

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

# **Питання розвитку газової промисловості України**

*Науково-виробничий збірник*

*Випуск XLIX*

**Геологія газових і газоконденсатних родовищ**

**Розробка газових і газоконденсатних родовищ**

**Буріння газових свердловин**

**Видобування природного газу**

**Транспортування природного газу**

**Екологія**

**Інформаційні повідомлення**

*Харків - 2021*

**Питання розвитку газової промисловості України:** Наук.-виробн. зб.

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; видобування природного газу; наукового обґрунтування шляхів підвищення надійності та ефективності транспортування природного газу, удосконалення технологій і методів екології та інформаційні повідомлення.

**Редакційна колегія:**

**Головний редактор** – А.А. Лиско; заст. головного редактора – А.І. Лур'є, д.г.-м.н.; А.П. Мельник, д.т.н.; відповідальний секретар – Р.О. Шевченко, к.т.н.

**Члени колегії** – О.О. Акульшин, д.т.н.; Є.С. Бікман; М.І. Братах, к.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. Дизайн обкладинки – В.Є. Калашник.

**Вопросы развития газовой промышленности Украины:** Науч.-произв. сб.

Сборник содержит научные статьи по геологии газа и нефти в части оценки прироста их запасов, научного обоснования путей дальнейшего развития подготовки ресурсной базы; геолого-технологическим и технико-технологическим вопросам глубокого бурения скважин; добыче; научному обоснованию путей повышения надежности и эффективности транспорта природного газа, усовершенствования технологий и методов экологии и информационные сообщения. совершенствованию геотехнологий разработки месторождений Украины;

**Редакционная коллегия:**

**Главный редактор** – А.А. Лыско; зам. главного редактора – А.И. Лурье, д.г.-м.н.; А.П. Мельник, д.т.н.; ответственный секретарь – Р.А. Шевченко, к.т.н.

**Члены коллегии** – А.А. Акульшин, д.т.н.; Є.С. Бикман; М.И. Братах, к.т.н.; И.В. Височанский, д.г.-м.н.; Т.Н. Галко, д.г.-н.; О.Т. Драганчук, д.т.н.; Н.И. Евдошук, д.г.-н.; И.И. Капцов, д.т.н.; Р.М. Кондрат, д.т.н.; А.В. Лизанец, к.г.-м.н.; А.Е. Лукин, д.г.-м.н.; М.И. Мачужак, к.г.-м.н.; А.Г. Нестеренко, к.э.н.; А.Ф. Редько, д.т.н.; Ю.И. Федоришин, д.г.-н.

Технический редактор – Л.В. Диденко. Дизайн обложки – В.Е. Калашник.

**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 theirs stocks increase, the scientific substantiation of further development of resource base preparation; geology-technological and technique-technological problems of deep drilling; gas recovery; scientific the whys and wherefores of the ways of increasing in reliability and efficiency in gas transportation; improvement of ecology improving geo-techniques development of Ukrainian fields; technologies and methods; information.

**Editorial Board:**

**Editor-in-chief** – А.А. Lysko,

**Deputy Editors-in-chief** – А.І. Lurye, D. Geol. Mineral Sci.; А.Р. Melnik, E. D.

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

**Board members** – О.О. Akulshyn, E. D.; Y.S. Bikman; M.I. Bratakh, E. D.; I.V. Vysochansky, Dr. Geol. Mineral. Sci.; T.N. Galko, Dr. Geol. Sci.; O.T. Draganchuk, E. D.; M.I. Yevdo-shchuk, 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. Cover design – V.E. Kalashnyk.

Затверджено до друку рішенням бюро вченої ради УкрНДІгазу - Протокол № 1 від 17.12.2021 р.

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

©Акціонерне товариство «Укргазвидобування», 2021 р.

©Український науково-дослідний інститут природних газів, 2021 р.

ГЕОЛОГИЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ  
ГЕОЛОГИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
GEOLOGY OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

УДК 553.981

С.Ф. Повсренний, А.Й. Лур'є, докт. геол.-мінер. наук, В.М. Бухтатий, О.В. Піддубна  
(УкрНДДгаз)

УТОЧНЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ЛАБОРАТОРНИХ ВИЗНАЧЕНЬ  
ЗАЛИШКОВОЇ ВОДИ ПО КЕРНУ ШЛЯХОМ ВІДНОВЛЕННЯ  
КРИВИХ КАПІЛЯРНОГО ТИСКУ

*Розглядається методика відновлення кривих капілярного тиску, отриманих методом центрифугування, за значенням залишкової води і відомому тиску витіснення, при якому воно отримано. Наведено конкретні приклади відновлених кривих, визначено сферу застосування методики, як приклад застосування наведено дослід відновлення кривих за зразками Шебелинського газоконденсатного родовища (ШГКР) з метою оцінки величини системного завищення залишкової води в результатах, які лягли в основу підрахунків запасів об'ємним методом, виконаних в 60-х, 70-х роках минулого сторіччя і з'явилися однією з причин систематичної розбіжності запасів, підрахованих об'ємним методом і методом падіння тиску. Зважаючи на практичну відсутність свіжого керна матеріалу по основних продуктивних горизонтах ШГКР, у всіх випадках, коли потрібні результати лабораторних досліджень керна, використовуються старі матеріали і оцінка їх якості актуальна і зараз. Зокрема, це стосується оцінки запасів по будь-якій новій, суміжній або близько розташованій слабо розвіданій площі, коли підрахункові параметри будуть взяті за аналогією з ШГКР.*

*Рассматривается методика восстановления кривых капиллярного давления, полученных методом центрифугирования, по значению остаточной воды и известному давлению вытеснения, при котором оно получено. Приведены конкретные примеры восстановленных кривых, определена область применения методики. В качестве примера применения приведен опыт восстановления кривых по образцам Шебелинского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) с целью оценки величины системного завышения остаточной воды в результатах, которые легли в основу подсчетов запасов объёмным методом, выполненных в 60-х, 70-х годах прошлого века и стали одной из причин систематического расхождения запасов, подсчитанных объёмным методом и методом падения давления. Ввиду практического отсутствия свежего керна материала по основным продуктивным горизонтам ШГКМ, во всех случаях, когда требуются результаты лабораторных исследований керна, используются старые материалы и оценка их качества актуальна и сейчас. В частности, это касается оценки запасов по любой новой, сопредельной или близко расположенной слабо разведанной площади, когда посчётные параметры будут взяты по аналогии с ШГКМ.*

*The article considers a method for reconstructing capillary pressure curves obtained by centrifugation from the value of residual water and the known displacement pressure at which it is obtained. Specific examples of restored curves are given, the scope of the methodology is defined, as an example of application, the experience of restoring curves based on samples of the Shebelinsky GCM is given in order to assess the magnitude of the systemic overestimation of residual water in the results that formed the basis for the volume method calculations performed in the 60s and 70s and were one of the reasons for the systematic discrepancy between the reserves calculated by the volume method and the pressure drop method. Due to the practical lack of fresh core material for the main productive horizons of the SHGCM, in all cases where laboratory core studies are required, old*

*materials are used and their quality assessment is still relevant. In particular, this applies to the estimation of reserves for any new, adjacent or closely located poorly explored area, when the calculated parameters will be taken by analogy with the SHGCM.*

Шебелинське газоконденсатне родовище (ШГКР) знаходиться на заключній стадії розробки, проте на ньому постійно йде дорозвідка глибоких горизонтів (св. 888), пропущених покладів у відкладах мезозою (св. 900, 901) і суміжних площ. Крім робіт пошуково-розвідувального характеру, виконуються дослідницькі роботи прикладного характеру, що охоплюють, переважно, основні продуктивні горизонти. При цьому, в останні десятиріччя керн по ШГКР практично не відбирався (крім мезозою). Це стосується і св.888, відбір керна по якій так і не був проведений. Вирішення всіх питань, де потрібні результати лабораторних досліджень, відбувається з використанням старих матеріалів, отриманих, в основному, в період 60-70-х років минулого сторіччя. Якщо лабораторні визначення пористості і проникності зберігають своє значення, то цього не можна сказати у відношенні до визначень залишкової водонасиченості, на основі якої розраховується коефіцієнт газонасиченості [1]. Керновий матеріал, отриманий колись, практично весь вироблений, повторно проаналізувати ці або аналогічні зразки з тих самих пластів неможливо.

В роботі [2] було показано, що результати визначення залишкової водонасиченості, які виконані в 60-70-х роках, завищені через застосування мембран з низьким тиском прориву і визначення залишкової водонасиченості, на некоректних режимах центрифугування. Так, явно завищені результати визначення залишкової води, використані при підрахунках запасів Шебелинського родовища об'ємним методом. Це призвело до заниження коефіцієнта газонасиченості і позначилося на цифрах запасів. У підрахунках запасів об'ємним методом 1963 і 1969 років для відкладів НАГ,СМП і АСК брали коефіцієнти газонасиченості від 0,4 до 0,56 [3]. Досі в літературі існує думка, що середній коефіцієнт газонасиченості колекторів продуктивної товщі дорівнює 0,5 [4] – тобто залишкова водонасиченість дорівнює 50%. За даними переінтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС), проведеної в 2005 році [5], коефіцієнти газонасиченості пластів у відкладах СМП помітно зросли і складають від 0,5 до 0,9. Однак, результати лабораторних визначень залишкової водонасиченості залишилися без змін, використовуються в різних цілях і на даний час, тому є практичний інтерес оцінити, на скільки все ж були завищені результати.

Підрахунки запасів газу і конденсату Шебелинського родовища об'ємним методом були виконані в 1963 [6] і 1969 році. Основний обсяг визначень залишкової водонасиченості на той час вже виконувався на центрифuzі, внаслідок її більш високої продуктивності. Основний масив визначень виконано в УкрНДІгазі. На підставі ідеології, яка практикувалася на той час у ВНПгазі [7], режим центрифугування був встановлений відрядженим з лабораторії фізики пласта ВНПгаза О.Ф. Корчагіним по сходженню з результатами капіляриметра: для теригенних порід – 3800 об/хв і 30 хв, для карбонатів – 4200 об/хв і 45 хв. Такий режим був досить популярний на той час і навіть пізніше [8]. Залишимо карбонати в спокої і зосередимося на теригенах.

Приймаємо, що залишкова вода, що визначалася на той час, завищена і, відповідно, одержуваний через неї коефіцієнт газонасиченості занижений. Як оцінити, наскільки кількісно завищена залишкова вода? Ми маємо тільки значення залишкової води і значення тиску, що був розвинений в ході центрифугування. Якби ми мали відбудовану криву капілярного тиску (ККТ), ми могли б екстраполювати її в область тисків, створюваних, наприклад, в діючому ГСТУ [9], отримати відповідну цим тискам водонасиченість і оцінити, наскільки була завищена залишкова вода, хоча б, у порівнянні з нині діючим ГСТУ.

**Мета роботи.** Знайти і апробувати спосіб відновлення ККТ за відомим значенням залишкової води і тиску, при якому вона отримана. Оцінити кількісно, наскільки завищені значення залишкової води при використанні методик 60 – 70-х років, зокрема, при виконанні перших підрахунків запасів по Шебелинському родовищу [6].

**Аналіз літературних даних.** Пошук в літературі дає нам роботу [10], присвячену вирішенню схожої проблеми. У цій роботі мова йде про карбонатні відклади венда і нижнього кембрію Східного Сибіру, однак, як показує наш аналіз і перевірка, результати цієї роботи застосовні і для продуктивних відкладів ДДЗ. Суть цієї роботи зводиться до наступного.



ККТ можуть бути апроксимовані функціями виду

$$P_c = a \times k_e^{-\beta}$$

де:  $P_c$  – капілярний тиск, атм;

$a, \beta$  – константи;

$k_e$  – поточна водонасиченість, %

Для визначення цих констант були використані два рівняння. Перше відповідає точці залишкової води ККТ:

$$12 = a \times k_e^{-\beta} \quad (1)$$

де 12 – тиск, утворений для отримання значення залишкової води, атм.

Друге – умова мінімізації функціоналу нев'язки між емпіричними і теоретичними значеннями капілярного тиску:

$$\Phi(a, b) = \int_{i=1}^9 [P_i - a \times (KВ)_i^b]^2 \rightarrow \min$$

Для кожної з 552 ККТ, відпрацьованих авторами статті [10], розраховані константи  $a$  і  $\beta$  та виявлено існуючий між ними «практично функціональний» зв'язок:

$$a = \alpha \times e^{\beta \epsilon} \quad (2)$$

де:  $\alpha = 0,2212$ ;

$\beta = 4,5772$ .

На підставі формул (1) і (2) отримані формули для обчислення констант  $a, \beta$ :

$$b = \frac{\ln 12 - \ln 0,2212}{4,5772 - \ln KВ} \quad (3)$$

$$a = 0,2212 \times e^{4,5772 \times b} \quad (4)$$

Таким чином, для побудови ККТ необхідно мати значення залишкової водонасиченості і тиску, при якому вона отримана. Автори роботи [10] стверджують, що у всіх випадках коефіцієнти кореляції між експериментальними і розрахованими кривими перевищують 0,9.

**Виклад основного матеріалу.** Перш за все, перевіримо формулу (2). Задаючи довільні значення  $\beta$ , отримуємо відповідні значення  $a$  і побудуємо графік (рис. 1).

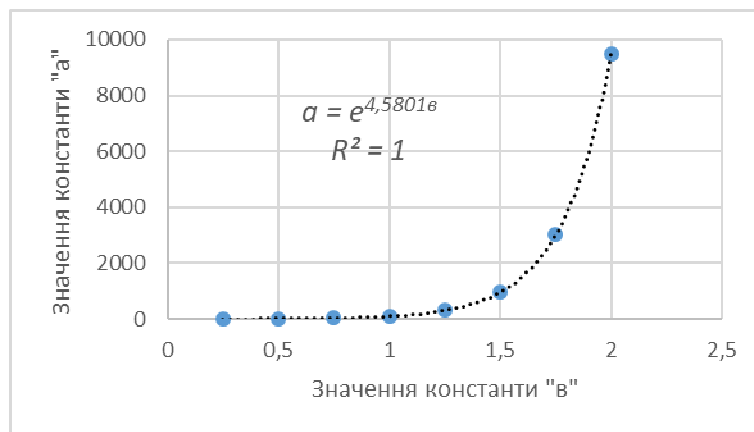
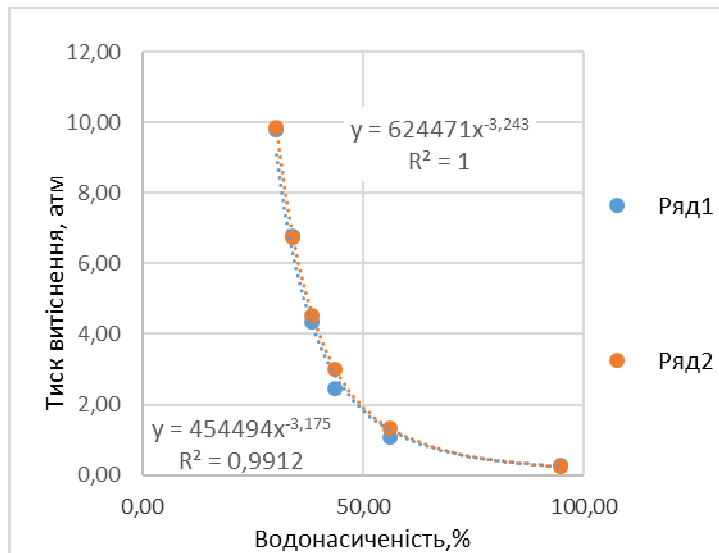


Рис. 1. Графік залежності значень константи «а» від константи «в»

На графіку рис.1 ми бачимо, що ці константи дійсно пов'язані експоненціальною залежністю, з коефіцієнтом при «в» близькому до наведеного в роботі [10]. Невелика відмінність обумовлена тим, що в даному випадку крива апроксимована більш вдало,  $R^2=1$ , тобто спостері-

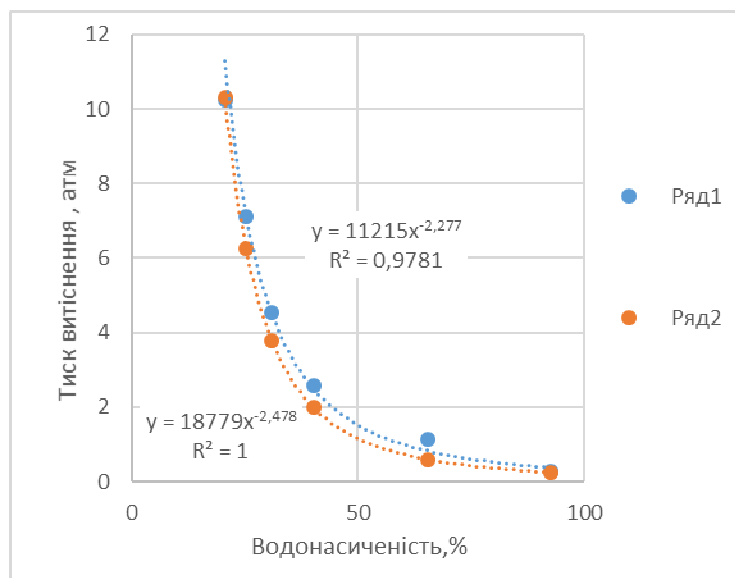
гаємо дійсно функціональну залежність, а автори згаданої роботи заявляли про «практично функціональний» зв'язок між константами.

Тепер перевіримо формули (3) і (4). Для зразків, за якими вже визначена залишкова вода і відбудована ККТ, розраховуємо значення констант «а» і «в» і будуємо графіки (рис. 2, 3, 4, 5), на яких поєднані фактична (ряд 1) і розрахункова (ряд 2) криві. Аналіз понад 100 графіків дозволяє зробити деякі висновки.



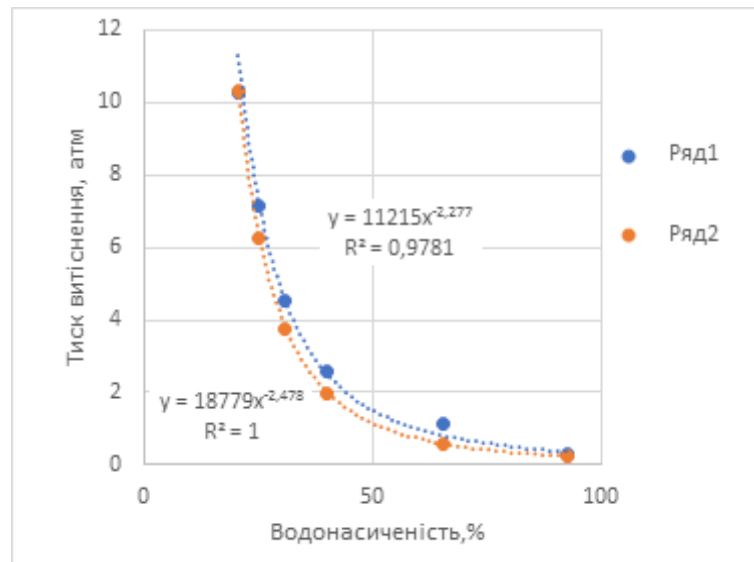
ряд 1 - експериментальна ККТ, ряд 2 – розрахункова ККТ. Центр. РС-6,  $K_{пр}=9,98$  мД

Рис. 2. Відновлення ККТ зр. № 51393 св. № 35 Східно-Новоселівського родовища, відібраного з відкладів гор. В-14 в інтервалі 2637-2644 м



ряд 1 - експериментальна ККТ, ряд 2 – розрахункова ККТ. Центр. РС-6,  $K_{пр}=1,83$  мД

Рис. 3. Відновлення ККТ зр. № 44906 св. 203 Березівського родовища, відібраного з відкладів гор. С-5 в інтервалі 4742,7-4748,7 м



ряд 1 – експериментальна ККТ, ряд 2 – розрахункова ККТ. Центр. Мом,  $K_{пр}=12,82$  мД

Рис. 4. Відновлення ККТ зр. № 29954 св. № 31 Кобзівського родовища, відібраного з відкладів гор. Г-б в інтервалі 3768-3774 м

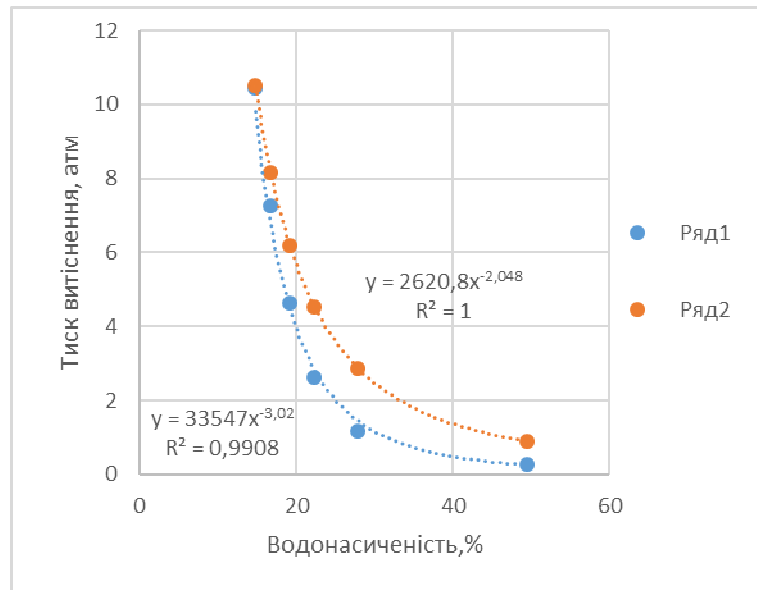
Перш за все, згадаємо про те, що в основі методу лежить допущення, що ККТ можуть бути апроксимовані степеневою функцією. Це далеко не завжди можливо. Тобто, з'являється перше обмеження: фактична крива, яку ми відновлюємо, має бути апроксимована степеневою функцією з  $R^2$  не менше 0,9.

Далі ми бачимо, що добре описуються ККТ (рис. 2, 3, 4) у тих випадках, коли поточні значення водонасиченості рівномірно розподілені в діапазоні 0-100%.

Для якісного відновлення ККТ потрібно, щоб перше поточне значення водонасиченості було не менше 70-75%. При визначенні залишкової води на центрифугі – це, зазвичай, зразки не дуже високої пористості і проникності (1-100 мД). При більш низькій проникності ККТ зазвичай погано апроксимуються степеневою функцією. При більш високій проникності всі експериментальні значення залишкової води виявляються зосередженими в діапазоні 0-50% і розбіжності з розрахунковими кривими зростають (рис. 5). Але і в цьому випадку з кінцевою ділянкою ККТ пов'язані мінімальні розбіжності. Відзначимо, що оптимальна проникність відповідає V-IV класам колекторів, вельми поширених в ДДЗ.

Отже, методику відновлення ККТ використовувати можна з відомими обмеженнями. Найкраще застосовувати її до зразків колекторів V (1 мД - 10 мД) – IV (10 мД - 100 мД) класів, допустимо з обережністю до зразків колекторів III (100-500 мД) класу. Варто відзначити, що в цей діапазон потрапляють практично всі промислові колектори ДДЗ. Зокрема, в області оптимального застосування методики знаходяться зразки Шебелинського ГКР. Тут пісковики микитівської світи (НАГ) мають проникність від 0,1 до  $27 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, картамишської світи (СМП) – проникність в основному менше  $10 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> і тільки в окремих зразках до  $300 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, араукаристової світи (АСК) – 1,4 -  $70 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, в середньому приблизно  $11,9 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> [3].

Подивимося, наскільки завищені значення залишкової водонасиченості, визначені за методиками 60-х – 70-х років, які, зокрема, використовувалися при підрахунку запасів по Шебелинському родовищу. Нам відомий режим, на якому визначалася залишкова вода на центрифугі: 3800 об/хв, при яких розвивалося тиск близько 3 атм. Точніше, при найсприятливішій установці стандартного зразка на даних оборотах і на використаній центрифугі, неможливо отримати радіус більше 8 см і тиск витіснення більше 2,5 атм. Розглянемо значення залишкової води через рівні інтервали: припустимо, 20, 30, 40, 50%.



ряд 1 - експериментальна ККТ, ряд 2 – розрахункова ККТ. Центр. РС-6,  $K_{пр} = 265,72$  мД

Рис. 5. Відновлення ККТ зр. № 50221 св. № 8 Чкалівського родовища, відібраного з відкладів гор. С-5 в інтервалі 2847-2851,4 м

Відновимо ККТ. Розрахувавши значення тиску для точок ККТ, відповідних 25, 50 і 75% водонасиченості, побудуємо зведений графік (рис. 6). На графіку відновлені ККТ для фіксованих значень залишкової водонасиченості екстрапольовані до тисків, що перевищують 11 атм. Крива 1 відповідає значенню залишкової води 20% при тиску 2,5 атм, крива 2 – 30% при 2,5 атм, крива 3 – 40% при 2,5 атм, крива 4 – 50% при 2,5 атм. Крім точок на графіку, відповідних цим координатам, є точки, відповідні злегка округленому тиску в 10 атм, яке ми отримуємо, працюючи за чинним ГСТУ.

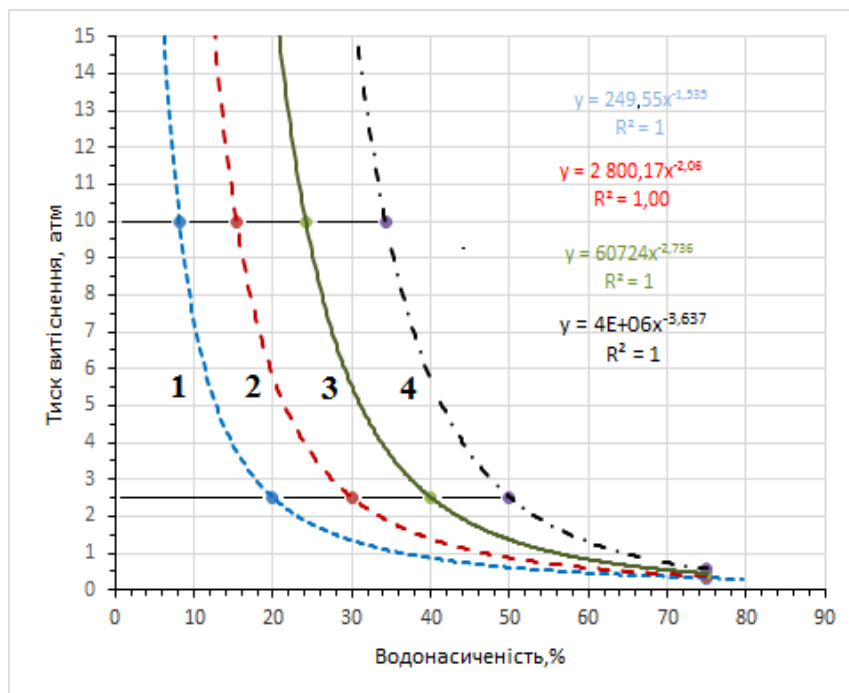


Рис. 6. Відновлені ККТ для фіксованих значень залишкової водонасиченості

Порівнюючи значення залишкової води, яке ми отримали при 2,5 атм, з тим, яке б ми отримали аналізуючи цей зразок зараз, можна оцінити ступінь завищення значення залишкової води і, відповідно, зниження коефіцієнта газонасиченості, що був закладений в підрахунок запасів Шебелинського ГKM в 1963 році (табл.).

**Значення залишкової водонасиченості при різних тисках  
і величина завищення залишкової води**

Тиск, атм	Залишкова водонасиченість при різних тисках			
	20	30	40	50
Тиск 2,5 атм	8,13	15,36	24,14	34,27
Завищення $K_{зв}$ , %	11,87	14,64	15,86	15,73

Середня величина завищення по таблиці становить 14,5%. Враховуючи, що в продуктивних відкладах Шебелинського ГКР було мало зразків з низькою залишковою водою (у нашому розрахунку – 20%), можна прийняти за середнє 15,4%, тобто урахувати тільки три останні значення. Отже, результати були завищені в середньому на 15%, насправді, ймовірно, більше, враховуючи дуже велику висоту покладу [2]. При підрахунку запасів завищення результатів визначення залишкової води проявилось, з одного боку, зниженням коефіцієнтів газонасиченості, з іншого – втратою ефективних товщин, оскільки якась частка газонасичених алевропіщаних порід була зарахована в водонасичені.

За значною кількістю зразків, зокрема по Шебелинському ГКР, залишкова вода визначалася методом напівпроникної мембрани, на капіляриметрі з мембранами, розрахованими на тиск прориву 1,5 атм. ККТ, зняті на капіляриметрі, гірше піддаються апроксимації степеневою залежністю, ніж ККТ центрифуги. Можливо, звичайно, оперуючи поняттям вхідного тиску, привести ККТ капіляриметра до гіперболи, проте автори не вважають це правильним прийомом. На нашу думку, ККТ капіляриметра має апроксимуватися двочленною формулою. Не вдаючись у це питання, відзначимо, що з практики добре відомо, що центрифуга віджимала дещо більше, тобто капіляриметр завищував залишкову воду ще більше, ніж центрифуга. Тому цифри, визначені для центрифуги, можна сміливо поширити і на капіляриметр.

Зрозуміло, при підрахунку запасів коефіцієнт газонасиченості не брали безпосередньо по керну за формулою  $K_r = 1 - K_{зв}$ , однак, безперечно і те, що ці дані вплинули на прийняті в підрахунок параметри.

**Висновки:**

1. Розглянута методика відновлення ККТ за відомим значенням залишкової води і тиску, при якому воно отримано, може використовуватися з відомими обмеженнями.
2. Найкраще застосовувати її до зразків колекторів V (1-10 мД) – IV (10-100 мД) класів, допустимо з обережністю до зразків колекторів III (100-500 мД) класу.
3. Залишкова водонасиченість, визначена лабораторними методами за основними продуктивними горизонтами Шебелинського родовища, завищена в середньому на 15%. Це справедливо і у відношенні до інших старих родовищ і площ, де залишкова вода визначалася за згаданою вище некоректною методикою.
4. Зазначене завищення, що проявилось в заниженні коефіцієнта газонасиченості та заниженні ефективних товщин, нарівні з неврахованою при підрахунку об'ємним методом «великої товщі низькопористих газоносних порід з  $K_p$  0,05-0,07» [3], є однією з причин систематичного перевищення запасів, підрахованих методом падіння тиску над запасами, підрахованими об'ємним методом по Шебелинському родовищу.
5. При оцінці запасів за новими, суміжними і близько розташованими, слабо розвіданими площами, коли підрахункові параметри будуть взяті за аналогією з ШГКР, потрібно мати на увазі, що взяті по ньому значення залишкової води завищені приблизно на 15% і, отже, коефіцієнт газонасиченості на стільки ж занижений.

*Список літератури*

1. Визначення коефіцієнтів газонасиченості і вилучення газу на зразках порід-колекторів. Порядок проведення: СОУ 09.1-30019775-233.2014. – К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2014. – 24 с.
2. *Поверенний С.Ф.* До питання вибору методики лабораторного визначення залишкової водонасиченості [Текст] / *С.Ф. Поверенний, В.М. Бухтатий, О.В. Піддубна* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2021. – С. 10-20.
3. *Кривуля С.В.* Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: моногр. / *С.В. Кривуля*. – Х.: УкрНДІгаз – НТУ «ХПІ», 2014. – 173 с.
4. *Фик І.М.* Шебелинське газоконденсатне родовище. Відновлення запасів чи обводнення? [Текст] / *І.М. Фик, М.І. Фик* // Нафтогазова галузь України. – 2018. – № 6. – С. 3-9.
5. Переінтерпретація матеріалів промислово-геофізичних досліджень свердловин Західного блоку Шебелинського ГКР та Південно-східної частини Матвіївського НГКР з метою обґрунтування підрахункових параметрів для оцінки приросту запасів вуглеводнів по ДК «Укргазвидобування» за 2004 рік [Текст] / Звіт про результати ГТР за договором № 20/07-04, УГВ 2652/03-04/ НВП «Східгеофізика»; *В. Полохов, М. Верновський*. – Новомосковськ, 2005.
5. *Козлов А.А.* Подсчёт запасов газа и конденсата Шебелинского газового месторождения. Т.1, Книга 1. Геологическая часть [Текст] / *А.А. Козлов*. – Украинский филиал ВНИИГаза. – Москва-Харьков, 1963.
6. *Ханин А.А.* Породы коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / *А.А. Ханин*. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
7. *Кобранова В.Н.* Руководство к лабораторным работам по курсу «петрофизика» [Текст]: учеб. пособ. для вузов / *В.Н. Кобранова, С.Л. Пацевич, А.В. Дахнов, Б.И. Извеков*. – М.: Недра, 1982. – 216 с.
8. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Методичні вказівки: ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. – Київ-Львів, 2010. – 42 с.
9. *Киселёв В.М.* Восстановление кривых капиллярного давления и параметра насыщения по коэффициенту остаточного водонасыщения на примере карбонатных отложений Восточной Сибири [Текст] / *В.М. Киселев, Д.В. Назаров, В.А. Колесов* // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 38-45.
10. Визначення коефіцієнтів газонасиченості і вилучення газу на зразках порід-колекторів. Порядок проведення: СОУ 09.1-30019775-233.2014.– К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2014. – 24 с.

Надійшла до редакції 10.02.21

УДК 553.981

**С.Ф. Поверенний, В.Н. Бухтатий, О.В. Піддубна**  
(УкрНДІгаз)

**ДО ПИТАННЯ ВИБОРУ МЕТОДИКИ ЛАБОРАТОРНОГО ВИЗНАЧЕННЯ  
ЗАЛИШКОВОЇ ВОДОНАСИЧЕНОСТІ**

*Лабораторні визначення залишкової водонасиченості, на підставі яких повинен визначатися один з основних параметрів підрахунку запасів газу – коефіцієнт газонасиченості – часто викликають до себе скептичне ставлення, обумовлене частою невідповідністю комплексу геофізичних і геологічних даних. Ймовірною причиною цього є неправильно вибрані режими визначення. У даній роботі проаналізовано можливі підходи до задання режимів визначення і пов'язані з ними ускладнення, що викликають ймовірність отримання недостовірних результа-*

тів. Підтверджена доцільність використання на даному етапі режимів, що відповідають чинному ГСТУ. Запропоновано доповнення, що підвищує надійність методу.

*Лабораторные определения остаточной водонасыщенности, на основании которых должен определяться один из основных параметров подсчёта запасов газа – коэффициент газонасыщенности – часто вызывают к себе скептическое отношение, обусловленное частым несоответствием комплексу геофизических и геологических данных. Вероятной причиной этого являются неправильно выбранные режимы определения. В данной работе проанализированы возможные подходы к заданию режимов определения и связанные с ними осложнения, вызывающие вероятность получения недостоверных результатов. Подтверждена целесообразность использования на данном этапе режимов, соответствующих действующему ГСТУ. Предложено дополнение, повышающее надёжность метода.*

*Laboratory definitions of residual water saturation, on the basis of which one of the main parameters of calculating gas reserves – the gas saturation coefficient – should be determined, often cause a skeptical attitude, due to the frequent discrepancy between the complex of geophysical and geological data. The likely reason for this is the incorrectly selected detection modes. In this paper, we analyze possible approaches to setting the detection modes and the associated complications that cause the probability of obtaining unreliable results. The expediency of using the modes corresponding to the current GSTU at this stage is confirmed. An addition is proposed that increases the reliability of the method.*

**Вступ.** В комплекс петрофізичних досліджень порід-колекторів, необхідних для проведення кількісної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин, що використовуються як на стадії оперативних досліджень, так і на стадіях підрахунку запасів і проектування розробки, входить лабораторне визначення залишкового водонасичення [1]. За допомогою цього параметру визначається один з основних підрахункових параметрів – коефіцієнт нафтогазонасиченості колектора [2]. Тим часом, в професійному середовищі склалося досить скептичне ставлення до результатів лабораторного визначення залишкової води і це засноване на численних випадках, коли ці результати явно дисонували з усім комплексом геофізичних і геологічних даних. Можливою причиною цього є неправильний вибір режимів лабораторного визначення.

**Мета роботи.** Проаналізувати способи задання режимів витіснення моделей пластової води у двох, найчастіше використовуваних, непрямих методах визначення залишкової водонасиченості – методі напівпроникної мембрани і методі центрифугування, в тому числі режиму, описаного чинним ГСТУ [3]. Оцінити їх застосовність з урахуванням накопиченого досвіду і можливість корекції в перспективі.

**Трохи про термінологію.** У лабораторній практиці і у відповідній їй літературі вживаються терміни «залишкова вода», «пов'язана вода» і «незнижувана водонасиченість», причому, найчастіше вони розглядаються як синоніми. Це не зовсім так. «Залишкова вода – вода вільна або зв'язана, що локально зберіглася в порах колектору після того, як він був заповнений нафтою і (або) газом» [4]. Як воду, що залишилася в колекторі після витіснення нафтою або газом при формуванні покладу, визначає це поняття і один з основоположників вчення про залишкову воду А.А. Ханін [5]. Відповідно, залишкова водонасиченість (коефіцієнт залишкової водонасиченості) – відношення об'єму залишкової води в гірській породі до об'єму її відкритого пустотного простору [4]. У геологічних словниках [6, 7] визначення цих понять немає.

Термін «зв'язана вода» вказує на зв'язок води з породою. Словник [4] визначає цей термін як «підземна вода, утримувана біля стінок пустот гірських порід електромолекулярними силами, що перевершують силу тяжіння і капілярні сили». Геологічні словники [6, 7] визначають її як «пластову воду, що обволікає поверхню пор і насичує найдрібніші капілярні канали в нафтоносному пласті, але утримувану молекулярно-поверхневими силами від участі в загальному русі пластової рідини до свердловин». Залежно від форми зв'язку, це може бути вода кристалізаційна, конституційна, плівкова (сорбована, міцно- та рихлозв'язана) і капілярно зв'язана. Як видно вже з наведеного вище визначення залишкової води, вона не обов'язково збігається зі

зв'язаною, вона може становити лише частину зв'язаної (наприклад, капілярно зв'язана віджата), може бути більше зв'язаної води за рахунок присутності деякої частки вільної води, наприклад, води порових тупиків.

«Незнижувана водонасиченість» - термін виник як лабораторний аналог терміну «залишкова водонасиченість», але останнім часом проник і в нормативні документи, підмінюючи собою «залишкову воду» [8]. Жоден зі згаданих словників цей термін не визначає. Скористаємося визначенням, наведеним в [5]: «В ході досліду настає момент, коли з підвищенням капілярного тиску водонасиченість не знижується. Цю незнижувану водонасиченість називають залишковою». Тобто, в даному джерелі «залишкова водонасиченість» розуміється як синонім терміну «незнижувана водонасиченість». Для лабораторної практики головний плюс цього в тому, що ми отримуємо чіткий лабораторний критерій досягнення. Однак, ці два поняття не синоніми: незнижувану водонасиченість треба розглядати скоріше як нижню межу вмісту залишкової води в колекторі.

У покладі над відбиваним ГВК існує перехідна зона, в якій вміст залишкової води плавно зменшується догори аж до межі розташованої вище газової зони, де вміст залишкової води мінімальний і стабільний (якщо не брати до уваги коливання, пов'язані з нестабільністю ємнісно-фільтраційних параметрів колектору). Традиційно ми визначаємо параметр «залишкова водонасиченість» саме для цієї стабільної зони. Для розрахунку змінної водонасиченості перехідної зони потрібні дані капілярних досліджень – графіки кривих капілярного тиску (ККТ). Зауважимо, до речі, що товщина перехідної зони може досягати десятків метрів і в деяких випадках вона може перекривати по висоті весь поклад. Передбачається, що в стабільній зоні гідрофільного продуктивного колектору залишкова вода, як плівкова, так і капілярно зв'язана, повністю заповнює пори менше 1 мкм, а в більших присутня у вигляді води плівкової (швидше за все плівка не суцільна), води кутів пор і води тупикових пор. Параметр «незнижувана водонасиченість» можна розцінювати як нижню межу вмісту залишкової води саме для цієї зони.

Автори даної роботи вважають, що геологічна, генетична сутність питання найкраще відображається поняттям «залишкова вода» або «залишкова водонасиченість» і розглядають методику визначення саме цього параметра.

**Виклад основного матеріалу.** Залишкова водонасиченість визначається в лабораторних умовах прямим або непрямыми методами. Серед непрямих методів найбільш поширеними є методи напівпроникної мембрани (капіляриметр) і метод центрифугування. При цьому, перший, зазвичай, визнається найбільш обґрунтованим, базовим [5,9,10,11]. Відразу відзначимо, що оцінка залишкової водонасиченості будь-якими непрямыми методами (у тому числі і методом напівпроникної мембрани), дійсно достовірна тільки в разі зіставлення з результатами прямого методу [9,10], чого зазвичай немає. Оскільки в лабораторіях фізики пласта метод напівпроникної мембрани, мабуть, з'явився першим, з нього і почнемо.

**Метод напівпроникної мембрани.** Вважається, що, визначаючи цим методом залишкову воду, ми моделюємо процес витіснення пластової води газом при формуванні покладу. Логічно при цьому створювати такий тиск витіснення, який мав місце при утворенні даного конкретного покладу. Проблема в тому, що цей тиск на момент визначення нікому не відомий, ми володіємо лише загальними вказівками на те, що зазвичай при формуванні покладів нафти і газу сил витіснення не вистачає для віджимання води з системи тонких пор (перетином менше 2 мкм) [5]. Відповідний тиск становить 1,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Існують роботи, що пов'язують капілярні тиски з висотою покладу і дозволяють розрахувати максимальний тиск витіснення, який потрібно створювати в ході лабораторного досліду [12, 13]. Методика розрахунку заснована на тому, що максимально можливий капілярний тиск обумовлений максимально можливою висотою капілярного підняття, а максимальна висота капілярного підняття обмежена висотою покладу. Далі застосовуємо відому [5, 14,15] формулу:

$$P_{\text{к лаб}} = \frac{h \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{10}, \quad (1)$$

де:  $P_{\text{к лаб}}$  – капілярний тиск в лабораторних умовах, кгс/см<sup>2</sup>;  
 $h$  – висота покладу, м;



$\rho_B$  – щільність води, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_T$  – щільність газу, г/см<sup>3</sup>.

Після приведення до пластових умов шляхом множення на відношення поверхневого натягу на межі вода/газ в пластових і лабораторних умовах ( $\sigma_{пл}/\sigma_{лаб}$ ), отримуємо формулу [5, 14,15]:

$$P_{к\text{ пласт}} = \frac{P_{к\text{ лаб}} \cdot \sigma_{пл}}{\sigma_{лаб}}, \quad (2)$$

де  $P_{к\text{ пласт}}$  – капілярний тиск в пластових умовах.

Не менш відома формула Лапласа дозволяє розрахувати, які саме пори (за розмірами) при цьому заповнені водою.

На жаль, застосування такого методу в звичайних, масових дослідженнях ускладнено. По-перше, висота покладу при оперативних дослідженнях нової площі може бути невідомою (у всякому разі, для виконавців аналізу). По-друге, навіть при підрахунку запасів по досить добре вивченим родовищам, часто стикаємося з тим, що ГВК не розкритий і підрахунок йде по УГВК або іншим умовним кордонам, які не підходять для оцінки капілярних тисків. Цікаво, що за даними [12], найвищі тиски витіснення необхідно створювати для газових покладів: якщо висоти покладу змінюються від 10-15 м до 100-150 м, то тиски будуть варіювати від 0,92-1,36 атм до 9,2-13,6 атм.

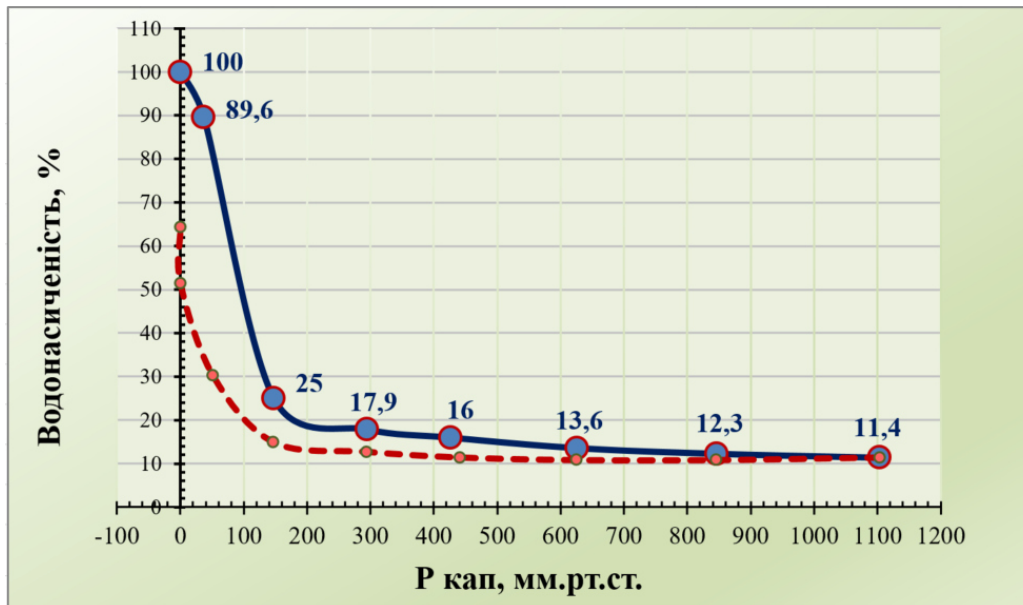
Вже в роботі [5] принцип визначення величини тиску витіснення із загальних міркувань про режим формування покладу не витримувався. «Визначення залишкової водонасиченості, або як її ще називають, незниженої водонасиченості, методом капілярного тиску (напівпроникної мембрани) вимагає тривалого часу і для кернів з низькою проникністю необхідно застосування відносно високих тисків. При методі напівпроникної мембрани іноді необхідно досягти порівняно високих капілярних тисків, до 10-15 кгс/см<sup>2</sup> і вище». Повторимося: «в ході дослідження настає момент, коли з підвищенням капілярного тиску водонасиченість не знижується. Цю незнижену водонасиченість називають залишковою». Якщо ми в ході дослідження відбудовуємо криву капілярного тиску (ККТ), то ця крива асимптотично наближається до горизонтальної прямої, проведеної через точку на ординаті, що відповідає незниженій водонасиченості.

Отже, мало створити тиск 1,5 атм, потрібно досягти незниженої водонасиченості, для чого необхідно створити тиск витіснення до 15 атм. Такий тиск здатний очистити пори діаметром до 0,2 мкм (згідно з методикою розрахунку, застосовуваної при капіляриметричних дослідженнях). Ситуація ускладнюється нестачею мембран на тиск прориву більше 15 атм і тим, що процес, який на мембранах, розрахованих на 1,5 атм, тягнеться до 3-4 тижнів (якщо відбудовувати ККТ), може розтягнутися на 3-4 місяці – чим менше пори, тим повільніше рухається в них рідина. Протягом цього часу накладаються коливання атмосферного тиску, температури (особливо на нетермостатованих приладах), змінюються поверхневий натяг, в'язкість, тиск. Капіляриметри взагалі відрізняються не дуже хорошою відтвореністю.

Як було сказано вище, намагаючись визначити залишкову воду як незнижену водонасиченість, розуміємо її як нижню межу вмісту залишкової води для даної породи в пластових умовах. Реальний вміст залишкової води в пласті майже напевно буде більше. Якщо ми визначаємо тільки вміст залишкової води без побудови ККТ, критерієм досягнення служить припинення підняття води в капілярних трубках на останньому інтервалі тиску або досягнення постійної ваги зразка (в останньому випадку потрібно кілька вимірів через час, який дорівнює інтервальному, що затягує процес). У разі побудови ККТ, критерієм досягнення незниженої водонасиченості служить вихід кривої залежності  $K_{зв}=f(P)$  на асимптоту.

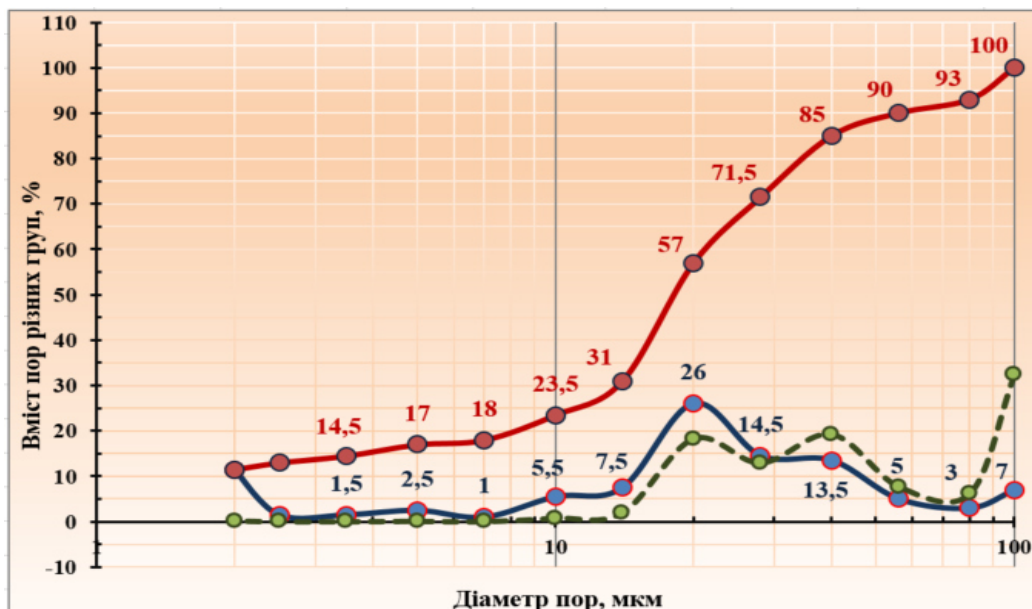
У практичному досліді вихід на математично правильну асимптоту малоймовірний і звичай мова йде про стабілізацію ККТ [16]. Почасти в цьому можна звинувачувати ваговий метод зняття показань – кожен раз при зважуванні зразка ми втрачаємо воду на випаровування. Але і без цього вміст залишкової води з підвищенням тиску в розумних для даного приладу межах буде потихеньку знижуватися – для повного віджимання хоча б рихлозв'язаної води потрібні сотні атмосфер.

Для прикладу, на рис.1 показана ККТ зразка № 27338, відібраного з відкладів горизонту С-5 серпуховського ярусу Малороганської площі в інтервалі 2235-2243 м. Зразок являє собою середньозернистий пісковик зі слабозвиненим глинистим і регенераційно-кварцовим цементом. Колекторські властивості зразка дозволяють віднести його до порових колекторів I класу: проникність - 3749,2 мД, відкрита пористість – 26,0%, медіанний діаметр пор – 18,5 мкм. На рис. 2 наведені порометричні діаграми цього зразка і лінія, що відображає внесок кожної групи пор в загальну проникність зразка.



синя суцільна лінія - дронування, червона пунктирна – зворотне просочення

Рис.1. Водонасиченість залежно від тиску витіснення для зразка №27338



синя суцільна лінія – диференціальна крива, червона суцільна – кумулятивна крива, зелена пунктирна – роль кожної групи пор в забезпеченні проникності зразка

Рис.2. Порометрія по зразку №27338

На рис.1 видно, що із зростанням тиску витіснення, ККТ стає все більш пологою і, здається, ось-ось вийде на асимптоту. Саме на таких колекторах і виникло прагнення ототожнити залишкову воду з незниженою водонасиченістю. Однак, ні за яких реально досяжних в таких досліджах тисках цього не відбудеться. Прагнучи до незниженої водонасиченості, при неможливості фактично підвищити тиск, можна екстраполювати значення ККТ в область більш високих тисків, але знову-таки – до яких? Виходячи з наведених графіків, можна говорити тільки про стабілізацію ККТ і за вміст залишкової води брати значення водонасиченості на останньому інтервалі тиску.

