів на газоконденсатних родовищах. Оскільки обводнення порід контролюється фізико-хімічними властивостями порід, матриця визначає гідрофільність або гідрофобність і для того щоб це визначити, треба провести достатньо ретельні дослідження мінерального складу та літології колектору. Для прикладу – у зразках присутні пори, заповнені повністю чи частково лускатими агрегатами каолініт-дікіту, і вони – гідрофільні, а пусті пори-каверни гідрофобізовані конденсатом. Співвідношення пор порожніх і заповнених лускатими агрегатами каолініт-дікіту змінюється, та відповідно до цього змінюється здатність порід до обводнення. Також є важливий фактор того, що коли з газоконденсатного флюїду у пласті породи випадає рідкий конденсат, він накопичується у колекторі, закупорює пори і це значно знижує проникність породи для газу. Таким чином, дані скануючої електронної мікроскопії вторинних колекторів та, зокрема, кількісне співвідношення вказаних сегментів, їх пустотного простору, а також визначення мінерального складу, набувають першочергового значення при проектуванні ефективних режимів розробки газоконденсатних покладів з глибокозалягаючих вторинних колекторів нижнього карбону ДДЗ.

Висновки:

1. Під час вивчення зразків керна був проведений комплекс досліджень методами рентгеноспектрального мікроаналізу та растрової електронної мікроскопії, за результатами яких було визначено :

- газоконденсатні поклади пов'язані з вторинними колекторами складної будови трищинно-кавернозно-порового простору;
- колекторські породи мають складний мінеральний склад в різних співвідношеннях у різних частинах родовищ і відповідно до цього складні фізико-хімічні властивості (гідрофобність, гідрофільність).

2. За допомогою електронної мікроскопії була визначена різниця видів порового простору в колекторських породах. На одному зі зразків були виявлені пори-каверни, заповнені лускатими агрегатами каолініту-дікіту. Чим більше таких каверн, тим інтенсивніше проходить сепарація рідкого конденсату, що, у свою чергу, викликає закупорку порових каналів і зниження проникності, а з іншого боку сприяє явищу гідрофобізації. Тобто, лускаті агрегати каолініт-дікіту сприяють затримці та випадінню конденсату, це важливо, так як з однієї сторони це є ознакою продуктивного колектору, а з іншої сторони - це фактор, який ускладнює розробку: оскільки такі пори, заповнені повністю чи частково каолініт-дікітом – гідрофільні, а пусті пори-каверни гідрофобізовані конденсатом. Співвідношення пор порожніх і заповнених такими мінеральними агрегатами змінюється та відповідно до цього змінюється здатність порід до обводнення.

Список літератури

1. *Кабышев Б.П.* Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность [Текст] / *Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др.* – К.: Наук. думка, 1989.
2. *Лукин А.Е.* Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах [Текст] / *А.Е. Лукин.* – К.: Наукова думка, 1997.
3. *Лукін Я.В.* Літолого-епігенетичні особливості порід колекторів на великих глибинах [Текст] / *Лукін Я.В.* // Гідрогеологія: наука, освіта, практика: матеріали VI наук. конф. з міжнародною участю, 2020 р., Харків.
4. *Абеленцев В.М.* Особливості обводнення газоконденсатних та нафтових покладів родовищ Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / *В.М. Абеленцев, А.И. Лурье, Н.Ю. Нестеренко* // Вісник ХНУ ім. В.Н. Каразіна, № 1084. – Харків, 2013. – С. 71-75 с.

Надійшла до редакції 15.05.23

УДК 556.3:622.2

О.В. Антонов¹, А.М. Ярошенко², О.В. Шабатура³, І.І. Онищук³
(ХНУ ім. В.Н. Каразіна¹, УкрНДІгаз², КНУ ім. Т. Шевченка³)

КОМПЛЕКСНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА ДЛЯ БЕЗПЕЧНОГО ЗАХОРОНЕННЯ ВУГЛЕКИСЛОГО ГАЗУ

Численними дослідженнями та випробуваннями встановлено, що вуглекислий газ може застосовуватися як агент для підвищення нафтовіддачі пластів. Закачування CO₂ в пласт також вирішує проблеми його збирання та утилізації. Складна будова колекторів і покришок вимагає широкого залучення комплексних лабораторних досліджень гірських порід, що їх складають.

Numerous studies and tests have established that carbon dioxide can be used as an agent to increase the oil yield of formations. Injection of CO₂ into the formation also solves the problems of its collection and disposal. The complex structure of collectors and covers requires extensive involvement of complex laboratory studies of the rocks that make them up.

Обґрунтування теми дослідження. На сучасному етапі при спалюванні вугілля, нафти, газу та нафтопродуктів в атмосферу виділяється величезна кількість вуглекислого газу, що негативно впливає на екологічну обстановку в усьому світі. Нині, як ніколи раніше постала необхідність утилізації техногенного вуглекислого газу в рамках підписаного світовим співтовариством Парижської угоди по клімату.

Газоциклічна закачка вуглекислого газу в нафтодобувні свердловини з нафтою підвищеної в'язкості є найбільш перспективною і найменш затратною технологією для підвищення їх нафтовіддачі. Закачування CO₂ в пласт також вирішує проблеми його збирання та утилізації [1].

Складна будова колекторів і покришок вимагає широкого залучення лабораторних петрографічних, петрофізичних і геохімічних досліджень гірських порід, що їх складають [2].

Об'єкт досліджень: породи свердловин № 7 Бузівської площі; № 3 Північно-Пинянської площі; № 21, 28 Солотвинської площі; № 33 Хідновичської площі.

Предмет досліджень: фільтраційно-ємнісні властивості порід по результатах петрографічних та петрофізичних досліджень.

Мета досліджень: визначити перспективи закачування та захоронення CO₂ в пласти порід Бузівської, Північно-Пинянської, Солотвинської, Хідновичської площ.

Методи досліджень: відбір зразків керна; петрографічні дослідження; петрофізичні дослідження; статистичний аналіз та інтерпретація отриманих даних.

Виклад основного матеріалу досліджень.

Петрографічний опис. Визначення карбонатності порід. Для лабораторних досліджень були використані зразки у вигляді циліндрів розміром 30x30 мм з наявного керна свердловин: № 7 Бузівської площі; № 3 Північно-Пинянської площі; № 21,28 Солотвинської площі; № 33 Хідновичської площі. Маркування лабораторних зразків наведено в таблиці 1.

Методика літолого-петрографічних досліджень включала визначення текстурно-структурних характеристик породи, її мінералогічного складу. Макроопис зразків керна виконувався за допомогою біокуляра [3, 5-7].

Найбільш поширеною групою порід серед представлених для петрографічних досліджень зразків керна є псамітові породи переважно з дрібноуламковою структурою з глинисто-карбонатним цементом. В підлеглий кількості присутні алевроліти та глинисті породи (аргіліти, мергелі). Характерними загальними для всіх груп досліджених порід речовинними ознаками є присутність у значній кількості карбонатного матеріалу, слюнистих мінералів та вуглисто-органічної речовини, що перебуває у породах в тісному парагенезисі з глинистими мінералами. Отримані показники карбонатності зазначені на рисунку 1.

Таблиця 1

Маркування лабораторних зразків порід

№ групи	Свердловина	Номер	Інтервал глибин, м	№ зразка
1	Бузів	7	1860-1868	Бз-3
				Бз-3/1
			2000-2008	Бз-4
				Бз-4/1
			2298-2306	Бз-5
				Бз-5/1
2222-2230	Бз-6			
	Бз-6/1			
2	Солотвино	21	1148-1155	Сл-1
3				Сл-1/1
				Сл-1/2
Сл-1/3				
3		28	2351-2355	Сл-4
4	Пн-Пиняни	3	1420-1428	Пн-2
			1590-1598	Пн-3
			1780-1788	Пн-4
				Пн-4/1
				Пн-4/2
5	Пиняни	71	1980-1988	Пн-5
				Пн-5/1
			2010-2018 (2014)	Пн-6
				Пн-6/1
				Пн-6/2
				Пн-6/3
				Пн-7
			2010-2018 (2017)	Пн-7/1
Пн-7/2				
Пн-7/3				
6	Хідновичі	33	2571-2575	Хд-1

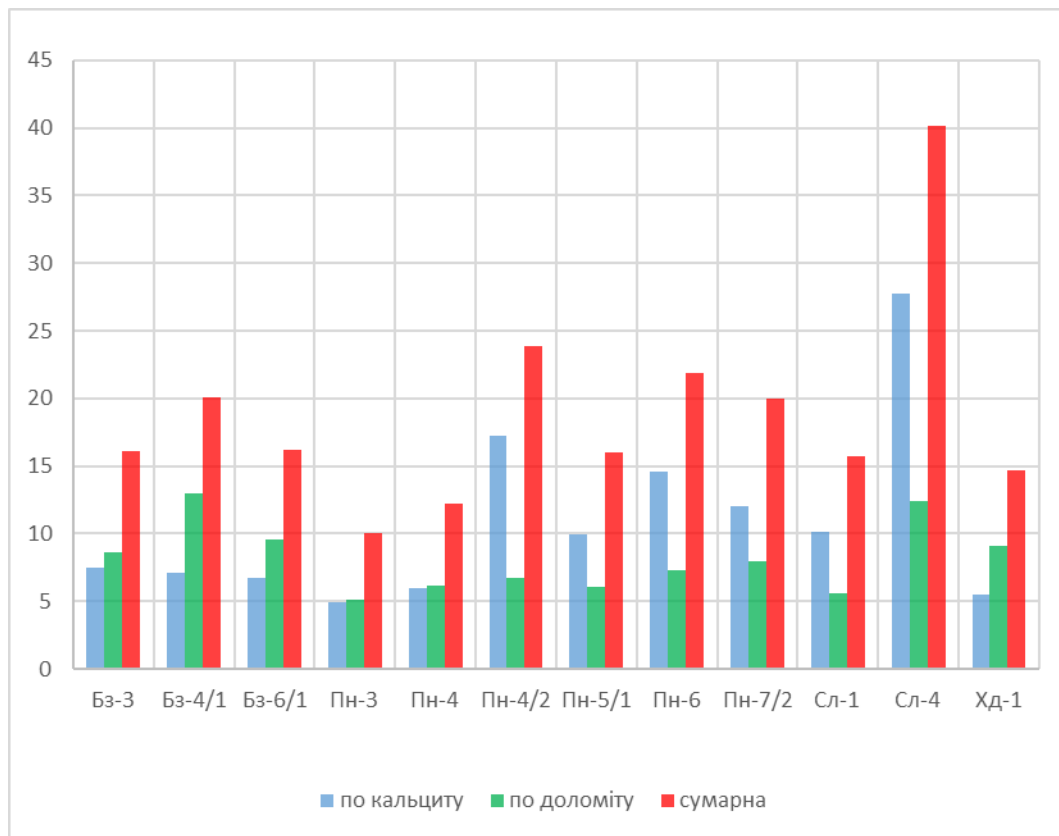


Рис. 1. Карбонатність порід

Визначення густини зразків порід. Об'ємна густина досліджених порід в сухому стані визначалася шляхом зважування та визначення геометричних розмірів спеціальних лабораторних зразків, а насичених зразків – методом гідростатичного зважування за стандартною методикою [4-7]. Для вимірювань застосовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність $\pm 0,001$ г).

Різна пористість зумовлює варіації об'ємної густини сухих екстрагованих зразків порід (рис. 2), яка змінюється від 2033 кг/м^3 до 2641 кг/м^3 , при її середньому значенні – 2440 кг/м^3 . Об'ємна густина досліджених порід насичених моделлю пластової води (розчин NaCl, $M=35$ г/л) змінюється від 2281 кг/м^3 до 2663 кг/м^3 , при її середньому значенні – 2534 кг/м^3 . По-зірна мінералогічна густина порід змінюється від 2585 кг/м^3 до 2725 кг/м^3 , при її середньому значенні – 2685 кг/м^3 .

Визначення коефіцієнта пористості зразків порід. Загальний підхід до класифікації пористості колекторів нафти і газу [4-7] заснований на тому, чи утворилися порові системи, в яких тепер перебуває нафта або газ, коли піщаний матеріал спочатку осідав (первинна пористість або пористість матриці породи), або вони сформувалися завдяки подальшому діагенезу (наприклад, в результаті доломітизації карбонатних порід), катагенезу, тектонічним напруженням або вилуговування водою, що фільтрувалась через породу (вторинна, або накладена, пористість).

В результаті аналізу результатів лабораторних досліджень коефіцієнта відкритої пористості порід в атмосферних умовах газоволюметричним методом встановлено, що цей параметр змінюється від 0,039 до 0,253 при середньому значенні 0,107, а способом гідростатичного зважування: при насиченні порід моделлю пластової води (розчином NaCl) – від 0,022 до 0,243 при середньому значенні 0,092 (рис. 3).

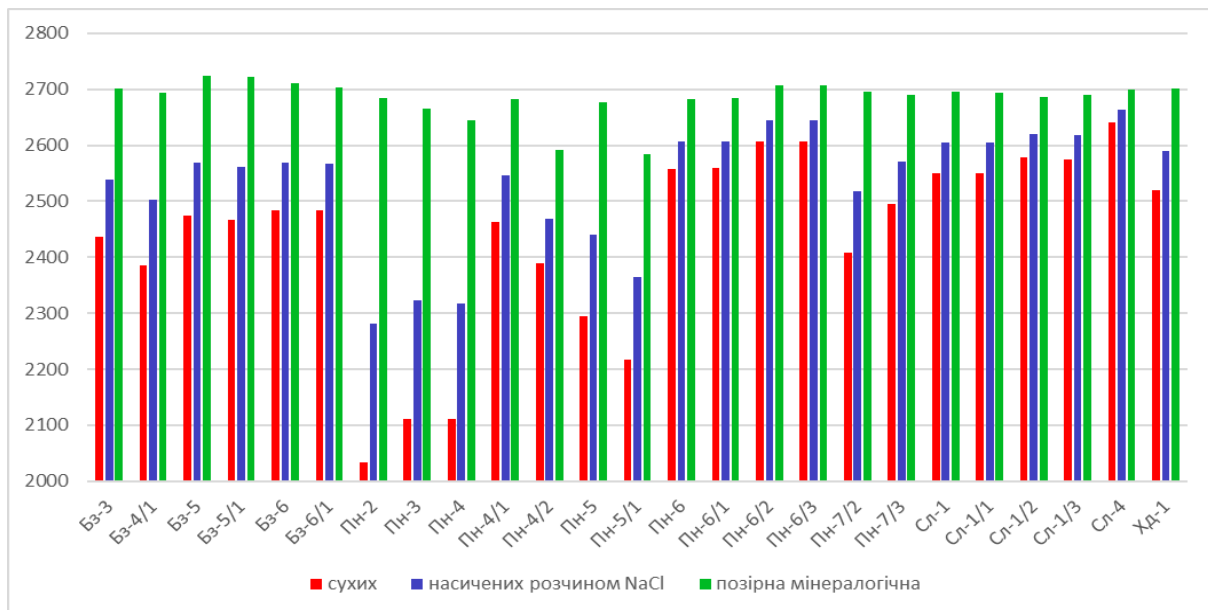


Рис. 2. Густина зразків порід

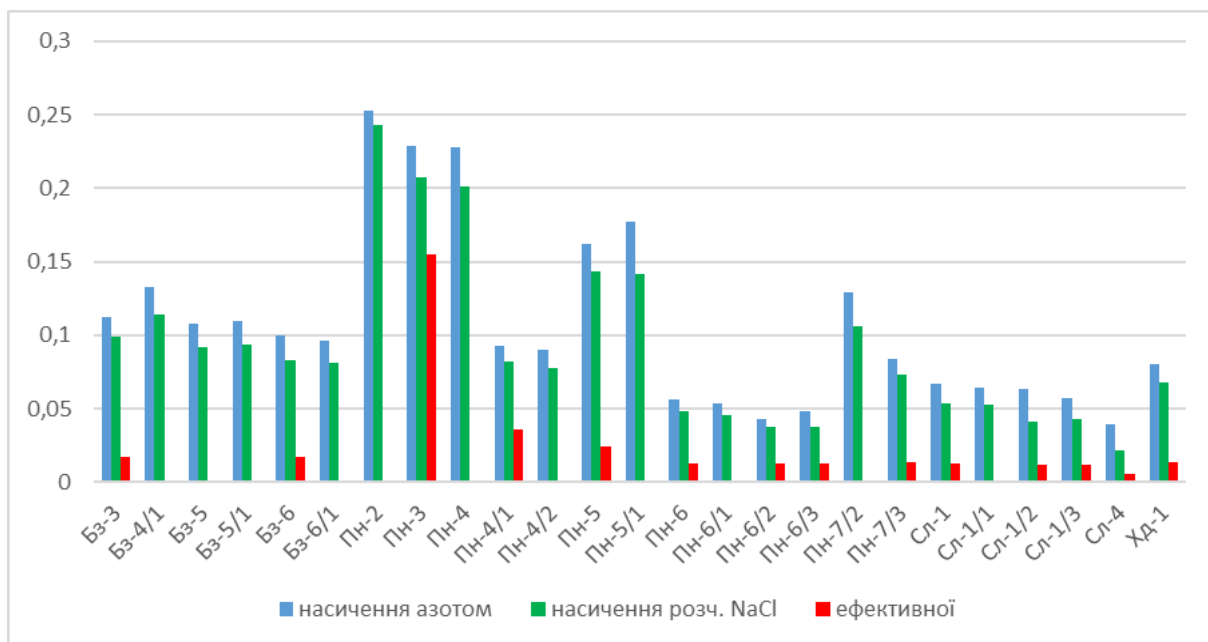


Рис. 3. Коефіцієнт пористості зразків порід

Встановлено кореляційну залежність між густиною досліджених порід та їх коефіцієнтом пористості (рис. 4).

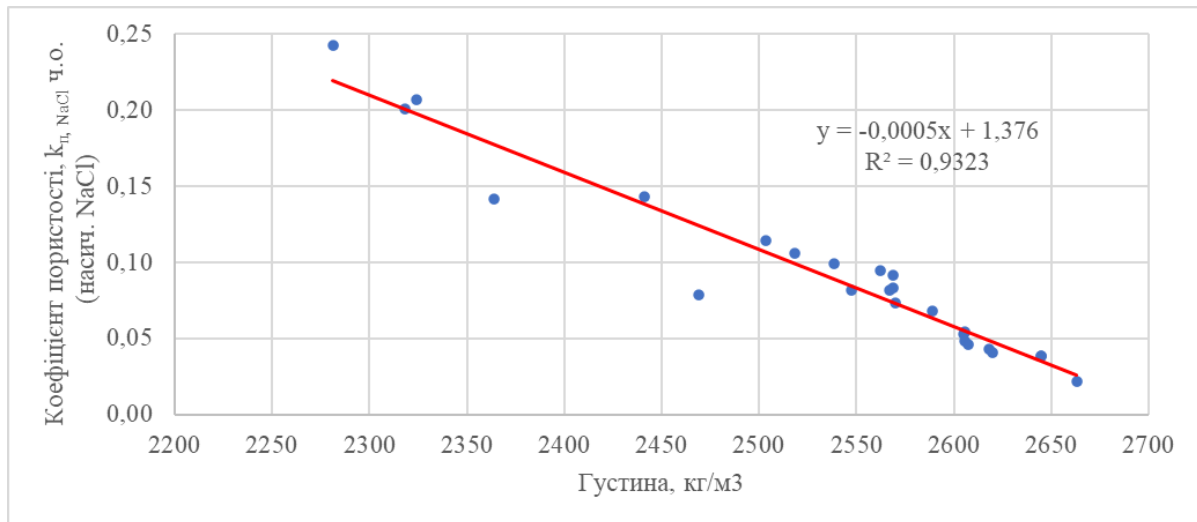


Рис. 4. Залежність густини пісковиків (δ) від коефіцієнта пористості (k_n), насичених розчином NaCl

Пористість порід при пластових умовах. Лабораторні вимірювання з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000 [4,8,9] дозволили оцінити зміну коефіцієнта пористості в пластових умовах ($p_{эф}=11-30$ МПа, $t=40-70$ °С) для зразків насичених моделлю пластової води (рис. 5).

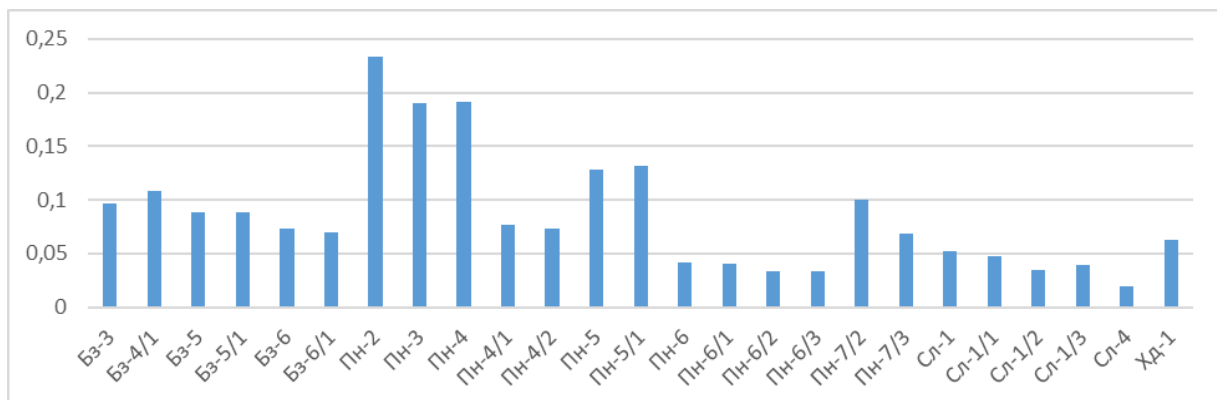


Рис. 5. Коефіцієнт пористості порід

В результаті аналізу результатів лабораторних досліджень пористості порід при фізичному моделюванні пластових умов встановлено, що цей параметр змінюється від 0,020 до 0,233 при середньому значенні 0,085 (рис. 5).

За матеріалами виконаних експериментальних досліджень встановлена кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості в атмосферних та пластових умовах, яка представлена на рисунку 6.

Аналіз отриманих даних про пористість та пустотний простір досліджених порід свідчить, що резервуарами для захоронення CO₂ можуть слугувати осадові породи типу пісковиків дрібно-тонкозернистих (зразки Пн-2 – Пн-4).

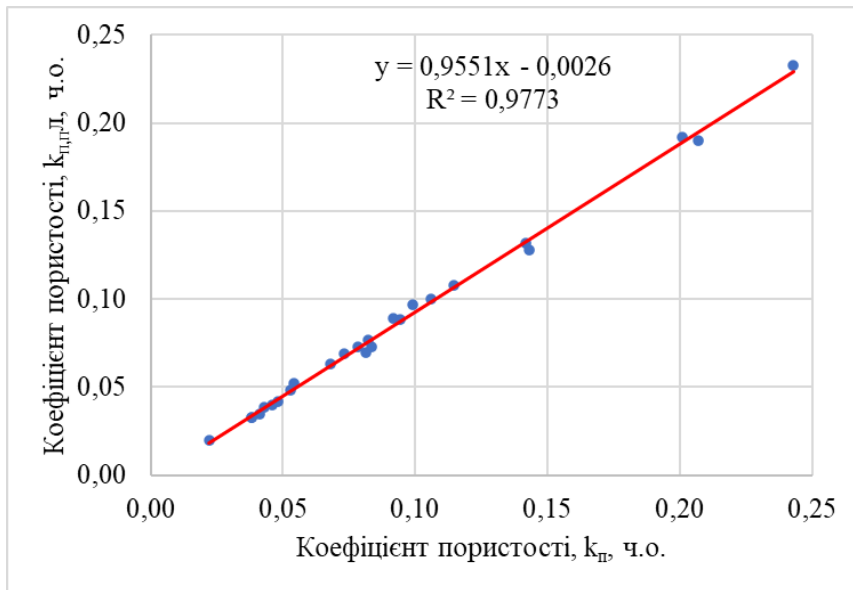


Рис. 6. Кореляційна залежність між коефіцієнтами пористості при пластових ($k_{n,m}$) і атмосферних (k_n) умовах

Визначення коефіцієнта проникності порід. Коефіцієнт абсолютної проникності ($k_{пр}$) зразків порід експериментально визначався у петрофізичній лабораторії методом стаціонарної фільтрації азоту [4, 8, 9] за допомогою спеціально розробленої установки.

В результаті аналізу результатів лабораторних визначень коефіцієнта абсолютної проникності порід встановлено, що цей параметр змінюється від $0,005 \text{ фм}^2$ до $256,2 \text{ фм}^2$ при його середньому значенні $24,1 \text{ фм}^2$ (рис. 7).



Рис. 7. Коефіцієнт проникності порід

Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтами відкритої і ефективної пористості, залишкового водонасичення та коефіцієнтом проникності (рис. 8 - 10). Ці залежності виражаються степеневою функцією.

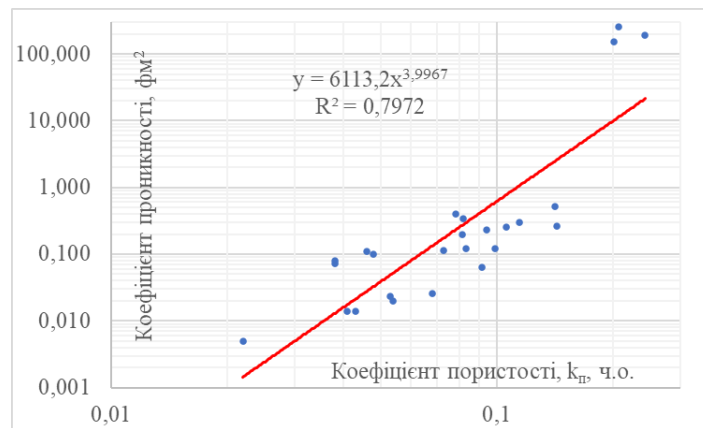


Рис. 8. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_p) і коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$)

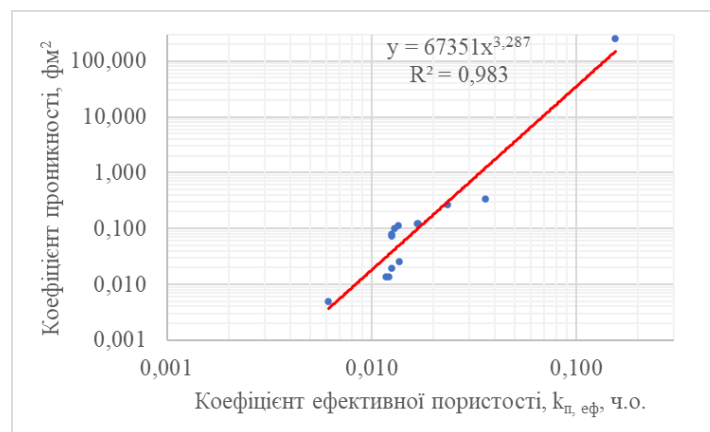


Рис. 9. Кореляційна залежність між коефіцієнтом ефективної пористості ($k_{п,еф}$) і коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$)

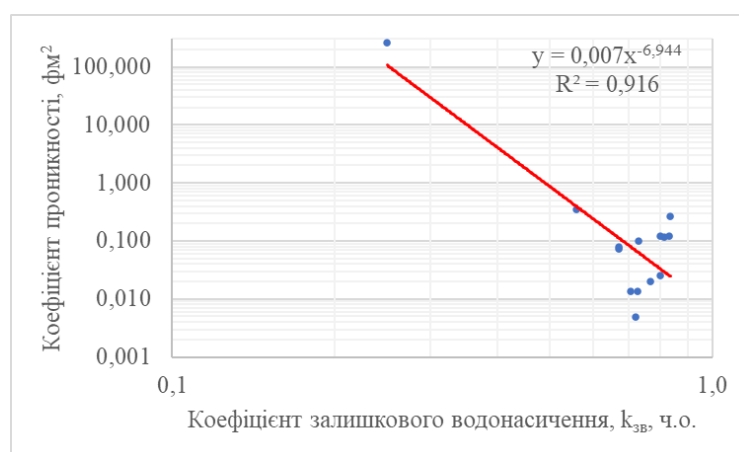


Рис. 10. Кореляційна залежність між коефіцієнтом залишкового водонасичення ($k_{зв}$) і коефіцієнтом проникності ($k_{пр}$)

За фільтраційними властивостями для захоронення CO₂ із досліджених порід найбільш перспективні пісковики (зразки Пн-2 – Пн-4).

Дослідження коефіцієнта проникності порід при фізичному моделюванні пластових умов. Лабораторні вимірювання виконувались з використанням установки високого тиску ВСЦ-1000. Визначення ваги води, витісненої із зразка, виконувалось за допомогою електронних ваг WPS 360/c/2 з реєстрацією на ноутбук з частотою 1 с за спеціальною програмою [8, 9]. Тиски реєструвались за допомогою електронних датчиків також на ноутбук з частотою 1 с.

На першому етапі досліджень через лабораторний зразок, повністю водонасичений, протискувалась вода (модель пластової води M=35 г/л) і визначався коефіцієнт проникності «по воді» ($k_{пр,в}$). На другому етапі через насичений водою зразок протискувався вуглекислий газ і визначався коефіцієнт проникності «по CO₂ при повністю водонасиченому зразку» ($k_{пр,CO_2}$). Результати зазначені на рисунку 11.

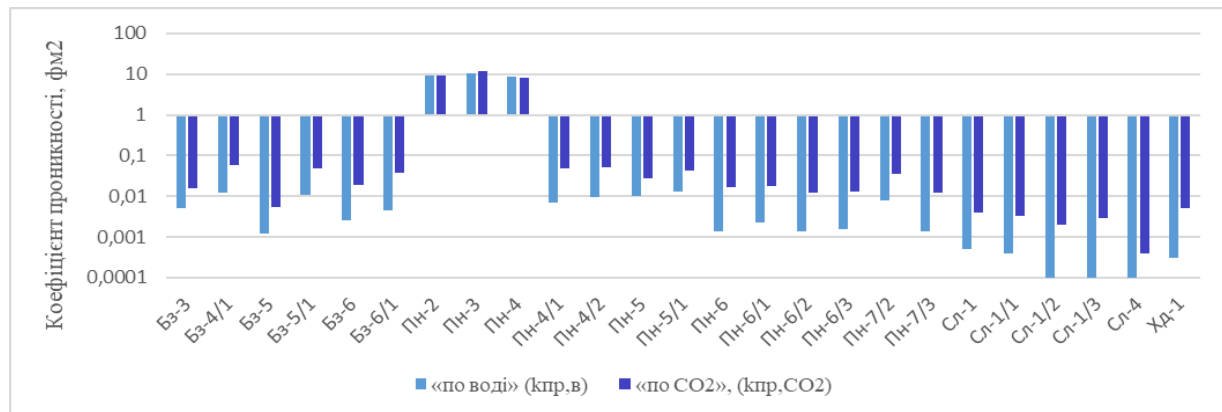


Рис. 11. Коефіцієнт проникності порід при фізичному моделюванні пластових умов

В результаті аналізу результатів цих досліджень встановлено, що коефіцієнт проникності «по воді» змінюється від 0,001 фм² до 10,48 фм² при його середньому значенні 1,144 фм², коефіцієнт проникності «по CO₂ при повністю водонасиченому зразку» змінюється від 0,0004 фм² до 12,243 фм² при його середньому значенні 1,194 фм².

Встановлено кореляційні залежності між коефіцієнтами абсолютної проникності і коефіцієнтами проникності «по воді» та «по CO₂ при повністю водонасиченому зразку» (рис. 12, 13). Ці залежності виражаються степеневою функцією.

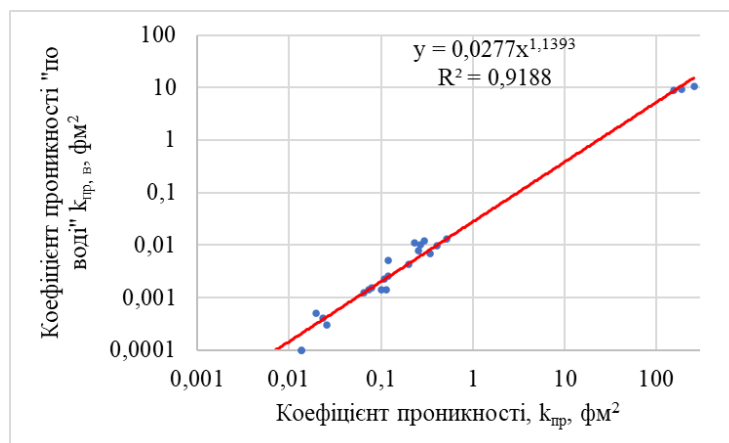


Рис. 12. Кореляційна залежність між коефіцієнтом абсолютної проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом проникності «по воді» ($k_{пр,в}$)

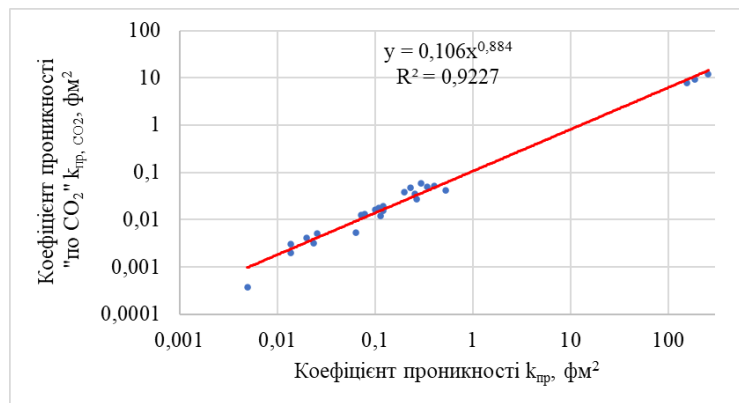


Рис. 13. Кореляційна залежність між коефіцієнтом абсолютної проникності ($k_{пр}$) і коефіцієнтом проникності «по CO_2 при повністю водонасиченому зразку» ($k_{пр,CO_2}$)

Встановлені кореляційні залежності дозволяють за даними про коефіцієнт абсолютної проникності порід оцінювати їх проникність для води і вуглекислого газу в пластових умовах.

Оцінка впливу вуглекислого газу на фільтраційно-ємнісні параметри порід. В процесі лабораторних досліджень виконаний експеримент з оцінки можливих змін пористості та проникності порід під дією водних розчинів насичених вуглекислим газом на 4 зразках з різними фільтраційно-ємнісними параметрами (ФЄП).

Зразки були законсервовані після дії на них CO_2 на 3 місяці. Після того повторно були визначені пористість і проникність газоволюметричним способом шляхом продувки азотом. Результати лабораторного експерименту наведені у таблиці 2.

Таблиця 2

Зміна фільтраційно-ємнісних параметрів порід під дією CO_2

№ з-п	Лабораторний № зразка	Свердловина	Інтервал глибин, м	Порода	Коефіцієнт пористості			Коефіцієнт проникності, фм ²		
					після екстрагування	після дії CO_2	% зменшення	після екстрагування	після дії CO_2	% зменшення
1	Пн-3	Пн. Пиняни 3	1590-1598	Пісковик світло-сірий	0,229	0,228	0,5	256,2	239,0	6,7
2	Пн-4	Пн. Пиняни 3	1780-1788	Пісковик дрібно-уламковий	0,228	0,218	4,1	154,0	144,1	6,4
3	Пн-4/1	Пн. Пиняни 3	1780-1788	Пісковик дрібно-уламковий	0,093	0,081	13,5	0,345	0,303	12,3
4	Бз-6/1	Бузів 7	2222-2230	Пісковик тонко-уламковий	0,096	0,068	29,0	0,199	0,037	81,3

З отриманих даних можна зробити попередній висновок, що дія вуглекислого газу на досліджені пісковики призводить до зниження їх ФЄП. При цьому чим нижче значення ФЄП, тим інтенсивніше їх зменшення. Це пояснюється тим, що пісковики складаються переважно з уламків кварцу. У результаті реакції мінеральної карбонатизації, відбувається зниження рН во-

ди і заміщення слабкої кислоти у розчині. Тому відбувається витіснення SiO_2 як слабшої кислоти у розчині, яка при підвищенні рН випадає в осадок у вигляді аморфного кремнезему (халцедону).

Результати досліджень та висновки.

Виконано комплекс лабораторних петрографічних і петрофізичних досліджень зразків керна свердловин: № 7 Бузівської площі; № 3 Північно-Пинянської площі; № 21, 28 Солотвинської площі; № 33 Хідновичської площі.

Проведено макроопис зразків. На циліндричних зразках, визначені: густина, пористість і проникність. Зазначені кореляційні залежності між петрофізичними параметрами.

Визначено, що пісковики дрібноуламкові Північно-Пинянської площі (зразки Пн-2 (інт. 1420-1428 м), Пн-3 (інт. 1590-1598 м), Пн-4 (інт. 1780-1788 м) є перспективними об'єктами для захоронення CO_2 .

Список літератури

1. *Nediljka Gaurina-Međimurec and Karolina Novak Mavar*, Carbon Capture and Storage (CCS): Geological Sequestration of CO_2 , Intechopen, <https://doi:10.5772/intechopen.84428>

2. *Qinhong Hu, Qiming Wang, Tao Zhang*, Petrophysical properties of representative geological rocks encountered in carbon storage and utilization, Energy Reports, 2023, Pages 3661-3682, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.02.020>

3. *Павлов Г.Г.* Петрографія [Текст] / *Г.Г. Павлов*. – К.: Видавничополіграфічний центр "Київський університет", 2014. – 527 с.

4. *Нестеренко М.Ю.* Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів [Текст]: моногр. / *М.Ю. Нестеренко*. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

5. 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.

6. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом: методичні вказівки (*Г.І. Рудько, В.І. Ловилюков, 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.

7. *Нестеренко М.Ю.* Експериментальні дослідження стандартних зразків відкритої пористості для уніфікації методик вимірювання петрофізичних параметрів порід-колекторів [Текст] / *М.Ю. Нестеренко, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть* // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 1. – С. 11-13.

8. ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України. – 2001. – 19 с.

9. ДСТУ 41-32-2002. Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 15 с.

Надійшла до редакції 17.04.23

УДК 551.8:553.9

І.І. Галицька, С.О. Бажан, Є.Л. Черевко, Н.Й. Комаршук, М.В. Левицька, Л.П. Соляник
(УкрНДІгаз)

ПАЛЕОГЕОГРАФІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ РОДНІКОВОГО РОДОВИЩА ТА ПРИЛЕГЛИХ ПЛОЩ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ

Надано основні результати літофаціальних досліджень нижньо-,верхньовізейських відкладів Роднікового родовища та прилеглих площ. Основна увага приділена просторовому розвитку колекторів в зв'язку з їх морфологічними особливостями, генезисом та умовами формування. Проаналізовано матеріали буріння свердловин, виявлено закономірності розповсюдження нижньо-,верхньовізейських відкладів, пов'язані з прогнозуванням просторового розвитку колекторів за результатами палеорекострукції структур та рельєфу горизонтів.

The article briefly informs about the main results of lithofacial studies of the lowervisean and uppervisean sediments of the Rodnikovsky deposits and partially adjacent areas. The main attention is paid to forecasting the spatial development of reservoirs in relation to their morphological features, genesis and conditions of formation. The authors analyzed the materials of drilling wells and revealed the patterns of distribution of the lowervisean and uppervisean deposits in connection with the results of paleoreconstructions of structures and the relief of horizons.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Розвиток нафтогазової промисловості, нові завдання щодо збільшення видобутку вуглеводнів потребують наукового аналізу для проведення сейсмічних та пошуково-розвідувальних робіт, відкриття нових перспективних ділянок в малодосліджених частинах південної прибортової зони ДДЗ, виявлення комбінованих пасток на глибинах, рентабельних для сучасного буріння. Перспективи нафтогазоносності консидиментаційних піднять, які оконтурюють Білоцерківський виступ кристалічного фундаменту та прилеглих територій, як свідчать результати буріння, досить високі. Враховуючи мінливість піщаних тіл та колекторських властивостей порід, для виявлення прогнозних ділянок нафтогазоносності необхідне уточнення геологічної будови та літофаціальної моделі продуктивних горизонтів з точки зору розвинення колекторів та оцінки пасткових умов.

Аналіз останніх досліджень. Сейсмозвідувальними роботами МСГТ, проведеними в 1979 році (с/п 32/79) по відбиваючих горизонтах нижньокам'яновугільних відкладів (V_{B2} і V_{B1}) виявлена Житниківська структура як ускладнена тектонічними порушеннями прискидова брахіантиклінальна складка амплітудою 100 м [1]. Свердловина № 434 Житниківська відкрила поклад у горизонті С-5; пошукова свердловина № 1 Роднікова розкрила перспективний пласт С-5 в ущільненій частині, в свердловині № 3 Роднікова, за даними промислово-геофізичних досліджень, в розрізі візейського ярусу виділені газонасичені пласти В-15б і В-25. В процесі їх випробування стабільних промислових припливів газу не отримано. З метою дорозвідки відкритих покладів в цьому ж році закладена розвідувальна свердловина № 2 Роднікова, яка розкрила потенційно перспективний пласт С-5 в безколекторній частині.

Для уточнення геологічної моделі родовища в його межах відпрацьовано два сейсмічні профілі (с/п 46/90), один з них – поперечний через свердловину № 1 Роднікова, другий – поздовжній, через свердловину № 3 Роднікова. На основі виконаних досліджень Тематичною партією 45/91 СУГРЕ були побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах: V_{B3-II} і V_{B2-II} [2]. Згідно з отриманою моделлю свердловини № 434 Житниківська і № 3 Роднікова, розкрили продуктивну частину пласта С-5 в межах виявленого підняття, а свердловини №№ 1, 2 Роднікові пробурені на окремому опущеному східному блоці родовища, в ущільненій частині. В 2015 році в межах Роднікової, Семенцівської та Абазівської площ були завершені сейсмічні роботи за технологією 3D [5].

Авторами здійснені літофаціальні дослідження на основі аналізу матеріалів буріння поодиноких свердловин малодослідженої ділянки, виявлені закономірності розповсюдження колекторів.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Отже, в роботі викладені основні риси закономірностей розподілу колекторів, розвитку перспективних ділянок, генетично обумовлені палеогеографічними та літофаціальними умовами формування, на основі аналізу матеріалів буріння свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень. Результати буріння свердловин Роднікового родовища свідчать про газонасичення верхньосерпуховських (продуктивного горизонту С-5), верхньовізейських (продуктивні горизонти В-16, В-17) та нижньовізейських (продуктивні горизонти В-25-26) колекторів, тому особливий інтерес викликають дослідження перспективних ділянок, закономірності розвитку колекторів в зв'язку з палеогеографічними та фаціальними умовами утворення. Для виявлення загальних тенденцій просторового розповсюдження піщаних тіл горизонтів в зв'язку з генезисом та палеогеографічними умовами, зважаючи на досить мінливий характер їх розвитку по розрізу та латералі, у межах Роднікової площі, літофаціальними дослідженнями були охоплені й суміжні площі (Шафранівська, Тищенківська, Новодиканська, Циганська), які теж належать до системи занурених конседиментаційних підняття структурної лінії облягання Лубенсько-Білоцерківського виступу фундаменту. За даними сейсмічних та структурно-тектонічних досліджень попередніх років для цих структур взагалі характерні:

- моноклінальне занурення комплексів у западину;
- ускладнення моноклінального занурення проявами блокової тектоніки;
- значна товщина компенсаційних відкладів;
- поступова пенепленізація підняття протягом девонсько-нижньокам'яновугільного часу.

Седиментаційні процеси на дослідженій території проходили в умовах моноклінального схилу, зануреного у западину в північно-східному напрямку, ускладненого диференційованим палеорельєфом, обумовленим блоковою будовою фундаменту.

Характер чергування теригенних відкладів в розрізах свердловин свідчить про циклічність коливальних рухів земної поверхні, з якими пов'язане формування літофацій.

Так, нижньовізейські відклади на Родніковій площі в межах продуктивних горизонтів В-25-26 сформовані у відносно припіднятій частині моноклінального схилу (рис. 1), за даними сейсмічних досліджень в сучасному структурному плані – в склепінній частині похованої брахіантиклінальної складки.

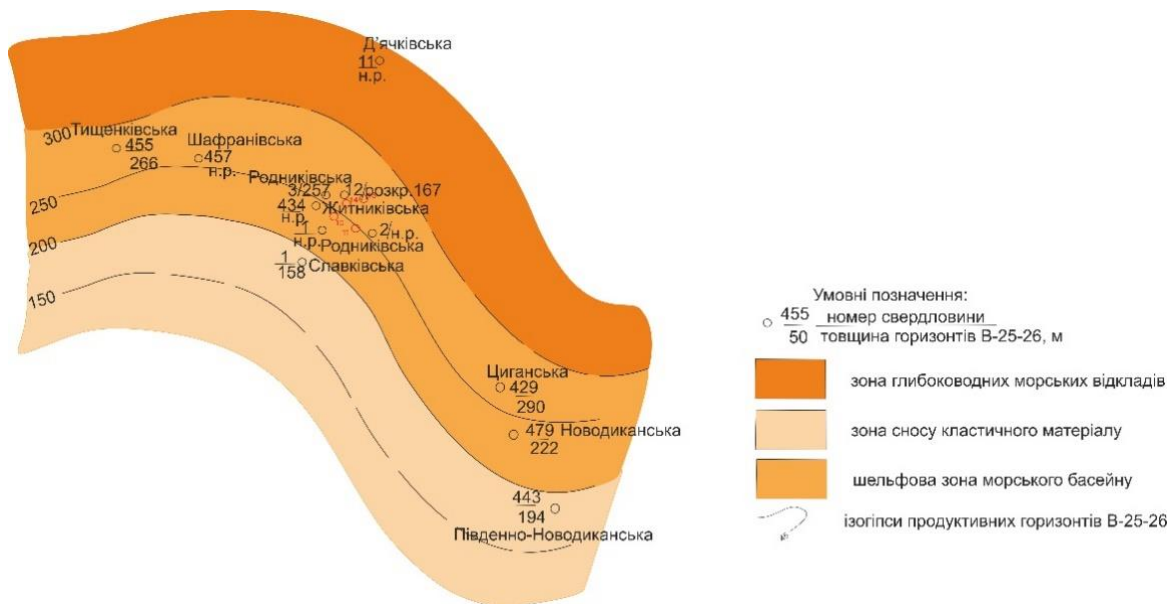


Рис.1. Роднікове родовище. Карта товщини продуктивних горизонтів В-25-26 (С1v1)

Поступове конседиментаційне моноклінальне східчає занурення горизонтів у западну підтверджується закономірним малоамплітудним коливанням товщин нижньовізейських відкладів на Родніковому та інших підняттях лінії облягання Білоцерківського виступу (у межах 158 м (свердловина № 1 Славківська) – 266 м (свердловина № 1 Тищенківська)), де до першої (верхньої) палеоструктурної сходини належать підняття Славківської та Південно-Новодиканської площ, до більш заглибленої – Тищенківсько-Шафранівсько-Родніково-Новодиканської групи підняття.

Розподіл літофацій дещо свідчить про палеогеографічні умови їх формування. Так, зростання товщі карбонатних утворень продуктивних горизонтів В-25-26 (рис. 2) в північно-східному напрямку з коливанням товщин 75 м (свердловина № 455 Тищенківська) – 211 м (свердловина № 429 Циганська), на Родніковій площі – 182 м (свердловина № 3) обумовлений поступовим прогинанням дна морського басейну при досить пологому зануренні монокліналі, формуванню біогермних споруд, складених органогенно-детритовими вапняками.

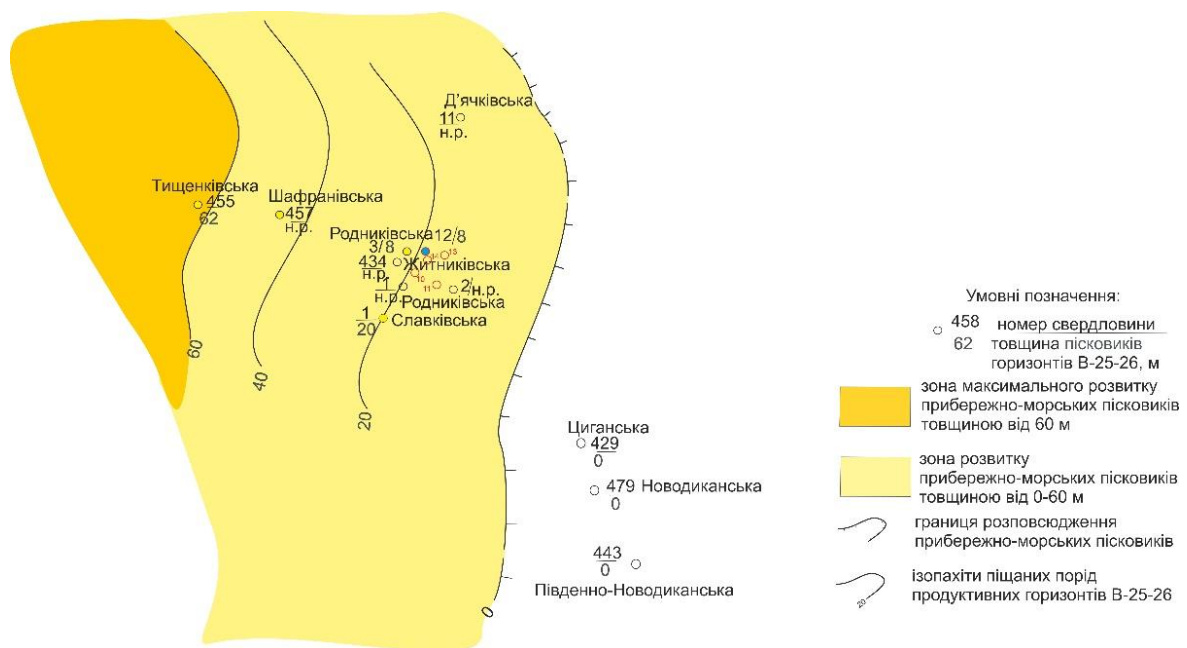


Рис.2. Роднікове родовище. Карта товщини пісковиків продуктивних горизонтів В-25-26 (Стv1)

Група підняття західної частини території, включаючи Тищенківське і Шафранівське, характеризується формуванням теригенно-карбонатного типу розрізу, чергуванням карбонатних, глинистих, алевритових, піщаних порід в межах приливно-відливної зони морського палеобасейну з постійним джерелом зносу кластичного матеріалу в західній частині площі – найбільш потужні піщані відклади акумульовані саме тут (товщина піщаних відкладів коливається у межах 20-62 м). Східні підняття – Циганське, Новодиканське, Південно-Новодиканське – характеризуються відсутністю уламкових порід та належать до ділянки розвитку біогермних карбонатних утворень (рис. 3).

За даними досліджень керна, вапняки органогенно-детритові перекристалізовані, прошарками - глинисті, ділянками окремінені, доломітизовані.

Карбонатні породи продуктивних горизонтів В-25-26 як колектори тріщинно-порового типу розкриті свердловинами Роднікової та прилеглих площ, характеризуються неоднорідністю колекторських властивостей (Кп-2 % (свердловина № 429 Циганська – 12 % (свердловина № 3 Роднікова)). Покращення колекторських властивостей карбонатних порід локальні (рис. 4), мають скоріше мозаїчний характер, пов'язані, вірогідно, з розвитком ділянок тріщинуватості по розрізу та латералі поблизу розривних порушень, загальним зниженням глинистості в прибережно-морських умовах (h_{ef} – 16 м свердловина № 3 Роднікова). При випробуванні карбонат-

них порід в свердловині № 12 (інт. 5790-5814 м) отримано приплив пластової води, в свердловині № 3 (інт. 5637-5830 м) – слабкий газ.