Але, і стабілізації ККТ вдається досягти далеко не на всіх зразках, навіть на тисках 10-15 атм. Такі тиски відразу підвищують вимоги до приладу, який повинен тижнями тримати цей тиск, зокрема, виключаються всі гумові і скляні деталі, що ускладнює конструкцію приладу. На мембранах, розрахованих на тиск 1,5 атм, тобто на віджимання води з пор більше 2 мкм, незниженої водонасиченості (в сенсі стабілізації нахилу ККТ) можна досягти тільки на дуже добрих колекторах (рис.1, 2) – I, II, іноді III класу, які все рідше присутні в керні глибокозалягаючих продуктивних відкладів ДДЗ. Все це разом узятє пояснює не надто велику популярність методу напівпроникної мембрани на даний час і відсутність досі загальноприйнятої методики роботи і обробки її результатів.

**Метод центрифугування** набуває все більшої популярності, в основному, через швидкість отримання результату. Обґрунтованість режиму центрифугування, під яким розуміємо задання певної частоти і часу обертання ротора із завантаженими в нього зразками, залишає бажати кращого. Більш важливим параметром представляється частота обертання, оскільки від неї залежить створюваний тиск витіснення, однак, якщо згадати про те, що швидкості витіснення води з капілярів різних перетинів різні, стає ясною і важливістю часу витіснення. Оскільки час роботи лабораторних центрифуг технічно обмежений, основним варіативним параметром є все ж частота обертання. Можливі кілька підходів до завдання режиму:

1) **намагаємося моделювати процес** витіснення води газом, що відбувається в покладі, створюючи ті самі тиски, що виникали в ході формування покладу. Тиск витіснення ( $p$ , МПа), що створюється в ході центрифугування, розраховується за формулою [3]:

$$P = 0,11 \cdot 10^{-8} \cdot (\rho_1 - \rho_2) \cdot n^2 \cdot R \cdot h \cdot \cos\varphi, \quad (3)$$

де:  $\rho_1$  - щільність моделі пластової води, г/см<sup>3</sup>;  
 $\rho_2$  - щільність сухого повітря, г/см<sup>3</sup>;  
 $n$  - частота обертання ротора, об / хв;  
 $R$  - радіус обертання зразка керна, см;  
 $h$  - висота зразка, см;  
 $\varphi$  - кут нахилу зразка до горизонту, градуси.

Існують і інші формули, наприклад [11], але різниця не принципова. Складність такого підходу, як і при роботі з капіляриметром, полягає в тому, що, по-перше, невідомо, який все ж таки тиск витіснення води газом створювався при формуванні даного покладу. По-друге, стосовно до центрифугування, ми не можемо обмежитися цим тиском, інакше результату ми будемо чекати, як і на капіляриметрі – кілька тижнів. Центрифуги не розраховані на таку тривалу роботу. Очевидно, ми повинні створювати свідомо більший тиск - але наскільки він більше?

2) Намагаємося визначити **незнижену водонасиченість**, відбудовуємо графіки ККТ, фіксуємо вихід на асимптоту [5, 9, 11]. Як і в капіляриметрі, в практичному досліді вихід на математично правильну асимптоту малоімовірний і мова йде про стабілізацію ККТ. На низькообертних центрифугах (до 6000 об/хв) така стабілізація іноді можлива тільки для дуже гарного колектору. Гірші колектори вимагають для виходу на асимптоту частот обертання, що розвиваються тільки ультрацентрифугами. Однак, як показують дослідження [12], навіть при роботі з ультрацентрифугою, навіть з виключенням вагового методу за допомогою стробоскопа, строго на асимптоту зразки не виходять – аж до граничних частот відзначається повільне (але вимірне) зниження водонасиченості, яким просто нехтують.

Для прикладу, на рис. 3 показана ККТ, отримана в ході центрифугування зразка № 44190, відібраного з відкладів горизонту М-7 московського ярусу Кузьмичівського родовища в інтервалі 1960-1968 м. Зразок являє собою середньозернистий пісковик з глинистим цементом, має проникність 601,2 мД, відкриту пористість 29,9% і медіанний діаметр 12 мкм, тобто класифікується як поровий колектор II класу. На малюнку видно, що при досягненні максимальних обертів ККТ не вийшла на асимптоту, проте, можна говорити про якусь відносну стабілізацію нахилу.

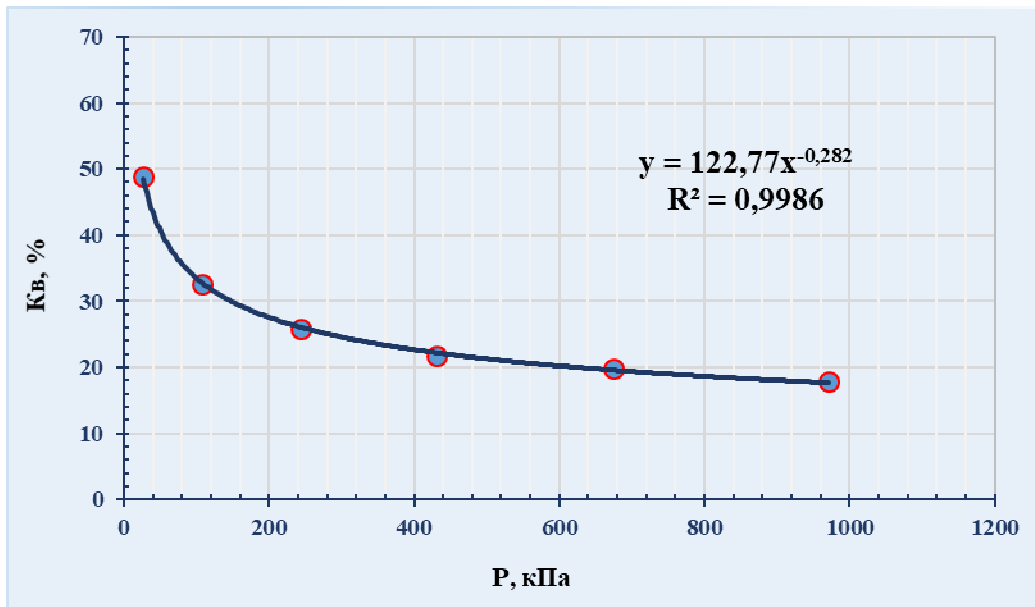


Рис.3. Водонасиченість залежно від тиску витіснення для зразка № 44190

3) Використовуємо центрифугу як допоміжний прилад для *експресного визначення* [5]. В такому випадку, режим задається виходячи із зіставлення з результатами основного методу – методу напівпроникної мембрани. Кілька зразків з різними властивостями з даної партії робимо на капіляриметрі, отримуємо результат, і при центрифугуванні задаємо такі частоти обертання, при яких результати максимально близькі до результатів еталонного методу [5, 9, 13, 17]. Питання про достовірність результатів центрифугування перекладається в питання про достовірність результатів капіляриметра. Зрозуміло, цей різновид методики може застосовуватися тоді, коли є велика колекція зразків будь-якого пласта або горизонту і потрібно обґрунтувати параметри, скажімо, для підрахунку. У разі обробки оперативних досліджень це найчастіше не застосовується – занадто довго.

4) Нарешті, можна визначати залишкову воду як якусь властивість породи, що не залежить від реальних умов утворення покладу. В такому випадку встановлюємо один якийсь режим для всіх зразків і оцінюємо цю їх властивість, яку в даному випадку правильніше називати *водоутримуючою здатністю*. Вона характеризує породу щодо її водних властивостей, але не є залишковою водонасиченістю в загальноприйнятому сенсі, хоча і може чисельно збігатися з нею в окремих випадках. У цьому варіанті особливо важливо, щоб цей режим був загальноприйнятим, стандартним.

Такий підхід пропонувався В.М. Корчемкіним (СибНИИИП) в середині 70-х років [12], який шляхом зіставлення результатів центрифуги з прямим методом обґрунтував стандартну швидкість 5000 об/хв (2,7 атм). За такою методикою працював і УкрНДІгаз в 60-70-х роках, коли практично будь-які зразки визначалися на одному режимі – 3800 об/хв і 30 хвилин для теригенів і 4200 об/хв для карбонатів. У цьому випадку на якійсь партії режим був підібраний по капіляриметру і далі використовувався для експресних визначень в поточних оперативних дослідженнях. При цьому створювався тиск витіснення близько 3 кгс/см<sup>2</sup>.

В основі діючого ГСТУ [3] лежить розроблена в УкрДГРІ інструкція з визначення ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів [16]. Потрібно віддати належне співробітникам лабораторії фізики пласта УкрДГРІ, вони вже в 1977 році виконали необхідний комплекс методичних досліджень і обґрунтували оптимальний режим центрифугування. З партії, що надійшла на дослідження, відбиралося кілька зразків з різними властивостями (в основному, проникність) і після відповідної підготовки вони прокручувалися послідовно на режимах від 1000 об/хв до 6000 об/хв (при можливості – до 8000 об/хв), причому час прокрутки на кожному ступені становив 10 хвилин. Будувалася ККТ і визначався момент стабілізації кривої (умовний вихід на асимптоту). Заздалегідь проведені дослідження показали, що практично на всіх класах колекторів основна маса води виходить в перші 10 хвилин, потім процес сповільнюється і стабілізується, правда, уповільнення йде з різною інтенсивністю для зразків з різною проникністю. Визначивши для кожної з виділених груп проникності оптимальний час і поєднуючи дані про частоту обертання з даними про тривалість для найгіршого зразка, отримували режим роботи, на якому визначали всю партію. Перепад тисків розраховувався за формулою (3) з урахуванням частоти і радіуса обертання, в основному, для забезпечення можливості зіставлення з даними, отриманими на інших центрифугах, де і частоти і – особливо – радіуси, швидше за все, були іншими. Якщо ж мова йшла не про велику, заздалегідь підібрану партію, а про поточні дослідження свіжого ядерного матеріалу, використовували усереднений, заздалегідь складений за результатами минулих досліджень режим, приймаючи аналогію з подібними, раніше вивченими зразками. Орієнтовна схема режимів центрифугування для порід з різними фільтраційними властивостями [16] наведена в таблиці.

Відзначимо, що в даній методиці використовувалася ідеологія підходу, описаного нами під номером 2 – досягнення хоча б умовної незниженої водонасиченості.

#### Орієнтовна схема режимів центрифугування для порід з різними фільтраційними властивостями

Проникність, мД	Частота обертання ротору РУ-8(ЦЛР-1) об/хв	Час обертання ротору, хв	Перепад тиску, кгс/см <sup>2</sup>
100-1000	2000-4000	30-40	1,6-6,3
10-100	4000-5000	40-50	6,3-9,9
1-10	5000-6000	50-60	9,9-14,25
0,1-1	6000-8000	60-70	14,25-26,9

Методика визначення залишкової водонасиченості, що використовується на даний час, регламентована чинним ГСТУ [3], по суті, являє собою модернізовану модифікацію цього підходу і є результатом досить серйозних методичних досліджень, свого часу виконаних у Львівському відділенні УкрДГРІ під керівництвом М.Ю. Нестеренка [18]. Задаючи режим центрифугування, реалістично оцінювали можливості існуючих лабораторій і максимальні частоти обертання обмежили 6000 об/хв (на той час у жодній профільній лабораторії не було ультрацентрифуги). Задаючи час центрифугування, ґрунтувалися на [16], але трохи спростили залежність часу від проникності, залишивши тільки дві градації часу: для зразків з проникністю більше 50 мД – 10 хв, для зразків з проникністю менше 50 мД – 20 хв. В даному стандарті вже явно не фігурує визначення незниженої водонасиченості, всі зразки центрифугуються до однієї максимальної частоти 6000 об/хв. Щоб обійти відсутність стабілізації ККТ, застосований прийом визначення залишкової води як ординати точки відхилення дотичної, проведеної до кінцевої ділянки ККТ. Прийом суб'єктивний і на практиці, його використання зазвичай призводить до того, що береться передостаннє значення поточної водонасиченості.

Методика заявлена як моделювання процесу, однак, її навряд чи можна розглядати як моделювання, оскільки до будь-яких зразків застосовується практично один і той самий режим, який не має обґрунтування в процесі формування конкретних покладів. Тиски, що виникають

при центрифугуванні і розраховуються за наведеною вище формулою (3), фактично не служать для обґрунтування режиму центрифугування, так само як в [16] забезпечують відтворюваність результатів і дозволяють розраховувати діаметри пор, що звільняються від води на кожному інтервалі. Методика не містить принципу визначення незниженої водонасиченості і не містить відсилання до капіляриметру. Таким чином, за фактом ми повертаємося до ідеології підходу, раніше позначеного нами під номером 4, і визначаємо водоутримуючу здатність зразка.

Порівнюючи методику ГСТУ, наприклад, зі згаданою вище методикою УкрНДГазу 70-х років, можна відзначити, що перша, безумовно, краще. Вона набагато більше підходить для колекторів основних продуктивних товщ ДДЗ і в багатьох випадках отримані по ній значення будуть відповідати істині. В цілому ж, як показують багато проведених робіт, наприклад [19] і наш власний досвід, непрямі методи визначення залишкової водонасиченості схильні завищувати її значення. Наприклад, для центрифуги РС-6 на максимальних обертах створюється тиск трохи більше  $10 \text{ кгс/см}^2$ , а за розрахунками [12] і даними [5] потрібно мати можливість створення тисків до  $14\text{-}15 \text{ кгс/см}^2$ . Роблять свій внесок і використовувані в цих центрифугах кутові ротори, які через ускладнених умов відтоку води підвищують значення залишкової води на 2-3%, порівняно з бакет-ротатором.

Перш ніж сформулювати деякі висновки з даної роботи, потрібно відзначити, що вони будуть справедливими для наявної матеріальної та методичної бази. На даний час є тенденція до насичення профільних лабораторій спеціалізованими високошвидкісними (близько 20000 об/хв) центрифугами, спеціально призначеними для петрофізичних досліджень, зокрема, для побудови ККТ. По мірі освоєння можливостей, що надаються цими центрифугами, все більшого значення набуватимуть істотні невизначеності, пов'язані з оцінкою тиску витіснення. Крім того, визначення електричного опору зразків, необхідне для оцінки параметра насичення, при ультрацентрифугуванні стає досить трудомістким процесом, що вимагає зупинки центрифуги і вилучення зразків; такі складності зводять нанівець оперативність досліджень, що є основною перевагою ультрацентрифуг. Слід також врахувати, що при центрифугуванні не відтворюються пластові умови в повному обсязі: деякі ультрацентрифуги дозволяють проводити експерименти при підвищеній температурі, але не відтворюють тиск обтиску і поровий тиск. Звідси наростаюча популярність пластової капіляриметрії, при якій вивчення капілярних і електричних властивостей індивідуальних зразків проводиться в пластових РТ-умовах при контрольованій зміні насиченості зразка. Тривалість експериментів в пластових капіляриметрах становить перші місяці, але є багато випадків, коли головне не швидкість, а достовірність результату.

#### **Висновки:**

1. Метод напівпроникної мембрани можна і потрібно використовувати в двох випадках:
  - а) якщо потрібно детально досліджувати інтервал великих пор ( $10\text{-}100 \text{ мкм}$ ), які центрифуга проскакує через складнощі вимірювання частоти на малих обертах;
  - б) якщо потрібно досліджувати слабозцементовані зразки, які не витримують центрифугування. У цих випадках навіть немає необхідності створення високих тисків.
2. Методика ГСТУ [3] фактично являє собою визначення водоутримуючої здатності породи-колектору.
3. Методику ГСТУ [3] використовувати можна і потрібно, нічого кращого зараз немає, а однаковість для масових експериментів необхідна. Незважаючи на те, що, по суті, ми знову визначаємо водоутримуючу здатність, режим непогано підходить для умов ДДЗ і результати набагато частіше будуть відповідати істині, ніж результати режимів, розроблених раніше.
4. Багато результатів визначення залишкової водонасиченості, що виконані в 60-70-х роках, завищені через застосування мембран з низьким тиском прориву і визначення водоутримуючої здатності замість залишкової водонасиченості, причому на очевидно недостатніх режимах. Наприклад, явно завищені результати визначення залишкової води, використані при перших підрахунках запасів Шебелинського родовища. Це тягне за собою заниження коефіцієнта газонасиченості і позначається на цифрах запасів. Сказане потрібно мати на увазі, оскільки ці результати в деяких випадках використовуються і зараз.

5. По можливості, результати слід зіставляти з даними по максимально можливих капілярних тисках для даного покладу, що дозволить оцінити достовірність виконаних аналізів і, при необхідності, скорегувати їх результати.

Підвищення достовірності визначення залишкової водонасиченості і, отже, одного з основних підрахункових параметрів – коефіцієнта нафтогазонасиченості, благотворно відгукнеться на якості підрахунків запасів, проектів розвідки та інших застосувань результатів визначення ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів.

#### Список літератури

1. Дослідження керна нафтових і газових свердловин. Порядок проведення: СОУ 09.1-30019775-218:2013. – К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2013. – 28 с.
2. Визначення коефіцієнтів газонасиченості і вилучення газу на зразках порід-колекторів. Порядок проведення: СОУ 09.1-30019775-233.2014. – К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2014. – 24 с.
3. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Методичні вказівки: ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. – Київ-Львів, 2010. – 42 с.
4. Словарь по геологии нефти и газа [Текст]/ Под ред. Черникова К.А. – Л.: Недра, 1988. – 680 с.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
6. Геологический словарь [Текст]: под ред. Паффенгольца К.Н. – в 2 томах – 1 изд. – М.: Недра, 1973.
7. Геологический словарь [Текст]: под ред. Паффенгольца К.Н. – в 2 томах – 2 изд. – М.: Недра, 1978.
8. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом [Текст] / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва – Тверь.: ВНИГНИ, Тверьгеофизика, 2003.
9. Гороян В. И. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [Текст] / В.М. Гороян и др. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 380 с.
10. Добрынин В.М. Петрофизика [Текст]: уч-к для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
11. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. Миннефтепром СССР: ОСТ 39-204-86. М., 1987. – 23 с.
12. Зубков М.Ю. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи [Текст] / М.Ю. Зубков, В.В. Колпаков // Горные ведомости. – 2010. – № 7. – С. 20-27.
13. Орлов. Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа [Текст] / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
14. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта [Текст]/ Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
15. Гудок Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород [Текст]: учеб. пособие для вузов / Н.М. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
16. Инструкция по определению водонефтенасыщенности, проницаемости, гранулометрического состава и карбонатности пород – коллекторов в производственных лабораториях министерства геологии УССР [Текст]. – Львов: Министерство геологии УССР, Львовское отделение УкрНИГРИ, 1977. – 43 с.
17. Кобранова В. Н. Руководство к лабораторным работам по курсу «Петрофизика» [Текст]: учеб. пособ. для вузов / В.Н. Кобранова, С.Л. Пацевич, А.В. Дахнов, Б.И. Извеков. Под редакцией д-ра геол.-мин. наук, проф. В.Н. Дахнова. – М.: Недра, 1982. – 216 с.



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

19. *Паникаровский В.В.* Моделирование остаточной водонасыщенности при определении коэффициента вытеснения [Текст] /В.В. Паникаровский //Геология нефти и газа. – 1983. – № 12. – С. 18-20.

Надійшла до редакції 17.02.21

УДК 622.279.7

**І.І. Галицька, Л.П. Соляник, С.О. Бажан, І.В. Світлицька, Є.Л. Черевко  
(УкрНДІгаз)**

**ПАЛЕОГЕОГРАФІЧНІ ТА ЛІТОФАЦІАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ  
СЕДИМЕНТАЦІЙНОЇ МОДЕЛІ НИЖНЬО-, ВЕРХНЬОВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ  
У ЗВ'ЯЗКУ З ПРОСТОРОВИМ РОЗВИТКОМ КОЛЕКТОРІВ  
КОМИШНЯНСЬКОГО РОДОВИЩА**

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

*Рассмотрены основные результаты литофациальных исследований нижне-, верхневизейских отложений Комишнянского месторождения и примыкающих площадей. Основное внимание уделено прогнозированию пространственного развития коллекторов в связи с их морфологическими особенностями, генезисом и условиями формирования. Проанализированы материалы бурения скважин, выявлены закономерности распространения нижне-, верхневизейских отложений по результатам палеорекострукций и рельефа горизонтов.*

*The article briefly informs about the main results of lithofacial studies of the lowervisean and uppervisean sediments of the Komishnyansky 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 аналітичного підґрунтя для проведення сейсмічних та пошуково-розвідувальних робіт, відкриття нових перспективних ділянок, виявлення несклепінних та комбінованих пасток на глибинах, рентабельних для сучасного буріння.

Метою літофаціальних досліджень нижньо-, верхньовізейських продуктивних горизонтів Комишнянського родовища було виявлення механізму формування ділянок з пастковими умовами, деяких закономірностей їх літологічної будови, фаціальної приналежності, змін колекторських властивостей, літологічного заміщення колекторів, оскільки деякі питання генезису, розповсюдження та характеру заміщення літотипів на площі досі потребують додаткового вивчення.

**Аналіз останніх досліджень.** Аналіз результатів вивчення колекторів нижньо-, верхньовізейських відкладів у межах площі свідчить про те, що для обґрунтування об'єктів пошу-



кового буріння є певні труднощі прогнозування розповсюдження колекторів, у зв'язку з їх фаціальною мінливістю.

Літофаціальні дослідження, раніше проведені авторами (2013–2017 рр.) з метою прогнозу просторового розвитку колекторів найбільш перспективних нижньо-, верхньовізейських продуктивних горизонтів Комишнянського родовища, дозволили виявити деякі закономірності їх літологічної будови, фаціальної приналежності, змін колекторських властивостей та розвитку ділянок літологічного заміщення колекторів.

В основі геологічних та літофаціальних побудов є кореляція продуктивних горизонтів. Така робота, основана на аналізі біостратиграфічних (палеонтологічних) даних та інтерпретації геофізичних досліджень свердловин, здійснювалась на Комишнянській площі ще з 70-х років минулого сторіччя відомим фахівцем з кореляції відкладів ДДЗ Л.Г. Вінніченком (об'єднання «Полтаванафтогазгеологія»), в подальшому була вдало продовжена провідним стратиграфом Соляником Л.П. (об'єднання «Полтаванафтогазгеологія» - Полтавський науково-дослідний відділ).

Весь цей час поступово створювалися літофаціальні моделі розповсюдження колекторів. Прогноз колекторів за аналізом параметрів сейсмічних хвиль проводився спеціалістами «Укргеофізика» В.П. Ковальовим, Г.Б. Сергієм.

Настала необхідність створити оптимальну седиментаційну модель нижньо-, верхньовізейських горизонтів, як найбільш перспективних на родовищі, для об'єктивного прогнозу розповсюдження колекторів та пасткових ділянок, для пошуку аналогічних умов на території діяльності АТ «Укргазвидобування».

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** На основі аналізу матеріалів буріння свердловин визначити основні риси закономірностей розподілу колекторів, розвитку перспективних ділянок, генетично обумовлених палеогеографічними та літофаціальними умовами формування.

Метою статті є систематизація отриманих результатів досліджень як базиса для врахування створеної седиментаційної моделі на територіях з наближеними за історією розвитку геологічними умовами.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Літофаціальними дослідженнями було виявлено, що сформовані протягом ранньо-, пізньовізейського часу колектори представлені переважно пісковиками морського генезису – про це свідчать морфологія піщаних тіл, сортування і склад кластичного матеріалу, та особливо – характер накопичення пісковиків на даній території.

В процесі попередніх досліджень була виявлена чітка закономірність поступового зміщення контуру ділянки розповсюдження пісковиків протягом візейського віку, а саме: якщо наприкінці ранньовізейського та початку пізньовізейського часу (продуктивні горизонти В-24, В-23, В-22в, В-22н) піщані тіла локалізувалися у вузькій зануреній смузі північної та північно-східної ділянок Комишнянської площі, то протягом часу накопичення продуктивних горизонтів В-21 - В-16 ділянка розвитку пісковиків поступово розширюється у південному та південно-східному напрямках, з тим, що вже наприкінці зазначеного терміну піщані відклади охоплюють всю досліджену територію Комишнянського родовища.

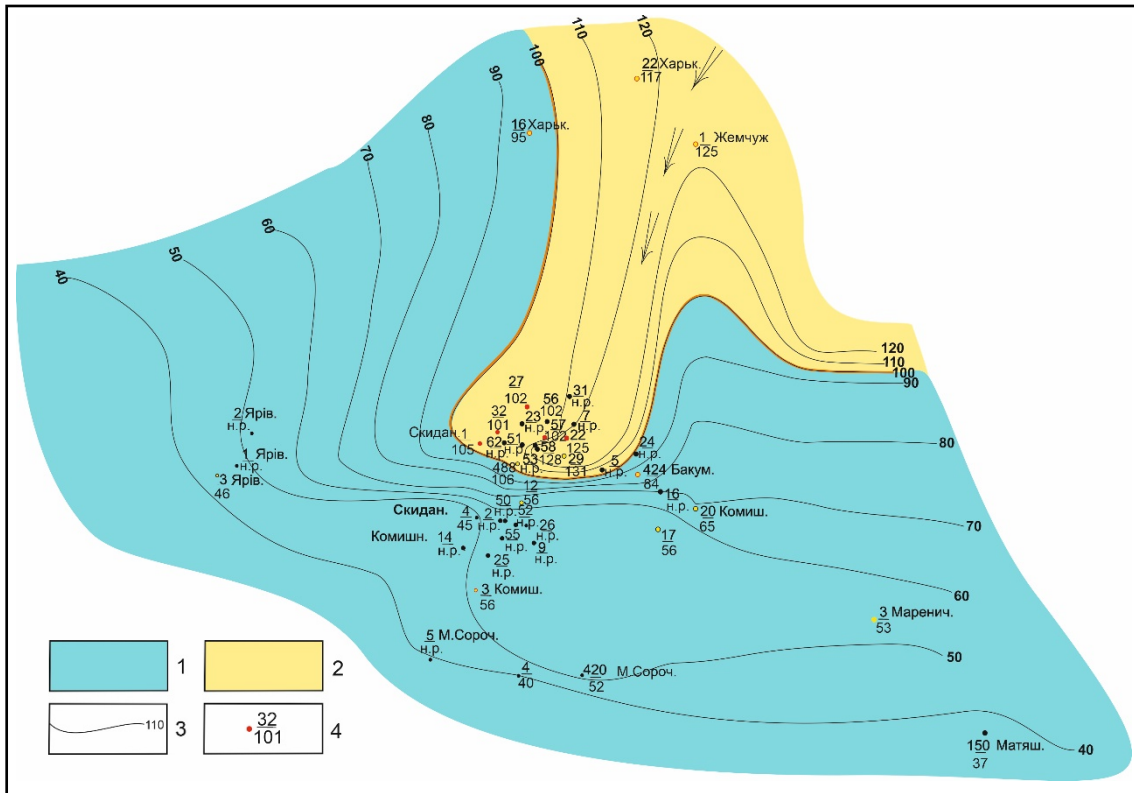
Такі особливості будови розрізу пояснювалися стабілізацією тектонічного режиму протягом пізньовізейського часу, розвитком моноклінальних палеоструктур, але ці висновки, в цілому вірні, не в повній мірі змогли надати відповідь, чому пісковики морського генезису накопичувалися саме в заглиблених ділянках морського басейну. Таким чином, питання генезису, природи седиментації, трасування піщаних тіл та літологічних заміщень на площі залишалися лише частково висвітленими. Тому метою цієї роботи більш повно відповісти на ці важливі питання геодинаміки.

Для виявлення геодинамічного зв'язку седиментації піщаних тіл з геоморфологією дна морського басейну, були проведені детальні палеогеографічні, літофаціальні дослідження, у т.ч. реконструкція палеорельєфу на час накопичення перспективних горизонтів візейського ярусу Комишнянської площі та прилеглих Харківцівської, Жемчужної, Ярівської площ.

Таким чином, проведені палеореконструкції свідчать про те, що на початку пізньовізейського часу відбулася різка зміна тектонічного режиму з вираженою його стабілізацією та від-

повідним переформатуванням палеогеографічних і літофаціальних умов осадконакопичення, що в цілому відповідає геодинаміці раннього карбону на стику етапів формування ДДЗ – турнейсько-ранньовізейського рифтово-синеклізного та пізньовізейсько-ранньопермського синеклізно-міогеосинклінального, тому на час відкладення верхньовізейських відкладів основні геоморфологічні елементи будови басейну седиментації були вже закладені завдяки інтенсивній тектонічній активності та розвитку відповідних літотипів, притаманних до створених умов.

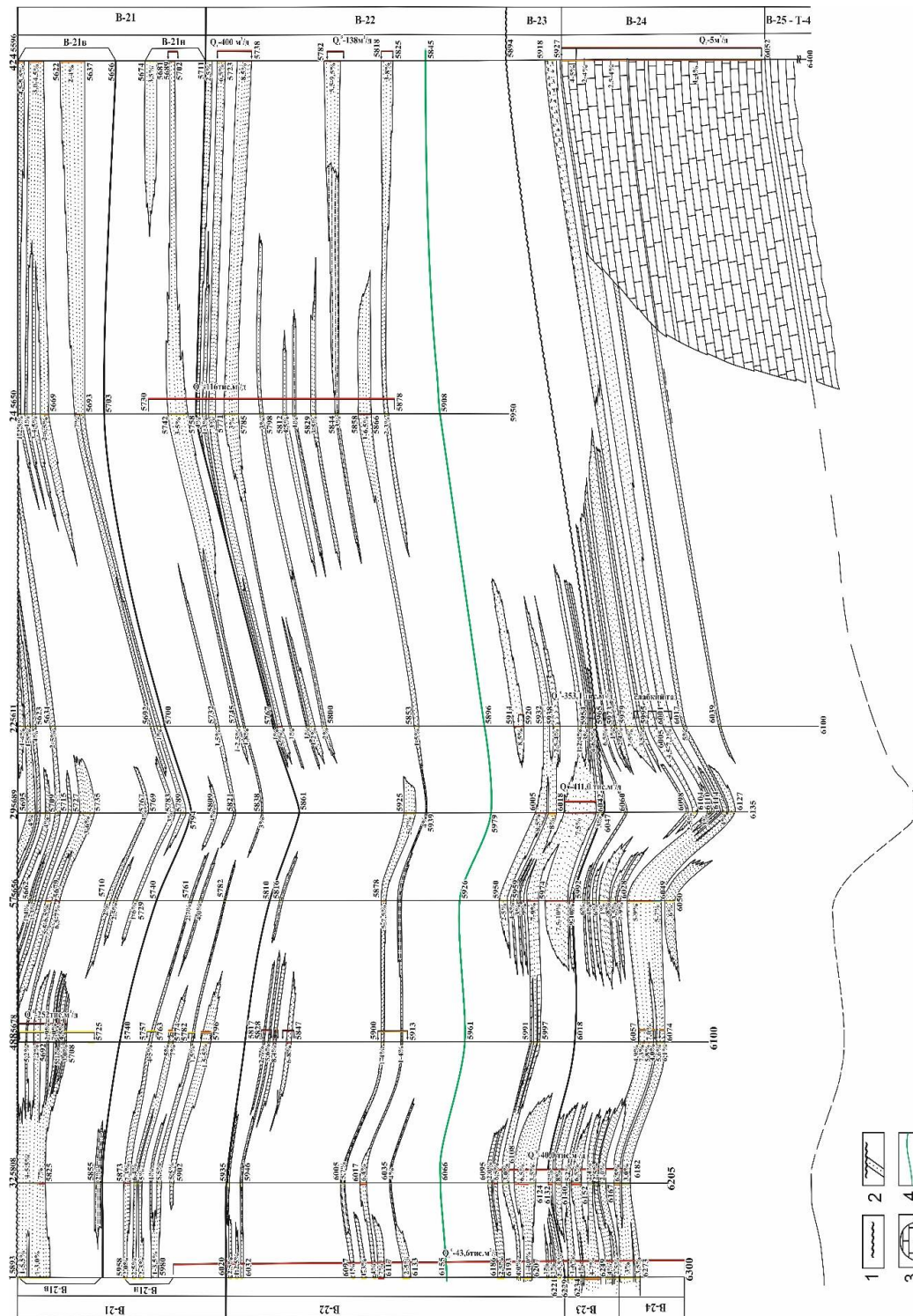
Так, за даними досліджень сформований у ранньовізейський час палеорельєф дослідженої території характеризується високими показниками диференційованості та амплітудності (рис.1), обумовленими саме високою тектонічною активністю, але вони поступово згладжуються протягом пізньовізейського часу завдяки відносній тектонічній стабільності та компенсаційній седиментації (рис. 2).



- 1 - карбонатні фації продуктивних горизонтів В-24-25 ( $C_{1V_1}$ ); 2 – глинисто-піщані фації флішової товщі продуктивного горизонту В-23 ( $C_{1V_2}$ ); 3 - ізопахіти відкладів (Н, м) від глинистого пласта-репера R-22 до покрівлі продуктивних горизонтів В-24-25;  
4 - номер свердловини/товщина пісковиків, м

Рис.1. Комишнянське родовище. Карта палеорельєфу та літофацій на час накопичення продуктивного горизонту В-23 ( $C_{1V_2}$ )

Палеоструктура горизонту В-24, занурена в північному напрямку, представлена південною, південно-східною та західною припіднятими ділянками та вузьким, субмеридіально орієнтованим, прогином центральної та північної частини площі, умовно проведеним по лінії свердловин № 22 Харківцівська, № 1 Жемчужна, №№ 22, 29 Комишнянські (рис.1).



1 – поверхня локальних розмивів; 2 – ділянки кутового неузгодження; 3 – біогермне гіло рифогенних побудов; 4 – репер R-22.

Рис. 2. Літологічний палеографіальний профіль турнейсько-візейських відкладів по лінії свердловин №1 Скіданівська - №32 - 488 - 57 - 29 - 22 - 24 Комішнянські - 424 Бакумівська.

За сейсмічними даними в сучасній структурі зафіксовані успадковані елементи: в південно-західному блоці площі - Південно-Комишнянське підняття, яке по горизонтах відбиття  $V_{B4}^1(T-1)$  та  $V_{B3}^{1-n}$  (B-24) являє собою структурну терасу з локальним склепінням (в районі свердловин №№ 2, 50, 52, 55) у вигляді структурного носу з простяганням шарніру з південного заходу на північний схід, в східному – Бакумівський структурний ніс з простяганням шарніру у північному напрямку та – між Комишнянською та Бакумівською структурами - затокоподібний малоамплітудний прогин, що розкривається в північному напрямку.

Амплітудність сучасних піднять та прогину спадково знижується по розрізу візейських відкладів знизу вгору.

Таким чином, аналіз та зіставлення сучасної структурно-тектонічної та реконструйованої палеоструктурної моделі свідчить про геодинамічний зв'язок блокової тектоніки з палеоструктурою та впевнену спадковість основних елементів структури, конседиментаційність блоків та порушень. Але ця картина палеогеоморфології басейну седиментації була б неповною без аналізу відповідного розподілу літофацій в межах басейну.

Так, за даними літофаціальних досліджень на час накопичення теригенних відкладів верхньовізейського під'ярусу (продуктивний горизонт B-23), припіднята ділянка палеорельєфу була складена карбонатними породами плити турнейського та ранньовізейського віку (рис. 3), товщина яких поступово збільшується на даній території у південному напрямку, де розвинена низка палеопіднять Матяшівської, Малосорочинської, Ярівської площ.

За даними палеогеографічних реконструкцій карбонатні породи розвинені на припіднятих ділянках палеорельєфу та генетично пов'язані з ними.

Вапняки, розкриті свердловинами Комишнянської площі в південній та центральній частинах, представлені темно-сірими органогенно-детритовими різновидами, масивними, високої міцності (свердловини № 20, к-41 5115-5784 м, №12 к-25 5890 - 5902 м), з розвитком органогенних структур та великою кількістю залишків рифобудівників (водоростей, коралів, спікулових губок).

Вірогідно, що карбонатні тіла товщиною більше ніж 500 м, генетично пов'язані з означеними вище палеопідняттями, являють собою біогермні побудови, які є основною частиною рифогенних споруд, низкою протягнутих по палеоуступах (терасах) вздовж північного та південного борту ДДЗ, пов'язаних з блоковою тектонікою фундамента, вулканізмом та соляним тектогенезом.

Саме соляний тектогенез, активність якого в ДДЗ пов'язується з пізньодевонським часом, обумовив високу мінералізацію води нижньокам'яновугільного морського басейну, необхідну для карбонатутворення, у т.ч. її високу солоність та чистоту як основну умову розвитку організмів-рифобудівників. Темно-сірий колір вапняків, який посилюється з глибиною, обумовлений захватом попелових часток, вмістом вуглецевої речовини вулканогенного походження.

Таким чином, сформована карбонатна товща рифогенної споруди Комишнянської площі, швидкість зростання якої визначена активним прогинанням морського дна, зупинила своє існування саме на початку пізньовізейського часу, синхронно зниженню тектонічної активності, коли досить тривалий період морської трансгресії змінився регресивним циклом.

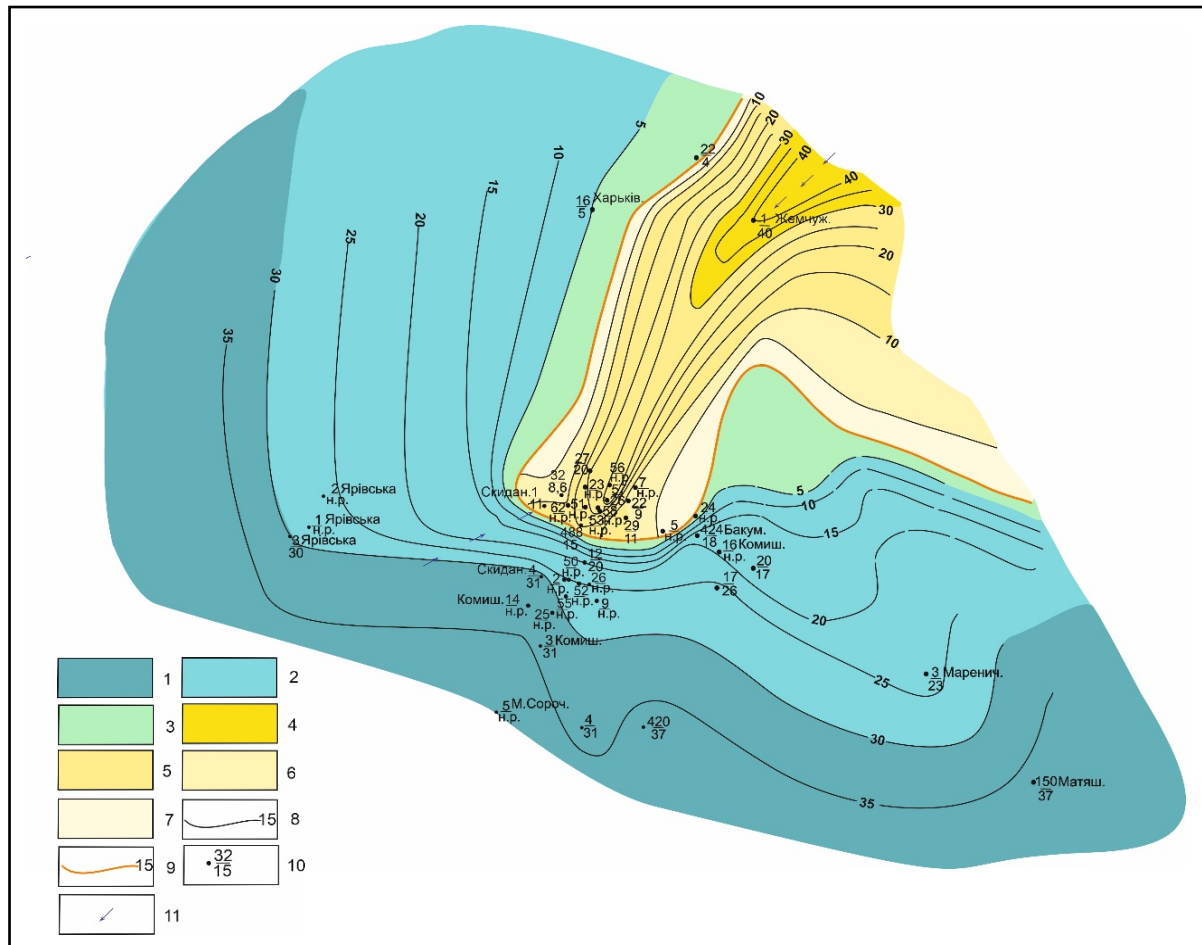
З цим етапом пов'язаний початок активної компенсаційної теригенної седиментації на Комишнянській площі, ознаменований зменшенням акваторії морського басейну, зміщенням берегової лінії у південному напрямку.

В результаті поступової морської регресії у північно-східному напрямку переважно у пізньовізейський час між карбонатними біогермними куполами, в поглибленій ділянці палеорельєфу – незвичайному за формою каньйоні (палеопрогині) - Комишнянсько-Харківцевської зони була накопичена значна товща флішоїдного характеру з високим вмістом пісковиків (рис.1, 3).

Так, на час накопичення продуктивного горизонту B-23 осьова лінія каньйону була протягнута за лінією свердловин Комишнянська №№ 29 - 58 – 22 – Жемчужна № 125.

За даними літофаціальних досліджень на час формування горизонту B-23 піщаний матеріал відкладався на схилах палеоканьйону, переважно на його західному, крутопадаючому, бар'єрному крилі в шельфовій зоні (рис. 4), не досягаючи найбільш заглибленої частини прогину (ділянка свердловин №№ 29, 22) та не затримуючись на припіднятому східному схилі біогермної споруди (свердловина № 24 Комишнянська, свердловина № 424 Бакумівська), де сфор-

мувався переважно алеврито-глинистий тип розрізу. Пісковики західного схилу розвинені у вигляді видовжених, субмеридіонально орієнтованих вздовж осі палеопротину лінз, товщиною до 17-22 м (свердловини №№ 57, 27).

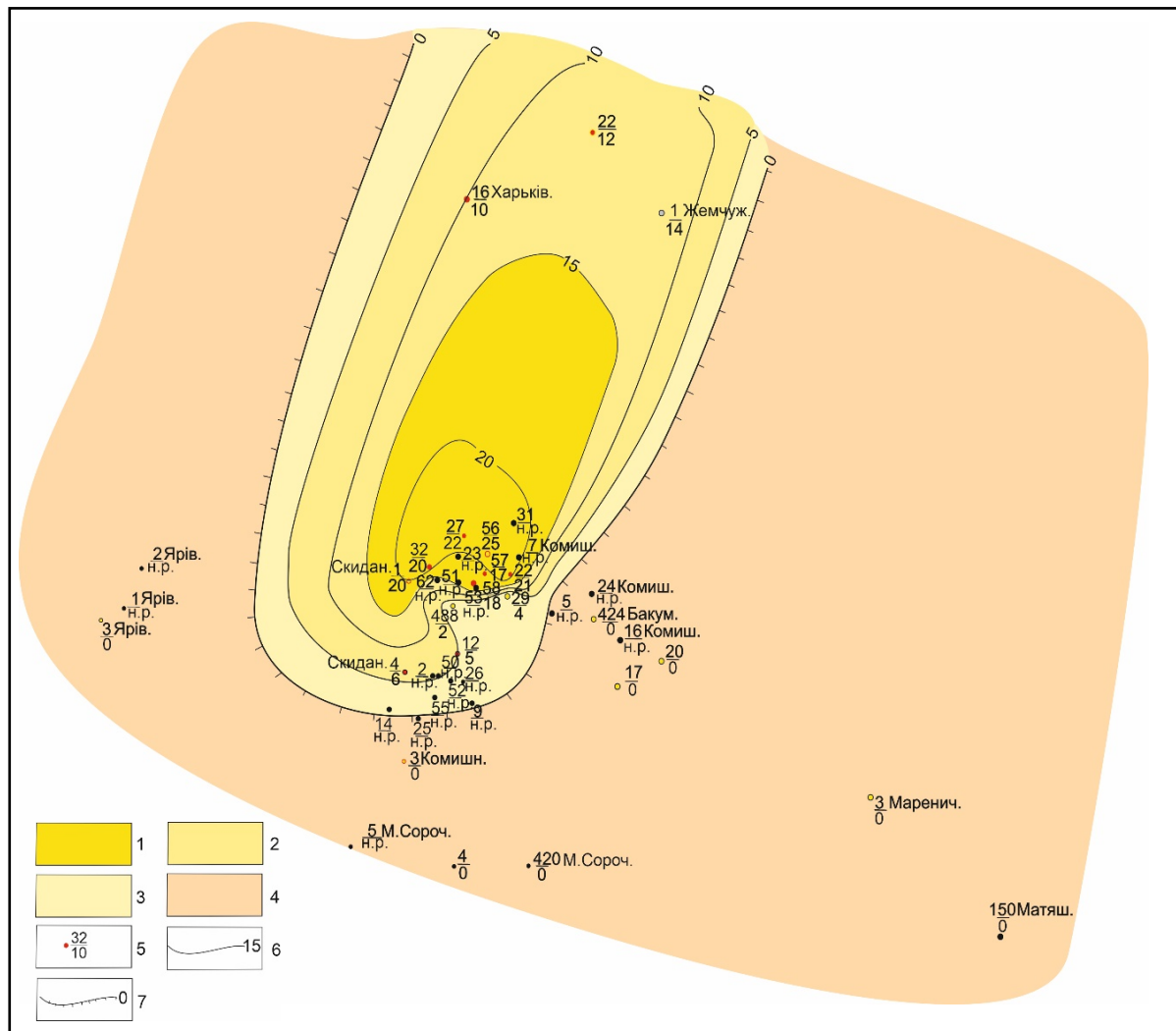


1 - максимальна товщина верхнього пласта біогермного тіла В-24,  $H = 30-35$  м; 2 - товщина верхнього пласта біогермного тіла В-24  $H = 5-30$  м; 3 - мінімальна товщина верхнього пласта біогермного тіла В-24  $H = 0-5$  м; 4 - максимальна товщина верхнього піщаного тіла продуктивного горизонту В-23 ( $H = 30-40$  м та вище); 5 - товщина верхнього піщаного тіла продуктивного горизонту В-23 ( $H = 10-30$  м та вище); 6 - товщина верхнього піщаного тіла продуктивного горизонту В-23 ( $H = 5-10$  м); 7 - мінімальна товщина верхнього піщаного тіла продуктивного горизонту В-23 джерела зносу та заглиблених ділянок ( $H = 0-5$  м); 8 - ізопахіти пісковиків/карбонатів продуктивного горизонту В-23, В-24, м; 9 - границя літофацій; 10 - номер свердловини/товщина пісковиків або карбонатів горизонту В-23, В-24, м; 11 - напрямок течій та зносу кластичного матеріалу

Рис. 3. Комишнянське родовище. Карта товщини пісковиків продуктивного горизонту В-23 (C1v2) та карбонатів продуктивного горизонту В-24 (C1v1)

В припокрівельній частині горизонту В-23 косошарувата флішева теригенна товща з піщаними колекторами, яка повторює форму недокомпенсованого палеорельєфу, з кутовою незгідністю перекрита відносно пологозалягаючими алеврито-глинистими щільними різновидами горизонту В-22, що, власне, створює передумови формування пасток вуглеводнів (рис. 2).





1 - максимальна товщина пісковиків продуктивного горизонту В-23 (Н =15-20 м та вище); 2 - товщина продуктивного горизонту В-23 (Н = 5-15 м); 3 – товщина продуктивного горизонту В-23 (Н = 0-5 м), джерело зносу; 4 - глинисті фації продуктивного горизонту В-23, джерело зносу; 5 - номер свердловини/товщина пісковиків, м; 6 – ізопахіти пісковиків продуктивного горизонту В-23, м; 7 - границя розповсюдження пісковиків

Рис. 4. Комишнянське родовище. Карта товщини пісковиків продуктивного горизонту В-23 (С1v2)

Пізніше, на час формування продуктивного горизонту В-22, у частково компенсованому прогині були створені умови для накопичення потужних наливних акумулятивних тіл пісковиків, заміщених на припіднятих ділянках біогермних споруд глинисто-алевроитовими різновидами.

Але вже наприкінці формування продуктивного горизонту В-22 та протягом седиментації горизонту В-21 подальша морська регресія, зміщення берегової лінії, зменшення акваторії басейну седиментації, розширення шельфової зони, виположення рельєфу та часткова компенсація палеопрогину призвели до розвитку піщаних тіл й в припіднятій східній ділянці біогермних споруд (свердловина № 24 Комишнянська, свердловина № 424 Бакумівська, піщане тіло В-22в) (рис. 2).

**Висновки.**

Таким чином, проведені літофаціальні та палеогеографічні дослідження в межах вивченої зони свідчать про існування припіднятих ділянок, представлених біогермними карбонатними куполами рифогенних споруд, які утворювалися протягом турнейско-ранньовізейського трансгресивного циклу; створені між куполами кармани - прогини (каньйони) у пізньовізейський час в результаті зміни тектонічного режиму поступово компенсувалися теригенним матеріалом з превалуванням пісковиків. У межах такого карману на Комишнянській площі склалися сприятливі умови для несклепінних пасток вуглеводнів, визначені щільним літологічним екраном біогермних споруд, поверхніми локальних розмивів з кутовими незгідностями, обумовленими складною компенсаційною седиментацією, латеральним заміщенням пісковиків морського генезису з середніми до високих колекторськими властивостями алеврито-глинистими різновидами, диз'юнктивним екрануванням.

Вірогідно, що аналогічні ділянки, генетично пов'язані з рифогенними спорудами та створеними в них карманами, вивченими теригенним флішем з превалуванням пісковиків, перспективних з точки зору нафтогазоносності, розвинені вздовж прибортових зон ДДЗ.

Враховуючи непередбачувані форми рифогенних тіл та прогинів, не можна не відмітити певні труднощі їх визначення. Для подальшого пошуково-розвідувального буріння в таких зонах необхідно прогнозування оптимальних ділянок за допомогою сейсмічних робіт, літофаціальних досліджень, палеогеографічних реконструкцій.

*Список літератури*

1. *Багринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа [Текст] / *К.И. Багринцева.* – М: Недра, 1999.
2. *Кабышев Б.П.* Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность [Текст] / *Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др.* – Киев: Наук. думка, 1989.
3. Вдосконалення оцінки запасів ВВ в колекторах різних генетичних типів в межах малоамплітудних підняття і моноклінальних схилів на прикладі покладів Комишнянської групи родовищ складної будови [Текст]: звіт про НДР (заключн.) – № 511. – Львів-Полтава, 1994.
4. *Височанський І.В.* Обґрунтування критеріїв оцінки перспектив нафтогазоносності та виділення першочергових площ і ділянок для пошуків несклепінних пасток [Текст] / *І.В. Височанський.* – Харків, 2008.
5. Проект дорозвідки Комишнянського ГКР [Текст]: звіт про НДР (заключн.) – № 100 ПГВ/2006-2006 (тема 33.454/2005-2006). – Харків, 2006.
6. *Височанський І.В.* Класифікація нетрадиційних пасток – наукова основа їх прогнозування [Текст] / *І.В. Височанський // Нафта і газ України.* – Львів: УНГА, 1995.
7. *Шпак П.Ф.* Прогнозування зон розміщення і розробка напрямків пошуку значних за запасами родовищ вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України [Текст] / *П.Ф. Шпак, О.Ю. Лукін.* – 2003.
8. Проект дорозвідки Комишнянського ГКР [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / кер. *О. Бартацук, О. Сухоставський.* – № 100 ПГВ/2013-2013 (тема 33.504/2013-2013) – Харків, 2013.
9. Звіт про переобробку та переінтерпретацію матеріалів сейсмозвідувальних робіт минулих років на Комишнянській площі [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / кер. *В.П. Межуєв, Н.В. Соломон, О.В. Тиндюк.* – № 191/15. – ГПУ «Полтавагазвидобування», СУГРЕ, Розсошенці, 2015.

Надійшла до редакції 11.02.21

УДК 553.98:550.849

Я.О. Раєвський, О.О. Клевцов, канд. геол. наук  
(Харківський національний університет ім. В.Н. Каразіна)

### ВИДІЛЕННЯ ФАЦІАЛЬНИМИ МЕТОДАМИ ПРОДУКТИВНИХ ДІЛЯНОК В ГОРИЗОНТАХ А-8, А-7<sup>2</sup> і А-7<sup>1</sup> КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

*Проведено літолого-фаціальний аналіз для встановлення найбільш перспективних ділянок там, де розвідка закінчена і є керновий матеріал. Це надає можливість оптимізувати розміщення експлуатаційних свердловин на території Кобзівського газоконденсатного родовища Харківської області.*

*На підставі дослідження кернового матеріалу в межах трьох продуктивних горизонтів А-8, А-7<sup>2</sup> і А-7<sup>1</sup> (нижня частина ассельського ярусу нижньої пермі) встановлено фаціальну приуроченість відкладів і складено літолого-фаціальні карти м-бу 1:25000.*

*Встановлено, що розташування фацій на території не співпадає з контурами складки, тобто ізогипси по проникній частині горизонтів перетинають контури виділених фацій. Це говорить про те, що вони сформувалися в ранній пермі, а дія солянокупольних тектонічних рухів проявилася в передтріасовий час.*

*Практичне значення проведеного літолого-фаціального аналізу на стадії експлуатаційної дорозвідки полягає у встановленні в межах досліджуваного стратиграфічного інтервалу найбільш перспективних фацій, в яких можуть локалізуватися поклади газу і конденсату.*

*Проведен литолого-фациальный анализ для установления наиболее перспективных участков там, где разведка закончена и есть керновый материал. Это дает возможность оптимизировать размещение эксплуатационных скважин на территории Кобзевского газоконденсатного месторождения Харьковской области.*

*На основании исследования кернового материала в пределах трех продуктивных горизонтов А-8, А-7<sup>2</sup> и А-7<sup>1</sup> (нижняя часть ассельского яруса нижней перми) установлена фациальная приуроченность отложений и составлены литолого-фациальные карты м-ба 1:25000.*

*Установлено, что расположение фаций на территории не совпадает с контурами складки, то есть изогипсы по проницаемой части горизонтов пересекают контуры выделенных фаций. Это говорит о том, что они сформировались в ранней перми, а действие солянокупольных тектонических движений проявилось в предтриасовое время.*

*Практическое значение проведенного литолого-фациального анализа на стадии эксплуатационной доразведки заключается в установлении в пределах исследуемого стратиграфического интервала наиболее перспективных фаций, в которых могут локализоваться залежи газа и конденсата.*

*The aim of the work is to carry out lithological-facies analysis to determine the most promising areas, where the exploration is completed and there is core material. This makes it possible to optimize the placement of production wells on the territory of the Kobzevskoe gas condensate field in the Kharkov region.*

*Based on the study of core material within the three productive horizons А-8, А-7<sup>2</sup> and А-7<sup>1</sup> (the lower part of the Asselian stage of the Lower Permian), the facies confinement of sediments was established and lithological-facies maps of m-ba 1: 25000 were compiled.*

*It has been established that the location of the facies in the territory does not coincide with the contours of the fold, that is, the contours of the selected facies intersect isohypses along the permeable part of the horizons. This suggests that they formed in the early Permian, and the action of salt dome tectonic movements manifested itself in the pre-Triassic time.*



*The practical significance of the lithological-facies analysis at the stage of operational exploration is to establish the most promising facies within which the gas and condensate deposits can be located within the studied stratigraphic interval.*

**Актуальність.** В наш час дуже важливо проводити дослідження територій для економії ресурсів під час проведення експлуатаційної розвідки родовищ. Крім вивчення проникності, пористості, карбонатності, нафто- та газонасиченості, треба проводити літолого-фаціальний аналіз. Вивчення фаціальних особливостей порід надає можливість виділити фації та встановити фізико-географічні умови їх формування. Для виявлення покладів вуглеводнів нас цікавлять фації, до складу яких входять пісковикомо-алевролітові породи. Це надає можливість методом аналогій прогнозувати знаходження вуглеводнів на інших перспективних ділянках, що характеризуються подібними властивостями та умовами формування.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Лукін О.Ю. проводив дослідження, присвячені вивченню речовинного складу, закономірностей накопичення та вторинного перетворення кам'яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області. Він встановив формаційний ряд карбону, детально охарактеризував речовинний склад та умови формування визначених фацій [1].

Клевцов О.О. за допомогою грубоуламкового матеріалу з'ясував джерела зносу уламкового матеріалу, які утворили Донецький басейн в середньокарбоновий час.

Кривуля С., Лагутін А., Загороднов А., Горяйнова О., Поверений С. займалися вивченням фаціальних особливостей літологічно-екранованого горизонту Г-6<sup>2</sup> Кобзівського газоконденсатного родовища. У своїй роботі вони побудували літофаціальну карту-схему та виділили райони і ділянки розвитку глибоководної долини, авандельти, дельти та напрямки зносу теригенного матеріалу. Ними була доведена можливість формування покладів у несклепінних пастках [2].

Шульга В.Ф., Матрофайло М.Н., Костик І.Е., Король Н.Д отримали наукові підтвердження особливостей формування серпухівського вугільного пласта v<sub>6</sub> глибинних горизонтів Львівсько-Волинського басейну [3].

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Важливість проведеної роботи полягає в тому, що на підставі дослідження керна матеріалу в межах трьох продуктивних горизонтів А-8, А-7<sup>2</sup> і А-7<sup>1</sup> (нижня частина ассельського ярусу нижньої пермі) встановлена фаціальна приуроченість відкладів і складені літолого-фаціальні карти.

**Метою роботи** є проведення літолого-фаціального аналізу для встановлення найбільш перспективних ділянок там, де розвідка закінчена і є кернавий матеріал. Це надає можливість оптимізувати розміщення експлуатаційних свердловин на території Кобзівського газоконденсатного родовища Харківської області.

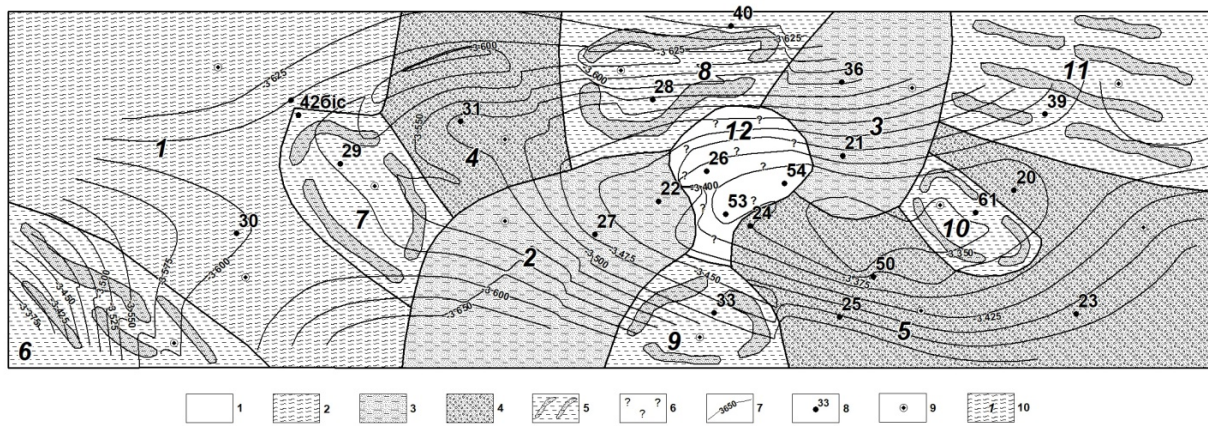
**Методика.** Опрацьовано літературні джерела за темою дослідження та ознайомлено з фактичним матеріалом. Проаналізувано kern кожної свердловини. Визначено текстури та структури порід, мікрофауну, відбитки листя, сліди повзання мулоїдів та ін. Після цього уважно проаналізовано розповсюдження шарів гірських порід по площині за допомогою побудованих геологічних розрізів та сейсмогеологічних профілів. Побудова літофаціальних карт і виділення фацій на території виконувалася на підставі виділення стійких наборів літологічних різновидів, зміни текстур та мікрофауни [1]. Після виділення фацій з певними петрографічними та петрофізичними характеристиками було виділено перспективні ділянки для проведення експлуатаційної розвідки.

**Виклад основного матеріалу.** Кобзівське родовище розташоване на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області. Розміри родовища складають 7,4 км з півночі на південь та 18,5 км із заходу на схід, а його площа становить 96,8 км<sup>2</sup>.

В межах Кобзівського газоконденсатного родовища газоносними є горизонти Г-13; Г-12; Г-11; Г-10; Г-9; Г-8; Г-7 (араукатитова світа С<sub>3</sub><sup>3</sup>), Г-6<sup>4</sup>, Г-6<sup>3</sup>, Г-6<sup>2</sup> та Г-6<sup>1</sup> (картамишська світа С<sub>3</sub>kt) та А-8, А-7<sup>2</sup>, А-7<sup>1</sup>, А-6<sup>3</sup>, А-6<sup>2</sup>, А-6<sup>1</sup> (картамишська світа Р<sub>1</sub>kt). В даній роботі детально розглядено горизонти А-8, А-7<sup>2</sup> та А-7<sup>1</sup>, розвинені в ассельському ярусі нижньої пермі, що належать до меліхівської пачки картамишської світи. Пермська частина картамишської світи розташована між вапняками Q<sub>5</sub>-Q<sub>8</sub>. Ці горизонти мають дуже добре просторове розповсюдження

та велику товщину, на відміну від інших горизонтів пермі і саме тому вони були взяті для проведення літолого-фаціального аналізу[4].

**Літолого-фаціальний аналіз.** В продуктивному горизонті А-8 виділено 2 фації та 3 підфації. Вони виділені за такими основними двома параметрами: комбінацією літологічних різновидів порід та їх текстурами. Всі фації мають морський генезис. Цей факт був встановлений на підставі знайдених у цих відкладах форамініфер.



1 – лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2 – лагунна підфація аргілітів та глин; 3 – лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів; 4 – лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків; 5 – фація берегових валів; 6 – дані відсутні; 7 – ізогіпси підшови продуктивного горизонту та її абсолютні відмітки; 8 – свердловина та її номер; 9 – форамініфери; 10 – порядковий номер фації або підфації

Рис. 1. Літолого-фаціальна карта горизонту А-8 ( $P_1^{mchkt}$ ) Кобзівського газоконденсатного родовища

Завдяки проведеному літолого-фаціальному аналізу в горизонті А-8 встановлено такі фації: 1) лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2) фація берегових валів. У складі лагунної фації строкатоколірних та сіроколірних відкладів виділено 3 підфації: а) лагунна підфація аргілітів та глин; б) лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів; в) лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків.

Біля склепінної частини складки є територія, на якій відсутні дані та інтерпретацію зробити неможливо.

Аналізуючи рис. 1 встановлено, що:

Лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів розвинена на північному-заході, півночі, південному-сході та півдні території. Вона виділена та об'єднує в своєму складі три підфації за такими даними: а) різний набір літологічних різновидів у зв'язку зі зміною гідродинамічних умов ділянок осадонакопичення; б) в ній відмічені текстури підфацій, які входять у її склад (див. нижче).

Лагунна підфація аргілітів та глин розвинена лише на заході території. Ця фація виділена за такими даними: а) вона представлена перешаруванням глин та аргілітів; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті, комкуваті текстури та полого-хвилясто-шаруваті текстури.

Лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів розвинена навколо території, по якій дані відсутні, та локалізується на північному сході та південному заході території дослідження. Фація виділена за такими даними: а) вона складена перешаруванням аргілітів, глин та алевролітів; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті та перехресно-шаруваті текстури; в) у свердловині № 21 відмічені включення рожевого ангідриду та відбитки рослин.

Лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків розвинена на північному заході та південному сході цієї території. Фація виділена за даними: а) вона складена перешаруванням

аргілітів, глин, алевролітів та пісковиків; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті та косо-хвилясто-шаруваті текстури; в) у свердловині № 23 на поверхнях нашарування відзначаються знаки рябі – хвилюва діяльність моря.

Фація берегових валів розвинена на території плямами і локалізується на південному заході, заході, півдні, півночі, сході та північному сході. Фація виділена за такими даними: а) вона складена перешаруванням аргілітів, глин та пісковиків; б) в ній відмічені горизонтально-шаруваті та косо-шаруваті текстури; в) в свердловині № 33 виявлені гієрогліфи бризок води – літораль; г) відзначається вуглефікований рослинний детрит та відбитки рослин (*Calamites?*).

На цій території в продуктивному горизонті А-7<sup>2</sup> виділено 2 фації та 3 підфації. Вони встановлені за такими характеристиками: комбінацією літологічних різновидів порід та їх текстурами. Всі фації мають морський генезис, що встановлено на підставі знайдених у цих відкладах форамініфер.

В горизонті А-7<sup>2</sup> встановлені такі фації: 1) лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2) фація берегових валів. У складі лагунної фації строкатоколірних та сіроколірних відкладів виділено 3 підфації: а) лагунна підфація аргілітів та глин; б) лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів; в) лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків (рис. 2).

Аналізуючи рис. 2 встановлено, що:

Лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів розвинена на півночі, північному-сході, сході, південному-сході, півдні, центрі та заході території. Вона виділена та об'єднує в своєму складі три підфації за такими даними: а) різний набір літологічних різновидів у зв'язку зі зміною гідродинамічних умов ділянок осадо накопичення; б) в ній відмічені текстури підфацій, які входять у її склад (див. нижче).

Лагунна підфація аргілітів та глин розвинена трохи західніше на півночі території Кобзівського ГКР. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) вона складена перешаруванням аргілітів та глин; б) відмічені горизонтально-шаруваті та полого-хвилясто-шаруваті текстури.

Лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів розвинена на заході та в центрі території ГКР. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) складена перешаруванням аргілітів, глин та алевролітів; б) відмічені горизонтально-шаруваті та полого-хвилясто-шаруваті текстури; в) в свердловині № 22 виявлені різноорієнтовані відбитки фукоїдів у щільній глині, погано розмокаючій.

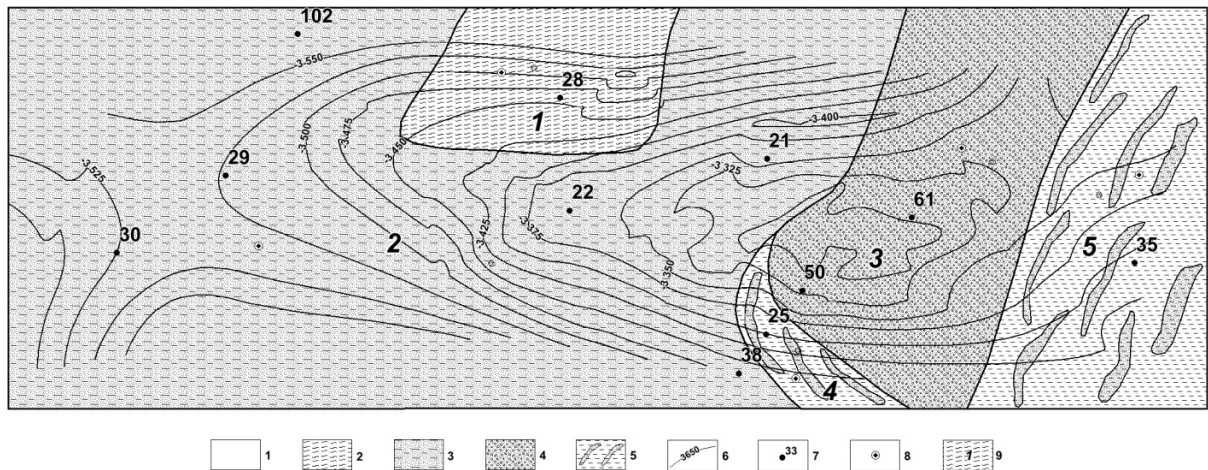
Лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків розвинена на сході полозою яка простягається з півночі на південь. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) представлена перешаруванням аргілітів, глин, алевролітів та пісків; б) відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті та косо-шаруваті текстури.

Фація берегових валів розвинена на території на півдні та південному-сході. Ця фація виділена за такими даними: а) перешарування аргілітів, глин та пісковиків; б) відмічені косо-шаруваті текстури.

На цій території в продуктивному горизонті А-7<sup>1</sup> виділено 2 фації та 5 підфацій, які встановлені за такими характеристиками: комбінацією літологічних різновидів порід та їх текстурами. Всі фації мають морський генезис, що встановлено на підставі знайдених у цих відкладах форамініфер.

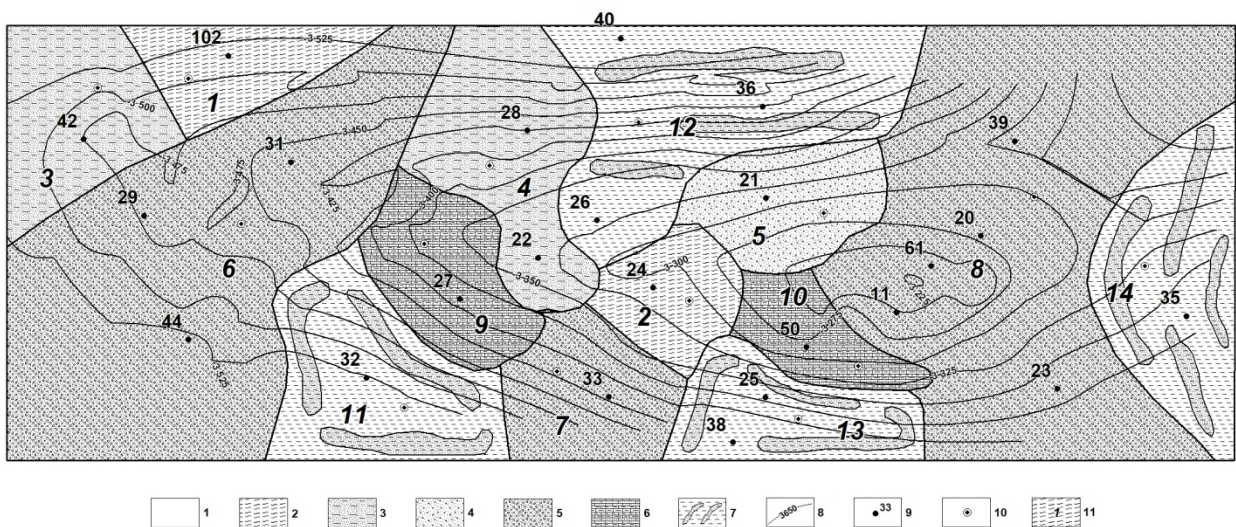
В горизонті А-7<sup>1</sup> встановлені такі фації: 1) лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2) фація берегових валів. У складі лагунної фації виділено 5 підфацій: а) лагунна підфація аргілітів та глин; б) лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів; в) лагунна підфація алевролітів г) лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків; д) лагунна підфація аргілітів глин, алевролітів, пісків та доломітів (рис. 3).





1 – лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2 – лагунна підфація аргілітів та глин; 3 – лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів; 4 – лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків; 5 – фація берегових валів; 6 – ізогіпси підшви продуктивного горизонту та її абсолютні відмітки; 7 – свердловина та її номер; 8 – форамініфери; 9 – порядковий номер фації або під фації

Рис.2. Літолого-фаціальна карта горизонту А-7<sup>2</sup> (P<sub>1</sub><sup>mcht</sup>)  
Кобзівського газоконденсатного родовища



1 – лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів; 2 – лагунна підфація аргілітів, глин; 3 – лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів; 4 – лагунна підфація алевролітів; 5 – лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків; 6 – лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів, пісків та доломітів; 7 – фація берегових валів; 8 – ізогіпси підшви продуктивного горизонту та її абсолютні відмітки; 9 – свердловина та її номер; 10 – форамініфери; 11 – порядковий номер фації або під фації

Рис. 3. Літолого-фаціальна карта горизонту А-7<sup>1</sup> (P<sub>1</sub><sup>mcht</sup>)  
Кобзівського газоконденсатного родовища

Аналізуючи рис. 3 встановлено, що:

Лагунна фація строкатоколірних та сіроколірних відкладів розвинена на півночі, центрі, північному-сході, південному-сході, півдні та заході території. Вона виділена та об'єднує в своєму складі п'ять підфацій за такими даними: а) різний набір літологічних різновидів у зв'язку зі зміною гідродинамічних умов ділянок осадо накопичення; б) в ній відмічені текстури підфацій, які входять у її склад (див. нижче).

Лагунна підфація аргілітів та глин розвинена на північному-заході території Кобзівського ГКР та її центрі. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргілітів та глин; б) відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті та комкуваті текстури.

Лагунна підфація аргілітів глин та алевролітів розвинена на північному заході та півночі території. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргілітів глин та алевролітів; б) відмічені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, комкуваті та перехресно-хвилясто-шаруваті текстури.

Лагунна підфація алевролітів виділена в центрі території. Ця фація характеризується такими даними: а) перешарування алевролітів; б) виявлені полого-хвилясто-шаруваті текстури.

Лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків знаходиться на заході, півдні та сході території ГКР. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргілітів, глин, алевролітів та пісковиків; б) виявлені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті, косо-шаруваті та комкуваті текстури, також в свердловині №11 виявлені відбитки бризків мілководдя у алевролітах; в) у свердловині № 23 відмічені малочисельні включення ангідриту.

Лагунна підфація аргілітів глин, алевролітів, пісків та доломітів розвинена в центральній частині території. Ця фація виділена за такими даними: а) перешарування аргілітів, глин, алевролітів, пісковиків та доломітів; б) виявлені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті, косо-хвилясто-шаруваті, косо-шаруваті текстури.

Фація берегових валів розвинена в центральній частині, заході та на сході території ГКР. Ця фація виділена за такими характеристиками: а) перешарування аргілітів, глин та пісковиків; б) виявлені горизонтально-шаруваті, полого-хвилясто-шаруваті, перехресно-хвилясто-шаруваті, комкуваті та косо-шаруваті текстури.

На підставі проведеного літолого-фаціального аналізу в горизонтах А-8, А-7<sup>2</sup> та А-7<sup>1</sup> видно, що виділені на території фації мають плямисте розповсюдження. Шари літологічних різновидів змінюють свій склад та поступово заміщуються одним на інший з заходу на схід та з півночі на південь. Така будова шарів сприяє формуванню літологічно-екранованих пасток. Положення їх на території не має закономірності розташування відносно положення брахіантиклінальної структури[5].

**Перспективність виділених фацій за колекторськими властивостями.** На підставі встановлених фацій по горизонтах А-8, А-7<sup>2</sup> та А-7<sup>1</sup> та побудованим таблицям колекторських властивостей літологічних різновидів цих фацій прослідковується закономірність. Ємнісні властивості збільшуються від лагунної підфацій аргілітів та глин до підфацій аргілітів, глин, алевролітів та пісків. Найбільші значення ємнісних властивостей осадових порід відмічені у фаціях берегових валів (табл. 1-6).

Аналізуючи ці дані, фації берегових валів є найбільш перспективними для пошуків вуглеводнів у кожному з горизонтів, що збігається з фільтраційно-ємнісними властивостями. В межах горизонту А-8 (№ 6, 7, 8, 9, 10, 11), А-7<sup>2</sup> (№ 4, 5), А-7<sup>1</sup> (№ 11, 12, 13, 14). Середньо перспективними підфаціями є: лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів, пісків та доломітів (горизонт А-7<sup>1</sup>), лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків (горизонти А-8, А-7<sup>2</sup>, А-7<sup>1</sup>), лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів (горизонти А-8, А-7<sup>2</sup>, А-7<sup>1</sup>), лагунна підфація алевролітів (горизонт А-7<sup>1</sup>). Інші лагунні підфації менш перспективні, оскільки вони знаходяться за межами склепінної частини складки, а також не мають у своєму складі колекторів [5].

Таблиця 1

**Колекторські властивості підфацій лагунної фації строкатоколірних та сіркоколірних відкладів (горизонт А-8)**

Порядковий номер підфації на карті	Підфації	Літологічний склад	Колекторські властивості [4, 5]
1	лагунна підфація аргілітів та глин	Аргіліт коричнево-бурий, містить по шару рівномірно-розсіяний домішок алевроитового матеріалу.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01-0,12 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 3,5-8,4 \%$ . $K_{\text{пр.гл.арг.}} = 0,53 \text{ деф.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,2-5,3 \%$ .
2	лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів	Глина аргілітоподібна коричнево-бура, інколи з прошарками зеленувато-сірої, Алевроліт коричнево-бурий, Аргіліт коричнево-бурий алевроитистий	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,11-2,51 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 6,0-8,7 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = 0,07-0,75 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 6,0-8,7 \%$ . $K_{\text{пр.гл.арг.}} = 0,05 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,6-7,7 \%$ .
3	лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів	Арг-т кор-бур. Ал-т кор-бур,к/з на глин. цем.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - 0,08 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 6,2-7,4 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = \text{зруйн.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 5,5 \%$ .
4	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	П-к кор-бур, др-т/з на гл. цем. Арг-т кор-бур, алевр. Ал-т кор.-бур. піщанистий. Глина арг. под. кор.-бур.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - 0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 4,6-8,4 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = \text{зруйн.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 5,9-8,6 \%$ .
5	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	Аргіліт т.-сір., доломітистий. Алевроліт кор.-бур., на глин. цем. П-к кор.-бур., др.-т/з, на глин. цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = <0,01 - 0,79 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 4,4-10,5 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - 0,07 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 4,4-10,5 \%$ $K_{\text{пр.гл.}} = \text{не проник, тр.} - 0,05 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 5,1-5,9 \%$ .

Таблиця 2

**Колекторські властивості фацій берегових валів (горизонт А-8)**

Порядковий номер фації на карті	Фації	Літологічний склад	Колекторські властивості [4, 5]
1	2	3	4
6	фація берегових валів	Аргіліт кор.-бурий Пісковик кор.-бурий, т-др/з, алевроитистий на гл. цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,03 - 0,55 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 3,9-11,8 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 4,5 \%$ .
7		Аргіліт зел-сір алевроитистий Алевроліт кор.-бур., глин. П-к кор.-бур.,т/з,алевр. на глин.цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,12 - 2,68 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 7,4-10,1 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = 0,17-6,25 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 3,6-7,7 \%$ $K_{\text{пр.гл.}} = 1,01 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 3,4-4,8 \%$ .
8		П-к т/з, кор-бур. на гл. цем. Глина арг-под, кор-бур, алевр-та Ал-т кор-бур. на гл. цем	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,20 - 0,76 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 7,1-8,2 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = \text{не прон.} - 0,42 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 3,4-5,0 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01-0,25 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 3,9-6,5 \%$ .

## Продовження таблиці 2

1	2	3	4
9		Ал-т кор-бур, піщан, на гл. цем. П-к кор-бур, т-др/з на гл. цем. Глина арг-под, кор-бур, алевр.	$K_{\text{пр.піск.}} = <0,01 - 0,74 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 6,5-9,1 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = 0,8-1,6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 3,9-5,7 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01\text{-зруйн.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 4,9-6,9 \%$ .
10		Ал-т кор-бур, піщан, на гл. цем. П-к кор-бур, т-др/з на гл. цем. Глина арг-под, кор-бур, алевр.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,37 - 8,47 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 6,1-14,7 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 8,8 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = <0,01 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 6,1 \%$ .
11		П-к кор-сір, др/з на глин-карб. цем. Глина строкатозабарв. у кор-бур. і зел-сір. кольори, алевритиста Ал-т кор-бур. на гл. цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,46 - 2,71 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 5,6-12,3 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \text{ тр.} - \text{зруйн.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 5,6-6,6 \%$ . $K_{\text{пр.гл.}} = \text{зруйн.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.гл.}} = 6,4 \%$ .

Таблиця 3

**Колекторські властивості підфацій лагунної фації строкатокорічних та сірокорічних відкладів (горизонт А-7<sup>2</sup>)**

Порядковий номер підфації на карті	Підфації	Літологічний склад	Колекторські властивості [4, 5]
1	лагунна підфація аргілітів та глин	Глина арг-под, кор-бур, алевр-та Ал-т кор-бур. на гл. цем.	$K_{\text{пр.ал.}} = \text{зруйн.} - 0,59 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 5,9-7,1 \%$ . $K_{\text{пр.гл.арг.}} = \text{зруйн.}$ , $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,7-6,2 \%$ .
2	лагунна підфація аргілітів, глин та алевролітів	Глина арг-под, алевр-ста, строкатозабарв. Ал-т бурий, глин. Пр-к п-ку т/з, бур.	$K_{\text{пр.ал.}} = <0,01-9,44 \text{ тр.} \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 5,9-9,0 \%$ . $K_{\text{пр.гл.арг.}} = \text{зруйн.}-0,12 \text{ тр.} \cdot 10^{-15}$ $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,7-7,4 \%$ . $K_{\text{пр.піск.}} = <0,01 \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 3,5 \%$ .
3	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	П-к кор.-сір., др/з, на глин. цем. Алевроліт кор.-бурий, глинистий, піщанистий Глина арг. под., кор.-бура	$K_{\text{пр.піск.}} = 0,12-8,92 \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 12,7-14,9 \%$ . $K_{\text{пр.ал.}} = <0,01 \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.ал.}} = 8,3-10,4 \%$ . $K_{\text{пр.гл.арг.}} = \text{зруйн.}$ , $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 6,3 \%$ .

Таблиця 4

**Колекторські властивості фацій берегових валів (горизонт А-7<sup>2</sup>)**

Порядковий номер фації на карті	Фації	Літологічний склад	Колекторські властивості [4, 5]
4	фація берегових валів	П-к бурий, т-др/з з гл. цем. Глина арг-под, бура, алевритиста	$K_{\text{пр.піск.}} = 1,07 \text{ тр.} - 1153,52 \text{ тр.} \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 11,4-12,5 \%$ . $K_{\text{пр.гл.арг.}} = <0,01 - 2,39 \text{ тр.} \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.гл.арг.}} = 4,5-6,8 \%$ .
5		Аргіліт кор.-бурий, алевритистий з жорствою аргіліту П-к кор.-бур., др/з, на глин.-карб. цем., з гравієм та жорствою аргіліту П-к кор.-бур., т-др/з, на глин.цем.	$K_{\text{пр.піск.}} = \text{зруйн.}$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 11,6 \%$ . $K_{\text{пр.арг.ал.}} = 0,26 \text{ тр.} \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 4,8 \%$ . $K_{\text{пр.піск.}} = <0,01 - 0,20 \cdot 10^{-15}$ , $K_{\text{пор.піск.}} = 8,2 - 10,8 \%$ .

Таблиця 5

**Колекторські властивості підфацій лагунної фації строкатоколірних та сіркоколірних відкладів (горизонт А-7<sup>1</sup>)**

Порядковий номер підфації на карті	Підфації	Літологічний склад	Колекторські властивості [4, 5]
1	лагунна підфація аргілітів та глин	Аргіліт коричнево-бурий, алевритистий, вапнистий Алевроліт коричнево-бурий, на глинистому цементі	$K_{пр.ал.гл.} = \text{зруйн.} - 0,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.гл.} = 6,5 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = \text{зруйн.}$ , $K_{пор.гл.арг.} = 2,8 \%$ .
2	лагунна підфація аргілітів та глин	Алевроліт бурий Глина арг-под, бура, доломітиста	$K_{пр.ал.} = 0,21 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.} = 10,1 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = 13,84 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 3,9 \%$ .
3	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів	Глина аргілітопод., бура, з вкл. анг. Ал-т бурий, глинистий П-к бур., т/з з глин. цем і вкл. доломіто - ангідриту	$K_{пр.ал.} = \text{зруйн.} - 0,21 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.} = 6,4 - 7,7 \%$ . $K_{пр.арг.гл.} = \text{зруйн.} - 11,88 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.арг.гл.} = 7,9 - 8,6 \%$ . $K_{пр.піск.} = 0,80 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 6,7 \%$ .
4	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів	Глина арг-под, кор-бур, алевр-та Ал-т кор-бур. на гл. цем. П-к т-др/з, кор-бур. на гл. цем.	$K_{пр.піск.} = \text{зруйн.} - 0,45 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 7,7 \%$ . $K_{пр.ал.} = <0,01 \text{ тр} - 21,17 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.} = 6,4 - 7,7 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = \text{зруйн. м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 5,9 - 8,2 \%$ .
5	лагунна підфація алевролітів	Ал-т кор-бур. глин. Пр-к кор-бур. п-ку т/з на карб-гл. ц.	$K_{пр.піск.} = <0,01 - 0,26 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 4,2 - 8,4 \%$ . $K_{пр.ал.гл.} = <0,01 - 0,59 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.гл.} = 2,4 - 9,0 \%$ .
6	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	Глина арг. под. кор.-бур. Ал-т кор.-бур. піщанистий Пісковик кор.-бур., др-т/з, на вапн.-глин. цем.	$K_{пр.піск.} = <0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 4,4 - 6,1 \%$ . $K_{пр.ал.піщан.} = 0,01 - 0,10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.піщан.} = 7,1 - 8,3 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = \text{зруйн м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 5,9 - 6,2 \%$ .
7	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	П-к др-т/з черв-бур. на долом.цем та глин. цем. Ал-т черв-бур. дуже глин. Глина арг-под, черв-бур, алевритова	$K_{пр.піск.} = <0,01 - 0,70 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 2,4 - 9,2 \%$ . $K_{пр.ал.гл.} = <0,01 \text{ тр} - 6,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.гл.} = 4,9 - 6,7 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = 0,96 \text{ тр} - 2,00 \text{ тр м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 4,4 - 5,0 \%$ .
8	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів та пісків	Ал-т кор.-бур., к/з, піщанистий, на глин. цем. Глина арг. под. кор.-бура, алевр. Пісковик кор.-бур., т/з, алевр. на глин. цем.	$K_{пр.піск.} = 0,67 - 0,76 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 12,1 - 12,5 \%$ . $K_{пр.ал.піщан.} = 0,08 - 0,76 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.піщан.} = 5,9 - 12,0 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = \text{зруйн.} - 31,29 \text{ тр м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 5,8 - 6,0 \%$ .
9	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів, пісків та доломітів	П-к кор-бур, др-т/з на гл-карб. цем. з вкл. ангідриту Глина арг-под, зел-сір. з прошар. алту на карб.цем. Ал-т кор-бур, к/з на карб-гл.цем.	$K_{пр.піск.} = \text{не прон. м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 0,7 \%$ . $K_{пр.ал.піщан.} = 0,08 - 4,24 \text{ тр} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.піщан.} = 6,6 - 10,2 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = \text{зруйн.} - 12,36 \text{ тр м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 4,1 - 5,7 \%$ .
10	лагунна підфація аргілітів, глин, алевролітів, пісків та доломітів	Ал-т кор.-бур., к/з, піщанистий, на глин. цем. Глина арг. под. кор.-бура, алевр. Пісковик кор.-бур., т/з, алевр. на глин. цем та на вапн-гл. цем.	$K_{пр.піск.} = 0,27 - 6,20 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.піск.} = 4,8 - 14,9 \%$ . $K_{пр.ал.піщан.} = <0,01 - 0,76 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.піщан.} = 5,9 - 10,9 \%$ . $K_{пр.гл.арг.} = \text{зруйн.} - 31,29 \text{ тр м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 4,4 - 6,0 \%$ .



Таблиця 6

Колекторські властивості фації берегових валів (горизонт А-7<sup>1</sup>)

Порядковий номер фації на карті	Фації	Літологічний склад	Колекторські властивості [4, 5]
11	фація берегових валів	Пісковик сірий, с-др/з на глин.-вапн. цем. Аргіліт кор.-бурий, алевритистий	$K_{пр.п.іск.} = 0,43 - 2,25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.п.іск.} = 6,4 - 9,3 \%$ . $K_{пр.арг.ал.} = \text{зруйн. м}^2$ , $K_{пор.арг.ал.} = 5,0 \%$ .
12		П-к кор-бур., др-т/з на глин. цем. Аргіліт кор-бур., алевритистий Алевроліт кор-бур., на глин.цем.	$K_{пр.п.іск.} = <0,01 - 1,55 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.п.іск.} = 4,7 - 11,2 \%$ . $K_{пр.ал.піщан.} = <0,01 - 0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.ал.піщан.} = 7,8 - 8,3 \%$ . $K_{пр.арг.ал.} = \text{зруйн. м}^2$ , $K_{пор.арг.ал.} = 3,9 - 5,8 \%$ .
13		Глина арг-под, бура, алевритиста П-к бурий, т/з з глин.-долом. цем.	$K_{пр.гл.арг.} = <0,01 - 7,51 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 2,52 - 2,55 \%$ . $K_{пр.п.іск.} = <0,01 - 36,84 \text{ тр.} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.п.іск.} = 3,3 - 12,5 \%$ .
14		Аргіліт кор.-бурий, алевритистий з жорствою аргіліту П-к кор.-бур., др/з, на глин.-карб. цем., з гравієм та жорствою аргіліту	$K_{пр.гл.арг.} = 0,26 \text{ тр.} - 4,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , $K_{пор.гл.арг.} = 2,52 - 2,55 \%$ . $K_{пр.п.іск.} = \text{зруйн. м}^2$ , $K_{пор.п.іск.} = 11,6 \%$ .

**Висновки.**

Найбільш перспективними колекторами для пластів А-7<sup>1</sup>, А-7<sup>2</sup> та А-8 Кобзівського газоконденсатного родовища є фації берегових валів.

Дані вивчення пористості та проникності показують, що їх показники в фації берегових валів найбільш сприятливі для накопичення вуглеводнів.

Створені нами літолого-фаціальні карти допоможуть більш чітко проектувати положення свердловин при розвідці Кобзівського газоконденсатного родовища.

При проведенні літолого-фаціального аналізу нами були використані класичні методи побудови фаціальних карт. Особливу увагу ми приділяли: літологічним різновидам, текстурним особливостям порід та органічним залишкам. У наших побудовах використовувалися тектонічні схеми підшов структурних горизонтів А-7<sup>1</sup>, А-7<sup>2</sup> та А-8, таблиці кореляції продуктивних горизонтів, атлас текстур осадових гірських порід та опис керну пошуково-розвідувальних свердловин.

Після інтерпретації графічних матеріалів літолого-фаціального дослідження з'ясувалося, що найбільш сприятливі ділянки з фільтраційними властивостями колекторів за всіма трьома горизонтами знаходяться у східній частині Кобзівського газоконденсатного родовища.

Запропонована нами методика літолого-фаціального аналізу може застосовуватися для інших газоконденсатних родовищ. Вона дозволяє знаходити місця для закладання експлуатаційно-розвідувальних свердловин, а також оптимізувати геолого-розвідувальні та експлуатаційні роботи для видобутку нафти і газу.

*Список літератури*

1. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью [Текст] / А.Е. Лукин. – М.: Недра, 1977. – 102 с.

2. Кривуля С.В. Будова та фаціальні особливості літологічно-екранованого покладу продуктивного горизонту Г-6<sup>2</sup> Кобзівського газоконденсатного родовища [Текст] / С.В. Кривуля., А.А. Лагутін, А.В. Загороднов та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2012. – №3(44). – С. 135-144.

3. Шульга В.Ф. Особенности формирования пластов угля глубоких горизонтов Львовско-Волинского бассейна [Текст] / В.Ф. Шульга, М.Н. Матрофайло, И.Е. Костик, Н.Д. Король // Геологический журнал. – 2013. – № 2. – С. 75-88.

4. Геолого-економічна оцінка нижньопермсько-верхньокам'яно-вугільних відкладів (Р<sub>1</sub>-С<sub>3</sub>) Кобзівського ГКР (Харківська область, станом на 1.01.2011 р) [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІГаз; кер.: А.А.Лагутін, О.Б.Горайнова, А.В.Загороднов. – № 52.413/2006-2010. – Харків, 2011. – 2771 с.

5. Описання керну пошуково-розвідувальних свердловин ДК «Укргазвидобування» і відбір зразків та аналіз літологічного і фаціального складу, фізичних і колекторських властивостей порід, створення бази даних по керну [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІГаз; кер.: А.В. Лизанець, С.Ф. Поверенний та ін.

Надійшла до редакції 01.02.21

UDK 550.81:553.98(477)

**N.P. Agres, PhD (Geology)**  
**(Ukrainian Research Institute of Natural Gas)**

#### **QUANTITATIVE PARAMETERS OF THE DRAINAGE BASIN AS INDICATORS OF STRUCTURES WHICH ARE TRAPS OF HYDROCARBONS**

*With the purpose of search of structures – probable traps of hydrocarbons have been used morphometric methods of structurally-geomorphological researches. As a result of these researches morphometric quantitative indicators of drainage basins above structures containing hydrocarbon deposits have been described. Ranges of values of these quantitative indicators were used for forecasting. New perspective sites for search of structures - probable traps of hydrocarbons were predicted in the central part of Northern flange of Dnieper Donets Depression of Ukraine.*

*З метою пошуку структур - пасток вуглеводнів застосовано морфометричні методи структурно-геоморфологічних досліджень. За результатами морфометричних досліджень встановлено кількісні індикатори водозбірних басейнів над структурами, що містять поклади вуглеводнів. Діапазони значень цих індикаторів використано для прогнозування нових ділянок перспективних для пошуку структур – ймовірних пасток вуглеводнів у межах центральної частини Північної крайової зони Дніпровсько-Донецької западини.*

*С целью поиска структур-ловушек углеводородов были использованы морфометрические методы структурно-геоморфологических исследований. За результатами морфометрических исследований установлены количественные индикаторы водосборов над структурами, содержащими углеводородные залежи. Диапазоны значений данных индикаторов использованы для прогнозирования. Новые участки, перспективные для поиска структур – вероятных ловушек углеводородов, были предсказаны в пределах центральной части Северной краевой зоны Днепровско-Донецкой впадины.*

"Structural geomorphology derives from the fundamental observation that geologic structure dictates the resistance of Earth materials to degradational processes. The role of structure may be passive, in which case the composition of rocks or their discontinuities (joints, faults, and bedding) dictate the details of erosion. In this way, structure provides the boundary conditions for landscape denudation. Structure may also play an active role when tectonic processes create primary landforms and landscapes (for example, volcanoes, fault-block mountains, grabens, and domes comprise fundamental elements of planetary surfaces)" [1].

Morphostructural (structural-geomorphological) analysis is a kind of tectonic geomorphology that has achieved paradigm status in the Soviet Union and eastern Europe. This concept derives from

the work of I. P. Gerasimov, who defined various structural units, called "morphostructures." Morphostructures consist of relief generated by a combination of tectonic activity, lithology and climate. They exist in a hierarchical arrangement, ranging from megamorphostructures, such as mountains, to micromorphostructures, such as a fault-controlled valley. Various morphostructures are produced by alternating periods of uplift and stabilization (obtaining planation (flat) surfaces) that reflect regional tectonics. The approach of morphostructural analysis, summarized by Gerasimov (1946, 1959) and Mescheriakov (1968), uses river systems and terraces, planation surfaces, and correlative deposits as key sources of data.

A particular case of the "morphostructural" analysis of the relief is V. P. Filosofov's (1960, 1975) morphometric (structural-morphometric) method which was widely used in geomorphology, oil and gas geology and neotectonics.

That author considers the structural-morphometric method as a means to understand the features of the relief conditioned by factors such as tectonics or geophysical fields.

However, I agree with the opinion of L. Aristarkhova that the morphometric method (quantification) is a cartographic processing method of topographic maps or space images, which one establish quantitative indicators of structural forms or the quantitative anomalies that are a reflection of structural forms in the earth's surface features [2].

These structural forms can be hydrocarbons traps.

The morphometric method of morphostructural analysis designed mainly for fluvial relief because the fluvial processes dominate on the land.

A fluvial network (channel network, stream network) is the main object of study in many geographic works and in some applied geological researches.

Quantification is a tool of stream network study.

Quantification began to sweep geomorphology after the publication of R. E. Horton's far-sighted studies of drainage basin analysis (Horton, 1945).

The extensive work on drainage basin and hillslope quantifications by Strahler (1950, 1952, 1956, 1957, 1958), Melton (1957); Morisawa (1962); Schumm (1956) inspired a flowering of geomorphological research in the 1960s. Some attempts at quantification were decidedly innovative.

Horton received empirical relationship: the number of network channels increases with the decrease of their order exponentially.

He introduced the concept of stream order (valley order, talveg order). Most widely spread are the methods of A. Strahler (1952) and V. Filosofov. According to the procedure, valleys and watersheds form "dendrites" whose "branches" are characterised by orders.

A first-order stream (valley, talveg) is a stream what accept nothing tributary streams. Otherwise, if the smallest bends of the isolines corresponding to drain depressions were connected with smooth lines, one would obtain first order valleys.

Merging of two first order valleys would yield a valley of the second order, etc. The confluence of a first order valley into a second order one does not change its order.

Therefore stream order increase from riverhead of drainage basins to bottom of river system. The main river (stream) of drainage basin have maximum order. The order of drainage basin equals the order of its main river.

The analysis of an elevation of the relief and its dissection (dismemberment) are the main components of the morphometric method of a morphostructural (structural-geomorphological) analysis.

Application of morphometric methods of relief elevation research (and its dissection) for purpose of study the tectonic structure of different areas in the works by D. Sobolev, V. Filosofov, L. Aristarkhova, M. Volkov, B. Mozhaev, Yu. Mescheriakov, I. Sokolovsky, V. Palienko and etc. are represented.

The researchers noted that neotectonic movements define features of modern Earth's surface and its elevation (relief) above deep structures of sedimentary cover and basement.

The morphometric method (quantification) aimed at identifying structural forms using their dynamic properties that influence the energy and direction of denudation processes.

A slope formation, as one of the main geomorphological processes, depends on the angle of the inclination, which is created by endogenous processes.

A surface erosion increases when the flow velocity increases. The flow velocity is in a quadratic dependence on the slope.

Tectonic deformations lead to an increase the angle of the earth's surface, to an intensification of a deep erosion and to a growth of the relief dissection.

Different morphometric parameters were defined many previous researchers. For example, 15 there are indicators of horizontal and vertical dissections (dismemberments) of the relief.

The horizontal dissection of the relief is a density of linear erosion forms or total length of the channel network per area unit.

The vertical dissection of the relief is the difference between the maximum and minimum elevation per unit cell area.

However uniformity climatic conditions and rocks lithology of the study area restrict the application of indicators of vertical and horizontal relief dissections (dismemberments).

Morphometric studies are amenable to automatic data processing procedures by computer.

The starting moment of the morphometric analysis are a digital evaluation (terrain) model (DEM, DTM) and invariant lines of the relief (contours of a terrain surface or isolines of a relief).

All previous researchers note (indicate) the necessity choosing the right cell size to calculate morphometric parameters, which depends on the size of the expected structure.

As opposed to previous researches author chose certain-order drainage basins as elementary cell for calculation morphometric (quantitative) parameters.

The drainage basin is the real geomorphological object. It is the local area of earth's surface within the watershed with the relief and other landscape components what is developed under the influence of a complex of factors and is regulated activity of water streams.

The drainage basin boundary (the watershed) is defined by nature. Therefore the choice of drainage basin as elementary cell for calculation allows to avoid subjectivism when we choose of elementary cells for calculation and construction of morphometric maps.

The term "geomorphological anomaly" (morphography anomaly, morfoanomaly) has been presented in papers of L.Aristarhova (1965), B.Mozhaev (1969), G.Ananiev (1970). It is local area of earth's surface its geomorphological features (characteristics) are not typical, don't like a normal environment for certain territory. These writers understand a normal environment is typical characteristics of the modern relief, its generation energy in specific physical-geographic conditions. It is not exactly criterion of deviation from standard (abnormality).

In the present paper an exact numerical definition this term is suggested. The author describes a new morphometric parameter of an abnormal elevations distribution of within the elementary certain-order drainage basin (is named "the relief abnormality" or "the terrain abnormality").

This parameter is a histogram characteristic and is calculated as sum of squares of elevations frequencies for given ranges in the drainage basin (an elementary cell) by formula:

$$A = \sum_{i=1}^n [p(X_i)]^2 \times 1000,$$

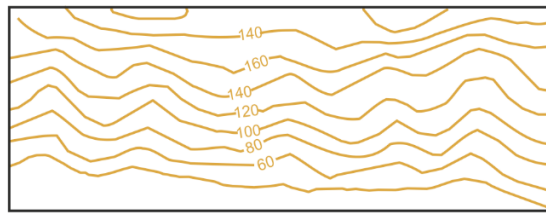
where  $p(X_i) = \frac{N(X_i)}{M}$ ,  $N(X_i)$  – the number of cells digital elevation model (DEM) terrain height values ranging from  $X_{i-1}$  to  $X_i$ , where  $X_0$  and  $X_n$  – minimum and maximum height in drainage basin, respectively;  $M$  – the total number of cells of DEM of within a drainage basin. In our case, the height ranges are obtained by dividing the height range into ten equal parts ( $n=10$ ).

Based on the definition, this morphometric parameter does not depend on the excess between the maximum and minimum heights but depends on the distribution function of an elevation in an elementary drainage basin.

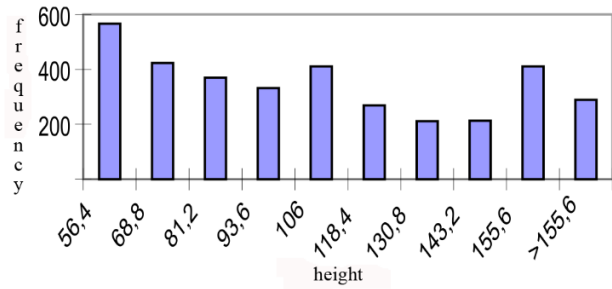
That is, if the intensity of a neotectonic lifting corresponds the intensity of a deep erosion and denudation we will have more or less the straight profile of a hillside (W. Penck, 1924) and the approximately uniform (rectangular) distribution of relief heights within the catchment.

The convex or "S"-shaped profiles of hillsides (W. Penck) indicate to the activity neotectonic uplift and affect to the deviation from the uniform distribution of absolute relief heights. This deviation is displayed as histogram peak and influences on the parameter values growth.