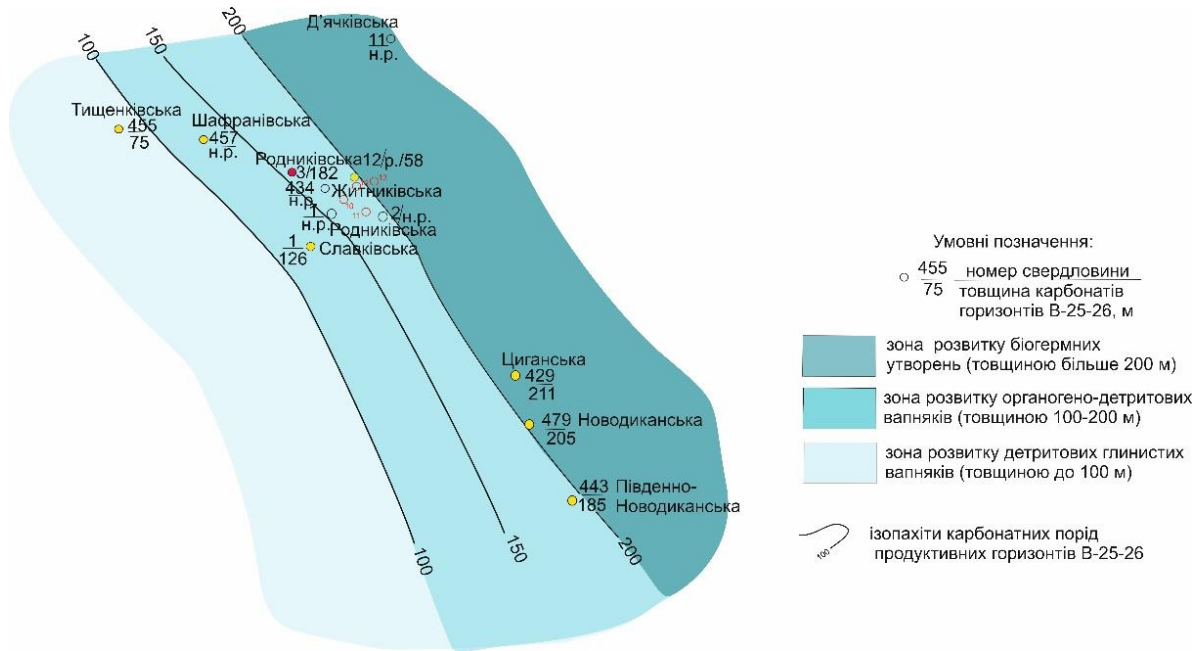


Рис.3. Роднікове родовище. Карта товщини карбонатів продуктивних горизонтів В-25-26 (С1v1)

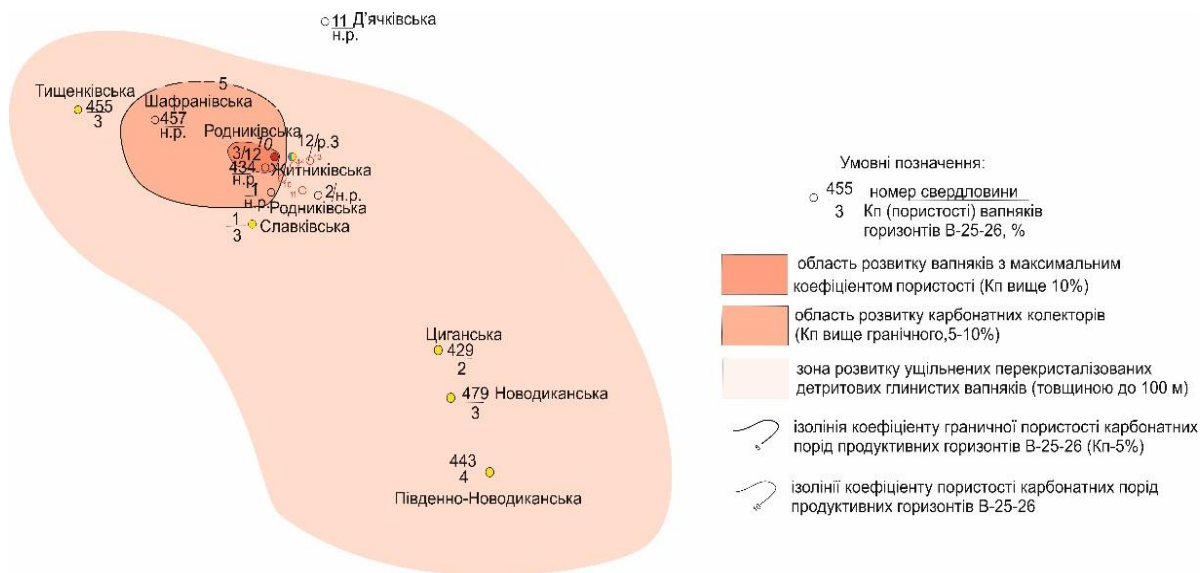


Рис.4. Роднікове родовище. Карта пористості карбонатів продуктивних горизонтів В-25-26 (С1v1)

Піщані відклади, розкриті свердловинами продуктивних горизонтів В-25-26, за даними ГДС, характеризуються неоднорідними середніми до низьких колекторськими властивостями

(Кп-4-5 % (свердловина № 3 Роднікова) - 5,9 % свердловина № 12 Роднікова), що спричинено вторинними змінами порід в зоні катагенетичних перетворень: високим вмістом перекристалізованого карбонату в цементі пісковиків, щільною упаковкою кварцових зерен з розвитком інкорпораційно-конформних контактів, регенераційно-кварцового цементу та кварцитовидних структур, ізольованістю проникних ділянок.

Так, у верхній частині продуктивних горизонтів В-25-26 свердловиною № 12 Роднікова розкрито пласт пісковика (інт.5683-5692 м), який за даними ГДС характеризується як газоносний, з середніми колекторськими властивостями (Кп-5,9 %), за даними випробування II об'єкт виявився слабкогазонасиченим; за даними досліджень складений кварцом, польовими шпатами, слюдами, зцементований глинистим, у т. ч. каоліновим (2 %) та значною мірою карбонатним (кальцитовим, доломітовим, анкеритовим) цементом (10 %). Погіршення колекторських властивостей тут пов'язане з високою карбонатизацією розрізу, заліковуванням пустотілих пор кристалічним карбонатом, ізольованістю проникних ділянок з каоліновими утвореннями.

Верхньовізейський під'ярус в межах продуктивних пластів В-16-В-19 Роднікового родовища та прилеглих площ, який залягає на розмитій, пенепленізованій поверхні турнейсько-нижньовізейського структурного поверху, представлений алеврито-глинистими породами з пластами пісковиків, з поодинокими малопотужними прошарками вапняків.

Особливий інтерес з точки зору умов накопичення, розповсюдження та нафтогазонасності колекторів представляють продуктивні горизонти В-16, В-17 верхньовізейського поверху газонасності, адже з ними пов'язані газові поклади, розкриті свердловинами №№ 3, 12.

За даними літофаціальних досліджень палеоструктура верхньовізейських продуктивних горизонтів (В-17, В-16) являла собою успадований, доволі пологий моноклінальний схил, занурений у північно-східному напрямку, площа джерела зносу кластичного матеріалу згодом зменшується зміщенням берегової лінії у південно-західному напрямку морською трансгресією (продуктивний горизонт В-16, рис. 5), з максимальним накопиченням компенсаційного осаду в північно-східній, зануреній в палеоструктурі ділянці площі, ускладненої підняттями (269 м, свердловина № 3 Роднікова) та зносом кластичного матеріалу з найбільш припіднятої в палеоструктурном плані горизонту Шафранівсько-Тищенківсько-Славківсько-Цигансько-Новодиканської палеоструктурної сходуни з серією конседиментаційних піднять.

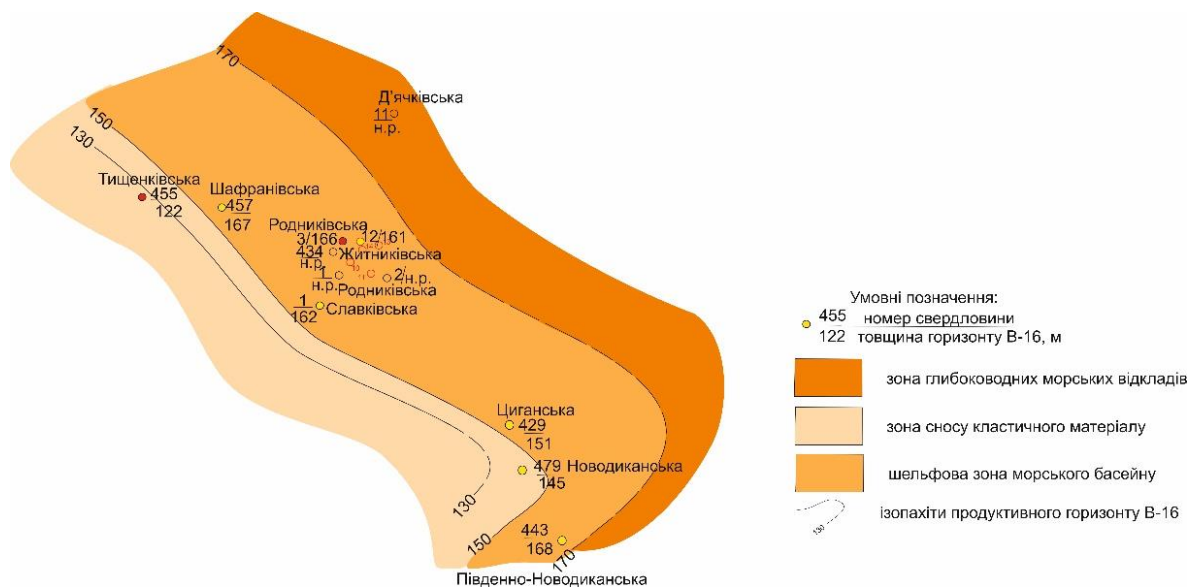


Рис.5. Роднікове родовище. Карта товщини продуктивного горизонту В-16 (C_{IV2})

Піщані відклади накопичені переважно наприкінці седиментації горизонту В-17, вздовж берегової лінії морського басейну, з максимальною акумуляцією в межах піднять пологого шельфу (51-76 м, свердловини №№ 3, 12 Роднікове родовище, свердловина № 457 Шафранівська) (рис. 6) та рівномірно протягом седиментації горизонту В-16, акумулюючись вздовж субширо-тно орієнтованої берегової лінії морського басейну, особливо в межах піднять (40-46 м, сверд-ловини № 3 Роднікове родовище, свердловина № 455 Тищенківська) (рис. 7). Вірогідно піщані пласти, з максимальною товщиною у межах конседиментаційних піднять, сформовані переваж-но як акумулятивні намівні утворення, накопичені та відносно витримані в межах всієї палео-шельфової зони вздовж берегової лінії, сліdkуються й між підняттями, що пов'язано з особли-востями дії прибережно-морських течій.

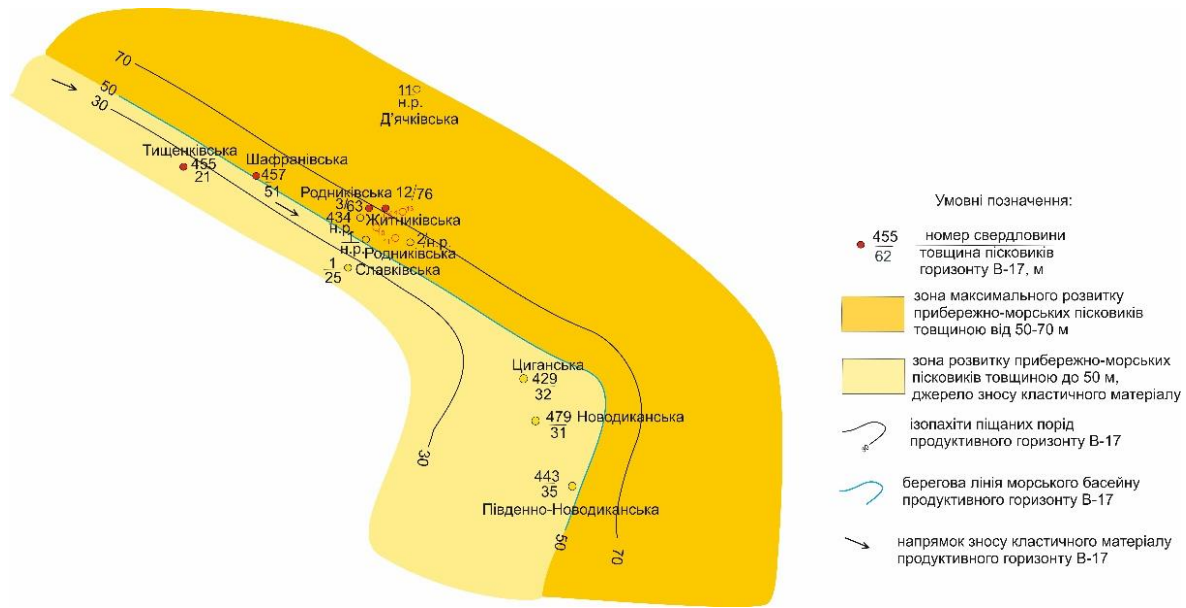


Рис.6. Роднікове родовище. Карта товщини пісковиків продуктивного горизонту В-17 (С1v2)

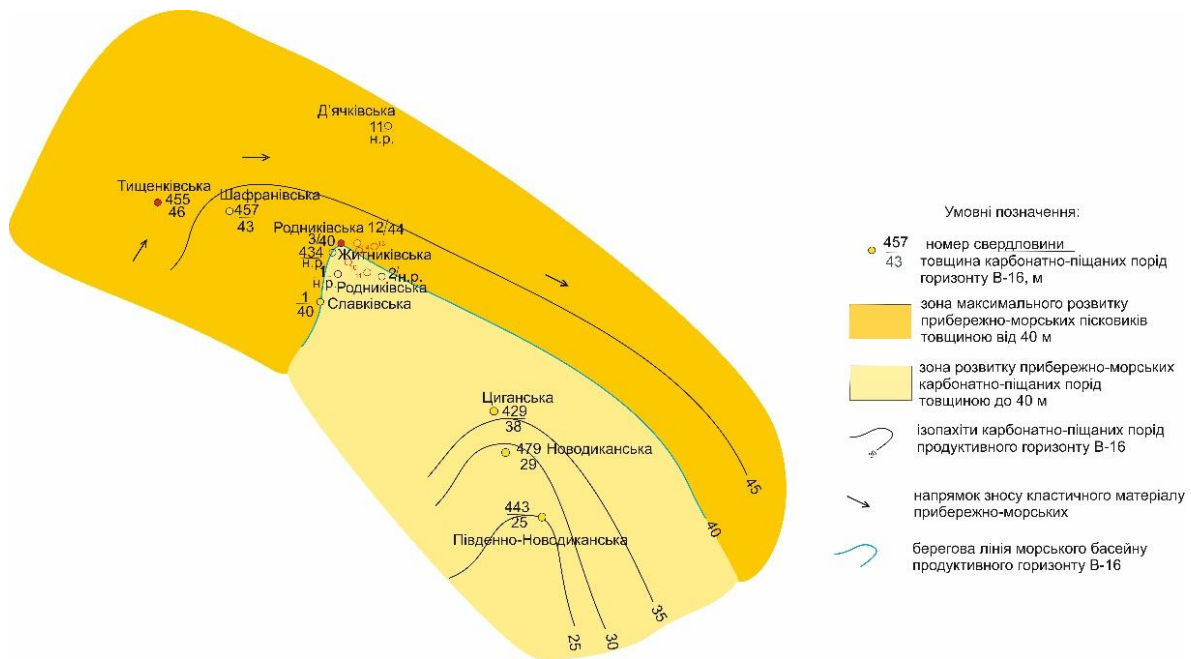


Рис.7. Роднікове родовище. Карта товщини пісковиків продуктивного горизонту В-16 (С1v2)

За даними досліджень пісковики горизонтів В-17, В-16 характеризуються неоднорідними колекторськими властивостями по латералі та розрізу, покращеними на західній ділянці дослідженої зони (рис. 8) та враховуючи прийнятий коефіцієнт граничної пористості 7%, - відповідним розповсюдженням пісковиків з ефективною товщиною до 5-6 м по горизонту В-17 та 3-5 м по горизонту В-16, максимальними в лінійно витягнутій, локалізованій в межах прибережно-морської фації, смугі, умовно проведеної по лінії конседиметаційних піднять Тищенківсько-Шафранівсько-Роднікової зони.

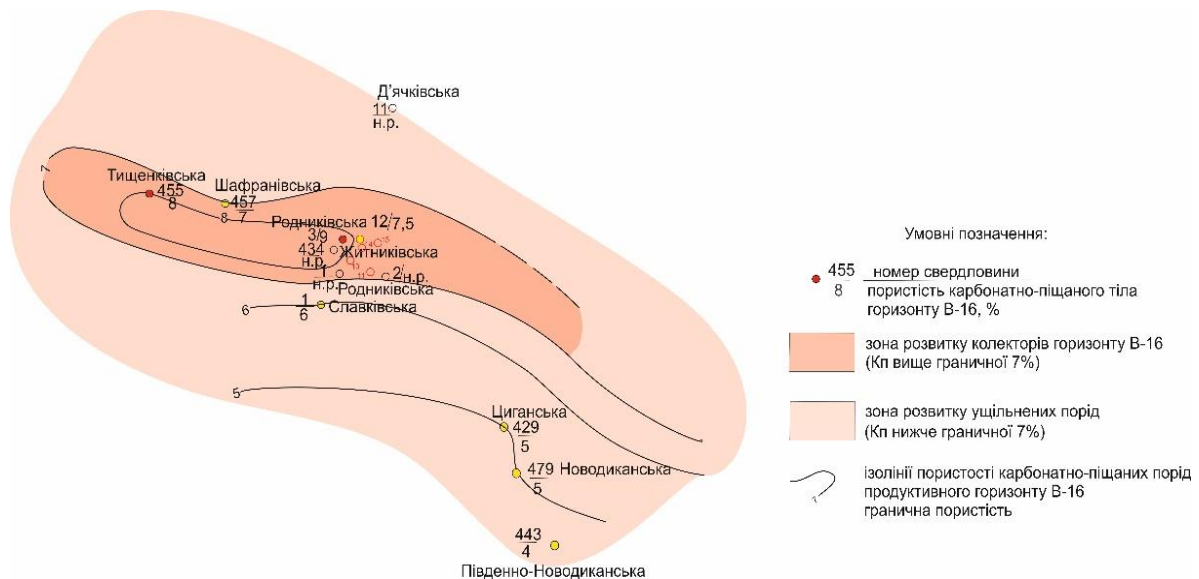


Рис.8. Роднікове родовище. Карта пористості пісковиків продуктивного горизонту В-16 (C_{1v2})

Неоднорідність колекторських властивостей та розподілу ефективних товщин пісковиків в даному випадку пов'язані з накопиченням та формуванням уламкових порід в нестабільних прибережно-морських умовах, що обумовило:

- формування характерних структурно-текстурних особливостей - тонке перешарування крупно-,грубопсамітового піщаного матеріалу з дрібнопсамітовими та алеврито-глинистими різновидами;

- неоднорідність мінералогічного складу перш за все - цементуючої речовини: нерівномірний розподіл глинистого матеріалу зі значним вмістом каолініту, активний знос карбонатного осаду з піднять Цигансько-Новодиканської групи, складених більшою мірою карбонатними породами.

Так, за даними досліджень кернавого матеріалу пісковики неоднорідні, сірі, дрібнозернисті, міцні, зі значним вмістом великої кількості рослинного детриту, тонко-хвилясто-шаруваті, з вуглистими плівками (свердловина № 457 Шафранівська), в межах ліцензійної ділянки (свердловина № 12) в окремих шарах від середньо-,крупнозернистих до грубо-,крупнозернистих (к-3), характерних для наливних акумулятивних тіл прибережно-морських фацій.

Аналіз даних досліджень кернавого матеріалу свідчить про значну неоднорідність відкладів, з високим вмістом в розрізах свердловин вапняків та пісковиків з карбонатним цементом базального типу. Пісковики середньо-, дрібнозернисті, алевритові з карбонатно-глинистим цементом, склад уламків кварцовий, в окремих прошарках мезоміктовий, з вмістом плагіоклазу, уламків порід (кременистих, глинистих), слюд.

Погіршення колекторських властивостей пісковиків в розрізах свердловини № 12 Роднікова, за даними досліджень керна (к-1), пов'язане з високим вмістом карбонатного цементу, текстурною неоднорідністю порід, тонким перешаруванням з непроникними різновидами. Піщані відклади, розкриті свердловинами продуктивних горизонтів В-25-26, за даними ГДС, характеризуються неоднорідними середніми до низьких колекторськими властивостями

(Кп-4-5 % (свердловина № 3 Роднікова) - 5,9 % свердловина № 12 Роднікова), що спричинено вторинними змінами порід в зоні катагенетичних перетворень: високим вмістом перекристалізованого карбонату в цементі пісковиків, щільною упаковкою кварцових зерен з розвитком інкорпораційно-конформних контактів, регенераційно-кварцового цементу та кварцитовидних структур, ізольованістю проникних ділянок. Перспективною є західна частина ліцензійної ділянки, представлена моноклінальним схилом, ускладненим структурним носом, на його схилах пробурені свердловини №434 Житниківська, №№1, 2 Роднікові, в периклінальній частині свердловина № 3 Роднікова. На жаль, свердловини № 434 Житниківська, №№ 1,2 Роднікові не розкрили верхньовізейський розріз, адже тут склалися пасткові умови для акумуляції вуглеводнів, пов'язані з поєднанням сприятливого структурного положення та характером розвитку колекторів в прибережно-морській зоні, що підтверджено даними ГДС та результатами випробування: пісковики горизонту В-17 продуктивні в розрізах свердловин № 457 Шафранівська, № 455 Тищенківська, свердловини №№ 3, 12 Роднікові, горизонту В-16 - в розрізах свердловин № 455 Тищенківська, свердловини № 3 Роднікова.

Вірогідно, що верхньовізейські відклади в межах горизонтів В-17, В-16 і на західній ділянці Тищенківського, Шафранівського, Роднікового конседиментаційних піднять, які сформовані в спільному басейні седиментації та єдиній палеогеографічній зоні з характерними фаціальними особливостями, можуть бути перспективними з точки зору нафтогазоносності, це стосується й південно-західної частини дослідженої зони.

Висновки:

1. Встановлено основні напрямки розповсюдження колекторів нижньо-,візейських відкладів Тищенківсько-Шафранівсько-Роднікового піднять Білоцерківського виступу південної прибортової зони.
2. Відображено основні результати палеогеографічних реконструкцій, фаціальних умов нижньо-,верхньовізейських відкладів, просторового розвитку колекторів, зміни колекторських властивостей.
3. На основі результатів сейсмічних досліджень структурно-тектонічної будови візейських відкладів Роднікового родовища визначено прогностичні перспективні ділянки зі сприятливими пастковими умовами накопичення вуглеводнів.

Список літератури

1. Геологический проект на бурение параметрической скважины № 434 на Житниковской площади (УССР, Полтавская обл., Решетилковский р-н) / *И.В. Санаров, В.Н. Ковальчук.* – Полтава, 1980.
2. Геологический проект поискового бурения на Родниковой площади (УССР, Полтавская обл., Решетилковский р-н). – Полтава, 1982.
3. Проект розробки Роднікового ГКР [Текст] звіт про НДР за договором № 100 ПГВ/2009-2009 (тема 47.618/2008-2009) / УкрНДГаз/ *Є.С. Бікман, Н.В.Семенюк та ін.* – Харків, 2009. – 245 с.
4. Геолого-економічна оцінка Роднікового газоконденсатного родовища Полтавської області України (станом на 01.01.2009 р.) [Текст]: звіт про НДР; *кер. А. В. Довганич та ін.*, Полтава, 2009.
5. Звіт про виконання сейсморозвідувальних робіт на Родніковій, Семенцівській та Абазівській площах за технологією 3D. *В.М. Круглик.* ТОВ «Тутковський інтегровані рішення», 2015 р.

Надійшла до редакції 20.04.23

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ
DEVELOPMENT OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 622.279

І.Ю. Думич, О.О. Кримінська
(УкрНДІгаз)

МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПРИ РОЗРОБЦІ ГКР
В ПК PETREL ТА ЇХ АНАЛІЗ

Розглянуто типові системи розміщення свердловин у контексті газоконденсатних родовищ та проаналізовано принцип їх вибору при розробці для досягнення максимальної продуктивності та вилучення газу та конденсату.

The scientific article examines typical well placement systems in the context of gas-condensate fields and analyzes the principle of their selection during development to reach maximum productivity and extraction of gas and condensate.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Розробка газоконденсатних родовищ є важливим аспектом енергетичного сектора, що забезпечує значний потенціал для видобутку газу та конденсату. Оптимальне розміщення свердловин є ключовим фактором для досягнення максимального видобутку і ефективної розробки родовища. Однак, в сучасних умовах існує кілька викликів та проблем, пов'язаних з аналізом систем розміщення свердловин при розробці газоконденсатних родовищ:

1. Складні геологічні умови. Багато газоконденсатних родовищ мають складні геологічні структури, які ускладнюють визначення оптимального розміщення свердловин. Це може включати присутність тріщин, зон ущільнень, геологічні перешкоди та інші фактори, які можуть впливати на розподіл газу та конденсату у резервуарі.

2. Варіабельність властивостей порід. Різні ділянки газоконденсатних родовищ можуть мати різні властивості порід, такі як проникність, проникливість та пористість. Ця різноманітність може ускладнити визначення оптимального розміщення свердловин, оскільки потік газу та конденсату може бути нерівномірним та залежати від геологічних особливостей кожної ділянки.

3. Ефективність видобутку. Вибір системи розміщення свердловин може суттєво впливати на ефективність видобутку газу та конденсату. Невірний вибір системи може призвести до недосягнення максимального потенціалу родовища, низької продуктивності свердловин та недоцільного використання ресурсів.

4. Економічні обмеження. Розробка газоконденсатних родовищ є складним і дорогим процесом. Вибір оптимальної системи розміщення свердловин має враховувати економічні фактори, такі як вартість будівництва та експлуатації свердловин, потенційні прибутки від видобутку та вартість розвитку інфраструктури.

5. Екологічна стійкість. Розробка газоконденсатних родовищ має бути здійснена з дотриманням принципів екологічної стійкості та збереження довкілля. Оптимальне розміщення свердловин має враховувати вплив на природні ресурси, біологічну різноманітність та якість водних джерел.

З урахуванням цих проблем, необхідно провести детальний аналіз систем розміщення свердловин при розробці газоконденсатних родовищ з метою визначення оптимальних рішень, що забезпечать максимальний видобуток газу та конденсату при ефективному використанні ресурсів, збереженні довкілля та забезпеченні економічної стійкості.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Системи розміщення свердловин розглянуто в навчальних підручниках та методичних посібниках. У роботах Бойка В.С., Міщука Б.М. [1], Кондрата Р.М. [2], Орловського В.М., Білецького В.С., Вітика В.Г., Сіренка В.І. [3] описано класичні підходи до вибору раціональної схеми розміщення свердловин на газових родовищах. Авторами досліджуються питання вибору форми сітки свердловин, відстані між свердловинами та порядку введення їх в експлуатацію і надаються загальні рекомендації щодо розміщення свердловин, в основному, для випадку значної однорідності продуктивного пласта. У випадку неоднорідного пласта, таке розміщення свердловин вже не буде оптимальним.

Формулювання завдань дослідження та мета статті. Мета статті полягає в аналізі систем розміщення свердловин та їх оптимізації в процесі проектування раціональної системи розробки родовищ газу з використанням гідродинамічного моделювання.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказується практична цінність. Система розробки родовищ вуглеводнів охоплює сукупність взаємопов'язаних інженерно-технічних рішень, метою яких є вибір обсягу і черговості введення в розробку експлуатаційних об'єктів на багатопластових родовищах, розміщення на площі газозапасності необхідної кількості експлуатаційних свердловин і вибір раціональної структури їх розміщення, порядок введення їх в експлуатацію і підтримування заданих технологічних режимів роботи, застосування методів активного впливу на пласт з метою підвищення газовилучення і керування процесами руху газу чи газоконденсату в пласті, застосування відповідної системи збору і підготовки пластової продукції, охорону надр і довкілля [3].

Раціональна система розробки родовища природного газу та облаштування промислу – це система, яка забезпечує заданий рівень видобутку газу і конденсату з високою ефективністю, запланованими техніко-економічними показниками та коефіцієнтами газо- і конденсатовіддачі. Раціональна розробка газових покладів можлива, якщо вона здійснюється на науковій основі з використанням комп'ютерного моделювання.

Сітка свердловин - характер взаємного розташування добувних і нагнітальних свердловин на експлуатаційному об'єкті з вказівкою відстаней між ними (щільність сітки). Свердловини розташовують по рівномірній сітці і нерівномірній сітці (переважно рядами). Сітки за формою бувають квадратними, трикутними і багатокутними. При трикутній сітці на площі розміщується свердловин більше на 15,5 %, ніж при квадратній у разі однакових відстаней між свердловинами.

Під щільністю сітки свердловин розуміють відношення площі газозапасності до числа добувних свердловин.

Системи розміщення свердловин по площі газозапасності родовищ природних газів у плані можуть мати форму подовженого овалу, кола, прямокутника або фігури довільної форми.

Території промислів розрізняються за рельєфом, ґрунтом, забудовами різного призначення. Газозапасний колектор у загальному випадку характеризується мінливістю літологічного складу й геологофізичних параметрів за площею й розрізом. Ці причини, у поєднанні з вимогами економіки, зумовлюють різні способи розміщення експлуатаційних, нагнітальних і спостережних свердловин на структурі й площі газозапасності [3].

Під час розробки газових і газоконденсатних родовищ застосовують наступні системи розміщення експлуатаційних свердловин по площі газозапасності:

- рівномірну за квадратною або трикутною сіткою;
- лінійну за ланцюгом;
- батареїну;
- у склепінні покладу;
- нерівномірну.

До всіх систем розміщення свердловин ставлять чотири вимоги:

1. Забезпечення стабільної і тривалої роботи свердловин з максимальним вилученням вуглеводнів.

2. Забезпечення рівномірного тиску по пласту.

3. Контроль законтурних пластових вод.

4. Забезпечення техніко-економічної ефективності розробки родовища.

Для аналізу розміщення свердловин по площі газоносності родовищ були обрані рівномірна квадратна, рівномірна трикутна, батарейна та нерівномірна сітки.

З точки зору теорії проектування розробки газових родовищ під рівномірною сіткою мають на увазі таку систему розміщення свердловин на площі газоносності, коли у процесі розробки не утворюється загальна депресійна воронка, тобто пластові тиски у зоні дренування кожної свердловини приблизно однакові і близькі до середнього пластового тиску на відповідний момент часу. Тоді зміна дебітів газових свердловин визначається зміною у часі середнього пластового тиску у родовищі [2].

При рівномірному розміщенні свердловини бурять у кутах квадратів (рис. 1) або у вершинах правильних трикутників (рис. 2).

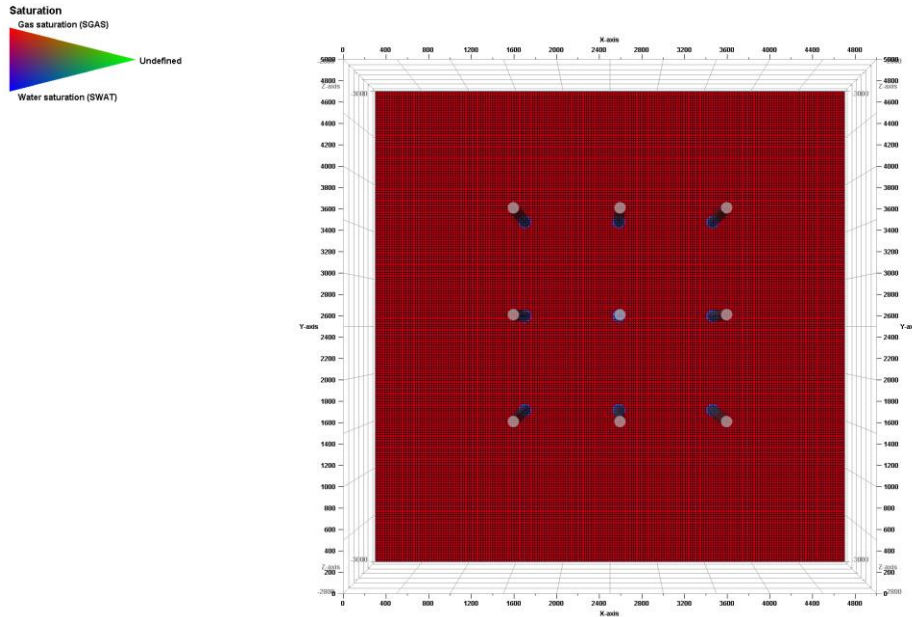


Рис. 1. Квадратна система розміщення свердловин

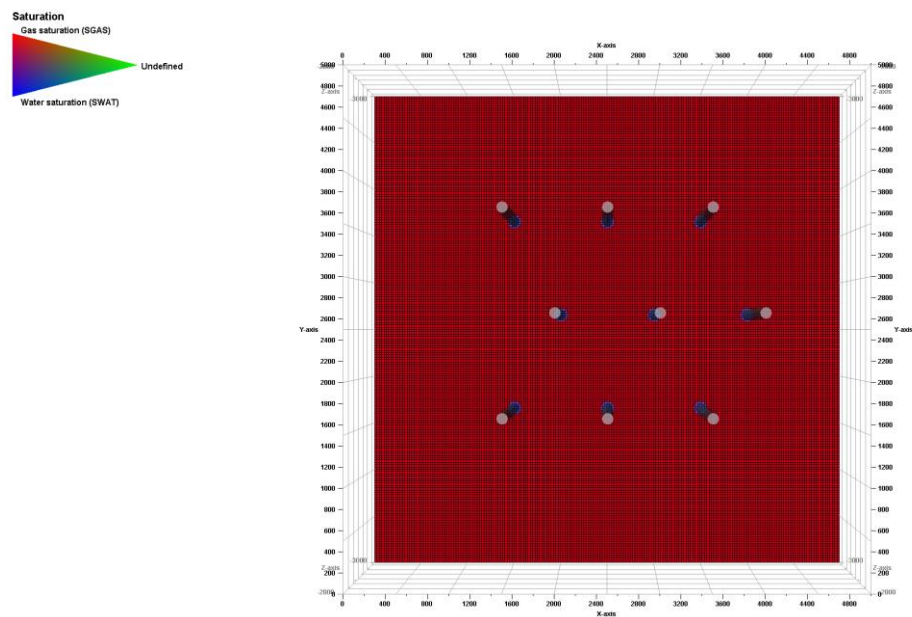


Рис. 2. Трикутна система розміщення свердловин

Під час експлуатації покладу питомі площі дренавання свердловин у однорідних за геолого-фізичними параметрами газонасичених колекторах однакові при однакових дебітах свердловин. Рівномірна сітка свердловин забезпечує рівномірне падіння пластового тиску [3].

Дебіти свердловин у цьому випадку обумовлюються середнім пластовим тиском по покладу в цілому. Виконання зазначеної умови доцільне тоді, коли пласт досить однорідний за колекторськими властивостями. У неоднорідних за геолого-фізичними параметрами колекторах при рівномірному розміщенні свердловин дотримується сталість відношення дебіту свердловини до запасів газу у питомому об'ємі дренавання. Недоліком рівномірної системи розміщення свердловин є збільшення протяжності промислових комунікацій і газозбиральних мереж.

Розміщення свердловин на площі газонасності у вигляді кільцевих батарей (рис. 3) використовують для розробки газоконденсатних родовищ із підтриманням пластового тиску і на деяких підземних сховищах газу, а також на родовищах відповідної геометричної конфігурації [2].

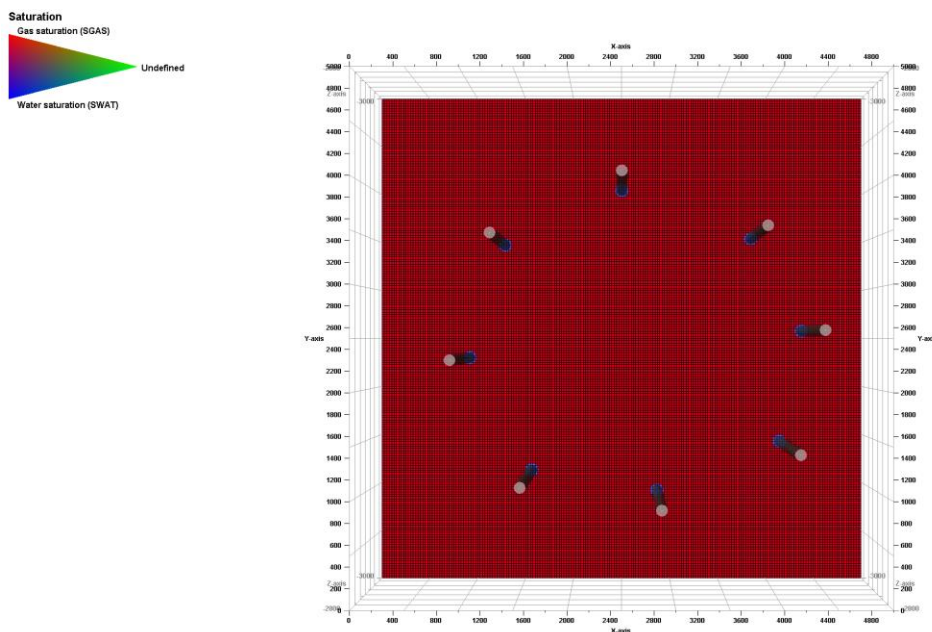


Рис. 3. Батарейна система розміщення свердловин

Якщо свердловини розміщені у вигляді кільцевих батарей, то швидше ніж за рівномірного розміщення, знижуються вибійні та гирлові тиски і дебіти свердловин. При такому розміщенні також утворюються місцеві депресійні воронки. Внаслідок цього доводиться швидше вводити в експлуатацію дотискную компресорну станцію, чим скорочують час використання природної пластової енергії. З іншого боку, скорочується протяжність газозбиральних мереж і промислових комунікацій [2].

Нерівномірне розміщення свердловин на площі газонасності із згущенням у найбільш продуктивній зоні і розрідженням сітки свердловин у периферійних зонах на практиці застосовується найчастіше. Це зумовлено можливістю зменшити кількість свердловин, що потрапляють у непродуктивну або водоносну зону пласта. Надалі з вивченням будови родовища сітка свердловин у периферійній зоні може бути ущільнена.

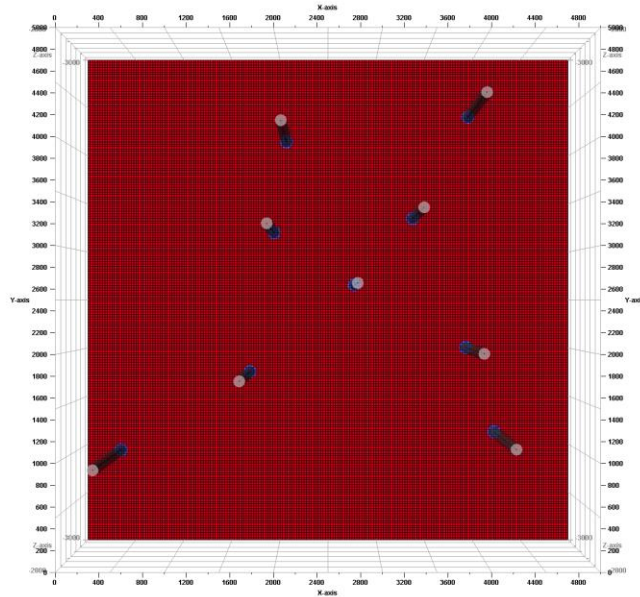
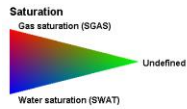


Рис. 4. Нерівномірна система свердловин

У разі нерівномірного розміщення свердловин на площі газоносності темпи зміни середньозваженого приведенного тиску у питомих об'ємах дренування свердловин і всього покладу різні. У цьому випадку можливе утворення глибоких депресійних воронки тиску в окремих об'ємах покладу.

Для оцінки впливу на технологічні показники розробки продуктивного покладу розміщення свердловин по площі газоносності в програмному комплексі Petrel (Schlumberger) з використанням гідродинамічного симулятора Eclipse Blackoil було змодельовано неоднорідний поклад (рис. 5) розміром 5000x5000 м та пористістю в межах від 9 до 18%.

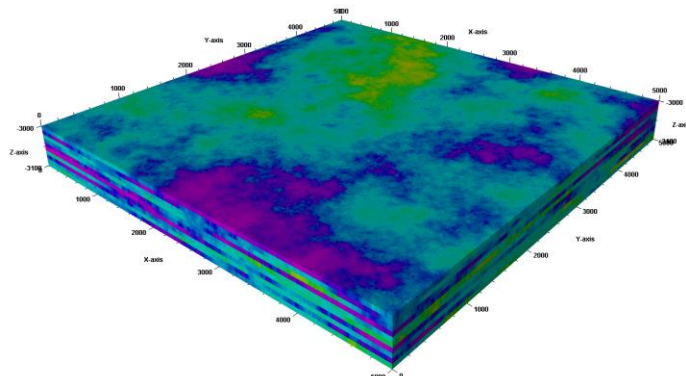
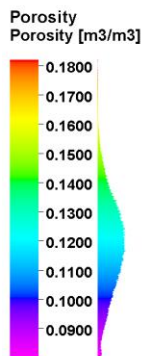


Рис. 5. Неоднорідний поклад, прийнятий для досліджень

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що система розміщення свердловин значно впливає на технологічні показники розробки. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів.

Значення пластового тиску на кінець періоду розробки покладу при різних варіантах щільності сітки свердловин наведено на рисунку 6.

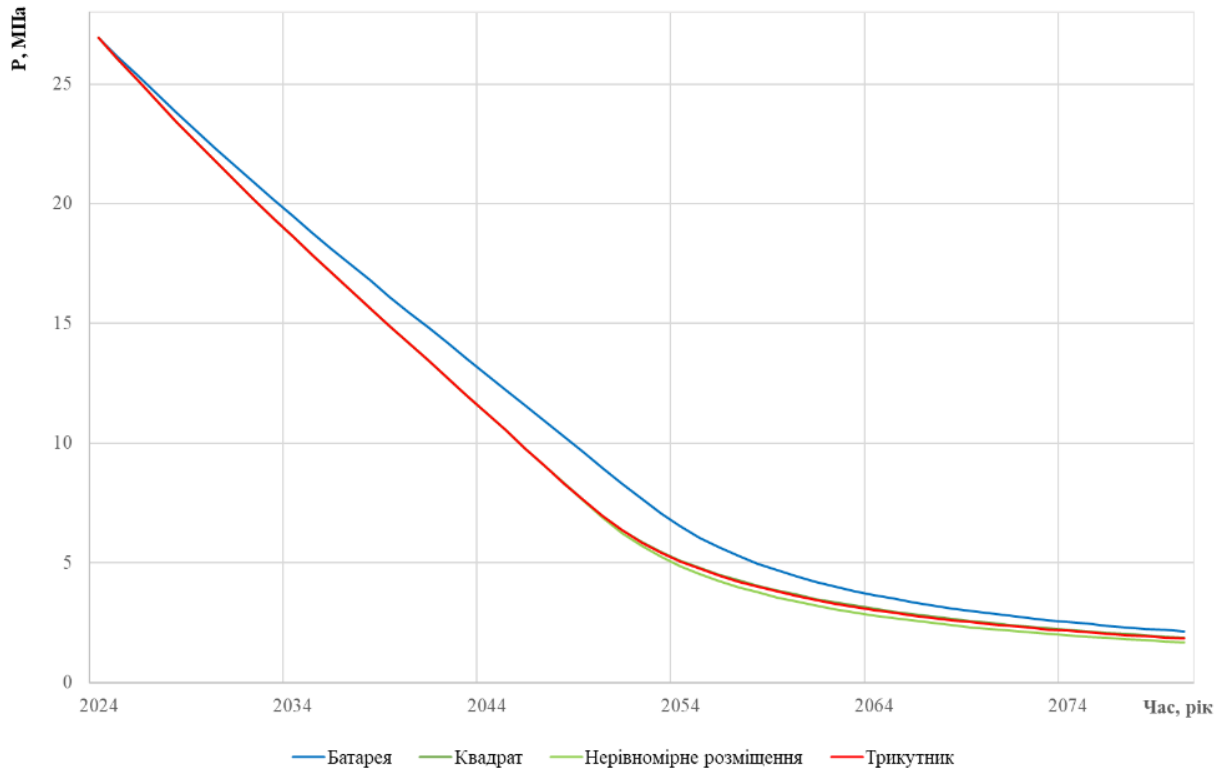


Рис. 6. Значення пластового тиску на кінець періоду розробки покладу при квадратній, трикутній, батарейній, неоднорідній системі розміщення свердловин

Динаміка накопиченого видобутку газу в часі для різних систем розміщення свердловин наведена на рисунку 7.

Використовуючи результати моделювання розробки неоднорідного продуктивного покладу здійснено розрахунки прогнозних коефіцієнтів вилучення газу.

Обрахунок коефіцієнта газовилучення було здійснено за формулою:

$$\beta = \frac{Q_{\text{вид}}(t)}{Q_{\text{зап.поч.}}}$$

Значення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу наведено в таблиці.

Значення кінцевих коефіцієнтів вилучення газу

Система розміщення свердловин	Коефіцієнт газовилучення β , %
Рівномірна квадратна	0.935
Рівномірна трикутна	0.936
Батарейна	0.926
Нерівномірна	0.942

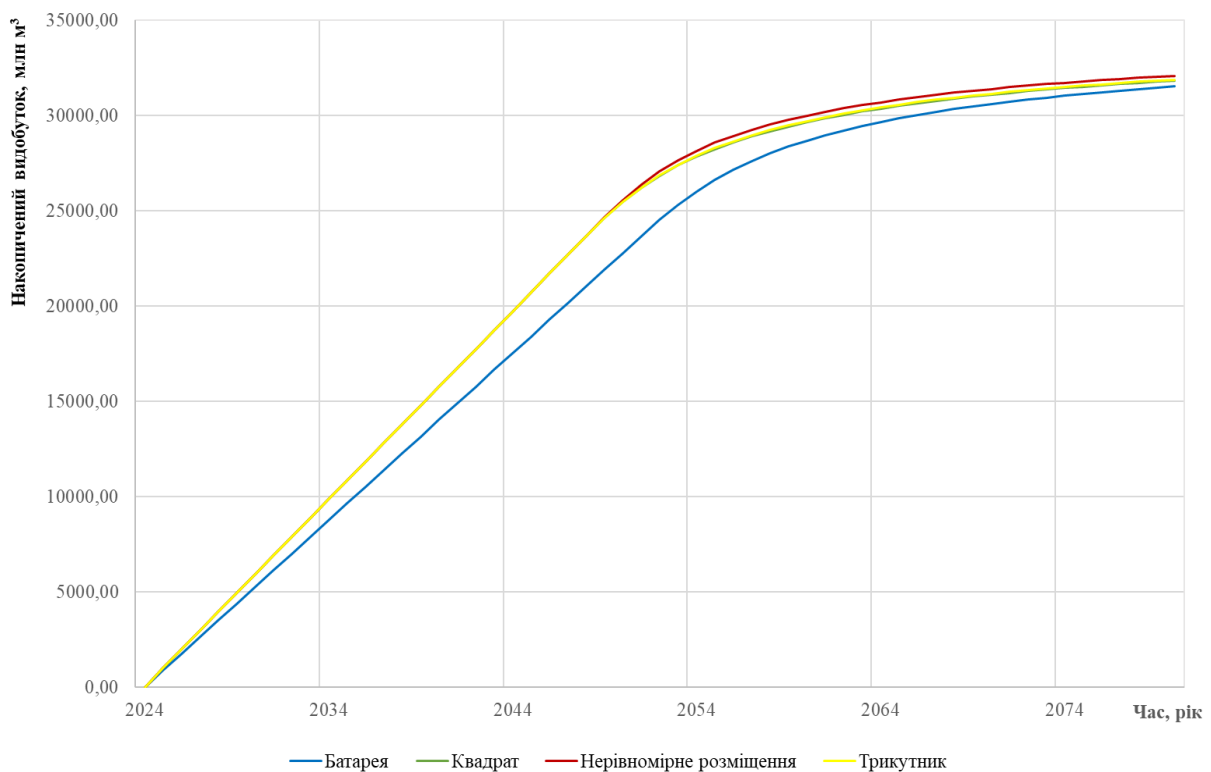


Рис. 7. Динаміка накопиченого видобутку газу при квадратній, трикутній, батарейній, нерівномірній системі розміщення свердловин

Висновки.

На основі проведених досліджень встановлено вплив на технологічні показники розробки системи розміщення свердловин. За газовим режимом розробки родовища не можна завчасно передбачити, яка із систем розміщення свердловин буде найефективнішою. Оптимальний варіант розміщення свердловин на площі газоносності можна вибрати лише за результатами газодинамічних і техніко-економічних розрахунків. Рівномірне розміщення свердловин на площі газоносності сприяє кращій геологічній вивченості родовища, меншій інтерференції свердловин у разі їх спільної роботи, швидшому вилученню газу з покладу при одній і тій самій кількості свердловин і однакових умовах відбору газу на вибої свердловини.

Перевага нерівномірного розміщення свердловин на площі газоносності порівняно з рівномірним – це зменшення капітальних вкладень у спорудження свердловин, термінів спорудження свердловин, загальної протяжності промислових доріг, збірних газо- та конденсатопродів.

Список літератури

1. Бойко В.С. Обґрунтування розміщення свердловин на покладі при режимі розчиненого газу [Текст] / В.С. Бойко, Б.М. Міщук // Intellectual potential of the XXI century`2015: матеріали міжнар. наук.-техн. конф, 2015 р., Івано-Франківськ.
2. Кондрат Р.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ [Текст]: підручник / Р.М. Кондрат. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021.
3. Орловський В.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ [Текст]: навч. посібник / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.Г. Вітик, В.І. Сіренко. – Львів: Новий світ-2000, 2020. – 311 с.

Надійшла до редакції 21.02.23

УДК 622.2

Н.І. Ковальчук
(УкрНДГаз)

ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПЛАСТА, ГІДРОПІСКОСТРУМИННА ПЕРФОРАЦІЯ

Гідропіскоструминна перфорація свердловин на завершальній стадії розробки родовищ має свої особливості, які пов'язані з поглинанням пластом значних об'ємів рідини-пісконосія. При подальшому освоєнні свердловини поглинуту рідину важко вилучити з пласта, тому часто після проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин дебіт газу зменшується. Наведене обґрунтовує доцільність проведення додаткових досліджень з метою вдосконалення технології проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах.

Hydro-sandjet perforation of wells at the final stage of field development has its own characteristics, which are associated with the absorption of significant volumes of sand carrier fluid by the formation. During the further development of the well, it is difficult to remove the absorbed liquid from the formation, therefore, often after hydrosandjet perforation of the wells, the gas flow rate decreases. The above substantiates the expediency of conducting additional research in order to improve the technology of hydrosandjet perforation of wells in depleted gas and gas condensate deposits.

Постановка проблеми. Більшість родовищ природних газів України вступили у період спадного видобутку газу, частина з них перебуває на завершальній стадії розробки. У процесі тривалої розробки родовищ відбувається кольматація привибійної зони свердловин частинками твердої фази продуктами руйнування порід, які переносяться потоком газу. У привибійній зоні можливе також скупчення інгредієнтів бурового і цементного розчинів, які використовуються під час спорудження свердловин, пластової води, вуглеводневого конденсату, який випадає з газу на газоконденсатних родовищах, солей, які випадають з пластової води, і технічних рідин, які використовуються при ремонті свердловин. В результаті забруднення привибійної зони пласта виникають додаткові фільтраційні опори рухові газу і відповідно зменшується дебіт свердловин. Для підвищення дебіту газу потрібно покращити гідродинамічний зв'язок пласта із свердловиною. До ефективних методів інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини на виснажених газових і газоконденсатних родовищах відноситься проведення гідропіскоструминної перфорації свердловин з метою зменшення фільтраційних втрат тиску у привибійній зоні, підключення в розробку раніше перфорованих інтервалів пласта, які не працюють через кольматацію, а також підключення в розробку неперфорованих газонасичених прошарків малої товщини і низької проникності, які на ранній стадії розробки родовищ в умовах високих дебітів газу вважались неперспективними.

Мета і задачі дослідження. Виходячи з актуальності, мета дослідження полягає у підвищенні продуктивності газових свердловин шляхом проведення вторинного розкриття пласта та дослідження з визначення оптимального значення характеристик розкриття пласта на дебіт газових свердловин.

Аналіз літературних даних. Вторинне розкриття продуктивних пластів при репресії в соляних розчинах (CaCl₂, KCl) призводить до зниження продуктивності газових свердловин на 40-50 %, нафтових - на 20-40 %.

Світовий досвід [2-4], а також авторські дослідження, проведені для декількох десятків родовищ ДДЗ, Прикарпатського і Закарпатського прогинів, показали, що надзвичайно важливе значення для кінцевої ефективності робіт із розкриття продуктивних горизонтів має вигляд технологій вторинного розкриття: у разі депресії, на рівновазі чи репресії на пласт. Для технологій буріння із застосуванням глинистих, полімер-сольових, полімер-гуматних розчинів [1] чи навіть розчинів на нафтовій основі [2], які використовують в Україні та близькому зарубіжжі, загальним правилом є закінчування свердловини кумулятивною перфорацією при депресії, на

рівновазі або на мінімальній репресії на пласт, дуже рідко гідропіскоструминною перфорацією або фільтром.

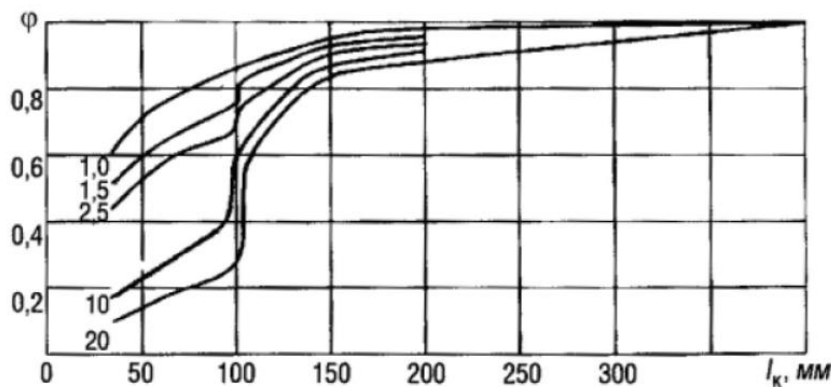
Згідно з дослідженням по родовищах ДДЗ та сарматських відкладах Прикарпатського прогину, завдяки технології перфорації при депресії на пласт малогабаритними перфораторами на кабелі, збільшення дебітів свердловин по газу і конденсату сягає в 1,2-1,5, інколи в 2-3 рази порівняно з перфорацією цих же об'єктів при репресії більш потужними зарядами. Згідно з [2], перфорація при депресії перфораторами ПР-43, ПР-54 збільшує дебіти в 2-3 рази порівняно з перфорацією зарядами ПКС-80, навіть після додаткової інтенсифікації припливу генератором тиску типу ПГД.БК-100/150.

Корпусні перфоратори на кабелі та заряди надглибокого проникнення, які створюють канали в породі-колекторі, в 1,5-1,6 раза глибші, ніж їх аналоги, добре зарекомендували себе в нафтових свердловинах на родовищах Західного Сибіру, де їх застосовують для дострілювання та перестрілювання з метою вирівнювання профілю припливу, інтенсифікації припливу пластової рідини в діючих, у тому числі й у низькопродуктивних, свердловинах [5].