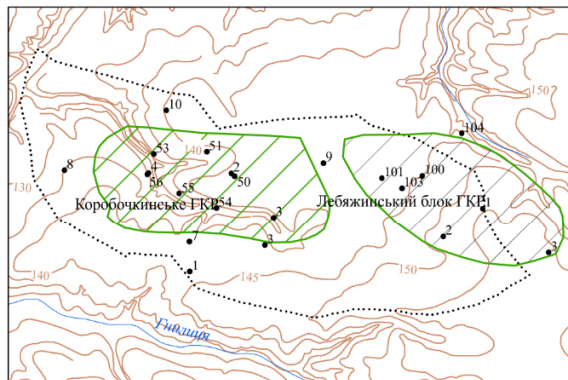
For example, for the "normal" straight profile of a hillside we will have nearly uniform distribution of elevations and the minimum value of quantitative indicator - "the relief abnormality" (Pic. 1 a)



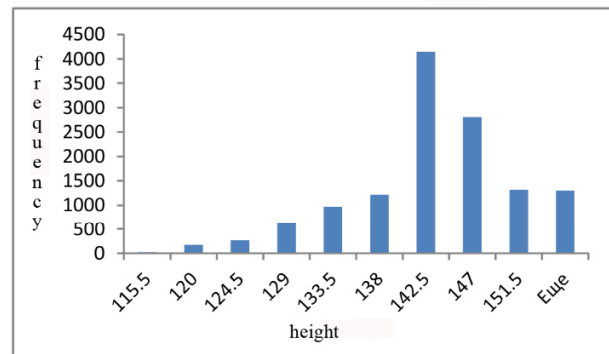
a) the normal hillside



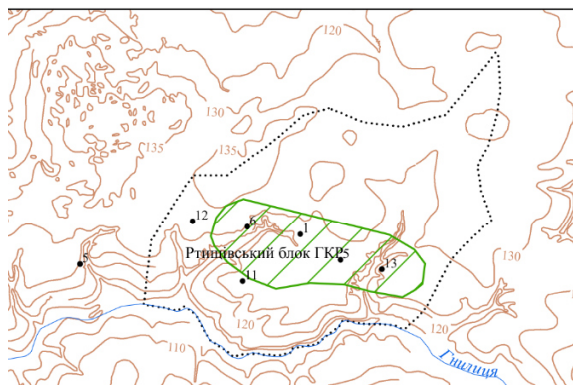
„the relief abnormality” equals 108 units



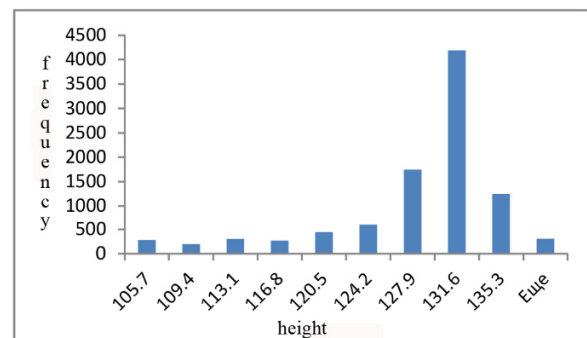
b) the anomalous place (Korobochkynske oil and gas field) - the terracing of the hillside



„the relief abnormality (the terrain abnormality” equals 190 units



c) the anomalous place (Rtyshchivski block of Korobochkynske gas-condensate field) - a flat place or the positive deformation of the hillside



„the relief abnormality (the terrain abnormality” equals 250 units

- 1 well
- a contour of oil and gas field;
- a boundary of elementary cell (drainage basin or its part);
- a contour of a terrain surface (an isoline of a relief)

Fig. 1. Examples of calculation of morphometric parameter - “the relief abnormality or the terrain abnormality”

The terracing of a hillside is appeared as histogram peaks and as the high value of this quantitative indicator. For example, the drainage basin above Korobochkyne gas-condensate deposit (Pic. 1 в)

The positive deformation of a hillside (or of a floodplain terrace) also lead to a growth of this indicator. For example, the Rtyshchivsky block of Korobochkyne gas-condensate deposit (Pic. 1 с)

This morphometric parameter- "the relief abnormality" was tested within the northern part of Dnieper-Donets oil-and-gas-bearing region of Ukraine and at the northern part of Donbass.

The author empirically established that drainage basins above hydrocarbon deposits of the northern part Dnieper-Donets Basin are characterized by high values of this quantitative indicator - "the relief abnormality" [3].

A lot of oil and gas fields are reflected into high values of "the relief abnormality" - more than 140-150 units.

The sample of drainage basins above hydrocarbon deposits of the northern part of Dnieper-Donets Basin is characterized by values of " the relief abnormality" higher than sample average this parameter of all drainage basins this region (Pic. 2).

The most of oil and gas fields of the northern part of Donbass are reflected by high values of "the relief abnormality" too (Pic. 3).

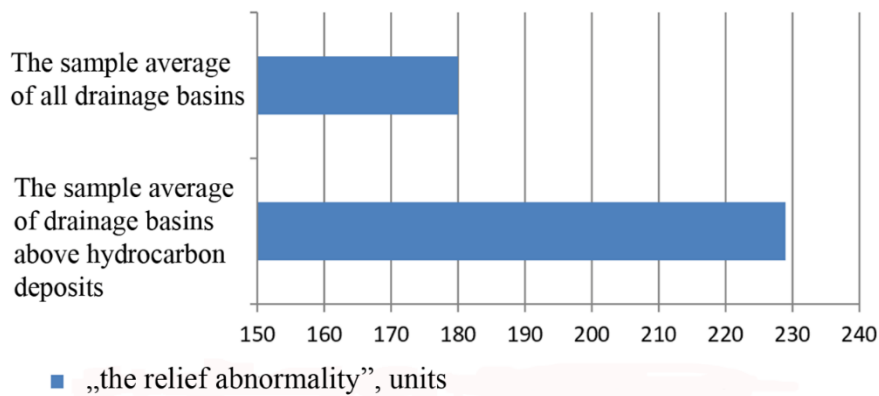


Fig. 2. The quantitative indicator- "the relief abnormality" within the catchments (drainage basins) of the northern part of Dnieper-Donets Basin

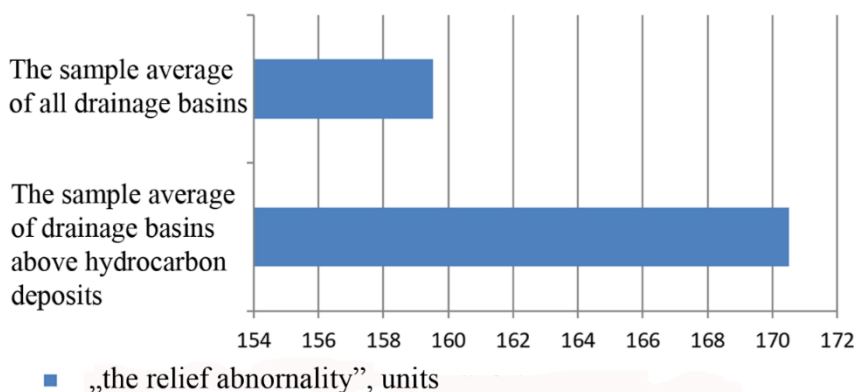


Fig. 3. The quantitative indicator- "the relief abnormality" within the catchments (drainage basins) of the northern part of Donbass

The initial data for morphometric studies were topographic maps at a scale of 1:50 000. To build a digital elevation model (DEM) of the terrain and digital streams network model (model of thalwegs of permanent and temporary water streams) used the capabilities of geographic information system (GIS) ArcGIS, its additional modules Spatial Analyst and Geostatistical Analyst and functions hydrological modeling (FlowDirection, FlowAccumulation, StreamOrder, etc.).

The digital model of the streams (hydrographic) network reflects the hydrographic network in accordance with the orders of streams, which were introduced to describe the river (drainage) basins by R. Horton in 1948 (with clarifications by VP Filosofov, 1960).

The most of oil and gas fields of the northern part Dnieper-Donets Basin correspond to the area of small rivers or gullies on the earth's surface, and they are fragments of the gully (a taxonomic unit of a natural-territorial division arranges hierarchically below than the landscape district)

Therefore, as an elementary cell for the calculations of morphometric parameters author chose the third-order drainage basin or the residual fourth-order (or higher orders) catchment with first- or second-order streams.

The sizes of drainage basins corresponded to the sizes of known and expected oil and gas fields.

For elementary drainage basins were calculated: the coefficient of a drainage basin form (as the ratio of the length of the perimeter of the elementary drainage basin to its area), the relief abnormality (as a statistical indicator of an energy), vertical and horizontal dissections (dismemberments) of the relief.

In our studies, horizontal dissection (dismemberment) was calculated as the ratio of stream lengths of a certain order to their number (otherwise as the average length of streams (thalwegs) of a certain order).

Based on the theoretical foundations and empirical experience, the following morphometric quantitative indicators are established, the ranges of values of which correspond to the search object - oil and gas structure (Pic. 4):

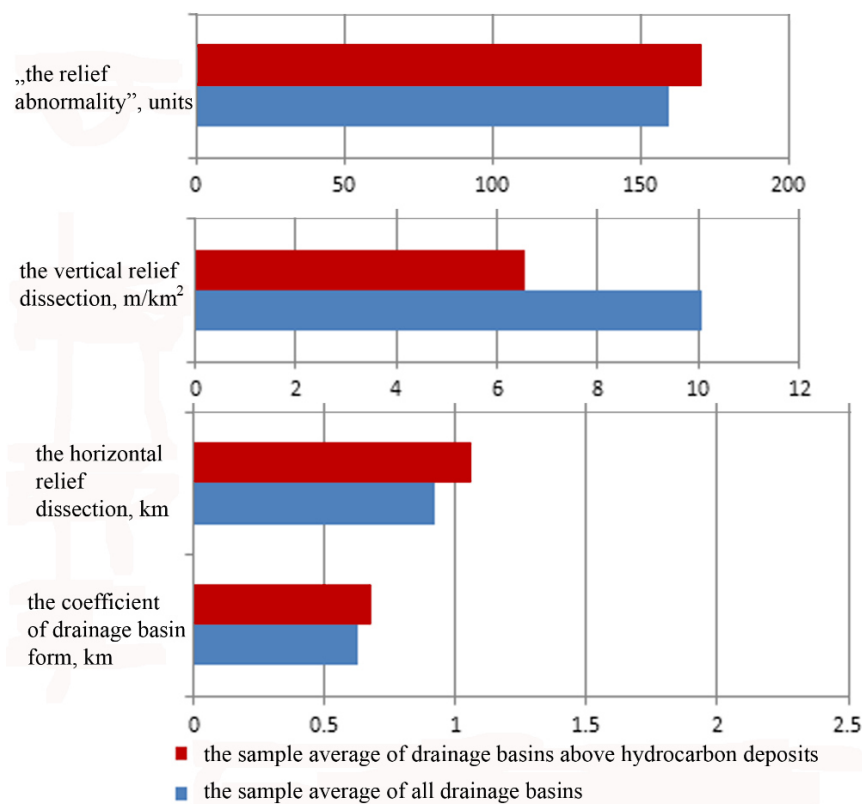


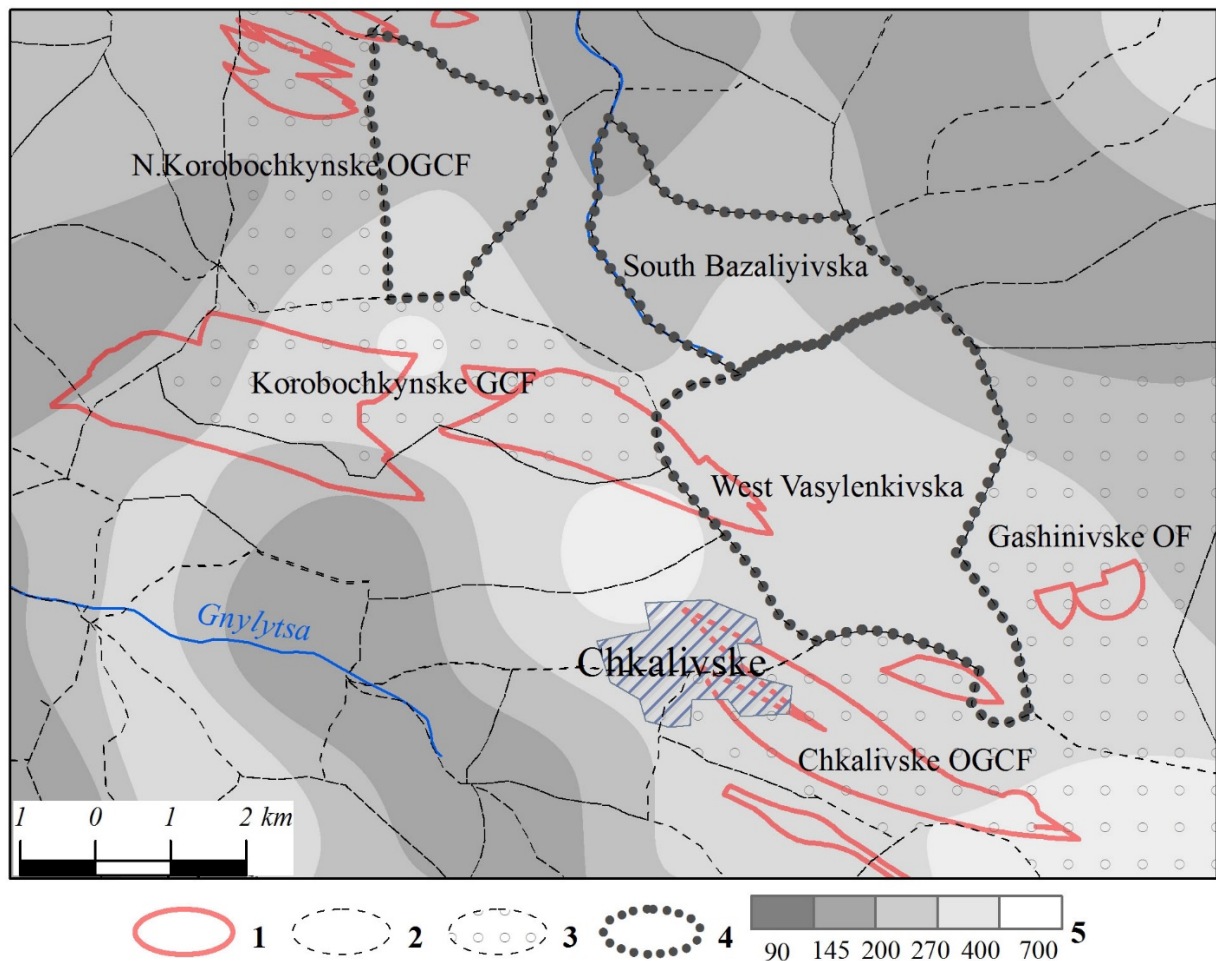
Fig. 4. The morphometric quantitative indicators of the structure, which is the probable hydrocarbon trap



- known vertical dissection (dismemberment) of the relief in the ranges below the average values (from 2 to 11 m/km<sup>2</sup>);
- horizontal dissection (dismemberment) of the relief (as the average length of thalwegs ) - in the ranges of average values;
- the coefficient of a drainage basin form (a form of catchment) - in values above average;
- indicator " the relief abnormality " ("the terrain abnormality") - in values above 140 units, regardless of the territory.

The boundary limits of the ranges of these indicators form the N-dimensional (in our case 4-dimensional) classification of the parallelepiped. The selection of promising places in terms of oil and gas exploration was carried out on the set of all four indicators by the parallelepiped method, based on the condition that the value of the indicator fall into the forecast range.

The following forecast places (anomalies) have been identified as promising for oil and gas exploration: South Bazaliyivska and West Vasylenkivska (Pic. 5).



Legend: 1 – contour of oil (O) and gas (G) condensate (C) field (OGCF) or OF or GCF; 2 - contour of an elementary cell (of a drainage basin) for calculation; 3 – contour of an elementary cell (of drainage basin) above oil and gas field of training sample; 4 – forecast structure - possible oil and gas trap by four morphometric quantitative indicators; 5 – value of the indicator "the relief abnormality ", units.

Fig. 5. Map of forecast of structures-possible oil and gas traps by the results of morphometric studies of the relief



According to the preliminary processing of the 3D seismic cube (2019), the contours of probable lithologically limited deposits in the Middle Carboniferous sediments were established within the specified anomalies.

**Conclusions.** According to the results of morphometric studies, it is established that structures with oil and gas deposits are reflected in certain morphometric indicators of relief or hydrographic network. It is even possible to establish ranges of their values in order to further forecast by analogy.

Morphometric indicators (their ranges of values characterize the search object - the structure with the oil or gas deposit) include: the vertical and horizontal dissections (dismemberments) of the relief; the coefficient of drainage basin form; the indicator " the relief abnormality " ("the terrain abnormality").

However, we note that the predicted places selected by morphometric studies are a reflection of landscape anomalies formed under the influence of both endogenous (structural-tectonic) and exogenous factors. These anomalies reflect the search object itself (its presence), without specifying its boundaries and depth.

But morphometric studies are a source of new information about the structural features of the territory and an part of the remote complex of forecasting structures-probable hydrocarbon traps, which was developed at the Ukrainian Research Institute of Natural Gases (UkrNDIgaz, Kharkiv).

This remote complex allows to place rationally and purposefully seismic and drilling works, reduce the volume of geophysical surveys in unpromising areas and to increase the efficiency of a geology exploration.

#### References

1. Victor R. Baker The nature of geomorphology // Geomorphology from Space (edited by Nicholas M.Short Sr. and Robert W. Blair, Jr) Chapter 1[Електронний ресурс] / NASA, 1986. - Режим доступа: [http://geoinfo.amu.edu.pl/wrk/geos/GEO\\_1/GEO\\_CHAPTER\\_1.html](http://geoinfo.amu.edu.pl/wrk/geos/GEO_1/GEO_CHAPTER_1.html).
2. Аристархова Л.Б. Геоморфологические исследования при поисках нефти и газа [Текст] / Л.Б. Аристархова. - М.: Изд. Моск. ун-та, 1979. - 151с.
3. Агрес Н.П. Прогнозування нафтогазоперспективних пошукових об'єктів на території північної окраїни Донбасу за дистанційними методами досліджень: автореф. дис. ... канд. геол. наук: спец. 04.00.17 "Геологія нафти і газу" / Н.П. Агрес. - Харків, 2015. - 20 с.

Надійшла до редакції 17.02.21

УДК 553.98:553.044

**М.М. Багнюк, канд. геол. наук, В.М. Владика, В.П. Бодлак, О.О. Дмишко,  
М.В. Дорохов, Л.М. Козак, Н.Й. Міськів, Н.В. Дяків  
(УкрНДІГаз)**

### **СУЧАСНИЙ СТАН БАРИЧНИХ УМОВ У МЕЗОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДАХ КОСІВСЬКО-УГЕРСЬКОЇ ПІДЗОНИ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ**

*За результатами досліджень водоносних об'єктів наведено фізико-хімічні властивості пластових вод і початкові баричні умови у карпатій-мезозойському комплексі відкладів Більче-Волицької зони. Показано вплив розробки Більче-Волицького, Угерського, Меденицького і Рудківського родовищ на зниження тиску у мезозойсько-нижньокайнозойському водоносному комплексі північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони. Проаналізовано сучасний стан баричних умов у карпатій-мезозойських відкладах.*

*По результатам исследований водоносных объектов приведены физико-химические свойства пластовых вод и начальные барические условия в карпатий-мезозойском комплексе отложений Бильче-Волицкой зоны. Показано влияние разработки Бильче-Волицкого, Угерского, Меденицкого и Рудковского месторождений на снижение давления в мезозойско-*

*нижнекайнозойском водоносном комплексе северо-западной части Косово-Угерской подзоны. Проанализировано современное состояние барических условий в карпатий-мезозойских отложениях.*

*According to the results of research of aquifers, the physicochemical properties of formation waters and initial baric conditions in the Carpathian-Mesozoic complex of sediments of the Bilche-Volytsa zone are given. The influence of the development of the Bilche-Volytsa, Ugerske, Medenytsa and Rudky fields on the pressure decrease in the Mesozoic-Lower Cenozoic aquifer complex of the north-western part of Kosiv-Uhersky subzone is shown. The current state of baric conditions in the Carpathian-Mesozoic sediments is analyzed.*

Початкові баричні умови у геологічному розрізі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину сформовані умовно-виділеними водонапірними басейнами у рифейсько-палеозойських, мезозойсько-нижньокайнозойських та верхньокайнозойських відкладах. Вказані водоносні комплекси ізольовані між собою заглиненими утвореннями кембрію та нижньої юри і товщею тираської світи верхнього бадену, які слугують регіональними флюїдотривкими покрівлями. Об'єктом дослідження даної роботи є пластові тиски в карпатій-мезозойських відкладах, тому нижче наведена гідрогеологічна і геолого-промислова характеристики саме мезозойсько-кайнозойського водоносного комплексу.

У межах Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони мезозойсько-кайнозойський водоносний комплекс об'єднує водонасичені породи відкладів юри, крейди, карпатію та нижнього бадену. Геологічний розріз досліджуваного комплексу порід свердловинами пошуково-розвідувального фонду розкритий на різні глибини. Згідно зі стратиграфічним розчленуванням, на ділянці розташування Більче-Волицького, Угерського і Меденицького родовищ цей комплекс представлений відкладами карпатію, крейди і юри, в межах Рудківського – карпатію і юри, Коханівського – тільки юри. Необхідно зауважити, що віднесення верхньої частини карбонатних утворень мезозою до крейдової чи юрської систем на території досліджень є на даний час дискусійним, разом з тим для наших досліджень це не має принципового значення.

До активної розробки значних за запасами газоконденсатних покладів Більче-Волицького, Угерського і Рудківського родовищ, виявлених у відкладах карпатій-мезозою в утвореннях юри, водонасичені горизонти досліджені в інтервалі глибин від 1638 до 3596 м (таблиця). Породи-колектори вказаних відкладів насичені пластовими водами гідрокарбонатно-натрієвого, хлормагнієвого та хлоркальцієвого типів із мінералізацією від 10 до 297 г/дм<sup>3</sup>, яка зростає в південно-західному напрямку зі збільшенням глибини залягання водоносного горизонту. Відповідно густина пластової води з досліджених об'єктів приймала значення від 1,0490 до 1,1740 г/см<sup>3</sup>. Зі збільшенням мінералізації в водах зростають абсолютні вмісти іонів натрію та хлору, значно менше кальцію і магнію [1, 2].

Водоносна товща відкладів крейди Більче-Волицької зони поширена на глибинах 1000-2300 м. Водоносні об'єкти, досліджені в межах глибин від 1111 до 1530 м, представлені відкладами верхньої крейди, з яких одержали пластові води сульфатно-натрієвого, хлормагнієвого та хлоркальцієвого типів. Згідно з літературними даними [1, 2] загальна мінералізація пластових вод з відкладів крейди змінюється в межах 17-325 г/дм<sup>3</sup>. З досліджених об'єктів густина води в стандартних умовах характеризувалася величинами 1,033÷1,083 г/см<sup>3</sup>.

Геологічний розріз карпатійських відкладів міоцену залягає на глибині до 1500 м. Породи-колектори насичені водами сульфатно-натрієвого, хлор-магнієвого та хлоркальцієвого типів, сульфатно-хлоридного кальцій-натрієвого складу з мінералізацією 20-78 г/дм<sup>3</sup>, яка зростає у південно-західному напрямку.

Водоносний горизонт відкладів нижнього бадену найповніше розвинутий на теренах Сторожинецького та Косівського тектонічних блоків Більче-Волицької зони і залягає на глибинах 650-2400 м. Пластові води належать до гідрокарбонатно-натрієвого, сульфатно-натрієвого та хлоркальцієвого типів із мінералізацією 6-114 г/дм<sup>3</sup>, яка зростає в південно-західному напрямку.

Пластові тиски у водоносних горизонтах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину

Площа	Номер свердловини	Вік відкладу (горизонту)	Інтервал випробування, м	Альгітуда устя, м	Статичний рівень, м	Густина води, г/см <sup>3</sup>	Абсолютна відмітка виміру пластового тиску, м	Пластовий тиск, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Меденицька	11	Верхня крейда	1380,0-1530,0	263,7	120,0	1,083	-1191,48	14,19
-//-	7	-//-	1347,0-1365,0	164,0	103,0	1,078	-1192,25	13,25
Кам'янецька	15	-//-	1111,0-1154,0	319,8	108,0	1,033	-813,37	10,39
Меденицька	19	Верхня юра	2414,0-2424,0	285,6	228,0	1,0751	-2133,82	23,11
-//-	11	-//-	1858,0-1882,0	263,7	155,0	1,0997	-1466,27	16,99
-//-	1	-//-	2306,0-2315,0	263,6	110,0	1,0800	-2042,70	23,27
Рудківська	190	-//-	1961,0-1976,0	-	-	-	-	19,13
-//-	190	-//-	1875,0-1885,0	-	-	-	-	18,15
Назавізьська	12	-//-	3596,0	389,0	426,0	1,1535	-3203,02	35,83
-//-	12	-//-	3380,0	389,0	430,0	1,1740	-2979,67	33,84
Меденицька	1	Середня юра	2490,0-2530,0	263,6	61,0	1,0550	-2246,69	25,35
Парищенська	14	-//-	1765,0-1872,0	335,6	144,0	1,0490	-1484,28	17,25
-//-	14	-//-	1638,0-1648,0	335,6	200,0	1,0660	-1295,92	14,97
Меденицька	1	Нижня юра	2667,0-2683,0	263,6	105,0	1,0560	-2411,48	26,62
-//-	8	-//-	2642,0-2649,0	284,1	195,0	1,1257	-2360,93	27,06
Летнянська	1-Лг	Карпаті	1664,0-1680,0	286,7	-	-	-1381,30	12,10
-//-	2-Лг	Карпаті Крейда Юра	1659,0-1667,0 (разом з 1653-1657, 1670-1700)	299,7	-	-	-1365,30	10,20
-//-	3-Лг	Карпаті	1483,0-1485,0	306,1	-	-	-1182,90	6,80
-//-	5-Лг	Карпаті Крейда Юра	1575,0-1579,0 1582,0-1612,0 1620,0-1647,0 1678,0-1720,0 1725,0-1760,0	303,1	-	-	-1273,90 -1293,90 -1330,90 -1395,90 -1439,40	9,00 9,10 9,20 10,00 12,00

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Летнянська	15-Лг	Карпатій Крейда	1583,0-1587,0 1600,0-1624,0	293,0	-	-	-1292,00 -1319,00	12,40 15,00
- // -	30-Лг	Карпатій Крейда Юра	1669,0-1677,0 1681,0-1690,0 1693,0-1710,0	292,9	-	-	-1380,10 -1393,10 -1408,10	7,10 12,70 10,80
Орховицька	4-Орх	Карпатій	1874,0-1982,0	311,9	-	-	-1616,1	14,10
Верещицька	4-Вщ	- // -	1419,0-1490,0	261,9	-	-	-1192,6	7,66
- // -	10-Вщ	- // -	1365,0-1410,0	260,9	-	-	-1126,6	11,68
Гаївська	6-Г	- // - Мезоюй	1816,0-1823,0 1828,0-1843,0	305,9	-	-	-1513,6 -1529,6	16,60 17,40
Вишнянська	1-Вш	Юра	1727,0-1780,0	242,6	-	-	-1510,9	12,60
- // -	2-Вш	- // -	1740,0-1882,0	230,1	-	-	-1580,9	14,38
Глинківська	1	Карпатій	1110,0-1210,0	280,3	-	-	-879,7	9,11
Цд-Грабинська	1	- // -	1345,0-1360,0	262,7	-	-	-1089,8	13,60

На основі виконаних вимірів пластового тиску у мезозойсько-нижньокайнозойському водоносному комплексі, які запозичені з роботи [3], побудована епюра його розподілу з глибиною (таблиця, рисунок). Вона характеризується прямою лінією, нахил якої відповідає середній густині пластової води  $1,0920 \text{ г/см}^3$ . Аналіз побудованої залежності показує, що встановлені пластові тиски для об'єктів, які знаходяться на різних гіпсометричних відмітках, відповідають єдиному закону їх розподілу. Зміна густини води у даному басейні в межах  $1,0330\text{-}1,1740 \text{ г/см}^3$ , практично не вплинула на лінеаризацію залежності тиску від глибини. Пересічно зміна густини води впливала на положення її статичного рівня у свердловинах.

Варто зауважити, що карпатій-мезозойські відклади в межах родовищ та на досліджуваній площі розбиті низкою повздовжніх та поперечних тектонічних порушень. Разом з тим, підпорядкованість початкових пластових тисків єдиному їх розподілу вказує на те, що в регіональному плані, незважаючи на наявність тектонічних порушень у карпатій-мезозойському комплексі, за гідрохімічними і баричними показниками це один водяний басейн.

Видобуток газу з Рудківського, Меденицького, Більче-Волицького та Угерського родовищ, поклади яких виявлені у карпатій-мезозойському комплексі відкладів, започатковано у 50-60-х роках минулого століття. Відомо, що через аварійний стан низки свердловин Рудківського родовища, внаслідок якого спостерігалися перетоки газу у вищезалягаючі горизонти та утворення грифонів, відбори леткого флюїду проводили на форсованому режимі. Одночасно темп відбирання газу збільшували за рахунок зростання експлуатаційного фонду свердловин. Якщо на кінець 1959 року чисельність діючого фонду свердловин становила три одиниці, то у 1962 р. він кількісно дорівнював двадцяти п'яти одиницям. Такою чисельністю свердловин в режимі форсованого відбору газу за рік забезпечували його видобуток приблизно  $3,0 \text{ млрд м}^3$ , що становило близько 10 % від загальних запасів летких вуглеводнів. В результаті значного перепаду тиску в системі устя свердловини-газонасичені пласти спровоковано їх прогресуюче обводнення. Явні ознаки останнього спостерігалися з кінця 1963 року спочатку в приконтурних свердловинах. З 1965 року почали виносити пластову воду присклепінні свердловини. Тобто контурна вода активно поступала в газонасичені пласти карпатій-юрського покладу. В результаті тиск в законтурній зоні цього об'єкта знижувався. Спеціальних досліджень з його визначення не проводили, проте відомо, що поточне значення пластового тиску у покладі на кінець 1980 року становило  $2,07 \text{ МПа}$  і на такому рівні з незначними коливаннями залишається до сьогоднішнього дня.

Подібна динаміка показників розробки покладів газу спостерігалася у карпатій-мезозойському комплексі порід Більче-Волицького, Угерського та Меденицького родовищ. З аналізованих об'єктів найшвидше видобуток газу розпочато з покладу, який виявлено у відкладах карпатію і крейди Угерського родовища. Його розробку розпочато у 1946 році. Варто нагадати, що в цьому ж році зі свердловини 105 почалося аварійне фонтанування газу, яке припинилося лише у 1947 р. На місці технологічного майданчика свердловини 105 утворився кратер, в котрий занурилося все бурове обладнання і він заповнився водою, утворивши озеро. Внаслідок аварійного фонтанування і підтягування конуса води достеменно не відомо, які були втрати газу і скільки пластової води увійшло в газонасичені пласти. Оцінку їх об'ємів ускладнює встановлений фільтраційний зв'язок між покладами в карпатій-крейдових відкладах Угерського і Більче-Волицького родовищ.

Поклад газу у відкладах карпатію і крейди Більче-Волицького родовища перебував у розробці з 1950 до 1983 року. Внаслідок видобутку газу пластовий тиск з початкового  $10,3 \text{ МПа}$  знизився до  $1,0 \text{ МПа}$ . Вважається, що між даним об'єктом і покладом газу в аналогічних відкладах Угерського родовища є фільтраційний зв'язок. У роботі [4] відзначено, що перетоки газу в останній сумарно становили  $4,42 \text{ млрд м}^3$ . Про активність водонапірного режиму розробки інформациї немає. Тривалий час карпатій-крейдовий резервуар Більче-Волицького родовища використовували в якості підземного сховища газу.

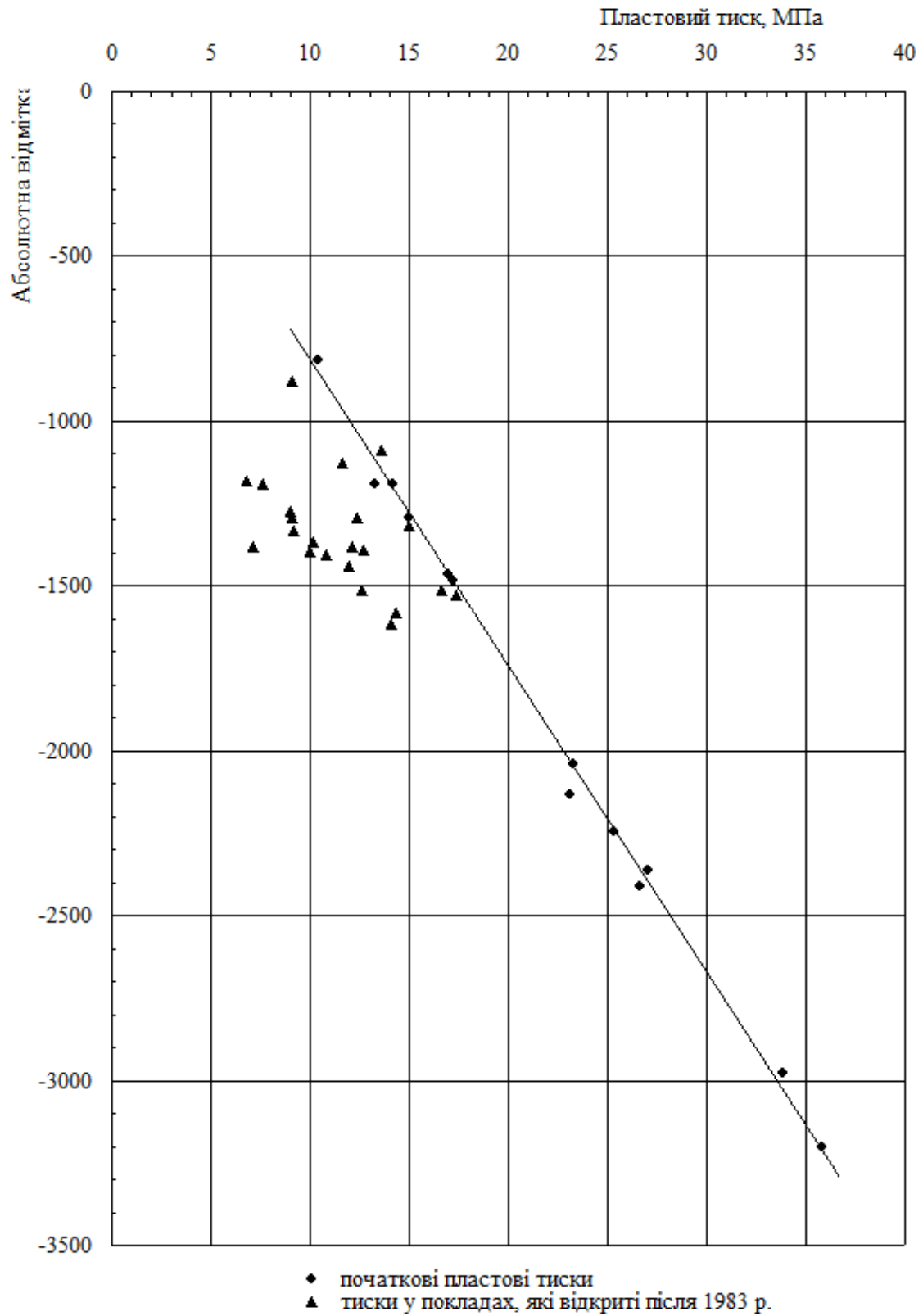


Рис. Епюра розподілу пластового тиску у мезозойсько-нижньокайнозойському водоносному комплексі

В межах Меденицької площі виявлено три поклади газу, два з яких у відкладах карпатію і крейди, один – в утвореннях крейди. Порівняно з Більче-Волицьким, Рудківським і Угерським родовищами вони характеризувалися значно скромнішими початковими запасами газу. Розробку об'єктів у відкладах карпатій+крейда та в утвореннях крейди започатковано з 1964 року. Видобуток газу здійснювався з проявом активного водонапірного режиму. Згідно з ГДС контролем, початковий контакт газ-вода піднявся на 22 м. Пластовий тиск на кінець розробки знизився з 13,26 до 2,45 МПа. Видобуток газу припинено у 1984 році.

Після припинення видобутку газу з покладів у карпатій-мезозойських відкладах Більче-Волицького, Угерського та Меденицького родовищ, за результатами проведення геологорозвідувальних робіт на досліджуваній території, з аналогічних утворень отримані припливи легких флюїдів та води. Починаючи з 1983 року пошуковими і розвідувальними свердловинами, в межах Летнянської площі, виявлена низка покладів газу в карпатій-мезозойському комплексі відкладів. Характерною особливістю для них були малі запаси газу та понижені пластові тиски. При цьому на однакових гіпсометричних відмітках у різних тектонічних блоках, залежно від відкладів (карпатій, крейда, юра), дефіцит тиску значно відрізнявся від умовного гідростатичного (таблиця, рисунок). Проте спостерігається тенденція зміни тиску з глибиною у розрізі, який розкритий свердловинами 15-Лт і 30-Лт, що не відповідає гідростатичному закону. У першій з них інтервали випробування відповідають відкладам крейди і карпатію (таблиця). Відстань по глибині між їх серединами становить всього 27 м, а різниця між визначеними тисками дорівнює 2,6 МПа. У свердловині 30-Лт, у відкладах карпатію і крейди, випробувано два об'єкти. За різниці у глибинах вимірювання тиску в 13 м його значення відрізнялося на 5,6 МПа.

Отже, аналізуючи баричні умови, які встановлені в утвореннях карпатій-мезозою в межах Летнянської площі, можна зробити висновок, що утруднений фільтраційний зв'язок у водяному басейні цих відкладів обумовлений очевидно тектонічними порушеннями та мінливістю проникності порід по їх напластуванню, разом з тим спостерігається зростання тиску з глибиною, градієнт якого є на порядок більший порівняно з законом гідростатики.

В межах Грудівської, Глинківської, Гаївської, Південно-Грабінської та Верещицької площі випробувано значно менше об'єктів у карпатій-мезозойських відкладах. Разом з тим встановлені закономірності на прикладі Летнянської площі характерні і для них. Зокрема у двох свердловинах Верещицької площі випробувано об'єкти, які відповідають відкладам карпатій-юри. В результаті у свердловині 4-Вщ для інтервалу 1419-1490 м характерним виявився тиск 7,66 МПа, тоді як у св. 10-Вщ. на меншій глибині (інт. випроб. 1365-1410 м) він дорівнював 11,68 МПа. Варто також відзначити, що менший дефіцит тиску у карпатій-мезозойських відкладах зафіксовано в межах Гаївської та Глинківської площі порівняно з Летнянською. Зокрема по відношенню до умовного гідростатичного його різниця складала від 1,6 до 0,9 МПа (два різних об'єкти) та 2,0 МПа відповідно. На ділянці Південно-Грабінської площі величина пластового тиску у карпатій-крейдовому резервуарі відповідала умовному гідростатичному. Отже, поруч з ділянками надр, для яких характерним є значний дефіцит тиску, є такі, у котрих він мінімальний або загалом відсутній.

#### **Висновки.**

На основі проаналізованих вище результатів випробування в межах розглянутих площ, які знаходяться на ділянці розташування Більче-Волицького, Угерського, Меденицького та Рудківського родовищ, можна зробити такі висновки:

- найбільший дефіцит тиску порівняно з умовним гідростатичним зафіксовано у відкладах карпатію і тріщинуватих породах юри, які безпосередньо контактують між собою і характеризуються найкращими фільтраційними властивостями;
- на прикладі Летнянської площі спостерігається певний вплив тектонічних порушень на закономірність розподілу тиску у водяному басейні;
- за результатами випробування свердловин спостерігається тенденція зростання тиску з глибиною у карпатій-мезозойських відкладах, градієнт якого не підпорядковується гідростатичному закону;
- зменшення дефіциту тиску характерне також для більш занурених тектонічних блоків Летнянського і Гаївського родовищ.

По відношенню до джерел стоку пластової води, якими були поклади газу Більче-Волицького, Угерського, Меденицького і Рудківського родовищ проблемно прогнозувати величину дефіциту тиску на території, де відсутні свердловини. Разом з тим, при плануванні бурових робіт в межах північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони варто зважати на сучасний стан баричних умов карпатій-мезозойських відкладів, особливо в процесі первинного їх розкриття.

#### Список літератури

1. Щепак В.М. Гидрогеологические условия Внешней зоны Предкарпатского прогиба в связи с газонефтеносностью : автореф. дис. на отримання степеню канд. геол.-минерал. наук / В.М. Щепак. – Киев : Гос. ун-т им. Т.Г. Шевченко, 1965. – 22 с
2. Колодій В.В. Карпатська нафтогазоносна провінція [Текст] / В.В. Колодій, Г.Ю. Бойко, Л.Т. Бойчевська та ін. – Львів-Київ : ТОВ “Український видавничий центр”, 2004. – 390 с.
3. Новосілецький Р.М. Пластові тиски флюїдів у надрах України [Текст] / Р.М. Новосілецький. – М., 1969. – 164 с.
4. Атлас родовищ нафти і газу України в 6-ти томах. Т. IV. Західний нафтогазоносний регіон. УНГА. – Львів, 1998. – 328 с.

Надійшла до редакції 01.03.21

**В.В. Хроль**  
(ГУ «Укргазпромгеофізика»)

### ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ВУГЛЕВОДНЕНАСИЩЕННЯ УЩІЛЬНЕНИХ ПІЩАНО-АЛЕВРИТОВИХ ПОРІД

*Причиною, яка змусила звернути увагу в бік ущільнених піщано-алевритових порід, є значне виснаження традиційних покладів вуглеводнів. Вперше ущільнені піщано-алевритові різновиди в Дніпровсько-Донецькій западині були розглянуті в процесі дослідження газу центральнобасейнового типу. Проведені дослідження дозволили виділити основні критерії виявлення вуглеводненасищення ущільнених порід, які супроводжуються певними показниками. Запропоновані критерії накопичення та збереження вуглеводнів в ущільнених піщано-алевритових товщах дають можливість оцінювати перспективи нафтогазоносності цих відкладів.*

*Причиной, которая заставила обратить внимание в сторону уплотненных песчано-алевритовых пород, является истощение традиционных залежей углеводородов. Впервые уплотненные песчано-алевритовые разновидности в Днепровско-Донецкой впадине были рассмотрены в процессе исследования газа центральнобасейнового типа. Проведенные исследования позволяют выделить основные критерии обнаружения углеводородонасыщения уплотненных пород, которые сопровождаются определенными показателями. Предложенные критерии накопления и сохранения углеводородов в уплотненных песчано-алевритовых толщах дают возможность оценивать перспективы нефтегазоносности этих отложений.*

*The reason that drew attention to the compacted sand-silt rocks is the significant depletion of traditional hydrocarbon deposits. For the first time compacted sand-siltstone varieties in the Dnieper-Donetsk basin were considered in the process of studying the gas of the central basin type. The conducted research allowed to identify the main criteria for detecting hydrocarbon saturation of compacted rocks, which are accompanied by certain indicators. The proposed criteria for the accumulation and preservation of hydrocarbons in compacted sand-siltstone strata make it possible to assess the prospects for oil and gas of these deposits.*



Часткове виснаження традиційних родовищ змусило звернути увагу на вивчення нетрадиційних джерел, в тому числі на ущільнені піщано-алевритові породи. Результати проведених досліджень свідчать, що ресурси газу ущільнених порід можуть перевищувати ресурси традиційних покладів [1]. Цей факт доводить актуальність вивчення даного напрямку. В сучасних реаліях видобуток та освоєння вуглеводневої сировини з ущільнених піщано-алевритових порід – це складний процес, який потребує поглибленого вивчення з використанням набутих теоретичних знань та впровадження новітнього обладнання [2].

Вивченням ресурсів газу ущільнених піщано-алевритових порід займалися українські науковці: Х.Ф. Джамалова, Б.П. Кабишев, І.В. Височанський, О.Ю. Лукін, В.О. Федішин, С.О. Лизун, С.Г. Вакарчук, В.Г. Суярко, В.Г. Омельченко та ін.

**Метою роботи** є визначення геологічних критеріїв, які сприяють вуглеводненасиченню ущільнених піщано-алевритових порід.

Передумовами до заповнення ущільненої товщі вуглеводнями є міграційна здатність та геотермічні процеси, що відбуваються в ній. Саме вони є основними та приводять до визначення геологічних критеріїв. Певною мірою ущільнені піщано-алевритові відклади являються транзитною зоною на шляху міграції газу. За певних умов відбувається висхідна міграція газу, завдяки чому транзитна зона насичується вуглеводнями. Зональне розповсюдження вуглеводнів має локальний та регіональний характер і залежить від ступеня катагенетичної градації, маловодності та ступеня тріщинуватості порід. Поєднання таких критеріїв, як геотермічні аномалії та насиченість транзитної зони, відіграють велику роль при виявленні ущільнених вуглеводненасичених порід. Як зазначає Д.К. Німець, поклади вуглеводнів є динамічним явищем, складовим елементом процесу вертикальної міграції флюїду, а їх надлишковий тиск виникає завдяки трансформації теплової енергії у потенціальну і служить способом подолання ускладнень на шляхах міграції. В залежності від аномальності та літологічних особливостей, рухомість вуглеводнів диференційна.

Після того, як були розглянуті окремо вплив процесів та умови вуглеводненасичення в ущільнених піщано-алевритових породах, необхідно встановити їх взаємозв'язок та значимість [4]. В процесі вивчення дуже важливо визначитись з критеріями перспективності. Домінуючим фактором у вивченні об'єктів є наповнення зони дослідження (ступінь заповнення та компонентний склад) та утримання в ній газу (власне присутність вуглеводнів).

Розглянемо наповнення зони вуглеводнями з точки зору геологічних критеріїв перспективності. Цей процес важливий, як загальне заповнення зони вуглеводнями, та характеризується ступенем заповнення та компонентним складом газів. До наповнення має пряме відношення міграційна активність вуглеводнів в товщі. В залежності від швидкості висхідної міграції залежить ступінь наповнення. У зв'язку з підживленням, більшою мірою легкими вуглеводнями, то й наповнення буде складатися з газів метанового ряду [3]. Винятком можуть бути окремі зони, де набувають розвитку додаткові процеси. До їх складу відносяться ділянки надмірної вуглефікації та збагачення органічною речовиною. Це значить, що ступінь наповнення додатково залежить від кількості органічної речовини та рівня катагенетичного перетворення.

Важливим чинником, який приймає участь при наповненні товщі вуглеводнями, є пропускна здатність ущільнених порід. Сприятливі умови зони ущільнених порід, яка в певних випадках є транзитною, стимулюють вуглеводні до наповнення, що в свою чергу, забезпечує їх присутність в товщі. Розглядати транзитну зону необхідно комплексно у взаємодії критеріїв наповнення (присутності). Наповнення відбувається завдяки глибинному надходженню нових «порцій» вуглеводнів та перетіканню із зруйнованих традиційних пасток.

Процес наповнення або присутності тісно пов'язаний з температурними умовами. Ознакою присутності вуглеводнів на певній ділянці є підвищення температури відносно регіональних фонових показників, а ступінь насичення вказує на наповнення товщі вуглеводнями.

Отже, чим більше різниця температурних показників над фоновими значеннями, тим більший ступінь наповненості зони вуглеводнями [6]. Генераційний потенціал ущільнених порід підпорядковується утриманню та наповненню вуглеводнів. Перший набуває розвитку за рахунок присутності достатньої кількості керогену та певного ступеня катагенетичного

перетворення, вуглефікації та стадійності по відношенню до термальної зрілості. Наповнення є наслідком процесів, спрямованих на поповнення ділянок вуглеводнями шляхом міграції з інших гіпсометричних рівнів.

Очевидно, що генераційний потенціал ущільнених вуглеводненасичених піщано-алевритових порід відіграє важливу роль у взаємодії означених вище критеріїв перспективності.

Наступним критерієм перспективності є розвиток зон маловодності ущільнених порід. Розглядаючи маловодність об'єкту дослідження, необхідно звернути увагу на взаємозв'язок з критерієм утримання вуглеводнів в товщі. Оскільки маловодність служить наслідком глибинної міграції вуглеводнів та катагенетичних перетворень, то розглядати даний процес необхідно з урахуванням ступеня термальної зрілості порід та міграційної активності. Головною умовою розвитку критерію утримання є позбавлення породи гравітаційної води та відсутність традиційного контакту газ–вода тощо.

Також критерію утримання відповідає літологічний склад ущільнених порід. Літологічна мінливість та фаціальна приуроченість має прямий зв'язок із рівнем утримання. Це значить, що певні структурно-текстурні особливості ущільнених порід напряму впливають на кількість та якість утримання вуглеводнів в товщі. Найбільш перспективними вважаються відклади вторинно-змінених пісковиків та алевролітів дельтового, авандельтового і прибрежно-морського генезису [7]. В літологічному відношенні утриманню вуглеводнів в товщі сприяють спільність складу і структури, які приблизно однаково змінюються під впливом певних факторів (катагенез, ущільнення, седиментаційні процеси тощо)

Очевидно, що в залежності від ступеня постседиментаційних перетворень літологічної однорідності, залежить рівень утримання вуглеводнів в товщі [5].

Наступним критерієм, який відповідає утриманню та присутності вуглеводнів в ущільнених породах є пористість. В залежності від однорідності гранулометричного складу та неоднорідності розташування зерен, залежить кількісна присутність газу в ущільнених породах.

#### **Висновки.**

Завдяки проведенню аналітично-дослідницьких робіт були визначені геологічні критерії перспективності вуглеводненасичення в ущільнених піщано-алевритових породах. Основними критеріями та ознаками насичення ущільненої товщі вуглеводнями є: міграційні процеси, пропускну здатність транзитної зони, геотермічні умови, генераційний потенціал органічної речовини, маловодність, літологічний склад та фаціальна приуроченість.

Набута інформація дозволила простежити процеси, що привели до визначення критеріїв, та встановити перспективу вуглеводненасичення при їх поєднанні. Дослідним шляхом було встановлено, що вони можуть співіснувати між собою і мати комбінаційний характер. Кожен з геологічних критеріїв був розглянутий окремо. Виходячи з очевидного, встановлено, що сукупність та поєднання геологічних критеріїв «більшості» є найкращою умовою при міграції та утриманні вуглеводнів. Поєднання та комбінаційна різність, в переважній більшості, залежить від ряду геологічних умов, які напряму або опосередковано впливають на утворення та наявність вищенаведених умов. Даний напрямок потребує вдосконалення методів дослідження з використанням набутих теоретичних і практичних знань.

Проведені науково-теоретичні дослідження довели, що важливу роль відіграє взаємодія процесів виявлення. При пошуково-розвідувальних роботах тісний зв'язок та поєднання збільшують шанси виявлення вуглеводнів на ділянках дослідження. При взаємодії декількох критеріїв, кількісна і якісна складова нафтогазонасичення в рази збільшується.

#### *Список літератури*

1. Вакарчук С.Г. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України [Текст]: монографія / С.Г. Вакарчук та ін., у 8 книгах /за ред. О.Ю. Лукіна та Д.С. Гурського. – К.: Ніка-центр, 2013. Том 6. – С. 8-10.

2. Хроль В.В. Методичні основи оцінки ступеня ВВ насичення ущільнених піщано-алевритових порід південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / В.В. Хроль // Міжнародний науковий журнал «Грааль науки» № 8. II Cisp Conference: “An integrated approach to science modernization: Methods, models and multidisciplinary”. Вінниця – Відень, 24.09.2021 р.

3. Височанський І.В. Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького авлакогена [Текст] / І.В. Височанський // Вісник ХНУ ім. Каразіна. – 2013. – № 3. – С. 45-65.

4. Кабишев Б.П. Перспективність ДДЗ на нетрадиційний газ центральнобасейнового типу [Текст] / Б.П. Кабишев, Б.Е. Лоу, Т.М. Пригаріна, Ю.Б. Кабишев // Нафтогазова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 8-11.

5. Соловьев В.О. Нетрадиционные источники углеводородов: проблемы их освоения: [Текст]: учебн. пособие / В.О. Соловьев, И.М. Фык, Е.П. Варавина. – Х. : НТУ «ХПИ», 2013. – 92 с.

6. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) [Текст] / А.Е. Лукин // Геологический журнал. – 2010. – № 3. – С. 17-33.

7. Вакарчук С.Г. Оцінка нафтогазового потенціалу ущільнених порід девонського комплексу Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / С.Г. Вакарчук // Нафтогазова галузь України. – 2016. – № 1. – С. 14-18.

Надійшла до редакції 04.03.21

**РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ**  
**РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**  
**DEVELOPMENT OF GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS**

УДК 622.279

**Д.О. Грицай, П.О. Штефура, В.М. Додух**  
**(УкрНДІгаз)**

**НОВИЙ ІНТЕГРОВАНІЙ ПІДХІД ДО ПОБУДОВИ ТА АДАПТАЦІЇ 3Д МОДЕЛЕЙ**  
**ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ОБМЕЖЕНОЮ**  
**ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВОЮ ІНФОРМАЦІЄЮ**

*Розроблено методику, яка в умовах обмеженої кількості геолого-промислових даних за рахунок встановлення фізичних взаємозв'язків між параметрами, які описують всю систему загалом, забезпечує інтеграцію петрофізичної, геологічної та гідродинамічної моделей як складових постійно діючої геолого-технологічної 3Д моделі.*

*Разработана методика, которая в условиях ограниченного количества геолого-промышленных данных за счет установления физических взаимосвязей между параметрами, описывающими всю систему в целом, обеспечивает интеграцию петрофизической, геологической и гидродинамической моделей как составляющих постоянно действующей геолого-технологической 3D модели.*

*A methodology has been developed that, in conditions of limited geological and production data, ensures the integration of petrophysical, geological, and hydrodynamic models as components of a permanent 3D model, establishing physical relationships between parameters that describe the entire system.*

**Вступ.**

Гідродинамічне моделювання вже давно є основним інструментом для пошуку шляхів оптимізації системи розробки нафтових та газових родовищ. Однак, на поточний час не існує єдиного універсального підходу до побудови та адаптації 3Д моделей.

Методики побудови залежать від типів родовищ, стану їх вивченості, цілей та задач, які планують вирішити за її допомогою. Також підхід в побудові та адаптації 3Д моделі відрізняється в залежності від етапу розробки родовища та наявних вхідних даних. Для родовищ, що знаходяться на етапі розбурювання, характерна недостатня кількість геологічних даних і практично відсутні дані з розробки. Для родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки, дана проблема є менш актуальною. Однак існують випадки, коли виснажені родовища характеризуються наявністю обмеженої кількості геолого-промислової інформації. Це, як правило, характерно для певних нафтогазових регіонів, розвідка та розробка яких розпочалася тривалий час тому назад. Технологічний рівень розвитку нафтогазового сектору даних регіонів у відповідний момент часу міг бути неспроможним забезпечити проведення повного комплексу необхідних досліджень, а також якісної їх інтерпретації. Також, в певних випадках з тієї чи іншої причини дослідження могли взагалі не проводитись. В такій ситуації, незважаючи на завершальну стадію розробки, кількість петрофізичних, геологічних та гідродинамічних даних є обмеженою, а отже існують значні невизначеності при побудові 3Д моделі.

В такому випадку використання традиційного підходу до моделювання (послідовне виконання петрофізичного, геологічного та гідродинамічного моделювання, без повернення до

корегування результатів робіт, виконаних на попередніх етапах) не забезпечує взаємозв'язок між всіма складовими в моделі. В результаті адаптація виконується «штучними» методами без аналізу причин невідповідності вхідних даних, що призводить до накопичення помилок замість корегувань геологічної та петрофізичної моделі.

Для узгодження різних типів вхідних даних доцільно розглядати петрофізичну, геологічну та гідродинамічну моделі як частини єдиної моделі, яка потребує синхронне корегування всіх складових [1]. Тому в даній роботі запропоновано методику, яка за рахунок встановлення фізичних взаємозв'язків між параметрами, які описують всю систему загалом, забезпечує інтеграцію всіх складових постійно діючої 3Д моделі.

#### **Опис методики**

##### **Встановлення петрофізичних взаємозв'язків.**

Методи інтерпретації та виведення петрофізичних взаємозв'язків на пряму залежать від повноти вхідних даних. Запропонована методика використовувалася на родовищах, у яких по більшості свердловин проведений наступний комплекс каротажу: стандартний каротаж (градієнт- та потенціал-зонд, метод самочинної поляризації), кавернометрія, гамма-метод, нейтронний, боковий, акустичний метод, бокове каротажне зондування, мікрокаротаж опору, індукційний каротаж. Чимало старих свердловин не досліджувалися акустичним каротажем, щільнісний каротаж зустрічається дуже рідко.

Враховуючи наявний комплекс методів, інтерпретація об'ємного вмісту глини виконується з використанням показів гамма-каротажу, а розрахунок пористості - сумісним використанням нормалізованого нейтронного та акустичного каротажу, з врахуванням даних лабораторних досліджень зразків керна.

Відсутність вимірів спектрального гамма та гамма-гамма-щільнісного каротажу призводить до завищення значень вмісту глини у поліміктових добре проникних пісковиках та алевролітах. На покази акустичного та нейтронного каротажу впливає присутність газу в зоні проникнення бурового розчину. У випадку наявності тільки нейтронного каротажу, при інтерпретації це може призвести до заниження пористості, а випадку використання тільки акустичного методу - до завищення її значень.

Тому, враховуючи обмеженість у каротажних даних, результати інтерпретації мають певні невизначеності і можуть уточнюватися в процесі побудови та адаптації моделі.

Для розділення порід на колектори та неколектори в даній статті запропоновано використання граничного значення коефіцієнту глинистості. Для його визначення виконується побудова крос-плоту ефективної пористості та глинистості за даними каротажу та/або керна. Граничними приймаються значення коефіцієнту глинистості, при якому значення ефективної пористості прямують до нуля (рис. 1а).

Для виділення щільних колекторів з погіршеними фільтраційно-ємнісними властивостями, в яких фільтрація флюїду відсутня, використовується граничне значення коефіцієнта пористості. Даний параметр визначається декількома методами.

У галузі існує практика визначення граничного значення пористості з граничного значення проникності: для нафтонасичених колекторів прийнято 1 мДарсі [3], а для газонасичених - 0.1 мДарсі [2] (рис. 1б). Часто при оцінці граничного значення використовується метод статистичного аналізу по співставленню розподілів значень коефіцієнтів пористості (кернові дані або результати інтерпретації) для колекторів і неколекторів з використанням результатів випробування свердловин (наявність припливу флюїду або його відсутність) (рис. 1в).

У комплексі до вищенаведених також використовується метод визначення граничної пористості за еквівалентним круговим діаметром:

$$D_p = \sqrt{\frac{k}{\varphi}}$$

де:  $k$  – проникність (mD),  
 $\varphi$  – пористість (ч.од.).

Динамічно обумовлений діапазон зміни граничних значень ефективної пористості визначається шляхом аналізу білінійного крос-плоту еквівалентного кругового діаметру пор ( $D_p$ ) та ефективної пористості зразків керна [6]. Граничне значення визначається в інтервалі, у якому значення  $D_p$  починають виходити на один рівень в бік зменшення пористості (рис. 1г).

Загалом при наявних вхідних даних неможливо точно встановити граничні значення по глинистості та пористості. Часто існує незначна кількість інтервалів, які при інтерпретації виділяються як колектори, але не дають промислових припливів газу, і навпаки. Бувають випадки, коли ефективна пористість пласта, який є продуктивним, може бути менше граничного значення лише на 0,1%. Пісковики та алевроліти, які часто відносяться до щільних, на практиці можуть робити внесок під час руху пластового флюїду. Тому на даному етапі визначається діапазон зміни граничних значень, який уточнюється в процесі адаптації.

При інтерпретації найбільшою невизначеністю характеризується параметр проникності. В нафтогазовій індустрії існує безліч методів виділення класів колекторів для більш коректного моделювання проникності. В даній статті запропоновано виділення класів колекторів з використанням методу *Winland R35*. Даний метод показав свою ефективність в порівнянні з іншими методами [4, 5] і є найбільш оптимальним в умовах обмежених даних.

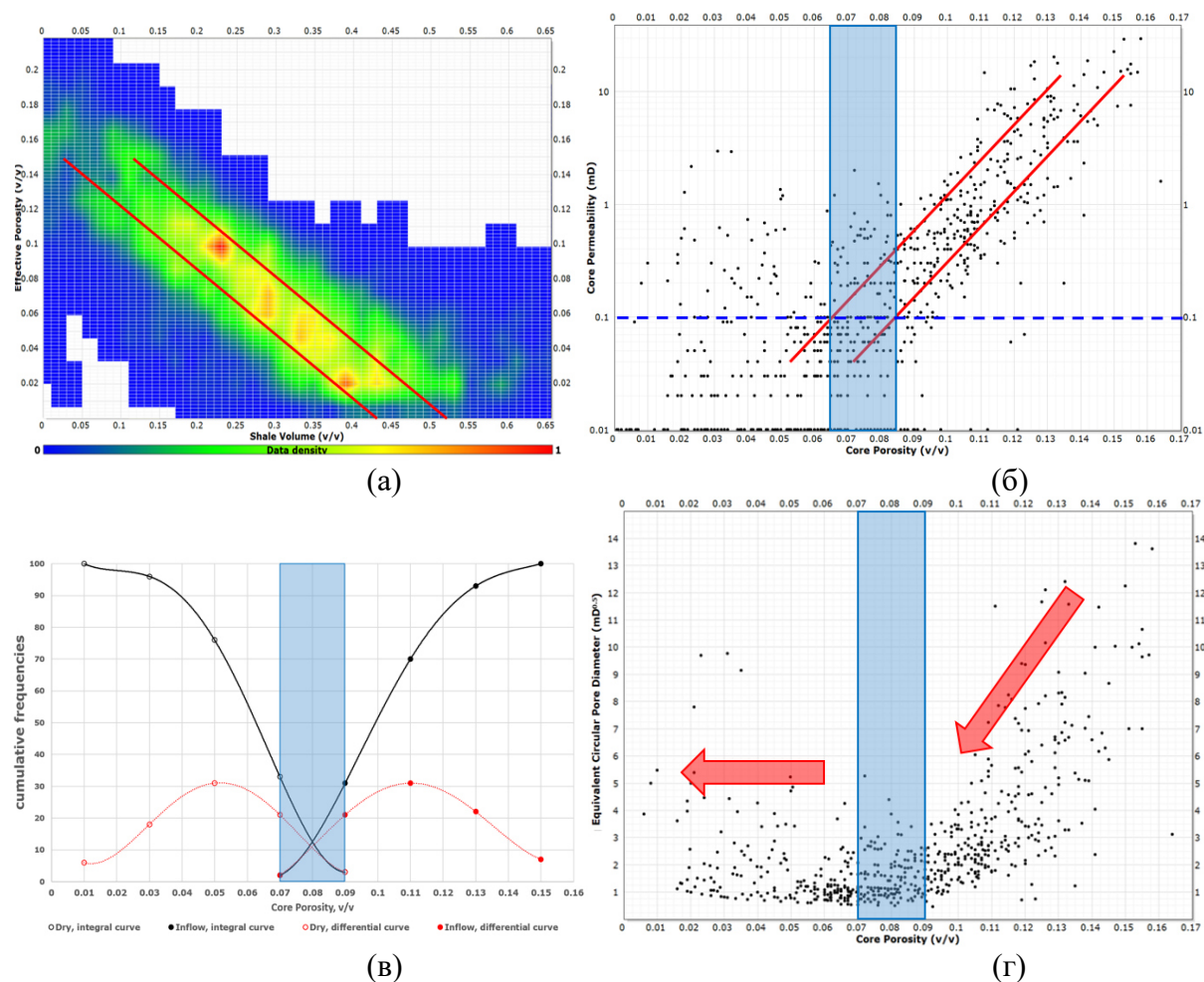


Рис. 1. Визначення граничного значення об'ємного вмісту глини (а) та граничного значення коефіцієнта пористості різними методиками: з граничного значення проникності (б), використовуючи статистичний метод (в), за еквівалентним круговим діаметром пор (г)

Виділення класів колекторів за методом *Winland R35* виконується на основі радіусу порового каналу. У зв'язку з відсутністю спеціальних досліджень керна (ртутна капіляриметрія, ядерно-магнітний метод), радіус порового каналу розраховується для кожного зразка керна за

його лабораторно визначеними пористістю та проникністю з використанням емпіричної формули Вінланда:

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k - 0.864 \log \varphi$$

де:  $r_{35}$  – радіус порового каналу відповідно до 35-ї перцентилі насичення ртуттю (Winland R35),

$\varphi$  – пористість (%),

$k$  – проникність (mD).

Для теригенних колекторів радіус порового каналу та проникність зменшується зі збільшенням об'ємного вмісту глин та/або зменшенням розміру зерен породи і ступеню їх відсортованості. Тому наступним кроком виводиться мультилінійна регресія залежності розміру порового каналу від об'ємного вмісту глин та коефіцієнту ефективної пористості, які розраховані за даними ГДС:

$$r_{35} = f(PHIE, VSHALE)$$

де:  $PHIE$  – коефіцієнт ефективної пористості (ч.од.),

$VSHALE$  – об'ємний вміст глин (ч.од.).

Перед визначенням мультилінійної регресії дані тріщинуватих та повністю непроникних зразків ядра виключаються з аналізу для знаходження коректного зв'язку петрофізичних величин.

Для виділення класів колекторів визначаються граничні значення радіусу порового каналу шляхом аналізу гістограми статистичного розподілу (рис. 2а). Отримані значення мають значну залежність від висвітленості родовища ядерними даними, тому дуже часто потребують корегування в процесі адаптації.

Для кожного класу колекторів, використовуючи ядерні дані, виводиться рівняння залежності проникності від пористості (рис. 2б).

При інтерпретації даних ГДС криві коефіцієнта водонасичення розраховуються за формулою Арчі із застосуванням показів бокового каротажу. За розрахованими значеннями водонасичення та ефективної пористості для продуктивних газонасичених інтервалів визначаються залежності вмісту зв'язаної води від ефективної пористості для кожного типу порід (метод *Wright-Woody-Johnson*) (рис. 2в).

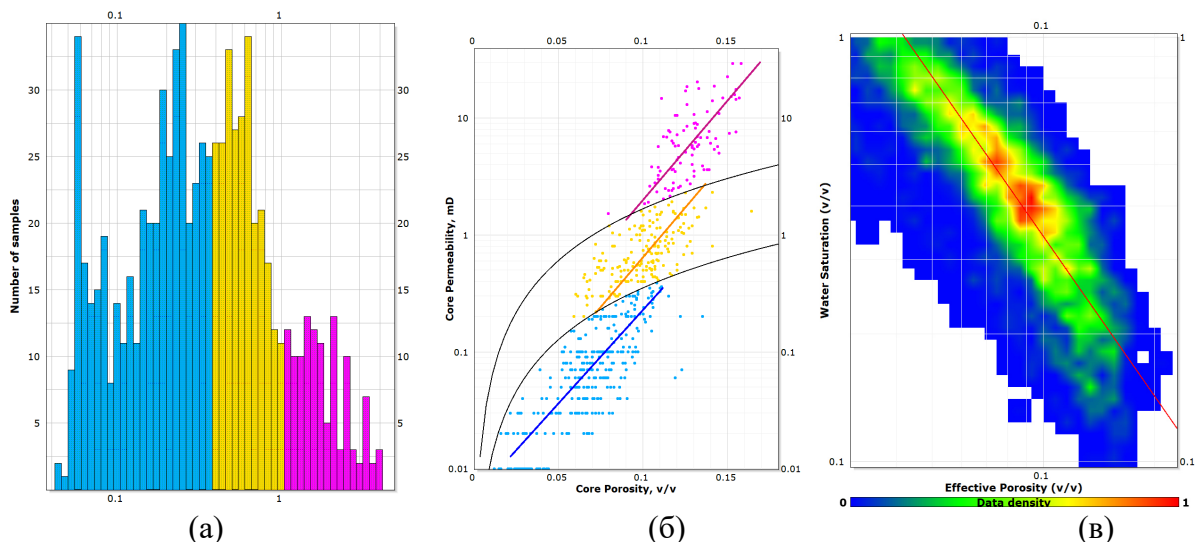


Рис. 2. Визначення граничних значень радіусу порового каналу для виділення класів колекторів (а), виведення рівнянь залежності проникності від пористості для відповідних класів колекторів (б) та виведення рівнянь залежності вмісту зв'язаної води від пористості для відповідних класів колекторів (в)



**Побудова геологічної моделі**

В запропонованому підході за рахунок встановлення на етапі петрофізичного моделювання багатовекторних фізичних взаємозв'язків глинистості та пористості з іншими параметрами забезпечується інтеграція геологічної та петрофізичної моделі. В результаті всі куби петрофізичних параметрів взаємопов'язані між собою.

Побудова розпочинається з моделювання безперервного кубу глинистості (VSHALE). Далі будується дискретний куб літології (RES), в якому всі породи розділяються на колектор (1) та неколектор (0) (розраховується з кубу глинистості з врахуванням граничного значення). В межах колектора виконується моделювання кубу пористості (PHIE).

При моделюванні кубів глинистості та пористості використовується детерміністичний підхід, що пов'язаний з необхідністю ітераційних перебудов моделі в процесі її адаптації.

На наступному етапі створюється куб розміру порового каналу (PTR), який, в свою чергу, розраховується з кубів глинистості та пористості. Використовуючи граничні значення розміру порового каналу, розраховується дискретний куб розподілу колекторів на класи (RT) – високо (1), середньо (2) та низькопроникні (3) колектори. Надалі в даному кубі, враховуючи граничні значення по глинистості та пористості, окремо виділяються неколектори (0) та щільні колектори (5), в яких фільтрація відсутня. Наступним кроком є розрахунок кубів проникності (PERM) та вмісту зв'язаної води (SWc), що виконуються на основі залежностей від пористості, які виводяться для кожного класу колекторів. Заключним етапом є розрахунок додаткових кубів необхідних для ініціалізації моделі (ACTNUM, FIPNUM тощо).

Для спрощення та автоматизації процесу перебудови геологічної моделі було розроблено систему Workflows, яка розподілена на частини в залежності від типу вхідних даних, етапів побудови та адаптації:

- 1) Structural modelling – 3Д грид, горизонти, зони та пропластки.
- 2) Property modelling – куби глинистості, літології та пористості.
- 3) Property calculating – куби радіусу порового каналу, розподілу колекторів на класи, проникностей, вмісту зв'язаної води.
- 4) Additional cubes – побудова додаткових кубів ACTNUM, FIPNUM, SGU тощо.

Схематичне зображення процесу побудови геологічної моделі наведено на рисунку 3.

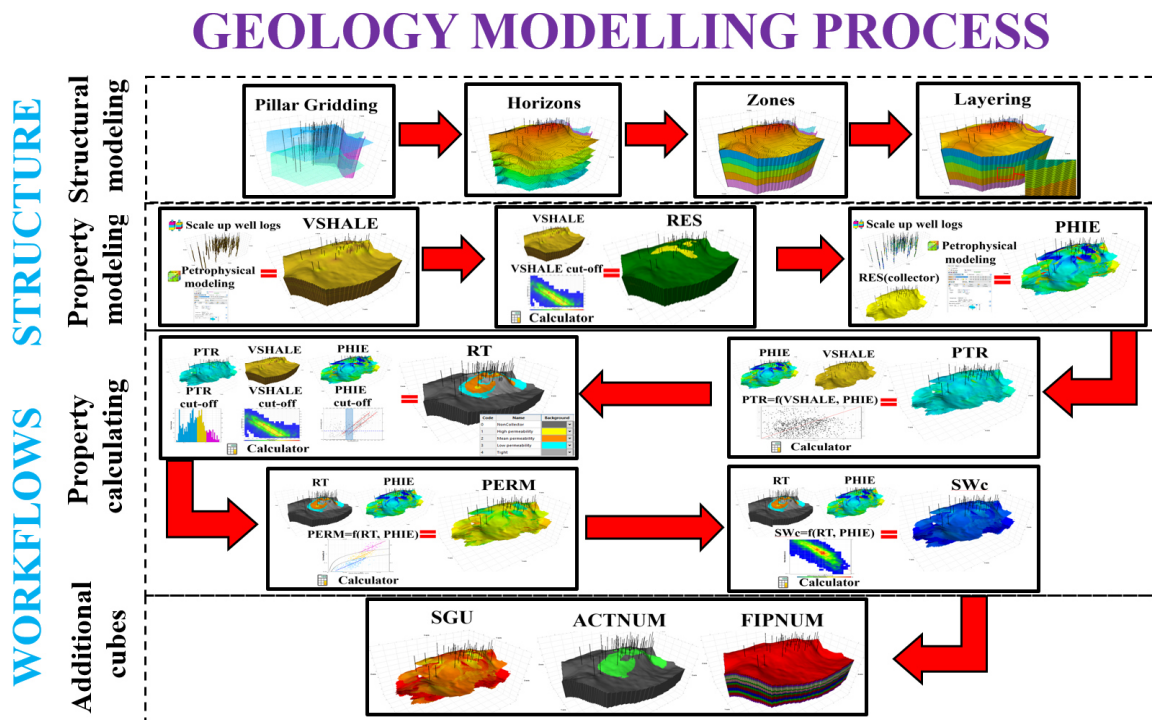


Рис. 3. Схематичне зображення процесу побудови геологічної моделі

### Адаптація моделі.

Процес адаптації на історію розробки є завершальним етапом інтеграції петрофізичної, геологічної та гідродинамічної моделей. За рахунок забезпечення крос-функціонального зв'язку між всіма складовими моделі в процесі ітераційного корегування поступово зменшуються межі невизначеності параметрів до моменту досягнення повної адаптації.

В розробленій методиці процес адаптації 3Д моделі умовно розподілено на 3 етапи:

- адаптація геологічної моделі;
- адаптація петрофізичної моделі та моделі флюїдів;
- локальна посвердловинна адаптація.

Розподілення на етапи виконано таким чином, щоб забезпечити поступовий перехід від налаштування глобальних параметрів з найбільшою невизначеністю та впливом на адаптацію до локального коригування окремих складових 3Д моделі з найменшим впливом. Оскільки найбільш достовірними є дані, що отримані методом їх прямих вимірів, об'єми видобутої вуглеводневої продукції, значення устьового та пластового тиску свердловин є цільовими при адаптації моделі. Слід відмітити, що даний метод розроблено для адаптації моделей газоконденсатних родовищ. У випадку нафтових родовищ, послідовність та підхід до адаптації моделі буде відрізнятись.

Схематичне зображення процесу адаптації моделі наведено на рисунку 4.

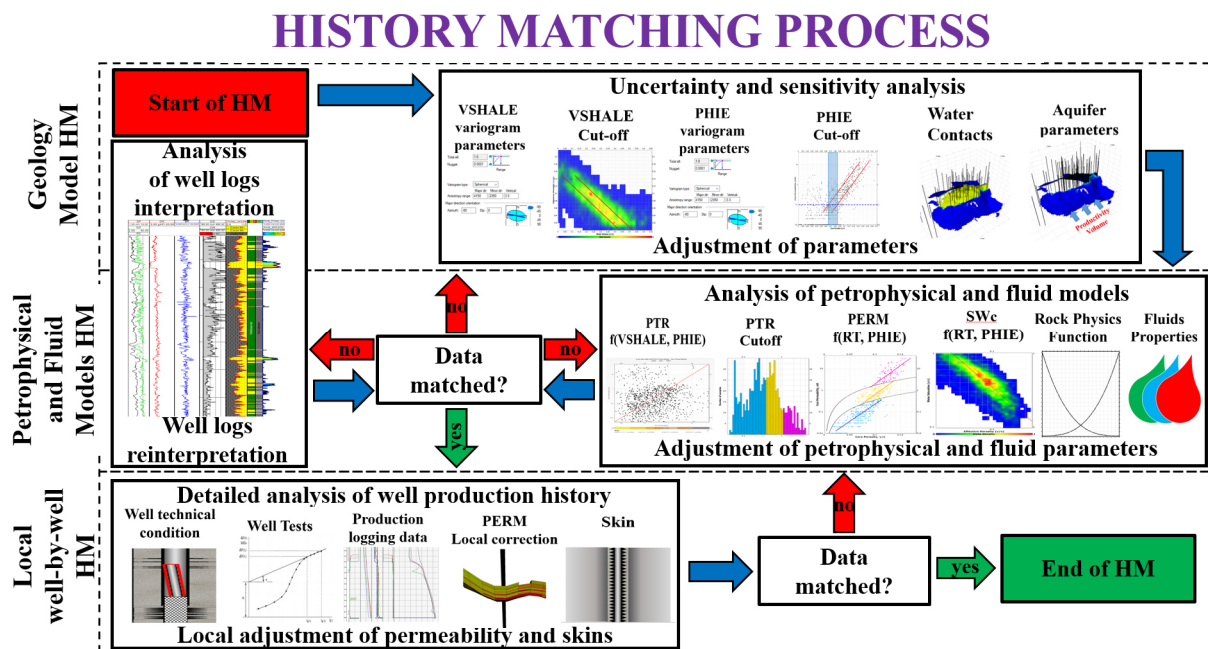


Рис. 4. Схеми проведення адаптації 3Д моделі

Адаптація геологічної моделі – це початковий етап адаптації, основною задачею якого є зменшення меж невизначеності параметрів геологічної моделі, які найбільше впливають на енергетичний стан пласта.

Згідно із запропонованою методикою на даному етапі проводиться аналіз невизначеності та чутливості моделі до наступних параметрів:

- параметри варіограм при розповсюдженні глинистості;
- граничне значення по глинистості;
- параметри варіограм при розповсюдженні пористості;
- граничне значення по пористості;
- відмітка контакту;
- параметри аквіфера (при наявності).

Після завершення аналізу для подальших розрахунків приймаються параметри, за яких відтворено загальну динаміку пластового тиску по основних за видобутком покладах.

Адаптація петрофізичної моделі та моделі флюїдів. На даному етапі проводиться налаштування петрофізичних взаємозв'язків між параметрами порід та властивостями флюїдів, які впливають на динамічні процеси, що відбуваються в пласті. До таких параметрів відносяться:

- рівняння для розрахунку радіусу порового каналу;
- граничні значення радіусу порового каналу для виділення класів порід;
- рівняння для розрахунку проникності для кожного класу порід;
- рівняння для визначення вмісту зв'язаної води для кожного класу порід;
- криві відносних фазових проникностей, капілярні тиски та стисливість порід;
- властивості флюїдів.

Результатами для завершення даного етапу є повне відтворення видобутку газу, задовільна адаптація пластового та устьового тиску, газоконденсатного та газоводяного фактору по всьому фонду свердловин. У випадку неможливості досягнення адаптації проводиться аналіз результатів інтерпретації свердловин та/або повернення до попереднього етапу.

Локальна посвердловинна адаптація – це завершальний етап, в процесі якого проводиться локальне коригування параметрів пласта з метою налаштування продуктивностей свердловин та її зміни в часі. Основні параметри для корегування це:

- значення проникності в присвердловинній зоні;
- значення скін-фактору в певний момент часу.

Основною метою є забезпечення детальної адаптації пластового та устьового тиску по всьому фонду свердловин. У випадку неможливості досягнення адаптації виконується повернення до попереднього етапу.

#### Опис об'єкта дослідження

Запропонована методика була успішно застосована при створенні 3D моделей родовищ, які відрізняються між собою як геологічною будовою, так і особливостями розробки.

В даній роботі представлено результати побудови та адаптації масивно-пластового газоконденсатного родовища з продуктивним комплексом в нижньопермсько-верхньокарбонічних підсолевих відкладах. Поверх газоносності складає більше тисячі метрів і характеризується високим ступенем вертикальної та горизонтальної неоднорідності, а також низькими фільтраційно-ємнісними властивостями (середня пористість – 9,5-10,0%, проникність – 0,9-1,1 мДарсі). На родовищі виділяється більше 15 продуктивних газових покладів (рис. 5).

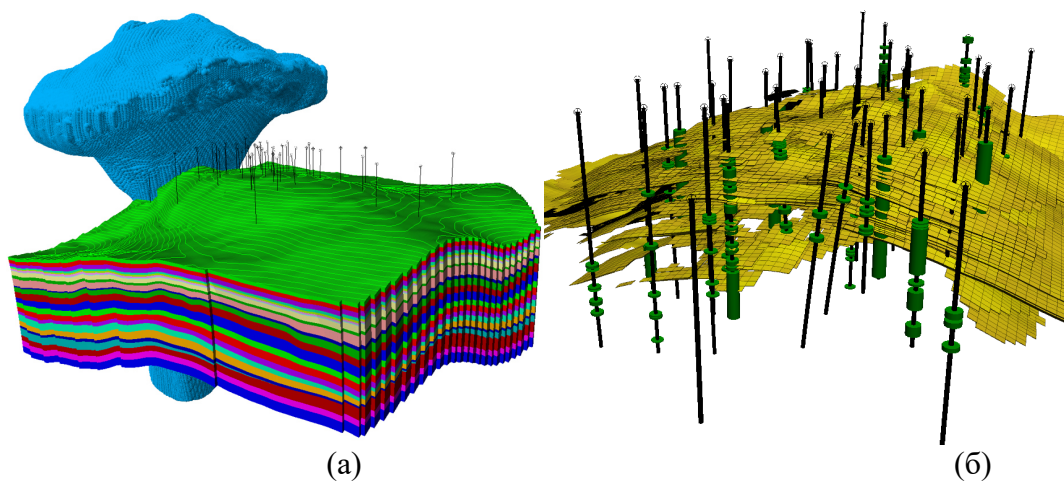


Рис. 5. Продуктивна товща розглянутого родовища (а) та приклад сумісної експлуатації всіх горизонтів (б)

Родовище розробляється з кінця 1960-х років. Загальна кількість пробурених свердловин більше 50 одиниць. Особливістю розробки даного родовища є сумісна експлуатація всіх горизонтів через фільтрове закінчення свердловин чи сумісне розкриття перфораціями.

#### Процес побудови та адаптації моделі

Побудова моделі здійснювалася згідно із запропонованою в даній статті методикою.

Петрофізичний етап моделювання виконувався на основі результатів інтерпретації безперервних кривих глинистості та пористості. Результати петрофізичного моделювання, а саме граничні значення глинистості та пористості, рівняння для побудови кубів розміру порового каналу, проникностей та вмісту зв'язаної води, які використано при побудові геологічної моделі, наведено на рисунках 1-2.

Побудова кубів глинистості та пористості виконувалася з використанням детерміністичного підходу. Для максимального збереження взаємозв'язку в міжсвердловинному просторі при побудові даних кубів прийнято ідентичні значення варіограм, які оцінено згідно з проведеним Data Analysis. Всі інші куби розраховані на основі встановлених рівнянь.

По завершенню побудови геологічної моделі було виконано її ініціалізацію та розраховано кейс *Base №1*. Результати розрахунку по основних за видобутком свердловинах наведено на рисунку 6.

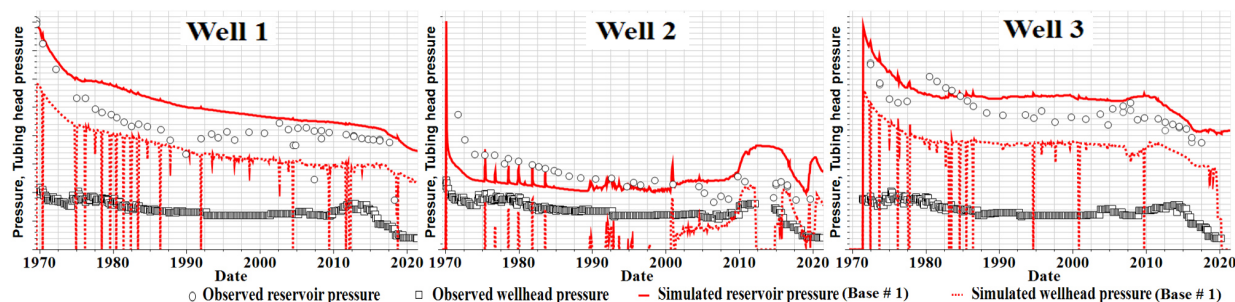


Рис. 6. Адаптація пластового тиску за результатами розрахунку кейсу *Base №1*

На основі даного кейсу було виконано аналіз чутливості запасів газу до зміни параметрів варіограм, контактів, граничних значень пористості та глинистості.

За результатами аналізу (рис. 7) встановлено, що найбільший вплив на запаси мають граничні значення пористості та глинистості, а також параметри варіограм по гор. Н-6, Н-7, Н-8, Н-9, Н-10, Н-11, Н-13, Н-14 та контакти по гор. Н-7, Н-11.

Наступним етапом було проведено аналіз невизначеностей. Параметри варіограм гор. Н-1, Н-2, Н-3, Н-4, Н-5, Н-12, Н-15, Н-16 та контакти по гор. Н-1, Н-16 в процесі аналізу невизначеностей не використовувалися, у зв'язку із незначним впливом на результати адаптації пластового тиску.

В процесі аналізу невизначеності було прораховано 120 реалізацій (рис. 8). За результатами адаптації пластового тиску було вибрано 30 найбільш репрезентативних кейсів для зменшення меж невизначеностей параметрів та один кейс з максимальною схожимістю (*Base №1\_42*) для подальшого аналізу та адаптації моделі.

Згідно з аналізом результатів адаптації було встановлено:

- 15 % свердловин не відтворено видобуток газу;
- 45 % свердловин незадовільна адаптація пластового тиску;
- 82 % свердловин незадовільна адаптація устьового тиску.



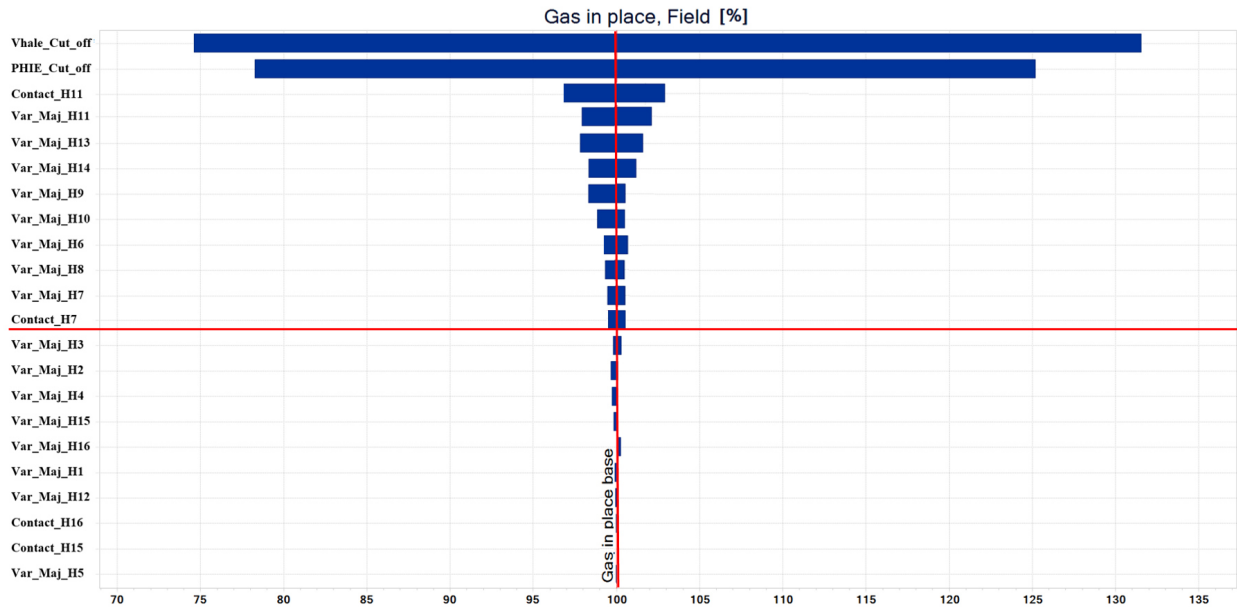


Рис.7. Результати аналізу чутливості запасів газу до зміни параметрів з невизначеністю

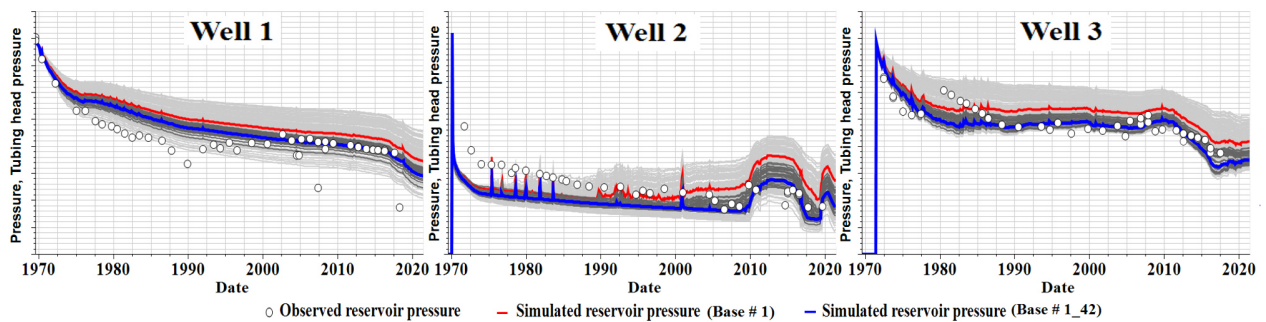


Рис. 8. Адаптація пластового тиску за результатами проведеного аналізу невизначеностей №1

З метою визначення причин невідповідності результатів адаптації було переглянуто петрофізичні взаємозв'язки між параметрами. Згідно з проведеним аналізом було встановлено, що більшість керна було відібрано зі свердловин в склепінній частині, яка характеризується кращими колекторськими властивостями ніж периферійна зона. Тому кількість середньо- та високопроникних колекторів по керованих даних завищена. Враховуючи це при перебудові моделі, граничні значення радіусу порового каналу було змінено в сторону збільшення у відсотковому відношенні слабо- та високопроникного колектору (рис. 9). Відповідно було змінено і рівняння проникностей для кожного з класів колекторів (рис. 10).

Згідно з отриманими результатами зміна граничних значень розміру порового каналу по 42 % свердловин покращила адаптацію устьового тиску, однак цільових значень не було досягнуто. Тому було прийнято рішення про перегляд результатів інтерпретації каротажних даних.

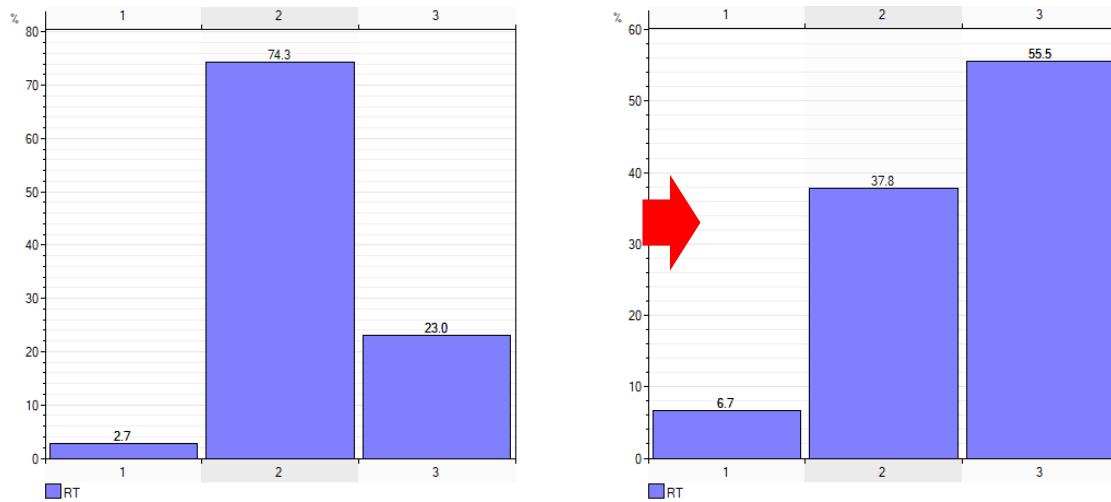


Рис. 9. Зміна пропорцій класів колекторів в процесі адаптації моделі

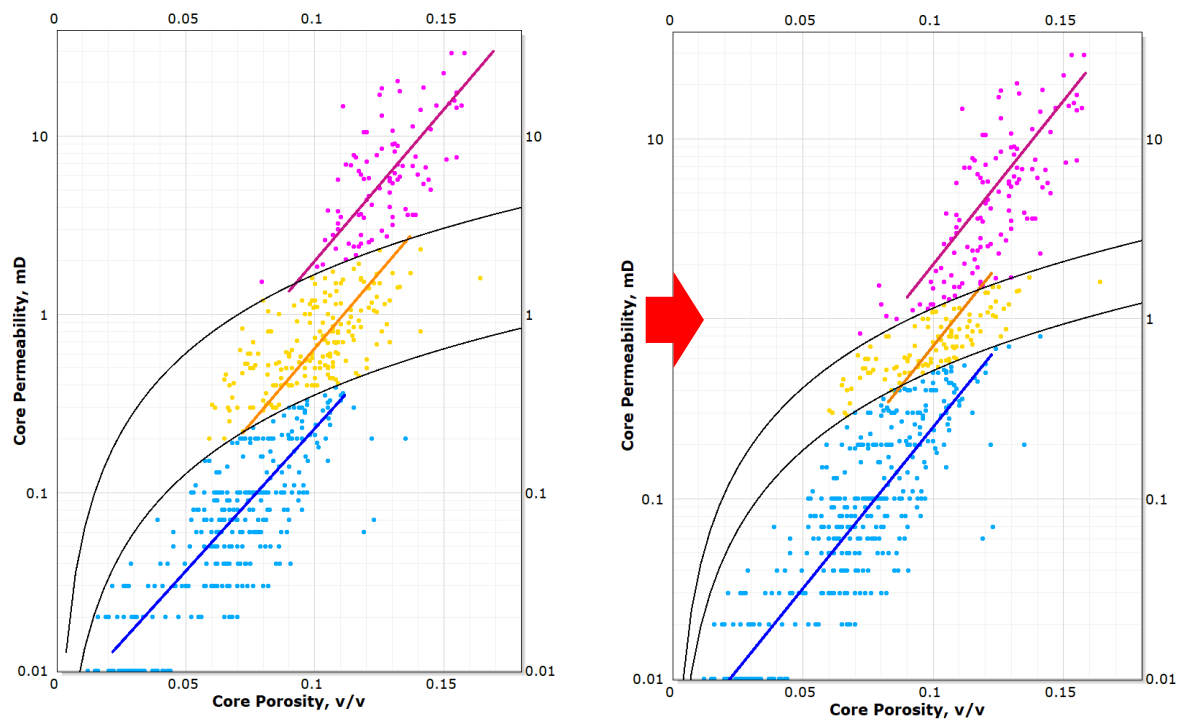


Рис. 10. Скореговані в процесі адаптації рівняння проникностей для відповідних класів колекторів

За результатами аналізу було встановлено, що при інтерпретації не було враховано особливості колекторів підсольового розрізу. Низький рівень нормалізації гамма-каротажів та висока природня радіоактивність пісковиків, через наявність в них слюди, призвели до низької контрастності показів між глинистими відкладами та пісковиками. В результаті по більшості свердловин глинистість пластів була занадто занижена, а пористість – завишена. Тому по всьому фонду свердловин було виконано переінтерпретацію даних каротажних досліджень. Приклад зображення кривих глинистість та пористість до та після переінтерпретації наведено на рисунку 11.

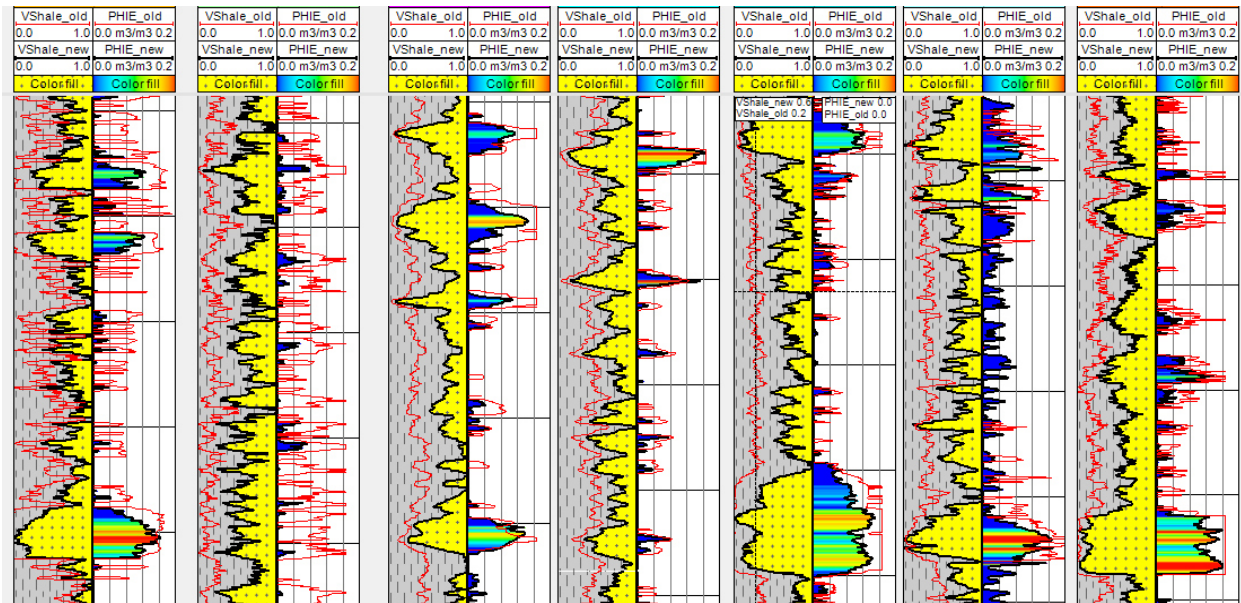


Рис. 11. Приклад результатів переінтерпретації кривих глинистості та пористості

Після переінтерпретації було прораховано кейс *Base № 2* (рис. 12). Згідно з отриманими результатами було забезпечено адаптацію видобутку по всьому фонду свердловин, однак адаптація пластового тиску погіршилася у зв'язку із зменшенням запасів на 23 %.

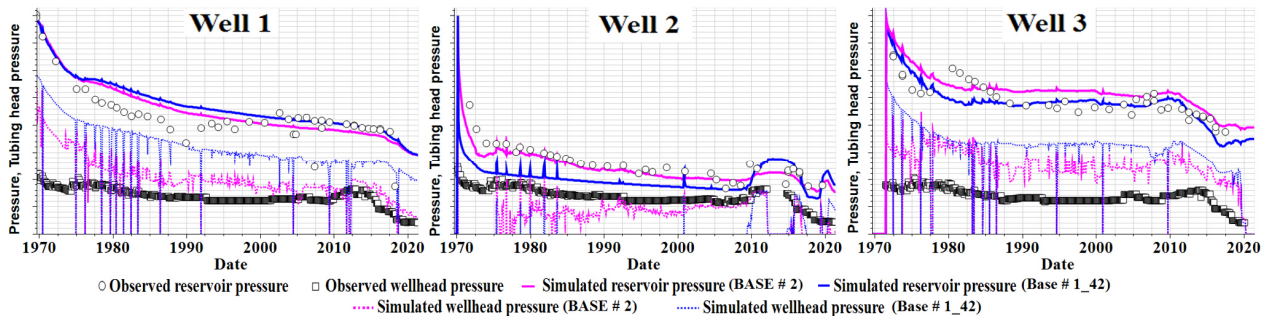


Рис. 12. Адаптація пластового та устьового тиску за результатами розрахунку кейсу *Base № 2* та *Base № 1\_42*

Повторно проведено аналіз невизначеностей. Кількість змінних та їх межі було прийнято відповідно до попередніх результатів. Прораховано 50 реалізацій (рис. 13а). П'ять найбільш репрезентативних кейсів було вибрано для подальшого зменшення параметрів невизначеності. Кейс *Base\_2\_28*, по якому отримано задовільну адаптацію пластового та устьового тиску (рис. 13б), було вибрано для продовження робіт з налаштування продуктивностей свердловин та покращення адаптації.



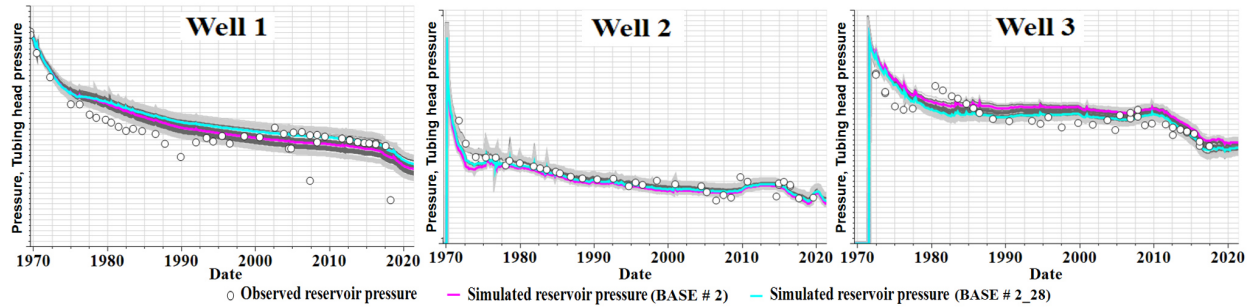


Рис. 13. Адаптація пластового тиску за результатами проведеного аналізу невизначеностей №2

Завершальним етапом було забезпечення детальної адаптації пластових та устьових тисків. Основною проблемою при адаптації є сумісне розкриття декількох горизонтів за відсутності досліджень з визначення профілю припливу. По свердловинах наявна лише обмежена кількість ГДС-контролю в процесі експлуатації, який на певний момент часу вказує чи пласт експлуатується чи ні. В таких умовах процес адаптації виконувався ітераційним методом коригування проникності та підбору скінів.

По кожній свердловині проводився аналіз історії експлуатації та виконаних на ній геолого-технологічних заходів. За результатом аналізу весь період експлуатації розподілено на періоди – стабільна експлуатація / проблеми з технічним станом.

В період стабільної експлуатації детальна адаптація забезпечувалася за допомогою локального корегування проникності в допустимих межах (максимальні / мінімальні значення проникності для відповідної пористості та класу колектора), використовуючи куб множників (рис.14). В залежності від динаміки пластового та устьового тиску корегування виконувалося для окремих горизонтів чи в цілому по всьому розрізу свердловини. Результати локального корегування кубу проникностей зображено на рисунку 15.

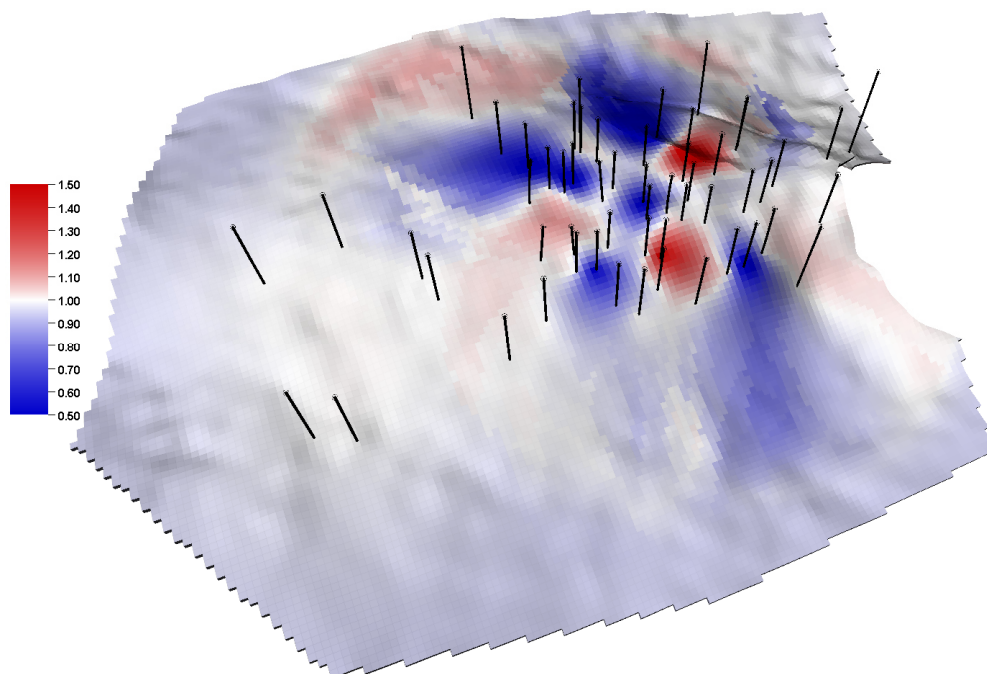


Рис. 14. Куб множників для локального корегування проникності

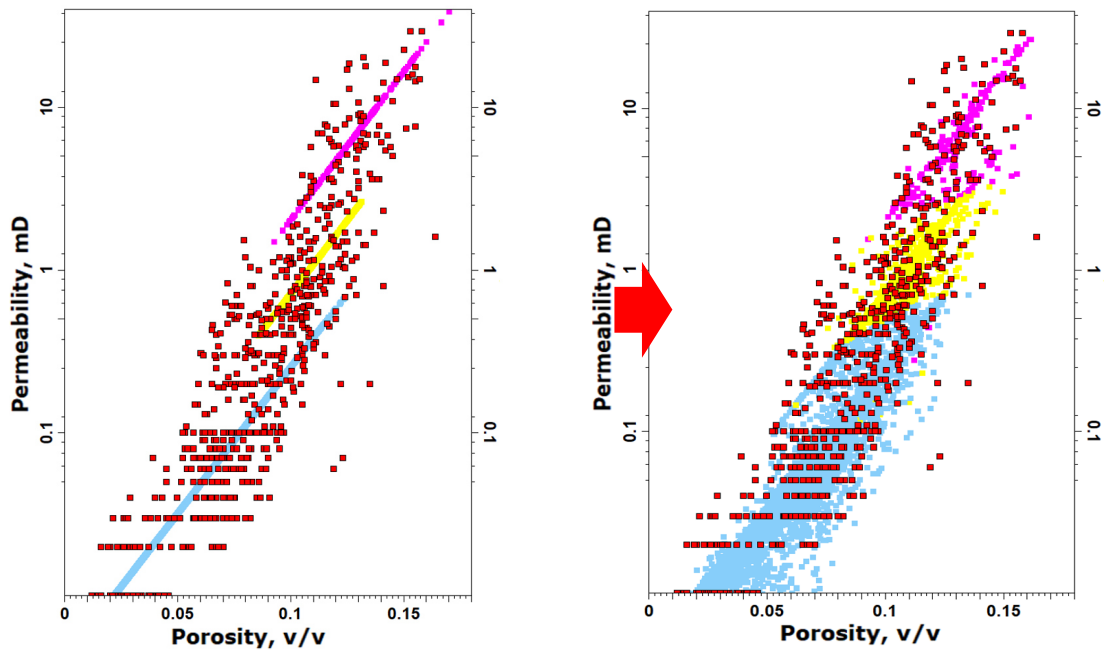


Рис. 15. Зміна змодельованих проникностей в процесі локального корегування

У випадку неможливості забезпечення адаптації зміною проникності у допустимих межах виконувалася переінтерпретація кривих глинистості та пористості.