Позитивних результатів у разі проведення перфорації при репресії на пласт у газоконденсатних свердловинах навіть зарядами надглибокого проникнення можна досягти лише за виконання таких умов:

- розкриття на мінімальній репресії;
- нагнітання у проектний матеріал спеціальної рідини, що не забруднює породиколектора;
- проведення перфорації в найкоротші терміни;
- проведення робіт із освоєння свердловини зразу ж після перфорації.

Під час проектування робіт із вторинного розкриття часто не враховують реальної глибини каналу в породі-колекторі на місці залягання, яка для успішного розкриття об'єкта повинна бути співрозмірна з радіусом зони кольтатації або перевищувати її. На рис. 1 показано залежність коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловини від довжини перфораційного каналу [2]. Звідси витікає такий результат: якщо навколо свердловини є зона зниженої в 10 разів проникності розміром (по радіусу) 100 мм, то канал завдовжки $l_k = 90$ мм дасть $\phi = 0,4$, а $l_k = 150$ мм - ϕ близько 0,9, тобто більше ніж вдвічі. Для більшості свердловин, пробурених на глинистих розчинах із репресією на пласт, зона забруднення становить 0,4-0,6 м, а в деяких випадках досягає декількох метрів [2]. Отже, для якісного розкриття необхідно мати заряди з глибиною каналу, що перевищує розміри зони проникнення фільтрату, тобто l_k має бути не меншим за 600-700 мм.



$d_k = 6,35$ мм; $n = 13$ отв/м; $R_2 = 175$ мм; $r_c = 75$ мм; $R_k = 300$ мм;
шифр кривих - кратність зниження «к» у зоні проникнення бурового розчину

Рис. 1. Залежність коефіцієнта гідродинамічної досконалості від довжини перфораційного каналу

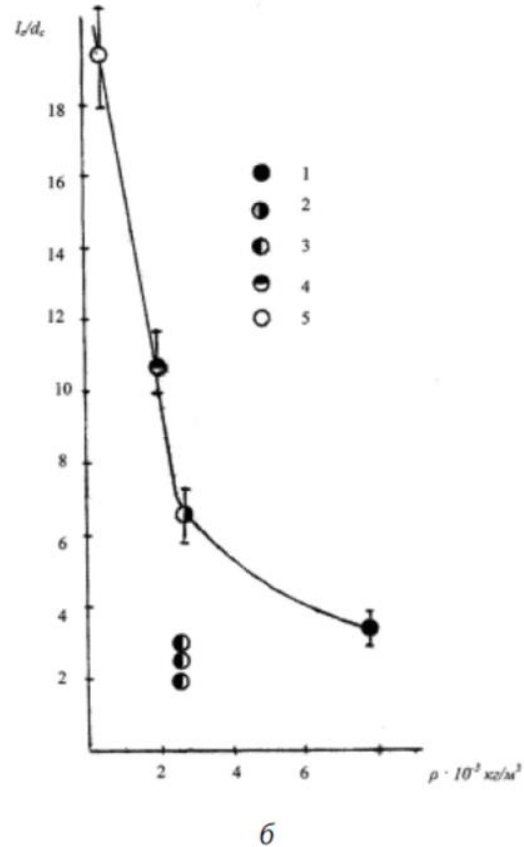
Глибина перфорації в породі-колекторі, як правило, відрізняється від глибини, отриманої на керованому матеріалі або в мішенях-імітаторах.

На рис. 2, а показано залежності глибини каналу l_c від міцності породи [2], на рис. 1.5, б - від щільності матеріалу мішені.



бетон (20 МПа); м'який піщаник Berea (41 МПа), міцний пісковик Berea (63 МПа); міцні породи Nugget (104 МПа), Granite (140 МПа), Blue Top (154 МПа)

Рис. 2а. Залежність глибини каналу від міцності [2]



1 - сталь, 2 - алюмінієвий сплав, 3 - граніт, 4 - бетон, 5 - пінобетон

Рис. 2б. Залежність відносної глибини каналу від щільності матеріалу мішені

Аналіз результатів робіт із вторинного розкриття продуктивних горизонтів зі зростанням глибини залягання показує, що на глибинах понад 4-4,5 км ефективність усіх систем перфорації зменшується через зниження пористості і збільшення міцності порід. Тому часто свердловини не досягають проектної продуктивності [6]. Зі зростанням глибини необхідно збільшувати глибину та кількість отворів, тобто потужність зарядів перфоратора, а операцію із розкриття пласта супроводжувати інтенсифікацією припливу [2].

Методи досліджень: визначити, як зміниться дебіт газу при зміні відносного розкриття пласта, кількості проперфорованих отворів, діаметру проперфорованих отворів та від довжини перфораційних каналів.

Виклад основного матеріалу.

Дебіт газової свердловини при фільтрації газу за двочленним законом визначається за формулою:

$$q = \frac{-A_1}{2 \cdot B_1} + \sqrt{\left(\frac{A_1}{2 \cdot B_1}\right)^2 + \frac{(P_{nl}^2 - P_{виг}^2)}{B_1}}, \quad (1)$$

Коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта визначаємо за формулами:

$$A_1 = \frac{A}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \left(\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C_1 + C_2\right), \quad (2)$$

$$B_1 = \frac{B}{\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}\right)} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4\right). \quad (3)$$

Коефіцієнти фільтраційних опорів C_1 C_2 , C_3 C_4 , визначаємо за формулами:

$$C_1 = \frac{1}{h_B} \cdot \ln(h_B) + \frac{1-h_B}{h_B} \cdot \ln\left(\frac{\delta}{r_{c.36}}\right), \quad (4)$$

$$\delta = 1.6 \cdot [1 - (h_B)^2], \quad (5)$$

$$r_{c.36} = \frac{r_c}{h}, \quad (6)$$

$$C_2 = \frac{1}{N \cdot R_0}, \quad (7)$$

$$C_3 = \frac{1}{h_B}, \quad (8)$$

$$C_4 = \frac{1}{3 \cdot N^3 \cdot R_0^3}. \quad (9)$$

Визначення дебіту газу від відносного розкриття пласта

Таблиця 1

Результати розрахунку дебіту газу від відносного розкриття пласта

Віднос-не розкриття пласта	Коефіцієнт C_1	Коефіцієнт C_3	Коефіцієнт фільтраційного опору А	Коефіцієнт фільтраційного опору В	Дебіт газу, тис.м ³ /д
1	2	3	4	5	6
0,1	24,569	10	1,573	1,036	0,161
0,2	12,983	5	1,055	0,987	0,22
0,3	8,129	3,333	0,838	0,97	0,257
0,4	5,395	2,5	0,716	0,962	0,283

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
0,5	3,624	2	0,636	0,957	0,303
0,6	2,383	1,667	0,581	0,954	0,317
0,7	1,473	1,429	0,54	0,952	0,328
0,8	0,79	1,25	0,51	0,95	0,337
0,9	0,287	1,111	0,487	0,949	0,344

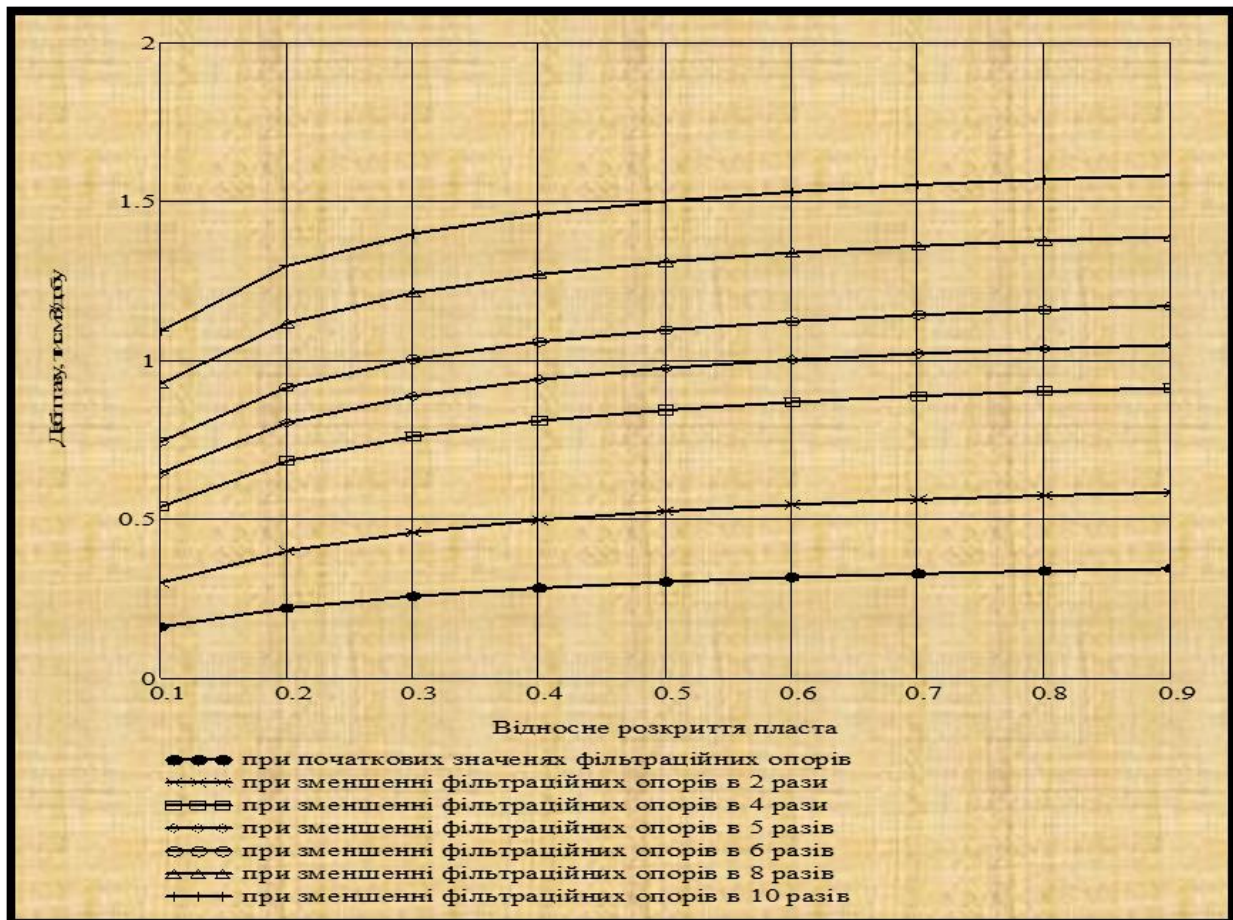


Рис. 3. Графічна залежність дебіту газу від діаметру перфораційних отворів

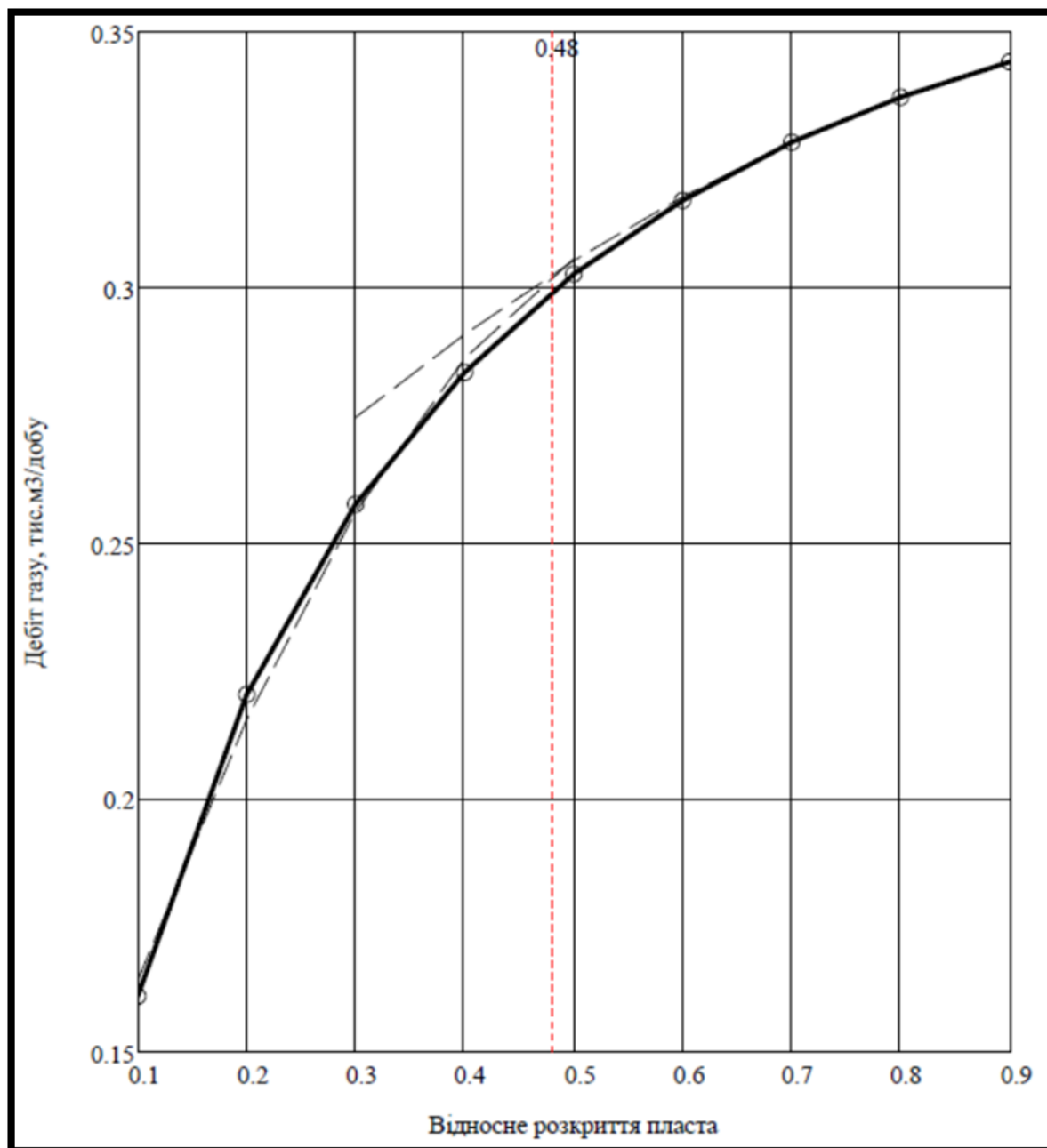


Рис. 4. Графічна залежність дебіту газу від відносного розкриття пласта (оптимальне значення)

Визначення впливу кількості перфораційних отворів на дебіт газу

Таблиця 2

Результати розрахунку дебіту газу від кількості перфораційних отворів

Кількість отворів	Коефіцієнт C_2	Коефіцієнт C_4	Коефіцієнт фільтраційного опору А	Коефіцієнт фільтраційного опору В	Дебіт газу, тис.м ³ /добу
4	8,333	771,605	0,898	7,677	0,141
6	5,556	342,936	0,774	3,478	0,194
8	4,167	192,901	0,712	2,008	0,236
10	3,333	123,457	0,675	1,328	0,271
12	2,778	85,734	0,65	0,958	0,299
14	2,381	62,988	0,632	0,735	0,326
16	2,083	48,225	0,619	0,591	0,341
18	1,852	38,104	0,609	0,492	0,357
20	1,667	30,864	0,6	0,421	0,37
22	1,515	25,508	0,593	0,368	0,382

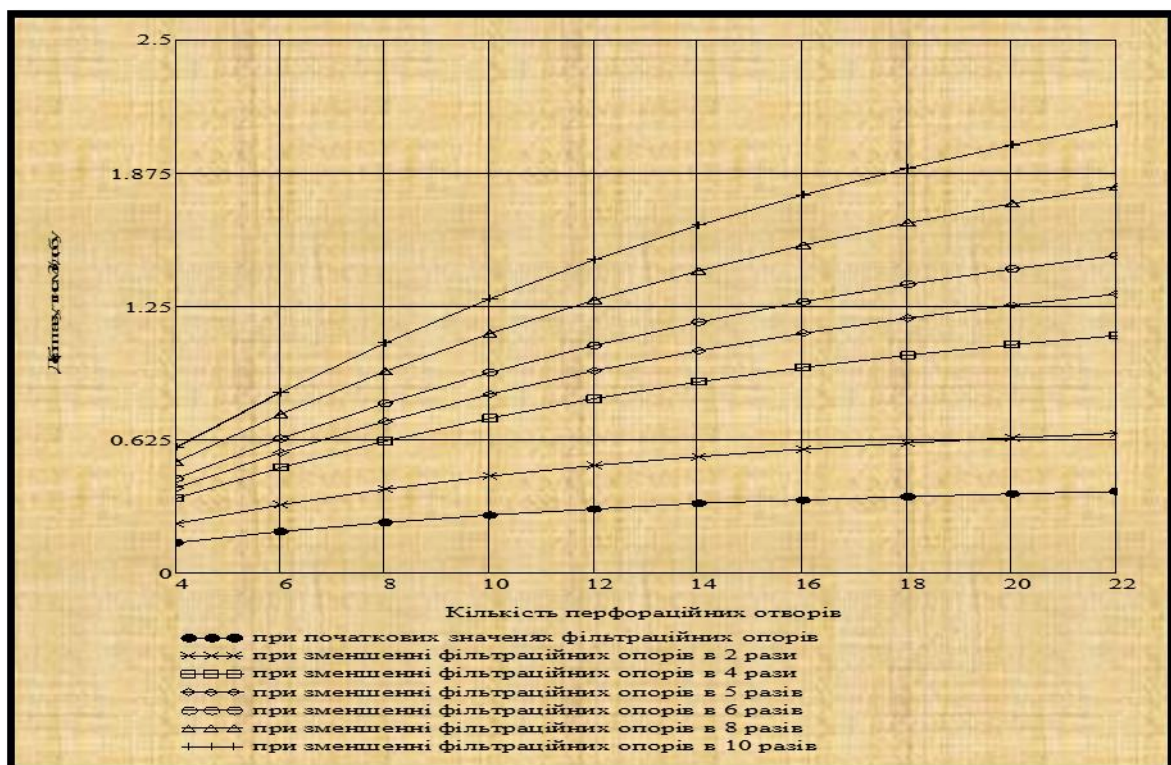


Рис. 5. Графічна залежність дебіту газу від кількості перфораційних отворів

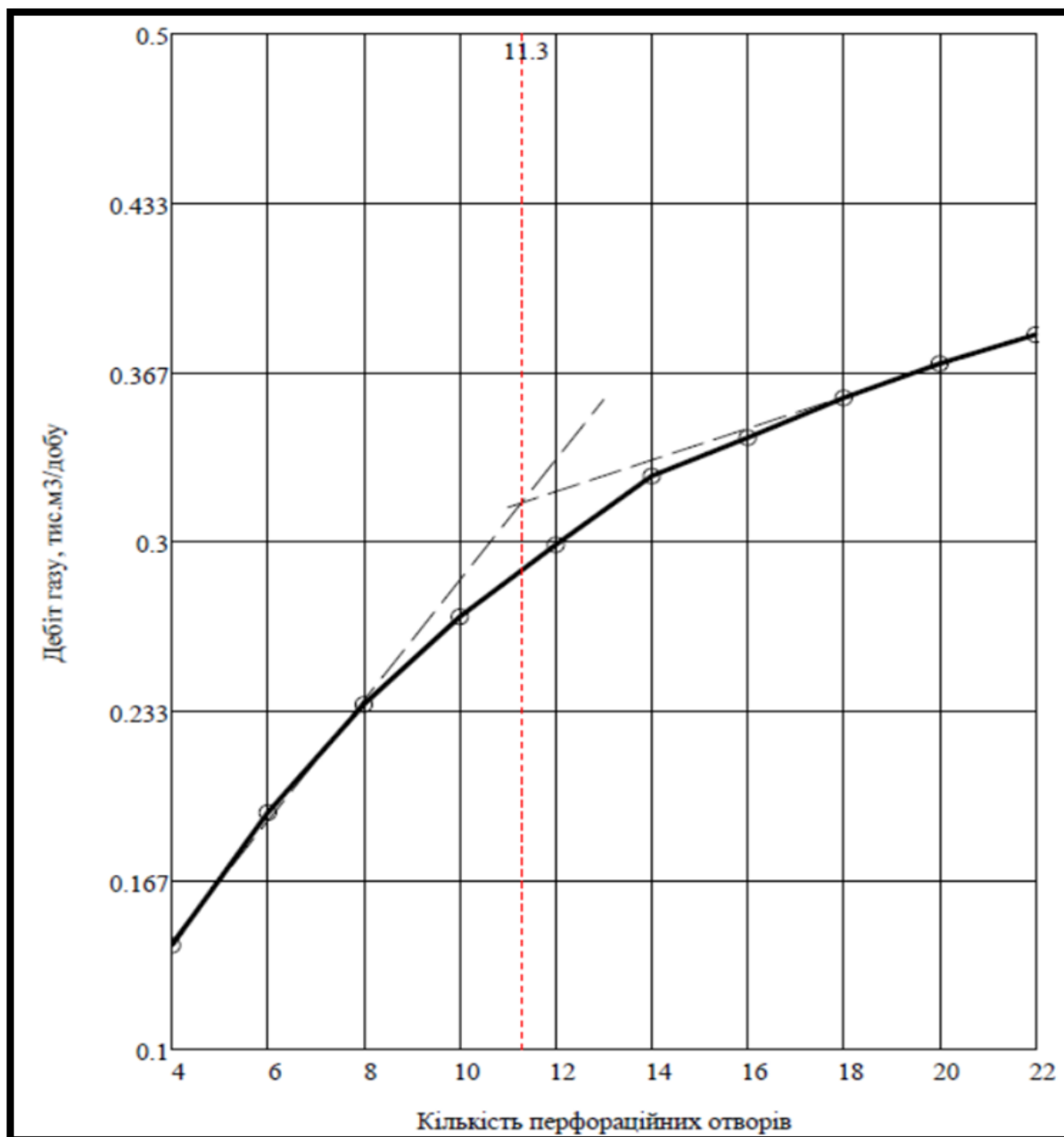


Рис. 6. Графічна залежність дебіту газу від кількості перфораційних отворів (оптимальне значення)

Визначення впливу діаметра перфораційних отворів на дебіт газу

Таблиця 3

Результати розрахунку дебіту газу від діаметру перфораційних отворів

Діаметр перфораційних отворів, м	Коефіцієнт C_2	Коефіцієнт C_4	Коефіцієнт фільтраційного опору А	Коефіцієнт фільтраційного опору В	Дебіт газу, тис.м ³ /добу
0,01	16,667	18518,519	1,271	181,524	0,036
0,02	8,333	2314,815	0,898	22,794	0,093
0,03	5,556	685,871	0,774	6,837	0,154
0,04	4,167	289,352	0,712	2,953	0,21
0,05	3,333	148,148	0,675	1,57	0,259
0,06	2,778	85,734	0,65	0,958	0,299

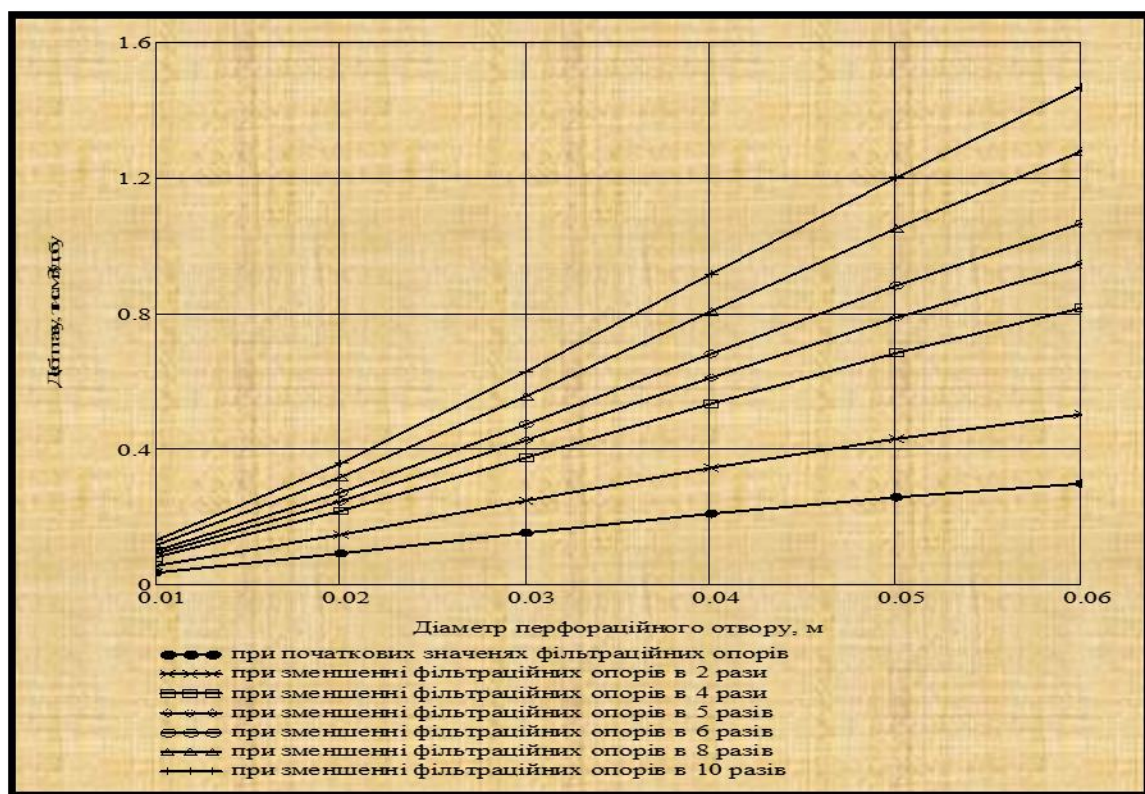


Рис. 7. Графічна залежність дебіту газу від діаметру перфораційних отворів

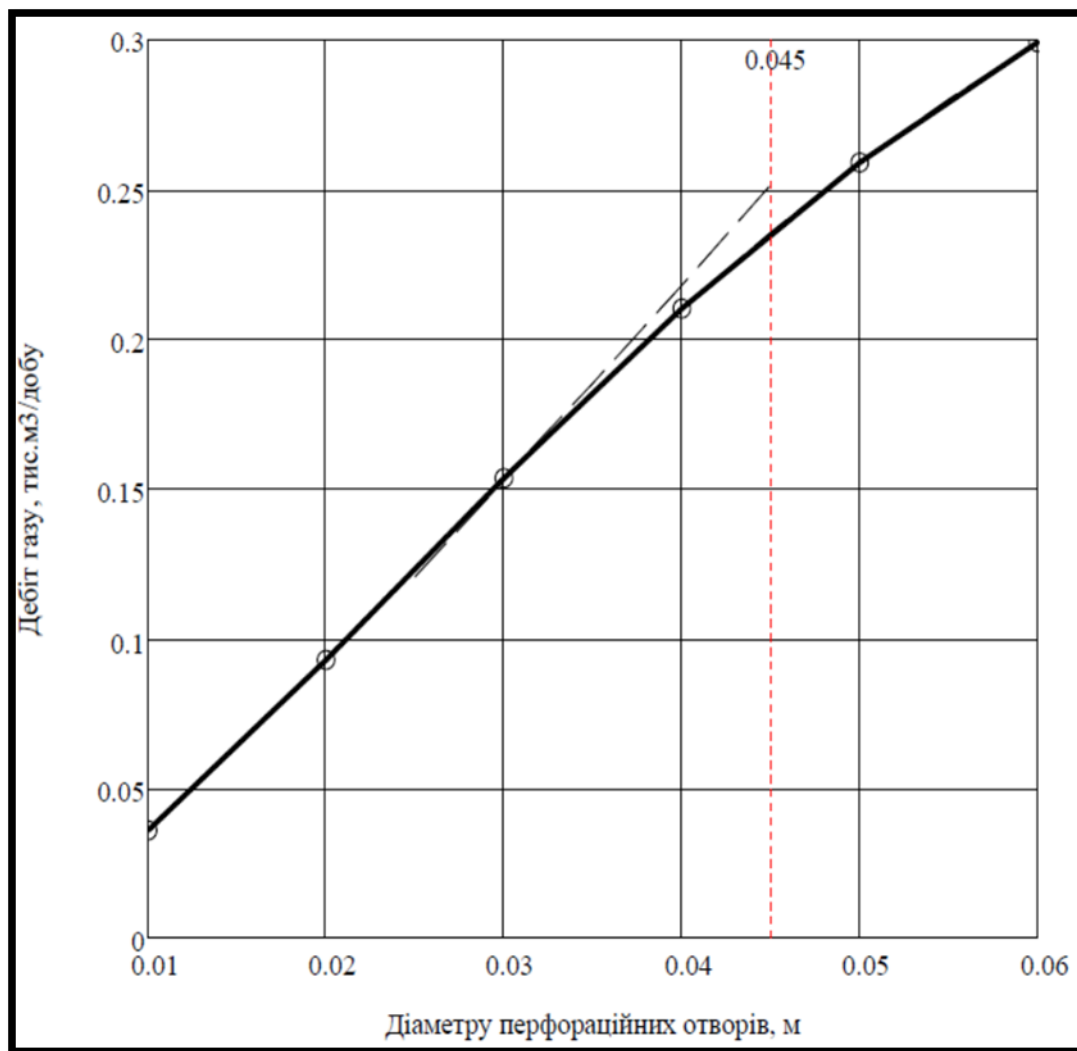


Рис. 8. Графічна залежність дебіту газу від діаметру перфораційних отворів (оптимальне значення)

Проведення дослідження впливу довжини перфораційних каналів на дебіт газової свердловини

Задаємося значеннями витрати води:

$$Q_{\text{води}} = 1 \cdot 10^{-2} \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (10)$$

Визначаємо втрати тиску в насадках:

$$\Delta P_n = \frac{5 \cdot 10^2 \cdot (Q_{\text{води}})^2 \cdot \gamma_{\text{см}}}{N^2 \cdot f^2 \cdot \varphi^2 \cdot g}, \quad (11)$$

де: $\gamma_{\text{см}}$ - питома вага суміші води з піском, г/м³;

f - площа поперечного січення отвору насадки, см²;

g - прискорення вільного падіння = 9,81 м/с²;

φ - коефіцієнт витрати через насадку = 0,82.

Визначаємо питому вагу суміші води з піском:

$$\gamma_{см} = C \cdot (\gamma_n - \gamma_в) + \gamma_в, \quad (12)$$

де: γ_n - питома вага піску, г/м³;

$\gamma_в$ - питома вага води, г/м³;

C - об'ємна концентрація піску:

$$C = \frac{C_0}{C_0 + 100 \cdot \gamma_n}, \quad (13)$$

де: C_0 - масова концентрація піску, г/л

Визначення довжини перфораційних каналів.

Визначаємо площу поперечного січення отвору насадки за формулою:

$$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (14)$$

де d - діаметр перфораційних каналів.

За формулою (11) визначаємо втрати тиску в насадках.

Довжина перфораційного каналу в пласті визначається за формулою:

$$L_k = 22 \cdot \varphi \cdot \psi \cdot d \cdot \sqrt{\frac{20 \cdot \Delta P_n}{\sigma \cdot \beta}}, \quad (15)$$

де: $\sigma = 32$ МПа - міцність порід на стиснення; $\varphi = 0,82$ - коефіцієнт витрати через насадку.

Співвідношення швидкості струменя в будь-якому поперечному січенні основної ділянки струменя до швидкості на її осі в тому ж січенні $\psi = 0,425$;

$\beta = 0,31$ - кутовий коефіцієнт; d = 0,01 м – діаметр насадки.

Коефіцієнт збільшення дебіту за рахунок утворення в результаті ГПП каналу визначаємо за формулою:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c + L_k}\right)}, \quad (16)$$

Визначаємо дебіт після проведення ГПП за формулою:

$$Q_2 = N \cdot q_1, \quad (17)$$

де q_1 – дебіт газу до проведення ГПП = 4 тис.м³/добу.

Таблиця 4

Результати розрахунку дебіту газу від довжини перфораційних каналів

Довжина перфораційних каналів, м	Площа поперечного січення, см ²	Втрати тиску в насадках, МПа	Довжина перфораційного каналу, м	Коефіцієнт збільшення дебіту	Дебіт після проведення ГПП, тис.м ³ /добу
0,01	0,785	12,463	0,21	1,169	0,348
0,02	3,142	0,778	0,105	1,101	0,329
0,03	7,069	0,154	0,07	1,073	0,321
0,04	12,566	0,049	0,053	1,057	0,316
0,05	19,635	0,02	0,034	1,039	0,311

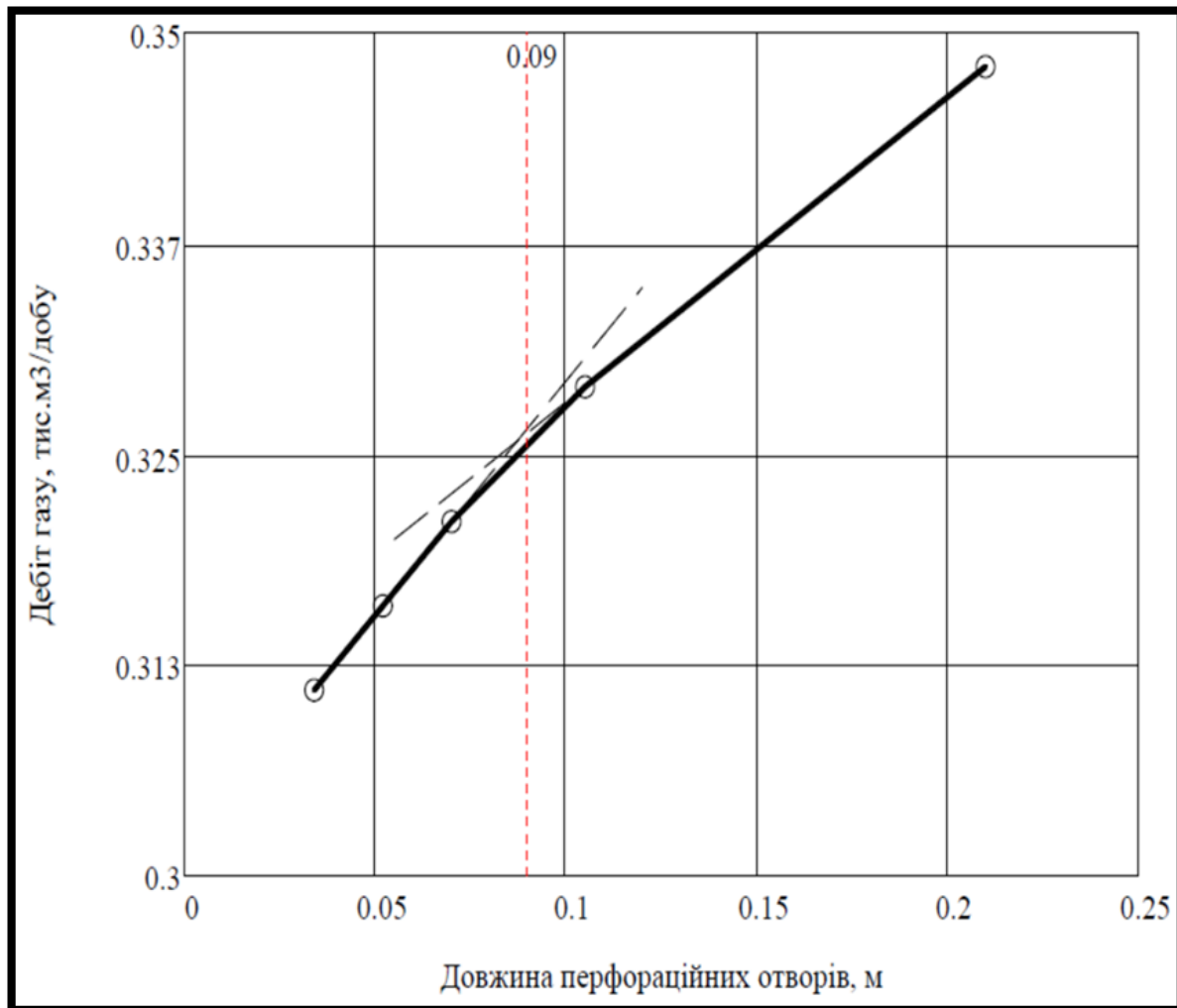


Рис. 9. Графічна залежність дебіту газу від довжини перфораційних отворів (оптимальне значення)

Висновки:

1. Побудувавши графічну залежність дебіту газу від відносного розкриття пласта отримано оптимальне значення для відносного розкриття пласта = 0,48, при якому дебіт свердловини становить 0,31 тис.м³/добу.
2. Аналізуючи графічну залежність дебіту газу від кількості перфораційних отримано оптимальне значення = 11, при якому дебіт свердловини становитиме 0,325 тис.м³/добу.
3. Отримавши графічну залежність дебіту газу від діаметру перфораційних отворів знайдено оптимальне значення для діаметру перфораційних отворів = 0,045 м, при якому дебіт свердловини становитиме 0,25 тис.м³/добу.
4. Побудувавши графічну залежність дебіту газу від довжини перфораційних отворів, отримано оптимальне значення для довжини перфораційних отворів = 0,09 м, при якому дебіт свердловини становитиме 0,327 тис.м³/добу.

Список літератури

1. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України [Текст] / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасок, М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 6. – С. 17-19.
2. Гайворонский И.Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири, их опробование и вскрытие [Текст] / И.Н. Гайворонский, В.С. Замахаев, Г.Н. Леоненко. – М.: Геоинформцентр, 2003. – 364 с.
3. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів [Текст] / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафт. і газова пром-сть. – 2006. – № 6. – С. 16-18.
4. Гошовський С.В. Вторинне розкриття нафтогазових пластів та шляхи підвищення його ефективності [Текст] / С.В. Гошовський // Нафт. і газова пром-сть. – 1999. – № 4. – С. 24-27.
5. Шнуров И.В. Эффективность применения перфорационных систем фирмы «Динамитнобель» на месторождениях Западной Сибири [Текст] / И.В. Шнуров, С.В. Абатуров, А.В. Ротбергер и др. // Техника и технология добычи нефти. – 2001. – № 2. – С. 7-10.
6. Лукин А.Е. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.Е. Лукин, Н.В. Шукін, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина // Геофизический журнал. – 2011. Т. 33. – № 1. – С. 3-27.

Надійшла до редакції 24.07.23

УДК 622.2:556.3

О.А. Житник
(УкрНДІГаз)

ОПТИМІЗАЦІЯ ВИДОБУТКУ СВЕРДЛОВИН З ВОДНИМ ФАКТОРОМ

Для умов свердловини №29 Скворцівського НГКР розраховано можливість винесення рідини з вибою свердловини. Традиційний метод боротьби з накопиченням рідини на вибої шляхом продувки в атмосферу призводить до втрат газу і забруднення навколишнього середовища. Для боротьби з вищезазначеними ускладненнями рекомендовано застосовувати зменшення робочого тиску та встановлення фонтанних труб меншого діаметру.

The paper contains the calculations the possibility of removing fluid from bottom hole of well №29 of Skvortsivke Oil and Gas Condensate Deposit. The traditional method of dealing with the accumulation of fluid on bottom hole blowing-out into the atmosphere leads to gas losses and environmental pollution. To control the above complications, it is recommended to apply reduction of top node pressure and installation of tubing of smaller diameter.

Вступ. Основною задачею, яка виникає перед газовидобувним підприємством є збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення з пластів.

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин ускладнюється скупченням рідини (пластової води і вуглеводневого конденсату) на вибої свердловини.

На початковій стадії розробки це не викликає значного впливу, адже рідину, що надходить, виносить швидким газовим потоком.

Аналіз досліджень сучасних публікацій. Ефективним методом експлуатації свердловин в умовах надходження великої кількості пластових вод та відповідно високого водного фактору є впровадження механізованого видобутку. З варіантів можливе використання енергії стиснутого газу при газліфтній експлуатації чи встановлення різних типів насосів [1]. У випадку, розглянутому на прикладі даної свердловини, можливо створити умови для стабільної роботи без внесення серйозних змін у її конструкцію.

Постановка проблеми в загальному вигляді. На завершальній стадії розробки родовища, це вже має зовсім інший ефект. Значна частина запасів вже відібрана, пластовий тиск знизився в декілька разів в порівнянні з початковим і швидкість газового потоку зменшується.

Накопичення рідини ускладнює технологічний процес видобутку газу і знижує продуктивність свердловини. Відповідно знижуються дебіти по газу і конденсату. Це призводить до порушення нормальної роботи свердловини, аж до припинення її фонтанування [2].

Ефективним методом боротьби з накопиченням рідини на вибої є продувка свердловини на факел. Швидкий потік повітря виносить рідину на поверхню, що супроводжується втратами газу і забрудненням навколишнього середовища [3]. Зараз всі нафтогазовидобувні підприємства беруть активний курс щодо зменшення кількості продувок.

Мета роботи. Підібрати найбільш оптимальний режим роботи свердловини із забезпеченням винесення рідини та підвищенням кінцевого коефіцієнту газовилучення.

Методика проведення досліджень. Для дослідження впливу внутрішніх діаметрів НКТ та робочих тисків свердловини було використано програмне середовище Pipesim компанії “Schlumberger”.

Дослідження виконано на прикладі газової свердловини з такими параметрами: штучний вибій – 3150 м; середина інтервалу перфорації – 3067 м; глибина спуску НКТ – 3027 м; діаметр НКТ – 62 мм; поточний пластовий тиск – 43,11 атм; пластова температура – 351 К; проникність пласта – 17,77 мД. Модель свердловини наведено на рис.1. Розрахунки проведено для різних значень гирлового тиску (7, 10, 14,3 атм) та різних діаметрів НКТ (72, 60, 46 мм).

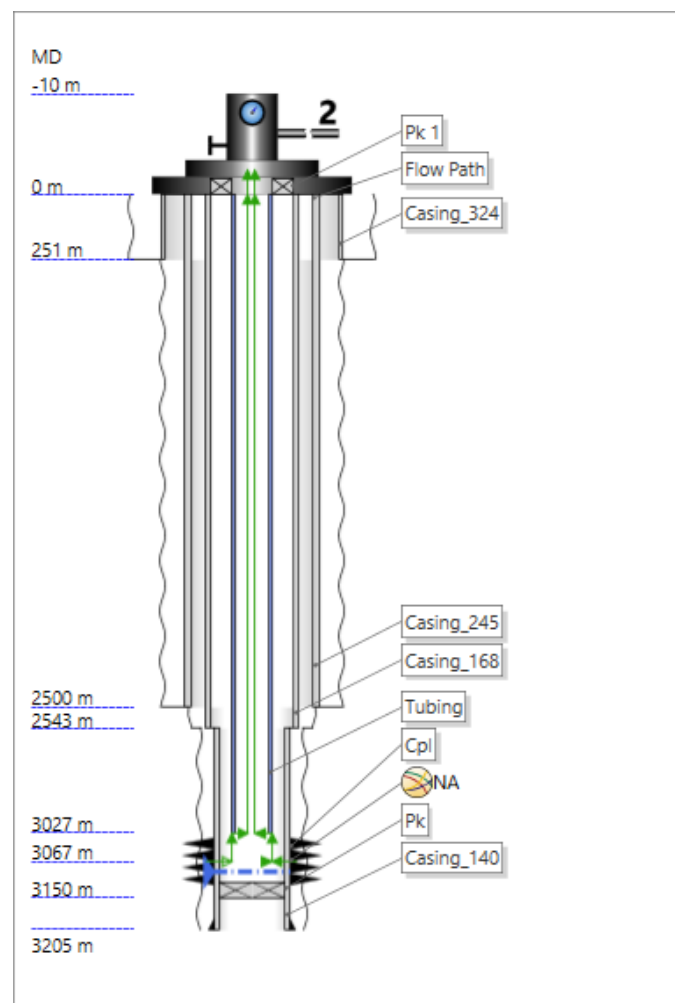


Рис.1. Модель свердловини

Виклад основного матеріалу досліджень. На даний час (квітень 2023 р.) свердловина працює з середнім дебітом 17,4 тисм³/добу та робочому тиску 14,3 атм. Рідина на вибої накопичується (рис.2) (якщо liquid loading velocity ratio >1, то рідина не виноситься).

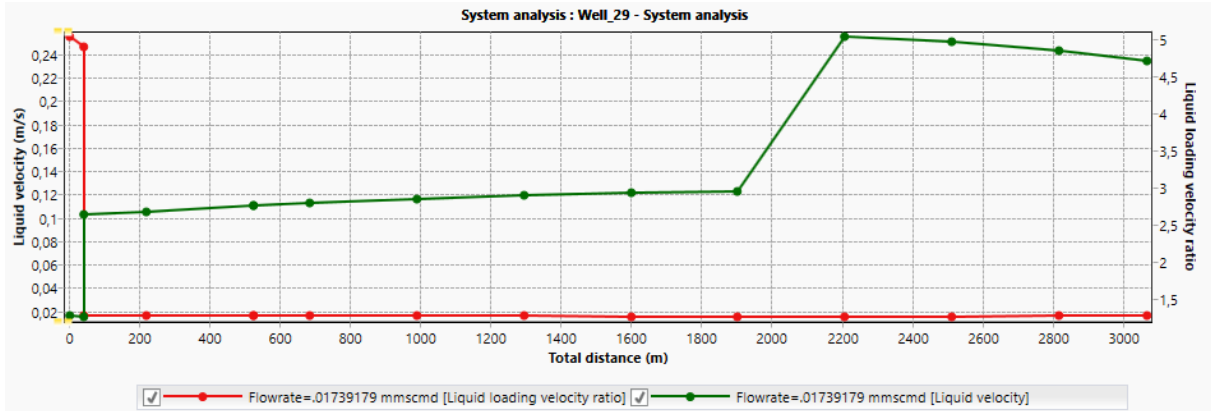


Рис.2. Швидкість руху та коефіцієнт виносу рідини при 14,3 атм та діаметрі НКТ 73 мм

З розглянутих варіантів пропонується зменшення робочого тиску та діаметру насосно-компресорних труб. Подальша експлуатація свердловини з поточним робочим тиском є не ефективною, адже швидкість газового потоку (рис. 3) не може забезпечити виніс лише у випадку встановлення фонтанних труб діаметром 48 мм (рис. 4), що супроводжується значним зниженням дебіту свердловини (таблиця).

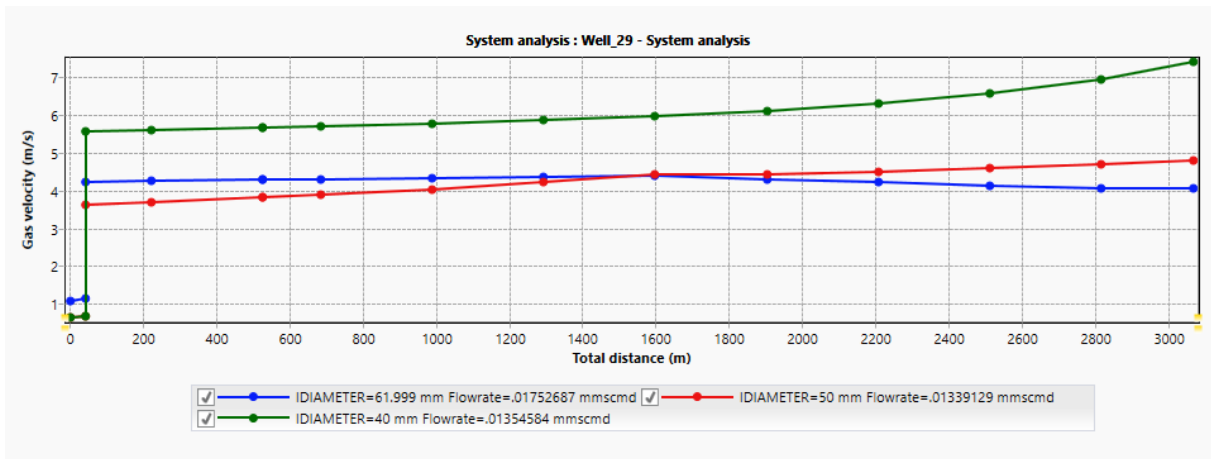


Рис.3. Швидкість руху газового потоку при 14,3 атм та різних внутрішніх діаметрах НКТ

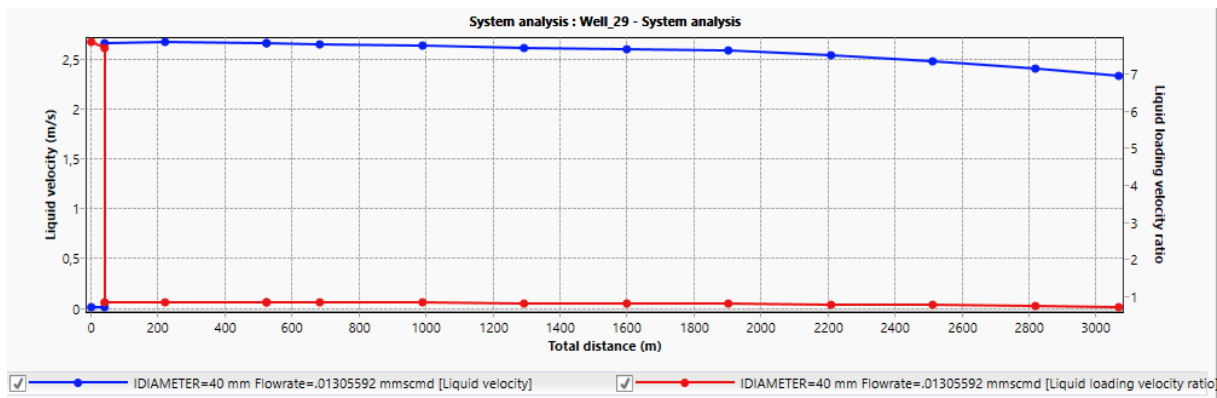


Рис.4. Швидкість руху та коефіцієнт виносу рідини при 14,3 атм та діаметрі НКТ 48 мм

Встановлення МДКС надає можливість збільшення коефіцієнту кінцевого газо- і конденсатовилучення та середнього дебіту свердловини (таблиця). Із запропонованих варіантів є зниження робочого тиску до 10 або 7 атм. У випадку, де розглядається 10 атм, потрібно врахувати, що швидкість газу (рис. 5), яка зростає за рахунок збільшення депресії, буде недостатньою для виносу рідини (рис. 6), якщо не зменшувати діаметр НКТ (рис.7).

Дебіт свердловини при різних робочих параметрах

№ п/п	Робочий тиск, атм	Діаметр НКТ, мм	Дебіт, тис.м ³ /добу	Виніс рідини
1	7	48	16,68	Так
2	7	60	18,94	Так
3	7	72	19,9	Так
4	10	48	16,05	Так
5	10	60	18,18	Так
6	10	72	19,1	Ні
7	14,3	48	14,79	Так
8	14,3	60	16,65	Ні
9	14,3	72	17,4	Ні

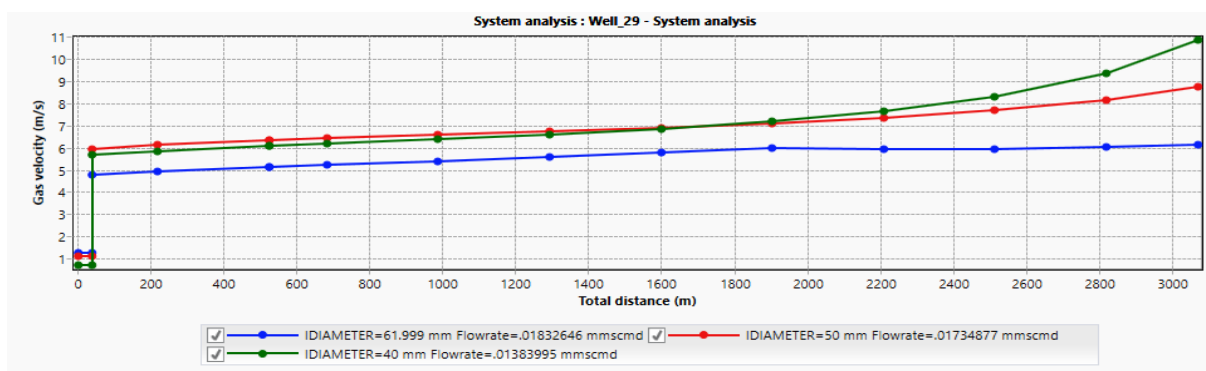


Рис.5. Швидкість руху газового потоку при 10 атм та різних внутрішніх діаметрах НКТ

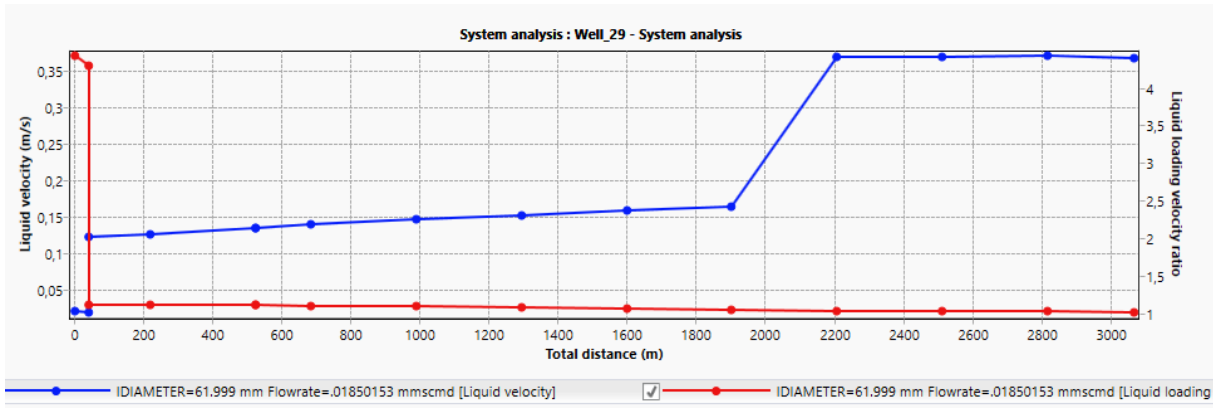


Рис.6. Швидкість руху та коефіцієнт виносу рідини при 10 атм та діаметрі НКТ 73 мм

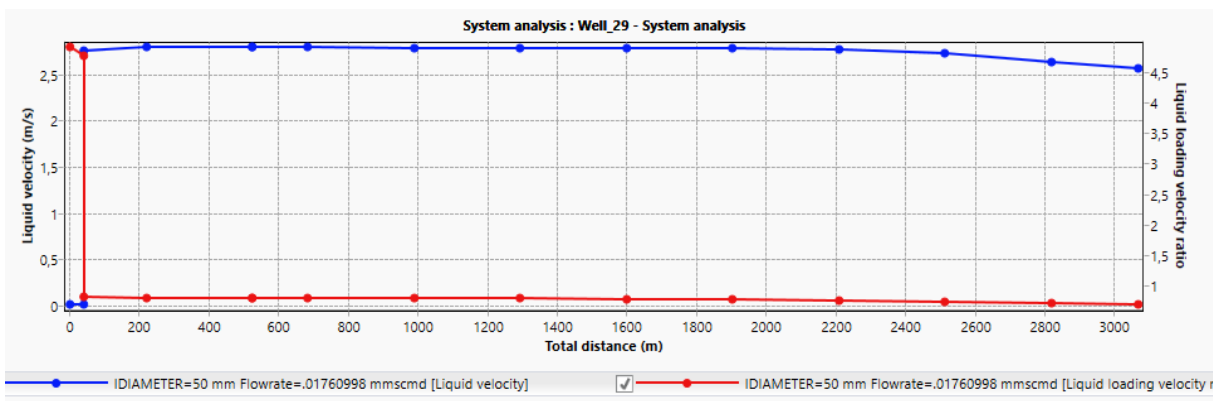


Рис.7. Швидкість руху та коефіцієнт виносу рідини при 10 атм та діаметрі НКТ 60 мм

У випадку забезпечення зниження робочого тиску до 7 атм, швидкості руху газу (рис. 8), яка утворюється достатньо, щоб рідина виносилась зі свердловини без зміни діаметру НКТ (рис. 9). Середні дебіти зростають ще більше (таблиця).