Період експлуатації з технічними проблемами (обриви НКТ, утворення глино-піщаних пробок, кольматація привибійної зони) в свердловині адаптувався з використанням скінів для відповідних горизонтів. У зв'язку з недостатньою кількістю даних ГДС підбір скінів та горизонтів, на які вони впливають, виконувався ітераційним методом.

Після корегування проникностей та скінів, у зв'язку з перерозподілом видобутку, можливе погіршення адаптації пластового тиску. В такому випадку для відновлення адаптації повторно виконувалося корегування параметрів варіограм.

Даний підхід використовувався при адаптації всього фонду свердловин. Приклад процесу адаптації однієї з свердловин наведено на рисунку 16.

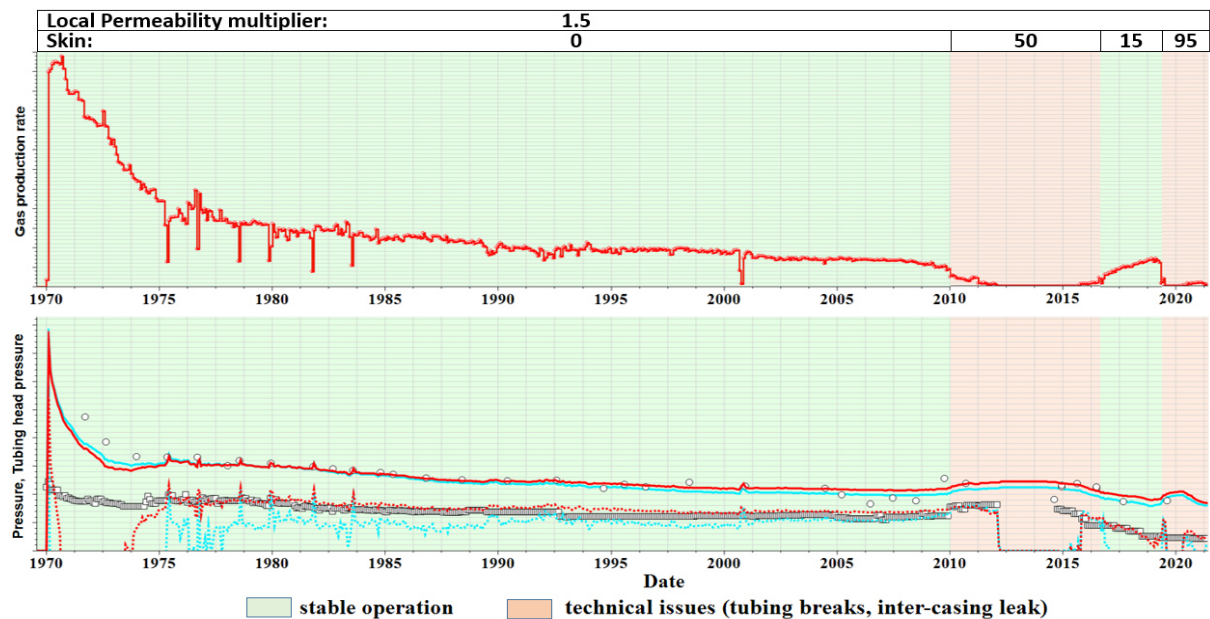


Рис. 16. Приклад посвердловинної адаптації пластового та устьового тиску

Загалом, в процесі ітераційного корегування вдалося значно зменшити межі невизначеності параметрів та визначити оптимальну комбінацію їх значень, яка забезпечує адаптацію моделі. Зміна цих параметрів на кожному з етапів адаптації наведена в таблиці 1.

Таблиця 1

## Матриця параметрів та межі їх невизначеностей на різних етапах адаптації

Uncertainty parametrs	Parameters values at different matching stages											
	Case Base _1	Sensitivity analysis		Uncertainty analysis 1		Case Base _1_42 Base_2	Uncertainty analysis 2		Case Base _2_28	Local HM		Case Final
		min	max	min	max		min	max		min	max	
VShale_Cut_off	0.48	0.43	0.53	0.43	0.53	0.45	0.44	0.51	0.48	0.47	0.492	0.49
Porosity_Cut_off	0.078	0.065	0.09	0.065	0.09	0.075	0.071	0.087	0.077	0.077	0.086	0.08
Var_Maj_H1	1250	1000	1500	-	-	1250	-	-	1250	1000	1500	1306
Var_Maj_H2	4500	4000	5000	-	-	4500	-	-	4500	4000	5000	4396
Var_Maj_H3	4100	3600	4600	-	-	4100	-	-	4100	3600	4600	4427
Var_Maj_H4	3850	3350	4350	-	-	3850	-	-	3850	3350	4350	4216
Var_Maj_H5	3810	3400	4220	-	-	3810	-	-	3810	3400	4220	4208
Var_Maj_H6	3450	2900	4000	2900	4000	3497	3403	3893	3538	3478	3661	3515
Var_Maj_H7	3350	2800	3900	2800	3900	3322	2895	3603	3324	3324	3590	3527
Var_Maj_H8	3935	3450	4420	3450	4420	4241	3612	4287	4108	3998	4287	4194
Var_Maj_H9	3150	2700	3600	2700	3600	3408	2962	3593	3327	3203	3593	3502
Var_Maj_H10	4500	3800	5200	3800	5200	4772	3916	4907	4416	4416	4681	4569
Var_Maj_H11	4200	3550	4850	3550	4850	3847	3767	4594	4362	3971	4362	4190
Var_Maj_H12	4300	3800	4800	-	-	4300	-	-	4300	3800	4800	4758
Var_Maj_H13	3450	3100	3800	3100	3800	3295	3295	3638	3569	3408	3569	3486
Var_Maj_H14	3550	2800	4300	2800	4300	2952	2977	3908	3260	3260	3711	3588
Var_Maj_H15	3325	2800	3850	-	-	3325	-	-	3325	2800	3850	3530
Var_Maj_H16	3793	3350	4236	-	-	3793	-	-	3793	3350	4236	4236
Contact_H7	-3411	-3423	-3411	-3423	-3411	-3419	-3422	-3414	-3419	-3422	-3419	-3420
Contact_H11	-3762	-3920	-3762	-3920	-3762	-3904	-3915	-3807	-3904	-3915	-3900	-3902
Contact_H15	-3690	-3712	-3690	-	-	-3690	-	-	-3690	-3712	-3690	-3690
Contact_H16	-3766	-3818	-3766	-	-	-3766	-	-	-3766	-3818	-3766	-3766

## Результати

Аналіз результатів побудови моделі виконувався за двома критеріями:

- якість адаптації;
- прогнозна здатність моделі.

Якість адаптації моделі оцінювалась за результатами досягнутої збіжності змодельованого пластового та устьового тиску свердловин до фактичних даних (рис.17). Згідно з отриманими результатами, відхилення по адаптації даних параметрів на дату останнього заміру знаходяться в межах:

- пластовий тиск – 80% свердловин 2-12%, 20% свердловин 12 -26%;
- устьовий тиск – 80% свердловин 4-14%, 20% свердловин 14 -35%.

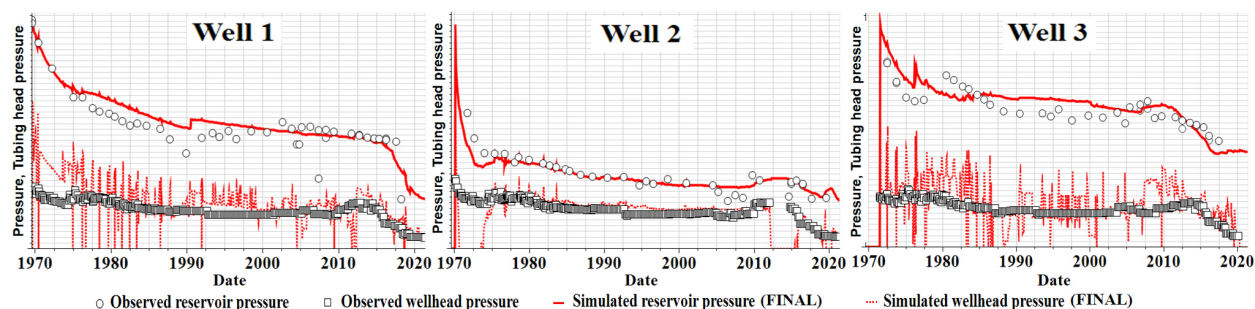


Рис. 17. Адаптація пластового та устьового тиску за результатами розрахунку кейсу Final

Слід відмітити, що адаптація була виконана за допомогою зміни петрофізичних зв'язків та геологічних параметрів в межах їх невизначеності без використання різних фізично необґрунтованих множників. Тому дані результати, в умовах обмеженої кількості вхідних даних та поточного стану виснаженості, свідчать про високу якість адаптації моделі.

Прогнозна здатність моделі була перевірена за допомогою результатів буріння останніх 10 свердловин: 5 експлуатаційних та 5 розвідувальних (рис. 18). З цією метою модель було перебудовано без врахування даних, які отримано по цих свердловинах (кореляція, пористість глинистість тощо).

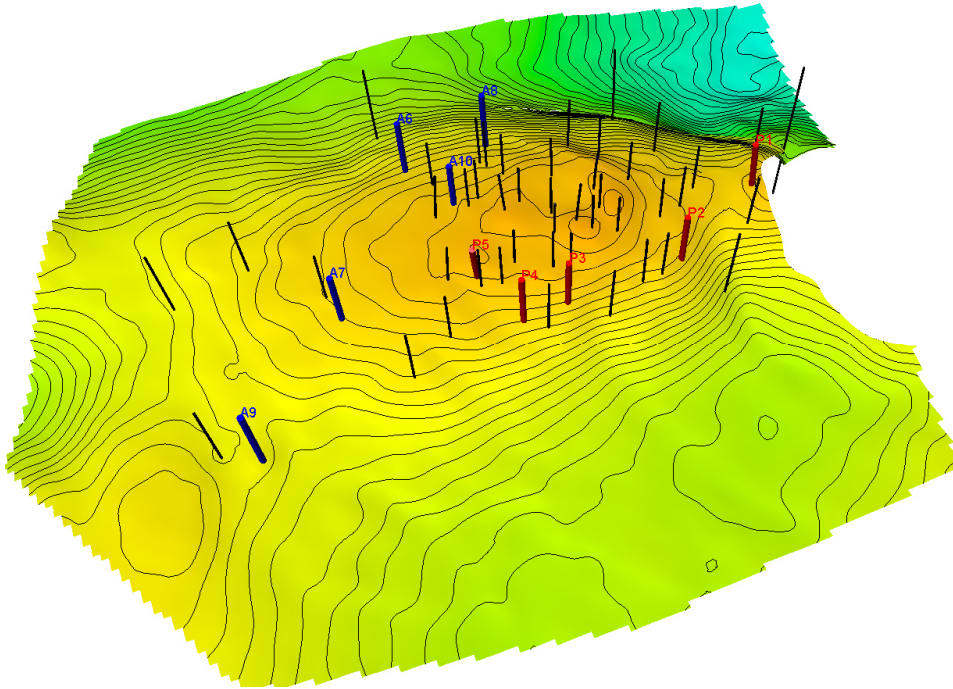


Рис. 18. Останні пробурені розвідувальні та експлуатаційні свердловини на розглянутому родовищі

Порівняння результатів перебудови моделі з фактичними даними здійснювалося по трьом параметрам:

- значення ефективної товщини пластів, які знаходяться в розробці;
- значення сумарної ефективної товщини пластів;
- прогнозний дебіт газу по експлуатаційним свердловинам.

Згідно з отриманими результатами (таблиця 2) по 5 експлуатаційних свердловинах відхилення прогносної ефективної товщини пластів, які знаходяться в розробці, складає +3%, а відхилення для сумарної ефективної товщини -11%. По 5 розвідувальних свердловинах відхилення складає -30% та -52% відповідно. Найвні дані свідчать про високу сходиність прогнозних ефективних товщин в експлуатаційних свердловинах, які пробурені в зонах з підтвердженими моделюванням запасами, і нижчу сходиність в розвідувальних свердловинах, які пробурені в периферійних зонах з найбільшою невизначеністю.

Результати розрахунку прогнозних дебітів по свердловинах P1, P2 та P3 (свердловини P4 та P5 ще не введено в експлуатацію) також підтверджують достовірність моделі і її високу прогнозу здатність при оцінці параметрів в зоні експлуатаційного буріння (рис.19).



Таблиця 2

**Порівняння реальних та змодельованих ефективних товщин в розвідувальних та експлуатаційних свердловинах**

№	Ефективна товщина, м						
		Пласти в розробці			Всі пласти		
		Фактична	Змодельована	Відхилення%	Фактична	Змодельована	Відхилення%
Експлуатаційні	P1	17.41	18.73	8%	21.88	24.75	13%
	P2	22.05	29.41	33%	28.70	30.61	7%
	P3	20.52	17.22	-16%	28.62	22.87	-20%
	P4	22.15	19.75	-11%	26.07	20.79	-20%
	P5	19.01	19.42	2%	32.18	23.1	-28%
<b>Загалом</b>		<b>101.14</b>	<b>104.53</b>	<b>3%</b>	<b>137.45</b>	<b>122.12</b>	<b>-11%</b>
Розвідувальні	A6	15.79	8.95	-43%	35.00	15.8	-55%
	A7	2.02	1.65	-18%	10.32	6.66	-35%
	A8	4.71	2.04	-57%	23.81	5.18	-78%
	A9	0	0	-	4.94	5.43	10%
	A10	11.12	10.77	-3%	28.82	16.26	-44%
<b>Загалом</b>		<b>33.64</b>	<b>23.41</b>	<b>-30%</b>	<b>102.89</b>	<b>49.33</b>	<b>-52%</b>

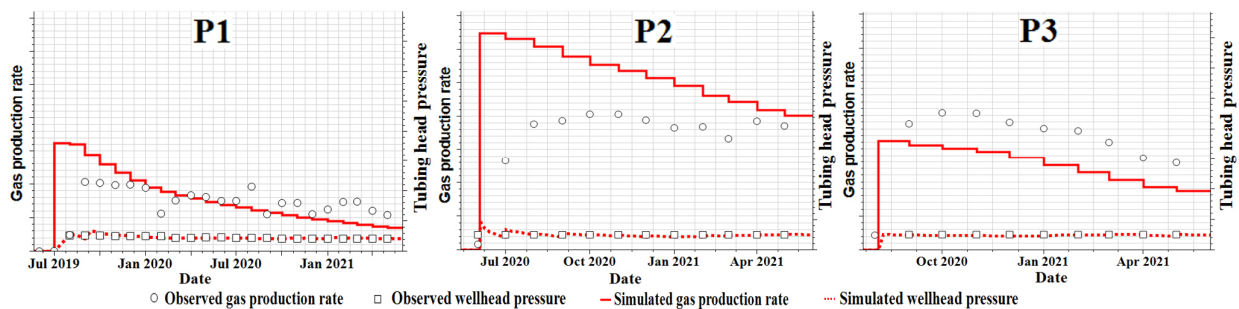


Рис. 19. Фактичний та змодельований дебіт газу та устьовий тиск по експлуатаційних свердловин

Загалом, найбільш ефективним є використання запропонованого підходу з метою оптимізації дорозробки родовища, а саме для виконання прогностичних розрахунків, оцінки ефекту від експлуатаційного буріння та інших технологічних заходів (перфорації, інтенсифікації), які будуть проводитись в зонах з підтвердженими моделюванням запасами.

### Висновки

В даній статті представлено новий підхід до побудови та адаптації моделей родовищ, які при значній розбуреності площ та тривалому періоду розробки характеризуються наявністю обмеженої кількості геолого-промислової інформації.

Ключова ідея даної методики – встановлення багатовекторних фізичних взаємозв'язків між параметрами, які описують всю систему загалом і забезпечують інтеграцію петрофізичної, геологічної та гідродинамічної моделей, як складових постійно діючої геолого-технологічної 3D моделі. Розроблена система Workflows дозволяє спростити та автоматизувати процес перебудови геологічної моделі. Запропонований ітераційний процес адаптації, за рахунок забезпечення крос-функціонального зв'язку між всіма складовими моделі, дозволяє зменшити межі невизначеності параметрів та підвищити достовірність моделі.

Представлена методика була успішно застосована при створенні 3D моделі реального родовища і забезпечила високу якість адаптації параметрів. Отримані результати були апробовані бурінням 5 експлуатаційних та 5 розвідувальних свердловин.

Запропонований в даній статті підхід показав свою ефективність при виконанні прогнозних розрахунків та оцінці ефекту від різних технологічних заходів (експлуатаційне буріння, перфорації, інтенсифікації), які проводяться в зонах з підтвердженими моделюванням запасами.

#### Список літератури

1. Baikov V.A., Konovalova S.I., Murtazin R.R., Dilmuhametov I.R. Submodel synchronization for modelling of heterogeneous terrigenous reservoir *OIJ* 2019 (09): 42–46. OIJ-2019-09-042-046-RU. doi: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-9-42-46>.
2. Bennion D.B. et al. Low permeability gas reservoirs and formation damage - tricks and traps. *SPE Paper* 59753 (2000) 19 p.
3. Cordell J.C., Ebert, C.K. A case history - comparison of predicted and actual performance of a reservoir producing volatile crude oil, *SPE Paper* 1209 (1965) 3 p.
4. Gunter G.W., Allen D.F., Marché O.A., Viro E.J. Challenges of Determining and Comparing Reservoir Storage and Flow Properties Using Deterministic Petrophysical Rock Types via Multiple Pore Throat Radius Indicators. Presented at the SPWLA 58th Annual Logging Symposium, Oklahoma, 17–21 June 2017. SPWLA-2017-00.
5. Spearing M., Allen T., McAulay G. (AEA Technology). Review of the Winland R35 Method for Net Pay Definition and its Application in Low Permeability Sands. *SCA 2001-63*.
6. Worthington P.F. 2008. The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. *SPE Res Eval & Eng* 11 (06): 968–975. SPE-95428-PA. <https://doi.org/10.2118/95428-PA>.

Надійшла до редакції 01.03.21

УДК 622.279

**Р. Й. Сойма, Д.Р. Савчук, Д.О. Грицай**  
(УкрНДІгаз)

### **ВИКОРИСТАННЯ СЕКТОРНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РЕТРОГРАДНОЇ КОНДЕНСАЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ В ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА**

*Розглянуто механізм насичення порового середовища покладу ретроградним конденсатом, формування зон зі значною конденсатонасиченістю (так званих «конденсатних банок») і їх вплив на продуктивність свердловин. Визначені можливі фактори, які впливають на розміри і насиченість таких зон. Запропоновано досліджувати процес ретроградної конденсації вуглеводнів за допомогою тривимірної секторної моделі, побудованої в одному із сучасних програмних комплексів. Наведено результати досліджень, які дозволяють оцінити можливі параметри «конденсатних банок» в залежності від величин початкового потенційного вмісту C5+в в пластовому газі та проникності пласта. Підтверджено доцільність використання секторних моделей при відтворенні реальних пластових умов та проектуванні технологічних режимів роботи свердловин, що дозволить спрогнозувати можливі терміни утворення зон з підвищеною насиченістю. Визначено можливість розробки технологічних заходів впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) з метою розформування «конденсатних банок» та підвищення продуктивності свердловин.*

*Рассмотрен механизм насыщения поровой среды залежи ретроградным конденсатом, формирование зон со значительной конденсатонасыщенностью (так называемых «конденсатных банок») и их влияние на производительность скважин. Определены возможные факторы, влияющие на размеры и насыщенность таких зон. Предложено исследовать процесс ретроградной конденсации углеводородов с помощью трехмерной секторной модели, построенной в одном из современных программных комплексов. Приведены результаты исследований, позволяющие оценить возможные параметры «конденсатных банок» в зависимости от величин ис-*

ходного потенціального содержания  $C_5+$  в пластовом газе и проницаемости пласта. Подтверждена целесообразность использования секторных моделей при воспроизведении реальных пластовых условий и проектировании технологических режимов скважин, что позволит спрогнозировать возможные сроки образования зон с повышенной насыщенностью. Определена возможность разработки технологических мер воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью расформирования «конденсатных банок» и повышения производительности скважин.

*The article considers the mechanism of the pore space saturation in reservoirs with retrograde condensate, the formation of zones with high condensate saturation (the so-called "condensate banks") and their impact on well productivity. Identification of the possible factors that effect on the size and saturation of these zones. It is proposed to study the process of retrograde condensation of hydrocarbons with three-dimensional sector model built in one of the modern software systems. The research results allow estimation of the possible parameters of "condensate banks" depending on the initial potential yield of  $C_{5+}$  in reservoir gas and reservoir permeability. The expediency of using sector models for reproducing real reservoir conditions and designing technological regimes of wells has been confirmed, which will allow to predict the possible timing of the formation of zones with increased saturation. It has been determined the possibility of developing technological measures for influencing the bottom-hole formation zone in order to disband "condensate banks" and increase well productivity.*

В процесі розробки газоконденсатних родовищ, коли пластовий тиск знижується нижче тиску початку конденсації, відбувається процес ретроградної конденсації - частина важких вуглеводнів, які містять пластовий газ, переходить з газоподібного стану у рідку фазу.

У привибійній зоні свердловини термобаричні умови суттєво відрізняються від пластових, що призводить до нерівномірного накопичення ретроградного конденсату. На відстані від свердловини, яка перевищує її радіус, кількість сконденсованих вуглеводнів визначається тільки тиском та складом вуглеводневого флюїду, дана область характеризується "статичною" диференціальною конденсацією.

В області «динамічної» конденсації, розташованої поблизу свердловини, значну роль починають відігравати процеси масопереносу.

Якщо конденсатонасиченість нижче критичного значення – вуглеводневий конденсат, який випав в поровому середовищі, залишається нерухомим. При подальшій розробці рідкі вуглеводні продовжать виділятися з нових порцій пластового флюїду і накопичуватися в присвердловинному поровому середовищі. Збільшення конденсатонасиченості вище критичного значення призводить до суттєвого зниження фазової проникності по газу і, як наслідок, до зниження загальної продуктивності свердловини. Характерною особливістю цього процесу є формування навколо свердловин зон зі значною конденсатонасиченістю (так званих «конденсатних банок»), які і є причиною «блокування» припливу газу до вибоїв свердловин [1].

Відомо, що насиченість колектора ретроградним конденсатом у привибійній зоні може зрости до 40-60%, а продуктивність свердловини - зменшиться у декілька разів, причому непропорційно зниженню пластового тиску.

«Конденсатні банки» можуть мати радіус у кілька десятків метрів. Їх параметри (розміри і насиченість рідкими вуглеводнями) залежать від декількох факторів: PVT властивостей пластової системи, фільтраційно-емісійних властивостей колектора в ПЗП, форми кривих відносно фазової проникності газу і конденсату, розподілу тиску в пласті [2]. Встановлено, що такі «банки» можуть формуватися не лише при розробці родовищ з високим вмістом  $C_5+$  в пластовому газі ( $\geq 250$  г/м<sup>3</sup>), а й родовищ, гази яких характеризуються початковим потенційним вмістом конденсату на рівні перших десятків г/м<sup>3</sup>.

Зазвичай, параметри «конденсатної банки» можуть бути якісно чи кількісно визначені за результатами гідродинамічних досліджень свердловин або за допомогою спеціальних методів ГДС.



Разом з цим, процес ретроградної конденсації вуглеводнів в ПЗП може бути змодельований і детально проаналізований за допомогою тривимірної секторної моделі. Тож з метою перевірки існуючих уявлень про механізм формування «конденсатних банок» та їх можливих параметрів, була використана секторна 3D модель, яку створено в програмному комплексі Petrel (Schlumberger).

Розміри секторної моделі становлять  $200 \times 200 \times 20$  м при розмірах комірок  $2 \times 2 \times 0,25$  м. Для подальшого моделювання створено куб ефективної пористості (РНП) зі значенням 12% та кубу проникності (Perm\_xу, Perm\_z) зі значеннями 5 та 0,5 мД, відповідно.

На першому етапі було досліджено, в яких діапазонах можуть змінюватися радіуси та насиченість «конденсатних банок» в залежності від величин початкового потенційного вмісту C5+в в пластовому газі. Створена в першому варіанті секторна модель імітує пластові умови покладу гор. В-18-20 Гадяцького НГКР, газ якого характеризується початковим потенційним вмістом важких вуглеводнів  $369,8 \text{ г/м}^3$ . Відповідно до умов цього покладу були обґрунтовані: PVT модель (PVT-model), фазові проникності (Saturation function) та властивості породи (Rock physics). В процесі модельного експерименту зниження пластового тиску в покладі від початкового 50 МПа (відповідає тиску початку конденсації) до 10 МПа (тиску максимальної конденсації) було зімітовано шляхом «відбору» газу з видобувної свердловини, розміщеної в центрі моделі. Додатково, для варіантів 2 та 3, було створено дві PVT моделі, яким відповідають пластові системи з початковим вмістом C5+в в газі на рівні  $184,9 \text{ г/м}^3$  та  $36,98 \text{ г/м}^3$ . Для даних варіантів аналогічно зімітовано «виснаження» покладу шляхом відбору газу з центральної свердловини.

Результати дослідження наведено на рисунку 1.

В першому варіанті (вміст  $369,8 \text{ г/м}^3$ ) конденсатонасиченість комірок у віддаленій зоні пласта склала 4,5%, а біля свердловини сформувалася зона радіусом 15 м, в якій насиченість зросла від 5,6% до 26,9%.

В другому варіанті ( $184,9 \text{ г/м}^3$ ) насиченість комірок конденсатом у віддаленій зоні пласта склала 3,5%, а біля свердловини сформувалася зона радіусом 9 м, в якій насиченість зросла від 5,3% до 24,7%.

В третьому варіанті ( $36,98 \text{ г/м}^3$ ) насиченість комірок конденсатом у віддаленій зоні пласта склала 0,7%, радіус присвердловинної зони склав лише 3 м при насиченості від 3,1% до 20,7%.

Таким чином, при інших рівних умовах, зі зменшенням початкового потенційного вмісту важких вуглеводнів в пластовому газі радіус зони випадіння конденсату («конденсатної банки») зменшується, як і насиченість порового середовища ретроградним конденсатом. Разом з цим, навіть за умов відносно невисокого вмісту важких ВВ в пластовому газі, «конденсатна банка» в ПЗП все одно формується і може суттєво впливати на зниження продуктивності свердловин.

Результати іншого дослідження дозволили визначити, як можуть змінюватися радіуси та насиченість «конденсатних банок» в залежності від проникності пласта. При цьому було створено три куби проникності зі значеннями 50, 5, 1 мД (по ху) та 5, 0,5, 0,1 мД (по z), відповідно. Для даного дослідження використано PVT модель з максимальним потенційним вмістом важких вуглеводнів  $369,8 \text{ г/м}^3$ . Для трьох моделей з різними проникностями зниження пластового тиску було зімітовано шляхом відбору однакового об'єму газу з розміщеної в центрі видобувної свердловини.

Результати даного дослідження представлені на рисунку 2. Вони свідчать про те, що при зменшенні проникності (50, 5, 1 мД) насиченість конденсатом у віддаленій частині покладу знижується несуттєво і складає 4,67%, 4,62%, та 3,5%, відповідно. Радіус зони інтенсивного випадіння конденсату зі зменшенням проникності, навпаки, зростає. Так, при проникності 50 мД він складає близько 5 м, а при значеннях проникності 5 та 1 мД – 15 м. Також із зменшенням проникності збільшується кількість конденсату, який випадає в ПЗП. Максимальні значення насиченості становлять 23,3%, 31,5% та 37,7% для кубів з проникностями 50, 5, 1 мД, відповідно.

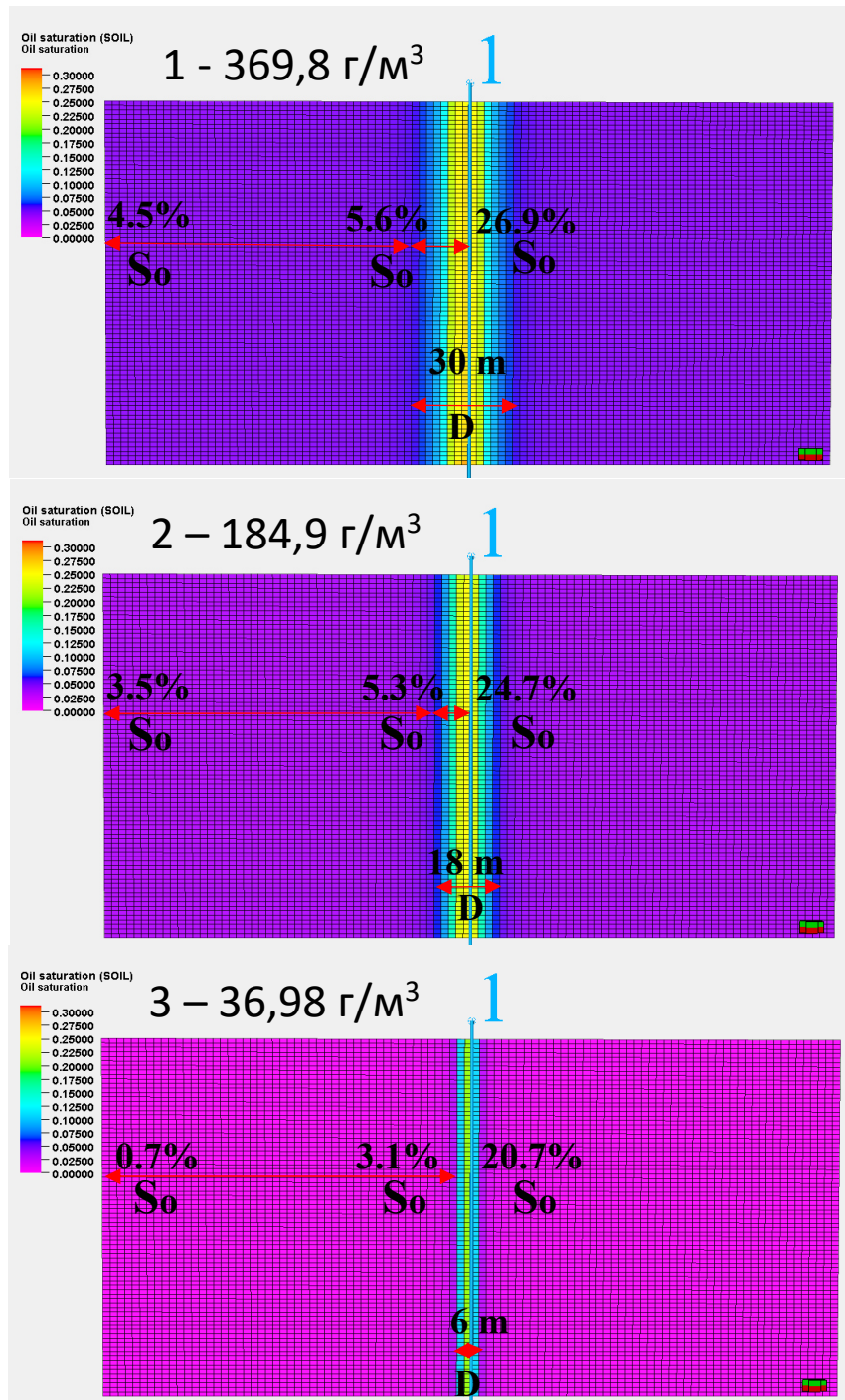


Рис. 1. Параметри зон конденсатонасиченості в залежності від початкового вмісту  $C_{5+B}$  в пластовому газі

Вочевидь, чим нижче проникність, тим більшу депресійну воронку необхідно створити для забезпечення заданого відбору газу. Саме створення глибоких депресійних воронок в умовах низьких колекторських властивостей й призводить до додаткового випадіння вуглеводнів в рідку фазу в ПЗП.

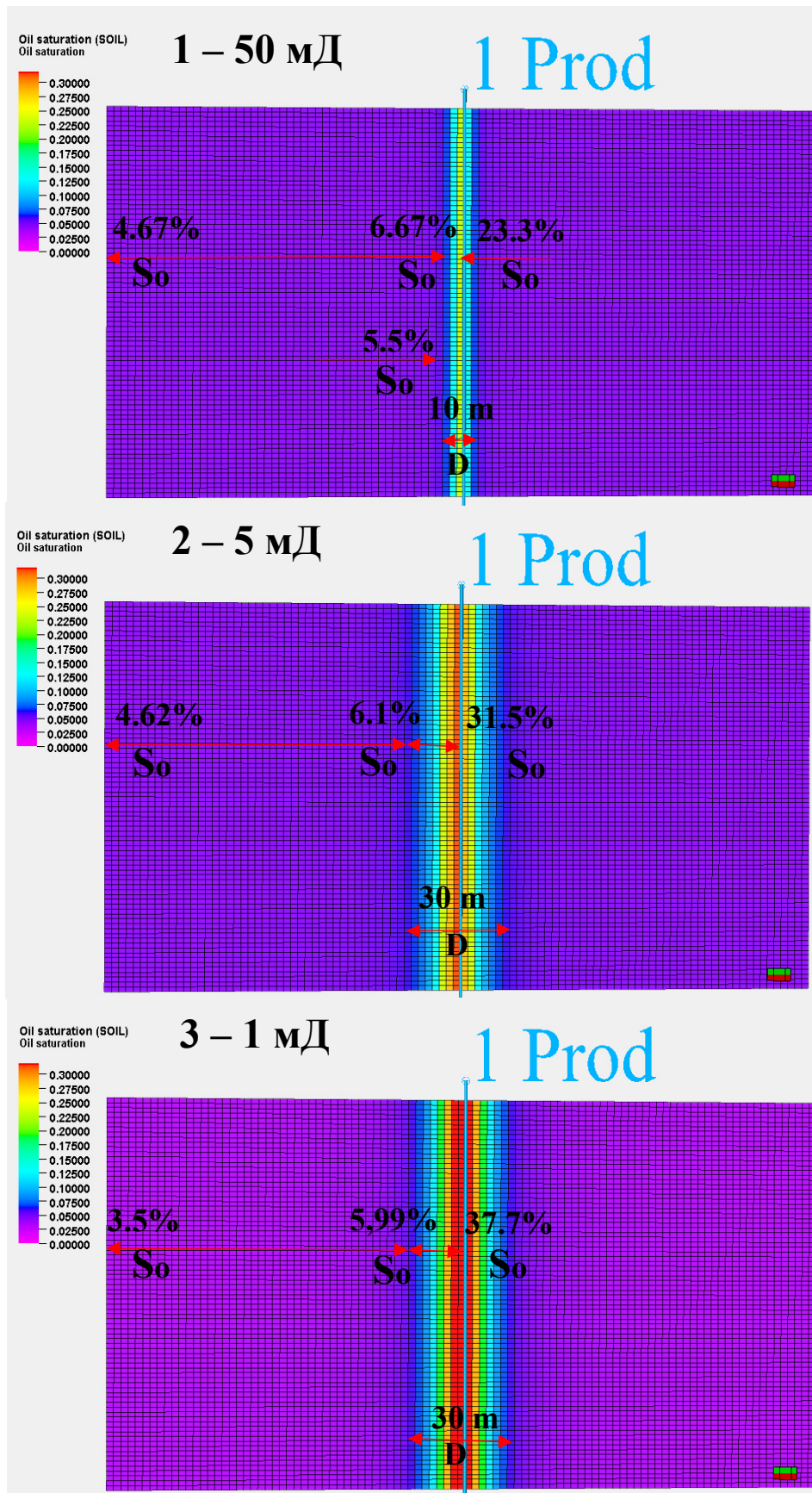


Рис. 2. Параметри зон конденсатонасиченості в залежності від проникності пласта

**Висновки.**

Таким чином, за допомогою створеної секторної моделі можна змодельовати велику кількість комбінацій параметрів, які впливають на розміри і насиченість «конденсатних банок». Відтворення реальних пластових умов (наприклад, літологічної неоднорідності та характеру розкриття продуктивних пластів), а також технологічних режимів роботи свердловин, дозволить спрогнозувати можливі терміни формування зон інтенсивної ретроградної конденсації вуглеводнів в ПЗП.

Разом з цим, секторна тривимірна модель може бути інструментом для прийняття рішень щодо доцільності проведення технологічних заходів, які сприятимуть розформуванню «конденсатних банок» (наприклад, глибокої газової репресії на ПЗП).

*Список літератури*

1. *Марегатти М.* Совершенствование методов интерпретации гидродинамических исследований газоконденсатных скважин морских месторождений: автореф. дис. на получение научн. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / *М. Марегатти*. – Уфа, 2017. – 24 с.

2. *Шабаров А.Б.* Метод розрахунку зміни компонентного та фазового складу газоконденсатної суміші у привибійній зоні пласта [Текст] / *А.Б. Шабаров, С.А. Заночуев* // Вісник Тюменського державного університету. Фізико-математичне моделювання. Нафта, газ, енергетика. – 2015. – Т.1 – №1(1). – С. 7–21.

Надійшла до редакції 01.03.21

УДК 622.278.72:547

**Є.С. Бікман, А.Я. Тимків, І.А. Медведєв, С.В. Дорошенко, О.М. Щирба, О.Б. Аксьонова**  
(УкрНДІгаз)

**ОПТИМІЗАЦІЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НИЗЬКОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН  
З ВИКОРИСТАННЯМ СИФОННИХ ТРУБОК МАЛОГО ДІАМЕТРУ  
З ПОЛІМЕРКОМПОЗИТНИХ МАТЕРІАЛІВ**

*На завершальній стадії розробки газоконденсатних родовищ експлуатація свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої, що обумовлено низькими швидкостями потоку газорідинної суміші. Обладнання свердловин сифонними трубками типу НКТС (насосно-компресорні труби сифонні) Ду 26 мм з полімеркомпозитних матеріалів може забезпечити збільшення швидкості газорідинної суміші на вибоях свердловин і, відповідно, стабілізацію дебіту газу та підвищення видобувних можливостей нафтогазоконденсатних родовищ.*

*На завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений эксплуатация скважин затрудняется из-за накопления жидкости на забое, что обусловлено низкими скоростями потока газожидкостной смеси. Оборудование скважин сифонными трубками типа НКТС (насосно-компрессорные трубы сифонные) Ду 26 мм из полимеркомпозитных материалов может обеспечить увеличение скорости газожидкостной смеси на забоях скважин и, соответственно, стабилизацию дебита газа и повышение добывающих возможностей нефтегазоконденсатных месторождений.*

*During the development of gas condensate fields, the operation of wells is complicated by the accumulation of fluid at the bottom, which is due to low flow rates of gas-liquid mixture. Equipping wells with 26 mm Ductus-type siphon tubing pipes made of polymer composite materials will increase the velocity of the gas-liquid mixture at the bottom of wells and, accordingly, stabilize gas flow and increase production capacity of oil and gas condensate fields.*



**Постановка проблеми.** На завершальній стадії розробки газоконденсатних родовищ України однією з основних задач стає забезпечення видобутку вуглеводнів зі свердловин в умовах накопичення рідини на вибої, що обумовлено низькими швидкостями потоку газорідинної суміші.

**Мета роботи та завдання дослідження.** Науковий супровід за впровадженням технології оптимізації експлуатації свердловин Шебелинського ГКР шляхом їх облаштування полімеркомпозитними сифонними трубками невеликого діаметру.

**Аналіз публікацій.** Аналіз сучасних технологій оптимізації видобутку газу, газового конденсату і пластової води в газоконденсатних свердловинах [1] свідчить про те, що однією з перспективних технологій є оптимізація ліфтового підйомника, в тому числі з використанням сифонних трубок малого діаметру, виготовлених з полімеркомпозитних матеріалів [2]. При розробці газоконденсатних родовищ України однією з основних проблем є забезпечення стабільної експлуатації свердловин в умовах накопичення рідини на вибої, що обумовлено низькими швидкостями потоку газорідинної суміші на рівні башмака ліфтової колони нижче 5÷7 м/с. Застосування 1" труб, виготовлених з полімеркомпозитних матеріалів з метою забезпечення оптимальних умов експлуатації свердловин, в Україні застосовується вперше.

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Об'єктом дослідження є газоконденсатні свердловини Шебелинського ГКР, яке розробляється з 1956 р. і знаходиться на завершальній стадії розробки. Даний етап розробки характеризується ускладненнями в процесі експлуатації свердловин. В значній мірі це пов'язано з утворенням глинистих та глинисто-сольових пробок в свердловинах, корозією НКТ, накопиченням рідини на вибоях і в шлейфах тощо.

Слід зазначити, що протягом останніх років зниження річних об'ємів видобутку газу вдалося стабілізувати за рахунок впровадження комплексу геолого-технологічних заходів, направлених на підвищення коефіцієнту вилучення вуглеводнів. Одним з таких заходів в перспективі може бути технологія оптимізації експлуатації свердловин Шебелинського ГКР шляхом облаштування їх полімеркомпозитними сифонними трубками невеликого діаметру. Дану технологію було обгрунтовано УкрНДІгазом та впроваджено з метою оптимізації видобувних можливостей свердловин, експлуатація яких ускладнена накопиченням рідини на вибоях свердловин в умовах низьких пластових тисків, що в свою чергу призводить до зменшення їх видобувних можливостей і, як наслідок, родовища в цілому.

**Результати досліджень.** На поточний час на Шебелинському ГКР сифонними трубками з полімеркомпозитних матеріалів типу НКТС Ду 26 мм обладнано дві свердловини – № 464 та № 230. За результатами побудованих газодинамічних моделей свердловин 464 і 230 Шебелинського ГКР в ПК PIPESIM було оптимізовано діаметр НКТ, розраховано значення LLVR (Liquid loading velocity ratio), яке характеризується відношенням критичної швидкості до фактичної (повинно бути меншим за 1) та визначено наступне:

Свердловина 464 (рис.1):

- при НКТ Ду 73 (21/2") LLVR=1,61 (>1 – умови виносу рідини не забезпечуються),
- при НКТС Ду 26 (1") LLVR=0,56 – умови виносу рідини з вибою будуть забезпечені.

Свердловина 230 (рис. 2):

- при НКТ Ду 73 (21/2") LLVR=1,15 (>1 – умови виносу рідини не забезпечуються),
- при НКТС Ду 26 (1") LLVR=0,76 – умови виносу рідини з вибою також будуть забезпечені.

Свердловину 464 Шебелинського ГКР було введено в експлуатацію 30.06.1967 р. В свердловині розкриті поклади горизонтів М5-А2 в інтервалі 2090-2346 м. Пласти-колектори представлені перешаруванням пісковиків, аргілітів та глин. Останній КРС в свердловині проводився протягом 17.04.2019 - 07.05.2019 р. з метою обладнання її колоною 1" сифонних трубок з полімеркомпозитних матеріалів (типу НКТС Ду 26 мм). Після тривалого періоду освоєння та виведення на оптимальний технологічний режим експлуатації дебіт газу свердловини 464 Шебелинського ГКР збільшився майже в 2 рази: з 2,1 ÷ 3.0 тис.м<sup>3</sup>/добу (з продувками) до 5,0 ÷ 5,4 тис.м<sup>3</sup>/добу (без продувок).

Станом на 01.12.2021 р. свердловина 464 експлуатується стабільно з постійним виносом рідини з вибою.

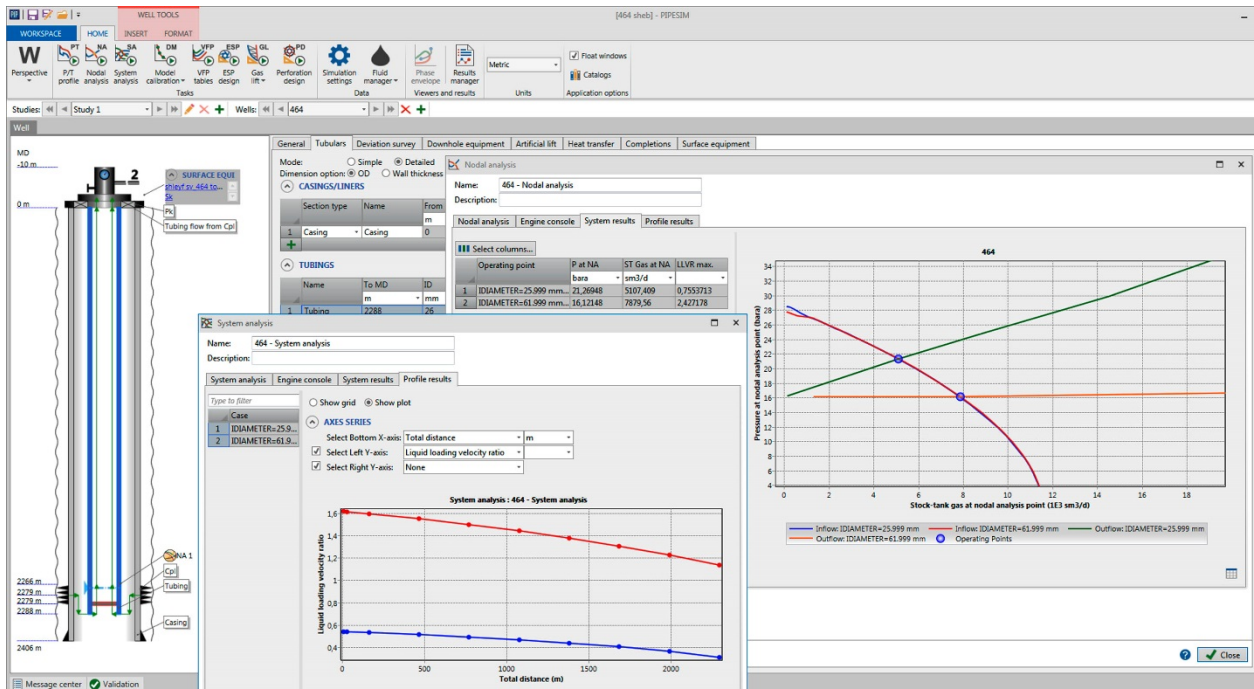


Рис.1. Підбір оптимального діаметру НКТ та значення LLVR для свердловини 464 Шебелинського ГКР (скріншот ПК PIPESIM)

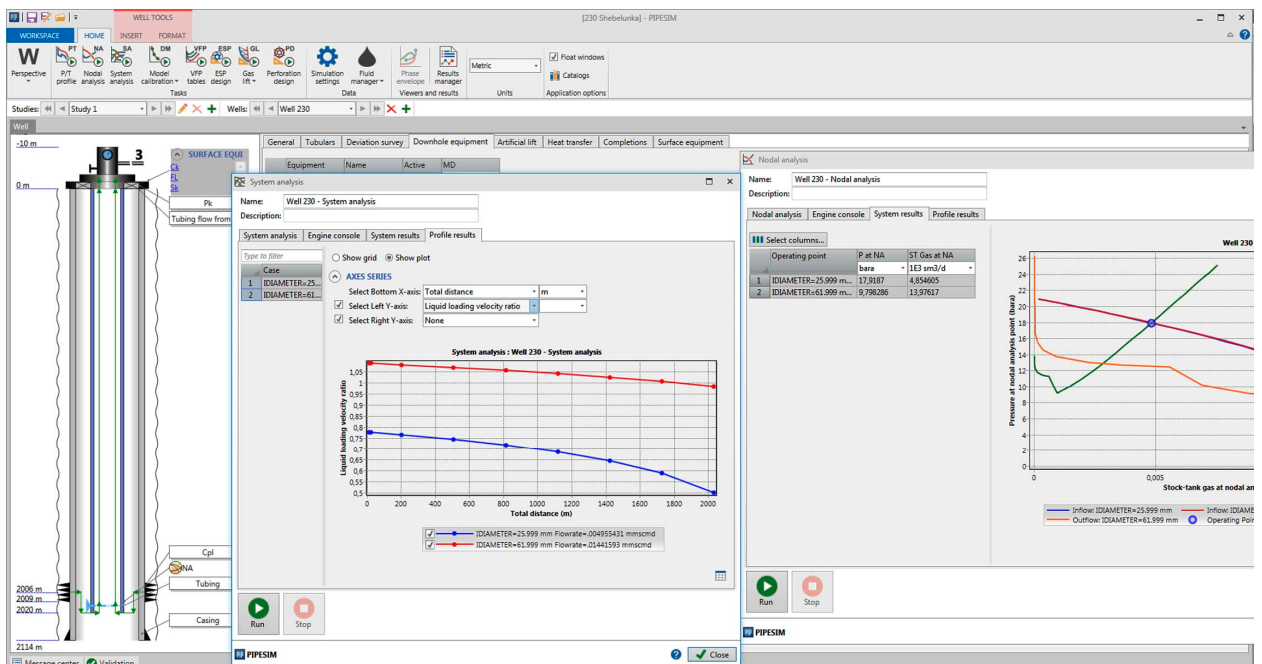


Рис.2. Підбір оптимального діаметру НКТ та значення LLVR для свердловини 230 Шебелинського ГКР (скріншот ПК PIPESIM)

Свердловину 230 Шебелинського ГКР введено в експлуатацію 09.05.1964 р. В свердловині розкриті поклади горизонту М5 в інтервалі 1697-2114 м. Пласти-колектори представлені перешаруванням пісковиків, аргілітів та глин. Дебіт газу до початку облаштування сифонними трубками становив 4,0 тис.м<sup>3</sup>/добу. До початку обладнання свердловини сифонними трубками швидкість газу на рівні башмака НКТ складала 0,8÷1,8 м/с, що не забезпечувало виніс рідини з вибою (менше 5 м/с). Останній КРС в свердловині проводився протягом 15.10.2019 - 6.11.2019 р. з метою обладнання її колоною 1" сифонних трубок з полімеркомпозитних матеріалів (типу НКТС Ду 26 мм).

Протягом певного періоду часу короточасні освоєння свердловини (від 4 до 9 год/добу), не дали бажаного результату (свердловина експлуатувалась періодично малим затрубним простором). Після 72-годинного доосвоєння (28.09.-01.10.2021 р.) станом на кінець 2021 р. свердловину 230 Шебелинського ГКР введено на стабільний технологічний режим із дебітом 4,2 ÷ 5,2 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Аналізуючи процес освоєння свердловин Шебелинського ГКР, можна зробити висновок, що на позитивний результат освоєння свердловини № 464 вплинула можливість подачі стороннього високонапірного газу з УКПГ.

Ускладнення, що виникли в процесі освоєння свердловини № 230 Шебелинського ГКР, пов'язані з наступними факторами:

- багатопластовість (товщина інтервалу перфорації становить більше 400 м);
- диференціація фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів;
- виснаження високопроникнених пластів, які в процесі ремонтів свердловини поглинули велику кількість технічної води, що підтверджується фізико-хімічним аналізом проб.

УкрНДІгазом разом з ГПУ ШГВ було розроблено та впроваджено декілька програм з освоєння та виведення на оптимальний технологічний режим свердловини № 230 Шебелинського ГКР.

Виходячи з отриманих результатів і досвіду освоєння свердловин № 464, 230 Шебелинського ГКР з метою оптимізації умов їх експлуатації було обґрунтовано доцільність використання розчинів ПАР на основі відповідних фізико-хімічних досліджень.

В подальшому, при обладнанні свердловин сифонними трубками невеликого діаметру з метою оптимізації процесу їх освоєння, доцільним є облаштування промислів нагнітальними газліфтними станціями (НГС) та нагнітальними шлейфами.

#### **Висновки:**

1. На прикладі свердловин №№ 230, 464 Шебелинського ГКР використання 1" сифонних трубок із полімеркомпозитних матеріалів вітчизняного виробництва свідчить про високу ефективність оптимізації умов експлуатації низькодебітних та низьконапірних свердловин.

2. Покращення умов експлуатації свердловин шляхом оптимізації ліфтового підйомника зі спуском в існуючі 2 1/2 "НКТ 1" полімеркомпозитних сифонних трубок дозволило збільшити та стабілізувати продуктивність експлуатаційних свердловин №№ 464 та 230 Шебелинського ГКР на рівні 5-5,4 тис.м<sup>3</sup>/добу, уникнути продувок та, відповідно, втрат видобутку газу.

3. Застосування сифонних трубок із полімеркомпозитних матеріалів типу НКТС невеликого діаметру (Ду 26 мм) відкриває широку перспективу їх використання на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки, експлуатація свердловин на яких ускладнена накопиченням рідини на вибої. Це забезпечить підвищення видобувних можливостей як Шебелинського, так і інших нафтогазоконденсатних родовищ України.

#### *Список літератури*

1. Джеймс Л. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин [Текст] / Л. Джеймс, Г. Никкенс, М. Уэллс. – М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008. – 384 с.

2. Бікман Є.С. Перспективи підвищення ефективності експлуатації газоконденсатних і нафтових свердловин з використанням сифонних трубок [Текст] / Є.С. Бікман, О.Б. Шопен, Є.Ф. Зубков та ін. // Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах: матеріали ІХ міжнар. наук.-техн. конф. – Київ, 2002. – С. 7-9.



3. Науковий супровід за впровадженням технології оптимізації експлуатації свердловин Шебелинського ГКР шляхом їх облаштування полімеркомпозитними сифонними трубками невеликого діаметру [Текст]: звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІгаз; кер. *Є.С. Бікман*, *А.Я. Тимків*, *О.М. Щирба*, *І.А. Медведєв*. – Харків, 2021. – 98 с.

Надійшла до редакції 10.02.21

## БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

## БУРЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## GAS WELL DRILLING

УДК 622.244

М.В. Боровик<sup>1</sup>, А.А. Лиско<sup>1</sup>, А.П. Вовк<sup>1</sup>,  
М.Б. Питько<sup>2</sup>, Ю.Б. Кобзар<sup>2</sup>, М.А. Бондаренко<sup>2</sup>  
(УкрНДГаз<sup>1</sup>, БУ “Укрбургаз”<sup>2</sup>)

## БУРОВІ РОЗЧИНИ: УКРАЇНСЬКИЙ ВИМІР

*Описано основні проблеми, що пов'язані з буровими розчинами при спорудженні свердловин. Проаналізовано сучасні алгоритми провідних сервісних компаній з бурових розчинів і перспективні напрямки боротьби з поглинаннями під час буріння. Вказано розробки українських фахівців щодо вдосконалення рецептур бурових розчинів для мінімізування поглинань бурових розчинів і проявів диференційних тисків. Описано методи розробки технології застосування рецептур бурових розчинів, що зменшують ускладнення при розкритті відкладів верхнього-середнього карбону.*

*Описаны основные проблемы, связанные с буровыми растворами при бурении скважин. Проанализированы современные алгоритмы ведущих сервисных компаний по буровым растворам и перспективные направления борьбы с поглощениями во время бурения. Указаны разработки украинских специалистов по усовершенствованию рецептур буровых растворов для минимизации поглощений буровых растворов и проявлений дифференциальных давлений. Описаны методы разработки технологии использования рецептур буровых растворов, уменьшающих осложнения при вскрытии отложений верхнего-среднего карбона.*

*The article describes the main issues related to drilling fluids application during well construction. Modern algorithms the leading service companies apply to the drilling mud systems and opportunities for mud-loss prevention have been analyzed. The researches carried out by Ukrainian specialists on enhancement of drilling mud composition for mud-loss minimization and differential pressure mitigation were indicated. There were also described the methods for applying the complication-reducing drilling mud composition while penetrating the Upper and Middle Carbon deposits.*

**Постановка проблеми.** В останні роки зростають потреби у високому професійному рівні фахівців з бурових розчинів, що разом працюють в науці і виробництві. Це пов'язано з новими викликами, що виникають в процесі буріння глибоких свердловин. Так, незважаючи на повну відповідність параметрів бурових розчинів, режимів буріння і компоновок бурильних колон проектним вимогам, на частині свердловин виникали ускладнення, що потребували ретельного аналізу, часто з неоднозначними висновками.

Зокрема, на одних свердловинах проблеми полягали у проведенні тривалих вимушених проробок ствола при відсутності значних осипань, на інших тривалий час не вдавалось нівелювати прояви диференційних тисків. Ці проблеми фіксувались як у вертикальних, так і в похило-спрямованих інтервалах буріння у верхньому і середньому карбоні.

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Для визначення причин цих ускладнень було проаналізовано відповідність фактичних рецептур розчинів гірничо-геологічним умовам буріння, розроблено нові підходи до вдосконалення систем розчинів на основі синергетичної взаємодії їх компонентів. До таких підходів віднесено нові рішення на стику хімії колоїдно-дисперсних систем і хімії полімерів щодо створення щільних еластичних і непроникних фільтраційних кірок та розробки з мінерального складу розчинів, що мінімізують

осмотичні процеси в стінках стволів свердловин. На основі цих підходів було отримано перші успішні результати при бурінні свердловин на Комишнянському ГКР, Опішнянському ГКР, Скиданівській площі.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Щоб успішно реалізовувати новітні завдання щодо бурових розчинів потрібно мати відповідну підготовку з неорганічної і органічної хімії (зокрема, з хімії колоїдно-дисперсних систем, полімерів, солей тощо), з буріння, з гідравліки, з геології і гідрогеології, та мати практичний інженерний досвід роботи на свердловинах. Інженер з бурових розчинів, зазвичай, є першою людиною на свердловині, до якої звертаються буровики за поясненнями у випадках виникнення будь-яких нештатних ситуацій при спорудженні свердловини.

Буровий розчин є важливим фактором виконання всіх найважливіших функцій штатного процесу спорудження свердловини. Зазвичай, при підтриманні показників розчину згідно з проектними вимогами на свердловині в стандартному режимі виконуються всі технологічні операції. Як тільки в розчині виникають проблеми чи проявляються якісь невраховані фактори – на свердловині стаються аварії та ускладнення, до яких найчастіше належать осипання, поглинання та інші прояви диференційного тиску, забруднення продуктивного пласта.

В цій статті ми розглянемо ситуації, коли розчин відповідає всім вимогам за стандартними показниками якості, проте технологічні операції складно виконувати через стан ствола свердловини.

**Роль бурового розчину.** На сьогодні роль бурових розчинів і фахівців з цього напрямку в успішному спорудженні свердловини переоцінити дуже складно. Тому, сучасні сервісні фірми з бурових розчинів стандартизують процес підготовки і роботи інженерів з бурових розчинів в спеціалізованих центрах підготовки, щоб мінімізувати випадки суб'єктивності при виконанні своїх професійних обов'язків, в тому числі для попередження аварій і ускладнень. Хоча "лікарські помилки" трапляються і у підготовлених спеціалістів. Проте хороші фахівці з бурових розчинів в спірних ситуаціях вміють знівелювати власні прорахунки за виявленими помилками буровиків, а в подальшому їх виправити. Щоб досягти такого високого рівня потрібно бути фахівцем практично з усіх технологічних процесів, що відбуваються в процесі спорудження свердловини.

Світова статистика аварій і ускладнень показує, що до 80 відсотків випадків порушень технології буріння так чи інакше пов'язана з рецептурами та властивостями бурових розчинів.

Українські розробки з бурових розчинів, хоч і мають певну специфіку у зв'язку із складнощами в галузі вітчизняного буріння, є невід'ємною складовою загальносвітового процесу і мають всі шанси зайняти в ньому своє унікальне місце.

Цьому сприяє інтеграція України до європейського співтовариства, впровадження міжнародної системи стандартів АНІ щодо спорудження свердловин, видобутку газу і нафти, власний досвід буріння у порівняно важких гірничо-геологічних умовах та підтверджена численними прикладами висока кваліфікація українських вчених і буровиків.

На сьогодні в АТ "Укргазвидобування" технологія бурових розчинів за порівнюваними показниками має хороший регіональний рівень. Рівня, досягнутого провідними сервісними компаніями світу, об'єктивно досягнути неможливо через відсутність потужних експериментальних, дослідницьких лабораторій і досить вузькопрофільний рівень навчання персоналу. Лабораторія бурових розчинів УкрНДІгазу має набір обладнання, що дозволяє проводити певні аналізи, зокрема тестування якості хімреагентів. Проте чисельний склад лабораторії не дозволяє проводити системні наукові дослідження і реалізовувати проривні ідеї.

Центральні лабораторії бурових розчинів відділень бурових робіт БУ "Укрбургаз" укомплектовані для поточного аналізу показників бурових розчинів зі свердловин, що знаходяться в бурінні. На свердловинах в складі польової лабораторії, зазвичай, працюють інженер і лаборант, а лабораторії оснащені на необхідному рівні для якісного поточного тестування і проведення обробок розчинів та певних наукових досліджень.

На сьогодні буровики та інженери з бурових розчинів, серед проблем при бурінні свердловин, часто зустрічаються зі складними випадками поглинань, проявів диференційних тисків та нестабільності ствола.

Для їх вирішення було вдосконалено якісний склад кіркоутворюючих пластичних реагентів, впроваджено технологічні рішення з ущільнення фільтраційних кірок і мінералізації калієвих бурових розчинів

**Попередження і ліквідація поглинань.** Для порівняння технологічного рівня бурових розчинів в АТ “Укргазвидобування” і відомих сервісних компаній на сьогодні є достатньо статистичної інформації, оскільки філії кількох фірм-лідерів працюють в Україні. Статистика досить часто складається не на користь сервісних підрядників, особливо це стосується технології попередження поглинань і диференційних тисків, в деяких випадках фіксувались недостатні інгібуючі властивості розчинів [1]. При цьому реакція сервісних фірм на ускладнення іноді була неоперативною, визначення причин його виникнення було невірним; процес узгодження об'єктів розчину, особливо за межами “програм промивки”, часто був надто довгим. Алгоритми ліквідації поглинань, якими користуються провідні сервісні компанії, побудовані на великому масиві інформації з різних регіонів світу і наукових досягненнях із застосуванням комп'ютерного моделювання процесів. Проте, в гірничо-геологічних умовах України, ці моделі достатньо часто не спрацьовують через низку екстремальних факторів, зокрема, через великі гідростатичні і динамічні репресії бурового розчину при розкритті пластів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ), наявність несумісності умов за тисками в продуктивному розрізі через різну ступінь розробки окремих пластів, прояви тектонічних напружень в масиві порід карбону, що супроводжувались неконтрольованими осипаннями аргілітів.

Так, на одній зі свердловин великого газового родовища (підрядник з розчинів – один зі світових лідерів сервісних послуг) під час буріння в хомогенному інтервалі (відкладення з АНПТ) виникло катастрофічне поглинання мінералізованого бурового розчину. Сервісний підрядник розпочав виконувати заходи з ліквідації поглинання згідно з методикою компанії. Збільшення вмісту в розчині стандартних кольматантів, прокачування пачок з різними концентраціями наповнювачів згідно з розрахунком моделі тріщини, інші технологічні прийоми результатів не дали. Кількатижневі неефективні маніпуляції з розчином виснажили сервісного підрядника, запас кольматантів на свердловину був витрачений, об'єм поглинутого розчину склав 1332 м<sup>3</sup>. Тоді ліквідувати поглинання замовник доручив буровому підряднику (БУ “Укрбургаз”), методичну допомогу надав УкрНДІгаз. Трьома технологічними процедурами (встановленням ізолюючих мостів) з підбурюванням та поступовим повним розкриттям поглинаючого інтервалу поглинання швидко (за 4 доби) було ліквідоване.

На іншій свердловині Котелевського газоконденсатного родовища інший сервісний підрядник використовував хлоркалієвий буровий розчин для розкриття продуктивних пластів. В процесі буріння в теригенних відкладах нижнього карбону сталося поглинання з втратою рівня на усті. Підрядник використав новітні досягнення моделювання тріщини поглинання і алгоритми її кольматування, проте місяць боротьби не дав результату. Кілька разів вдавалось досягти стабільного рівня на усті, проте, після відновлення циркуляції, поглинання розпочинались знову. Враховуючи значні об'єми поглинань (понад 650 м<sup>3</sup>) в продуктивному розрізі та поступову втрату стабільності ствола, інтервал довелось перебурювати новим стволом. Успіху в боротьбі з поглинанням в новому стволі вдалось досягти через зміну механізму кольматації – перехід на використання пластичних кольматантів, що ущільнюються під дією диференційних тисків і створюють герметичну перемичку більшої товщини [2, 3]. Ця технологія відсутня в алгоритмах сервісних компаній, вона є здобутком українських фахівців з бурових розчинів.

Враховуючи відкритість досягнень лідерів сервісних послуг з бурових розчинів (Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes), технологічні рішення яких використовуються в багатьох регіонах світу [4, 5], український сервіс бурових розчинів також вивчає і селективно інтерпретує їх передові ідеї для власних потреб, не витрачаючи значних коштів на інвестиції. Наслідками цього вивчення є в тому числі і власні розробки: високоінгібуючі калієві безглиністі і малоглиністі розчини з синергетичним набором органічних і неорганічних кольматантів; ефективні методи кольматування пластів з АНПТ, вапняно-силікатний, флокулюючий, полімінеральний розчин та інші [6-8].

Проте технологія бурових розчинів потребує постійного наукового аналізу і вдосконалення, а не фіксованого дотримання їх певних параметрів і властивостей. Іноді при бурінні виникають ускладнення, які викликані невідповідністю бурових розчинів гірничо-геологічним

умовам (зокрема, тривалі проробки, осипання), при їх відповідності проектним показникам. Утворення значних жолобних виробок при бурінні похило-спрямованих стволів також значною мірою може бути викликане недоліками розчинів, а не тільки тертям і “врізанням” в стінки калібруючих елементів КНБК і замків бурильних труб в процесі коригування траєкторії ствола. Попередити “врізання” можливо формуванням щільної еластичної і слизької фільтраційної кірки, а цього можна досягти, зокрема, відповідним компонентним складом розчину.

**Фільтраційні кірки.** Фільтраційні кірки і на сьогодні є важливим недооціненим параметром якості бурових розчинів. В щоденних аналізах розчину фіксують товщину кірки, утворену протягом 30 хв. фільтрації на фільтр-пресі, коефіцієнт зсуву (кут початку сковзування сталевого циліндра з кірки, встановленій на похилій поверхні) або інші схожі за принципами коефіцієнти тертя. Ці дослідження не дають об’єктивної картини властивостей кірки в свердловинних умовах, яка знаходиться в постійному динамічному стані – зазвичай в ній відбуваються ерозійні процеси під час промивок з рухом інструмента, та збільшення товщини при відсутності циркуляції і фільтрації рідкої фази в проникні пласти, особливо за наявності диференційних тисків.

Структура, щільність, липкість, тиск відриву, еластичність кірки можуть багато сказати про кіркоутворюючі властивості розчину, які формуються на основі відповідності складу твердої фази розмірам пористого середовища пласта, проникності флюїдів через кірку, стійкості до диференційних тисків і поглинань. Еластична кірка швидко відновлюється після її “здирання” зі стінок калібраторами. В проникному середовищі пласта кірка складається з внутрішнього шару в порах навколо стінок і зовнішнього шару на стінках ствола. Внутрішній шар кірки (буває різної товщини) характеризує здатність розчину до утворення герметичної перемички, що важливо при диференційних тисках і ризиках поглинань.

Важливість якісної фільтраційної кірки було визначено під час буріння відкладів верхнього карбону в інтервалах під проміжні обсадні колони Комишнянського ГКР, де застосовувались власні інгібуючі хлоркалієві розчини та розчин Glydrill одного з сервісних підрядників. Незважаючи на високий вміст інгібіторів і достатню густину розчинів, при бурінні і СПО кількох перших свердловин виникали тривалі вимушені проробки, викликані посадками і затяжками інструмента. При цьому осипань стінок ствола практично не фіксувалось, на устя виносився шлам, що здирався зі стінок долотом і калібраторами, фільтраційна кірка легко зчищалась і виносилась на поверхню у вигляді обривків, не забезпечуючи необхідного тертя ковзання елементів КНБК по стінках як вертикальних, так і похило-спрямованих стволів.

Аналіз показав, що в розчині вся глиниста фаза (в тому числі – колоїдна) знаходилась у недиспергованому, зв’язаному неорганічними та органічними інгібіторами стані з низькою ємністю катіонного обміну. В такому стані глина в розчині є шкідливою домішкою, непотрібною твердою фазою, яка не покращує щільність і непроникність фільтраційної кірки, не має структуроутворюючих і понижуючих фільтрацію властивостей. При цьому значна частина інгібіторів зі складу розчину втрачається саме на блокування диспергації глини, а не на інгібування глинистих компонентів стінок ствола.

Теоретично, в безглинистих і малоглинистих рецептурах, замість глини основну структуроутворюючу роль відіграють біополімери, а целюлозні полімери та органічні інгібітори забезпечують необхідний показник фільтрації. Проте, іноді біополімер не може ефективно замінити глинопорошок, це стосується інтервалів буріння, де відсутні колектори газу, проте необхідні інгібуючі калієві розчини з щільними і слизькими фільтраційними кірками.

Фільтраційна кірка в безглинистому розчині утворена карбонатними кольматантами (мармуровою крихтою і крейдою), домішками дрібнодисперсного глинистого шламу, органічними інгібіторами та полімерами. Така фільтраційна кірка є достатньо непроникною за відсутності механічної руйнуючої дії на неї елементів КНБК (КЛС, долота, спіралей ОБТ, замків труб).

Виявленим недоліком цієї кірки є її недостатня щільність і міцність до механічного впливу інструмента і гідравлічної ерозії при циркуляції розчину.

Якщо “глиниста” кірка в розчині із захищеною від інгібіторів глиною є достатньо стійким утворенням на стінках ствола, щільність якої наближається до щільності “сальника” над долотом, і яка тривалий час не розмивається потоком розчину та багаторазовими рухами еле-

ментів КНБК під час СПО і проробок, - то “карбонатно-полімерна” кірка не має стійкості до ерозії і механічного впливу, легше зчищається і розмивається, часто фіксується на віброситах у вигляді згустків різної форми.

В лабораторних умовах, після фільтр-пресу (за показниками  $\Phi_{\text{АНІ}}$  і  $\Phi_{\text{ВТВТ}}$ ) утворену “глинисту” кірку набагато важче змити і зчистити, ніж “карбонатно-полімерну” кірку.

В результаті елементи КНБК під час руху, особливо у похило-спрямованому стволі з “карбонатно-полімерною” кіркою, постійно зазнають тертя не об кірку, а об незахищені кіркою стінки ствола, викликаючи поступове дрібне зчищення крихких порід та вимушені тривалі проробки без фіксування значних об’ємів шламу на віброситах.

Щоб перевести глину з деактивованого інгібіторами стану в диспергований з більшою ємністю катіонного обміну, в інгібуючому калієвому розчині посилили міцність і щільність фільтраційної кірки за рахунок гуматних реагентів. В складі таких реагентів знаходяться гумінові речовини (30-45 % по масі), які захищають частки глини в розчині від дії інгібіторів. За функціями гуматний реагент відомий як “диспергатор” та “органічний захисний колоїд”. В інгібуючому розчині ці властивості допомагають глині перебувати в диспергованому стані, брати участь у формуванні щільної фільтраційної кірки, при цьому не погіршуючи загальних інгібуючих властивостей бурового розчину.

За хімічною структурою гумати (солі гумінових кислот) є низькомолекулярними (молекулярна маса 1300-3000) конденсованими переважно в бензольні кільця ароматичними сполуками, що легко вступають в зв’язки з полімерами, органічними інгібіторами (в т. ч. з мінералами глинопорошку) за рахунок наявності фенольних і гідроксильних радикалів (-ОН), карбоксильних (-COOH) груп, аміногруп (-NH<sub>2</sub>), хінонних і кетонних (-C=O) груп, простих ефірних, водневих зв’язків тощо. Цим забезпечується стабільний колоїдний стан всієї структури розчину та диспергований (захисний) стан глинопорошку зокрема.

Для забезпечення кращого ковзання інструмента по фільтраційній кірці, в розчин, окрім гуматів, додали невелику кількість високомолекулярного поліакриламід (ПАА). Молекулярне число розгалуженого ГПАА чи НПАА більше 5 млн дозволяє більше розтягуватись, деформуватись фільтраційній кірці під дією КЛС без розривів та втрати щільності структури.

Після реалізації цієї ідеї про щільну еластичну фільтраційну кірку, наступні свердловини в інтервалі верхнього карбону, в тому числі в похило-спрямованих стволах, бурились без значних ускладнень, інструмент рухався без ознак здирання кірки і руйнування порід зі стінок стволу.

**КСІ і мінералізація бурових розчинів.** Хімічний склад фільтрату бурових розчинів є важливим фактором стабільності глинистих порід в стволі свердловини. На Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз) традиційно в якості основного неорганічного інгібітора використовується КСІ в складі рецептур полімер-калієвих бурових розчинів. Стандартні концентрації КСІ складають 70-75 кг на 1 м<sup>3</sup> розчину.

Вплив КСІ на стабілізацію глинистих сланців (аргілітів, що складають основу осипань всіх нестійких порід) на ДДз досліджувався різними лабораторіями протягом багатьох років. Методи досліджень вибирались авторами суб’єктивно, як і матеріали для досліджень (керни та шлам з різних геологічних епох), через що результати, зазвичай, не співпадали за абсолютними показниками. Проте у всіх дослідженнях чітко відображалась тенденція: найбільший інгібуючий ефект серед розчинних хлоридів досягається сіллю КСІ в оптимальних концентраціях в розчині 5-7 %, значно гірше інгібують в аналогічних концентраціях солі CaCl<sub>2</sub> і MgCl<sub>2</sub>, ще гірше – NaCl. Проте і ці солі можуть досягати аналогічного з КСІ інгібуючого ефекту, якщо їх вміст в розчинах порівняно з КСІ вищий в 4-5 разів. При повному насиченні солей CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>, NaCl вважається, що вони значно переважають за інгібуючим впливом КСІ в концентрації 5-7 % [9]. Проте результати сумісного розкриття хомогенного розрізу нижньої пермі і теригенного (з аргілітами) на рецептурі мінералізованого до насичення по NaCl (без КСІ) розчину дали чітку відповідь – високомінералізовані розчини за інгібуючим впливом в теригенному розрізі сильно програють калієвим розчинам. Підтвердженням цьому є порівняно висока кавернозність свердловин з відповідними наслідками у верхньому і середньому карбоні при застосуванні мінералізованих до насичення по NaCl розчинів на Гадяцькому ГКР та Безпалівському ГКР.

Сумарними висновками цих досліджень підтверджено вирішальний вплив КСІ на показники міцності аргілітів у порівнянні з іншими солями.

Проте до останнього часу нерегульованими були взаємодія та ефективність інгібуючої дії, якщо в калієвих розчинах присутні достатньо значні концентрації іонів  $\text{Na}^+$ , чи полівалентних іонів ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ). Дослідженнями [9] було визначено, що при значних концентраціях полівалентних солей (понад 10 %) інгібуюча роль хлориду калію частково нівелюється.

Справжнім проривом стало випробування під час буріння методу спільного застосування солей КСІ і  $\text{NaCl}$  в рецептурі полімер-калієвого бурового розчину.

Суть методу полягала в тому, що при бурінні довгого інтервалу у відкладах верхнього-нижнього карбону, при стабільній концентрації в розчині КСІ, почали додавати сіль  $\text{NaCl}$ . Інтервали додавання  $\text{NaCl}$  при бурінні вибирались ступенево при проходженні бурінням стратиграфічних підрозділів, наприклад, ланцюжок обробок може мати такий вигляд: перехідна зона з  $\text{C}_3$  в  $\text{C}_2m$  - перехідна зона з  $\text{C}_2m$  в  $\text{C}_2b$  - перехідна зона з  $\text{C}_2b$  в  $\text{C}_1s_2$  - перехідна зона з  $\text{C}_1s_2$  в  $\text{C}_1s_1$  тощо. Обробки розчину  $\text{NaCl}$  мали на меті поступово збільшувати вміст цієї солі на 5-20  $\text{кг/м}^3$  при кожній обробці, при цьому постійно підтримували вміст КСІ на стандартному рівні (не менше 70-75  $\text{кг/м}^3$ ). До завершення буріння інтервалу сумарний вміст в розчині КСІ +  $\text{NaCl}$  досягав 130-140  $\text{кг/м}^3$ , тобто вміст  $\text{NaCl}$  трохи не дотягував до вмісту КСІ.

В результаті, при бурінні інтервалу досягалась порівняно вища стабільність стінок ствола, в тому числі в інтервалах, складених нестійкими аргілітами. Випробування цього методу було проведено на кількох свердловинах Комишнянського ГКР, Опішнянського ГКР, Гадяцького НГКР і незмінно давало позитивні результати.

Ідеєю цього методу був аналіз мінералізації пластових вод в розрізі карбону, яка на кожному родовищі має свої закономірності. Зокрема, у верхньому карбоні на Комишнянському ГКР водовміщуючі і зволожені породи (в тому числі глинисті) складають значну частину розрізу. Зазвичай, мінералізація пластових вод зростає з глибиною. На Комишнянському ГКР в розрізі карбону вода (хлоркальцієвого типу) збільшує мінералізацію з 120 г/л до 200 г/л при ймовірній інверсії у відкладах візею.

Збільшення мінералізації бурового розчину у відповідності зі збільшенням мінералізації пластових вод у відкладах карбону дало хороший результат, особливо при розкритті водоносних і зволжених порід верхнього карбону, в яких різко зменшилась кавернозність.

**Осмос і мінералізація.** Ідея збільшення мінералізації бурового розчину має наукове підґрунтя, що полягає в явищі осмосу - процесі спрямованої дифузії через фільтраційну кірку (виступає в якості напівпроникної мембрани) молекул розчинника (фільтрату розчину) з меншою концентрацією розчиненої солі в сторону більшої (пластова вода в порах стінок ствола) для вирівнювання хімічних потенціалів рідин, і, взагалі, досягнення термодинамічної рівноваги в реагуючій, проте часто змінюваній системі. Дифузія зростає при збільшенні різниці концентрацій солей у фільтраті бурового розчину і пластовій воді і навпаки. Це призводить до зміни напружень в стінках ствола за рахунок зростання, зокрема, осмотичного і капілярних тисків.

В цілому, до 80 % випадків осипань крихких аргілітів викликані їх розтріскуванням внаслідок надходження фільтрату розчину в площини їх нашарування і тріщини. В цих випадках очевидним шляхом є зменшення показника фільтрації. Частина інгібіторів мають механізм коагуляції мікропор і тріщин у породі. Але всі зусилля - максимальне зменшення фільтрації, насичення розчину різними типами інгібіторів будуть марними, якщо розпочнеться осипання під дією зворотного осмосу, тобто коли до процесу фільтрації додаються осмотичні перетоки рідини, спрямованої у стінки свердловини, і, одночасно, розчинених солей в зворотному напрямку. Інтенсивні осипання, що виникають внаслідок цього, дуже складно ліквідувати подальшим зниженням фільтрації, насиченням і пересиченням додатковими інгібіторами, та, навіть, підняттям густини бурового розчину. Підняття густини розчину є ефективним у випадках осипань внаслідок геологічних і тектонічних причин.

Осмотичні перетоки викликані різницею мінералізації власне розчину у циркуляції та рідини у стінках свердловини. Це може бути фільтрат з відомою мінералізацією. Це може бути пластова вода у проникних пісковиках, тут теж під дією зворотного осмосу виникають осмотичні перетоки, які призводять до нарощування товщини глинистої кірки і, як наслідок, значного погіршення прохідності бурильної колони в цьому інтервалі. З цього можна зробити висновок,



що, як мінімум, не бажано знижувати мінералізацію бурового розчину (тобто виключити його суттєве опріснювання з будь-яких причин), жорстко контролювати мінералізацію і підтримувати її на досягнутому рівні. З практики це плюс-мінус 5 %, але не по загальній мінералізації, а від досягнутого рівня, тобто: якщо мінералізація складає 80000 мг/л хлоридів, то потрібно її підтримувати у межах 76–84 тисячі мг/л хлоридів. У випадку початку інтенсивних осипань першою дією має бути підвищення мінералізації розчину. В цьому випадку витрачені 20–30 т технічної солі (і підвищення внаслідок цього густини на 0,02–0,04 г/см<sup>3</sup>) матимуть набагато більший ефект, ніж інші шляхи, наприклад, обважнення на 0,1–0,2 г/см<sup>3</sup> розчину баритом. Ці дії були застосовані на свердловинах 31 Комишнянського ГКР, 2 і 6 Скиданівського родовища, що разом із заходами з ущільнення фільтраційної кірки дозволило успішно спустити обсадні колони і припинити або взагалі виключити непродуктивні проробки, викликані осипанням аргілітів. На свердловині 364 Яблунівського НГКР перед спуском обсадної колони теж застосували цей прийом з метою профілактики осипань під час підготовки ствола, в результаті аргіліту осипного характеру не було.

Виникає питання, чи можемо ми використати явище осмосу у позитивному для себе ключі? Вже на сьогодні можна дати попередню відповідь - так! Для цього необхідно “розвернути” градієнт осмосу так, щоб перетоки рідини були направлені від стінок свердловини у розчин, тобто, щоб розчин працював як осмотичний “насос” протягом поглиблення інтервалу. З цією метою необхідно підвищувати мінералізацію розчину по ходу поглиблення інтервалу так, щоб його мінералізація була вищою, ніж мінералізація фільтрату у стінках свердловини у вищезазначених інтервалах відкритого стовбура.

На практиці, для поточної обробки, до проведення операції з підвищення мінералізації, необхідно забезпечити свердловину не лише тією кількістю солі, яка потрібна власне для даної операції, але і об’ємом солі для приготування наступних порцій бурового розчину з урахуванням того рівня мінералізації, що заплановано досягнути.

В результаті цієї технології відбувалось і зменшення напрацювання шламу на свердловинах з безамбарним способом буріння (зокрема на св. 61 Комишнянського ГКР і 218 Опішнянського НГКР) → менше шламу → менше техніки на його вивіз → менше каверноутворення → менше розчину на їх заповнення (який теж потім необхідно вивезти на утилізацію чи повторне використання) → менше цементу для приготування тампонажного розчину для заповнення порожнин у відкритому стволі. Скорочення проробок внаслідок застосування цієї технології - це економія часу, обладнання та інструмента, фінансових коштів, а також покращення техніко-економічних показників роботи підприємства.

При зростанні явища осмосу через зростання різниці концентрацій солей в реагуючих рідинах (буровий розчин і пластова вода) проблеми в стволі свердловини зростають, що призводить до поступового розкришування непластичних порід (пісковиків, алевролітів), крихких порід (шаруватих зневоднених аргілітів) і набрякання глин та глинистих масивних сланців з високою ємністю катіонного обміну.

Довільна поява чи зростання солей NaCl в калієвих бурових розчинів в процесі буріння відкладів верхнього карбону свідчить про осмотичні перетоки рідин в системі ствол-пласт і швидко появу ускладнень у стволі (вимушених проробок).

**Висновки.** Зростання швидкостей, глибин буріння і ускладнення траєкторії свердловин зумовлюють низку нових вимог до бурових розчинів, до яких належать універсальність застосування, стійкість до складних гірничо-геологічних умов, посилення певних властивостей, які мінімізують ймовірність виникнення ускладнень і забруднення продуктивних пластів [10–11].

На сьогодні розроблені заходи зі створення щільних і еластичних фільтраційних кірок та регулювання мінералізації бурових розчинів достатньо ефективно вирішують проблеми стабільності стволів свердловин, мінімізування диференційних тисків в розрізі верхнього-середнього карбону, та служать базою для подальших розробок ефективних рецептур в контексті вирішення нових завдань зі спорудження свердловин. До таких завдань відносяться розробка бурових розчинів для буріння свердловин з великими відходами ствола від вертикалі, в тому числі горизонтальних свердловин, визначення механізмів забруднення продуктивних пластів (на основі кернових матеріалів), необхідність розробки і впровадження розчинів, які не

залишають твердої фази в поровому просторі колекторів і дозволяють швидко та ефективно освоювати свердловини.

Для мінімізації явища осмосу чи розвертання його в потрібну сторону було винайдено спосіб, що полягає у періодичному додаванні NaCl до калієвого бурового розчину зі ступеневим зростанням її вмісту у відповідності з концентрацією солей у пластовій воді відкладів верхнього-середнього карбону, що розкриваються бурінням.

#### Список літератури

1. *Боровик М.В.* Аналіз ефективності інженерних рішень з бурових розчинів в АТ "Укр-газвидобування" [Текст] / *М.В. Боровик, М.М. Романів, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДІгаз. – 2019. – С. 83-89.
2. *Боровик М. В.* Попередження забруднення газових колекторів на ДДз [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін.* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72-79.
3. *Боровик М.В.* Кіркоутворюючі властивості бурових розчинів [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін.* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз. – 2016. – С. 51-56.
4. Інформація з сайту [www.slb.com](http://www.slb.com).
5. Інформація з сайту [www.naliburton.com](http://www.naliburton.com).
6. Патент 144610 Україна, МПК СО9К8/02, 8/04, 8/14. Вапняно-силікатний буровий розчин / *М.В. Боровик, А.О. Васильченко, М.М. Романів, А.А. Лиско та ін.*; Подання заявки 22.05.2020; опубл. 12.10.2020; Бюл. № 19, патентовласник АТ "Укргазвидобування".
7. Патент 100321 Україна, МПК СО9К8/02, 8/28. Флокулюючий буровий розчин / *М.В. Боровик, А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук та ін.*; Подання заявки 25.12.2014; опубл. 27.07.2015; Бюл. № 14, патентовласник АТ "Укргазвидобування".
8. Патент 144611 Україна, МПК СО9К8/02. Полімінеральний буровий розчин / *М.В. Боровик, М.М. Романів, А.А. Лиско та ін.*; Подання заявки 22.05.2020; опубл. 12.10.2020; Бюл. № 19, патентовласник АТ "Укргазвидобування".
9. *Жолоб Н.Р.* Інгібуючі властивості солей та сольових сумішей [Текст] / *Н.Р. Жолоб, С.О. Ляшенко, С.В. Лубан, Ю.В. Лубан* // GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів - 2017»: матеріали міжнар. конф. – Полтава: ФОП Говоров С.В., 2017. – С. 63-67.
10. *Боровик М. В.* Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації [Текст] / *М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко та ін.* // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: Всеукраїнський науково-технічний журнал. Вип. 2 (55). – 2015. – С. 19-27.
11. *Боровик М.В.* Перспективи горизонтального буріння [Текст] / *М.В. Боровик, А.А. Лиско, М.М. Романів та ін.* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз. – 2017. – С. 88-96.

Надійшла до редакції 31.03.21

УДК 622.244

**М.В. Боровик, А.П. Вовк, Л.В. Діденко**  
(УкрНДІгаз)

### НОВІ РІШЕННЯ В БУРІННІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

*Описано основні напрямки досліджень провідних компаній зі спорудження газових свердловин і розробки родовищ. Проаналізовано перспективні технології буріння свердловин, що можуть покращити видобуток газу в Україні.*

*Описаны основные направления исследований ведущих компаний по строительству газовых скважин и разработки месторождений. Проанализированы перспективные технологии бурения скважин, которые могут увеличить добычу газа в Украине.*

*There were described basically directions of world companies to drilling wells and offshore hydrocarbons exploration and exploitation. Perspective technology of drilling wells, that can contribute increasing gas production were analyzed.*

**Постановка проблеми.** АТ “Укргазвидобування” є однією з найбільших компаній східної Європи, яка веде широкий спектр робіт вуглеводневого циклу: пошуком, розвідкою, розробкою родовищ нафти та газу, видобутком, транспортуванням, переробкою вуглеводневої сировини, реалізацією нафтопродуктів. В спадок від минулого компанії дісталась недосконала інфраструктура, застаріле і зношене обладнання, низька продуктивність праці, неефективні технології, відсутність стимулів до зростання. В останні роки ситуація різко змінюється.

На сьогодні чисельність працівників (близько 19 тисяч), структура та активи компанії дозволяють сповна використовувати значний людський потенціал та інвестиційні можливості для модернізації виробництва і виходу на лідерські позиції в регіоні. Вже зараз досягнуто серйозних успіхів у геомодельованні родовищ, бурінні свердловин, інтенсивно розвивається логістика, цифровізація баз даних і технологічних процесів, розробляються інвестиційні плани в сфері інновацій у всіх філіях компанії.

В галузі буріння свердловин на сьогодні основними проблемами є значні ризики неотримання вуглеводневої продукції, недостатній вибір об’єктів для буріння з потенційно високими дебітами, складні гірничо-геологічні умови буріння глибоких свердловин, обмеженість інвестиційних ресурсів.

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Існують об’єктивні та суб’єктивні фактори, які заважають виконанню основних завдань компанії – досягнення стало-го розвитку видобутку вуглеводнів і нарощуванню їх запасів. Для їх вирішення потрібна спільна творча робота висококласних менеджерів, фахівців в геології, розробки родовищ, буріння свердловин, рядових працівників, кожен з яких на своєму робочому місці може пропонувати ідеї зі скорочення виробничих затрат, підвищення продуктивності праці, вдосконалення технологічних процесів.

Кожній філії компанії потрібно мати в своєму складі групу фахівців, які цілеспрямовано вивчатимуть пропозиції (ідеї) працівників з покращення і модернізації виробництва. Це може бути Рада інновацій (як в ГПУ “Шебелинкагазвидобування” – вже працює) чи відділ операційної ефективності - в УкрНДІгазі.

В буровій галузі потрібно провести дослідження низки технологій, які можуть суттєво підвищити техніко-економічні показники буріння і продуктивні характеристики свердловин. До таких технологій можна віднести застосування роторних керованих систем (РКС), буріння горизонтальних свердловин на основі досягнень геомеханіки і басейнового аналізу.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Дослідницькі центри є сучасною складовою всіх компаній, що прагнуть бути конкурентними, постійно розвиватись і досягати успіхів у бізнесі. В першу чергу це стосується компаній, що виробляють цифрові продукти, машини і обладнання, технології, надають якісні сервісні послуги. Проте і сировинні компанії (до яких значною мірою відноситься і АТ “Укргазвидобування”) в усьому світі включились в інноваційні перегони, розглядаючи їх як дуже важливий компонент свого розвитку. В ренкінгу Єврокомісії, що об’єднує 2500 світових компаній за об’ємами наукових інвестицій (The 2019 EU Industrial R&D Investment Scoreboard), нафтогазові компанії з кожним роком нарощують свої позиції, деякі вже входять в першу сотню (наприклад, PetroChina на 81 місці з об’ємом щорічних інвестицій в науку 1,8 млрд євро). Інноваційна активність українських компаній порівняно невисока. Але ситуація швидко змінюється, кількість дослідницьких центрів чи їх аналогів зростає, причому в різних галузях.

В УкрНДІгазі, в рамках дослідницької діяльності, виділено низку цікавих і перспективних проектів. Зокрема, в галузі буріння це - “буріння з продувкою азотом (nitrogen drilling) та буріння на пінах в умовах аномально низьких пластових тисків”, “буріння горизонтальних

стволів”; в КРС - “проведення капітального ремонту свердловин без глушіння”; в геології - “системи, що забезпечують відбір керн з мінімальним впливом бурового розчину на породи, зберігають первинне насичення і забезпечують високий винос”; в діагностуванні обладнання свердловин - “технологія внутрішньосвердловинного моніторингу корозії”, “технологія покриття внутрішнього простору НКТ полімерами”. Перспективними є пропозиції з транспортування газу, метрології і стандартизації, підготовки і переробки вуглеводнів, розробки родовищ. Цікавим може стати лазерне сканування з безпілотного літального апарата з оцифруванням рельєфу місцевості та складних об’єктів газовидобутку тощо. Це прискорює топографічне знімання місцевості, яку проводять при проектуванні об’єктів для буріння, видобутку, переробки вуглеводнів, полегшує вибір місця їх спорудження та компонування технологічного обладнання.

Важливо, щоб пропозиції розглядали профільні експерти, які визначають економічну доцільність розробок і зацікавлені в їх впровадженні. Кожна пропозиція має розглядатись за набором критеріїв, в тому числі таких, як інноваційність, значимість, реальність виготовлення чи реалізації, масштаби впровадження, економічний ефект. Після розгляду ідей профільними експертами необхідно мати відпрацьовані механізми їх реалізації, що дозволить чітко зв’язати новаторську роботу з бізнесовими завданнями компанії.

Авторів пропозицій, що стають економічно вигідними і запущені в розробку, доцільно преміювати.

На виробництві, щоб посилити зацікавленість працівників у винахідництві чи творчій праці потрібно підвищувати їх професійний рівень і зацікавленість в безаварійній роботі. Одним з таких методів є заповнення кожним працівником спеціальних карток про виявлені в процесі роботи проблеми (порушення, недоліки роботи обладнання та інструмента) і способи їх усунення.

Зв’язок науки (УкрНДІгазу) з бурінням в АТ “Укргазвидобування” забезпечує зростання ефективності планування робіт, вдосконалення технологій, якісне розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин [1-2].

**Бурові верстати і буріння свердловин.** Стан парку бурових верстатів є одним з важливих показників ефективності і конкурентоздатності будь-якої бурової компанії. На сьогодні для буріння глибоких свердловин в буровому підприємстві БУ “Укрбургаз” філії АТ “Укргазвидобування” застосовуються сучасні бурові верстати китайського і німецького виробництва. Застарілі, проте модернізовані верстати заводу Уралмаш також використовуються, для буріння свердловин в менш складних гірничо-геологічних умовах, що цілком себе виправдовує з економічної точки зору. Завдяки сучасним буровим верстатам успішно реалізуються програми розробки родовищ з великими глибинами залягання продуктивних пластів (5500-6300 м), швидкість спорудження таких свердловин постійно зростає [3]. В порівнянні із застарілими верстатами заводу Уралмаш, на Краснокутському, Комишнянському та інших родовищах сучасними верстатами свердловини споруджуються в 2-3 рази швидше.

Окрім цього, на сучасних верстатах АТ “Укргазвидобування” значно підвищено культуру виробництва і безпеку працівників, частка малокваліфікованої ручної праці зведена до мінімуму. Автоматизація спуско-підймальних операцій, можливість проведення зворотних пробок (знизу-вгору), безрйзове з’єднання топ-драйва з бурильною трубою, потужні бурові насоси, міцний інструмент, якісні бурові розчини, автоматизована система обліку роботи обладнання – ці елементи мінімізують ймовірність виникнення та прискорюють час ліквідації аварій і ускладнень.

В цілому в Товаристві на сьогодні практично подолане хронічне відставання технологій буріння свердловин від базового рівня в основних нафтогазових регіонах світу.

Проведена модернізація бурових верстатів моделей заводу Уралмаш дозволила суттєво підвищити надійність виконання технологічних процесів, зменшити витрати на буріння, прискорювати темпи виконання робіт і забезпечувати екологічні нормативи. Модернізовані верстати в Товаристві мають потужні триплексні бурові насоси, електродвигуни і дизельні двигуни (через синхронізатор) приводу лебідки і ротора та насосів, чотириступеневе очищення бурових розчинів, автоматизоване приготування розчинів і прокачування “пачок”. Перспективними напрямками подальшого оновлення на цих верстатах може бути встановлення верхніх приводів, вдосконалення експлуатаційних характеристик обладнання та інструмента, покращення умов

праці бурильника за рахунок обладнаних кабін, мультифункціональних бурових ключів, систем зв'язку і передавання інформації, подальшого впровадження безамбарного буріння.

На сьогодні в галузі актуальним є питання предиктивної аналітики – прогнозування ефективної роботи обладнання та інструмента до відмови в конкретних умовах експлуатації, предиктивне технічне обслуговування, розробка нових підходів до буріння на основі систематизації інформації з великої кількості реєструючих пристроїв.

Вже зараз передові бурові компанії світу, при бурінні свердловин з управлінням траєкторії, використовують технології геонавігації з оперативним отриманням геофізичної інформації про геологічну будову площі і порід-колекторів, що дозволяє оперативним чином управляти технологічним процесом буріння, уточнювати геологічну будову родовища [4-7]. Елементи штучного інтелекту, що обробляють безперервний потік даних під час буріння, дозволяють утримувати долото в цільовому інтервалі буріння, управляють просторовими параметрами ствола, сигналізують про ризики виникнення аварій і ускладнень на основі змін режимів буріння, в тому числі через зношення долота чи виникнення негерметичності інструмента. На деяких нових верстаках, бурильник, по суті, стає фахівцем з буріння 3-го покоління (1-е покоління – управління важелем приводу лебідки і ротора; 2-е покоління – управління інтегрованим джойстиком; 3-е покоління – оперування комп'ютерною системою автоматизованих технологічних процесів).

**Горизонтальні свердловини.** Горизонтальні свердловини, в тому числі бічні горизонтальні стволи з раніше споруджених свердловин, можуть стати ефективним рішенням підтримання стабільних режимів видобутку газу як на “старих” родовищах з тривалими термінами експлуатації, так і забезпечити видобуток на нових площах з ущільненими колекторами [8]. В Техасі з Пермського басейну видобувають величезні об'єми нафти і газу зі щільних колекторів з низькою пористістю та проникністю (аргілітів, алевролітів, вапняків), саме зі свердловин з горизонтальною довжиною ствола 500-2000 м. Розгалужена паралельно-спрямована сітка горизонтальних стволів забезпечує стабільний промисловий приплив вуглеводнів протягом тривалого часу, роблячи відбір з великих площ саме за рахунок довгого ствола, що з'єднує ділянки з різними колекторськими властивостями і тріщинністю.

Горизонтальні свердловини, за рахунок багатократного збільшення площі відбору газу, в одних випадках можуть дати значне збільшення дебітів у порівнянні з вертикальними свердловинами, в інших випадках, навіть без збільшення дебітів, терміни стабільного видобутку є набагато довшими.

В Техасі дебіти горизонтальних свердловин, у порівнянні з вертикальними чи похило-спрямованими, виявились кратно вищими. Для експлуатації свердловин в оптимальних режимах було зменшено значення депресії на пласт, що привело до зростання термінів отримання “сухого” газу (без води), в розробку пішли щільні чи ущільнені колектори газу, які, зазвичай, не освоюються вертикальними свердловинами. Ефективність ГРП чи інших методів вторинного розкриття у горизонтальних свердловин теж набагато вища.

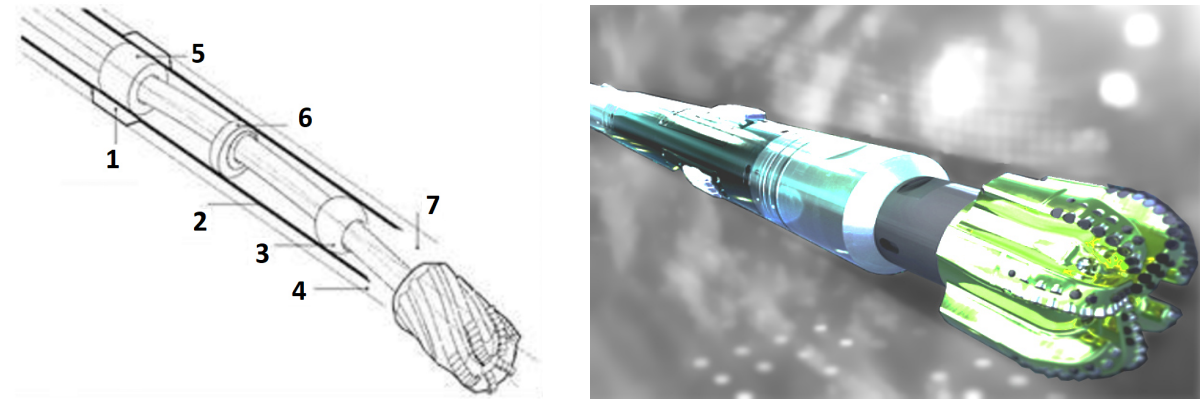
Іншим, теж важливим економічним фактором, є зменшення необхідності буріння нових свердловин, вартість спорудження яких сягає десятків і сотень мільйонів гривень. В деяких регіонах світу набувають поширення технології “багатоствольних” свердловин з одного “материнського” ствола, що економить спорудження від двох і більше нових свердловин.

На сьогодні досягнуто технологічного показника співвідношення вертикальної ділянки до горизонтальної в одній свердловині 1 до 6, тобто на 1 км вертикальної глибини досягають 6 км довжини горизонтального ствола. Це дозволяє розробляти великі площі з обмежених ділянок на поверхні, уникаючи проблем з відведенням землі, складками рельєфу, територією населених пунктів і водойм.

Необхідними технічними і технологічними елементами такого буріння, є наявність верхнього приводу у бурового верстата, міцні бурильні труби з легких алюмінієвих сплавів, безперервні геофізичні вимірювання в процесі буріння, алмазні полікристалічні долота, підвищена (у порівнянні з вертикальними свердловинами) продуктивність бурових насосів, високі змашуючі і виносні властивості бурового розчину при мінімізації гідравлічних втрат в системі циркуляції.

Найбільш ефективним елементом для буріння горизонтальних свердловин на сьогодні є роторні керовані системи, які дозволяють значно збільшувати довжину горизонтальних інтервалів.

**Роторні керовані системи.** Порівняння технологій управління траєкторією ствола показує, що найбільш ефективними є роторні керовані системи [9]. При використанні цих технологій інструмент постійно обертається (зменшуються ризики диференціальних і механічних прихватів), траєкторія ствола має високу стабільність показників, коригування відбуваються плавно.



- 1 – опорний стабілізатор (supporting stabilizer); 2 – зовнішній корпус (external housing);  
 3 – плаваючий підшипник (floating bearing); 4 – ствол свердловини (wellbore);  
 5 – верхня опора нерухомого кінця (the upper bearing of the fixed end);  
 6 – ексцентричні кільця (eccentric rings); 7 – діапазон відхилення (deviation range)

*Рис. Схеми і вигляд роторної керованої системи (Geo-Pilot rotary steerable system)*

На сьогодні тільки в США 9 компаній виробляють в промислових масштабах РКС. До найбільш досконалих РКС відносяться системи Geo-Pilot (Halliburton) [4,10], Auto-Trak™ (Baker Hughes) [5,11], Power Drive (Shlumberger) [6], Revolution® (Weatherford) [7] та деякі інші.

При спрямованому бурінні з гвинтовими вибійними двигунами (ГВД) застосовують два режими: слайдування і роторне буріння (з СВП). Зазвичай, слайдуванням змінюють траєкторію ствола, а роторним бурінням – стабілізують.