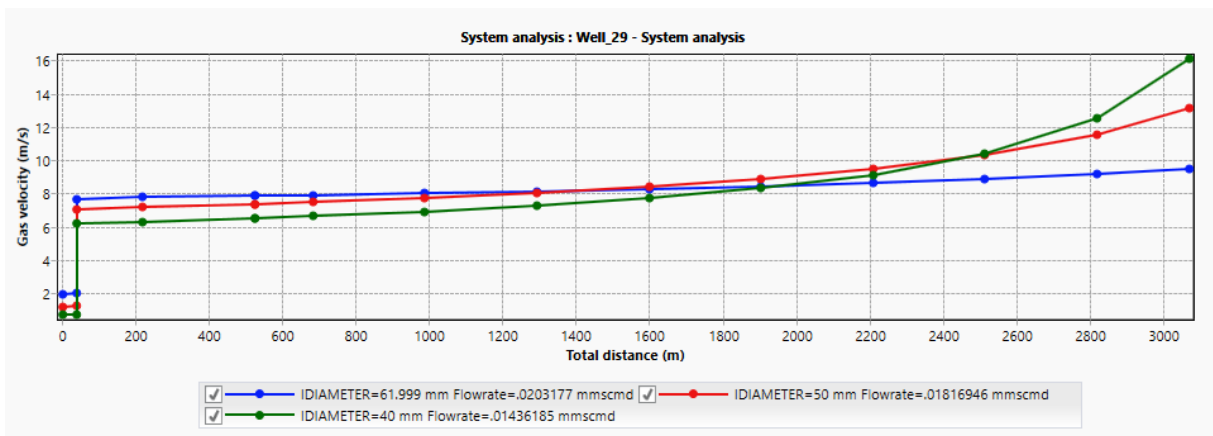


Рис.8. Швидкість руху газового потоку при 10 атм та різних внутрішніх діаметрах НКТ

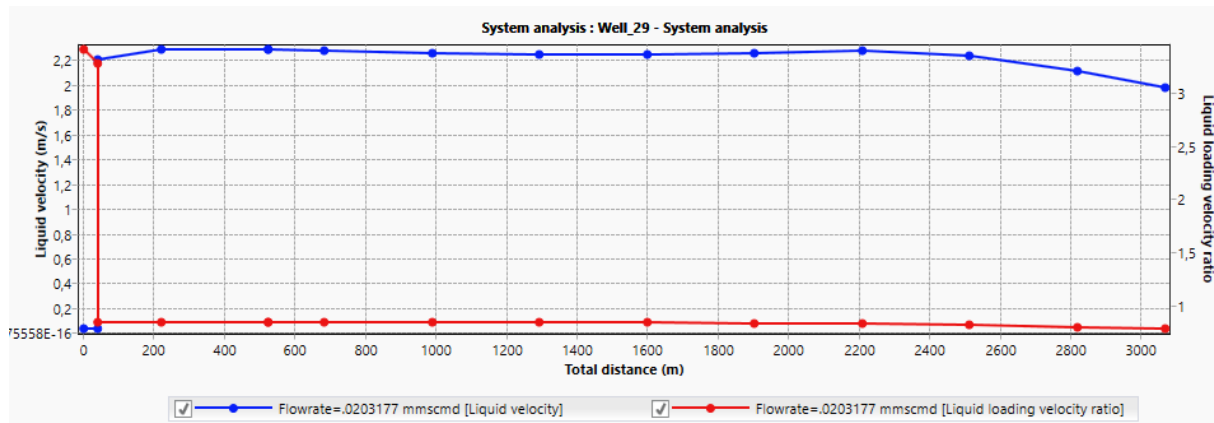


Рис.9. Швидкість руху та коефіцієнт виносу рідини при 7 атм та діаметрі НКТ 73 мм

Висновок.

Найбільш оптимальним варіантом подальшої розробки є зниження робочого тиску до 7 атм, адже забезпечується виніс рідини та зростає кінцевий коефіцієнт газовилучення з родовища без зміни діаметру фонтанних труб. У випадку, якщо забезпечити зниження до 7 атм неможливо, то слід знизити тиск до 10 атм та зменшити діаметр НКТ до 60 мм. Як наслідок, свердловина буде стабільно працювати і відбудеться незначне зростання дебіту.

Список літератури

1. *Матківський С.В.* Дослідження впливу параметрів роботи електровідцентровних насосів на продуктивність обводнених свердловин [Текст] / *С.В. Матківський, Л.І. Хайдарова* // Мінеральні ресурси України. – 2021. – № 4. – С. 30-35.
2. *Кондрат Р.М.* Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ [Текст] / *Р.М. Кондрат*. – ФНТУНГ, 2021. – 309 с.
3. *Братах М.І.* Декарбонізація і відновлювані джерела енергії [Електронний ресурс] / Ютуб, відеохостинг./ - Режим доступу: <https://youtu.be/TXbyLT-koik/> - 21.07.2022.

Надійшла до редакції 27.07.23

УДК 66.02:532.5

А.І. Логачова
(УкрНДГаз)

СЕПАРАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ. ГАЗОСЕПАРАТОРИ.

Розглядається та проводиться аналіз різноманітних типів газосепараторів, їх принцип дії, переваги та недоліки, рольова значимість цих пристроїв у виробничих процесах, а також на дотриманні екологічних та стандартних вимог щодо очищення газів перед їх випуском у навколишнє середовище. Підсумовуючи, робота має на меті висвітлити актуальні проблеми та перспективи розвитку газосепараторів як частини сепараційного обладнання, спрямованого на оптимізацію технологічних процесів, підвищення ефективності та зменшення негативного впливу на довкілля.

This scientific article examines and analyzes various types of gas separators, their principle of operation, advantages and disadvantages, the role of these devices in production processes, as well as compliance with environmental and standard requirements for gas purification before their release into the environment. In summary, the work aims to highlight the current problems and prospects for

the development of gas separators as part of the separation equipment aimed at optimizing technological processes, increasing efficiency and reducing the negative impact on the environment.

Тема сепараційного обладнання, зокрема газосепараторів, є важливою та актуальною в сучасному інженерному світі. Під час виділення та очищення газів від рідинних компонентів, а також інших домішок, газосепаратори стають невід'ємною частиною промислових процесів.

Наукове дослідження та оптимізація сепараційного обладнання, зокрема газосепараторів, має великий потенціал для подальшого розвитку та вдосконалення інженерних рішень. Ці технології використовуються у різних галузях промисловості, включаючи нафтогазову, хімічну, енергетичну та інші, що робить їх інтегральною частиною стабільного та ефективного виробництва.

Типи сепараторів. Різноманітні типи газосепараторів використовуються для видалення рідинних компонентів і домішок з природного газу, пару та інших газів. Кожен тип має свої переваги та недоліки, і вибір певного типу залежить від конкретних умов та вимог застосування. Ось деякі з найпоширеніших типів газосепараторів:

Циклонний сепаратор: принцип дії полягає в тому, що газовий потік спрямовується у вихідній частині в верхню частину сепаратора, де швидкість потоку знижується, що призводить до відокремлення рідинних частинок, які потім опускаються вниз. Відокремлені рідинні компоненти видаляються через дренаж.

- **Переваги:**

Проста конструкція і економічно вигідна.

Ефективний для видалення великих частинок з газу.

- **Недоліки:**

Менш ефективний для менших частинок та розподілених крапель.

Може вимагати більшої площі для ефективної сепарації.

Вертикальний сепаратор: принцип дії полягає в тому, що газовий потік має пройти вертикальний трубчастий сепаратор, де рідинні компоненти відокремлюються від газу через дію гравітації, що дозволяє їм осідати на дно сепаратора.

- **Переваги:**

Добре пристосований для видалення великих крапель та частинок.

Висока ефективність при відносно низьких витратах газу.

- **Недоліки:**

Підвищена вразливість до змін у витратах газу та температурі.

Потребує певного обсягу для ефективної сепарації.

Горизонтальний сепаратор: принцип дії полягає в тому, що газовий потік направляється горизонтально через сепаратор, де рідинні компоненти відокремлюються через зміну швидкості газу, що дозволяє їм осідати на стінках сепаратора.

- **Переваги:**

Може працювати зі значними витратами газу.

Займає менше простору, ніж вертикальний сепаратор.

- **Недоліки:**

Може бути менш ефективним для менших крапель та частинок.

Вимагає регулярного очищення внутрішніх поверхонь від рідинних компонентів.

Контактний сепаратор: принцип дії полягає в тому, що газ проходить через матрицю з високою поверхнею, яка затримує рідинні компоненти, а потім видаляє їх через спеціальний випаровувач.

- **Переваги:**

Дуже ефективний для дрібних крапель і домішок.

Знижує витрати газу на сепарацію.

- **Недоліки:**

Складніша конструкція та вища вартість.

Потребує регулярного обслуговування та очищення.

Роль газосепараторів у промислових процесах. Газосепараційні пристрої відіграють важливу роль у багатьох виробничих процесах, особливо тих, що пов'язані з обробкою газів та парів. Рольова значимість газосепараційних пристроїв полягає в ефективному розділенні суміші газів, парів та рідких частинок, забезпечуючи чистоту продукту і знижуючи вплив забруднюючих речовин на процес та навколишнє середовище. Основні аспекти ролі газосепараційних пристроїв включають:

1. Очищення газів: газосепараційні пристрої використовуються для видалення твердих частинок, рідини або диму зі струменя газів. Це допомагає забезпечити чистоту та якість газу, що далі використовується в інших процесах або який випускається у атмосферу.

2. Захист обладнання: газосепараційні пристрої допомагають захистити інші складні промислові обладнання, такі як турбіни, компресори, теплообмінники тощо, від забруднення твердими частинками, що можуть спричинити знос та ускладнити роботу обладнання.

3. Забезпечення безпечної роботи: у деяких процесах, таких як доменний процес виробництва чавуну або коксування вугілля, утворюються шкідливі гази, які потребують очищення перед викидом у атмосферу. Газосепараційні пристрої допомагають усунути такі шкідливі речовини і знижують негативний вплив на здоров'я працівників та навколишнє середовище.

4. Ефективність процесу: при наявності газосепараційних пристроїв у виробничих процесах зменшується втрата корисної сировини або продукту, оскільки пристрої дозволяють відокремити небажані речовини, які можуть впливати на якість продукту або процесу.

5. Дотримання стандартів: у багатьох країнах існують нормативні вимоги до якості повітря та викидів шкідливих речовин. Газосепараційні пристрої допомагають підприємствам виконувати ці стандарти і забезпечувати дотримання екологічних норм.

6. Економія витрат: завдяки використанню газосепараційних пристроїв можна знизити витрати на обробку та очищення газів, що сприяє економічній ефективності виробничого процесу.

Проблеми і перспективи. Наукові дослідження та розвиток газосепараторів в якості частини сепараційного обладнання постійно еволюціонують, спрямовуючись на вирішення актуальних проблем та вдосконалення технологій для досягнення кращої ефективності і зниження негативного впливу на довкілля. Ось деякі з цих проблем і перспектив:

1. Ефективність сепарації: постійний пошук шляхів покращення ефективності газосепараторів, щоб максимально виділити рідинні компоненти з газів. Це може включати вдосконалення дизайну, оптимізацію робочих параметрів та впровадження нових матеріалів з більшими характеристиками сепарації.

2. Зменшення енергоспоживання: велика частина сепараційного обладнання вимагає значного енергетичного споживання. Розвиток газосепараторів, які зменшать витрати енергії, допоможе знизити вартість виробництва та екологічний вплив.

3. Оптимізація для різних типів газів: завдяки різним джерелам природного газу та його різноманітності, газосепараторам необхідно бути універсальними та адаптованими до різних типів газів. Вивчення і впровадження технологій, що забезпечать ефективну сепарацію для різних складів газів, є важливою перспективою.

4. Інтеграція смарт-технологій: використання сенсорів, автоматизація та віддалене керування можуть покращити контроль та моніторинг газосепараторів, забезпечуючи їх більше ефективне функціонування та реагування на змінні умови.

5. Екологічні аспекти: зменшення викидів та шкідливого впливу на навколишнє середовище є надзвичайно важливим завданням. Розробка ефективних систем очищення викидів, а також забезпечення безпечного та екологічно чистого відходу з сепараторів є невід'ємною частиною майбутнього розвитку цієї технології.

6. Удосконалення матеріалів: використання нових матеріалів, які мають високу стійкість до агресивних середовищ, високої температури і тиску, сприятиме підвищенню тривалості служби газосепараторів та зменшенню зносу.

Висновки:

У даній науковій статті було проведено аналіз різноманітних типів газосепараторів, їх принципів дії, переваг та недоліків. Виявлено, що газосепаратори відіграють важливу роль у

виробничих процесах, забезпечуючи ефективне видалення твердих часток, рідин та інших домішок з газового потоку.

Основні переваги газосепараторів полягають у їх здатності підвищувати ефективність технологічних процесів та забезпечувати виконання екологічних та стандартних вимог щодо очищення газів перед випуском у навколишнє середовище. Це є особливо актуальним в контексті зростаючого занепокоєння стосовно впливу промисловості на довкілля.

Однак, дослідження також показало, що існують певні виклики і недоліки, пов'язані з експлуатацією газосепараторів. Недоліки можуть включати обмежену потужність, зношення та потребу в регулярному технічному обслуговуванні. Для подолання цих викликів потрібно продовжувати дослідження та розробки в галузі газосепарації.

Узагальнюючи, газосепаратори відіграють критичну роль у підвищенні ефективності виробничих процесів та забезпеченні дотримання екологічних стандартів. Оптимізація технологічних процесів та розвиток нових технологій в галузі газосепарації є важливими напрямками для забезпечення сталого розвитку та зменшення негативного впливу на довкілля. Далі слід зосередитися на вдосконаленні дизайну, підвищенні ефективності та забезпеченні надійності газосепараторів, щоб забезпечити їх оптимальну роботу та екологічну безпеку.

Список літератури

1. Цокур В.Г. Основи газової промисловості [Текст] / В.Г. Цокур, В.В.Медведєв. – К.: Нафтогаз України, 2009. ISBN: 978-966-990-338-4.
2. Сидоренко В.М. Очищення газів від твердих часток [Текст] / В.М. Сидоренко, В.В. Саєнко, Є.І. Кравцов. – К.: Наукова думка, 2013. ISBN: 978-966-00-1398-0.
3. Чубар О.І. Сучасні газосепаратори та особливості їх конструкції [Текст] / О.І. Чубар, В.О. Чубар // Технічний прогрес і ефективність виробництва. – 2018. – № 4(42). – С. 77-83.
4. Швець М.В. Дослідження роботи газосепаратора при різних режимах роботи [Текст] / М.В. Швець, М.В. Денисенко // Технічні науки та технології. – 2015. – № 1(3). – С. 72-75.
5. Кравченко М.В. Моделювання процесів очищення газів від пилу [Текст] / М.В. Кравченко, В.М. Сидоренко, В.В. Саєнко // Нафтогазова енергетика. – 2012. – № 1. – С. 44-48.
6. Литвиненко В.В. Підвищення ефективності роботи газосепараторів за рахунок використання адитивів [Текст] / В.В. Литвиненко, Є.І. Кравцов, А.В. Жовдак // Нафтогазова галузь України. – 2011. – № 1. – С. 48-51.

Надійшла до редакції 24.07.23

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

GAS WELL DRILLING

УДК 622.245.4

А.О. Ігнатів¹, канд. техн. наук, Є.М. Ставичний², канд. техн. наук, І.К. Аскеров¹
(НТУ «Дніпровська політехніка»¹, ПАТ «Укрнафта»²)

**СПЕЦІАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ РІДИНИ В ПРОЦЕСАХ СПОРУДЖЕННЯ
ГАЗОВИХ І НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН**

Наведено ґрунтовні результати дослідження основних технологічних властивостей бурових промивальних рідин та тампонажних систем. Розглядається взаємозв'язок між параметрами програм промивання та кріплення стовбура свердловини та їх комплексним впливом на процес спорудження свердловин в товщі осадових порід. Прослідковано наслідки багатофункціональності обробки промивальних рідин і тампонажних систем активно діючими хімічними реагентами. Результати роботи є базовим матеріалом для подальшого встановлення шляхів раціоналізації свердловинних процесів промивання та кріплення відповідних гірських виробок.

Scientific work contains detailed results of research of basic technological properties of drilling flushing fluids and plugging systems. It pays sufficient attention to consider the relationship between the parameters of wellbore flushing and cementing programs and their complex influence on the course of well construction in the sedimentary rock strata. The work traces the effects of multifunctional treatment of flushing fluids and cementing systems with active chemical reagents. The results of the work act as a base material for further establishment of ways of rationalization of borehole flushing processes and fixing of the corresponding mine workings.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Враховуючи деякі домінуючі особливості освоєння газових і нафтових родовищ можна вказати наступне: більшість проблематичних питань у вказаному секторі промисловості стосуються саме необхідності створення надійного каналу вилучення вуглеводневої продукції на поверхню. Розшифровується зазначене в ракурсі того, що якість і вартість отримуваних флюїдів безпосередньо залежатимуть, окрім іншого, також і від прийомів та методів спорудження бурових свердловин, які саме і слугують сполучною ланкою між глибинним покладом й складним комплексом відповідного видобувного устаткування. Перебільшити роль, виконуваних свердловинами, майже неможливо. Вони, поруч із вже зазначеним, слугують практично єдиним та цінним інструментом пошуку і розвідки родовищ вуглеводнів. Без них нездійсненим буде також застосування методів підвищення вуглеводневіддачі продуктивних пластів на певних стадіях циклу відпрацювання покладів газу і нафти. За допомогою свердловин реалізуються способи підземного зберігання газу. Така багатофункціональність бурових свердловин сприяє формуванню до них комплексу складних вимог технологічного характеру. Вони пов'язані з необхідністю проведення свердловин за відповідним проектом без жодних суттєвих порушень регламентних норм. Стосується це додержання заданого профілю свердловин та їх просторової орієнтації; недопущення прояву свердловинних ускладнень, насамперед порушення цілісності стовбура; якомога повного виключення затрубних перетоків флюїдів; забезпечення тривалого терміну роботи свердловинного каналу транспортування вуглеводневої сировини на денну поверхню [1].

Розглядаючи кожну обставину окремо та в їх органічному взаємозв'язку, можна простежити притаманність ним ознак підпорядкованості якісним результатам конкретних свердловинних операцій: руйнування гірського масиву на вибої, видалення зруйнованої породи (шламу), кріплення й цементування стовбура свердловини, виконання заходів з освоєння продуктивних горизонтів.

Проблематика вдосконалення процесів руйнування гірської породи полягає в необхідності розробки та впровадження адекватного свердловинним факторам високопродуктивного вибійного бурового інструменту. Однак ефективність його застосування може проявитися повною мірою виключно за умов роботи інструменту з раціональним режимно-технологічним супроводженням. Складових останнього декілька, проте найбільш показовим є гідравлічний цикл промивання, іншими словами – величина витрати та фізико-хімічні характеристики промивальної рідини (бурові промивальні рідини поруч із цементними розчинами відносяться до значного, за кількістю найменувань, класу спеціальних технологічних рідин).

Функції промивальних рідин досить багато, але їх потрібно неодмінно розглядати як середовище, в якому протікають процеси руйнування гірського масиву та формування стовбуру свердловини. Вказане дозволяє виявити та відповідним чином скорегувати хід та направленість вибійних механізмів взаємодії різного бурового інструменту з гірською породою, а саме: сприяти зниженню міцності масиву, забезпечувати ефективно видалення зруйнованої породи з-під торця інструменту, не допускати значного прояву абразивного зношування породоруйнівних елементів озброєння бурового інструменту, створювати виконання вимог щодо необхідності змащування рухливих деталей та вузлів; і це далеко не повний перелік можливих варіантів використання потенційних можливостей впливу промивальних рідин [2].

Переходячи до розгляду сутності робіт зі створення надійного каналу вилучення газу і нафти з покладів, можемо відмітити, що тут провідні позиції займають фактори належної підготовки стовбура свердловини до спуску обсадних труб та наступного заповнення утвореного затрубного простору тампонажним (цементним) розчином, властивості якого відповідають певним геолого-свердловинним умовам. Тезами пояснити зазначене можна в такий спосіб: необхідно повністю нівелювати негативний вплив об'єктивного стану стінок стовбура свердловини на процеси розміщення і формування цементної оболонки, а самому цементному розчину надати ті властивості, які унеможливають погіршення його найважливіших експлуатаційних показників.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Шляхами ефективного вдосконалення як основних технологічних властивостей промивальних рідин, так і гідравлічної програми очищення вибою та стовбуру споруджуваної свердловини, слід назвати намагання створити такі фізико-хімічні системи, що забезпечують недопущення прояву явищ порушення рівноваги в комплексі «стовбур свердловини - гірський масив» [3]. Окремими пунктами тут класифікуються потреби у виключенні виникнення поглинань або проявів; також слід відзначити присутність обмежувальних чинників з огляду необхідності збереження природних колекторських властивостей продуктивних горизонтів при їх розкритті із циркуляцією даної промивальної рідини.

Наслідки взаємодії промивальних рідин із гірським масивом різнопланові, та в усякому окремому випадку мають бути піддані прогнозованому аналізу, що досить переконливо підтверджено відповідними дослідженнями [4].

Підсумовуючи загальні тенденції у висновках теоретично-експериментальних робіт [5], присвячених вивченню питань технології спорудження свердловин різного призначення, можна констатувати наступний результат. Кожний технологічний параметр промивальної рідини, у своєму впливі на результати свердловинних взаємодій, має проявлятися через посилення якісних сторін раціоналізації вибійних процесів руйнування та гідравлічного транспортування гірської породи.

Програма кріплення розглядуваних специфічних гірських виробок категорії свердловин, згідно з проаналізованими джерелами промислової та аналітично-лабораторної інформації [6], буде оптимальною тільки у випадку максимального врахування всіх реально присутніх у стовбурі свердловин обмежувальних факторів. Ця програма має відрізнятися наявністю обґрунтованого застосування (із відповідним режимним супроводженням) дієвих підготовчих заходів, спрямованих на отримання такого фізичного стану стовбуру свердловин, який виключає виникнення явища потрапляння до цементного розчину, закачуваного в затрубний простір свердловини, продуктів руйнування гірського масиву (так званих глинисто-шламових паст), а також залишків промивальної рідини та її фільтраційних кірок. Остання обставина, згідно з наявною інформацією [7], проявляється в кардинальному падінні показників якості цементувальних ро-

біт через потрапляння до тампонажного розчину активних домішок, схильних до активної фізико-хімічної взаємодії із дисперсійним середовищем.

Збільшенню терміну безвідмовної роботи кріплення бурової свердловини також сприяє застосування спеціально адаптованих до наявних свердловинних умов цементних розчинів із реалізацією відповідних заходів щодо актуалізації їх рецептурного складу [8], технології приготування, затрубного розміщення та утворення на їх основі цементного каменю, здатного працювати в агресивних умовах.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. На підставі глибокого теоретичного аналізу та ґрунтовних лабораторних досліджень необхідно встановити впливові фактори рецептурного складу та схем застосування спеціальних технологічних рідин в процесах промивання і цементування бурових свердловин; для визначеного знадобиться провести комплексні дослідження результатів обробки промивальних рідин та тампонажних систем спеціальними реагентами-регуляторами, які дозволяють варіювання їх технологічних властивостей.

Виклад основного матеріалу досліджень. Позначимо, що промивальні рідини (як різновид спеціальних технологічних рідин), застосовувані у практиці спорудження свердловин різного призначення, можна класифікувати на такі дисперсні системи: гомогенна (іншими словами однорідна, хімічний склад і фізичні властивості якої у всіх частинах її однакові; між вказаними частинами немає поверхонь розділу; загалом у гомогенній системі кожен з її компонентів розподілений у масі інших у вигляді молекул, атомів, іонів) та гетерогенна (неоднорідна система, яка складається з однорідних фаз, розділених поверхнею поділу; фази можуть відрізнятися за складом та властивостями, а відокремити фази можна одну від іншої механічними методами) [9].

Проте, відповідно до геолого-технічних умов буріння, основного поширення набули саме гетерогенні системи, у яких дисперсійним середовищем є вода; значно рідше використовуються промивальні рідини на вуглеводневій основі (відрізняються високою вартістю та значущістю негативного екологічного впливу на довкілля) [10].

Бурові промивальні рідини на водній основі розрізняються за типом дисперсної системи та складом дисперсної фази і являють собою суспензії, емульсії, аеровані рідини та істинні розчини. Саме склад та концентрація дисперсної фази характеризують основні властивості дисперсної системи [11].

За циркуляції промивальної рідини в стовбурі свердловини в ній накопичуються шлам і різні хімічно-активні компоненти, що містяться в гірській породі та пластових флюїдах, тому склад дисперсної фази не є постійним, він змінюється. Зміна складу дисперсної системи істотно впливає на основні її технологічні параметри [12].

На даний час можна стверджувати, що в практиці спорудження свердловин широко використовуються дисперсні системи типу суспензій (дисперсна система з рідким дисперсійним середовищем та твердою дисперсною фазою; частинки такої системи досить великі, щоб протидіяти броунівському руху; вказана система є прикладом неньютонівської рідини; за властивостями вона наближається до в'язко-пластичних середовищ) та емульсій (являють собою дисперсні системи, які складаються з мікроскопічних крапель рідини, розподілених в іншій рідині; такі системи можуть бути утворені рідинами, що не змішуються). Суспензії використовуються при бурінні в осадовій товщі гірських порід (типових представниках геологічних розрізів газових і нафтових родовищ) та у складних геологічних умовах при спорудженні свердловин у кристалічних породах. За нормальних геологічних умов можливе ефективне застосування емульсій. Аеровані промивальні рідини застосовують здебільшого при виникненні явищ поглинання промивальної рідини. Істинні розчини, через своє монофункціональне призначення, практичного застосування майже не знайшли. Загалом можна констатувати, що натеper використовуються рідини для промивання поліфункціонального призначення із відповідним спектром властивостей; вони є складними гетерогенними різнотипними дисперсними системами [13].

При спорудженні глибоких газових і нафтових свердловин в товщі осадових порід виникають різного роду ускладнення [14], для попередження або усунення яких існують промивальні рідини із певними значеннями показників технологічних властивостей. Укрупнено представити співвідношення між означеними поняттями, а також уявити функціональне призначення промивальних рідин допоможуть дані табл. 1.

Таблиця 1

Характеристичні ознаки бурових промивальних рідин

№ з/п	Функція промивальної рідини	Технологічні властивості промивальної рідини			Примітка
		Назва	Умовне позначення	Одиниця виміру	
1	Ефективне очищення вибою від частинок вибурених порід і видалення їх на денну поверхню	В'язкість	T	с	-
2	Утримування частинок вибуреної породи та твердої фази в завислому стані при припиненні циркуляції і попередження їх осідання на вибій	Статична напруга зсуву (СНЗ)	θ	мГ/см ²	Функція виконується поряд із наявністю у промивальної рідини певних показників в'язкості
3	Попередження звуження стовбуру свердловини та набухання її стінок	Водовіддача	B	см ³ /30 хв.	Залежить також від здатності промивальної рідини формувати фільтраційну кірку
4	Створення гідростатичного тиску, достатнього для попередження флюїдопроявлень як у процесі буріння, так і при тривалому припиненні промивання	Густина	ρ	кг/м ³	-

Аналізуючи дані табл. 1, можна зробити висновок, що виконання кожної з означених функцій потребує певного значення відповідної технологічної властивості промивальної рідини, а саме: підвищена в'язкість дозволяє ефективно транспортувати шлам гірських порід навіть доволі великих розмірів, крім того, це допускає знизити інтенсивність можливого поглинання (надмірні значення розглядуваного параметру збільшують витрати гідравлічної потужності на прокачування промивальної рідини); присутність як такої та деяке збільшення статичної напруги зсуву сприяє уникненню явища випадіння шламу на вибій свердловини за припинення циркуляції, а також забезпечує стабільність в часі промивальної рідини (високі значення вказаного параметру потребують наявності значних пускових тисків на буровому насосі); зменшенням водовіддачі та формуванням тонких, неліпких і малопроникних глинистих кірок досягається певний ступінь виключення явища набухання стінок свердловини внаслідок поглинання вільної фільтраційної води; підвищенням густини промивальної рідини можна забезпечити ефективно попередження флюїдопроявів та руйнувань стінок свердловини (її надмірні величини викликають суттєве зниження механічної швидкості буріння та можуть стати причиною прояву поглинаючої здатності пластів гірської породи).

Оскільки для надання промивальній рідині певних величин показників технологічних властивостей їх необхідно піддавати спеціальній хімічній обробці, нами були проведені дослідження відповідного впливу деяких реагентів.

Табл. 2 містить дані щодо результатів хімічної обробки промивальної рідини, а саме бентонітового глинистого розчину хімічним реагентом соапстоком (являє собою продукт обробки, отримуваний від очистки масел і жирів розчинами лугів).

Таблиця 2

Характер впливу добавок соапстоку на показники бурового глинистого розчину

№ з/п	Тип промивальної рідини	Концентрація реагенту соапстоку, %	Показники технологічних властивостей обробленої промивальної рідини					
			ρ , кг/м ³	T, с	Θ , мГ/см ²		B, см ³ /30 хв.	K, мм
					1 хв	10 хв		
1	Глинистий розчин	-	1200	50	125	125	38	7
2		0,5	1100	72	167	167	34	6
3		1,0	1050	73	158	164	33	5
4		2,0	1090	30	60,8	67,0	30	4
5		3,0	1000	25	39,4	45,5	26	3

Дані, наведені в табл. 2, свідчать про те, що в'язкість обробленого бурового розчину при додаванні 0,5 і 1% соапстоку зростає з 50 с до 73 с, а потім різко падає до 30 с для 2% розчину і до 25 с для 3%. Водовіддача зменшується в міру збільшення в розчині вмісту соапстоку від 38 см³/30 хв. до 26 см³/30 хв. СНЗ спочатку збільшується з підвищенням концентрації соапстоку, а потім різко знижується. Густина промивальної рідини повільно зменшується внаслідок деякої своєї аерації.

В табл. 3 представлено дані щодо вивчення впливу соапстоку на глинистий розчин, попередньо оброблений вугледужним реагентом (ВЛР).

Таблиця 3

Результати досліджень характеру впливу добавок соапстоку на показники бурового глинистого розчину, обробленого ВЛР

№ з/п	Тип промивальної рідини	Концентрація реагенту соапстоку, %	Показники технологічних властивостей обробленої промивальної рідини					
			ρ , кг/м ³	T, с	Θ , мГ/см ²		B, см ³ /30 хв.	K, мм
					1 хв	10 хв		
1	Глинистий розчин +10% ВЛР	-	1260	32	5,1	14,3	12	2
2		0,5	1260	33	5,1	14,3	11	2
3		1,0	1260	35	5,5	15,8	11	2
4		2,0	1250	39	7,1	16,3	10	2
5		3,0	1250	47	11,8	24,6	10	2

Дані табл. 3 свідчать про те, що додавання соапстоку в глинистий розчин оброблений ВЛР практично не змінює величин його технологічних властивостей. Тут лише незначно збільшується в'язкість та СНЗ при додаванні 2% і 3% соапстоку.

Табл. 4 містить відомості щодо результатів комплексної обробки глинистих бурових розчинів реагентами соапсток та сульфол (аніоноактивна поверхнево-активна речовина із групи алкілбензолсульфонату натрію, суміші натрієвих солей алкілбензолсульфофосфорних кислот з алкілним залишком).

Таблиця 4

Результати досліджень комплексного впливу добавок соапстоку та сульфонолу на технологічні показники бурового глинистого розчину

№ з/п	Тип промивальної рідини	Концентрація реагенту соапстоку, %	Показники технологічних властивостей обробленої промивальної рідини					
			ρ , кг/м ³	T, с	Θ , мГ/см ²		B, см ³ /30 хв.	K, мм
					1 хв	10 хв		
1	Глинистий розчин +10% ВЛР	-	1260	32	5,1	14,3	12	2
2		0,5	1260	33	5,1	14,3	11	2
3		1,0	1260	35	5,5	15,8	11	2
4		2,0	1250	39	7,1	16,3	10	2
5		3,0	1250	47	11,8	24,6	10	2

В'язкість глинистого розчину (табл. 4) з добавкою сульфонолу і соапстоку збільшується за концентрації соапстоку в 0,5% і 1%, і падає у випадку 2% розчину. Водовіддача знижується від 40 до 32 см³/30 хв. зі збільшенням концентрації до 2%, а СНЗ розчину збільшується з 67,0 до 112 мГ/см² для 0,5% концентрації та знову падає у випадку 1% та 2% розчинів співапостоку. Деяка різниця в значеннях густини може бути пояснена значним ступенем аерації бурового розчину при його перемішуванні.

Досліджений раніше буровий розчин (табл. 4) додатково оброблювали ВЛР з концентрацією активної речовини в межах 5%; за зміною його технологічних властивостей можна прослідкувати аналізуючи дані, представлені в табл. 5.

Таблиця 5

Результати досліджень комплексного впливу добавок соапстоку, сульфонолу та ВЛР на технологічні показники бурового глинистого розчину

№ з/п	Тип промивальної рідини	Концентрація реагенту соапстоку, %	Показники технологічних властивостей обробленої промивальної рідини					
			ρ , кг/м ³	T, с	Θ , мГ/см ²		B, см ³ /30 хв.	K, мм
					1 хв	10 хв		
1	Глинистий розчин + 5% ВЛР	0	1240	39	24,0	30,4	8	2
2	Глинистий розчин + 5% ВЛР + 0,1% сульфонолу	0	1240	55	24,6	32,6	8	2
3		0,5	1240	47	26,0	32,6	8	2
4		1,0	1240	47	24,4	32,6	8	2
5		2,0	1240	47	20,0	27,6	8	2

Для дослідженого розчину (табл. 5) можна констатувати зміну в'язкості з 39 с до 47 с при збільшенні концентрації соапстоку, інші його параметри майже не змінюються.

Введенням в досліджуваний глинистий розчин талового масла дозволяє отримати стійку емульговану систему, про що свідчать дані табл. 6.

Таблиця 6

Вивчення комплексного впливу добавок талового масла на технологічні показники бурового глинистого розчину

№ з/п	Тип промивальної рідини	Концентрація реагенту талового масла, %	Показники технологічних властивостей обробленої промивальної рідини					
			ρ , кг/м ³	T, с	Θ , мГ/см ²		B, см ³ /30 хв.	K, мм
					1 хв	10 хв		
1	Глинистий розчин	0	1150	25	51,7	54,3	31	7
2		0,5	1000	37	61,5	64,7	25	7
3		0,5	980	40	71,5	75,2	25	7
4		1,0	1050	34	71,5	70,5	24	7
5		3,0	1000	29	67,5	70,2	24	7

Згідно з представленими в табл. 7 даними, можна зробити наступний висновок: талове масло змінює величину показників властивостей глинистого розчину, а саме його водовіддача падає зі збільшенням концентрації, а СНЗ зростає; в'язкість обробленого розчину дещо підвищується, а потім знов знижується.

Результати досліджень впливу сульфатного мила на показники технологічних властивостей промивальних рідин, виготовлених із використанням глинистих бентонітових порошків та попередньо оброблених ВЛР, представлені в табл. 7.

Таблиця 7

Вплив добавок соапстоку, ВЛР та сульфатного мила на технологічні показники бурового глинистого розчину

№ з/п	Тип промивальної рідини	Концентрація реагенту соапстоку, %	Показники технологічних властивостей обробленої промивальної рідини					
			ρ , кг/м ³	T, с	Θ , мГ/см ²		B, см ³ /30 хв.	K, мм
					1 хв	10 хв		
1	Глинистий розчин + 3% ВЛР	0	1100	20	6,7	7,1	24	7
2	Глинистий розчин + 3% ВЛР + 0,1% сульфатного мила	0	1070	18	0,43	1,43	10	8
3		1,0	1050	24	2,5	4,6	8,0	9
4		2,0	990	26	10,4	13,5	8,0	9
5		4,0	940	31	13,4	19,5	7,0	9

Констатуємо наступне (табл. 7): в'язкість обробленого бурового розчину підвищується в міру збільшення концентрації соапстоку, а водовіддача суттєво знижується, СНЗ різко знижується і знов вдвічі зростає. Різниця у величині густин промивальної рідини пояснюється його аерацією при перемішуванні.

Процеси промивки при бурінні свердловин, їх кріпленні та цементуванні, виступають вирішальними факторами: створення каналу циліндричної форми, як такого, в гірському масиві; підтримки отриманого каналу в стійкому стані до моменту його закріплення обсадними трубами; забезпечення виконання вимог щодо потреби створення високоякісної затрубної ізоляційної оболонки. Заповнення тампонажним розчином кільцевого простору (між обсадною колоною і стінками свердловини) із утворенням цементного каменю буде результатом належного виконання операцій з підготовки стовбура свердловини до цементування та розробки й приготування тампонажних систем у найвищій мірі відповідних обмежувальним вимогам. В табл. 8

представлено дані щодо вимірів технологічних показників промивальних рідин для спорудження свердловин в складних геолого-технічних умовах.

Таблиця 8

Контрольні тестування параметрів промивальної рідини

Параметри бурової промивальної рідини	Значення параметрів промивальної рідини					
	проектні значення в інтервалі 3208-3390 м	вибій 3210 м	вибій 3242 м	вибій 3254 м	вибій 3310 м	вибій 3364 м
Густина, кг/м ³	1190	1190	1180	1190	1200	1170
Умовна в'язкість, с	30-90	44	78	62	78	80
СНЗ за 1 хв. і за 10 хв., дПа (СНЗ-2)	30-50/50-90	3/4	27/66	25/64	22/49	42/71
Показник фільтрації за 30 хв., см ³	6	3,5	4,5	4,5	4,0	4,0
Показник фільтрації АНІ за 30 хв., см ³	-	3,2	4,0	4,0	4,0	3,7
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Результати контрольних тестувань проб промивальної рідини (табл. 8) підтвердили, що дана система характеризується задовільними фільтраційними, реологічними, триботехнічними та структурно-механічними показниками.

Геологічний розріз свердловини, для якої розроблено промивальну рідину (табл. 8), представлено на рис. 1; його отримано згідно з геофізичними дослідженнями.

Важливим етапом закінчування свердловин є процес кріплення, якому приділена зосереджена увага, оскільки будь-які труднощі під час кріплення можуть нівелювати усі досягнення попередніх робіт. Неякісне цементування є основним фактором, який може призвести до міжпластових перетоків, обводнення продуктивних горизонтів, а також може змінити оцінку вуглеводневих запасів. Крім того, відсутність надійного ізоляційного кільця може спричинити грифоутворення та флюїдопрояви, а такий результат уже призводить не тільки до негативного впливу на довкілля, а й порушує безпеку людей [6].

Кріплення свердловин є однією з найбільш матеріало- і енергомістких операцій, що становить від 7 до 16% загального часу спорудження свердловини і потребує від 12 до 30% загальної вартості буріння. При цьому, тампонажні системи, які застосовуються для цементування свердловин, є однією з основних задач для формування надійного ізоляційного екрану.

Для передумов якісного розмежування горизонтів при спорудженні глибоких свердловин необхідно забезпечити виконання вимог щодо стійкої надійності системи кріплення «гірські породи - цементне кільце - обсадна колона».

Тампонажні матеріали, розроблені на базі композиційних цементів, під час гідратації забезпечують формування термодинамічно-стійких сполук вже на перших стадіях процесу тверднення, що надає високу щільність і герметичність цементного каменю. Саме такі сполуки з належними кристалоутворюючими властивостями є основою для отримання цементного каменю з низькою проникністю та високою міцністю, як при вигині, так і стисканні.

Тампонажна суміш РТС-100ПВ на базі композиційних цементів із розширеною домішкою та модифікаторами поліфункціональної дії (забезпечення седиментаційної стійкості та стабільності, підвищення пружно-деформаційних властивостей, регулювання реологічних показників) має змогу оперативного корегування основних технологічних властивостей тампонажного розчину (за рахунок зміни водосумішевого відношення чи кількості сповільнювача тужавіння). Крім того, завдяки оптимальному співвідношенню складових та модифікаторів у тампонажній суміші РТС-100ПВ забезпечено швидку кінетику структуроутворення та структурний

синтез каменю на мікрорівні, що сприяє формуванню цементного каменю з високими фізико-механічними властивостями.

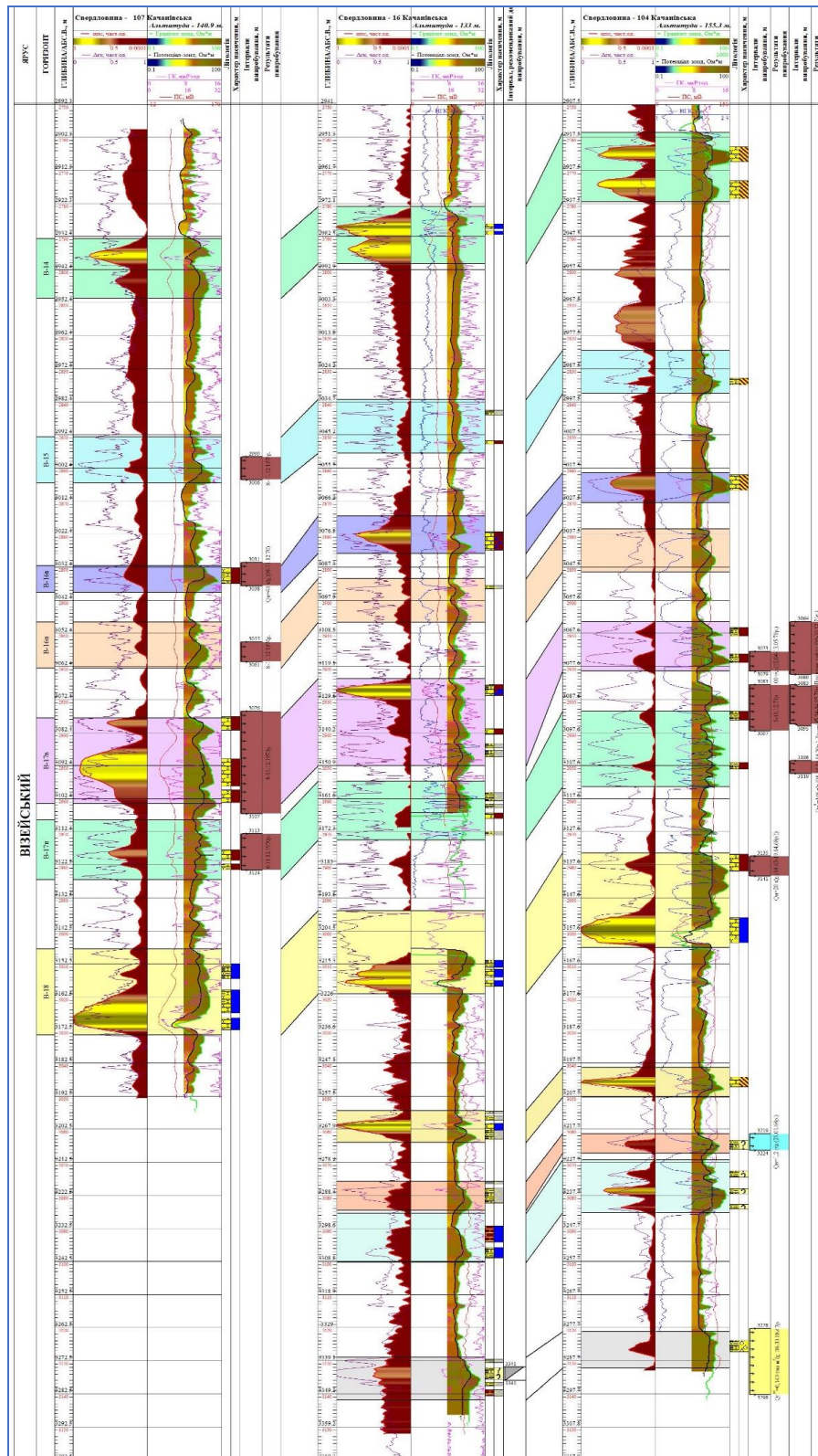


Рис. 1. Схема кореляції візейських відкладів геологічного розрізу свердловин

Умови тестування рецептури тампонажного розчину на основі РТС-100ПВ для цементування експлуатаційного хвостовика 101,6 мм передбачали: тривалість цементування 3 год. 00 хв. (при цьому час технологічної зупинки для активації підвіски 30 хв.), густина тампонажного розчину 1820 кг/м³, статична температура 88°C, максимальний вибійний тиск 42 МПа. За результатами досліджень встановлено, що тампонажна суміш РТС-100ПВ характеризується нульовим водовідділенням, обмеженою водовіддачею – 32 см³ за 30 хв. Цементний камінь має лінійне розширенням 1,6%, характеризується високими міцнісними та деформаційними властивостями.

Цементування експлуатаційного хвостовика у свердловині № 16 проведено у відповідності з результатами гідравлічного розрахунку, отриманими за допомогою програми TurboСem-1, яка дозволяє розраховувати вибійний тиск, тиск на усті свердловини, об'єм та розміщення закачаних технологічних рідин в будь-який момент технологічного процесу та інтерпретує одержані дані в графічному вигляді за допомогою програмного середовища Delphi.7 (рис. 2).

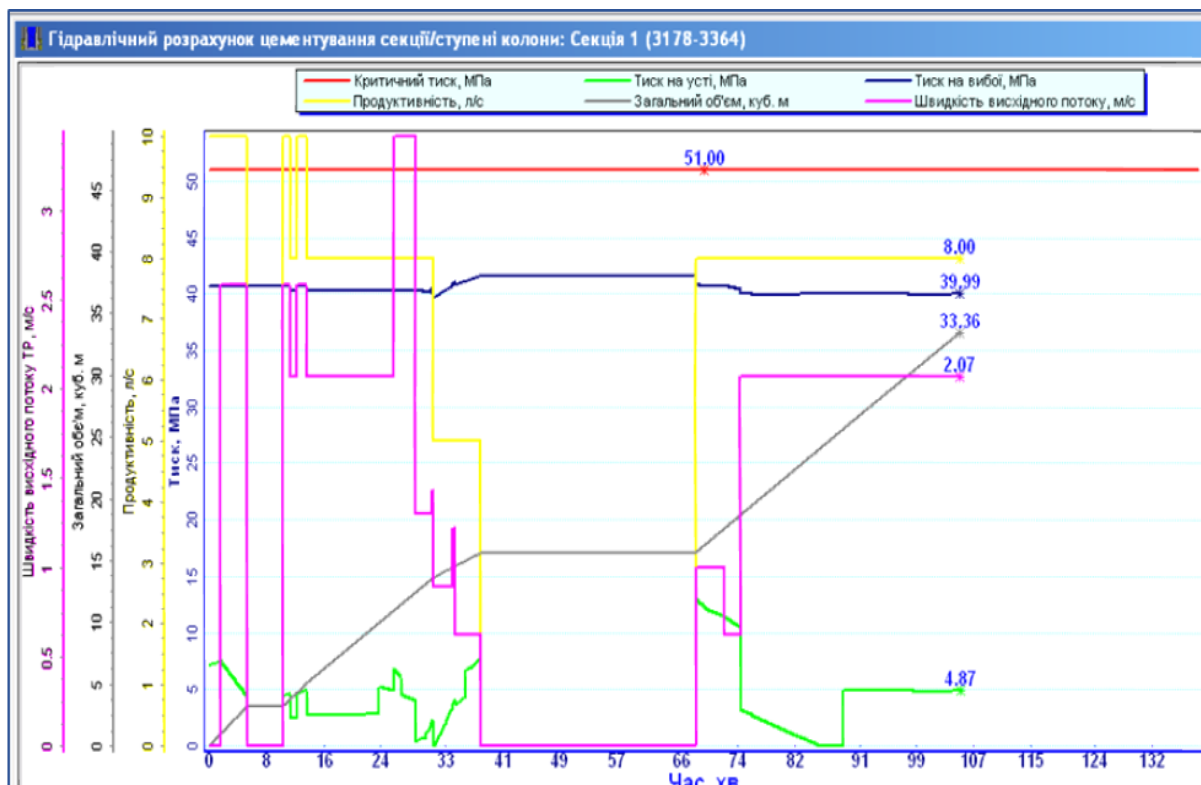


Рис. 2. Гідравлічна програма цементування свердловини

Труднощі при кріпленні свердловин з малими кільцевими зазорами полягають не тільки в успішному спуску колони на проектну глибину, але і погіршенні передумов для якісного заповнення кільцевого простору тампонажним матеріалом. В таких умовах мають бути проведені складні інженерні розрахунки усього процесу кріплення, зокрема моделювання процесу цементування на програмних симуляторах.

Науковою новизною розглянутої роботи може виступати спроба розгляду показників процесу спорудження свердловин у заломленні до необхідності спрямованого регулювання та адаптації основних фізико-хімічних властивостей промивальних рідин і тампонажних систем для конкретних свердловинних умов.

Практичною цінністю роботи є те, що запропоновані результати комплексних досліджень надають цінний матеріал для здійснення проектування методики хімічної обробки промивальних рідин та тампонажних систем з метою виключення проявів свердловинних ускладнень та необхідності проведення відповідних ремонтних робіт.

Висновки.

Представлена науко-практична робота містить основні відомості щодо раціональної організації процесів промивання та кріплення свердловин. В ній запропоновано комплексний підхід до аналізу впливу різних чинників на результати хімічної взаємодії в середовищі промивальних рідин. Також в роботі вказуються напрямки удосконалення рецептур промивальних рідин на водній основі. Результати досліджень можуть бути корисними для подальшої оптимізації процесів промивання та цементування стовбура свердловини в складних умовах.

Список літератури

1. *Ouadfeul S., Aliouane L.* (2020). Oil and gas wells. Publisher: IntechOpen.
2. *Caenn, R., Gray, G.R., Darley, H.C.H.* (2020). Composition and properties of drilling and completion fluids. Publisher: Gulf Professional Publishing.
3. *Koroviaka Ye.A.* Determining technological properties of drilling muds [Text] / *Ye.A. Koroviaka, M.R. Mekshun, A.O. Ihnatov, B.T. Ratov, Ya.S. Tkachenko, Ye.M. Stavychnyi* // *Naukovyi Visnyk "NHU"*. – 2023. – № 2. – С. 25-32.
4. *Павличенко А.В.* Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин [Текст]: монографія / *А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко.* – Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 201 с.
5. *Aziukovskyi O.O.* Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions [Text]: monograph / *O.O. Aziukovskyi, Ye.A. Koroviaka, A.O. Ihnatov.* – Dnipro: Zhurfond, 2023. – 159 p.
6. *Ігнатів А.О.* Деякі питання технологій промивання та кріплення свердловин у складних умовах [Текст] / *А.О. Ігнатів, Є.М. Ставичний* // *Інструментальне матеріалознавство: зб. наук. праць.* Вип. XXV. – К.: ІНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2022. – С. 119-132.
7. *Ihnatov A., Koroviaka Ye., Rastsvietaiev V., et al.* (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020, E3S Web of Conferences 230, 01016* (2021).
8. *Ihnatov A.O., Koroviaka Ye.A., Haddad J., Tershak B.A., Kaliuzhna T.M., Yavorska V.V.* (2022). Experimental and theoretical studies on the operating parameters of hydromechanical drilling. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (1), 20-27. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-1/020>
9. *Технологія і техніка буріння* [Текст]: учб. посібник / *В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук.* – К.: Центр Європи, 2012. – 708
10. *Войтенко В.С.* Буріння свердловин [Текст] / *Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников та ін.* – Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 294 с.
11. *Дудля М.А.* Промивальні рідини в бурінні [Текст] / *М.А. Дудля.* – Дніпро: Державний ВНЗ "Національний гірничий університет", 2011. – 542 с.
12. *Гупало О.П.* Органічна хімія [Текст]: учб. посібник / *О.П. Гупало, О.П. Тушиницький.* – К.: Знання, 2010. – 431 с.
13. *Мислюк М.А.* Буріння свердловин [Текст]. Т.2. Промивання свердловин. Відробка доліт. Буріння свердловин: довідник / *М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук.* – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
14. *Мислюк М.А.* Буріння свердловин [Текст] Т.5. Ускладнення. Аварії. Екологія. Буріння свердловин: довідник / *М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук.* – К.: "Інтерпрес ЛТД", 2004. – 294 с.

Надійшла до редакції 05.06.23

УДК 622.279.7

С.В. Сухов, Я.-А.Ю. Журавчак
(УкрНДІгаз)

ДОЦІЛЬНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ СНАББІНГОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ПОРІВНЯННІ З ТРАДИЦІЙНИМИ МЕТОДАМИ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

Описано особливості застосування снаббінгових технологій на свердловинах та виявлення доцільності їх використання в порівнянні з традиційними методами ремонту свердловин. Розглядається проблема впровадження снаббінгу в Україні на даний період часу, необхідність створення стандартів під цю технологію, переоснащення устьового обладнання та доповнення і перегляд існуючої нормативно-правової бази для використання снаббінгу.

The article considers the peculiarities of applying snubbing technologies at wells and identifies the feasibility of their use in comparison with traditional methods of well workover. This article discusses the problem of implementing snubbing in Ukraine at the present time, the need to create standards for this technology, re-equipment of wellhead equipment and supplementation and revision of the existing regulatory framework for the use of snubbing.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Сучасні технології для підземного ремонту свердловин вдосконалюються з кожним роком, дослідження та спостереження за тенденціями сучасних технологій є вкрай необхідним для подальшого розвитку нафтогазової галузі та конкурентної спроможності. Чисельно [1] зростаючий фонд нафтових і газових свердловин на завершальній стадії розробки родовищ сприяє збільшенню техніко-технологічних та людських ресурсів, що в свою чергу впливає на вартість обслуговування свердловин, а також тривалість та трудомісткість робіт для підтримання їх в стабільному робочому стані [2]. В процесі зростаючого фонду нафтових та газових свердловин збільшується потреба у підтриманні їх в робочому стані, що в свою чергу спонукає залучати нові технології для ремонту свердловин, в тому числі і снаббінгові технології. Глушіння свердловин, у разі застосування традиційних технологій, ремонт та наступне освоєння можуть бути довготривалими, що потребує великого фінансування, складного комплексу обладнання, логістики, праці та затраченого часу, що в свою чергу впливає на видобуток та собівартість видобувного газу та нафти. Вказані вище проблеми негативно впливають на експлуатаційні характеристики свердловин, що в свою чергу, призводить до зменшення видобутку та збільшення часу на ремонт.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Наразі тема снаббінгових технологій обговорюється набагато частіше за останні роки, оскільки ця технологія є новітньою для українських нафтогазових компаній, а перспектива її впровадження знаходиться на завершальній стадії. Велика кількість публікацій в інтернеті, на конференціях і форумах є прикладом того, що є зацікавленість та інтерес до снаббінгових технологій. На конференції [2] була представлена доповідь, в якій згадується проблема застосування снаббінгу в Україні у зв'язку з технологічними, фінансовими та людськими чинниками.

Снаббінг [3] вважається високотехнологічним методом ремонту свердловин. Дана технологія дозволяє мінімізувати негативні наслідки для покладів вуглеводнів, які, як правило, викликаються глушінням свердловини у разі проведення традиційного підземного ремонту. В Україні застосування сучасного варіанту снаббінгових технологій можливі за умови вирішення ряду питань: зміни в правилах безпеки робіт (які зараз знаходяться на погодженні та затвердженні) на свердловинах, технічною адаптацією вітчизняних свердловин для їх суміщення зі снаббінгом, навчання та сертифікація технічного персоналу, працюючого на снаббінгових установках.

У навчальному посібнику [4] вказано, що примітивна снаббінгова технологія почала свою історію з 1920 року, коли Г. Отіс із США запропонував установку зі спеціальною талевою системою для проведення спуско-підіймальних операцій (СПО) у незаглушеній фонтанній

свердловині. Снаббінгову технологію було розроблено у США у 1950-ті роки. Протягом 1990-2000 років вона продовжувала розвиватися і удосконалюватися.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Мета наукової статті полягає в обґрунтуванні доцільності використання снаббінгових технологій в порівнянні з традиційними методами підземного ремонту свердловин, виявлення необхідності застосування даної технології на території України для газових та нафтових свердловин, а також визначення умов, за яких можливо провести ремонт за допомогою цих технологій, їх відмінності від традиційних методів підземного ремонту свердловин.

Виклад основного матеріалу досліджень, де вказується практична цінність. *Снаббінг* (англ. *Snubbing*) – у нафтогазовій інженерії снаббінг [4] – це проведення капітального ремонту без глушіння свердловин, зокрема проведення СПО під тиском.

На практиці, міжнародні нафтогазові компанії [2], такі як: Balance Point Control B.V. (Нідерланди), Halliburton (США), Denimex (США), International Snubbing Services (ISS) (США), National Oilwell Varco (США), Snubco Pressure Control (Канада), Snubbertech (Канада) вже виготовляють чисельну номенклатуру снаббінгових установок з широким спектром технічних параметрів та різної комплектації. Країни, в яких виготовляють установки: Нідерланди, США, Китай та Канада [3]. Під час виконання капітального ремонту свердловин з'явилась потреба у впровадженні нової технології ремонту (без глушіння свердловини), яка б могла розв'язати багато технічних задач, а також забезпечити надійність та безпеку робочому персоналу.

Першим кроком стало переобладнання устьового обладнання, оскільки ремонт свердловини під тиском вимагає наявності високонадійного противикидного обладнання для забезпечення фонтанної безпеки на свердловині. Для цього сучасні снаббінгові установки облаштовують двома блоками превенторів [2]: перший блок являє собою робочий блок, який герметизує свердловину в процесі виконання СПО, та аварійний блок превентора, який постійно знаходиться в режимі оперативної готовності.

Другим кроком у впровадженні снаббінгових технологій була необхідність створення спуско-підйомного комплексу, який здатний забезпечити спуск ліфтової колони як під власною вагою, так і примусовий спуск у свердловину. При вилученні ліфтової колони із свердловини спуско-підйомний комплекс здатний працювати як в режимі підйому, так і в режимі стримування від виштовхування ліфтової колони із свердловини. Спуско-підйомна технологія при традиційному ремонті реалізується за допомогою двох основних компонентів [5] – тала система та лебідка, які забезпечують підйомання, а опускання виконують лише за рахунок власної ваги колони труб, що відрізняється від СПО при використанні снаббінгової технології.

Третім кроком в процесі реалізації снаббінгових технологій є забезпечення надійності ущільнювальних вузлів, робочих, універсальних і плашкових превенторів. Так, [2] сучасні універсальні превентори здатні пропустити під тиском через ущільнювальний елемент декілька тисяч муфт, десятки тисяч метрів гладкої труби.

Снаббінгові установки можуть бути застосовані для реалізації практично будь-яких операцій, що виконується традиційними установками для підземного ремонту свердловин. Наведені види [6] технологічних ремонтних операцій із застосуванням снаббінгу в нафтогазових і газових свердловинах:

- видалення асфальтенів, парафінів та нашарувань;
- встановлення та вилучення пакерів, цементних мостів, заглушок та іншого обладнання;
- встановлення пристроїв для боротьби із піскопроявами;
- проведення ловильних робіт;
- буріння при депресії на продуктивний пласт;
- усунення гідратних пробок;
- спускання та вилучення пристроїв для хімічної обробки свердловини;
- фрезерувальні операції;
- заміна ліфтової колони та інші операції.

Умовно підземний ремонт свердловин, в залежності від складності і видів робіт, підрозділяють на поточний і капітальний.

Капітальний ремонт свердловини – комплекс робіт, що потребує виконання спуско-підіймальних операцій, глибинних дій на елементи конструкції свердловини, вилучення із свердловини різних предметів і забруднюючих речовин, спеціальних обробок привибійної зони.

Поточний ремонт свердловин – комплекс робіт з відновлення працездатності свердловинного та устьового обладнання, очищення підйомної колони та вибою від парафіністо-смолистих відкладів солей та піщаних пробок.

За наявною інформацією [7] в Україні снаббінгові установки були застосовані двома нафтогазовими компаніями: ТОВ “КУБ-ГАЗ” (снаббінгова установка Snubbertech SIL-190-4) та ТОВ “DENIMEX WORKOVER SOLUTIONS”(снаббінгова установка RDE-340).

Snubbertech SIL-190-4 (Канада) – це снаббінгова установка вантажопідйомністю 860 кН та робочим тиском противикидного обладнання 35 МПа, яка працює в Україні з 2013 року. З 2017 року установка Snubbertech SIL-190-4 виконує роботи для сторонніх видобувних компаній, зокрема були виконані роботи з метою заміни насосно-компресорної колони з умовним діаметром 73 мм, під тиском на двох глибоких свердловинах (глибше 5000 м).

RDE-340 (США) – це снаббінгова установка вантажопідйомністю 1600 кН виробництва 2020 року, розроблена компанією Red Dirt Energy (США). Снаббінгова установка оснащена превенторами із робочим тиском 70 МПа, компанії В.О.Р. Products LLC (США), які здатні гарантувати фонтанну безпеку в процесі ремонту свердловин. Система керування забезпечує високий рівень безпеки робіт під тиском (зокрема і фонтанної безпеки). Обладнання є сертифікованим в Україні, а технічний персонал пройшов необхідне навчання та має усі необхідні сертифікати та дозволи для виконання робіт з підвищеної небезпеки. Інженерно-технічний персонал компанії сертифікований за міжнародною системою контролю свердловин IWCF (INTERNATIONAL WELL CONTROL FORUM).

Таблиця 1

**Узагальнені технічні характеристики снаббінгових установок
в залежності від виробника**

<i>Параметри</i>	<i>Значення</i>
Зусилля примусового спуску, кН	230-1150
Зусилля на підйом, кН	410-2270
Діапазон діаметрів труб, мм	42-114
Довжина ходу гідроциліндрів, мм	1800-3500
Тиск на усті свердловини, МПа	14,21,35,70,105

Зазвичай на снаббінгових установках система керування превенторами [2] оснащена двома джерелами живлення - пневмогідроаккумуляторами та гідронасосами. Система керування, конструкція обладнання та комплектність снаббінгової установки мають широкі і достатні можливості підтримувати контроль над свердловиною на випадок непередбачених ситуацій:

- несправність спайдерів;
- виходу із ладу силового блока установки, пневмогідроаккумуляторів;
- пожежі;
- розгерметизації трубної колони, трубних противикидних пристроїв;
- відмови превенторів;
- розгерметизації гідропроводів системи керування обладнанням установки;
- розливи нафти тощо.

Наявність систем блокування та захисту надало можливість звести до мінімуму ризику для робочого персоналу, що працює з обладнанням під тиском.

Снаббінг може бути застосований на багатьох свердловинах, але існують певні пластові умови, які потенційно забезпечують найбільшу технічну та економічну доцільність, до них відносяться наступні [6]:

1) Пласт, який містить чутливі до води дрібнодисперсні фракції або глини, з яких видобувають вуглеводні. Вони можуть набрякати за умови контакту з рідинами для ремонту або освоєння свердловин. В такому випадку набрякання може зменшити властивості проникності для пласта. Використання снаббінгу в цій ситуації усуває потребу у застосуванні (в процесі освоєння та підземного ремонту свердловин) дорогих рідин, що запобігають набряканню.

2) Проведення підземного ремонту свердловин в низьконапірному пласті, де внаслідок видобутку вуглеводнів пластовий тиск значно знизився у порівнянні з початковим пластовим тиском. Нерідко в покладах з низьким тиском великі об'єми рідини можуть бути поглинуті в пласт під час капітального ремонту свердловин, коли гідростатичний тиск перевищує тиск у пласті.

3) Застосування снаббінгових технологій доцільно використовувати у слабопроникних колекторах, оскільки він дозволяє продовжувати видобуток вуглеводнів із свердловини поки триває підземний ремонт.

Як і будь-які технології, операції на свердловинах за допомогою снаббінгу мають ряд переваг і недоліків у порівнянні із традиційними методами підземного ремонту свердловин. Традиційно, під час звичайних операцій [6] з буріння, освоєння та підземного ремонту свердловин, рідини закачують у свердловину для гідростатичного вирівнювання пластового тиску, для виконання операції з глушіння свердловини. Ці рідини можуть негативно вплинути на пласт. Основною перевагою снаббінгових технологій перед традиційними видами підземного ремонту свердловин є те, що немає потреби глушити свердловину. Також зазначаються [4] переваги снаббінгових установок з технологічної точки зору в порівнянні з традиційними методами підземного ремонту свердловин:

- швидке освоєння свердловин після проведення гідророзриву пласта;
- ремонт свердловин без зниження фільтраційних характеристик привибійної зони і продуктивного пласта;
- можливість проведення ремонту свердловини без зупинки експлуатації (експлуатація свердловини по затрубному простору);
- підготовка свердловини без глушіння до одночасно-роздільної експлуатації двох горизонтів;
- незначні габарити та компактність;
- швидкий монтаж, компактність установки;
- виконання робіт на депресії продуктивного пласта із постійним притоком флюїду.

Однією з особливостей під час роботи снаббінгу є те, що труби, на відміну від технології колтюбінгу (де використовуються безшовні довгомірні труби), не розмотуються з барабана, а складаються і розкладаються під час спуску та вилучення зі свердловини, як і в процесі традиційного ремонту. Крім того, снаббінг також дозволяє обертати робочу колону [6] під тиском, що є додатковою перевагою порівняно з колтюбінговою технологією.

Незважаючи на велику кількість переваг снаббінгових технологій, існують також недоліки, з якими доведеться зіткнутися в процесі роботи з установкою. Попереднє планування є критично важливими до, під час і після операцій зі снаббінгу. Відсутність належного нагляду може призвести до значних помилок, простоїв і витрат. Також до недоліків [7] використання снаббінгу відносяться:

- обмеження використання в компоновках ліфтових колон та обладнання з великими розбіжностями зовнішніх діаметрів;
- необхідність виконання попередніх досліджень з визначення технічного стану та прохідності НКТ;
- дещо менша швидкість спуско-підймальних операцій;
- обмеження створення ударних навантажень, які необхідні при багатьох ловильних (аварійних) роботах;
- необхідність перекриття внутрішнього простору НКТ за допомогою спеціальних пробок.

На даний момент снаббінгову технологію складно впроваджувати на певній кількості свердловин України, оскільки вона потребує переоснащення устя – заміна трубної підвіски, або заміна фонтанної арматури з муфтовою трубною підвіскою устьового обладнання. Першим питанням, з яким зіткнеться нафтогазова компанія перед плануванням ремонту за допомогою снаббінгу є нормативно-правова база. На сьогоднішній день розглянуто та подано на погодження та затвердження «Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України», що дозволить використовувати снаббінгові технології для ремонту свердловин без їх глушіння на рівні з колтюбінговими технологіями.

Необхідність переоснащення устьового обладнання, а точніше фонтанної арматури, є головною перешкодою в процесі розгляду свердловин-кандидатів на проведення ремонту за допомогою снаббінгу. Фонтанна арматура, якою обладнана свердловина, має відповідати всім вимогам снаббінгової технології. Фонтанні арматури, якими обладнане устя газових і нафтових свердловин на промислах в Україні, в залежності від способу підвішування колони НКТ класифікуються [2] за двома конструктивними виконаннями трубних головок:

- 1) з муфтовою підвіскою – підвішування колони НКТ здійснюється на корпусі вузла підвіски, який герметично розміщений в корпусі трубної головки фонтанної арматури;
- 2) з різьбовою підвіскою – підвішування колони НКТ здійснюється на фланцевому перевіднику до трубної головки.

Приходимо до висновку, що для впровадження снаббінгу підходить муфтова підвіска – підвішування колони НКТ здійснюється на корпусі вузла підвіски, який герметично розміщений в корпусі трубної головки фонтанної арматури. Переважна кількість [2] нафтогазових промислів України обладнані фонтанними арматурами з різьбовою підвіскою колони НКТ на фланцевому перевіднику. В такому випадку застосувати снаббінгову технологію неможливо, оскільки для цього необхідно обов'язково демонтувати з устя фланцевий перевідник, що призведе до розгерметизації устя. Саме тому, для застосування методу підземного ремонту свердловин без глушіння необхідно повністю переоснастити устьове обладнання.

Відомі різні методики оцінки кількісної ефективності та досконалості того чи іншого процесу, конструкцій тощо. На основі проведеного аналізу [1] з врахуванням основних критеріїв, які характеризують зазначені вище технології ремонту свердловин, обрана методика визначення оптимального варіанту з допомогою матриці інженерних рішень [1].

1) Встановлені критерії оцінки зі снаббінгових технологій та традиційних методів ремонту будуть характеризувати дані види технологій ремонту та їх особливості. Наступними критеріями, які були включені у таблицю матриці інженерних рішень [1], є:

- збереження колекторських властивостей пласта;
- трудомісткість ремонту;
- рівень фонтанної безпеки;
- рівень екологічної безпеки;
- вартість обладнання для ремонту.

2) Кожному критерію, залежно від його відносної важливості, надається ваговий коефіцієнт, що приймає значення від 0 до 1. Сума чисел всіх вагових коефіцієнтів має дорівнювати 1. Значення вагових коефіцієнтів заносяться до таблиці у відповідні клітинки матриці.

3) Для кожної технології ремонту свердловин надається кількість балів по шкалі від 0 до 10, де 0 – мінімальна оцінка, 10 – максимальна. Дане оцінювання було наведено для кожного критерія в таблиці. Оцінка за критерій помножується на ваговий коефіцієнт цього критерія, в результаті отримуємо добуток за один критерій. Приклад: ваговий коефіцієнт критерія “рівень фонтанної безпеки” становить 0,2 бала по шкалі від 0 до 1, а особиста оцінка за цей критерій на снаббінговій технології буде становити 9 балів по шкалі від 0 до 10, в результаті отримуємо 1,8 балів, помноживши ці два значення.

4) В результаті, склавши всі оцінки з критеріїв снаббінгової технології та традиційного методу ремонту свердловин, отримуємо сумарну кількість балів. Варіант, який отримав більшу кількість балів є найбільш ефективним у застосуванні з точки зору вищезазначених критеріїв.

Таблиця 2

Матриця інженерних рішень

Технологія ремонту свердловин	Критерії оцінювання					Сума балів
	Збереження колекторських властивостей пласта	Трудомісткість ремонту	Рівень фонтанної безпеки	Рівень екологічної безпеки	Вартість обладнання для ремонту	
	0,45	0,2	0,2	0,1	0,05	
Класична	7 3,15	6 1,2	9 1,8	8 0,8	10 0,5	7,45
Снаббінгова	10 4,5	10 2,0	9 1,8	10 1,0	6 0,3	9,60

Отримані результати (табл. 2) несуть у собі інформацію за результатами опитування [1] обмеженої кількості фахівців, для більш достовірної оцінки ефективності снаббінгової установки бажано врахувати наступні чинники: збільшення кількості критеріїв, надання максимально об'єктивної оцінки, правильне встановлення вагового коефіцієнта критерія. Опираючись на суму балів снаббінгових технологій та традиційних методів підземного ремонту свердловин, можна зробити підбиття підсумків що снаббінг є більш доцільним та актуальним методом ремонту. Згідно з табл. 2, снаббінг має спільне оцінювання з традиційними технологіями згідно з одним критерієм - рівнем фонтанної безпеки. Таким чином проаналізовано, що традиційні технології ремонту свердловин схожі по оцінюванню із снаббінговими технологіями по 1 із 5 критеріїв. Снаббінг отримав на 2,15 балів більше, ніж традиційні технології ремонту свердловин. Дана таблиця характеризує те, що перспективність і доцільність впровадження снаббінгових технологій в Україні є необхідним для розвитку нафтогазової галузі.

Висновки:

1. Результати оцінки традиційних та снаббінгових технологій показують, що традиційні методи підземного ремонту свердловин у деяких випадках можуть бути замінені сучасними технологіями ремонту свердловин.

2. Підбиваючи підсумки, приходимо до висновку про більш доцільне використання снаббінгової технології, оскільки вона: зберігає колекторські властивості пласта, не застосовуючи рідини глушіння, снаббінгова установка може бути швидко змонтована за умов застосування відповідного устьового обладнання на свердловині.

3. На сьогоднішній день погоджуються та затверджуються зміни до «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України», що узаконить використання снаббінгової технології для ремонту без глушіння свердловин.

4. Існує необхідність у переоснащенні устьового обладнання для застосування снаббінгових технологій на свердловинах.

5. Як показав досвід, в Україні двома компаніями (ТОВ «КУБ-ГАЗ» та «DENIMEX WORKOVER SOLUTIONS») вже була впроваджена технологія снаббінг, що не ставить під сумнів доцільність використання новітніх технологій ремонту свердловин також на інших нафтогазових об'єктах України, зокрема в АТ "Укргазвидобування". Кожна окрема нафтогазова компанія може визначити свій рівень готовності до впровадження снаббінгових технологій.

Список літератури

1. Мосора Ю.Р. Підготовка старого фонду свердловин для застосування снаббінгу без попереднього глушіння [Текст] / Ю.Р. Мосора // Колтюбінг. Інтенсифікація. Нове буріння : матеріали міжнар. наук.-техн. конф., 31.05.-01.07.2018 р., Полтава, 2018 . – 6 с.
2. Костриба І.В. Перспективи впровадження снаббінгових технологій в Україні [Текст] / І.В. Костриба, Ю.Р. Мосора // Нафта і Газ України. Щомісячний аналітичний звіт. – 2018. – № 2 (33). – С. 34-43.
3. Вікі (2023, січень 31). [Електронний ресурс] /Вікіпедія, вільна енциклопедія. / – Режим доступу: from <https://uk.wikipedia.org/wiki/Снаббінг> / – 2023 р.
4. Орловський В.М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів [Текст]: учб. посібник / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.І. Сіренкою. – Львів: Вид-во «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с. – (Університетська книга).
5. Інформація з сайту: Спуско-підіймальний процес на свердловинах - wikipedia.org
6. Prebeau-Menezes. Snubbing Field Operations - Potential Trapped Air and Explosive Hydrocarbon Mixtures on Surface [Текст] / Prebeau-Menezes, Leon Jerome // Snubbing. – 2013. – P.162.
7. Коцаба В. І. Перспективи впровадження технологій снаббінгу на свердловинах АТ «Укргазвидобування» [Текст]: презентація у рамках програми стажування від УкрНДГаз, (Івано-Франківськ, 15 липня 2022 р.) 2022. – 17 с.

Надійшла до редакції 09.06.23

УДК 553.98

Ф.З. Бахшів, О.М. Богуславець
(УкрНДГаз)

**АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН ДЛЯ ВИКОНАННЯ
ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА**

Розглянуто технології: полімерів без гуару та низького вмісту гуару, на водній основі. Визначено, що технології без гуару є більш доцільними для використання в Україні через те, що в порівнянні з гуаром є більш доступними та економічно доцільними. Виявлено, що вибір технології рідин на водній основі залежить від умов експлуатації свердловин, тому не всі технології на водній основі є доцільними та ефективними для нашого регіону.

Technologies considered: guar-free and low-guar, water-based polymer technologies. It was determined that technologies without guar are more appropriate for use in Ukraine due to the fact that, compared to guar, they are more affordable and economically feasible. It was found that the choice of water-based liquid technology depends on the operating conditions of the wells, so not all water-based technologies are appropriate and effective for our region.

Постановка проблеми в загальному вигляді. З тих пір як компанія Halliburton провела перший комерційний гідророзрив пласта (далі – ГРП) в 1949 році, розробка спеціалізованих рідин для ГРП знаходиться постійно в центрі уваги досліджень. Системи рідин розробляються для здійснення ГРП згідно з проектом з метою підвищення нафтогазовіддачі та покращення рентабельності капіталовкладень [1]. Ці рідини мають декілька функцій в процесі ГРП:

1) Розрив пласта. Одна з головних функцій рідин - створення потужного тиску для розриву пласта. Рідини впираються в пласт і розширюють його, створюючи тріщини, через які може пройти нафта або природний газ.

2) Перенесення пропанту. Рідини служать для перенесення пропанту або інших матеріалів з гранулярною структурою у тріщини, що утворилися внаслідок розриву пласта. Пропант забезпечує підтримку тріщин для запобігання їх закриттю після зняття тиску.

3) Зменшення тертя. Рідини також використовуються для зменшення тертя між пропантом і стінками тріщин, полегшуючи переміщення пропанту і забезпечуючи кращу продуктивність свердловини.

4) Стабілізація пласта. У деяких випадках рідини можуть містити хімічні добавки, які допомагають стабілізувати пласт. Це може включати речовини, що забезпечують зниження в'язкості рідини, попереджають нагнітання піску або глини в тріщини та інші засоби для оптимізації процесу розриву пласта.

Важливо відзначити, що склад та точний тип рідин для ГРП можуть варіюватися в залежності від геологічних умов, вимог щодо виробництва та регуляторних вимог. В таких умовах актуальним стає підбір оптимальних параметрів (технології) для системи рідин ГРП, яка повинна привести до мінімальної шкоди для пласта з максимальними результатами вилучення нафти і газу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Рідини ГРП є наступних видів: на водній, нафтовій, кислотній основі тощо. Розглянемо детальніше основні види рідин.

Рідини на водній основі складаються з води, агента контролю глини та знижувача тертя. Іноді додають реагент відновлення води (WRA), щоб спробувати зменшити будь-яку відносну проникність або ефекти блокування води. Основною перевагою використання «водного ГРП» є низька вартість, простота змішування та можливість вилучення та повторного використання води. Основним недоліком є низька в'язкість, що призводить до вузької ширини тріщини. Оскільки в'язкість низька, основним механізмом перенесення пропанту є швидкість, тому гідророзрив зазвичай закачується з дуже високою швидкістю (від 60 до 120 барелів на хвилину). Втрата рідини контролюється в'язкістю фільтрату, близька до в'язкості води, тобто 1 сП.

Рідини на нафтовій основі використовуються в пластах, чутливих до води, які можуть зазнати значної шкоди від контакту з рідинами на водній основі. При першому гідророзриві використовувався бензин як базова рідина, пальмова олія як гелеутворювач і нафтеніова кислота як зшивач, тобто напалм. Незважаючи на те, що деякі сирі нафти містять тверді частинки, які можуть утворювати фільтраційний осад, втрата рідини зазвичай вважається «контрольованою в'язкістю». Проблеми гелеутворення можуть виникнути при використанні високов'язкої сирої нафти або сирої нафти, яка містить багато природних поверхнево-активних речовин (ПАР). При використанні таких очищених масел, як дизельне паливо, вартість дуже висока, і масло має бути зібрано на нафтопереробному заводі перед додаванням будь-яких присадок, таких як депресанти температури застигання, ПАР для очищення двигуна тощо. Крім того, існує більше занепокоєння щодо безпеки персоналу та впливу на навколишнє середовище, порівняно з більшістю водних рідин.

Піна/поліемульсії — це рідини, які складаються з матеріалу, який не змішується з водою. Вони є дуже чистими, із добре контрольованою втратою, забезпечують ефективне транспортування пропанту та легко руйнуються через гравітаційне відділення. Поліемульсії утворюються шляхом емульгування вуглеводню, такого як конденсат або дизельне паливо, з водою таким чином, що вуглеводень є зовнішньою фазою. В'язкість регулюється шляхом зміни співвідношення вуглеводень/вода. Піни, виготовлені з використанням азоту або вуглекислого газу, як правило, містять від 65 до 80% газу (що називається якістю від 65 до 80) у водному середовищі, яке містить піноутворювач на основі ПАР. Іноді N_2 або CO_2 додають у нижчій концентрації (від 20 до 30 якості), щоб утворити «рідини під тиском». Це робиться для того, щоб зменшити кількість води, що надходить у пласт, і забезпечити додаткову енергію для відновлення тиску протягом періоду зворотного потоку після ГРП. Азот може розсіюватися в свердловині досить швидко, тому флюїди, що підживлюються N_2 , повинні повертатися назад, як тільки тріщина закрита. CO_2 , за більшості умов, знаходиться в щільній фазі в статичних умовах у свердловині (до початку експлуатації свердловини), тому менш сприйнятливий до розсіювання. CO_2 розчинюючись в сирій нафті, зменшує в'язкість сирої нафти, що, знову ж таки, покращує очищення та швидке відновлення. Коли додається N_2/CO_2 з якістю більше 80, отримана суміш називається туманом з в'язкістю «0». Ця якість зазвичай не використовується при розриві. Основним недоліком цих рідин є небезпека, тобто перекачування газу під високим тиском або, у випадку поліемульсій і гелеподібного пропану, перекачування легкозаймистої рідини. CO_2 становить додаткову небезпеку, оскільки він може спричинити пробки сухого льоду під час знижен-

ня тиску. Ці рідини, як правило, також дорожчі, і гази можуть бути недоступними у віддалених районах [2].

Проекти систем рідин для ГРП базуються на таких ключових параметрах: тип рідини, вимоги до в'язкості, реологія рідини, економіка рідини, досвід застосування під час ГРП на родовищі, лабораторні дані досліджень пласта, доступність матеріалу, вибір пропанту.

Якісний показник при виборі системи близький до однієї і тієї ж рідини, але кожна система має свої переваги та недоліки. В таблиці представлені рекомендовані рідини ГРП в залежності від умов застосувань [3].

Рідини розриву і умови застосування

Основа рідини гідророзриву	Тип рідини	Основний склад	Умови
Вода	Лінійний	Гуар, оксипропілпохідне гуарової смоли (ОГС), гідроксипропілцелюлоза (ГОЕЦ), карбоксиметил-гідроксипропілгуар (КМГПГ)	Невеликі тріщини, низькі температури
	Зшитий	Гуар+зшивач полімерів, ОГС, КМГПГ або карбоксиметил-гідроксипропілцелюлоза (КМГОЕЦ)	Великі тріщини, високі температури
	Міцелярний	Електроліт+поверхнево-активні речовини (ПАР)	Середня протяжність тріщин, середні температури
Нафта	Лінійний	Загущувач (гелеутворюючий агент)	Невеликі тріщини, гідрофільний пласт
	Зшитий	Загущувач (гелеутворюючий агент)+зшивач полімерів	Великі тріщини, гідрофільний пласт
	Водонафтова емульсія	Вода+нафта+емульгатор	Середні розміри тріщин, боротьба із водопоглинанням
Кислота	Лінійний	Гуар або ОГС	Невеликі тріщини, карбонатний пласт
	Зшитий	Гуар або ОГС+зшивач полімерів	Великі тріщини, карбонатний пласт
	Водонафтова емульсія	Кислота+вода+емульгатор	Середня протяжність тріщин, карбонатний пласт
Піна	На водній основі	Спінювальний агент+N ₂ або CO ₂	Пласт з низьким тиском
	На нафтовій основі	Спінювальний агент+N ₂	Карбонатний пласт з низьким тиском
	На спиртовій основі	Метанол+спінювальний агент+N ₂	Гідрофільний пласт з низьким тиском

Формулювання завдань досліджень та мети статті. Таким чином, формується завдання щодо аналізу систем рідин (технологій) ГРП, які перевірені на практиці, але не мають широкого використання в Україні. Оцінімо їх потенціал для застосування в нашому регіоні.

Виклад основного матеріалу досліджень. Розглянемо основні технології рідин ГРП від компанії Halliburton, перш за все – це технології полімерів без гуару та низького вмісту гуару, які мають назви CleanStim, PermStim та EX-Stim.

Технологія CleanStim використовує новий склад рідини для гідророзриву, виготовлений з інгредієнтів харчової промисловості. До складу рідини CleanStim входять желюючі речовини, зшиваючий агент, буфер, брейкер і ПАР. Завдяки харчовому походженню компонентів, склад є абсолютно безпечним для людей, тварин та навколишнього середовища. Крім переваг для навколишнього середовища, порівняно із традиційними складами, рідинна система CleanStim забезпечує кращу продуктивність щодо прокачування, транспортування пропанту та збереження провідності. Лабораторні випробування показали понад 90% збереження провідності після 24 годин потоку. Система застосовна в широкому діапазоні температур, забезпечуючи час закачування до 30 хвилин при 225°F (107°C). Дана технологія застосована для ГРП з використанням як гелевого розчину, так і води.

Після реакції зшивання склад CleanStim можна застосовувати для звичайної технології ГРП дією гелевого розчину. Крім цього, компоненти придатні для зниження тертя при ГРП із застосуванням води, що зазвичай виробляється для сланцевих колекторів.

Технологія рідини для гідророзриву PermStim базується на рідині, що не містить гуар, і заснована на перевірених реакціях зшивання, в яких миттєво або доступні механізми відстрочки. Використовуючи різноманітні пакети зшиваючих засобів, можна досягти точного контролю в'язкості як залежно від резервуару, так і операційних потреб. Рідина PermStim практично не містить нерозчинного залишку. Рідинна система застосовна від 100°F (38°C) до 275°F (135°C). Її можна використовувати при більш високих температурах, коли враховується ефект охолодження.

Переваги рідини PermStim, порівняно з традиційними рідинними системами на основі гуару, включають:

- Практично відсутність нерозчинних залишків.
- Покращене очищення свердловини.
- Покращена проникність пакета пропанту.
- Контрольована в'язкість.

EZ-Stim використовує нову технологію полімерного боратного зшивання для забезпечення продуктивності за допомогою звичайної боратної зшитої рідини вищого рівня, але з набагато меншим вмістом гуару. Технологія EZ-Stim з гідророзриву сприяє підвищенню ефективності гібридних процедур і гідророзриву довгих горизонтальних свердловин. Використовуючи на 60% менше гуару, рідинна система знижує тиск у гирлі свердловини, потребує менше гідравлічної потужності та зменшує шкідливі залишки гуарового гелю.

Отже, технології полімерів без гуару та низького вмісту гуару є досить актуальними, оскільки через швидке поширення ГРП попит на гуар істотно зріс, а відповідно і ціна. Гуар виробляють в основному в Індії (до 80% світового виробництва), Пакистані, США, Австралії і Африці [4], відповідно, логістичні витрати для нашого регіону будуть недоцільними. Гуарова камедь може бути досить дорогою, особливо у періоди підвищеного попиту. Ціна гуарової камеді може залежати від кількох факторів, включаючи доступність сировини, врожайності, потреб на ринку та конкуренції. У минулому були випадки, коли ціна гуарової камеді різко зростала через обмежену пропозицію або підвищений попит на неї у зв'язку з інтенсивним розвитком гідророзриву в деяких регіонах. Це призвело до того, що використання гуарової камеді у гідророзриві стало більш витратним для нафтогазових компаній.

Далі розглянемо рідинні системи від компанії Halliburton на водній основі.

Delta Frac — це оптимізована система боратвміщуючої рідини для гідророзриву, яка забезпечує високу в'язкість та низьку концентрацію гелю. Насправді технологія Delta Frac забезпечує приблизно таку ж в'язкість, як і звичайна боратна рідина для гідророзриву, але використовує на 33% менше гелю. Зменшений вміст полімеру може допомогти зменшити пошкодження пласта, покращити збережену провідність і зменшити кількість необхідного розриву. Все це

означає підвищення продуктивності та економічності.

Склад рідини Delta Frac є якісною зміною можливостей для свердловин при температурі до 200°F (93°C). На тисячах свердловин рідини Delta Frac вже показали значне підвищення ефективності та значне підвищення темпів видобутку після обробки.

РН breaker – це розчин для розщеплення ензимів, який особливо ефективний при обробці Delta Frac приблизно до 140°F (60°C). Він має високу стабільність рН, що є дуже ефективним і економічним при рН 8 і вище.

Для свердловин, які експлуатуються при середніх температурах, технологія Delta Frac також з успіхом застосовується у поєднанні окислювальним брейкером. Брейкер ViCon NF, новий запатентований окислювальний розщеплювач, забезпечує хороші результати при температурах вище 170 °F (77°C).

Нубог – це рідина із затриманим боратним зшиванням, яка використовує гуар або гелетворювач гідроксипропілгуар (ГПП). Рідина Нубог рекомендована для свердловин зі статичною температурою вибою від 125°F (52°C) до 300°F (149°C) і забезпечує такі робочі характеристики:

- Рідина з високою в'язкістю.
- Закачування окремо або змішаною партією.
- Зшита рідина відновлюється після зсуву.
- Зшитий гелевий фільтраційний осад очищається з виділенням води.
- Фільтрований осад можна розщепити за допомогою агентів OptiFlo II і III.

Технологія SilverStim LT забезпечує високу залишкову провідність і екологічність, а також спрощений вибір рідини та ціноутворення. Він розроблений для застосування при температурах від 80°F (27°C) до 180°F (82°C).

Технологія SilverStim LT повністю використовує знання Halliburton про хімію полімерів на основі гуару та реакції зшивання. Технологія забезпечує рідини для ГРП, що мають стабільні фізичні властивості і забезпечують мінімальне зниження провідності, що зазвичай пов'язано з більшістю рідин для ГРП. Ця всеосяжна система забезпечує важливі переваги:

- Зменшення пошкодження при переломах завдяки ефективному розриву полімеру.
- Покращена відновлена провідність, що забезпечується оптимізованими пакетами розривників. Це може збільшити видобуток та підвищити рентабельність інвестицій залежно від конкретних умов пласта.
- Повна система зшивання забезпечує легкість закачування та покращений контроль якості та забезпечення.
- Єдина ціна охоплює гель, добавки для контролю глини та брейкери.
- Покращена ефективність ціноутворення дозволяє збігати запропоновані та фактичні ціни в рахунках-фактурах, навіть якщо на місці вносяться зміни в конструкцію.
- Упаковка системи усуває потребу в індивідуальних хімічних заправках, зменшуючи час перегляду та перевірки квитків.

Технологія rNaserFrac містить дериватизований гуаровий полімер, який сумісний з вуглекислим газом і може використовуватися до 7% хлориду калію (KCl) для максимального захисту глини. Гель КМГПП у рідині rNaserFrac зшитий у кислому діапазоні рН CO₂, тому немає суттєвих змін у характеристиках гелю при додаванні CO₂. Додавання CO₂ до рідини для гідророзриву надає рідині більше енергії (за рахунок розширення CO₂), щоб допомогти у зворотному потоці та очищенні пласта після обробки гідророзриву.

Найсучаснішою модифікацією високоефективних низькополімерних систем рідин для ГРП компанії Halliburton є технологія гідророзриву Sirosso, яка працює до 400°F (204°C) і є солестійкою. Sirosso поширює перевірені переваги рідини гідророзриву з низьким вмістом полімеру на високотемпературні свердловини з додаванням на користь сольової сумісності. Рідина Sirosso забезпечує хороші можливості щодо транспортування пропанту, які властиві традиційним рідинним технологіям КМГПП, звичайних рідинних систем КМГПП, але використовує менше основного полімеру, що у результаті дає вищу залишкову провідність. Може використовуватися з 2% KCl+вода або заміником KCl як основою та не зазнає майже повної втрати в'язкості, які характерні для рідинних систем на основі рідинних систем на основі КМГ. Забезпечує дуже передбачувану в'язкість і ефективність рідини. Рідина Sirosso не має тенденції

до «термічного розрідження» так швидко, як інші широко використовувані рідини для гідророзриву. Рідина Sirocco може бути налаштована для забезпечення оптимального розриву залежно від вимог пласта.

Технологія DeepQuest дає змогу здійснювати ГРП і гідравлічну стимуляцію надглибоких колекторів без перевищення меж безпеки наземного обладнання, труб і колекторів високого тиску. Глибина вертикальної свердловини в офшорних і наземних умовах може привести до тиску обробки поверхні, що перевищує 15000 psi (103 МПа) під час типового гідророзриву або FracPac на свердловині з істинною вертикальною глибиною 25000 футів (7620 м). Також DeepQuest може знизити тиск обробки поверхні на 18%, доводячи його до межі 15000 psi (103 МПа) для гнучких насосно-компресорних труб.

Технологія AquaStim розроблена, щоб допомогти досягти кращих результатів гідророзриву від обробки з використанням води зі зниженим тертям, включаючи збільшений видобуток і відновлення тиску, а також зменшене пошкодження поверхні розриву. Також технологія AquaStim включає революційну технологію GasPerm 1000. Інші нові технології, які можуть бути компонентами послуг AquaStim для гідророзриву нетрадиційних колекторів, які включають агент для зниження в'язкості OptiKleen-WF і зменшувач тертя FR-56. Нова версія підсилювача SandWedge, спеціально розроблена для обробки ГРП водою, може бути високоефективною при використанні з технологією AquaStim, яка допомагає підтримувати довгострокову провідність і контролювати зворотний потік дрібних частинок.

Тобто, як ми бачимо, компанія Halliburton має широкий асортимент в сегменті технологій для ГРП на водній основі, вибір яких залежить від регулювання тих чи інших параметрів свердловини.

Висновки:

1. Вартість гуарової камеди є одним із факторів, які нафтогазові компанії враховують при плануванні та оцінці економічної доцільності гідророзриву. Саме тому для нашої країни технології полімерів без гуару є більш доцільними для використання під час ГРП, а саме технології CleanStim та PermStim.

2. З точки зору об'єму закачування, найбільш широко використовувані системи рідин для гідророзриву включають рідини Delta Frac, Hybor, SilverStim. Також технології Halliburton включають AquaStim для гідророзриву зі зниженим тертям, pHaserFrac для сумісності з CO₂, Sirocco для високих температур і DeepQuest, що дозволяє здійснювати гідророзрив надглибоких колекторів.

3. Різна варіативність технологій дозволяє нам використовувати увесь асортимент рідин. Але перш за все для нашого регіону прийнятними є технології Delta Frac, Hybor, SilverStim. Інші технології потребують більш конкретних умов, таких як висока температура, більша глибина свердловини, тому на даний час, з точки зору інтенсифікації, для нас дані технології є потенційно менш перспективними.

Список літератури

1. Fracturing Fluid Systems [Електронний ресурс] // Halliburton. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <https://studylib.net/doc/18090064/fracturing-fluid-systems>.

2. Jeffrey R. Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing / R. Jeffrey, J. McLennan, A. Bunger. – Brisbane, 2013. – 1074 с. URL: <https://www.intechopen.com/books/3204>

3. Рахимов Б.Р. Анализ специальных жидкостей используемых при гидроразрыве пласта [Електронний ресурс] /Б.Р. Рахимов, Н.А. Шукуров // Science and Education. – 2022. – №3. – С. 254–255. URL: <https://openscience.uz/index.php/sciedu/article/view/2751/2586>

4. Гуаровая камедь E142 [Електронний ресурс] // Ataman Chemicals – Режим доступу до ресурсу: https://www.atamanchemicals.com/guar-gum-e142_u29723/?lang=RU.

Надійшла до редакції 19.06.23

ЕКОЛОГІЯ

ЭКОЛОГИЯ

ECOLOGY

УДК 502, 504

Т.В. Брусенцева, Н.С. Корольова, Т.П. Кравченко, Ю.З. Потічна
(УкрНДІгаз)

**ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ, ЗВІТНОСТІ ТА ВЕРИФІКАЦІЇ
ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ НА ПІДПРИЄМСТВАХ
АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»**

Угода про Асоціацію між Європейським Союзом (ЄС) та Україною передбачає запровадження системи моніторингу, звітності та верифікації (МЗВ) викидів ПГ (парникових газів) для підприємств, а також охоплює низку економічних та регуляторних питань. Відповідно до цього, на підприємствах Акціонерного товариства (АТ) «Укргазвидобування» (УГВ) була впроваджена система МЗВ із відповідним методологічним підґрунтям та відповідно до діючих нормативно-правових актів.

The Association Agreement between the European Union (EU) and Ukraine provides for the introduction of a system of monitoring, reporting and verification (MRV) of GHG (greenhouse gas) emissions for enterprises, and also covers a number of economic and regulatory issues. Accordingly, the enterprises of the Joint stock company (JSC) «Ukrgasvydobuvannya» (UGV) have implemented the MRV system with the appropriate methodological basis and in accordance with the current regulations.

Україна підписала та ратифікувала Угоду між Україною та ЄС 16 вересня 2014 року, яка вступила в силу 1 вересня 2017 року [1].

Угода про асоціацію охоплює низку економічних та регуляторних питань. Це стосується також проблем, пов'язаних зі зміною клімату. Однією з вимог, що висуваються в Угоді, є встановлення процедур МЗВ викидів ПГ від енергетичних та промислових установок (підприємств).

Відповідно до Концепції – 2030 (розпорядження Кабінету Міністрів України (КМУ) № 878-р. від 06.12.2017 р.) [2] Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України (Міндовкілля) оновило план імплементації Директиви 2003/87/ЄС [3] і представило Дорожню карту послідовності впровадження імплементації положень Директиви 2003/87/ЄС, яку узгоджено з ЄС. Міндовкілля з квітня 2016 р. розпочало розробку Стратегії низьковуглецевого розвитку, яка мала стати основою для вирішення усього комплексу сучасних економічних, енергетичних, екологічних (кліматичних) та технологічних проблем країни і визначити шляхи для переходу на якісно новий рівень розвитку національної економіки. Положення Директиви 2003/87/ЄС передбачають створення системи МЗВ викидів ПГ і національної системи торгівлі викидами (СТВ).

Система МЗВ в Україні, яка відповідає вимогам положень Директиви 2003/87/ЄС, Регламентам 601/2012/ЄС [4] з МЗВ щодо викидів ПГ та 600/2012/ЄС [4] про перевірку звітів про викиди ПГ і акредитацію верифікаторів, введена в дію з 01 січня 2021 р. після прийнятого 12 грудня 2019 р. Верховною Радою (ВР) Закону України (ЗУ) «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» № 377-ІХ [5]. Система торгівлі квотами на викиди ПГ (Emissions trading system - ETS) працює у ЄС ще з 2005 року, базується на Директиві 2003/87/ЄС і діє за принципом «обмежуй і торгуй» (cap-and-trade). Це означає, чим більше підприємство скоротить викиди, тим більше воно заробить.

Запровадження Директиви № 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі викидами ПГ, яка спрямована на поступове зниження викидів ПГ підприємствами, передбачає 2 етапи: впровадження системи МЗВ викидів ПГ та безпосередньо схеми торгівлі квотами на викиди ПГ.

Квота – вуглецева одиниця, яка надає право на компенсацію однієї тонни двоокису вуглецю або іншого ПГ з урахуванням коефіцієнта глобального потепління. Еквівалент двоокису вуглецю – умовна одиниця об'єму будь-якого ПГ, парниковий ефект якої дорівнює парниковому ефекту викидів однієї тонни двоокису вуглецю.

Європейська система торгівлі дозволами на викиди – перша в світі міжнародна система торгівлі квотами на викиди двоокису вуглецю, яка охоплює 30 країн. Вона поширюється на чотири сектори: енергетику (теплові електростанції з потужністю понад 20 МВт, нафтопереробні підприємства та коксові печі); виробництво та обробку чорних металів; видобувну промисловість; целюлозно-паперову промисловість. Спершу Єврокомісія розподіляє можливі викиди між країнами на майбутній рік, потім країни ділять ліміти між підприємствами-забруднювачами. Деякі з країн ЄС мають також свої національні системи торгівлі квотами. До прикладу, Австрія поза механізмом ETS розподіляє квоти на викиди від видобутку викопного палива, а Німеччина – на використання пального для опалення і транспорту.

В Україні, відповідно до Угоди про асоціацію, контроль за СТВ здійснюватиме уповноважений орган влади, який у подальшому видаватиме квоти на викиди ПГ і встановлюватиме факт правильного списання квот, відповідних викидам установки.

Впровадження та підтримка функціонування СТВ України вимагатиме додаткових фінансових витрат і трудових ресурсів та наразі є далекою перспективою.

Перерахування викидів ПГ у фізичних одиницях до еквівалента двоокису вуглецю здійснюється з використанням офіційно затверджених коефіцієнтів – потенціалів глобального потепління.

Після введення в дію ЗУ «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» [5] всі учасники системи МЗВ мають виконувати вимоги законодавства у цій сфері, а саме:

1) оператори повинні зареєструватися у Єдиному реєстрі з МЗВ, виконуючи вимоги та дотримуючись критеріїв для включення установок в систему МЗВ, встановлених у Переліку видів діяльності, викиди ПГ в результаті провадження яких підлягають МЗВ, затверджені Постановою Кабінету Міністрів України (ПКМУ) «Про затвердження переліку видів діяльності, на які поширюються моніторинг, звітність та верифікація викидів парникових газів» від 23.09.2020 р. № 880 (ПВД) [6];

2) оператори повинні здійснювати моніторинг та звітність відповідно до вимог, визначених ПКМУ «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу та звітності щодо викидів парникових газів» від 23.09.2020 р. № 960 (ПМЗ) [7];

3) верифікатори мають здійснювати верифікацію відповідно до процедур та вимог до проведення верифікації звіту оператора, встановлених у ПКМУ «Порядок верифікації звіту оператора про викиди парникових газів» від 23.09.2020 р. № 959 (ПВЗО) [8].

Таким чином, система МЗВ викидів ПГ працює наступним чином:

- оператори установок, на які поширюються вимоги щодо МЗВ викидів ПГ, будуть зобов'язані визначати обсяги викидів своїх установок і звітувати про них відповідно до вимог законодавства та затвердженого плану моніторингу (ПМ);

- метод моніторингу викидів відображається в ПМ для конкретної установки, який розробляється оператором та підлягає затвердженню уповноваженим органом;

- затверджений ПМ є основою для моніторингу та звітності про викиди;

- наприкінці календарного року оператор готує звіт про викиди, який має пройти процедуру верифікації;

- до 31 березня року, що настає за звітним, верифікований звіт про викиди та верифікаційний звіт мають бути надані до уповноваженого органу.

Впровадження національної системи МЗВ дозволить істотно підвищити достовірність звітності щодо викидів ПГ на національному рівні; введення СТВ стане одним з можливих інструментів для зменшення викидів від великих установок.

З метою впровадження системи МЗВ на установках АТ «Укргазвидобування» розроблені та постійно оновлюються наступні документи:

- ПМ (стандартний або спрощений) (ПМ із змінами) [9] для кожної установки оператора, що підпадає під дію закону про МЗВ;

- індивідуальні письмові процедури та інші документи, що необхідні для реалізації моніторингу ПГ в системі МЗВ на кожній установці (план відбору проб для кожного виду палива, дані про діяльність, процедури обробки даних, процедури, пов'язані з заходами контролю та інші процедури, перелічені в відповідній версії ПМ);

- річний звіт оператора про викиди ПГ за результатами моніторингу протягом звітного року від кожної з установок оператора, що підпадає під дію ЗУ про МЗВ. Звіт оператора повинен охоплювати річні викиди ПГ та бути визнаний задовільним за результатами верифікації. За результатами моніторингу протягом звітного періоду розробляється звіт оператора про викиди. Відповідно до ПВЗО [8] звіт оператора підлягає верифікації;

- метою верифікації є отримання верифікаційного звіту. Звіт оператора, визнаний в результаті верифікації задовільним, подається Міндовкіллю разом з верифікаційним звітом та заявою про прийняття звіту оператора не пізніше 31 березня року, що настає за звітним періодом;

- звіт про вдосконалення складається з інформації про вдосконалення процесу моніторингу та інформації про усунення невідповідності даних моніторингу та звітності щодо викидів ПГ;

- накази та розпорядження в системі МЗВ.

Основна мета верифікації полягає у визначенні з розумною впевненістю, що звіт оператора про викиди не містить суттєвих викривлень.

Для визначення установок АТ «Укргазвидобування» в системі МЗВ оператору слід визначити межі установки таким чином, щоб вони максимально охоплювали все устаткування, яке може спричиняти викиди ПГ та належати до видів діяльності, включених до ПВД, або мати безпосередній технологічний зв'язок з такими видами діяльності. У постанові наведено порогові значення виробничої потужності для включення установок за видами діяльності до системи МЗВ. Одним з критеріїв щодо визначення установки в системі МЗВ є загальна номінальна теплова потужність встановленого обладнання - більше 20 МВт.

За результатами проведених розрахунків та відповідно алгоритму дій з визначення загального показника номінальної теплової потужності складений перелік установок оператора, на які поширюється дія ЗУ про МЗВ.

Станом на 01.01.2023 р. проведено реєстрацію 11 установок АТ «Укргазвидобування» у Єдиному реєстрі з МЗВ [10].

Згідно з ПМЗ оператори установок, які включені до системи МЗВ, повинні встановлювати, документувати, впроваджувати та підтримувати письмові процедури, що детально описують деякі аспекти здійснення моніторингу та звітності щодо викидів ПГ.

Відділом екологічних досліджень, охорони навколишнього середовища і промислової санітарії (ЕДОНСіПС) УкрНДІгазу філії АТ «Укргазвидобування» розроблено процедуру щодо організації моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів на установках АТ «Укргазвидобування», затверджену Наказом АТ «Укргазвидобування» № 184 від 27.04.2021 р. (далі - Процедура) [11].

Процедура регламентує організацію системи моніторингу ПГ на установках оператора, визначення ролей у системі МЗВ та розподіл обов'язків персоналу зі збору та обробки даних моніторингу, необхідних для визначення обсягів викидів ПГ за звітний період, системи контролю та вдосконалення процедур якості моніторингу та звітності ПГ на установках, зберігання даних щорічного моніторингу та звітності про викиди ПГ.

ПГ в системі МЗВ вважаються гази у чистому вигляді. Всі інші види сумішей газів не повинні вважатися парниковими. З метою розрахунку сумарних викидів ПГ має включатись лише частка ПГ від суміші (до ПГ не відносяться природний газ, гази дегазації тощо).

Вихідними даними для розрахунку викидів ПГ на установці є: дані про діяльність – обсяг спожитого палива; компонентний склад палива; розрахункові коефіцієнти.

Алгоритм отримання та оброблення вихідних даних наступний:

- дані про діяльність (ДД) на установках визначаються для кожного матеріального по-

току (МП) окремо шляхом ведення зі встановленою на установках філії періодичністю. Так, облік об'єму споживання палива здійснюється за даними засобу вимірювальної техніки (ЗВТ) або у разі відсутності ЗВТ визначається відповідно до діючих на підприємстві нормативів; об'єм газу, що спалено на факельних пристроях визначається відповідно до чинних на підприємстві нормативів; об'єм споживання пального здійснюють на основі розрахунків змін запасів або відповідно до діючих на підприємстві нормативів;

- компонентний склад палива визначається за результатами лабораторних аналізів, які здійснюють лабораторії філії оператора або сторонні лабораторії.

Відбір проб та проведення лабораторних аналізів здійснюється згідно з розробленим та затвердженим Планом відбору проб та відповідно до впроваджених на підприємстві стандартів.

Моніторинг викидів ПГ від установок оператора здійснюється з використанням методики на основі розрахунків. Згідно з п. 19 ПМЗ це стандартна методика.

Методика на основі розрахунків полягає у визначенні обсягу викидів ПГ від матеріальних потоків на основі даних про діяльність, отриманих за допомогою вимірювальних систем та розрахункових коефіцієнтів, визначених лабораторними аналізами або із застосуванням значень за замовчуванням. Під час застосування методики на основі розрахунків оператор зобов'язаний для кожного матеріального потоку обрати та визначити належний рівень точності відповідно до додатків 1, 2 ПМЗ. Обсяги викидів ПГ обчислюються окремо за кожним МП з встановленою у ПМ періодичністю. Розрахунок викидів двоокису вуглецю здійснюється окремо для кожного матеріального потоку (п. 24 ПМЗ).

Визначена послідовність дій персоналу з моніторингу щодо збору та обробки даних і закріплена відповідним наказом. Збір первинних даних здійснюється на установках філії оператора та хіміко-аналітичних лабораторіях відповідно до чинних нормативних документів та методик вимірювання з періодичністю, визначеною відповідно до п. 39 ПМЗ.

Первинні дані обробляються та передаються до екологічних підрозділів філії із встановленою періодичністю. Кожна філія оператора отримує первинні дані від підпорядкованих установок та лабораторій, обробляє та консолідує дані моніторингу, перевіряє їх коректність та узгодженість, розраховує викиди ПГ у відповідності до ПМ, вносить дані і розрахунки до бази даних МЗВ, передає щоквартальні дані моніторингу до відділу ЕДОНСіПС УкрНДГазу для внутрішнього аудиту. Відділ ЕДОНСіПС УкрНДГазу отримує щоквартальні дані моніторингу від філії оператора, проводить паралельні розрахунки викидів ПГ з метою перевірки, узагальнення та консолідації даних моніторингу по установках оператора; в тому числі по установках, які містять у своєму складі обладнання різних філій. Таким чином, підрозділом з організації та контролю МЗВ на установках оператора визначено філію УкрНДГаз з покладанням обов'язків з ведення узагальненої інформації по АТ «Укргазвидобування» щодо викидів парникових газів.

За результатами моніторингу УкрНДГазом проведено збір, перевірку та узагальнення даних щодо викидів ПГ за 2021, 2022 роки з метою розробки звітів оператора про викиди ПГ для подальшої верифікації (п. 3 ПВЗО) для установок АТ «Укргазвидобування».

Оператор має право здійснювати моніторинг викидів ПГ від установок з низькими обсягами викидів ПГ та від простих установок відповідно до спрощеного ПМ, затвердженого Міндовкілля, крім установок, на яких провадяться види діяльності, стосовно яких оператор зобов'язаний здійснювати моніторинг викидів азоту (I) оксиду.

ПМ розробляються оператором на підставі останніх затверджених типових форм стандартного або спрощеного ПМ [9] і подаються оператором або уповноваженою особою до Міндовкілля на затвердження із відповідним пакетом документів.

Підстави для застосування оператором стандартного або спрощеного ПМ визначаються відповідно до п. 9 ПВЗО.

ПМ розробляються для кожної установки індивідуально. Такий підхід обґрунтовується тим, що установки, які входять до складу АТ «Укргазвидобування», хоча знаходяться під керуванням одного оператора, мають різні технологічні схеми діяльності та використовують різні процедури та стандарти щодо контролю обсягів споживання палива та його якості, метрологічного контролю, функціонування хіміко-аналітичних лабораторій тощо.

ПМ повинен враховувати характеристики та режим функціонування установки, містити докладний, повний та прозорий опис методики моніторингу для установки.

Робочою групою з МЗВ в АТ «Укргазвидобування» під керівництвом УкрНДІгазу розроблено та затверджено Міндовкіллям ПМ для 11 установок оператора з відповідними додатками.

За результатами моніторингу оператор має підготувати звіт оператора про викиди, який підлягає верифікації за типовою формою, що затверджена Міндовкіллям на основі затвердженого ПМ і даних проведеного моніторингу викидів ПГ за звітний період на установці.

Оператор подає Міндовкіллям звіт оператора, визнаний за результатами верифікації задовільним, разом з верифікаційним звітом та заявою про прийняття звіту оператора не пізніше 31 березня року, наступного за звітним періодом (п. 67 ПМЗ).

Таким чином, функціонування системи торгівлі квотами на викиди ПГ неможливе без належної системи МЗВ та верифікації звітів про викиди ПГ.

Україна і зокрема підприємства АТ «Укргазвидобування» успішно запроваджують систему МЗВ на всіх стадіях процесу [12, 13, 14, 15], а саме, з 1 січня 2021 р. виконують вимоги законодавства у сфері МЗВ: реєстрація установок у Єдиному реєстрі з МЗВ; здійснення моніторингу та звітності; укладання угоди з верифікатором для проведення верифікації звіту оператора згідно чинних НПА у сфері МЗВ.

Таким чином, на сьогоднішній день проведено реєстрацію 11 установок АТ УГВ у Єдиному реєстрі з МЗВ, розроблено та впроваджено Процедуру, опрацьовано та зареєстровано 11 ПМ оператора, надано методологічну допомогу при складанні звітів оператора. Крім того, ведеться постійний моніторинг та консолідація щоквартальних даних викидів ПГ.

Список літератури

1. Угода про Асоціацію між Україною з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони та ЄС від 16 вересня 2017 р.
2. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про затвердження плану заходів щодо виконання Концепції реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 року» № 878-р. від 06.12.2017 р.
3. Директива Європейського Парламенту і Ради «Про встановлення системи торгівлі квотами на викиди парникових газів у межах Союзу та внесення змін до Директиви Ради 96/61/ЄС» 2003/87/ЄС від 13 жовтня 2003 року.
4. Регламенти 601/2012/ЄС, 600/2012/ЄС від 21 червня 2012 р.
5. Закон України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» № 377-ІХ від 12 грудня 2019 р.
6. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження переліку видів діяльності, на які поширюються моніторинг, звітність та верифікація викидів парникових газів» від 23.09.2020 р. № 880.
7. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу та звітності щодо викидів парникових газів» від 23.09.2020 р. № 960.
8. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку верифікації звіту оператора про викиди парникових газів» від 23.09.2020 р. № 959.
9. Наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України «Про затвердження типових форм документів у сфері моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» від 15.02.2021 р. № 113.
10. Наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України «Про затвердження Порядку ведення Єдиного реєстру з моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» від 08.06.2021 р. № 370.
11. Наказ АТ «Укргазвидобування» «Процедура щодо організації моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів на установках АТ «Укргазвидобування»» від 27.04.2021 р. № 184.
12. Паризька угода, ратифікована Законом № 1469-VIII від 14.07.2016 р.
13. Рамкова Конвенція ООН зі зміни клімату: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/995_044/page.

14. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року: https://mepr.gov.ua/files/docs/Proekt/LEDS_ua_last.pdf.

15. Climate Change Performance Index. <https://www.climate-changeperformance-index.org>.

Надійшла до редакції 24.02.23

УДК 504:553.9(477)

**С.М. Тонкошкур, Л.С. Борошенко, Н.В. Козир, Т.В. Брусенцева
(УкрНДІгаз)**

ОСНОВНІ НАПРЯМКИ КОНТРОЛЮ РАДІАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ НА ОБ'ЄКТАХ АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»

Наведено обґрунтування для проведення радіаційного контролю на промислових об'єктах АТ «Укргазвидобування» і деякі питання радіаційної безпеки за результатами проведеного контролю та підсумки роботи промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу з проведення дозиметричного контролю в 2022 році. Проаналізовано проблему поводження з матеріалами, обладнанням і відходами нафтогазовидобувної промисловості, забрудненими радіонуклідами природного походження. Визначені напрямки вирішення цієї проблеми.

The article provides justification for radiation monitoring at industrial facilities of JSC "Ukr-gasvydobuvannya" and some issues of radiation safety based on the results of the monitoring and provides the results of the work of UkrNDIGas Industrial and Sanitary Laboratory on dosimetric monitoring in 2022. The problem of handling materials, equipment and gas industry waste contaminated with radionuclides of natural origin has been analyzed. The directions for solving this problem have been identified.

В процесі експлуатації нафтових та газоконденсатних родовищ на поверхню разом з сировиною надходять природні радіоактивні речовини.

Джерелом радіоактивності є ізотопи уран-238 та торій-232, що знаходяться у природному стані в підземних формаціях, з яких здійснюється видобуток нафти та газу. Крім того, джерелом радіонуклідів є глибинні хлоркальцієві розсоли, які збагачені радієм.

Найбільш небезпечними носіями радіонуклідів є вода та осадочні відклади – корки, пробки та шлами. При транзиті флюїдів (вибій – ліфтова колона – фонтанна арматура – шлейф – УКПГ) в залежності від хімічного складу вод, мінералізації та термобаричних умов, радіоактивні речовини, якщо вони є у складі флюїду, можуть накопичуватися на різних елементах обладнання – від насосно-компресорних труб до ємностей з сировиною та СПВ (супутньо-пластові води).

Особливу небезпеку для персоналу та навколишнього середовища становлять радіоактивні речовини, що накопичуються на внутрішніх поверхнях трубопроводів та обладнанні УКПГ, оскільки з ними робітники промислів контактують безпосередньо та протягом тривалого часу.

Згідно з класифікацією НРБУ-97 (Норми радіаційної безпеки України.), радіоактивно забруднене обладнання нафтогазових промислів відноситься до техногенно-підсилених джерел іонізуючого випромінювання природного походження. Практична діяльність з такими джерелами нормується четвертою групою радіаційно-гігієнічних регламентів, зазначених в НРБУ-97.

Техногенно-підсилене джерело природного походження – джерело іонізуючого випромінювання природного походження, що в результаті господарської та виробничої діяльності людини було піддане концентруванню або збільшилася його доступність, унаслідок чого виникло додаткове (до природного радіаційного фону) випромінювання (п.1.13 ДСП 6.177-2005-09-02 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України» (ОСПЗРБУ)).

Слід особливо підкреслити, що під час експлуатації родовищ такі джерела можуть виникати за рахунок накопичення осадів на елементах обладнання, навіть при умовах низької концентрації радіонуклідів в пластах, які розкриті свердловинами.

Облаштування промислових об'єктів здійснюється із застосуванням великої кількості сепараційного обладнання, теплообмінників, різних ємностей (конденсату, води, інгібіторів тощо), роздільників, трубопроводів змінного перерізу, з вузлами з'єднань, запірною арматурою та ін. Таким чином, технологічна схема підготовки газу є досить складною. Внаслідок цього існує багато локальних ділянок і елементів, де можуть відкладатися та накопичуватися радіоактивні речовини.

Завданням радіаційного контролю на об'єктах АТ «Укргазвидобування», є:

- забезпечення (по радіаційному фактору) безпечних умов праці персоналу;
- контроль за можливим негативним впливом виробничої діяльності підприємств на навколишнє природне середовище за радіаційним фактором;
- встановлення єдиних вимог до радіаційного контролю на філіях АТ «Укргазвидобування».

За результатами радіаційного контролю (вимірювання потужності поглиненої (експозиційної) дози гамма-випромінювання) визначаються подальші дії, а саме:

- якщо максимальні розрахункові річні ефективні дози опромінення на робочих місцях не перевищують 1 мЗв/рік, радіаційна обстановка на підприємстві вважається благополучною;
- якщо виявлені робочі місця, на яких розрахункові річні дози виробничого опромінення працівників становлять від 1 до 5 мЗв/рік – здійснюється детальне дослідження всіх джерел опромінення та умов виробничого середовища з наступними висновками та рекомендаціями щодо кратності проведення радіаційного контролю та недопущення отримання працівниками річних доз, що можуть перевищувати відповідні ліміти доз;
- якщо потенційно виявлене перевищення дозової межі в 5 мЗв/рік – проводяться процедури оптимізації щодо заходів по зменшенню доз опромінення (розраховується максимальний час перебування працівника на тій чи іншій ділянці, де виявлено перевищення природного радіаційного фону, облаштовуються попереджувальні стрічки з відповідним знаком «радіаційна небезпека», розглядається питання щодо використання працівниками засобів індивідуального захисту, тощо).

Фахівці промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу (надалі лабораторія) щорічно проводять дозиметричні вимірювання та аналіз радіаційної ситуації на різних промислових об'єктах АТ «Укргазвидобування» в рамках науково-дослідних та інжинірингових робіт. У 2022 році було проведено близько 300 вимірювань на 93-х об'єктах. На 13-ти промислових майданчиках виявлено елементи технологічного обладнання (сепаратори, роздільовачі, ємності з супутньо-пластовою водою, конденсатом), на поверхні яких зафіксовано перевищення рівня природного радіаційного фону. Ця робота спрямована на охоплення радіаційним контролем якомога більшої кількості промислових об'єктів з метою виявлення нових радіаційних аномалій та вжиття відповідних заходів радіаційної безпеки для персоналу підприємств.

Питання поводження з матеріалами, обладнанням і відходами нафтогазовидобувної промисловості, забрудненими радіонуклідами природного походження (РМПП) є актуальним для багатьох держав світу, які займаються видобутком нафти та газу. Воно є важливим й для України, оскільки необхідність розвитку нафтогазовидобувної промисловості потребує негайного вирішення проблем для забезпечення вимог безпечного поводження з матеріалами, обладнанням і відходами нафтогазовидобувної промисловості, забрудненими радіонуклідами природного походження. З метою вирішення цього питання в Україні розроблена Стратегія поводження з матеріалами, обладнанням і відходами нафтогазовидобувної промисловості, забрудненими радіонуклідами природного походження в Україні (далі Стратегія).

Метою цієї Стратегії є створення умов для підвищення стандартів життя населення шляхом впровадження системного підходу до поводження з відходами нафтогазовидобувної промисловості, забрудненими радіонуклідами природного походження на державному та регіональному рівні.

Цілями Стратегії є:

- інвентаризація місць утворення та розміщення РМПП нафтогазовидобувної промисловості;
- ідентифікація, характеристика та кількісне визначення РМПП нафтогазовидобувної промисловості;
- створення кадастру відходів РМПП нафтогазовидобувної промисловості;
- внесення змін до законодавчої та нормативної бази з використанням досвіду інших країн;
- проведення аналізу використання існуючих і запланованих або необхідності створення нових установок для переробки та поводження з РМПП нафтогазовидобувної промисловості;
- розробка та впровадження установок для переробки та поводження з РМПП нафтогазовидобувної промисловості;
- розробка програми реабілітації територій, забрудненої діяльністю з видобутку нафти й газу;
- створення механізму фінансування для забезпечення управління РМПП нафтогазовидобувної промисловості.

Фахівці АТ «Укргазвидобування», зокрема лабораторії, залучаються до розробки та реалізації Стратегії.

Реалізація цієї Стратегії сприятиме:

- створенню та забезпеченню ефективного функціонування цілісної системи поводження з РМПП нафтогазовидобувної промисловості;
- можливості реалізувати всю послідовність операцій поводження з РМПП нафтогазовидобувної промисловості та створити необхідні умови (у частині організації безпечного поводження з радіоактивними відходами) для стійкого та безпечного розвитку нафтогазової промисловості;
- суттєвому зменшенню негативної дії іонізуючого випромінювання на здоров'я нинішнього і майбутніх поколінь та навколишнє природне середовище.

Висновок. В результаті проведених досліджень надано рекомендації щодо реалізації стратегії радіаційного контролю в умовах АТ «Укргазвидобування».

Список літератури:

1. ДГН 6.6.1.-6.5.001-98 «Норми радіаційної безпеки України» (НРБУ-97).
2. ДСП 6.177-2005-09-02 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України» (ОСПЗРБУ).
3. СОУ 09.1-30019775-282:2021 Радіаційний контроль на об'єктах АТ «Укргазвидобування». Положення.
4. Мурашко В.О. Радіаційна гігієна [Текст]: підручник / В.О. Мурашко, Д.С. Мечев. – Вінниця, 2013. – 376 с.
5. Ключников О.О. Основи дозиметрії іонізуючих випромінювань [Текст]: навч. посібник / О.О. Ключников, А.В. Носовський. – К.: Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, 2007. – 256 с.

Надійшла до редакції 22.02.23

УДК 504.75

Т.В. Брусенцева, Д.В. Волосян, Н.С. Корольова
(УкрНДІгаз)

АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ МОНІТОРИНГУ ВОД НА ВИКОНАННЯ ВИМОГ ВОДНОЇ РАМКОВОЇ ДИРЕКТИВИ ЄС

Вода, яку людина споживає, має відповідати вимогам якості та безпеки, які не завдають шкоди здоров'ю та стану організму в цілому.

Сьогодні для водноресурсного потенціалу Української держави характерне велике антропогенне навантаження, а проблема води — одна з найгостріших.

За рівнем раціонального використання водних ресурсів та якості води, зокрема наявністю очисних споруд, Україна, за даними ЮНЕСКО, серед 122 країн світу посідає 95 місце і належить до країн з невисокою водозабезпеченістю та високим рівнем використання води. Також, Україна є однією з найменш водозабезпечених країн Європи.

У країнах ЄС велика увага приділяється моніторинговим дослідженням поверхневих вод. Вимоги до моніторингу поверхневих вод різні у різних країнах ЄС і навіть можуть варіювати всередині однієї. Серйозна робота з моніторингу виконувалася в Європі в рамках Eurowaternet Eionet. Для транскордонних вод було випущено керівництво Європейської економічної комісії ООН.

The water that a person consumes must meet quality and safety requirements that do not harm health and the condition of the body as a whole.

Today, the water resource potential of the Ukrainian state is characterized by a large anthropogenic load, and the water problem is one of the most acute.

In terms of the level of rational use of water resources and water quality, in particular the availability of water treatment facilities, according to UNESCO, Ukraine ranks 95th among 122 countries in the world and belongs to countries with low water availability and high levels of water use. Also, Ukraine is one of the least water-supplied countries in Europe.

In EU countries, much attention is paid to monitoring studies of surface waters. The requirements for surface water monitoring are different in different EU countries and may even vary within one. Serious work on monitoring was carried out in Europe within the framework of Eurowaternet Eionet. For transboundary waters, the guidance of the UN Economic Commission for Europe was issued.

Гармонізація взаємин людини і природи, охорона навколишнього природного середовища, раціональне використання водних ресурсів – ці питання нині є одними з найактуальніших, бо торкаються кожного жителя планети, а від їх вирішення залежить майбутнє всього людства.

При цьому забезпечення населення планети водою є одним із пріоритетів сталого розвитку, визначених ООН. Україна з кожним роком все більше відчуває як проблему нестачі води, так і накопичення екологічних проблем, безпосередньо пов'язаних із водними ресурсами. Як наслідок, сьогодні назріла необхідність створення ефективної національної системи управління водними ресурсами, здатної забезпечувати досягнення доброго екологічного стану води, раціональності її використання, впровадження дієвих стимулів для сталого розвитку.

Підписання Угоди про Асоціацію між Україною та Європейським Союзом та його державами-членами, зобов'язує Україну запроваджувати європейські стандарти у різних сферах суспільного життя, включаючи сферу управління водними ресурсами, охорону та боротьбу із забрудненням вод [1].

Водна рамкова директива Європейського Союзу (ВРД ЄС) є основним документом у галузі водної політики ЄС. Об'єктом спрямованих дій директиви є всі поверхневі, підземні, перехідні та прибережні води у межах кожного річкового басейну.

Базовим принципом ВРД ЄС є визнання району річкового басейну основною гідрографічною одиницею управління водними ресурсами — як цілісного природного гідрографічного об'єкту, який не може обмежуватися адміністративними чи державними кордонами. Управління кожним виділеним річковим басейном здійснюється на основі «Плану управління річковим басейном», який повинен містити аналіз стану басейну та чітку програму заходів для досягнення у встановлені терміни відповідного стану водних об'єктів, як поверхневих, так і підземних, що містяться на його території [2].

Центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері охорони навколишнього природного середовища (зокрема і охорони водних ресурсів), є Міністерство екології та природних ресурсів України (Мінприроди України).

Реалізацією державної політики у сфері управління, використання та відтворення поверхневих водних ресурсів опікується Державне агентство водних ресурсів України (Держвод-агентство України), яке здійснює моніторинг якості вод водогосподарських систем міжгалузевого та сільськогосподарського водопостачання; водних об'єктів за радіологічними показниками на територіях, що зазнали радіоактивного забруднення; на транскордонних ділянках водотоків, визначених відповідно до міждержавних угод про співробітництво на транскордонних водних об'єктах; зрошуваних та осушуваних земель (глибина залягання та мінералізація ґрунтових вод, ступінь засоленості та солонцюватості ґрунтів); підтоплення сільських, селищних населених пунктів, прибережних зон водосховищ (переформування берегів і підтоплення територій).

Зазвичай результати моніторингу та оцінки виконання стратегії державної екологічної політики висвітлюються у Національній доповіді про реалізацію державної екологічної політики України, що подається КМУ Міністрів України Верховній Раді України кожні п'ять років, у регіональних та галузевих екологічних звітах, які щороку подаються до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування і реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища та екологічної безпеки, центральними та місцевими органами виконавчої влади, органами місцевого самоврядування.

Організацію і проведення державного моніторингу поверхневих водних ресурсів України забезпечує ціла низка державних законодавчих документів: Конституція України [3], Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [4], Водний кодекс України [5], Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо впровадження інтегрованих підходів в управлінні водними ресурсами за басейновим принципом» [6], наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 06.02.2017 р. № 45 «Перелік забруднюючих речовин для визначення хімічного стану масивів поверхневих і підземних вод та екологічного потенціалу штучного або істотно зміненого масиву поверхневих вод» [7], Постанова Кабінету Міністрів України (ПКМУ) від 19.09.2018 р. № 758 «Про затвердження Порядку здійснення державного моніторингу вод» [8], ПКМУ від 30 березня 1998 р. № 391 «Про затвердження Положення про державну систему моніторингу довкілля» [9] та ін.

Моніторинг водних ресурсів закладено в конструкцію Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища», в якому серед іншого в ст. 20 зазначено повноваження стосовно «організації моніторингу навколишнього природного середовища, створення і забезпечення роботи мережі загальнодержавної екологічної автоматизованої інформаційно-аналітичної системи забезпечення доступу до екологічної інформації». Стаття 22 згаданого Закону визначає, що «з метою забезпечення збору, обробки, збереження та аналізу інформації про стан навколишнього природного середовища, прогнозування його змін та розробки науково обґрунтованих рекомендацій для прийняття ефективних управлінських рішень в Україні створюється система державного моніторингу навколишнього природного середовища».

Глава 6 Водного кодексу України передбачає ведення державного обліку вод та Державного водного кадастру. Завданням державного обліку вод є встановлення відомостей про кількість і якість вод, а також даних про водокористування, на основі яких здійснюється розподіл води між водокористувачами та розробляються заходи щодо раціонального використання і охорони вод та відтворення водних ресурсів.

Із прийняттям Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо впровадження інтегрованих підходів в управлінні водними ресурсами за басейновим

принципом» розпочалося впровадження положень ВРД ЄС у Водний кодекс України і, в цілому, у практику управління водними ресурсами в Україні.

ПКМУ «Про затвердження Положення про державну систему моніторингу довкілля» визначає основні поняття та положення поняття моніторингу довкілля у частині державного моніторингу стану поверхневих, підземних та морських вод.

ПКМУ «Про затвердження Порядку здійснення державного моніторингу вод» № 758 від 19.09.2019 р. визначено чіткий розподіл обов'язків між суб'єктами моніторингу, введено нові показники моніторингу, які в Україні до цього часу не вимірювались – пріоритетні, гідроморфологічні та біологічні. Також передбачає повноваження Міндовкілля до розробки та затвердження з урахуванням пропозицій суб'єктів господарювання програми державного моніторингу вод.

Залежно від цілей та завдань державного моніторингу вод встановлюються процедури: процедура діагностичного моніторингу масивів поверхневих та підземних вод; процедура операційного моніторингу масивів поверхневих та підземних вод; процедура дослідницького моніторингу масивів поверхневих вод; процедура моніторингу морських вод. Діагностичний, операційний та дослідницький моніторинг здійснюється за басейновим принципом.

Нова система моніторингу вод передбачає шестирічний цикл моніторингу та класифікацію стану вод за 5 класами екологічного стану і 2 класами хімічного стану.

Державний моніторинг вод в Україні здійснюється з метою забезпечення збирання, обробки, збереження, узагальнення та аналізу інформації про стан водних об'єктів, прогнозування його змін та розроблення науково обґрунтованих рекомендацій для прийняття рішень у галузі використання, охорони вод та відтворення водних ресурсів.

Дані системи моніторингу відображаються на інтерактивній карті і надають уявлення не тільки про кількість, але і про екологічну оцінку водних ресурсів. До таких нововведень необхідно додати моніторинг з використанням супутникових даних, сучасних геоінформаційних методів. Так, використовуючи відкриті супутникові дані (Landsat, Sentinel) можна відстежувати динаміку змін рівнів води для більшості водойм України, а також середніх і великих річок.

Стосовно досвіду застосування автоматичних станцій при здійсненні моніторингу поверхневих прісних вод, то в рамках реалізації протягом програми між Україною та Урядом США про співпрацю з питань завчасного попередження про паводки у Закарпатській області, було споруджено та встановлено автоматизовані інформаційно-вимірювальні гідрометеорологічні станції та приймальну станцію з використанням супутникового зв'язку і енергоживлення сонячними батареями.

Вказані станції були згодом успішно інтегровані в спільну українсько-угорську автоматизовану інформаційно-вимірювальну систему «Тиса» (AIVC-«Тиса»). Інформація, зібрана під час паводків, є, без сумніву, вирішальною для зменшення збитків від водної стихії.

Порядок здійснення державного моніторингу вод - здійснення біологічного моніторингу, моніторингу хімічних та фізико-хімічних параметрів, а також гідроморфологічних характеристик.

Відповідно до Порядку здійснення державного моніторингу вод державний моніторинг вод має здійснюватись за басейновим принципом (здійснення моніторингу на 56% поверхневих водних масивах України).

Досвід Франції показує, що французькі водні агентства можуть забезпечити належний моніторинг лише для 80% водних масивів.

Найбільш розвиненою складовою програми моніторингу вод в даний час є Морська служба програми «Copernicus» Європейської комісії, яка готує прогнози стану Світового океану в цілому, Арктичного басейну, окраїнних і внутрішніх морів Європи. Створена система прогнозів поширює свої продукти через веб-сайт. До числа продуктів входять безпосередньо дані контактних спостережень, а також поля або параметри, отримані в результаті обробки дистанційних вимірювань. Крім того, надаються аналізи та прогнози окремих параметрів поверхневого хвилювання, тривимірних полів температури, солоності, швидкості течій і характеристик екосистеми в будь-якій точці Світового океану [10].

Функціонування системи моніторингу ґрунтується на систематичності спостережень за станом довкілля та техногенними об'єктами, що впливають на нього.

В нафтогазовій промисловості діють галузеві нормативні документи, які спрямовані на мінімізацію впливу на навколишнє середовище на усіх етапах промислової діяльності.

Водне середовище може зазнати впливу бурового розчину при проходженні підземних горизонтів з прісними водами в процесі буріння та попаданні забруднюючих речовин в поверхневі і ґрунтові води.

Охорона водного середовища передбачає дотримання основ водного законодавства і нормативних документів в сфері використання та охорони водних ресурсів; здійснення заходів для запобігання і ліквідації стічних вод і забруднюючих речовин у поверхневі і ґрунтові води, а також горизонти підземних вод, застосування бурових розчинів без шкідливих для питної води речовин, ізоляцію в процесі буріння інтервалів залягання горизонтів з питною водою декількома колонами з обов'язковим цементуванням за колонного і міжколонного простору.

Проведення природоохоронних заходів передбачається СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 «Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час спорудження свердловин на нафту та газ» затвердженого Наказом Держгеолслужби України від 01.12.2005 за № 19 [11].

Цей стандарт встановлює основні вимоги до природоохоронних заходів та правил екологічно безпечного проведення робіт на всіх етапах спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші, включаючи підготовку земельної ділянки, відведеної для спорудження свердловини, облаштування систем збору, зберігання відходів буріння, підготовчі і вишко-монтажні роботи, буріння, кріплення, випробування, консервацію свердловини, проведення рекультиваційних робіт, контроль за станом довкілля в районі спорудження свердловин.

Технологія спорудження і експлуатації свердловин, проектні рішення щодо облаштування майданчиків підготовки вуглеводневої сировини також передбачають максимальні заходи з охорони та раціонального видобутку вуглеводневої сировини.

У випадках потрапляння супутньо-пластових вод (СПВ) на ґрунти, в поверхневі та підземні води, забруднення проявляється у збільшенні мінералізації вод та концентрацій, перш за все, іонів натрію та хлору.

Хімічний склад поверхневих вод (води водотоків і водойм) під час весняного паводку змінюється внаслідок потрапляння в них талих вод, що стікають по ґрунтах і виносять розчинні речовини, які накопичуються в них. Під час межені в живленні річок і струмків головною складовою є розвантаження ґрунтових вод. У разі забруднення останніх це проявляється і в хімічному складі води водотоків. Для контролю хімічного складу підземних вод і виявлення їх забруднення на ділянках, де відсутні водотоки, використовуються існуючі колодязі та свердловини.

Пропозиції щодо удосконалення державної системи моніторингу навколишнього середовища.

Ефективно діюча регіональна система екологічного моніторингу (РСЕМ), на відміну від державної та відомчих систем моніторингу, в єдиному цілому об'єднує чотири функції – спостереження, оцінка, прогноз і управління якістю навколишнього природного середовища регіону. В цю систему, як необхідний елемент, включаються органи державного управління, а не тільки пости збору, обробки, накопичення інформації і відомчі органи.

Така система має бути новою інфраструктурою регіонального (обласного) рівня, яка включає окремі елементи, відомчі системи і використовує частину їх інформації. Одночасно, вона повинна мати свою власну мережу спостереження за об'єктами природного середовища, за джерелами впливу на навколишнє середовище, за здоров'ям населення, свою методологію оцінки якості навколишнього середовища і ступеня впливу на неї антропогенних чинників.

Основними функціями РСЕМ є:

1) спостереження за об'єктами природного середовища та їх змінами, джерелами забруднення і впливами на компоненти навколишнього середовища, зміною стану здоров'я дорослого та дитячого населення;

2) оцінка всього комплексу інформації, особливо ретроспективної, її порівняння та зберігання;

3) прогноз зміни екологічної ситуації та здоров'я населення, як в окремих населених пунктах, так і в природних екосистемах регіону;

4) управління екологічною ситуацією шляхом підготовки пакетів пропозицій з оперативних та перспективних дій, надання їх державним органам управління на місцях (міста, райони) і області.

Обласний рівень управління оперативно пов'язаний з державним. Кожний з рівнів повинен мати розроблений алгоритм реалізації пропозицій в управлінських рішеннях.

Рівні організації РСЕМ:

1. *Виробничий* (об'єктовий). Цей перший рівень РСЕМ створюється на окремих великих підприємствах та таких, що суттєво впливають на навколишнє середовище. Вони виконують ті самі функції, що і відомчі системи. Особливістю цих систем моніторингу є їхній зворотний зв'язок з технологічним процесом. Іншими словами, основні параметри виробничого процесу, що впливають на навколишнє середовище, визначаються обсягами і концентраціями забруднюючих речовин у викидах та скидах підприємства. Виробничі СЕМ мають свої центри управління і прямий вихід в СЕМ міст або РСЕМ залежно від потужності і розташування об'єкту.

2. *Локальний* (міський). Другий рівень – це СЕМ міст обласного підпорядкування. Вони мають свою мережу спостереження за параметрами навколишнього середовища і здоров'ям населення в межах міста і свій центр управління моніторингом (ЦУМ). Як елементи в них включаються виробничі СЕМ та відомчі системи контролю окремих суб'єктів і об'єктів навколишнього середовища.

Користувачами міських СЕМ є міські інспекції з охорони навколишнього природного середовища, а відповідальними споживачами інформації – міськвиконкоми. Саме до них із центрів управління надходить інформація і пакет пропозицій з ухвалення управлінських рішень в межах компетенції міськвиконкомів.

3. *Полігонний*. Третій рівень – це мережа спеціальних полігонів екологічного моніторингу, вибраних на території області і природних екосистем, що включають різні ландшафти із специфічним комплексом антропогенної і техногенної дії.

4. *Аерокосмічний*. Цей рівень є, по суті, екстериторіальним і визначається наявністю та можливістю використання засобів аерокосмічного зондування для спостереження за трансграницьним перенесенням забруднюючих речовин в атмосфері і акваторіях. Він також використовується для загальної оцінки стану великих природних об'єктів і територій – лісових масивів, сільгоспугідь, акваторій водосховищ тощо.

Кожний з рівнів діє за погодженням і затвердженням регламентом збору, накопичення, оцінки і передачі інформації в центр управління РСЕМ. Така структура СЕМ дозволяє кожному з рівнів бути автономним і, одночасно, являтися елементом системи вищого рівня. У свою чергу, РСЕМ як елемент входить в систему моніторингу державного рівня СЕМ «Україна».

Саме чітка структурна і функціональна організація СЕМ надає можливість оперативного управління якістю навколишнього середовища на різних рівнях адміністративного устрою країни, дозволяє забезпечити екологічну складову сталого розвитку. Створення таких систем має здійснюватися на початковому етапі руху від економіки перехідного періоду до сталого розвитку.

Відповідно до огляду результативності природоохоронної діяльності в Україні Мінприроди повинно підсилити свою координаційну діяльність щодо ведення екологічного моніторингу навколишнього середовища. Посилення координаційної ролі Мінприроди здійснюється шляхом уточнення ряду положень в рамках ДСМНС, зокрема, ведення секретаріату Міжвідомчої комісії з питань моніторингу навколишнього середовища, її секцій по відповідних напрямках, узгодження відомчих нормативних документів щодо порядку здійснення суб'єктами ДСМНС моніторингу навколишнього середовища тощо.

Важливим аспектом ефективного функціонування на державному рівні системи моніторингу могли б стати наявність уніфікованого моніторингового устаткування, обов'язкових моніторингових показників, єдиних програм та методик збору і обробки отриманої інформації, моделювання і прогнозування екологічних процесів.

При удосконаленні функціонуєчої державної системи моніторингу в умовах обмежених ресурсів, необхідно прагнути до гармонізації з показниками моніторингу навколишнього середовища європейського співтовариства і в цьому істотну допомогу може надати Комітет з екологічної політики ЕЖ ООН.

Ефективне виконання координуючих функцій Мінприроди з питань проведення моніторингу навколишнього середовища і функціонування ДСМНС на державному і регіональному рівнях має здійснюватися також шляхом організації і координації робіт з питань підготовки регіональних і державної програм моніторингу навколишнього середовища тощо. Підвищення ефективності природоохоронних заходів безпосередньо пов'язане з якістю здійснення моніторингу об'єктів навколишнього середовища.

Для посилення впливу на процеси, пов'язані з адміністративною реформою державного апарату управління, проводиться ряд науково-дослідних робіт, зокрема, щодо інвентаризації лабораторій і створення оновленої бази даних приладового і методичного забезпечення мереж спостережень з відповідними пропозиціями щодо підвищення ефективності їх роботи. Такі заходи мають забезпечити вищий рівень організації і координації робіт з моніторингу на державному рівні, нормативно визначити порядок удосконалення системи моніторингу як на державному, так і регіональному рівні і логічно об'єднати функціональні обов'язки всіх суб'єктів моніторингу.

При удосконаленні ДСМНС в умовах обмежених ресурсів необхідно прагнути до гармонізації з показниками екологічного моніторингу, прийнятими в Європейському Співтоваристві. Шляхи гармонізації спрямовані на розробку загальних стандартів і форматів, екологічного тезауруса і відпрацювання колективного використання. Такий підхід може забезпечити розробку стандартизованих показників для щорічних національних доповідей про стан навколишнього середовища і майбутню інтеграцію ДСМНС в загальноєвропейську систему моніторингу.

Важливими питаннями є відпрацювання методології гармонізації систем моніторингу і звітності про стан навколишнього природного середовища, використання нових методів і технологій дослідження навколишнього середовища, широке використання моніторингових даних в інформаційних системах про стан навколишнього середовища для відкритого доступу громадськості.

Основним критерієм необхідності збору моніторингових даних має бути основний перелік мінімально необхідної інформації для посадовців, які приймають рішення з питань навколишнього природного середовища. Максимально можливий об'єм збору моніторингових даних з подальшим його аналізом і селекцією стає економічно і екологічно недоцільним. Основним повинен стати підхід, заснований на необхідності виконання міжнародних зобов'язань країни національних обов'язкових вимог, які витікають з діючого національного законодавства. Для різних рівнів ухвалення рішень необхідно використовувати різну кількість первинних даних.

Важливе рішення питань, пов'язаних з управлінням відповідними інформаційними потоками, чітким розподілом відповідальності за отримання достовірної інформації і визначенням мети її отримання. Ефективним шляхом організації процесу отримання інформації є її обов'язковість (наприклад, директиви ЄС – документи, обов'язкові для виконання країнами ЄС). Оскільки моніторинг економічно вигідний і є попереджуючим заходом, це важливо врахувати при проведенні обґрунтування необхідності залучення інвестицій.

Необхідна заміна морально і фізично застарілої апаратури і устаткування, яке використовується на мережах спостережень ДСМНС і призводить до деградації самих мереж спостережень, на сучасні автоматичні або автоматизовані комплекси і системи, сучасну апаратуру, яку можна широко і ефективно використовувати в польових умовах.

Для вирішення цього питання, окрім обмеженого державного бюджетного фінансування, доцільне залучення засобів технічної допомоги різних міжнародних, регіональних і національних екологічних організацій.

В Україні намічена стратегія підвищення ефективності і подальшого розвитку ДСМНС на короткочасну (1-2 роки), середньострокову (3-5 років) і довготривалу перспективу (5-10 років), яка безпосередньо пов'язана з прогнозуванням розвитку національної економіки, перспектив інтеграції країни в європейські політичні і економічні організації і структури. Важливим джерелом для розробки нової або корекції існуючої стратегії можуть стати рекомендації Спеціальної робочої групи по моніторингу навколишнього середовища.

Одним зі складових компонентів системи екологічної та соціально-економічної безпеки держави є система моніторингу, обліку та контролю за станом навколишнього природного середовища та природно-ресурсного потенціалу. В умовах зростання глобальних загроз, зумовле-

них зміною клімату, збільшенням ймовірності ризиків виникнення надзвичайних природних явищ або ж катастроф (паводків, повеней і посух), зростаючим дефіцитом природних ресурсів, забрудненням середовища існування як людини, так і тваринного та рослинного світу, а також за всеохоплюючої та неспинно прогресуючої інформатизації людства, питання прийняття оптимальних та оперативних рішень у сфері охорони навколишнього природного середовища набувають значної ваги.

Моніторинг стану навколишнього природного середовища включає такі підсистеми: моніторинг у галузі охорони атмосферного повітря; державний моніторинг вод; моніторинг земель; моніторинг лісів; моніторинг рослинного світу; моніторингу тваринного світу; фоновий екологічний моніторинг (на територіях природно-заповідного фонду) тощо.

Основним завданням моніторингу вод є реальна оцінка стану водних ресурсів та можливість ухвалення ефективних рішень на основі достовірних даних, надання громадськості доступу до інформації про стан водних об'єктів і достовірних та верифікованих даних.

Відповідно до вимог інтеграції з ЄС, усі отримані дані класифікуються за європейськими стандартами та у повній відповідності міжнародним водним директивам. Все це дозволить визначити екологічний та хімічний стан масивів поверхневих або підземних вод, оцінити реальний стан вод з урахуванням нових забруднювальних речовин і показників, характерних для конкретного річкового басейну.

Одним із дієвих інструментів інтеграції екологічної інформації в інформаційно-аналітичну систему даних, комплексного аналізу екологічного стану довкілля та прогнозування його змін є екологічний моніторинг.

Результати екологічного моніторингу є підставою для прийняття адекватних управлінських рішень у галузі охорони навколишнього природного середовища, раціонального використання природних ресурсів та екологічної безпеки.

Комплексний та систематичний збір екологічних даних дозволить здійснювати їх відповідний аналіз. На сьогодні в Україні проводиться робота над прототипами алгоритмів, які дозволять оцінювати вплив змін в одному секторі екологічної політики на інші сектори екологічної політики. Тобто започатковується модель аналізу таких даних, що в подальшому надасть змогу доводити причинно-наслідковий зв'язок цих змін.

Але наразі система моніторингу довкілля в Україні забезпечує лише констатацію факту перевищення показника забруднення та не дозволяє отримати повну картину стану довкілля. Реформування державної системи моніторингу довкілля вимагає комплексного підходу для аналізу та можливостей її функціонування.

Список літератури

1. Угода про Асоціацію між Україною з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони та ЄС від 16 вересня 2017 р.

2. Директива 2000/60/ЄС Європейського парламенту та Ради «Про встановлення рамок діяльності Співтовариства в галузі водної політики» від 23 жовтня 2000 р.

3. Конституція України.

4. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» № 1264-ХІІ від 25.06.1991 р. (поточна редакція від 8.10.2023 р.).

5. Водний кодекс України.

6. Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо впровадження інтегрованих підходів в управлінні водними ресурсами за басейновим принципом» від 04.10.2016 р.

7. Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України «Перелік забруднюючих речовин для визначення хімічного стану масивів поверхневих і підземних вод та екологічного потенціалу штучного або істотно зміненого масиву поверхневих вод» №45 від 06.02.2017 р.

8. Постанова Кабінету Міністрів України (ПКМУ) «Про затвердження Порядку здійснення державного моніторингу вод» №758 від 19.09.2018 р.

9. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Положення про державну систему моніторингу довкілля» від 30 березня 1998 р. № 391.

10. Режим доступу: <https://studfile.net/preview/5647244/page:3/>
11. СОУ 73.1-41-11.00.01:2005 «Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час спорудження свердловин на нафту та газ», Наказ Держгеолслужби України від 01.12.2005 р.

Надійшла до редакції 24.03.23

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

INFORMATION

УДК 622.248+510.6+550.36/41+532/71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук
(УкрНДІгаз)

**ЕФЕКТИ САМООРГАНІЗАЦІЇ ТА АКУМУЛЯЦІЇ ЕНЕРГІЇ: ПРИЧИНА
ВИНИКНЕННЯ, ПРОЯВИ У ПРИРОДІ, ВИКОРИСТАННЯ
У ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСАХ**

Продовжено розвиток концепції самоорганізації енергії та речовини у природі. Здійснене теоретичне дослідження природного явища формування довільного руху внаслідок надходження інформації у матеріальну систему (згідно з концепцією Аристотеля), посилення його дією позитивного зворотного зв'язку, що обумовлює прояв позитивного енергетичного дисбалансу в явищі надглибокого проникнення (ефект Ушеренка), електрогідрравлічному ефекті, ефекті Риженка, ультразвуковому капілярному ефекті тощо. Наведено теоретичне обґрунтування процесу самоорганізації та акумуляції енергії з використанням положень теорії ентропоосмосу.

The development of the concept of self-organization of energy and matter in nature continued. A theoretical study of the natural phenomenon of the formation of spontaneous motion as a result of the entry of information into the material system (according to Aristotle's concept), its enhancement by the action of positive feedback, which causes the manifestation of positive energy imbalance in the phenomenon of ultra-deep penetration (Usherenko effect), the electrohydraulic effect, the Ryzhenko effect, the ultrasonic capillary effect, etc., is carried out. The theoretical substantiation of the process of self-organization and accumulation of energy using the provisions of the theory of entropoosmosis is presented.

Постановка проблеми. Однією з найбільш важливих проблем сучасного людства є пошук нових екологічних джерел енергії та методів її збереження на нагромадження. Століття тому Ніколо Тесла знайшов безмежне джерело електричної енергії і винайшов безвтратний спосіб її передавання на будь-яку відстань. Суспільство того часу було неготове прийняти це.

Призначення науковців - вчасно помітити у бурхливому потоці статей і книг повідомлення про результати експериментів, які здаються аномальними, суперечать законам і принципам сучасної науки.

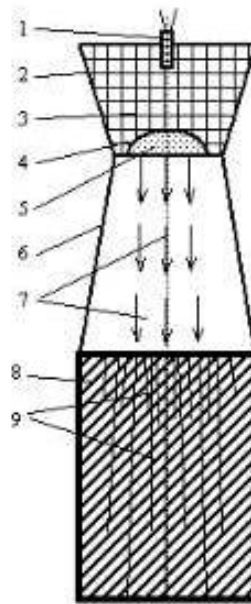
Пошуковий принцип дослідника повинен включати наступні ознаки:

- результати експерименту нібито суперечать закону збереження енергії (прояв позитивного енергетичного дисбалансу);

- результат експерименту є неможливим згідно з другим началом термодинаміки (ДНТ).

Аналіз досліджень та публікацій. Розглянемо такий клас природних явищ, як кумулятивні ефекти. Вже за назвою ці ефекти суперечать ДНТ, згідно з яким бідь-який довільний процес супроводжується дисипацією (розсіюванням) енергії. Акумуляція енергії у довільному процесі неможлива. Так вирішив гер Р. Клаузіус.

Ефект Ушеренка. Експеримент, в якому був виявлений ефект, є надзвичайно простим, що можна вважати ознакою геніального дослідницького рішення. С.М. Ушеренко [1] мав на меті пошук методів створення нових технологій виробництва композиційних металевих матеріалів в умовах ударно-хвильової обробки сталевих поверхні дією потоку частинок піску розміром 1 – 1000 мкм (рис. 1, взятий з [1]). У 1974 році прискорення потоку частинок піску 5 здійснювали шляхом підриву вибухової речовини 3 (амоналу). Потік скеровували віддзеркалювачем 4 у сталеву мішень 8.



1 – детонатор; 2 – стакан для вибухової речовини; 3 – заряд; 4 – потік частинок;
5 – порошок мікрочастинок; 6 – стакан, що направляє потік; 7 – потік мікрочастинок;
8 – металева мішень; 9 – канали

Рис. 1. Схема кумулятивного потоку вибухового прискорювача мікрочастинок для одержання ефекту надглибокого проникнення (ефекту Ушеренка)

Головною особливістю експериментів С.М. Ушеренка і його колег було одержання потоку порошкових частинок високої енергії за допомогою підриву вибухового матеріалу і наступного стикання їх з металевою поверхнею. В результаті експериментів дослідники виявили:

- а) надглибоке проникнення (НГП) порошкових частинок у сталеву плиту;
- б) утворення щільної плазми;
- в) виникнення нових хімічних елементів у каналах, утворених частинками піску;
- г) генерацію додаткової енергії, кількість якої перевищує енергію удару у тисячі разів.

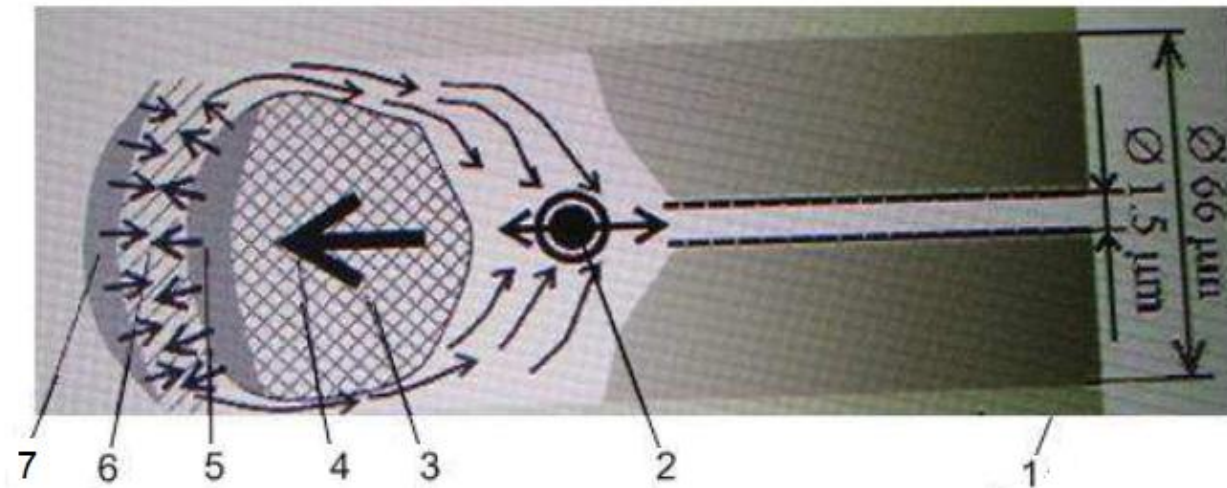
С.М. Ушеренко разом зі співавторами надав наступний опис результатів експериментів [1-5].

Наукова новизна НГП полягає у тому, що частинки, прискорені енергією вибуху, проникають у матеріал перешкоди на глибини, що перевищують на 2 – 3 порядки величини діаметру прискорених частинок і сягають десятків міліметрів. Процес проникнення реалізується лише за умови утворення потоку високої щільності ($\rho > 10^3 \text{ кг/м}^3$). Численні експериментальні та теоретичні дослідження показали, що НГП не реалізується при використанні поодиноких прискорених ($>1 \text{ км/с}$) частинок, тобто умовою реалізації ефекту НГП є колективна дія частинок. Автори дійшли до висновку, що НГП обумовлене не зовнішніми причинами, а *внутрішніми закономірностями процесу* [1].

Відкриття С.М. Ушеренка вже кілька десятиліть перебуває у полі зору науковців, натомість революції у світовій енергетиці не відбулося. Цю ситуацію можна пояснити тим, що попри всіх перевагах створення технології одержання недорогої енергії у необмеженій кількості, і досі вченими не запропоноване несуперечливе пояснення ефекту Ушеренка. Для порівняння можна навести приклад іншого революційного відкриття, створеного у ті самі далекі часи, яке також стосується одержання енергії у кількості, що значно перевищує витрачену на реалізацію фізичного процесу. Йдеться про маловідомий ефект Риженка [6], результат якого є аналогічним ефекту Ушеренка за ознакою прояву позитивного енергетичного дисбалансу, природа якого

також довгий час не була пояснена. Нижче у статті буде запропоноване несуперечливе пояснення ефекту Риженка.

Що стосується проявлення в експерименті НГП невідомого джерела додаткової енергії, то дослідники припускають [3,4], що таким джерелом енергії може бути щільна плазма, яка утворюється на межі частинка – металева мішень (рис. 2 (рисунок взятий з [1], де позначений під №5)). Натомість вони не наводять фізичний механізм утворення великої додаткової кількості енергії (ремарка автора даної статті).



- 1 – зона каналу, що не містить нових атомних з'єднань і фаз, не порушена область мішені;
 2 – область зіткнення потоків плазми; 3 – частинка-ударник; 4 – напрямок руху частинки;
 5 – розігріта поверхня частинки; 6 – плазма; 7 – дестабілізована структура мішені

Рис. 2. Схема процесу надглибокого проникнення

Явище НГП є вторинним проявом нових властивостей, що набувають металеві матеріали під час зіткнення з частинками [3]. Насамперед, це аномально низький опір просуванню мікрочастинки або аномально низька в'язкість металу. В'язкість і відповідно опір проникненню зменшуються стрибкоподібно [3]. Зменшення в'язкості металу слід очікувати при переході металу до стану рідини, але розрахунки дослідників за відомою їм методикою виключають утворення рідини [3]. Вони вважають, що, крім прошарку плазми, додатковим ймовірним «прихованим» джерелом енергії може бути імпульс, який частинка-ударник отримує в результаті схлопування каналу позаду частинки (рис. 2).

Аналіз концепції НГП, запропонованої С.М. Кушереком зі співавторами. Наведений вище опис явища НГП не дає задовільного пояснення причини утворення високоенергетичного кумулятивного струменя попереду частинки, що пронизує металеву мішень на аномально велику глибину. Слабким місцем опису є твердження авторів, що посилення руху частинки відбувається внаслідок перетікання плазми у тильну зону за частинкою, в область зіткнення потоків плазми 2 (рис. 2), а також схлопування каналу позаду частинки, що, на думку дослідників, забезпечує підштовхування частинки уперед.

Помилки авторів концепції НГП є суто методологічними: згідно із законами логіки, встановленими ще Аристотелем, результати події не можуть бути у часі попереду причини, що їх викликала. У своєму аналізі НГП автори моделі ефекту на самому початку відхилили можливість утворення рідини у металевій мішені при контакті з частинкою. Натомість утворення щільної плазми і її міграція у канал позаду частинки-ударника не є процесом, що забезпечує утворення додаткової енергії. Металеве тіло 1 (рис. 2), позначене авторами, як «зона каналу, що не містить нових атомних з'єднань і фаз, не порушена область мішені», що виключає з аналізу процес ядерного синтезу елементів як можливе джерело додаткової енергії. Таким чином, мож-

на зафіксувати повну відсутність пояснення причини, яка могла б забезпечити просування частинки на надзвичайно велику відстань у металевій плиті та прояв ефекту енергетичного дисбалансу.

Формулювання завдань дослідження та мета статті. Час від часу автор перевіряє інтелектуальний рівень наукової спільноти простою постановкою у пошукач в Інтернеті теми «Самоорганізація енергії» і кожного разу пересвідчується у тому, що кількість таких, що втратили розум і страх (тобто інстинкт збереження свого місця у науці) залишається у межах похибки цього соціологічного дослідження і близька до нуля. Розумово здорові люди з університетською освітою, які знають про постулат Клаузіуса за номером «2», не будуть шукати прикладів перетворення теплоти на більш якісні види енергії і на виконання роботи на всі 100%. Бо вони чули про засторогу від А. Еддінгтона [7]: "...якщо виявиться, що ваша теорія суперечить другому началу термодинаміки, то у вас не залишиться жодної надії: ваша теорія приречена на безславний кінець."

Всесвіт переповнений явищами, в яких відбувається самоорганізація енергії, перетворення теплоти на «якісні» види енергії, яка здатна акумулюватися і зберігатися. Страшні заборони призвели до того, що десятиліттями різними групами науковців обговорюються ефекти, в яких проявляє себе дисбаланс енергії і якому неможливо знайти несуперечливого пояснення.

Метою даної статті є ще одна спроба донести до читача, по-перше, геніальні і продуктивні ідеї Аристотеля, згідно з яким природним і найбільш поширеним у Всесвіті є *рух довільний*, який виникає внаслідок взаємодії інформації з матеріальною системою, а енергетичним джерелом цього руху слугує власний ресурс системи. І по-друге, теплова енергія структурних елементів, що беруть участь у довільному інформаційно ініційованому русі, перетворюється на «високоякісну» енергію поступального руху, направленого згідно з градієнтом структурної організованості у матеріальній системі, і далі в стиснених умовах здатна необмежено зростати, додатково використовуючи ресурс матеріальної системи, внаслідок дії позитивного зворотного зв'язку. І по-третє, утворена впорядкована форма енергії далі дією тиску потоку може формувати нові, більш довершені структури (кристали, атоми тощо), виконуючи роботу за рахунок теплової енергії системи.

Для ілюстрації інформаційної версії теорії самоорганізації у даній статті буде здійснений аналіз великого, але не повного ряду фізичних ефектів (а їх безліч), які об'єднані за ознакою виникнення спочатку довільного руху і далі як результату - прояв позитивного енергетичного балансу. При цьому автор буде керуватись не постулатом Р. Клаузіуса, а ідеями Аристотеля.

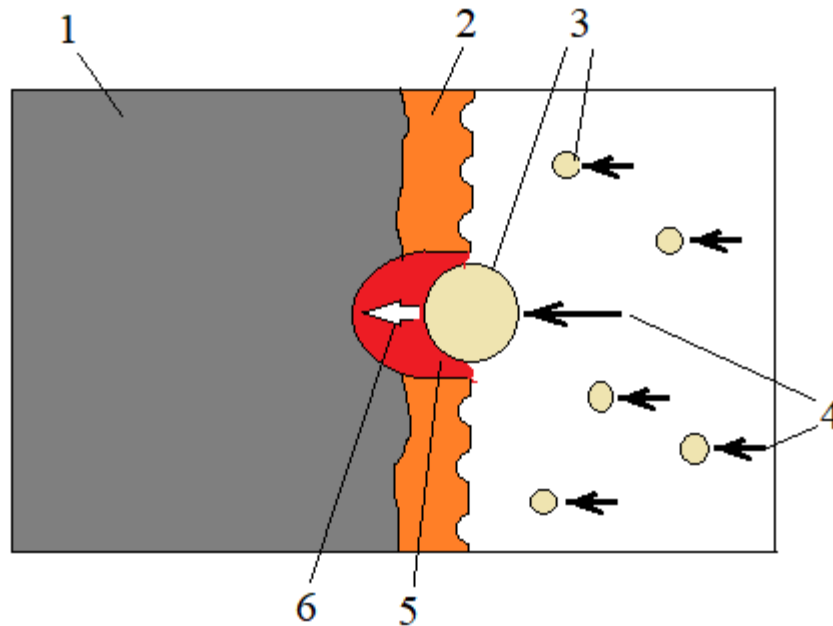
Виклад основного матеріалу досліджень.

Альтернативне пояснення ефекту Кушеренка. Ще у давні часи Аристотель на початку свого твору «Фізика» [8, 215a] розподіляє види руху за походженням на примусовий, що виникає внаслідок дії зовнішньої сили, і довільний, який відбувається за рахунок використання внутрішнього ресурсу. На думку Аристотеля, вимушений рух - це той, що виникає всупереч природі, і тому він є протиприродним, другорядним відносно руху довільному. Багато вчених у різні часи досліджували феномен довільного руху. Найцікавіша і найважливіша проблема науки всіх часів - це виявлення причини довільного руху. Найбільш сучасне і коректне, як на XXI століття, пояснення причини виникнення довільного (природного) руху запропонував Аристотель: здатність до початку руху виникає в результаті взаємодії *форми* (тобто *інформації* за сучасною термінологією) та матерії [9, 1019a15-25]. Форма (інформація) є початком і причиною руху [8; 202a10]. М. Хайдеггер [10] був одним з перших науковців, хто зрозумів, що категорія «форма» у Аристотеля за значенням відповідає сучасній категорії «інформація». Матерія не може існувати окремо від форми (інформації), і «форма первинна відносно матерії» [8, 1020a10].

Інформаційно обумовлений довільний рух є причиною самоорганізації, утворення більш довершених матеріальних структур. Таким чином, Аристотель позначив принцип еволюції матеріального світу: все закономірно і довільно розвивається у напрямку більш довершених форм. Деградація, руйнування матеріальних структур, згідно з Аристотелем, процес випадковий, побічний.

У давні часи Аристотель здійснив бездоганний за логікою аналіз двох тенденцій розвитку у світі – до порядку і до безладу – і за кілька століть до виникнення науки термодинаміки вирішив сучасну проблему місця і методологічного значення того, що має в сучасній науці найменування *друге начало термодинаміки*. Аристотель геніально відчув необхідність протиставити категорії форми (інформації) категорію, яка пояснювала б сенс і місце процесів деградації та руйнування у нашому світі. Такою категорією в системі Аристотеля стала *позбавленість* (грецькою - *sterésis*), за сучасною термінологією - *ентропія*. На відміну від ентропії за Клаузіусом, яка викидається у світ в результаті будь-якого незворотного процесу і не може бути знищена, позбавленість (ентропія) Аристотеля є тим, що реально не існує [8, 192a5], не може *активно впливати* на процеси у природі і, головне, нищиться, зменшується, коли утворюється довершена структура, а в системі зростає вміст інформації. Форма і позбавленість (форми) є непримиренними протилежностями [8, 192a5; 9, 1070b15].

Спираючись на теоретичні засади від Аристотеля, в нашому аналізі ефекту Ушеренка слід виділити два суттєво різних фрагменти процесу: інтервал примусового руху, породженого підривом вибухової речовини, та інтервал, на якому переважає фактор довільного руху, сформованого градієнтом структурної організованості (СО). На рисунку 3 примусовий рух частинок піску зображений праворуч від поверхні металевої плити 1. Причина їхнього руху – це рушійна сила, породжена підривом вибухової речовини. Кінетична енергія більшості частинок-ударників 3 перетворюється на теплову енергію і утворення підплавленого шару 2, який переходить у пластичний стан.



1 – металева плита; 2 – підплавлений шар плити; 3 – частинка-ударник розміром, який перевищує 500 мкм; 4 – дія рушійної сили вибуху заряду; 5 – зона розплавленого металу; 6 – дія градієнту СО розплавленого металу, що формує кумулятивний потік

Рис. 3. Схема процесу надглибокого проникнення (запропонована автором)

Для реалізації ефекту НГП необхідно, щоб значна маса частинок-ударників забезпечила утворення підплавленого шару 2, а наступне потрапляння у плиту частинки-ударника достатньо великого розміру (від 500 до 1000 мкм) критично доповнило б своєю кінетичною енергією кількість енергії в зоні 5, що перевело б пластичний метал у рідкий стан. В результаті в мікроб'ємі 5 в рідині попереду частинки-ударника закономірно виникає градієнт СО, який направлений у бік пониженої температури, тобто в напрямку по ходу частинки-ударника (рис 3).

Словосполучення «закономірно виникає» використане, щоб позначити закономірність утворення у рідині градієнта СО і формування довільного руху рідини згідно з градієнтом СО.

Цей закон сформульований в теорії *ентропоосмосу* [11] і в оновленому варіанті полягає у тому, що *сукупність матеріальних утворень, об'єднаних мережею структурних зв'язків, має властивість довільно рухатись у напрямку дії градієнта структурної організованості за рахунок власного енергетичного ресурсу*. Відмова від використання термінів «вода» і «рідина» розширює охоплення цим законом природи всіх матеріальних систем, елементи яких, об'єднані мережею структурних зв'язків.

Таким чином, утворення градієнта СО у рідкому металі попереду частинки-ударника спричинює довільний рух атомів металу згідно з градієнтом СО за рахунок *теплової енергії рідини*. При цьому використовується енергія не однієї частинки-ударника, а всіх тих, що забезпечили попереднє нагрівання металу і перехід його у пластичний стан. Центральний момент ефекту НГП – це *перетворення теплоти у механічну енергію атомів металу (кумулятивний потік) і далі у роботу*, що заборонено принципом Р. Клаузіуса.

Великою вдачею С.М. Ушеренка є те, що його експеримент з НГП реалізується у металевій рідині, яка утворюється у твердому тілі, тобто у свого роду *ядерному реакторі*. Кумулятивний потік у рідкому металі попереду частинки-ударника спричинює тиск, який необмежено зростає внаслідок дії позитивного зворотного зв'язку, оскільки зростання тиску у стиснених умовах викликає збільшення градієнту СО, що у свою чергу обумовлює подальше зростання тиску. Автор статті у своїх попередніх описах явища ентопоосмосу зауважував про парадоксальну особливість довільного руху рідин: *він відбувається без тертя, тобто є надплинним при будь-якій температурі рідини*.

Холодний ядерний синтез в ефекті Ушеренка. Боротьба між прихильниками термоядерного синтезу та холодного ядерного синтезу (ХЯС) є дзеркалом, в якому видно всі деталі кризової, а часто скандальної, ситуації в сучасній науці. Велика кількість титулованих вчених десятки років одержують десятки мільярдів доларів на вирішення безнадійної проблеми щодо термояду. Коли появились перші успішні роботи з ХЯС, всі учасники проекту термоядерного синтезу від рядового кандидата наук до генерального академіка виявили готовність полягти у боротьбі за збереження Універколгоспу «Тихе життя» та ідейну чистоту в науці.



У 1957 році талановитий, можна сказати геніальний, вчений та винахідник І.С. Філімоненко (фото) запропонував новий спосіб одержання енергії за рахунок ядерного синтезу гелія з дейтерію шляхом електролізу [12]. Роботу в цьому напрямку підтримали І.В. Курчатова, С.П. Королев та інші впливові вчені СРСР. Був створений пристрій для реалізації ХЯС (дійсно холодного, бо температура в реакторі була лише 1000° С). ХЯС в експерименті І.С. Філімоненка не супроводжувався випромінюванням нейтронів, подоланням кулонівського бар'єру та інших штучних вимог, які вигадали видатні фізики-ядерники.

І.С. Філімоненко мав характер вільнодумця, як і належить генію. Коли померли І.В. Курчатова та С.П. Королев, розпочався жорсткий тиск І.С. Філімоненка [12]. Його заявка на авторське свідоцтво на «Процеси та системи термоємності» за №717239/38 була відхилена з тієї причини, що процесу ХЯС не існує в природі. Далі почалися звільнення з роботи, дійшло до засудження до ув'язнення на 6 років.

Натомість двигуни «Топаз-1» та «Топаз-2» (розробка І.С. Філімоненка) забезпечили успішний запуск космічних кораблів "Космос-1810" і "Космос-1819" у 1988 році. Вже у часи Єльцина двигун «Топаз» і дві дослідницькі установки І.С. Філімоненка були продані у США за дрібні гроші. Очевидно, що непотріб американці навіть за дрібні гроші не купили б.

Ще одне надзвичайно важливе, геніальне відкриття І.С. Філімоненка було придушене і не одержало розвитку і впровадження. Йдеться про спосіб очищення зовнішнього середовища від радіоактивного забруднення. І.С. Філімоненко виявив [12], що пристрої, в яких протікає ХЯС, знижують радіоактивний фон на значній відстані від них.

Якщо здійснити пошук в інтернеті по темі «Холодний ядерний синтез», то виявиться, що немає жодного згадування про піонерські роботи І.С. Філімоненка. Не було такого. Система продовжує нищити незламних борців навіть після їхньої смерті.

Короткий висновок. В даній статті інформація щодо робіт І.С. Філімоненка та про маловідомі приклади протікання реакцій ХЯС наведена на підтримку припущення можливості ядерного синтезу в умовах процесу НГП. Твердження скептиків про відсутність умов, необхідних для подолання кулонівського бар'єру є такими, що суперечать результатам експериментів І.С. Філімоненка. Ще один приклад штучного походження проблеми кулонівського бар'єру міститься у результатах наукових досліджень у Франції, які здійснив Луї Кервран [12]. В ході багатьох тривалих експериментів він виявив здатність курок нести повноцінні яйця навіть при тривалій дієті, яка повністю виключала вміст кальцію. Луї Кервран таким чином довів, що в організмі курки відбувається процес синтезу атомів кальцію без використання надвисоких температур і тисків.

Науковий факт відсутності необхідності подолання кулонівського бар'єру в наукових експериментах з ХЯС ставить питання про перегляд моделі атома Бора-Резерфорда. Певною мірою квантовий підхід зм'якшує деякі недоліки моделі Бора. Натомість для подальшого розвитку фізики потрібний радикальний перегляд моделі. Слід зазначити, що Н. Тесла у своєму інтерв'ю ще у 1928 році висловив незгоду з планетарною моделлю атома.

Київський академік Б.В. Болотов разом зі співавторами запропонував свою теорію перетворення атомів. У книзі [13] автори не тільки показали ділимість та синтез атомів, але й розробили таблицю таких перетворень. З цієї таблиці видно, що фрагментів ділення є не 106, як вказано у таблиці Д.І. Менделєєва, а більше десяти тисяч. Ці фрагменти названо ізостерами. В моделі атома Б.В. Болотова і співавторів немає ядра і немає орбітальних електронів. Атом являє собою кристал або кристали з таких собі елементів атомів (протонів, мезонів та нейтронів), а також вільних електронів. В книзі наведені експериментальні дані, що доводять перетворення атомів згідно з наперед визначеними законами. Наведений також діапазон енергій, в якому відбуваються ці перетворення. У відповідності з новою теорією автори змінили термінологію: замість «холодний ядерний синтез» запропонували термін «холодний атомний синтез». Про існування атомів відомо з часів Демокрита, а про ядра атомів та електрони, що обертаються доколя них відомо від Бора і Резерфорда. Для підтримання Борівської моделі були вигадані числення припущення переважно квантового походження. На думку автора статті, доцільно перейти до використання терміну «холодний атомний синтез» Б.В. Болотова.

Прояв ефекту НГП на макрорівні. *Підкаліберні снаряди.* Відомо, що природа не робить зайвого, і те, що задовільно працює на мікрорівні, використовує на вищих щаблях розвитку матерії. Аналіз ефективних технологій у військовій справі [14] показав, що ефект надглибокого проникнення був винайдений у 1941 році у Німеччині, але броньову плиту пробивали не внаслідок ударів прискорених частинок піску по сталевій плиті, а підкаліберними артилерійськими снарядами. У часи другої світової війни співали сумну пісню про те, що «болванка вдарила по танку» і загинув весь екіпаж. Це про те, як ефективно спрацював підкаліберний снаряд.

На даний час книга [14] є недоступною для українського читача. Залишається загадкою, чому німецькому винахіднику підкаліберних снарядів прийшла ідея стріляти по броньовій плиті «болванкою», що не містить вибухової речовини? На який ефект він розраховував? Цей німецький винахідник виявив основні закономірності ефекту НГП: швидкість (кінетична енергія) снаряда повинна бути максимально великою, матеріал снаряда має бути достатньо міцним і з високою щільністю. Тому діаметр снаряда зменшили приблизно утричі, що збільшило швидкість польоту до 1600 м/с, а високоміцне осердя виготовляли з карбїду вольфраму [15]. На даний час для танків «Абрамс» високоміцне осердя виготовляють зі збідненого урану.

Ефект пропалювання потужної броні танків при використанні підкаліберного снаряду забезпечується, як і в ефекті Ушеренка, утворенням кумулятивного струменю рідкого заліза попереду снаряду. У випадку підкаліберного снаряда використання кінетичної енергії лише одного осердя достатньо для розплавлення сталі і утворення рідини в обмеженому об'ємі, в якому формується кумулятивний потік згідно з градієнтом СО рідини, який додатково і безперервно посилюється дією позитивного зворотного зв'язку внаслідок зростання асиметрії параметру ступеня впорядкованості структури рідкого металу. За визначенням Е.Я. Режабека [16] відомо, що енергія – це рушійна сила, що виникає внаслідок *асиметрії параметрів*: чим більший ступінь асиметрії параметрів, тим більша рушійна сила (енергія) і вище швидкість руху.

При використанні такого методологічного підходу відсутня необхідність залучати такі дослідницькі інструменти, як роль щільної плазми та квантові ефекти.

Певною мірою можна послабити ефект НГП, якщо забезпечити розрив суцільності кумулятивного потоку за рахунок порожнин у конструкції броньової плити. Броня із системою порожнин сучасних танків забезпечує розрив суцільності струменю розплавленого металу, що припиняє дію кумулятивного ефекту внаслідок розриву інформаційного зв'язку. Ентропоосмотичний потік рідкого металу у стиснених умовах існує, поки молекули рідини відчувають градієнт СО. Пастки у вигляді порожнин краще сприяють збереженню цілісності броні, ніж звичайне збільшення її товщини.

Що стосується прояву ознак ХАС в результаті застосування підкаліберних снарядів, то в Інтернеті такої інформації не знайдено.

Противункерні бомби. Під час операції "Буря в пустелі" армії США знадобилась конвенційна зброя проти іракських бункерів [15]. Тоді у вкрай короткі терміни була створена 2,3-тонна високоточна GBU-28. Про швидкість та прагматичність розробки говорить той факт, що її корпус виготовляли зі списаних 203-мм стволів від гаубиці М110. Вдалий досвід використання GBU-28 призвів до появи у арсеналі стелс-бомбардувальників В-2 двох тонної бомби GBU-37 з наведенням по GPS. А згодом його арсенал поповнила 13,6-тонна GBU-57, яка здатна пробити понад 61 метра ґрунту або 19 метрів бетону.

Дані про канали глибиною 61 метри у ґрунті та 19 метрів у бетоні ставлять під сумнів роль дії тільки зовнішньої сили тяжіння. Логічно шукати в результатах застосування противункерних бомб аналогію з проявами ефекту НГП та вражаючого кумулятивного ефекту як у підкаліберного снаряду.

На даний час розглядається варіант використання противункерних бомб для руйнування підземних тунелів терористів у секторі Газа. Висловлюються сумніви щодо недостатньої ефективності такого типу бомб при руйнуванні розгалужених і багатопверхових тунелів. При сполученні ефекту болванки з НГП у комбінації підривом певної кількості вибухової речовини забезпечить потужний сейсмічний ефект, достатній для обвалення підземної споруди без потрапляння болванки безпосередньо у тунель.

Прояв ефекту НГП на мегарівні. Від пробивання земної поверхні великими матеріальними об'єктами, виготовленими людьми, перейдемо до розгляду можливого прояву ефекту НГП при падінні великих тіл небесного походження. В дослідженні будемо спиратися переважно на монографію Панічева А.М. та Гулькова А.Н. «Абсолют і Людина» [17] та працю Л. Залізняка ««Зоряні рани» Землі. Як космічні катастрофи змінюють планету» [18].

Щодня на нашу планету падають десятки тонн метеоритів, більшість яких згоряє в атмосфері. Нас цікавить падіння небесних тіл завширшки за футбольне поле, які представлені матеріалом високої щільності і скеровані до земної поверхні під великим кутом, оскільки саме вони мають шанс пробити отвір у земній корі. Описи таких катастрофічних подій представлені фахівцями в Інтернеті. Це дозволяє зробити співставлення основних ознак ефекту Ушеренка з характерними особливостями падіння астероїдів. Очевидно, що для такого співставлення потрібна інформація про падіння небесних тіл, які призводять до катастрофічних наслідків. На наше щастя, такі події відбулися у дуже давні часи. Натомість є можливість зібрати розраховані дані про розмір небесного тіла, його вагу, швидкість падіння, глибину проникнення у земну кору, а також інформацію про утворення хімічних елементів, яких не було до удару.

Найвідоміша серед астроблем (так називають заглибини у земній корі, утворені ударами метеоритів, тобто «зоряні рани» планети) – це відносно «свіжий» кратер Беррінджера в Аризоні (США), що має форму чаші понад 1,2 км діаметром і 175 м завглибшки [18]. Утворився він близько 40–50 тис. років тому від падіння залізно-нікелевого метеорита діаметром 50 м, уламки якого знайдені всередині й поблизу нього. Небесне тіло врізалось в Землю зі швидкістю 12–15 км/с.

Дослідники приклали гігантські зусилля, збираючи по крихтам інформацію про події, віддалені на мільйони років. Найбільш важливий результат, як на погляд автора, це створення переконливої класифікації випадків падіння астероїдів великого розміру, які призводили до катастрофічних наслідків як геологічного, так і біологічного характеру. Зібраний матеріал дозволив виділити клас небесних тіл, які випадково пересікли орбіту Землі. Крім таких випадкових,

незакономірних, незапрограмованих локальних виникали і такі, що траплялися з певною періодичністю і були об'єктивно передбачені законами Всесвіту.

Прикладом закону, якому слідує усі тіла у Всесвіті, що обертаються під час свого руху, є ефект осьової інверсії Джанібекова [17, с. 32]. Це явище полягає у тому, що під час руху у космічному просторі тіла, що обертаються у невагомості, періодично змінюють вісь обертання на 180° , при цьому центр маси тіла продовжує свій рівномірний прямолінійний рух. Для людей ця інформація дещо неприємна, тому що у космосі обертаються навколо осі і Сонце, і Місяць, і наша Земля. Раптова зміна обертання на 180° – це катастрофа космічного масштабу, періодичність якої передбачена поки невідомим нам законом. Дещо втішає те, що після катастрофи біологічна еволюція на Землі кожного разу йде більш успішно [17].

Крім ефекту Джанібекова, також *закономірно і періодично* (приблизно через кожні 35 мільйонів років) *десь поблизу у галактиці відбувається спалах чергової наднової зірки*, що спочатку призводить до спалювання того боку Землі, що був обернений до зірки, а через деякий час, що може тривати століття і тисячоліття, на поверхню планети падає «дош» астероїдів, зрушених у сонячну систему з поясу Койпера ударною хвилею від спалаху наднової. При перетинанні орбіти Землі з еліптичною орбітою «прибульців» масове падіння астероїдів, яке знищує те, що вижило при дії жорсткого випромінювання. Спалах наднової вважається також корисним явищем для еволюції: вимирання динозаврів, наприклад, сприяло появі і розвитку теплокровних видів тварин, тобто ссавців [17].

Дослідники дійшли до висновку, що великі космічні тіла, які падали на Землю у вигляді періодичних «злив» з інтервалом у 27 – 28 млн років, виступають природними границями геохронологічної шкали. Катастрофічні події космічного походження супроводжувалися потужним виливом базальтів, в тому числі трапової формації. Деякі виливи приводили до практично миттєвого покриття мільйонів квадратних кілометрів поверхні Землі потужними шарами [17]. На цьому моменті зазначимо близьку аналогію ефекту Ушеренка зі «зливою» небесних тіл на земну поверхню за ознаками, по-перше, *колективний характер падіння твердих тіл у тверду мішень* і, по-друге, утворення величезних об'ємів рідини з матеріалу мішені.

Геохімічні, в тому числі ізотопні, дослідження порід над реперами катастроф виявили підвищенні концентрації урана, ірідія та інших мікроелементів [17]. Шари відкладень, що вміщують уран, ірідій та інші мікроелементи виявлені на всіх континентах Землі. Дослідники вважають, що всю величезну кількість рідкісних елементів на нашу планету занесли небесні тіла. Добудовуючи аналогію між ефектом Ушеренка зі «зливою» небесних тіл маємо всі підстави висловити припущення щодо утворення рідкісних елементів в нашій земній корі внаслідок реакції ХАС, ініційованої падінням астероїдів. Як приклад прояву ХАС можна навести результати дослідження кратера Попігай на північному заході Якутії [18]. Він має діаметр близько 100 км, глибину 2 км й утворився 36 млн років тому від падіння астероїда завширшки 5–8 км. Унаслідок колосального тиску, спричиненого ударом, *графіт у земних надрах перетворився на цінні мінерали* [18].

У 1977 року американський геолог Волтер Альварес звернув увагу на геологічний прошарок блакитної глини 1–2 см завтовшки за 150 км на північний захід від Рима, що відділяв мезозойські відклади з рештками динозаврів від пізніших кайнозойських рештків. Дивний колір пояснювався *великою концентрацією рідкоземельного елемента ірідію*, якого дуже мало на Землі. Такі ірідієві відклади з тектитами (шматочки переплавленого кварцу та скла) було виявлено в різних країнах світу, що свідчить про планетарний масштаб катастрофи.

Результати проведених досліджень не містять даних про глибину проникнення небесного тіла у земну кору. Ознака «надглибоке проникнення» ефекту Ушеренка поки не може бути поширене на явище метеоритного «дощу». До заліку ознак на користь аналогії цих двох явищ можна віднести:

- колективний характер дії прискорених твердих тіл по твердій мішені;
- прояв очевидного енергетичного дисбалансу, тобто невідповідність величини кінетичної енергії небесного тіла тій кількості енергії, що обумовила розплавлення величезних об'ємів твердого тіла земної поверхні (мільйони квадратних кілометрів, вкриті шаром розплавленого земного матеріалу, який об'ємом є значно більшим, ніж об'єм великої кількості небесних тіл);

- присутність у відкладах по всій планеті гірських порід, що відповідають моменту падіння небесного тіла, рідкісних елементів, що утворилися внаслідок реакції ХАС, ініційованого дією надвисокого тиску у стиснених умовах в результаті падіння цього тіла.

Ентропоосмотична модель капілярних явищ, в яких реалізується довільний рух і явище самоорганізації енергії. Як ми виявили вище, ефект надглибокого проникнення одного прискореного твердого тіла у нерухоме інше тверде тіло реалізується тільки тоді, коли внаслідок удару з'являється рідина. Якщо не виникне рідина, то не буде ефекту НГП. Неочікуваним, дивним результатом стикання двох твердих тіл є прояв надлишку енергії в системі, тобто позитивний енергетичний дисбаланс. Розслідування послідовно веде нас до висновку: наявність рідини у системі є необхідною і достатньою умовою виникнення ефекту надглибокого проникнення та утворення надлишку енергії. В чому полягає роль рідини в ефекті Ушеренка?

Звернемося до такої загадкової рідини, як вода. Ми не знаємо імені людини, яка перша спостерігала підняття води у тонкій скляній трубочці. А експеримент з підняття води у скляному капілярі є не менш загадковим, ніж ефект Ушеренка, якщо правильно сформулювати питання, а саме: який вид енергії забезпечує роботу з підняття води в капілярі? Силу поверхневого натягу не будемо розглядати, слідуючи принципу Енгельса: *шукати перетворення видів енергії, а не вигадувати чергові сили.*

Історія науки знає, можливо, єдиного розумного сміливця, який правильно сформулював питання і дав вірну відповідь: теплова енергія води забезпечує роботу з підняття стовпчика води і породжує капілярний тиск [19]. В.М. Ланге навів коректний розрахунок того рівня, до якої температура води має знизитися в результаті перетворення тепла на роботу та капілярний тиск. Натомість, вже у третьому виданні книги [20] і всіх наступних В.М. Ланге пояснював явище, не вступаючи в суперечку з Р. Клаузіусом: робота з підймання води у капілярі відбувається за рахунок витрати потенціальної (?) енергії внаслідок зміни конфігурації (?) системи «рідина - капіляр». Таке пояснення - професійно виготовлена на замовлення наукова abracadabra. Відомо, що у передмові до третього видання книги автор висловив особливу подяку рецензенту.

Р. Фейнман [21] цілком логічно пояснював меншовагіть теплового руху тим, що такою енергією (хаотичний рух) неможна керувати. При цьому нобелівський лауреат зауважував, що ситуацію можна змінити, якщо знайти спосіб, як *поінформувати кожену молекулу куди їй слід рухатися.* Це означає, що проблема перетворення енергії є, головним чином, *інформаційною.*

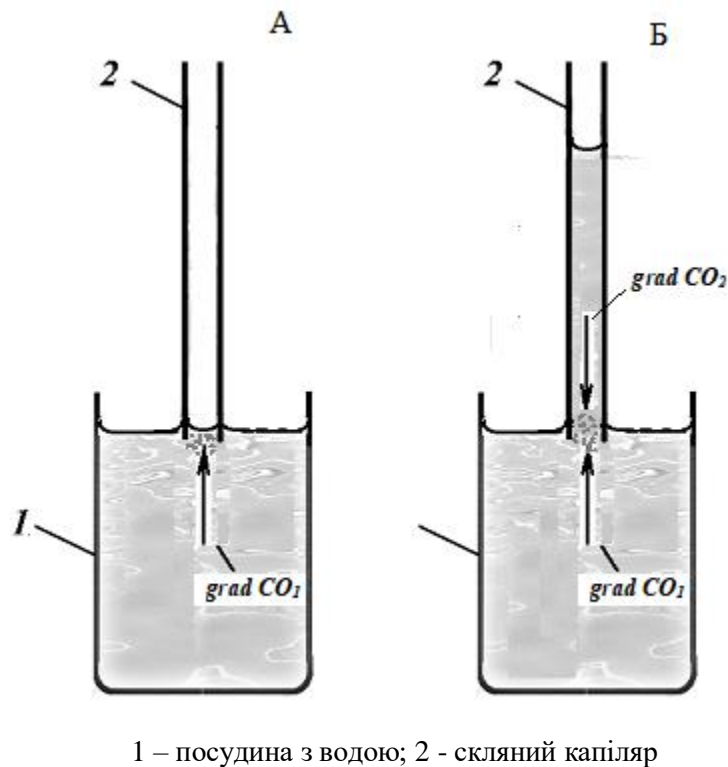
На рисунку 4, А зображений момент дотику скляного капіляру 2 до поверхні води у посудині 1. В результаті змочування гідрофільної поверхні стінки капіляру у зоні дотику утворюється граничний шар води, в якому густина, діелектрична проникність та інші структурно-чутливі властивості свідчать про більший рівень CO ніж в об'ємі. Згідно із законом ентропоосмосу в усті капіляру виникає градієнт CO_1 , який формує потік води у капілярі вгору проти сили тяжіння.

По мірі підймання води зростає тиск стовпа води, який обумовлює виникнення градієнта CO_2 , який протидіє потоку, сформованому градієнтом CO_1 . Процес підймання припиняється, коли градієнти врівноважують один одного.

Опишемо особливості явища капілярного підняття:

1. Рух води у капілярі є довільним, дія зовнішньої сили відсутня.
2. Початок руху води виникає в момент формування в мікрооб'ємі води в усті капіляра градієнта CO_1 .

3. Впорядкований довільний потік молекул води можна охарактеризувати як кумулятивний, оскільки являє собою об'єднання (аккумуляції) енергії імпульсів всіх молекул води у єдиному потоці.



1 – посудина з водою; 2 - скляний капіляр

Рис. 4. Схема утворення довільного потоку води в скляному капілярі (А) і підймання рівня до моменту врівноваження дії градієнта CO_1 проти дії потоком, сформованим градієнтом CO_2 (Б)

4. Процес підймання води у капілярі припиняється не тому, що перестав діяти градієнт CO_1 як причина руху, а внаслідок виникнення зустрічного градієнта CO_2 , що зростає до того моменту, поки не станеться врівноваження дії та протидії цих двох градієнтів. Всі інші пояснення явища підняття води у капілярі є хибними, тому що не здатні пояснити припинення процесу підймання води.

5. Процес підймання води у капілярі за фізичною суттю є звичайною дифузією, наочно проявленої на макрорівні. А. Ейнштейн для посилення своєї теорії відносності висловив припущення, що дифузія рідин відбувається з тертям. Явище підймання води у капілярі демонструє, що дифузія води у капілярі є ефектом надплинності, тобто відбувається без витрати енергії на тертя.

6. Довільний дифузійний рух молекул води з об'єму, в якому низький потенціал тиску, відбувається в устя капіляру, де потенціал тиску більший. Це заборонено ДНТ.

7. Тепловий хаотичний рух води в об'ємі є єдиним енергетичним ресурсом, який забезпечує виконання роботи з підймання води у капілярі з ККД = 100%. Це заборонено ДНТ.

В науці діє принцип, згідно якому постулат або гіпотеза, або теорія мають право на існування до тих пір, поки не буде поставлений експеримент, який спростовує твердження науковця. З аналізу, наведеного вище, видно, що експеримент з підняття води у скляному капілярі перетворює ДНТ на руїну. Безмежному пануванню ДНТ капут, гер Клаузіус.

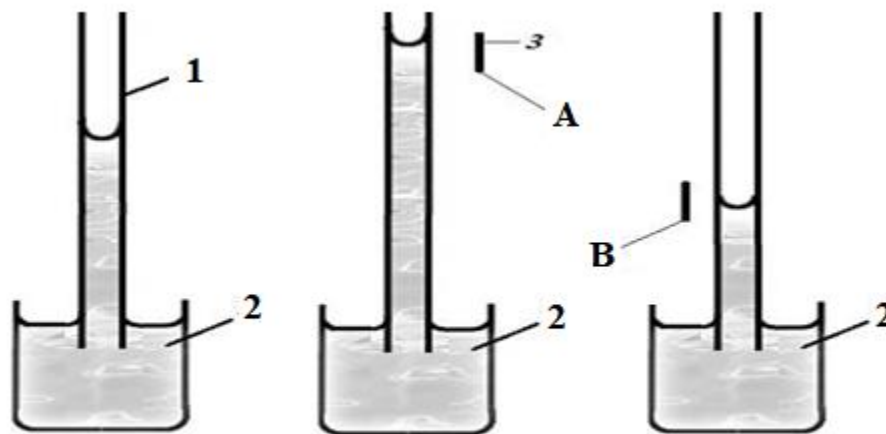
Кілька слів про феномен довільного руху. Рідина, особливо така активна речовина, як вода, охоче рухається у будь-яку тисняву без тертя, коли це її вибір і прояв волі. Якщо вона відчуває примус, то здійснює активний спротив. Переконливий приклад – нелінійний фільтраційний ефект. Суть його полягає у тому, що при протисканні через води крізь, наприклад, шар піску в кількості відфільтрованої води інтервалі невеликих величин зовнішнього тиску має низькі значення і зростає за нелінійним законом при збільшенні тиску до певно порогової величини. В роботі [43] було запропоноване наступне пояснення: при низьких величинах градієнту

зовнішнього тиску відчутна дія зустрічного градієнту CO води як прояв спротиву інформаційного походження. При критично великому значенні тиску прокачування вода грубо проштовхується по капілярах разом зі всіма зустрічними градієнтами.

Електрокапілярний ефект. Молекулярний механізм довільного руху молекул води можна пояснити тим, що у кожний момент розриву структурного зв'язку (час життя водневого зв'язку при $20^\circ C$ складає близько $10^{-11} - 10^{-12}c$) молекули утворюють новий зв'язок у тому напрямку, де «відчувають» більшу енергонасиченість і де трішки довший час існування структурних зв'язків. Дія на систему «скляний капіляр – об'єм з водою» неоднорідним електричним полем посилює асиметрію параметру CO води і тим збільшує рушійну силу і відповідно швидкість.

Дослідниками виявлено [22], що неоднорідне електричне поле здатне прискорювати або гальмувати підймання води в капілярі (рис. 5).

При розташуванні електроду у позиції А попереду меніска, що рухається, електричне поле виступає як фактор, що прискорює рух води в капілярі. При розташуванні електроду неоднорідного електричного поля позаду меніска, що рухається (у позиції В), підймання води сповільнюється, а меніск не виходить навіть на рівень, коли дія електричного поля відсутня.

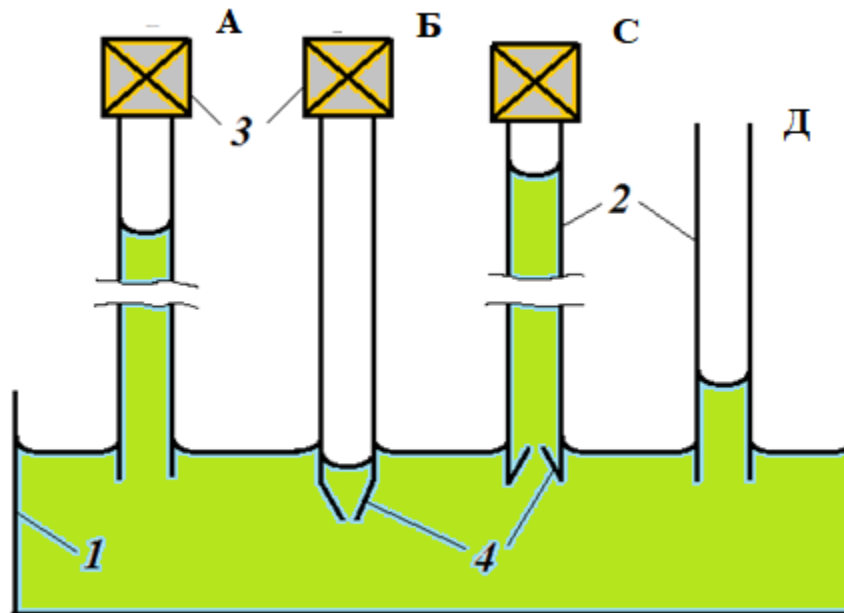


1 – скляний капіляр; 2 – вода у посудині; 3 – електрод

Рис. 5. Схема експерименту з впливу неоднорідного електричного поля на рух води у капілярі

Такий результат пояснюється тим, що в структурі води в капілярі неоднорідне електричне поле формує градієнт CO_2 , який протидіє градієнту CO_1 , що утворився в усті капіляра при його контакті з об'ємом води.

Ультразвуковий капілярний ефект. Є.Г. Коновалов виявив [23], що рідина в результаті дії ультразвуку здатна значно (у десятки разів) збільшити швидкість та висоту підйому в капілярі (рис. 6, А) у порівнянні з рівнем у капілярі, на який не діє ультразвук (рис. 6, Д). Цей ΔH ефект посилюється з підвищенням температури і діаметру капіляру. Була додатково визначена роль конусного звуження 4, закріпленого на усті капіляру [24].



А – вода у капілярі під впливом дії ультразвуку; Б - вода під впливом дії ультразвуку у капілярі конічною насадкою, скерованою в об'єм з водою; В - вода під впливом дії ультразвуку у капілярі з конічною насадкою, скерованою в об'єм води у капілярі;
 Д – рівень води у капілярі за відсутності дії ультразвуку.

1 – посудина з водою; 2 – скляний капіляр; 3 – генератор ультразвуку;
 4 – конічна насадка на контакт капіляра з водою.

Рис. 6. Схема експерименту з впливу ультразвуку на рух води у скляному капілярі

Розглянемо експерименти, які описані у праці [24], з позиції інформаційної природи довільного руху [25]. Досліди проводили на приладі, який являє собою посудину з водою 1, капіляр 2 і електродинамічний вібратор 3, який жорстко з'єднаний з капіляром (рис. 6.). Вібратор, який здатний генерувати поздовжні ультразвукові коливання, включали після закінчення природного підняття рідини у капілярі. Після включення вібратора рівень води у капілярі підвищувався тим більше, чим більша частота і амплітуда ультразвукових коливань (рис. 6, А). Коли до устя капіляра прикріплювали конусне звуження 4, повернуте вузьким отвором до об'єму рідини, то при увімкненні вібратора помічали пониження рівня в капілярі (рис. 6, Б). Якщо звуження було направлено в середину капіляра (рис. 6, В-С), то під час дії ультразвуку відбувалось додаткове підняття, яке вдвічі перевищувало рівень у капілярі без конічного звуження.

Фізична модель явища полягає у наступному. Ультразвук являє собою рух акустичних хвиль, які мають фазу стисання та фазу розрідження. Коли у вхідного отвору капіляра (рис. 6, А) фаза стисання змінюється фазою розрідження, структура води в об'ємі встигає релаксувати, а в капілярі, де рівень СО був від початку підвищений, параметр залишається на величину ΔCO більшим. Тому при наступній фазі стисання води рівень СО в капілярі зростає ще на додаткові ΔCO . Оскільки висота підймання води в капілярі визначається перепадом рівнів СО води в капілярі та в об'ємі, то дія ультразвуку забезпечує і прискорення і підвищення рівня води в капілярі.

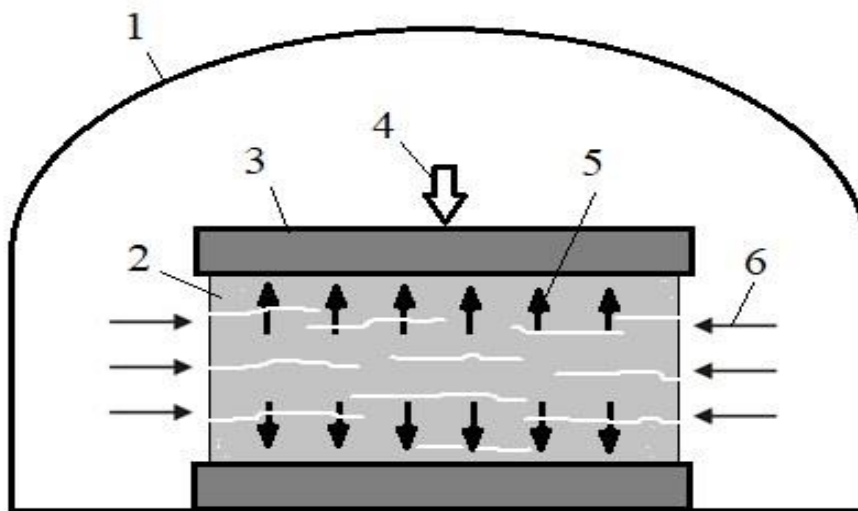
Коли вхідний отвір капіляра закінчується конусним звуженням 4, скерованим у капіляр (рис.6, С), то ступінь збереження підвищеного рівня СО води у вузькій частині конусного звуження 3 значно більший, ніж просто у капілярі. Тому процес підймання води у такому випадку відбувається зі значно більшою інтенсивністю.

Коли вхідний отвір капіляра закінчується конусним звуженням 4, скерованим в об'єм води (рис.4, Б), то після кожної зміни фаз стискання та розрідження в конусному звуженні 4 проявляє себе вже готовий до активної дії градієнт СО, скерований, згідно з теорією ентропоосмосу, від широкої частини конуса до вузької частини, що породжує потік води з капіляра в об'єм. Цей ефект свідчить про те, що *градієнт параметру сильніший ніж перепад його величин*, з одного боку, а енергетичний аспект підйому води забезпечує не тиск ультразвукової хвилі, а тепловий хаотичний рух молекул води, який перетворений градієнтом СО у впорядкований потік. Тобто причина не фізична, а інформаційна.

Короткий проміжний висновок. По-перше, в наведених експериментах електричні та акустичні поля не здійснюють роботу з підймання води у капілярі, лише «інформують» молекули про напрямок руху, який їм до вподоби. По-друге, використання інформаційної дії електричних та акустичних полів (і не тільки їх) дозволяє здійснювати інтенсифікацію технологічних дифузійних процесів, наприклад, як це зроблено у патенті України з довільного очищення рідин № 152047. Інформаційно обумовлені ентропоосмотичні потоки – це прояв спонтанної активності рідкої конденсованої системи, і може бути охарактеризований як найбільш поширений у природі приклад надплинності, тобто руху без тертя.

Прояв інформаційно обумовленого довільного руху та позитивного енергетичного дисбалансу в ефекті Риженка. Гірників усього світу десятиліттями переслідували катастрофічні раптові викиди вугілля та газу у шахтах. Типове заключення експертів після чергової аварії – порушення техніки безпеки (у різних варіаціях). Науковець з Донецька І.О. Риженко [6] в експерименті змодельював процеси, що діють у вугільних пластах і тим підштовхнув до радикального вирішення проблеми безпечного видобування вугілля [26,27].

Схема експерименту наведена на рисунку 7. В лабораторних умовах зразок вугілля 2 затискали між пластинами 3, з посудини 1 відкачували повітря, робили витримку і потім закачували метан. Через деякий час виявляли, що напруження у зразку вугілля 5 зросло приблизно удвічі у порівнянні з початковим.



1 – герметична посудина; 2 – зразок вугілля; 3 – металева плита для стискання зразка вугілля; 4 – фіксована величина стискання зразка вугілля; 5 – дія розклинюючого тиску зрідженого метану у тріщинах зразка вугілля; 6 – потік метану у тріщинний простір зразка вугілля

Рис. 7. Схема експерименту І.О. Риженка з одержання механічної енергії в системі «тріщини у зразку вугілля – метан»

При кожному наступному підвищенні величини механічного стискання вугільного зразку внутрішні напруження в ньому знову зростали приблизно удвічі (табл.). У подібних експериментах інших дослідників при різкому зніманні зовнішнього тиску зразок вугілля розривався внутрішнім тиском на дрібні шматочки, що певним чином моделює процес раптового викидання вугілля та газу у шахтах у вигляді так званого скаженого борошна.

Зростання величини напруження у зразку вугілля в залежності від величини зовнішнього тиску і товщини тріщин в ньому

Зовнішній механічний тиск, МПа	Величина напруження у зразку вугілля, МПа
0	1,5
2,5	4,7
5	9,2

Зі схеми експерименту І.О. Риженка видно (рис. 1), що аномально високий рівень напруження у зразку вугілля виникав після додавання в посудину 1 метану під атмосферним тиском і стискання вугільного зразка до фіксованої величини. Ефект Риженка із залученням фізико-хімічного (і інформаційного) явища ентропоосмос [26] можна пояснити наступним чином.

В атмосфері метану зразок вугілля насичується газом (рис. 7). Молекули метану адсорбуються на поверхні тріщин зразка, утворюючи спочатку двовимірну рідину, а у місцях стикування адсорбційних шарів – тривимірну рідину. В рідині метану виникає градієнт СО, який формує потік у напрямку звуження тріщин. Стиснення рідини потоком викликає зростання градієнту СО, що у свою чергу знову посилює потік рідкого метану. Таким чином проявляє себе зворотний позитивний зв'язок. Після стискання зразка вугілля навантаженням 2,5 МПа, тріщини змикаються, збільшується об'єм рідкого метану, зростають градієнти СО і відповідно зростає напруженість з 1,5 до 4,7 МПа. Треба зазначити, що зовнішній тиск відіграє роль інформаційну, а не безпосередньо фізичну, тому що впливає на кількість тонких тріщин (роль форми посудини) у зразку вугілля, посилює ентропоосмотичний потік рідкого метану у тріщини і підвищує енергоємність міжмолекулярних зв'язків у рідині.

Практична рекомендація: необхідно випереджаючим бурінням дегазаційних свердловин і видобування вугільного метану повністю виключити раптові викиди вугілля та газу [27]. В США повністю позбавилися аварій, пов'язаних з раптовими викидами вугілля та газу, натомість вугільного метану щороку видобувають десятків мільярдів кубометрів.

У 1998 році Укрпатент видав автору даної статті патент на «Спосіб (довільного) стиснення газів» (патент України № 32922), в опису до якого цей природний і одночасно парадоксальний ефект пояснюється тим, що спочатку відбувається конденсація газу у поровому просторі матеріалу, далі виникає градієнт СО рідини, формується довільний рух рідини згідно з градієнтом (до вершин тріщин), виникає тиск, який зростає в результаті дії позитивного зворотного зв'язку. У тексті опису не було приховано, що тиск у системі виникає внаслідок самоорганізації теплового руху молекул рідини у впорядкований потік.

Формування кумулятивного потоку води і самоорганізація енергії як інформаційна причина електрогідрравлічного ефекту Л.А. Юткіна. Видатний радянський винахідник Л.А. Юткін створив кілька варіантів «Способу одержання високих і надвисоких тисків» [28], згідно з яким в результаті реалізації електрогідрравлічного ефекту (ЕГЕ) у рідині, в контакт з якою знаходиться тверде тіло, відбувається інтенсивне руйнування цього тіла. Сам винахідник пояснював свій ЕГЕ прямим перетворенням електричної енергії на роботу.

Талановитий винахідник розробив спосіб руйнування великих кам'яних брил, залізобетонних плит тощо, занурених у ємність з водою, шляхом дії електричного розряду, точніше – внаслідок застосування електрогідрравлічних ударів, за визначенням самого Л.А. Юткіна. Слід зазначити, що енергія, витрачена на руйнування твердого тіла, на кілька порядків вища за енергію електричного імпульсу [29]. В ефекті Юткіна проявляє себе позитивний енергетичний дисбаланс.

Спираючись на теорію ентропоосмосу, можна запропонувати наступний механізм руйнування, який включає вже знайомі положення: змочування водою тріщин у твердому тілі, утворення у тріщинах граничних шарів (зв'язаної) води з високим рівнем СО, імпульсне посилення рівня СО у тріщинах дією електричного поля відносно рівня СО води в об'ємі, потужний рух ентропоосмотичних мікропотоків води (надшвидка дифузія молекул води) у тріщини і швидке (миттєве) руйнування твердого тіла по тріщинах, що розвиваються. Підкреслимо, що роботу з руйнування здійснює не електричний розряд, а тепла енергія хаотичного руху молекул води, яка спочатку впорядкована електричним полем в ентропоосмотичні кумулятивні потоки, які далі самі себе підсилюють дією позитивного зворотного зв'язку, і в результаті утворюють потужний імпульс механічної енергії.

Ще раз підкреслимо. Дія зовнішньої сили у вигляді гідравлічного удару (наприклад, струмінь води від насоса через брандспойт) по твердому тріщинуватому тілу (наприклад, бетонній брилі) з метою його руйнування – це справа на тисячу років і витрату океану води. Натомість формування електричним полем мільйонів ентропоосмотичних мікропотоків води у порово-тріщинному просторі твердого тіла, які рухаються довільно і без тертя за рахунок власної теплової енергії і безперервно посилюються дією позитивного зворотного зв'язку до тих пір, поки пори і тріщини не будуть зруйновані надзвичайно високим тиском, який заміряти є велика проблема.

Електрогідравлічний ефект Л.А. Юткіна через три десятки років «перевинайшла» група співавторів, яка запропонувала здійснювати електрогідравлічний удар по продуктивному пласту нафтової свердловини з метою збільшення дебіту. «Нова» технологія, яку для більшої новизни і відмінності від електрогідравлічного ефекту Л.А. Юткіна назвали плазмено-імпульсною дією, а в численних патентах (патенти RU 74485, 76971, 2373387, 2373386, 2385472 тощо) не зробили посилання як на прототип або хоча б аналог на авторські свідоцтва Л.А. Юткіна №№ 105011, 407048 та інших, в яких йдеться саме про руйнування монолітних об'єктів, переважно гірських порід. Була створена фірма «OVAS Energy Services» для впровадження плазмено-імпульсної технології. Промислові випробування, проведені у США, не викликали зацікавленості підприємців. Справа в тому, що електрогідравлічний чи плазмено-імпульсний удар здатний викликати лише гідророзрив нафтового пласти на незначну відстань. В США вже відпрацьована технологія здійснення гідророзривів будь-якої потужності.

Прояв позитивного енергетичного дисбалансу при світлогідравлічному ефекті. Академик А.М. Прохоров зі співавторами одержали свідоцтво про наукове відкриття світлогідравлічного ефекту [30]. Цікаво те, що у преамбулі опису свого відкриття вони зазначили очевидну аналогію двох фізичних явищ, а саме світлогідравлічного ефекту та ЕГЕ Л.А. Юткіна. Відкриття № 65 полягає у тому, що в результаті дії променем світла квантового генератора на рідину, в ній виникає гідравлічний удар. Характерно те, що, як і в ефекті Л.А. Юткіна, відбувається виділення великої кількості енергії за короткий проміжок часу, тобто проявляє себе позитивний енергетичний дисбаланс. В описі до відкриття автори зазначають, що їм поки не вдалося пояснити механізм поглинання світла і кінцевий енергетичний ефект.

Вражає те, що за допомогою світлогідравлічного ефекту були одержані ударні хвилі з тиском, що сягає мільйона атмосфер [30]. Значить, за певних умов можна розраховувати на утворення нових хімічних елементів в результаті ХАС.

Можливий механізм виникнення позитивного енергетичного дисбалансу при світлогідравлічному ефекті. Автори роботи [24] для пояснення ультразвукового капілярного ефекту за науковим відкриттям № 109 висловили припущення про можливість прояву такого загадкового явища, як кавітація. Ультразвукові хвилі подібні до когерентного світлового променя квантового генератора: звукові та світлові хвилі випромінюються з певною частотою. Саме існування короткого часу «відпочинку» між хвилями допомогло автору пояснити інтенсифікуючу дію ультразвуку на довільні потоки рідини у капілярі. Коротко нагадаємо суть нової моделі процесу кавітації, спричиненого дією ультразвуку.

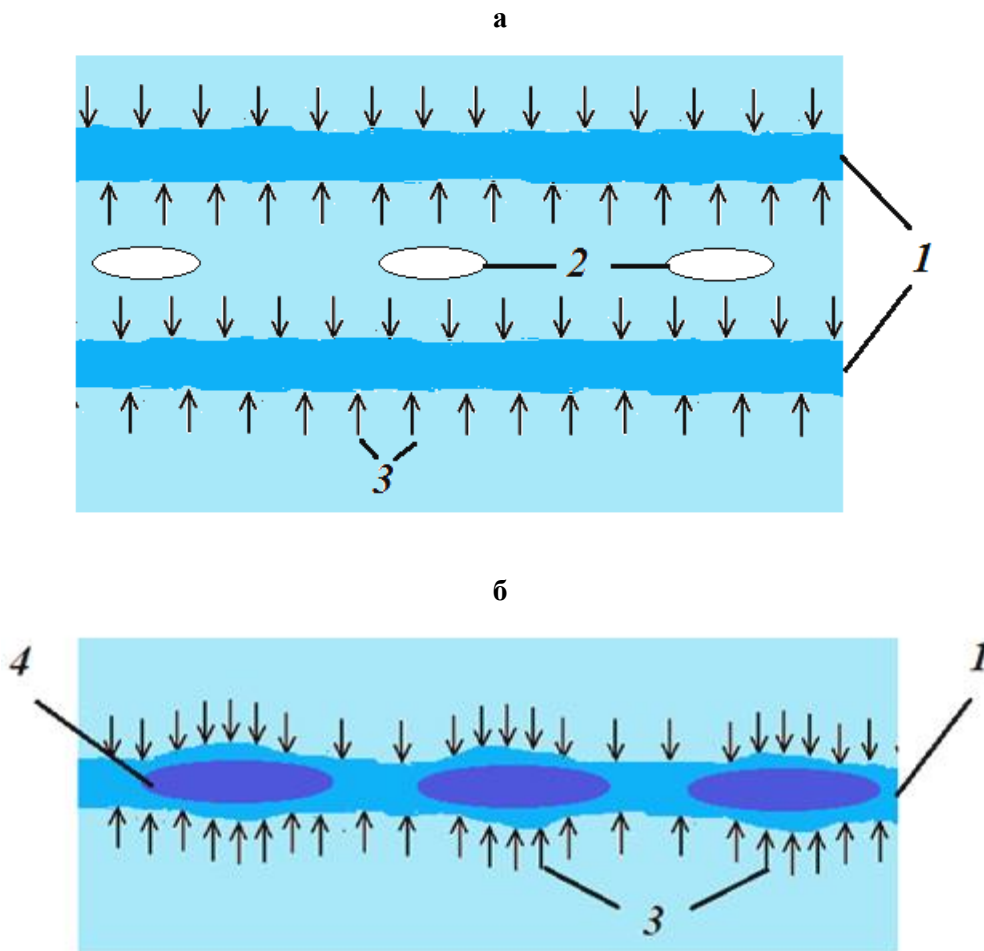
Центральний момент явища кавітації – це утворення порожнини у середовищі рідини. Відомо, що утворення порожнини відбувається при дії «негативного» тиску у 1500 кг/см^3 у випадку водяного середовища. Київські науковці В.В. Ямінський та В.С. Ющенко [31] провели експеримент, в ході якого здійснювали повільне зближення у водному середовищі плоскої та

сферичної гідрофобних поверхонь. При певній відстані між поверхнями водне середовище розривалося і утворювалася порожнина. Довгий час не було пояснення ефекту утворення порожнини за відсутності дії певного зовнішнього фізичного поля.

Пояснення цьому феномену надано, наприклад, в роботі [25]. Було зазначено, що граничні шари води поблизу гідрофобних поверхонь мають менш впорядковану структуру, ніж вода в об'ємі. Згідно із законом ентропоосмосу, у зазорі між гідрофобними поверхнями формуються мікропотоки води направлені в об'єм, де рівень СО води вищий. Таким чином, результат експерименту свідчить, що практично у статичних умовах (динаміка мінімальна) достатньо лише самої енергії ентропоосмотичних потоків, щоб здійснити потужну роботу з розриву суцільності води.

Спираючись на наведену вище чисто інформаційну модель розриву суцільності води, автор запропонував наступний молекулярний механізм ефекту кавітації на прикладі дії ультразвуку на воду.

На рисунку 8 зображена схема процесу ультразвукової кавітації.



а) розрив суцільності води і утворення газової порожнини ентропоосмотичними мікропотоками; б) схлопування кавітаційної бульбашки і нагнітання надвисокого тиску ентропоосмотичними мікропотоками.

1 – ультразвукова хвиля у фазі стискання; 2 – кавітаційна бульбашка; 3 – ентропоосмотичні мікропотоки води; 4 – кавітаційна бульбашка, що схлопнулася

Рис.8. Схема ефекту ультразвукової кавітації

Відомо, що ультразвук являє собою періодичне чергування фази підвищення тиску у рідкому середовищі та фази розрідження. На рис. 8-а показано, як колективна дія ентропоосмотичних потоків, що направлені в область більш ущільненої структури води 1 створюють область розрідження, в якій виникають численні розриви суцільності, тобто бульбашки 2.

Під час схлопування бульбашок (рис. 8-б), за оцінками дослідників [32], швидкість руху стінки порожнини може сягати приблизно 500 км/с, а тиск у місці схлопування зростає до величини 10^6 кг/см². Енергія, що проявляє себе в процесі кавітації неспівставимо більша тієї енергії, що витрачена генератором ультразвуку на ініціацію ефекту кавітації.

Таким чином, можна зробити наступні цілком очікувані висновки. Явище кавітації породжується інформаційною складовою фізичного поля, функція якого обмежена формуванням у середовищі рідини областей з підвищеним рівнем структурної організованості. В кожній такій області ентропоосмотичні мікропотоки з одного боку значно підвищують щільність та рівень СО рідини, а з другого боку, за рахунок енергії тих же самих мікропотоків, здійснюють розрив суцільності рідини. Енергетичний результат ефекту кавітації, який багатократно перевищує кількість енергії, витрачену генератором ультразвуку. І в даному випадку зафіксована інформаційна причина самоорганізації теплової енергії в механічну (довільні потоки і тиск), та енерговитрату роботу з розриву суцільності рідини.

Повернемося до аналізу впливу когерентного променя світла на виникнення та посилення довільного руху рідини. Необхідно взяти до уваги, що у молекули води, наприклад, є відносно багато часу, щоб визначитися з напрямком переключення водневого зв'язку і відповідно з напрямком довільного руху, враховуючи термін існування водневого зв'язку при 20° С в інтервалі 10^{-11} – 10^{-12} с. Потужних напрямків колективного руху молекул може виникнути кілька в залежності від числа факторів стороннього інформаційного впливу, наприклад, у вигляді конусного звуження (як в УКЕ), присутністю твердих частинок у рідкому середовищі тощо.

Можна стверджувати, що напрямком науково-дослідницьких робіт кінця ХХ і початку ХХІ століття був значною мірою визначений впливом двох фізичних явищ – ЕГЕ Л.А. Юткіна [29] та світлогідравлічного ефекту [30]. Талановиті винахідники і експериментатори С.В. Адаменко, А.В. Вачаєв та М.І. Солін з працівниками своїх наукових підрозділів досягли проривних результатів в області ХАС за рахунок дії електричними імпульсами і когерентним випромінюванням різної природи на тверді та рідкі мішені.

Розглянемо спочатку результати експериментів С.В. Адаменка з ядерних перетворень несиловим методом. В науковій термінології вираз «несиловий» метод є еквівалентним терміну «інформаційний». Згідно з С.В. Адаменком [34], у галузі ядерних перетворень панує концепція так званого «силового» методу. Його прибічники вважають, що проблему керованого нуклеосинтезу можна розв'язати шляхом використання дедалі потужніших технічних засобів, що потребує вкладання величезних коштів, які вимірюються мільярдами доларів. Однак цей шлях принципово хибний, вважає С.В. Адаменко.

С.В. Адаменко [34] з колегами спробували знайти інший метод розв'язання проблеми, який би забезпечив досягнення надкритичних умов не за допомогою сильного зовнішнього впливу на ядерну систему, а *стимуляцією потужних процесів внутрішньої самоорганізації матерії на ядерному рівні*. При цьому роль технологічних факторів зовнішнього впливу істотна тільки на початковій фазі керованої стимуляції процесу, а далі він відбувається за власною гармонійною динамічною моделлю, в якій вирішальну роль відіграє дія природних взаємоузгоджених законів.

Організація робіт зі створення умов для стимуляції *синергетичного процесу ядерних перетворень* стала метою діяльності заснованої в Україні у 1999 р. Лабораторії електродинамічних досліджень «Протон-21». Методичною основою діяльності лабораторії стала попередньо обґрунтована гіпотеза про можливість керованої стимуляції колапсу конденсованої речовини, який за певних початкових умов самоорганізується до стану електронно-ядерної плазми. На думку експериментаторів [34], на цій стадії вплив кулонівського бар'єра стає неістотним і відбувається швидко трансмутація елементів та ізотопів.

Для перевірки гіпотези була створена експериментальна лабораторна установка. Стартові умови формування колапсу забезпечувалися спеціально організованою когерентною дією

на твердотільну мішень потоку електронів (когерентного електронного драйвера), загальна енергія якого в експериментах не перевищувала 1 кДж.

Установка надала змогу провести близько 4000 успішних експериментів з керованого нуклеосинтезу протягом 1999–2002 рр. з використанням різних мішеней, виготовлених з легких, середніх або важких елементів в інтервалі атомних мас $10 < A < 210$, а також різних режимів когерентної дії драйвера. В усіх експериментах спостерігався синтез більшості відомих легких, середніх і важких елементів та ізотопів у діапазоні мас $1 \leq A \leq 240$. Характерною (очікуваною) ознакою всіх синтезованих ізотопів є практично повна відсутність радіоактивності.

На думку дослідників [34], усе це — адекватний результат «несилового» методу створення самоорганізованого електронно-ядерного колапсу, а також колективного характеру ядерних перетворень. Енергія когерентного драйвера, який стимулював такий процес, становить лише малу частину від загальної енергії, що проявляється у процесі перетворень ядер мішені на ядра синтезованих ізотопів. Дослідники вважають, що в об'ємі самоорганізованого колапсу відбувається процес своєрідного «холодного перепакування» нуклонів, які входили спочатку до складу ядер мішені, аж до кінцевої конфігурації, що відповідає синтезованим ізотопам.

В усіх проведених в оптимальних умовах експериментах реєструвалися мас-спектри довгоіснуючих ізотопів невідомих надважких елементів, маси яких відповідають інтервалу $270 \leq A \leq 480$. У кожному конкретному експерименті реєструвалось 10 – 20 різновидів надважких мас. За повторного вимірювання на тих самих мішенях через 1 – 2 місяці фіксувалася незмінна кількість тих же невідомих мас, що підтверджує їхню стабільність і відсутність радіоактивності. Ці результати суперечать відомій з літератури гіпотезі, за якою всі трансуранові ізотопи, що перебувають за межами гіпотетичного «острова стабільності» ($A \leq 298$), закономірно повинні бути нестабільними і мати дуже малий час існування (значно менший за мікросекунду). Отже, апроксимація цих експериментів на ті, що виконувались в адіабатичному процесі без застосування силових методів, некоректна [34].

Наведемо основні особливості несилового методу ядерних перетворень А.В. Вачаєва. Можна сміливо охарактеризувати уральського вченого А.В. Вачаєва як видатного винахідника, і, як багато хто з них, з дуже нелегкою долею. Простими і добрими словами про винахідника написали «Аргументы и Факты» (№ 51, 2009 р.): «Він підводив до струменя води два загострених мідних електроди і пропускав між ними електричний струмінь... І тут відбувалося чудо – на виході водного струменя утворювався сірий порошок, що складався, як показали аналізи, з суміші заліза, марганцю та інших елементів, яких до обробки електричним струменем не було у воді.»

Ясно, що пристрій «Енергонива» - складний реактор, захищений, як і спосіб одержання електричної енергії, патентом [35]. І для кінця 90-х років і на даний час – це видатне досягнення, оскільки маленький струмінь води у «Енергониві» давав море електричної енергії і десятки кілограмів доволі цінних металів [36]. Нічого, крім неприємностей по службі А.В. Вачаєв за свій винахід не одержав, тому покинув наш світ у 2000 році від інфаркту.

Винахід [35] являє собою проривний розвиток ЕГЕ Л.А. Юткіна у напрямку одержання електричної енергії за маловитратною технологією і хімічних елементів у вигляді поліметалічних порошків відповідно замовленню споживачів.

Технологія, закладена у проекти «Енергонива», ґрунтується на використанні здатності рідини внаслідок одержання зовнішньої інформації реалізовувати процеси самоорганізації як енергії, так і речовини за рахунок власного ресурсу. «Енергонива» у модифікації багатокаскадного агрегату здатний продукувати з однієї тонни води 600 – 700 кг металічних порошків в залежності від електричних параметрів, які підтримують існування плазмоїду [36]. Кількість електричної енергії, що виробляється одночасно з металевим порошком, оцінюється приблизно до $3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ на кубометр води. Переробка радіоактивних відходів в пристрої «Енергонива» може відкрити новий етап в технологічному ланцюжку атомної енергетики.

Аналіз проекту «Енергонива» А.В. Вачаєва органічно доповнює об'єктивну закономірність: довільний впорядкований потік структурних елементів рідини виникає в результаті того, що кожна молекула одержує з мережі міжмолекулярних зв'язків інформацію щодо структурної організованості та енергонасиченості у навколишньому рідкому середовищі, і обирає напрям руху згідно з градієнтом СО. У стиснених умовах реактору впорядкований рух рідини обумов-

лює зростання тиску, який безперервно посилюється дією позитивного зворотного зв'язку. Джерелом і причиною позитивного енергетичного дисбалансу ефекту Ваचाєва є власна теплова енергія рідини. Додаткове джерело енергії при реалізації ефекту виникає тоді, коли необмежено зростаючий тиск «включає» процес атомного синтезу.

Експерименти М.І. Соліна з трансмутації атомів. Ще у 80-ті роки М.І. Солін одержав результати, які не було можливо пояснити з точки зору ядерної фізики [36]. У 1997 році йому видали патент на квантовий ядерний реактор Соліна [37]. Для нашого дослідження важливим є опис того, що відбувається у вакуумній плавильній печі, в якій міститься розплавлений цирконій, а додаткова кількість цирконію піддається розплавленню дією потоку електронів, прискорених напругою 30 кВ [36]. Це обумовлює перехід маси речовини зі стану стійкої рівноваги системи у стан впорядкованого і прискореного руху. У центрі рідкої маси відбувається утворення динамічних збуджень у вигляді дрібних хвиль на її поверхні, а в наступному – довільне викривлення і пересування границі рідкої фази. Порівняно велика маса рідини впорядковано накопичується на ділянці впливу на неї електронним променем та з прискоренням рухається вгору у вигляді самітної хвилі (солітону), набуваючи форму конуса. (рис. 9. [36]).

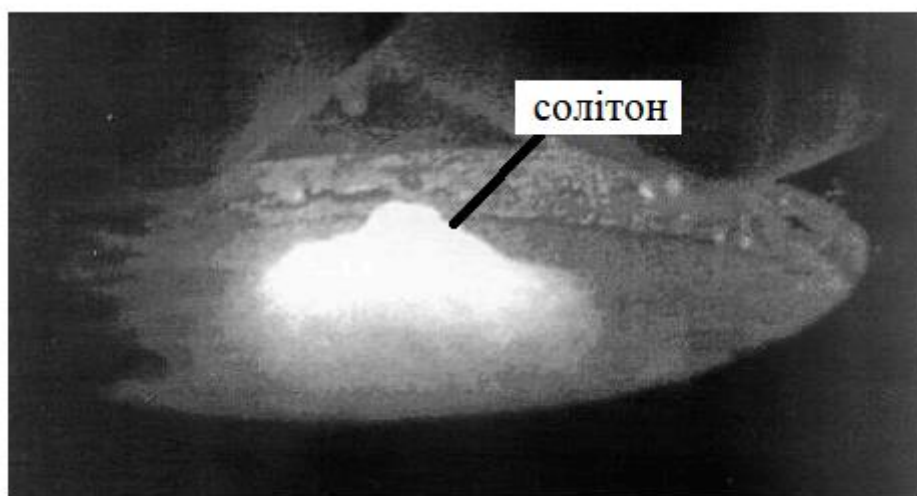


Рис. 9. Утворення самітних стоячих хвиль (солітонів) на поверхні розплаву цирконію внаслідок дії електронного променя

В результаті якихось дивних явищ, рідкий метал починає себе поводити на кшталт лемівському Солярісу, періодично спучуючись, утворюючи дрібні хвилі і стоячі хвилі. У рідині утворюються вихори, а також самітні стійкі хвилі. При деяких режимах ці процеси розганяються, і кількість енергії, що виділяється, стає такою великою, що необхідно було зупиняти процес відключенням електронного променя. Згідно з розрахунками, загальна кількість енергії, що виділилася, в 1000 і більше разів перевищувала енергію електронного променя.

Після охолодження цирконію у каналізованих дефектах твердого тіла були виявлені продукти ядерного синтезу. Новоутворення мали підвищену мікротвердість (210 кг/мм^2) і були у напруженому стані [36].

Співставлення ефекту Соліна з ефектом Дорфмана. Колекцію надзвичайно цікавих експериментів, які здійснили геніальні експериментатори, зібрану у даній статті, доповнимо експериментом В.Ф. Дорфмана.

Від Р. Фейнмана [21] ми знаємо, що абсолютну істинність ДНТ можна підтвердити простим експериментом: розчинити чорнила у воді. За переконанням Р. Фейнмана, у природі немає довільного процесу, за допомогою якого можна було б розділити чорнила і воду.

В.Ф. Дорфман здійснив простий експеримент (без залучення когерентного випромінювання, ядерних реакторів і щільної плазми тощо), в результаті якого розчинене в азотній кислоті срібло знову відновилося у вигляді кристалів чистого срібла [38].

Відомо, що науковці іноді пояснюють результати експериментів, користуючись латинським принципом «*obscurum per obscurius*», що у перекладі українською означає «незрозуміле через ще більш незрозуміле». В.Ф. Дорфман описав свій експеримент зрозуміло, простими словами. Пояснення експерименту також має бути таким, щоб учні старших класів середньої школи змогли зрозуміти суть. Можливість такого пояснення надала М.К. Хрипун тим, що наприкінці ХХ століття здійснила важливе наукове відкриття. У своїх працях Марія Кирилівна показала, що при певній (пороговій) концентрації розчиненої речовини функції розчинника переходять від води до атомів, молекул або сиботаксичних груп, що складаються з молекул солей (в окремих випадках разом з молекулами води). Ці структурні елементи нового розчинника являють собою готові фрагменти кристалу. Функціональною ознакою такого перетворення є виникнення здатності у нового розчинника утворювати безперервну тривимірну мережу структурних зв'язків, що виникають між атомами, молекулами а також сиботаксичними групами. Температурний колективний рух структурних елементів розчинника, сформований градієнтом їхньої СО, забезпечує можливість здійснювати роботу з побудови кристалічної решітки за рахунок енергетичного ресурсу системи.

Суть експерименту В.Ф. Дорфмана полягала у наступному. Він брав склянку з розчином азотнокислого срібла і на дно її опускав краплю ртуті. Через деякий час поверхнею ртуті починали прокочуватися вихори, самітні хвилі, солетони, а потім вона раптом розривалася і з глибини починали рости кристалічні вуса - віскери чистого срібла. Швидкість їхнього росту сягала 0,5 мм/с, що відповідає утворенню приблизно 2×10^6 атомних шарів за секунду. Віскери срібла зростали просто на очах, штовхаючись та вигинаючись ніби живі істоти. Ні В.Ф. Дорфман, ані читачі журналу [38] не запропонували механізму цього фантастичного процесу.

Спираючись на відкриття М.К. Хрипун, можна скласти несуперечливу модель утворення будь-яких кристалів, включаючи і кристали срібла [42]. Модель ефекту Дорфмана включає підготовчий період, коли іони срібла розчиняються у краплині ртуті, утворюючи амальгаму, в якій функції розчинника спочатку виконують атоми ртуті. При певній концентрації AgNO_3 і через деякий час концентрація атомів срібла в амальгамі сягає точки інверсії, і далі виникає новий розчинник - атоми срібла. Ознакою появи нового розчинника є утворення нової мережі структурних зв'язків, яка надає інформацію щодо напрямку ентропоосмотичних потоків згідно з градієнтом СО. Потоки бурхливо рухаються в краплині амальгами ймовірно у пошуках зародку кристалізації. Хвилі різного типу, включаючи солітони, спостерігав і описав В.Ф. Дорфман [38]. Коли будь-яка зовнішня дія (наприклад, звукова хвиля) породжує незначну додаткову ущільненість структури, що ініціює утворення віскерів срібла.

Концептуальна основа теорії утворення і зростання кристалів вперше була опублікована 40 років тому. Нажаль, і в першій чверті ХХІ століття в університетських курсах фізичної хімії викладають теорією кристалоутворення за відомим латинським принципом «*obscurum per obscurius*»: у новому університетському підручнику синергетичний і закритично невірніважений процес утворення кристалів розглядається як рівноважний. Сучасна наука дійсно у кризі.

Повернемося до співставлення ефектів Соліна та Дорфмана.

1. Обидва явища представляють собою процеси самоорганізації речовини у рідкому середовищі. Як побудова кристалу у насиченому розчині солі не може бути результатом хаотичного блукання сольового компонента і випадкове його потрапляння у кристалічну решітку, так і утворення нового хімічного елемента у розплаві металу не може бути результатом випадкового зіткнення атомів у середовищі з підвищеною температурою. Термін «самоорганізація» містить саму суть явища – «сам організуюсь». Тобто за власним рішенням дію так, щоб зроста складність, організованість, впорядкованість. Таке рішення структурного елемента системи виникає в результаті одержання інформації з єдиного джерела для всіх елементів системи – з мережі структурних зв'язків. Самоорганізація – справа колективна. Для заповнення вакансії в кристалічній решітці конкурують багато елементів. Для підвищення успішності процесу потрібний потік, в якому тільки колективна дія багатьох елементів здатна утворити тиск, щоб вбудувати один елемент в одну вакансію. Тільки впорядкований потік атомів, молекул або сиботаксичних груп може забезпечити достатній тиск і фантастичну швидкість утворення 2×10^6 атомних шарів елементів кристалу за секунду.

2. В процесі обох експериментів спостерігаються прояви внутрішніх потоків активної частини елементів розчину, що породжують поверхневі дрібні хвилі та стоячі хвилі (солітони), які готові до участі у самоорганізації.

3. В результаті експерименту утворилися тверді тіла, яких не було до експерименту.

4. В процесах самоорганізації потоки активної частини структурних елементів в рідинах являють собою довільний впорядкований рух, ініційований інформацією. Цих потоків вже достатньо для подальшого протікання самоорганізації, як в експерименті В.Ф. Дорфмана. Він не ставив за мету інтенсифікувати процес, тому одержав красиві кристали срібла у вигляді віскерів. Дослідник міг прискорити процес дією ультразвуку або електричного поля, але тоді чисте срібло випало на дно посудини у вигляді дрібних кристалів.

В земній корі ефект Дорфмана має місце в родовищах поліметалів, в яких представлені солі срібла та ртуть. Спокійно, протягом геологічного часу утворюються і зростають самородки срібла. Геологи відмічають також парагенезис самородного золота та ртуті. Думаю, і в цьому випадку природа використовує спосіб одержання самородку через посередництво ртуті. Про спільне залягання в родовищах України ртуті та самородків срібла і золота описано в журналі «Геолог України» №1 і №2, 2002 р., №4, 2004 р. тощо. Було б цікаво поставити експеримент за методикою В.Ф. Дорфмана, в якому замість азотнокислого срібла використати сіль золота. Чи будуть виростати з краплини ртуті віскери чистого золота?

У всіх вищерозглянутих нами ефектах, особливістю яких був прояв позитивного енергетичного балансу, дія фізичних полів (ультразвукового, електричного, світлового тощо) полягала не у виконанні певної роботи, а в інформаційному забезпеченні організації довільних потоків рідкої речовини, які виконують певну роботу, використовуючи власний ресурс теплової енергії. Багатократно перевірений природою варіант найбільш важливого для людей ефекту позитивного енергетичного балансу, породжений довільним кумулятивним потоком інформаційного походження несуперечливо пояснюють ефект Соліна.

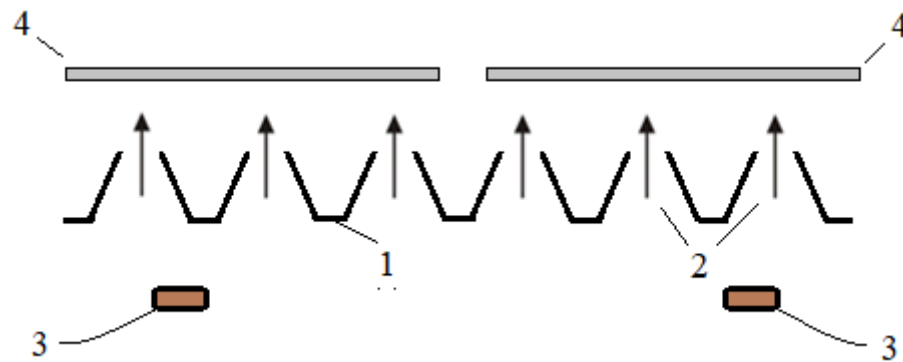
Коротко про участь автора у боротьбі гарячого ядерного синтезу з холодним. Холодний ядерний (атомний) синтез є процес *САМО-організації* речовини, як і все, що наповнює наш Всесвіт. Гарячий ядерний синтез – це безнадійний варіант і замах на насильство над природою.

Приблизно таку думку автор хотів донести до слухачів семінару «Реакції ядерного синтезу в конденсованих середовищах», який проходив у Дубні 22 – 24 березня 1991 року та Всесоюзній конференції «Холодний ядерний синтез. Стан проблеми, теорія та експеримент», яка проходила в МГУ, м. Москва протягом 25 – 26 березня того ж року. Доповідь «Синергетичний підхід до проблеми холодного ядерного синтезу» слухало 5 може 6 чоловік на секційному засіданні. Запитань і овацій не було.

У грудні 2010 року була подана заявка № а 2010 15741 на «Спосіб здійснення низькотемпературного ядерного синтезу та пристрій для його реалізації». Було запропоновано на довільні потоки розчину ізотопів водню у конічних отворах асиметричної перегородки діяти ультразвуком і неоднорідним електричним полем від катода, розташованого з боку виходу рідини з отворів перегородки.

У видачі патенту було відмовлено патентною експертизою і Апеляційною палатою (після двох засідань) на підставі того, що, по-перше, явища ХЯС не існує, по-друге, явища і теорії ентропоосмосу також не існує (через відсутність публікації у журналі “Current Contents”) і, по-третє, сучасна наука не використовує категорію «інформація» для створення фізичних теорій.

Пропоную увазі читачів універсальну схему пристрою, який формує довільні впорядковані потоки рідини і посилює їх (рис. 10).



1 - пластина з отворами конічної форми; 2 - довільний впорядкований потік матеріальної субстанції; 3 - генератор звукових коливань різного діапазону; 4 - електрод для випромінювання неоднорідного електричного поля або електричних імпульсів

Рис. 10. Універсальна схема пристрою, який формує довільний впорядкований потік і посилює його

Основні елементи пристрою (рис. 10) вже використані при формуванні довільних потоків, посилених дією фізичних полів, наприклад, в процесах довільного опріснення морської води, довільних потоків розчину дейтерію для реалізації ХЯС, утворення потоків розчину метану у воді для промислового синтезу кристалів газогідратів тощо.

Висновки.

В статті розглянутий ряд фізичних явищ, які об'єднані за ознакою прояву утворення довільного руху, в результаті якого у природі та в експериментах виникає позитивний енергетичний дисбаланс. Запропоновано несуперечливе пояснення загального механізму формування довільних кумулятивних потоків та обґрунтована інформаційна природа цього явища.

Дана стаття – це пропозиція читачам відкрити свій розум для сприйняття істин, старих як наш світ. Перше і головне: наш Всесвіт створений розумно, еволюція його відбувається у напрямку прогресу, а рушійна сила для забезпечення розвитку – це довільний рух, який по всьому світові безперервно виникає завдяки надходженню інформації до матеріальних систем.

По-друге, всім розумним людям необхідно звільнитися від впливу химери, породженої фантазією Клаузіуса – Томсона про Всесвіт, який горить безупинно як стара піч, а коли прогорить, то настане темне холодне мертве царство ентропії.

По-третє, для підтримки вибору між світом інформації та мороком ентропії слід звернути свою увагу на безліч прикладів природних явищ, в яких відбувається самоорганізація енергії у матеріальних системах і утворенні більш довершених систем.

Всесвіт - нескінченний у просторі і часі, живий і розумний.

Список літератури

1. Ушеренко С.М. Оценка затрат энергии при сверхглубоком проникании микрочастиц [Текст] / С.М. Ушеренко, Ю.С. Ушеренко, В.П. Кирилюк, В.В. Соболев // Сборник научных трудов НГУ. – 2003. – №18. – С. 24-30.

2. Ушеренко С.М. Сверхглубокое проникание частиц в преграды и создание композиционных материалов [Текст] / С.М. Ушеренко. – Минск: НИИ импульсных процессов, 1998. – 210 с.

3. Косарев А.В. ЭФФЕКТ УШЕРЕНКО В РЯДУ НОВЫХ ЯВЛЕНИЙ ЯДЕРНОЙ ФИЗИКИ. Режим доступа: <http://Эффект Ушеренко-П - 5016-ks.pdf>.

4. Соболев В.В., Баскевич О.С. View of Явище стрибкоподібного зменшення в'язкості металів при ударно-хвильовому навантаженні. Proceedings of the 6th International Scientific and

- Practical Conference «Scientific Community: Interdisciplinary Research» (July 6-8, 2023). Hamburg, Germany. - [Електронний ресурс]:
Режим доступу: <https://archive.interconf.center/index.php/conference-proceeding/article/view/4018>
5. *Соболев В.В.* Холодный синтез в эффекте Ушеренко и его применение в энергетике - *coolsint.pdf*. - [Електронний ресурс].
 6. *Рыженко И.А.* О напряжении набухания в системе уголь – метан в пласте [Текст] / *И.А. Рыженко // Уголь Украины*. – 1982. – № 10. – С. 27.
 7. *Eddington A.S.* The Nature of the Physical World. – N.Y.: Macmillan, 1948, p. 74.
 8. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 3. Физика [Текст] / *Аристотель*. – М.: Мысль, 1981. – С. 59-262.
 9. *Аристотель.* Сочинения в четырех томах. Т. 1. Метафизика [Текст] / *Аристотель* – М.: Мысль, 1976. – С. 63 – 448.
 10. *Хайдеггер М.* Положение об основании. Статьи и фрагменты [Текст] / *М. Хайдеггер* - СПб. – 2000. – 204 с.
 11. *Васильченко А.А.* Физико–химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / *А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVI*. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – С. 23-33.
 12. Інформація з сайту Алхимия и холодный ядерный синтез <http://esoteric.lv/alchemy/sparigy/43-alximiya-i-xolodnyj-yadernyj-sintez.html>.
 13. *Болотов Б.В.* Основы строения вещества с позиции авторов [Текст] / *Б.В. Болотов, Н.А. Болотова, М.Б. Болотов, И.М. Болотов*. – К.: Универсаріум, 2009. – 656 с.
 14. *Каторин Ю.Ф.* Уникальная и парадоксальная военная техника [Текст] / *Ю.Ф. Каторин, Н.Л. Волковский, В.В. Тарнавский*. – СПб.: Полигон, 2003. – 686 с. – ISBN 5-59173-238-6.
 15. Броньбійний підкаліберний снаряд. Вікіпедія <https://uk.wikipedia.org/wiki/>.
 16. *Режабек Е.Я.* Становление понятия организации. Очерки развития философских и естественнонаучных представлений [Текст] *Е.Я. Режабек*. – Изд-во Ростовского ун-та, 1991, 136 с.
 17. Паничев *knigaabsolut.pdf* - [Електронний ресурс]
 18. Леонід Залізник <https://tyzhden.ua/zoriani-rany-zemli-iak-kosmichni-katastrofy-zminiuiut-planetu/> - [Електронний ресурс].
 19. *Ланге В.Н.* Физические парадоксы, софизмы и занимательные задачи [Текст] / *В.Н. Ланге*. – М.: «Просвещение», 1967. – 168с.
 20. *Ланге В.Н.* Физические парадоксы и софизмы [Текст] Издание третье, переработанное / *В.Н. Ланге*. – М.: Просвещение, 1978. – 176с.
 21. *Фейнман Р.* Характер физических законов [Текст] / *Р. Фейнман*. – пер. с англ.– М.: Наука, 1987. – 160 с.
 22. *Карпович И.Н.* Ускорение капиллярной пропитки внешним неоднородным электрическим полем [Текст] / *И.Н. Карпович, Н.В. Чураев, М.С. Панченко, А.Л. Панасюк // Коллоидный журнал*. – 1982. – № 6. – С. 1044-1050.
 23. *Коновалов Е.Г.* Ультразвуковой капиллярный эффект. Научное открытие № 109. Приоритет от 31 мая 1961 г.
 24. *Кардашев Г.А.* Влияние колебаний на уровень жидкости в капилляре [Текст] / *Г.А. Кардашев, В.Д. Соболев, Н.В. Чураев, А.Л. Шаталов // Коллоидный журнал*. – 1976. – №3. – С. 461-464.
 25. *Васильченко А.* Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / *А. Васильченко*. – Saarbrücken: LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 104 с.
 26. *Васильченко А.А.* Связанный газ: проявление в природе, механизм образования и возможность использования [Текст] / *А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVII*. – Х.: УкрНДІгаз, 2000. – С. 185-187.
 27. *Васильченко А.О.* Метан вугільних родовищ: фізичний стан у покладах і ефективні способи його видобування [Текст] / *А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість*. – 2010. – № 2. – С. 52-55.

28. А.с. 105011. Способ получения высоких и сверхвысоких давлений / Л.А. Юткин, Л.И. Гольцова (СССР) № 416898; заявл. 150450; Опубл. в БИ, 1957, № 1.
29. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности / [Текст] Л.А. Юткин. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1986. – 253 с.
30. Прохоров А.М., Аскаръян Г.А., Шипуло Г.П. Светогидравлический эффект. Научное открытие № 65. Приоритет от 28 февраля 1963 г.
31. Яминский В.В. Образование полости и адгезия частиц в несмачивающих жидкостях [Текст] / В.В. Яминский, В.С. Ющенко // Тез. докл. VIII Всес. конф. по коллоидной химии и физико-химической механике. – Т.1. – Ташкент. – 1983. – С. 67-68.
32. В.Ф. Балакирев. Взаимопревращения химических элементов [Текст] / В.Ф. Балакирев, В.В. Крымский, Б.В. Болотов и др. – Сб. под ред. В.Ф. Балакирева. – Екатеринбург: УРО РАН, 2003.
33. Васильченко А.О. Холодный ядерный синтез – важливий елемент енергетичного балансу Землі і еволюції речовини на планетарному рівні [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 199-205.
34. Адаменко С.А. «Несиловий» метод керованого нуклеосинтезу [Текст] / С.А. Адаменко // Вісник НАН України. – 2003. – № 2. – С. 23-26.
35. Пат. РФ, 95119753А_Способ получения электрической энергии и устройство "энергонива" для его осуществления / А.В. Вацаев, Н.И. Иванов, А.Н. Иванов, Г.А. Павлова; заявл. 1995-11-21; опубл. 1997-12-27.
36. Колтовой Н.А. "МИС-РТ"-2016 Сборник № 60-4 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ikar.udm.ru/mis-rt.htm>. Книга 5. Часть 9. Холодный термоядерный синтез.
37. Васильченко А.А. Синергетический подход к проблеме холодного ядерного синтеза. [Текст] / А.А. Васильченко // В сб. тез. докл. Рабочего семинара «Реакции ядерного синтеза в конденсированных средах». ОИЯИ, г. Дубна, 22-24 марта 1991г. И Всесоюзной конференции «Холодный ядерный синтез» (состояние проблемы, теория и эксперимент). – МГУ, Москва, 25 – 26 марта 1991 г. С. 67-68).
38. Пат. РФ № 2087951. 20.08.1997. Квантовый ядерный реактор Солина и его регулирующие элементы, исходный продукт для формирования активной среды и способ ее формирования, способ управления квантовым ядерным реактором, сверхпроводящий ядерный конденсат, способ его получения и в квантовом ядерном реакторе и твердый продукт управляемого ядерного синтеза / Солин М.И. – Режим доступа: <http://ru-patent.info/20/85-89/2087951>.
39. Дорфман В.Ф. Серебряное деревце [Текст] / В.Ф. Дорфман // Химия и жизнь. – 1980. № 9. – С. 80-84.
40. Хрипун М.К. "Парадоксы" концентрированных растворов [Текст] / М.К. Хрипун. - в кн.: Химия - традиционная и парадоксальная. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1985. – С. 42-69.
41. Васильченко А.А. О термодинамическом и синергетическом методах исследования процессов самоорганизации геологических систем [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – С. 147-154.
42. Васильченко А.О. Кристали газогідратів – результат самоорганізації речовини та енергії [Текст] / А.О. Васильченко // Науковий журнал. Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. Енергетика. – Полтава, 2014. – №1(3). – С. 149-160.
43. Васильченко А.О. Про інформаційну природу нелінійного фільтраційного ефекту (в порядку дискусії) [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXIX. Т. 1. – Х.: УкрНДІгаз, 2000. – С. 285-287.

Надійшла до редакції 21.03.23

УДК 331.5

М.С. Білоус, В.М. Гуцуляк
(АТ «Укргазвидобування»)

РИНОК ПРАЦІ УКРАЇНИ В УМОВАХ ВІЙНИ

Війна завжди має суттєвий вплив на розвиток різних аспектів суспільства, і ринок праці не є винятком. Україна знаходиться в умовах військових дій з 2014 року, що призвело до ряду значущих змін на ринку праці. Ця стаття присвячена аналізу розвитку ринку праці України в умовах війни, зокрема впливу війни на зайнятість, заробітну плату, освіту та кадровий резерв країни.

War always has a significant impact on the development of various aspects of society, and the labor market is no exception. Ukraine has been in a state of hostilities since 2014, which has led to a number of significant changes in the labor market. This article is devoted to the analysis of the development of the labor market of Ukraine in the conditions of the war, in particular the impact of the war on employment, wages, education and the country's personnel reserve.

Вступ. В умовах війни ринок праці стає однією з найбільш вразливих сфер економіки країни. Перед нами виникають питання про збереження і стабільність робочих місць, рівень заробітної плати, якість освіти та наявність кваліфікованих працівників. Військові дії в Україні суттєво вплинули на всі сфери життя країни, включаючи економіку. У зв'язку з цим, важливо дослідити вплив війни на структуру ринку праці в Україні.

Звісно, що ситуація на ринку праці в Україні залишалася складною протягом тривалого часу. Ще до початку воєнних дій та пандемії в Україні була сформована висока пропозиція праці при низькій оплаті її послуг, що ще й супроводжувалась фактичною деградацією робочої сили [1]. Вторгнення РФ зробило ситуацію на ринку праці ще критичнішою насамперед тому, що війна тягне за собою підвищення рівня смертності, зниження народжуваності та погіршення стану здоров'я, зокрема через стреси, несвочасне лікування та недоступність якісної медичної допомоги (ці втрати будуть вимірюватись тисячами). Але є ще втрати, що будуть вимірюватись мільйонами – це втрати населення, пов'язані з міграцією [2]. Так, зокрема, з початку війни з України виїхало понад 5,23 млн осіб, серед яких близько 2,75 млн – особи працездатного віку.

Війна призвела і до серйозних викликів для зайнятості населення України. Зниження активності бізнесу та обмеження доступу до робочих місць на окупованих територіях суттєво позначилися на статистиці безробіття в країні, рівень якого за даними НБУ сягнув рекордних 35%. Дослідження Національного агентства кваліфікацій [3] свідчать, що пропозиція ринку праці значно перевищує його попит, на одну вакансію претендує 4 особи, що на 1 особу менше порівняно з груднем 2022 року. Збільшення кількості вакансій на 23,63% є позитивним показником, який демонструє, що ринок праці пристосувався до роботи в умовах невизначеності. Кількість резюме також збільшилась на 13,59%, що може бути наслідком деокупації частини України, та відновлення виробничої діяльності на цих територіях.

Крім того, слід відзначити, що структура безробітних також зазнала змін. Війна призвела до масової втрати робочих місць у галузях, пов'язаних з окупованими територіями та фронтовими районами. Наприклад, багато підприємств у сільському господарстві і промисловості зазнали великих втрат і були змушені скоротити виробництво, що призвело до масового звільнення працівників [4]. Багато громадян України, зокрема з окупованих та прифронтових територій, були змушені шукати роботу в інших регіонах країни або навіть за кордоном. Ця міграція призвела до зміни демографічної структури регіонів, де велика кількість молодих та працездатних людей переїхала в пошуках зайнятості.

Економічна нестабільність та інфляція призвели до падіння реальних доходів населення. Не всі підприємства змогли зберегти свою рентабельність, що в свою чергу, призвело до зменшення заробітної плати працівників. Результати досліджень Групи «Рейтинг» засвідчують падіння доходів у період війни у 64 % українців. Зокрема, у 18 % опитаних незначно зменшив-

ся дохід, у 32 % – значно зменшився, 14 % втратили практично всі доходи [5]. Багато робітників були змушені згодитися на погіршення умов праці та скорочення робочого часу. За даними цифрового майданчика Grs 65% шукачів роботи готові погодитися на зниження рівня оплати праці від 3 до 40% і вище. Найбільша частка з них - 26% згодні знизити свої запити щодо розміру оплати праці на 10-25%. Серед керівників, які втратили роботу внаслідок війни, з'явився попит на посади середнього рівня [6].

Зростання цін на споживчі товари та послуги призвів до зменшення покувної спроможності громадян та зменшення реальної вартості заробітної плати.

Умови війни також вразили соціальний захист працівників. Зростання кількості безробітних призвело до зменшення соціальних гарантій та допомоги, яку надає держава. Фінансовий тиск на державний бюджет викликаний зростанням витрат на підтримку безробітних та соціально вразливих категорій населення.

Розвиток ринку праці нерозривно пов'язаний із системою освіти та наявністю кваліфікованих кадрів. Війна вплинула на освітню систему України, перешкоджаючи доступу до вищої освіти на окупованих територіях та мобільності студентів.

Статистика показує, що через війну багато студентів та молодих спеціалістів були змушені перервати свою освіту та шукати роботу в інших регіонах або за кордоном. За доступними даними, 665 тисяч студентів та учнів шкіл (16% від загальної кількості) та 25 тисяч освітян (6% від загальної кількості) покинули територію України [7]. Це призвело до втрати потенційних кадрів для майбутнього розвитку країни.

Розглянемо деякі ключові аспекти змін в галузевій структурі ринку праці, які відбулися внаслідок війни.

Нафтогазова промисловість. Один з основних аспектів впливу війни на нафтогазову галузь України - це зміни в видобутку природних ресурсів. Основні нафтогазові родовища країни знаходяться на сході та південному сході, в районах, що стали епіцентрами військових дій. Це призвело до значного скорочення видобутку.

Україна в 2022р видобула близько 18,5 млрд куб м природного газу, за даними консалтингової компанії ExPro. У порівнянні з минулим роком видобуток газу скоротився на 6% - з 19,8 до 18,5 млрд куб м. [8]. Також значною мірою скоротилася видобуток нафти. Це має серйозний вплив на економіку країни, оскільки нафтогазова галузь є важливим джерелом доходів для державного бюджету.

Для забезпечення енергетичної безпеки та різноманітності джерел постачання газу, Україна активно розвиває власну видобувну галузь та інфраструктуру для імпорту газу з інших джерел. Проте, цей процес є капіталомістким та вимагає часу.

Незважаючи на труднощі, пов'язані з війною, нафтогазова галузь України продовжує розвиватися та вдосконалювати свої технології. Вона впроваджує інновації в області видобутку, транспортування та ефективного використання природних ресурсів. Зокрема, компанії працюють над зменшенням впливу видобутку на навколишнє середовище та підвищенням ефективності геолого-технічних заходів. Такі заходи спрямовані на зменшення витрат та покращення конкурентоспроможності нафтогазової галузі в умовах війни.

Сільське господарство. Сільське господарство завжди було важливою галуззю української економіки. Однак війна призвела до серйозних викликів для цієї галузі. На окупованих територіях сільське господарство зазнало значних втрат через проблеми з доступом до земельних ресурсів та обмеженням руху товарів. Багато сільськогосподарських підприємств на окупованих територіях були втрачені або перейшли під контроль окупантів.

За прогнозами дослідження Центру економічного відновлення, кількість працівників у сільському господарстві скоротилася на 30%, що корелюється з опитуваннями Держстату (30% в першому кварталі 2023 року) та прогнозами НБУ (скорочення на 25%) на 2023 рік [9]. Ця ситуація мала серйозний вплив на доходи сільських жителів та споживчі можливості.

Промисловість. Промисловість також постраждала внаслідок війни, зокрема на прифронтових територіях. Підприємства, розташовані у зоні військових дій, стали об'єктом систематичних обстрілів та підвищеного ризику для працівників. Це призвело до скорочення виробництва та втрати робочих місць в цих регіонах.

За даними Державної служби статистики України, кількість працівників, які постраждали внаслідок війни в промисловості, зросла на 25% [4]. Підприємства, що виготовляли товари для цивільного ринку та були розташовані на прифронтових територіях, змушені були зменшувати виробництво та штат працівників.

Все це послабило потенціал ринку праці, призвівши до появи диспропорцій та дисбалансів, обумовлених такими тенденціями, як вимушена внутрішня міграція біженців з окупованих територій та прилеглих до них областей (значна частина з яких шукає роботу збільшуючи пропозицію праці в західних регіонах України), послаблення кадрового потенціалу суб'єктів господарювання внаслідок мобілізації їх персоналу, зовнішня еміграція населення, в тому числі із західних областей в умовах послаблення візового режиму та надання широкого сприяння біженцям з України, релокація бізнесу (та нарощення її темпів) з центральної та східної України на захід (що змінює характеристики пропозиції робочих місць та попиту на працю) та ін.

Зменшення дисбалансів та стабілізація ринку праці у післявоєнний період є вкрай важливим завданням, зважаючи на появу різних груп населення, які постраждали від збройного конфлікту, у т.ч. внутрішньо переміщених осіб, серед яких діти та жінки, люди з обмеженими можливостями. Специфічні потреби цих груп мають бути враховані при плануванні та впровадженні стійких процесів реінтеграції, включаючи працевлаштування. Важливим в цьому плані є розробка ефективних інструментів регулювання ринку праці, спрямованих на активізацію інноваційної зайнятості, підприємницької активності населення, забезпечення збалансованості ринку освітніх послуг та ринку праці згідно з вимогами нової реальності, прогнозування обсягу і структури попиту і пропозиції, підвищення конкурентоспроможності фахівців і збільшення кількості робочих місць.

Висновок. Війна в Україні суттєво вплинула на ринок праці країни. Скорочення зайнятості, зниження заробітних плат, втрата кваліфікованих кадрів та обмеження можливостей розвитку є серйозними викликами, з якими стикається українське суспільство. Розв'язання цих проблем вимагає комплексного підходу та спільних зусиль держави, бізнесу та громадян. Важливо продовжувати аналізувати ситуацію на ринку праці та розробляти стратегії для підтримки його стабільності та розвитку в умовах війни.

Список літератури

1. *Поліщук О.* Формування ринку праці в умовах трансформаційної економіки України: дис. ... к.е.н.: 08.00.01. Львів, 2012. 294 с.
2. *Поліщук О.Ю., Маїта Н.О., Савченко О.Р.* Ринок праці України в умовах війни. Причорноморські економічні студії. Випуск 76. 2022. С. 201-208.
3. Динаміка попиту і пропозиції на ринку праці в Україні за січень. URL: <https://nqa.gov.ua/news/dinamika-popitu-i-propozicii-na-rinku-praci-v-ukraini-za-sicen/>
4. The World Bank. (2023). Ukraine Economic Update: Navigating Uncertainty – Режим доступу: from <https://www.worldbank.org/en/country/ukraine#:~:text=Inflation%20stood%20at%2026.6%25%20at%20end-022.%20Poverty%20increased,expected%20to%20grow%20by%20only%200.5%25%20in%202023>
5. НІСД (2022). Ринок праці в умовах війни: тенденції та перспективи. – Режим доступу: from <https://niss.gov.ua/news/komentari-ekspertiv/rynok-pratsi-v-umovakh-viyny-tendentsiyi-ta-perspektyvu>
6. *Шамілева Л.Л., Хандій О.О.* Дисбаланси в трудовій сфері в умовах воєнного стану. The 3 rd International scientific and practical conference - Modern research in world science. SPC, Lviv, Ukraine. 2022. P. 1673-1678
7. The World Bank. (2022). Education: Impact of the War in Ukraine. – Режим доступу: from [filehttps://reliefweb.int/attachments/049e4189-c707-43dc-be5e-f1c95094885b/education_-_impact_of_the_war_in_ukraine.pdf](https://reliefweb.int/attachments/049e4189-c707-43dc-be5e-f1c95094885b/education_-_impact_of_the_war_in_ukraine.pdf)
8. Консалтингова компанія ExPro. (2023). Україна в 2022р скоротила видобуток газу на 6% - до 18,5 млрд куб м.

– Режим доступу: from <https://expro.com.ua/novini/ukrana-v-2022r-skorotila-vidobutok-gazu-na-6-do-185-mlrd-kub-m>

9. Дослідження Центру економічного відновлення.

– Режим доступу: from <https://drive.google.com/file/d/1kQ0gq7f9oq06BMltnZSBcD3neDv2SlCy/view>.

Надійшла до редакції 21.08.23

ЗМІСТ

ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

К.О. Безрук

Стан обводнення свердловин і покладів Вишневецького газоконденсатного родовища..... 3

А. Єлисеєва

Порівняння колекторських властивостей пісковиків руслового генезису
Західно-Соснівського родовища..... 11

Р.В. Моїсеєнко

Таксономічний склад та палеоекологічний аналіз викопних верхньокрейдових
остракод з відслонення околиць с. Підлісці..... 19

О.О. Булах

Розробка математичної моделі порід башкірського та серпуховського ярусів
свердловини № 500 Яблунівського родовища за петрофізичними даними..... 27

Я.В. Лукін

Основні напрямки електронно-мікроскопічних досліджень в геології на прикладі
колекторів глибокозалягаючих продуктивних горизонтів Березівського ГКР..... 34

О.В. Антонов, А.М. Ярошенко, О.В. Шабатура, І.І. Онищук

Комплексні дослідження геологічного середовища для безпечного захоронення
вуглекислого газу..... 39

І.І. Галицька, С.О. Бажан, Є.Л. Черевко, Н.Й. Комарицук, М.В. Левицька, Л.П. Соляник

Палеогеографічні умови формування візейських відкладів Роднікового родовища
та прилеглих площ південної прибортової зони ДДЗ..... 49

РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

І.Ю. Думич, О.О. Кримінська

Моделювання систем розміщення свердловин при розробці ГКР в ПК Petrel
та їх аналіз..... 57

Н.І. Ковальчук

Вторинне розкриття пласта, гідропіскоструминна перфорація..... 64

О.А. Житник

Оптимізація видобутку свердловин з водним фактором..... 76

А.І. Логачова

Сепараційне обладнання. Газосепаратори..... 81

БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

А.О. Ігнатов, Є.М. Ставичний, І.К. Аскеров

Спеціальні технологічні рідини в процесах спорудження газових і нафтових свердловин..... 85

С.В. Сухов, Я.-А.Ю. Журавчак

Доцільність використання снабінгових технологій в порівнянні з традиційними методами ремонту свердловин..... 96

Ф.З. Бахшієв, О.М. Богуславець

Аналіз технологічних рідин для виконання гідравлічного розриву пласта..... 102

ЕКОЛОГІЯ

Т.В. Брусенцева, Н.С. Корольова, Т.П. Кравченко, Ю.З. Потічна

Впровадження системи моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів на підприємствах АТ «Укргазвидобування»..... 108

С.М. Тонкошкур, Л.С. Бороденко, Н.В. Козир, Т.В. Брусенцева

Основні напрямки контролю радіаційної безпеки на об'єктах АТ «Укргазвидобування»..... 113

Т.В. Брусенцева, Д.В. Волосян, Н.С. Корольова

Аналіз поточного стану моніторингу вод на виконання вимог водної рамкової директиви ЄС 116

ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

А.О. Васильченко

Ефекти самоорганізації та акумуляції енергії: причина виникнення, прояви у природі, використання у технологічних процесах..... 124

М.С. Білоус, В.М. Гуцуляк

Ринок праці України в умовах війни 149

Питання розвитку газової промисловості України

Науково-виробничий збірник

Випуск LI

Геологія газових і газоконденсатних родовищ

Розробка газових і газоконденсатних родовищ

Буріння газових свердловин

Екологія

Інформаційні повідомлення

Підп. до друку 21.12.2023. Формат 60 x 84 1/8.

Надруковано у відділі ІТЗВНДтаДКР УкрНДІгазу.
Обсяг 9,63 ум. друк. арк. Тираж 35 прим.

Засновник і видавець: Український науково-дослідний інститут природних газів.
Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна.
E-mail: office.ndigas@ugv.com.ua, факс (057) 733-17-55
Ціна договірна.

УКРНДІГАЗ

Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна

office.ndigas@ugv.com.ua