Відмінність між технологіями буріння з РКС чи ГВД полягає у більш плавному регулюванні просторових кутів за допомогою РКС, що важливо з точки зору попередження прихватів, заклинок та вимушених проробок, пов'язаних з вирівнюванням профілю ствола через наявність мікроуступів чи дрібних “хвиль”, утворених при слайдуванні з ГВД після роторного буріння, та зменшення притискування інструмента до стінок ствола. Зазвичай інклінометрією чи профілетрією мікроуступи і “хвилі” не фіксуються, для цього потрібно мати точки виміру, наприклад, кожні 1-1,5 метра, а не кожні 10 м, з'єднувальною лінією (прямою чи кривою) між якими “домальовує” програмне забезпечення.

Тому горизонтальні стволи найкраще бурити за допомогою РКС, завдяки цьому досягається траєкторія зі стабільними показниками інклінометрії, що забезпечує мінімальні зачеплення за стінки ствола повнорозмірних елементів КНБК під час СПО чи буріння, та попереджає щільне прилягання бурильних труб до стінок ствола.

За допомогою РКС на сьогодні більш ефективно досягати більшої автоматизації управління траєкторією свердловин. Повністю автоматизовані системи вже застосовуються на свердловинах з великими відхиленнями вибою від устя і забезпечують виконання завдань, що є недоступними для компоновок з ГВД.

Так, компанія British Petroleum за допомогою РКС компанії Camco і системи безперервного контролю тисків та параметрів продуктивного пласта пробурила з південного берега Великобританії в море свердловину глибиною 1500 м зі зміщенням від устя 10100 м. Компанія Halliburton з РКС Geo-Pilot має десятки прикладів свердловин з горизонтальними ділянками понад 10000 м в кількох регіонах світу [8].

**Геомеханіка і басейновий аналіз для буріння.** Геомеханіка, як самостійна галузь науки, стрімко розвивається на стику геофізики, геології, геотектоніки і механіки для вирішення проблем, пов'язаних з напружено-деформаційним станом земної кори. В контексті розробки газових родовищ вона поєднує методи інженерної геології, геодинаміки, сейсмології, механіки суцільних середовищ, гідро- і газомеханіки, термодинаміки тощо.

Вперше про необхідність системного вивчення геомеханіки гірничих масивів на родовищах заявили після низки випадків просідання видобувних і бурових платформ на 5-8 м в Північному морі на родовищі Ekofisk. Платформи довелося перебудувувати, це завдало колосальних затрат замовнику. В результаті геомеханічних досліджень виявилось, що після падіння тисків в продуктивних пластах зі значною пористістю відбулось їх стиснення геостатичним тиском вищезалегаючих порід з просіданням і нерівномірним зниженням рівня землі по периметру родовища. Подекуди просідання відбувалось з появою сейсмічних хвиль. На території ДДз подібні явища могли фіксуватись на найбільших родовищах, де великі об'єми газу знаходились в ловушках під початково високими тисками (Шебелинське ГКР, Хрестищенське ГКР, Яблунівське НГКР тощо). Наявні деформації обсадних колон у вигляді "гармошки" чи інших видів осьового викривлення тиском зверху-вниз можуть бути викликані подібним механізмом релаксації земної кори.

В глобальному плані напружено-деформаційний стан земної кори на суші вивчається, зокрема, за програмним комплексом "World Stress Map" [11], в якому відображено найбільш активні орієнтовані рухи великих масивів земної кори (maximum horizontal stress -  $S_{Hmax}$ ) за показниками: Tectonic stress; Database; Stress tensor; Geomechanical modelling.

В контексті геомеханіки, ДДз, як континентальна геоструктура регіонального масштабу (палеорифт), геологічно вивчена достатньо детально на масиві родовищ нафти і газу та навколо соляних діапирових структур. Геологами, окрім 2D- і 3D-моделювання, також вивчаються динамічна геотектоніка палеорифту, кінематичні механізми і геологічні наслідки горизонтальних переміщень консолидованих гірських порід фундаменту і осадового чохла [12]. Відомі морфолого-генетичні типи нашарувань ДДз, тектонічні позиції і кінематичні механізми формування вторинних деформаційних структур тектонічної течії субрегіонального і зонального масштабів, розмірами від десятків до сотень кілометрів, які зумовлюють його рифтогенну складну розломно-блокову структуру. Відображення деформаційних структур є в моделях локальних аномалій магнітного і гравітаційного геофізичних полів та вертикальних амплітуд новітніх голоценових тектонічних рухів.

На сьогодні суттєвої практичної користі від геомеханічного моделювання для буровиків, як реалізаторів ідей геологів і розробників, поки що немає. Буровики отримують завдання на буріння певних свердловин, і намагаються реалізувати їх на основі проектних рішень і досвіду за допомогою відповідного обладнання та інструмента бурових верстатів. При цьому нестача певної інформації (зокрема, геомеханічної моделі родовища, і окремо - резервуару) і є частою причиною виникнення порушень технологічного процесу, переважно через нестабільність ствола і диференційні тиски. Не секрет, що, незважаючи на значні техніко-технологічні досягнення в бурінні свердловин, гірничо-геологічні умови на ДДз іноді приносять буровикам неприємні сюрпризи, що не мають задовільного пояснення причин їх виникнення.

Геомеханіка потенційно може зробити суттєвий внесок в проектування і буріння свердловин на ДДз, зокрема, з точки зору стабільності ствола, попередження аварійності, видобутку вуглеводнів. До компетенцій, в яких вона може допомогти, належать, зокрема, вибір оптимальної траєкторії і прогнози довільного викривлення ствола, особливості осипання гірських порід, зм'яття обсадних колон, напрямки і величини течії пластичних порід, напрямки міграції і накопичення пластових флюїдів, в тому числі мінералізованих вод, що заміщують видобуті об'єми газу в продуктивних горизонтах. Геомеханіка також може надати додаткові пояснення причин виникнення аномально високих пластових тисків (АВПТ) в окремих блоках і масивах родовищ та площ, в тому числі спрогнозувати їх наявність там, де це не вдається зробити іншими методами. Тобто геомеханічне моделювання має стати одним з важливих інструментів виявлення родовищ вуглеводнів і басейнового аналізу.

Тому важливими питаннями, які мають вивчати фахівці з геомеханіки нафтогазових площ і родовищ, є, зокрема, наявність термічної і механічної рівноваги та напрямки порушень і



релаксацій в межах і за межами резервуарів флюїдів. Це нетривіальне завдання, що вимагає розробки систем рівнянь на основі якомога більшої кількості відомих величин з термодинаміки, механіки порід різної щільності, тисків тощо. Зокрема, багато інформації для геомеханічного моделювання може надати вивчення динамічного стану соляного діапїризму, що має причинно-наслідковий зв'язок з тектонічними рухами земної кори та розробкою родовищ.

В деяких розвинутих нафтогазових регіонах світу набуває поширення геомеханічне структурування родовищ, що називається, наприклад, I-Field — intellectual field чи E-Field — electronic field. Воно включає синхронізацію різних workflow, зокрема на основі сейсмічних даних, буріння, відбору керна, геофізичних вимірювань тощо. Об'єднати цю інформацію в єдину геомеханічну модель можна в рамках обчислювального центру, який має вирішувати й інші технічні завдання, в тому числі на замовлення буровиків і науковців-проектувальників буріння.

На сьогодні кілька програмних геомеханічних платформ (наприклад, Petrel з модулем Petrel Reservoir Geomechanics) відомих нафтогазових компаній вже забезпечують підготовку і створення 3D геомеханічних моделей. Так, Petrel Reservoir Geomechanics [6] дозволяє проводити геомеханічні розрахунки у програмі VISAGE (розрахунок напруженого стану порід, рівень їх деформації, вплив на породи диз'юнктивних розломів і тріщин тощо), пов'язує ці розрахунки з гідродинамічним симулятором ECLIPSE для аналізу різних практичних питань (міцність обсадної колони, цементного кільця тощо).

Буріння свердловин з геофізичними та іншими спеціальними дослідженнями в процесі поглиблення має стати найбільш важливим інформаційним джерелом для геомеханічного моделювання і басейнового аналізу родовищ.

Басейновий аналіз і вивчення залягання вуглеводнів поєднує сейсмічну, геологічну та стратиграфічну інформацію для динамічного моделювання еволюції осадових порід на ДДз. По суті геомеханічне моделювання і басейновий аналіз знаходяться в тісному зв'язку, оскільки вирішують різні завдання на основі подібних механізмів.

Для успіху буріння конкретних свердловин важливою є інформація з комп'ютерного моделювання басейнового аналізу і геомеханіки родовища чи площі, яка показує напрямки і природу механічних напружень в осадовому басейні, дозволяє вибрати оптимальну траєкторію ствола, оцінити ризики стабільності ствола в різних геологічних формаціях і оптимізувати конструкцію свердловини. Комплексне моделювання провідних нафтогазових наукових центрів, в тому числі університетських, за показником “integrated basin analysis” [4-7] дозволяє також більш якісно і повно розкривати продуктивні пласти та обґрунтовано вибирати способи освоєння свердловин. Для ДДз найбільш ефективним за цим показником є планування і управління траєкторією горизонтальних і похило-спрямованих свердловин.

**Висновки.** Для сталого розвитку Товариства та виконання державних завдань з видобутку газу і нарощування ресурсної бази необхідна подальша модернізація всього спектру робіт з проектування і спорудження свердловин, збільшення інвестицій, в тому числі в галузеву науку, сучасні технології буріння, розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин.

Геомеханічне моделювання і басейновий аналіз родовищ є потужним інструментом модернізації підходів до планування спорудження більш продуктивних свердловин, особливо горизонтальних і похило-спрямованих.

#### *Список літератури*

1. Боровик М.В. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Вип. 2 (55). – 2015. – С. 19-27.

2. Боровик М.В. Попередження забруднення газових колекторів на ДДз [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72-79.

3. Лиско А.А. Оновлення парку бурових верстатів як запорука підвищення видобутку вуглеводнів [Текст] / А. А. Лиско, О.М. Фуглевич, Р.А. Діц та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLVII.: УкрНДІгаз, 2019. – С. 70-73.

4. Інформація з сайту [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com).

5. Інформація з сайту [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com).
6. Інформація з сайту [www.slb.com](http://www.slb.com).
7. Інформація з сайту [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com).
8. Боровик М.В. Перспективи горизонтального буріння [Текст] / М.В. Боровик, А.А. Лиско, М.М. Романів та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 88-96.
9. Хасанов Р.А. Преимущества и недостатки роторных управляемых систем в условиях нефтегазовых месторождений / Доклады XXVIII Международной научно-практической конференции «Приоритетные направления развития науки и технологий»; под заг. ред. В.М. Панарина. – Тула: Инновационные технологии, 02.10.2020. – 124 с.
10. Geo-Pilot™ Rotary Steerable System: Steering the Wellbore While Rotating the Drillstring // Halliburton Energy Services, Inc., H02157B 10/99, 1999.
11. The Autotrak System. Rotary Closed-Loop Drilling System. // Baker Hughes Incorporated INT, 01-1716A4 08-01 2M, 2001/ .
11. Heidbach O., Rajabi M., Reiter K., Ziegler M., and WSM Team (2016). World Stress Map Database Release 2016, GFZ Data Services, doi.org/10.5880/WSM.2016.001.
12. Bartaschuk O. System organization of disjunctive tectonics of consolidated basement in Dnipro-Donets paleorift. Part 3. Structural-cinematic parageneses of horizontal-shear dislocations zones. Visnyk of V.N. Karazin Kharkiv University, series “Geology. Geography. Ecology”, 48, 12-27.

Надійшла до редакції 03.02.21

УДК 622.248.3:622.2 44.44

**А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик  
(УкрНДІгаз)**

### **ХАРКІВСЬКА ШКОЛА БУРОВИХ РОЗЧИНІВ: ІСТОРІЯ ВИНИКНЕННЯ, ПРИНЦИПИ ДІЯЛЬНОСТІ, ВАЖЛИВІ РЕЗУЛЬТАТИ**

*Наведена історія діяльності Харківської школи бурових розчинів у співставленні з досягненнями Американської школи. На підставі аналізу результатів лабораторних досліджень та впровадження безглинистих бурових розчинів, здатних хімічно закріплювати стінки свердловини, а також за рівнем теоретичного доробку у галузі фізичної хімії бурових розчинів та теорії руйнування гірських порід, зроблено висновок, що Харківська школа є однією з найбільш продуктивних і провідних у світі.*

*Изложена история деятельности Харьковской школы буровых растворов в сопоставлении с достижениями Американской школы. На основании анализа результатов лабораторных исследований и внедрения безглинистых буровых растворов, способных химически укреплять стенки скважины, а также по уровню теоретических работ в области физической химии буровых растворов и теории разрушения горных пород, сделан вывод о том, что Харьковская школа является одной из наиболее продуктивных и ведущих в мире.*

*The history of Kharkiv school of drilling fluids in coincide with the achievements of the American school is given. Based on the analysis of the results of laboratory tests and the introduction of clay-free drilling fluids capable of chemically fixing the walls of the well, as well as the level of theoretical development in the field of physical chemistry of drilling fluids and the theory of rock destruction, it is concluded that the Kharkiv school is one of the most productive and leading in the world.*

**Постановка проблеми.** Відомо, що беззаперечним авторитетом і джерелом нових технологій у галузі бурових розчинів протягом більш ніж століття були науковці і дослідники багатьох поколінь Сполучених Штатів Америки. Цю потужну спільноту можна умовно назвати Американською школою бурових розчинів. Основні теоретичні положення фізичної хімії та технології бурових розчинів у минулому столітті розробили такі корифеї, як Т. Мондшайн, Д. О'Брайєн, М. Ченеверт, Дж. Симпсон, Дж. Грей, Г. Дарлі та інші.

У колишньому СРСР окремі групи дослідників ВНДІБТ, ВНДІгазу, МІНГ ім. Губкіна та інші беззаперечно сприймали від фахівців Американської школи теоретичне обґрунтування нових інгібуєчих систем бурових розчинів і запроваджували на своїх родовищах спочатку висококальцієві, потім - хлоркальцієві, далі - малоглинисті полімерні бурові розчини.

В Україні вже у 60-ті роки минулого століття зародилися наукові школи фахівців, які завдяки винахідливості і бажанню творити свій власний шлях забезпечили стабільний розвиток технології буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах. У Полтаві засновниками потужної школи бурових розчинів були Н.Х. Титаренко, А.Г. Розенгафт, І.Ю. Харів. В Івано-Франківську (ЦНДЛ) засновниками місцевої школи були У.Л. Скальська, А.Ф. Семенаш та А.М. Андрусак. У Харкові засновником школи бурових розчинів стала така потужна особистість, як П.Г. Кулагін.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Досить детальний аналіз досліджень і публікацій науковців Харківської школи бурових розчинів був наведений нами у доповіді «Нова комплексна технологія завершення свердловин з аномально низьким пластовим тиском» (SPE-208539-MS), яка була включена до програми SPE Конференції (Київ, 23-24 листопада 2021 р). У цій статті також вміщено узагальнення по важливій інформації, яку ми вже раніше публікували у різних джерелах (див. список літератури).

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Близько 50 років тому виникла Харківська школа бурових розчинів. Її діяльність супроводжували як перемоги, так і болочі поразки. Настав час дослідити шлях такого наукового явища, як Харківська школа бурових розчинів. Результати цього дослідження будуть корисним нагадуванням сучасним технологам та менеджерам про можливий напрямок розвитку нафтогазової галузі України у XXI столітті.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** В Україні розробка практично всіх нафтових і газових родовищ пов'язана з подоланням складних гірничо-геологічних умов буріння. Головною технологічною проблемою завжди було забезпечення стійкості стінок свердловини. Фахівці прийшли до очевидного висновку: порушення стійкості стінок свердловини відбувається внаслідок надходження води у пори і тріщини гірських порід. Використання бурових розчинів на вуглеводневій основі не призводить до руйнування стінок свердловини. Серед науковців до тепер не припиняється суперечка щодо визначення причин руху води з бурового розчину у фільтраційно непроникні глинисті породи. Крім того, не існує загальноприйнятого пояснення фізичної причини утворення напруженого стану у гірських породах при їх контакт з водним середовищем бурового розчину.

За тривалу історію розвитку технології буріння з промиванням свердловини буровим розчином буровики ще до середини минулого століття випробували практично всі варіанти уповільнення руйнування стінок (тобто інгібування) і навіть хімічного закріплення стінок. У своєму творчому пошуку технологи керувались не тільки науковими теоріями, а й інтуїцією та здоровим глуздом. У 40-ві роки найбільш поширеними і ефективними щодо закріплення стінок свердловини були глинисті вапняні бурові розчини, оброблені квебрахо для регулювання в'язкості та водовіддачі. Зі збільшенням глибин та зростанням вибійних температур почастишали випадки утворення цементу з вибурених глинистих часток та вапна під час припинення циркуляції бурового розчину. За деякий час у спільноті фахівців переважали думки про температурну нестійкість вапняних бурових розчинів при вибійних температур близько 100°C. В результаті дослідники переключились на пошук м'яких уповільнювачів руйнування стінок, які б не утворювали в'язких речовин в середовищі розчинів при бурінні свердловин.

**Утворення Харківської школи бурових розчинів.** П.Г. Кулагін, можливо, єдиний технолог-буровик середини минулого століття, який не сприйняв цей хибний напрямок розвитку галузі буріння. В результаті численних лабораторних досліджень композицій вапняних бурових розчинів (при технічній допомозі інженера Є. Поросова), які замість глини вміщували органіч-

ний колоїд (гумати бурого вугілля), П.Г. Кулагін зруйнував міф про температурну нестійкість вапняних бурових систем і винайшов вапняний розчин з термостійкістю 180°C, а далі і до 200°C. Так було розроблене революційне технічне рішення у галузі хімії та технології бурових розчинів. Революція у технології обов'язково і закономірно породжує контрреволюційну реакцію у соціумі.

Зі створенням винаходу [1] почала формуватися Харківська школа бурових розчинів. За якими ознаками можна вирізнити цю школу серед інших? Відповідь: за принципами діяльності, які ніким не були затвержені і до останнього часу ніким не записані.

Перший принцип від Декарта: «De omnibus dubitandum». У перекладі українською означає «Піддавай усе сумніву».

Важливо те, що люди, залучені до команди у ті часи, одержували можливість вільного вибору напрямку пошукових робіт, а також щотижневий бібліотечний день для пошуку інформації. Природно сформувалося принципове добровільне обмеження: не використовувати глину як колоїдну основу бурового розчину. Друге обмеження: буровий розчин повинен вміщувати компоненти, що хімічно закріплюють стінки свердловини. Третє обмеження: компоненти бурового розчину мають бути недорогими, близькими до натуральних продуктів і мінімально піддані промисловій обробці, а також не забруднювати оточуюче середовище.

Найбільшим досягненням у застосуванні безглинистого вапняного бурового розчину за винаходом П.Г. Кулагіна [1] є безаварійне буріння свердловин 500, 600 та 700 Шебелинського ГКР в інтервалі хемогенних відкладів нижньої пермі та теригенних відкладів верхнього карбону, які включали виснажені газові пласти картамишської світи з аномально низьким тиском (коефіцієнт аномальності  $K_a$  тоді був - 0,4). Для регулювання в'язкості та показника водовіддачі використовували гумати бурого вугілля, які за класифікацією АНІ відомі як розріднювачі розчинів і диспергатори глини. В середовищі вапняного розчину гумати набули властивість компонента, який посилює закріплюючу функцію гідроксиду кальцію.

Важливий результат був одержаний через кілька років після завершення будівництва свердловин: перфорація продуктивних пластів картамишської світи через дві обсадні колони і їх освоєння дали промислові дебіти газу. Це дозволило зробити важливий висновок: *щоб зберегти продуктивні пласти недоторканими, треба їх надійно закрити ізоляційним цементним шаром під час буріння на вапняному розчині.*

Недоліком безглинистого вапняного бурового розчину П.Г. Кулагіна було використання великої кількості бурого вугілля та каустичної соди. Цей недолік певною мірою був виправлений у наступному варіанті безглинистого вапняного бурового розчину [2], у складі якого, у якості органічної колоїдної фази, використовували технічні лігносульфонати, а замість каустичної соди – кальциновану.

У 80-ті роки минулого століття УкрНДІгазу було запропоновано взяти участь у виведенні з аварійного стану свердловин 24 Мурманська та 82 Північно-Кільдинська, розташованих на шельфі Баренцевого моря, які були повністю засипані уламками породи в результаті метеовитримки бурових суден протягом кількох зимових місяців. Для ліквідації аварійного стану Кулагіним П.Г. було вирішено використати безглинистий вапняний буровий розчин на основі лігносульфонатів. Приготування бурового розчину, проробка стволів та закріплення стінок здійснювали одночасно [3]. Важливим результатом слід вважати те, що хімічне закріплення стінок цементним шаром відбувалось при температурі води у морі 3–4°C. Натомість пророблений ствол закріплювався, а осипання порід не поновлювалось. В результаті хімічного закріплення стінок наступний зимовий відстій не призвів до втрати пробурених стволів, а бурильний інструмент був спущений на вибій практично без проробок. Свердловини 24 Мурманська та 82 Північно-Кільдинська були першими, які досягли проектної глибини на шельфі Баренцевого моря.

Найкращим результатом застосування вапняного бурового розчину на основі лігносульфонатів можна вважати буріння надглибокої пошукової свердловини 800 Шебелинської в інтервалі залягання пластів, несумісних за умовами буріння [4]. Важко було очікувати на позитивний результат від будь-якого іншого бурового розчину, крім вапняного, при бурінні одним інтервалом під колону 324 мм крізь пластичні глини (відклади тріасу), солі та галопеліти (хемогенна перм), виснажені газоносні пісковики (нижня перм та верхній карбон), водочутливі аргі-

літи та газоносні пісковики з підвищеним тиском (відклади верхнього та середнього карбону). В інтервалі буріння 1360–3738 м при застосуванні мінералізованого вапняного розчину з густиною  $\rho = 1260\text{--}1320 \text{ кг/м}^3$ , що здійснював репресію на виснажені продуктивні пласти у 3,8 МПа, було втрачено близько  $10 \text{ м}^3$  бурового розчину внаслідок одного поглинання під час спуску бурового інструменту при глибині свердловини 2360 м. Це поглинання було ліквідоване шляхом витримування свердловини у спокійному стані протягом 8 годин. За цей час відбулося самозаліковування тріщин гідророзриву. Спуск та кріплення проміжної колони 324 мм був здійснений цементним розчином густиною  $1800 \text{ кг/м}^3$  на глибину 3738 м без ускладнень.

Важливо зазначити, що буріння пошукової свердловини 888 Шебелинської у 2019-2020 роках в таких самих гірничо-геологічних умовах і за подібною конструкцією супроводжувалося прихватами та численними поглинаннями бурового розчину. Таким чином, технологія буріння (технологічний підрядник «Schlumberger») та буровий розчин (сервісний підрядник MI-Swaco) від представників Американської школи не забезпечили наближення до результату, якого досягла Харківська школа при бурінні свердловини 800 Шебелинської.

**Створення поліфункціональних синергетичних композицій реагентів безпосередньо на буровій.** Харківською школою традиційно, починаючи з розчину за винаходом П.Г. Кулагіна [1], розвивається напрямок створення та використання синергетичних композицій реагентів, приготованих безпосередньо на буровій. У часи створення піонерського розчину П.Г. Кулагіна ще не виникла наука синергетика, і поняття «синергетичний» не існувало. Синергізм композиції, на відміну від звичайної суміші реагентів, полягає у тому, в результаті фізико-хімічної взаємодії у водному розчині значною мірою посилюються бажані властивості. Наприклад, сумісне розчинення вапна і гуматів лужних металів у воді і утворення молекулярних зв'язків між молекулами гідроксиду кальцію, оточених гідратними оболонками, і макромолекулою гумату, з одного боку, посилює гідратну оболонку макромолекули гумату, а, з іншого боку, макромолекула гумату збільшує розчинність молекул гідроксиду кальцію (рис. 1). В результаті навіть у насиченому сіллю розчині макромолекула гумату не втрачає гідратний шар і відповідно розчинність у воді, а молекули гідроксиду кальцію отримують носія, разом з яким утворюють шар цементу на стінках свердловини, складених силікатами і алюмосилікатами.

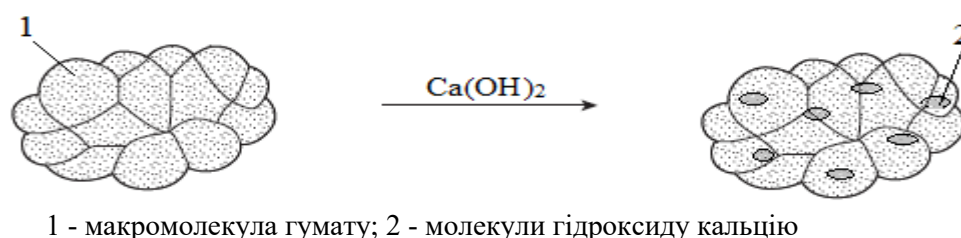


Рис. 1. Утворення синергетичного комплексу макромолекули гумату з молекулами гідроксиду кальцію

Механізм закріплюючої дії молекул вапна полягає у хімічній взаємодії з силікатними та алюмосилікатними породами з утворенням цементного шару. Тому після автоклавної обробки аргілітового матеріалу сірий або чорний колір частинок стає білим. Важливо те, що при прогріванні в автоклаві часток аргіліту у розчині вугільно-лужного реагенту з вапном колір частинок стає інтенсивно чорним. Це свідчить про те, що гумати не тільки сприяють розчиненню вапна, але і транспортують його до поверхні гірської породи і беруть участь в утворенні цементного шару [5].

Можна перелічити велику кількість полімерів, які чутливі до агресивної дії двовалентних іонів, високого рівня лужності або кислотності, високої температури, механодеструкції тощо. Наприклад, лінійні молекули карбоксиметилцелюлози, гідролізованого поліакрилінітрилу, гідролізованого поліакриламідну тощо в результаті взаємодії з іонами кальцію утворюють глобули і втрачають розчинність. Зазвичай, виробники хімічних реагентів вирішують проблему шляхом синтезу нової і значно дорожчої модифікації полімеру. Дослідники Харківської школи

виробили методику підбору компонентів для реалізації процесу самоорганізації молекул різного типу у надмолекулярні комплекси у водному розчині.

Методика ґрунтується на здатності колоїдної молекули, наприклад, гумату лужного металу утворювати нероздільні надмолекулярні комплекси з лінійними полімерними молекулами завдяки міжмолекулярним водневим зв'язкам (рис. 2).

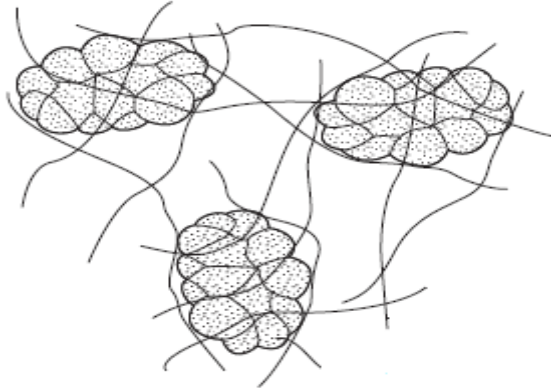


Рис. 2. Схематичне зображення синергетичного полімер-колоїдного комплексу

В результаті фізико-хімічної взаємодії ланцюги лінійних полімерів просторово фіксуються і не згортаються у глобули полівалентними іонами, а гумати у свою чергу утримуються гідратованими ланцюгами полімеру у розчиненому стані. Був розроблений вапняний гуматно-акриловий буровий розчин [6], який успішно застосовувався при бурінні у складних гірничо-геологічних умовах протягом багатьох років.

Відомо, що використання ксантанових біополімерів становить вже цілу епоху в технології безглинистих та малоглинистих бурових розчинів. Певним недоліком біополімерів є необхідність застосування бактерицидів та обмежена їхня стійкість до лужного середовища ( $\text{pH} < 11$ ). Наприклад, при розбурюванні цементу і підвищенні  $\text{pH} > 11$  біополімерний буровий розчин втрачає структурно-реологічні властивості. В УкрНДІгазі проблему було вирішено шляхом створення синергетичного супрамолекулярного комплексу з новими фізико-хімічними властивостями [9].

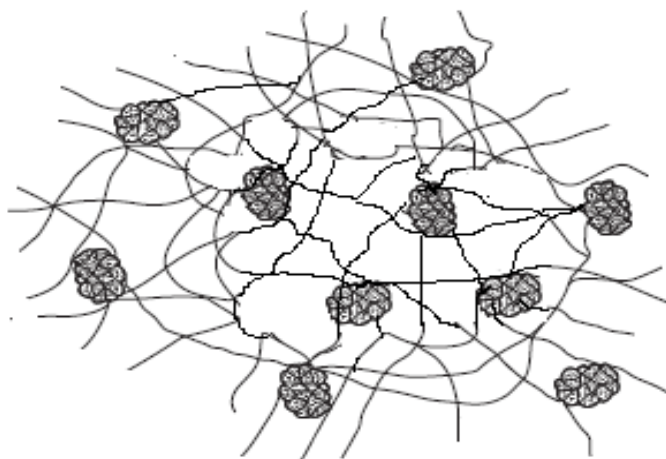


Рис. 3. Супрамолекулярний комплекс розгалужених макромолекул біополімерів з молекулярними комплексами гуматів і молекулами неорганічних речовин, що забезпечують закріплення стінок

Якщо асоційовані у комплекс молекули гуматів вже вміщують молекули гідроксиду кальцію або силікатів лужних металів, то кінцевий надмолекулярний комплекс, утворений разом з біополімером, набуває нову і незвичайну функцію – хімічно закріплювати стінки свердловини [8].

Калієве і натрієве рідке скло, тобто гідросилікати лужних металів, давно відомі як реагенти, що здатні закріплювати стінки свердловини. Високомодульне рідке скло не тільки утворює закріплюючий цементний шар на поверхні стінок, складених крейдою, доломітом, ангідритом тощо, але здатне зміцнювати також стінки, складені аргілітами та глинистими породами за рахунок переходу високомодульного рідкого скла у гель полікремнієвої кислоти і його затвердіння на стінках свердловини і на частинках вибуреної породи.

Були проведені порівняльні лабораторні дослідження впливу водних розчинів KCl, вапна та рідкого скла на процес диспергування аргілітового кернавого матеріалу за методикою «Hot Roll Test».

Таблиця 1

### Результати дослідження аргілітового кернавого матеріалу за методикою «Hot Roll Test»

Склад рідини, мас. % активної речовини	Коефіцієнти стійкості, %		
	25 °C	75 °C	125 °C
Вода технічна - 100	78,9	77,6	77,0
KCl – 5; вода технічна - 95	96,0	92,4	85,8
Рідке скло - 4; вода технічна - 96	97,6	98,6	99,3
Вапно -4; вода технічна - 96	94,9	96,4	102,6
Рідке скло -4; KCl – 5; вода технічна - 91	98,1	98,8	100,3
Вапно -4; KCl – 5; вода технічна - 91	96,0	97,7	103,0

Спираючись на одержані результати, можна зробити висновок про те, що захисна дія іонів калію з підвищенням температури зменшується. Натомість рідке скло і вапно зі зростанням температури виявляють не просто інгібуючі властивості, а закріплюючу дію: захисним шаром вкривають поверхню аргілітів, закріплюють тріщини і блокують надходження води у тріщинний простір. Продукти хімічної взаємодії збільшують масу частинок аргіліту, що обумовлює величину коефіцієнту стійкості частинок аргіліту, яка перевищує 100%.

Для технологів було б корисно використовувати і вапно, і рідке скло у складі одного бурового розчину, натомість з неорганічної хімії відомо, що при змішуванні розчинів цих двох речовин утворюються силікати кальцію, які нерозчинні у воді. З іншого боку відомо, що у пластових водах крейдяних товщ співіснують іони і кальцію, і карбонової і кремнієвої кислот. У природних умовах, коли потік пластової води натрапляє на зародок кристалів, дуже вибірково починає зростати кремінне тіло (метасома), яке оточене мембраною селективної дії, утвореною карбонатом кальцію [11] (рис. 4).

На рис. 4 видно, що склоподібне кремінне тіло чорного кольору вкрите білим шаром кристалів кальциту. Кремінні метасоми виникають і зростають у крейдяних пластах внаслідок того, що ґрунтові води одночасно постачають аніони кремнієвої кислоти, які разом з катіонами натрію будують кремінне тіло, а аніони карбонатів з катіонами кальцію будують кристалічний шар селективної мембрани. Самоорганізація [9] розчинених у ґрунтовій воді речовин відбувається одночасно у склоподібне кремінне тіло та карбонатну кристалічну мембрану внаслідок дії двох різних потоків. Зростання кремінного тіла і мембрани відбувається узгоджено. Використання інформації, реалізація процесів самоорганізації речовини та енергії, елементи метаболі-



му, а також розмноження шляхом простого ділення (рис. 4) є ознаками існування живої неорганічної істоти. Життєвий процес може увірватися, якщо метасома буде вилучена з середовища свого існування, наприклад, внаслідок осипання схилу Кременінної гори і припинення живлення її речовинами, розчиненими у ґрунтовій воді. На рис. 4 видно, що внаслідок часткового контакту з ґрунтовою водою на місці зламу метасоми почався процес самозаліковування, відновлення карбонатного шару мембрани.



*Рис. 4. Метасома кремінного тіла, знайдена у крейдяних відкладах гори Кременінної поблизу міста Ізюм*

Дослідники, які працюють в галузі супрамолекулярної хімії [10,11], визначили, що утворення супрамолекулярного комплексу полягає у розпізнаванні оточуючих молекул і селективному зв'язуванні молекулою субстрату гостей молекул за допомогою молекулярних сил. Очевидно, що розпізнавання і здійснення вибору певних молекул можливі за умови отримання і переробки інформації. Таким чином, розпізнавання, селективне зв'язування та перенесення до певного місця – це все основні функції супрамолекулярних об'єктів [11]. Якщо молекули гідроксиду кальцію та силікатів лужних металів ввести у внутрішній простір органічних макромолекул і таким чином створити просторові перешкоди для безпосередніх контактів, то можна запобігти небажаній хімічній реакції. Натомість, взаємодія молекул гідроксиду кальцію та силікатів лужних металів, що знаходяться в складі макромолекул, реалізується з матеріалом відповідних (глинистих) гірських порід. Подібно до того, як гемоглобін у кровотоці тварини утворює комплекс з молекулою кисню, переносить її і віддає певним клітинам [11], органічні колоїди і полімери у буровому розчині зв'язують молекули гідроксиду кальцію і окремо силікатів лужних металів у комплекси і передають хімічно спорідненій речовині на стінці свердловини з утворенням хімічного ковалентного зв'язку.

Пошукові лабораторні дослідження довели принципову можливість сумісного використання гідроксиду кальцію та гідросилікатів лужних металів у складі бурового розчину з високими закріплюючими властивостями [12]. Для виявлення ефекту посилення закріплюючої дії за рахунок сумісної дії гідроксиду кальцію та гідросилікатів лужних металів були проведені дослідження аргілітового керна матеріалу, відібраного при бурінні в араукарітовій світі верхнього карбону, за методикою «Hot Roll Test» при температурі 100°C.

Результати дослідження підтвердили існування ефекту посилення закріплюючої дії при сумісному використанні вапна і рідкого скла у складі вапняно-силікатного бурового розчину.

Таблиця 2

## Результати дослідження аргілітового кернового матеріалу

Склад рідини, мас. %	Коефіцієнт стійкості, %
Вода технічна - 100	81,0
Вапняний буровий розчин: вапно -4; вуглелужний реагент – 4, частково гідролізований поліакриламід – 1,2, вода технічна – 90,8	97,0
Вапняно-силікатний буровий розчин: вапно -4; рідке скло - 4; вуглелужний реагент – 4, частково гідролізований поліакриламід – 1,2, вода технічна – 84,8	100,5

**Пояснення механізму надходження води у непроники глинисті породи та явища самоорганізації енергії і нагромадження її в порово-тріщинному просторі.** Ще на початку 80-х років минулого століття в результаті діяльності Харківської школи бурових розчинів був виявлений фізичний феномен [13], який можна викласти одним реченням: *довільний рух рідини завжди спрямований згідно з градієнтом її структурної організованості (СО)*. Іншими словами, молекули мають властивість за допомогою мережі структурних зв'язків виявляти структурну аномалію у рідині і скеровувати свій тепловий рух у той бік, де СО рідини вища. Вибір напрямку руху молекул доволі парадоксальний, оскільки більшому рівню СО рідини відповідає більша щільність, більша енергонасиченість міжмолекулярних зв'язків і більший локальний тиск в цій області. З підручників нам відомо, що рідина повинна рухатись з області з високим тиском в область з низьким тиском. Правда, при цьому мова йде не про довільний, а вимушений рух молекул. Якщо розглянути усі відомі випадки довільного руху рідини, то без будь-яких виключень виявимо дію *ентропоосмосу*.

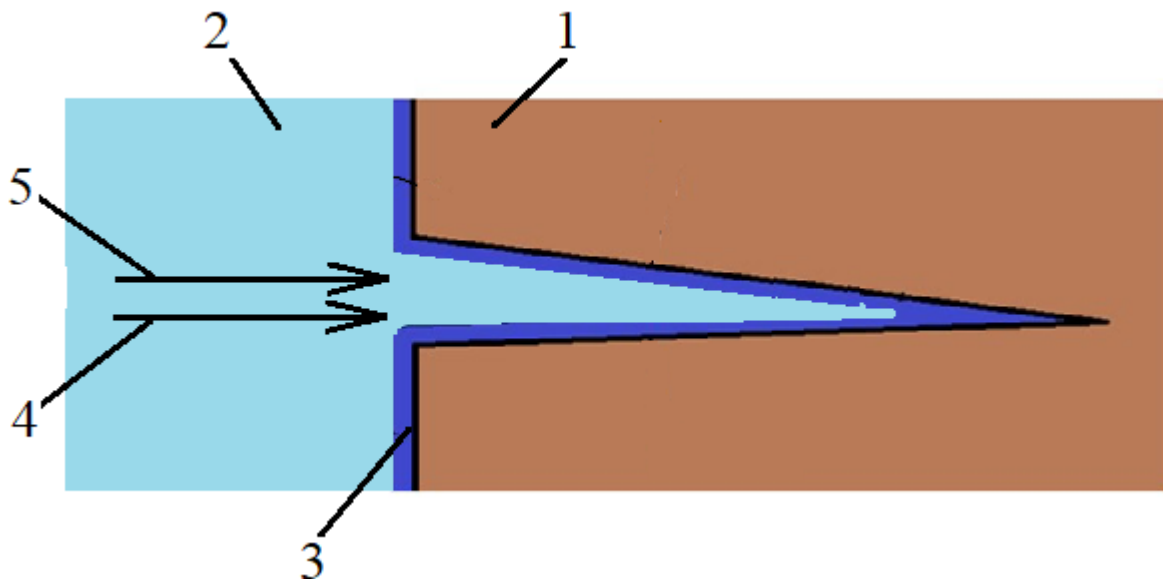
Нове явище одержало назву *ентропоосмос* (έντροποωσμος), що означає перетворення (з грецької έντρολο - перетворювати) хаотичного руху молекул рідини у потік і далі у тиск (з грецької ωσμος - тиск). Природна налаштованість молекул рідини до утворення впорядкованих структур безперервно проявляє себе у тому, що молекули води, наприклад, за допомогою тривимірної мережі водневих зв'язків виявляють найменші зміни у щільності структури і миттєво формують мікропотоки до аномалії, утворюючи кластер з підвищеним тиском. Саме зростаючий тиск у кластері розриває його приблизно через  $10^{-11}$  с. Найважливіша властивість ентропоосмосу – це здатність перетворювати величезну кількість мікропотоків молекул на впорядкований макропотік, який вже можна досліджувати експериментально як капілярний рух, осмотичні явища тощо. Про величину параметра СО у різних областях системи і відповідно про напрямок дії ентропоосмотичного потоку рідини можна судити за зміною структурно-чутливих параметрів – густини, в'язкості, діелектричної проникності тощо [14]. Якщо ентропоосмотичні потоки діють в *стиснутих умовах*, наприклад, у порово-тріщинному просторі гірських порід, то викликане потоком зростання тиску спричинює відповідне збільшення градієнта СО, що включає позитивний зворотний зв'язок, який обумовлює необмежене зростання тиску. Коли величина тиску перевищує міцність гірської породи, відбувається її руйнування.

Відомо, що існує проблема буріння свердловин у пластах водочутливих аргілітів. Ці сланці одержали назву *troublesome shale* (тобто такі, що породжують проблеми, неприємності), оскільки при контакті з буровим розчином вони всмоктують воду протягом одного – двох тижнів і потім обвалюються у свердловину. Надходження води у тріщини сланців – причина руйнування стінок свердловини очевидна і беззаперечна. Для подолання цієї проблеми необхідно визначити фізико-хімічний процес, який обумовлює рух води у сланці. Більшість дослідників, наприклад, [15,16], обрали найбільш вірогідною причиною явище осмосу. З теорії осмосу, згідно Вант-Гоффу, відомо, що напрямок і інтенсивність осмотичного потоку залежать від концентрації компонентів у воді з обох боків напівпроникої мембрани. Далі дослідники зробили цілком логічний висновок: на поверхні стінки свердловини необхідно утворити щось подібне до напівпроникої мембрани за рахунок додавання до води у буровому розчині компонентів, які

вирішальним чином підвищують хімічний потенціал. В результаті здійснених лабораторних експериментів на дуже складному обладнанні був одержаний перетік води зі сланцю до бурового розчину [15,16].

Натомість слід зауважити, що в методиці експерименту була зроблена вирішальна і принципова помилка: перед проведенням дослідження керновий матеріал сланцю подрібнювали, перемелювали і формували з нього під певним тиском циліндричний зразок. Головна ознака, яка робить сланець вкрай проблематичним (troublesome) – це існування системи тріщин, в яких виникає і нагромаджується тиск внаслідок дії ентропоосмотичного потоку води і під впливом позитивного зворотного зв'язку. У підтвердження такого висновку зазначимо, що граніти, які зовсім не взаємодіють з водою, під час буріння Кольської надглибокої свердловини виявилися надзвичайно проблематичними саме через існування двох систем тектонічних тріщин, що призвело до виникнення численних аварій і передчасного припинення поглиблення свердловини.

Розглянемо приклад самоорганізації речовини енергії в системі «тріщина у глинистому сланці – вода» (рис. 5). Відомо, що нижче дзеркала ґрунтових вод усі пори і тріщини заповнені переважно водою.



1 – зразок глинистого сланцю; 2 – пластова вода; 3 - ущільнений гідратний шар на поверхні тріщини; 4 – градієнт СО води; 5 – довольний ентропоосмотичний потік води у напрямку вершини тріщини

*Рис. 5. Схема процесу самоорганізації речовини та енергії в системі тріщина у глинистому сланці – вода*

На рис. 5 показано, що довольний потік, який необмежено посилюється дією позитивного зворотного зв'язку, втискає молекули води у вершину тріщини, звідки вихід “на волю” можливий тільки через руйнування стінок тріщини.

Феномен ентропоосмотичних потоків у стисненому просторі породжує фізичні парадокси:

- хаотичний тепловий рух молекул перетворюється на впорядкований колективний рух і відповідно у механічну енергію;
- виникає аномалія тиску, яка з часом не розсіюється, а зростає (тобто виникають структури за характером не дисипативні, а акумулятивні).

Зупинити процес накопичення енергії у міжмолекулярних зв'язках води можна, якщо усунути причину, яка його породила, тобто дію градієнта СО і дію позитивного зворотного зв'язку. Без руйнування тіла глинистого сланцю цього досягнути не можна. Дослідники [15,16]

в своєму експерименті щодо одержання перетоку води з порового простору зразка глинистого сланця у вільний об'єм води спочатку подрібнили kern сланцю до стану порошку, з якого далі спресували циліндр. Тим самим вони позбавилися тріщин і градієнта СО води, який формує потоки у тіло сланцю. *В природних умовах, тобто у сланцях на стінках свердловини, одержати перетоки води з тріщин у свердловину неможливо* [14].

### Висновки.

Відомо, що найкращою системою для буріння свердловини протягом терміну у 6-7-10 днів (зі спуском обсадної колони) є чиста вода. Після цього терміну потрібне щось особливе, що завдяки розуму, винахідливості та бажанню фахівця буде закріплювати стінки свердловини. Кілька десятків бурових розчинів, розроблених і впроваджених дослідниками Харківської школи бурових розчинів, є неперевершеними у світі за такими показниками, як:

- здатність хімічно закріплювати стінки свердловини;
- попередження аварій, пов'язаних з поглинаннями бурового розчину, прихватів бурильного інструменту внаслідок перепаду тисків;
- повне збереження колекторських властивостей продуктивного пласта під час первинного розкриття та кріплення експлуатаційної колони;
- найнижча собівартість реагентів для приготування та обробки бурового розчину;
- найвища екологічна безпека застосування бурових розчинів, включаючи буріння на шельфі.

У галузі фізичної хімії бурових розчинів та теорії руйнування стінок свердловини запропонована теорія ентропоосмосу, що являє собою концепції [17,18], які несуперечливо пояснюють всі процеси, пов'язані з довільним рухом рідин, а також нагромадження напружень у гірських породах.

### Список літератури

1. А.с. № 299637 СССР. МПК<sup>6</sup> С09 К 7/02/ Безглинистая буровая промывочная жидкость *П.Г. Кулагин* (СССР). – Оpubл. 26.03.1971. Бюл. № 12. – 3 с.
- 2.: А.с. № 1211274 СССР, МПК<sup>6</sup> С09 К 7/02/ Известковый буровой раствор / *П.Г. Кулагин, А.А. Васильченко, Е.В. Саломатина* (СССР). – Оpubл. 06.08.1985. Бюл. № 24. – 4с.
3. *Кулагин П.Г.* Опыт промышленного применения экологически чистого бурового раствора при бурении на шельфе [Текст] / *П.Г. Кулагин, А.А. Васильченко* // Разработка газоконденсатных месторождений: труды междунар. конф., 1990, Краснодар. – секция 2 «Вскрытие и крепление газоконденсатных скважин». – С. 26-27.
4. *Васильченко А.О.* Досвід буріння надглибокої свердловини 800 Шебелинська у складних гірничо-геологічних умовах [Текст] / *А.О. Васильченко, В.М. Фільов, В.Г. Філь, А.Г. Нагієв* // Нафтова і газова промисловість. – 1995. – № 1. – С. 26-27.
5. *Васильченко А.* Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / *А. Васильченко* – Saarbrücken: LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 104 с.
6. Безглинистый вапняний буровий розчин.: Декл. патент на корисну модель № 20698 України, МКІ С 09 К 7/02 / *А.О. Васильченко, Б.Т. Буняк, О.В. Кустурова та ін.* (Україна). / – Оpubл. 15.02.2007. Бюл. № 3. – 4с.
7. Безглинистый вапняний буровий розчин.: Декл. патент на корисну модель № 5649 України, МКІ С 09 К 7/02 / *О.В. Кустурова, А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук та ін.* (Україна). / - Оpubл. 15.03.2005. Бюл. № 3. – 4с.
8. *Васильченко А.О.* Самоорганізація молекул у комплекси – перспективний напрямок створення реагентів для бурових розчинів [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLVIII. – Х.: УкрНДІгаз. – С. 71-78.
9. *Васильченко А.О.* Дифузія і метасоматоз. Синергетичний підхід до проблеми [Текст] / *А.О. Васильченко* // Геолог України. – 2006. – № 4. – С. 47-52.
10. *Лен Ж.-М.* Супрамолекулярная химия. Концепции и перспективы [Текст] / *Ж.-М. Лен.* – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1998. – 333 с.

11. Дядин Ю.А. Супрамолекулярная химия: контактная стабилизация молекул [Текст] / Ю.А. Дядин // Соросовский образовательный журнал. – 2000. – № 5. – С. 31-38.
12. Вапняно-силікатний буровий розчин.: Декл. патент на корисну модель №144610 України, МКІ С 09 К 8/02 / М.В. Боровик. А.О. Васильченко, А.А. Лиско та ін. (Україна). / – Опубл. 12.10.2020. Бюл. №19. – 4 с.
13. Васильченко А.А. Физико-химические процессы в системе буровой раствор - призабойная зона скважины и способы управления ими [Текст] / А.А. Васильченко // ЭИ Газовая промышленность, сер.: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – ВНИ-ИЭгазпром. – 1983. – № 12. – С. 10-13.
14. van Oort E., Hale A.H. and Mody F.K.: “Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilization of Shales Exposed to Water-Based Drilling Fluids,” SPE 30499. Proc. 70<sup>th</sup> SPI Annual Technical Conference and Exhibition, (1995), Dallas, USA. – P. 497-509.
15. Tan C.P., Bailin Wu, Mody F.K. and Uday A. Tare.: “Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization”. SPI/ISRM 78159. Rock Mechanics Conference., Irving, Texas, USA. (2002).
16. Васильченко А. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / А. Васильченко. – Saarbrücken: LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 104 с.
17. Васильченко А.А. Мифы и реалии физикохимии и технологии буровых растворов. [Текст] / А.А. Васильченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №1. – С. 31-35.
18. Васильченко А.О. Про теоретичні підвалини фізико-хімії та технології бурових розчинів. [Текст] / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 3. – С. 16-18.

Надійшла до редакції 26.02.21

УДК 622.245

**О.С. Бейзик<sup>1</sup>, канд. техн. наук, А.І. Різничук<sup>1</sup>, канд. техн. наук,  
М.В. Гордійчук<sup>2</sup>, канд. техн. наук  
(ІФНТУНГ<sup>1</sup>, УкрНДІгаз<sup>2</sup>)**

### **ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ФІЛЬТРАЦІЇ МІНЕРАЛІЗОВАНИХ РОЗЧИНІВ ВІД ДІЇ СОЛЕЙ**

*Описано вплив мінералізації бурових розчинів на їх фільтраційні властивості, що тягне за собою інтенсивну гідратацію глинистих мінералів та соленосних гірських порід внаслідок контакту з дисперсійним середовищем розчину. Гідратація гірських порід призводить до їх зміцнення і, як наслідок, виникнення осипів і обвалів стінок свердловин, звуження стовбура, каверноутворень, а під час розтину продуктивних горизонтів - до зменшення порожнин пор і тріщин колекторів та додаткового забруднення їх твердими частинками. Для запобігання наслідкам впливу мінералізованого дисперсійного середовища бурових розчинів запропоновано використання солестійких полімерних реагентів, а також виконано низку лабораторних досліджень для визначення їх раціональної добавки.*

*Описано влияние минерализации буровых растворов на их фильтрационные свойства, что влечет за собой интенсивную гидратацию глинистых минералов и соленосных горных пород вследствие контакта с дисперсионной средой раствора. Гидратация горных пород приводит к их разупрочнению и, как следствие, возникновению осипей и обвалов стенок скважин, сужению ствола, кавернообразований, а во время вскрытия продуктивных горизонтов – к уменьшению полостей пор и трещин коллекторов и дополнительного загрязнения их твердыми частицами. Для предупреждения последствий влияния минерализованной дисперсионной среды*

буровых растворов предложено использование солейстойких полимерных реагентов, а также выполнен ряд лабораторных исследований для определения их рациональной добавки.

*The influence of drilling mud mineralization on their filtration properties is described, which entails intensive hydration of clay minerals and saline rocks due to contact with the solution dispersion medium. Hydration of rocks leads to their hardening and, as a consequence, the appearance of debris and landslides of well walls, narrowing of the shaft, caverns, and during the opening of productive horizons - to reduce pores and cracks of reservoirs and additional contamination with solid particles. To prevent the consequences of the influence of the mineralized dispersion medium of drilling fluids, the use of salt-resistant polymer reagents has been proposed, and a number of laboratory studies have been performed to determine their rational addition.*

**Постановка проблеми.** Пластовий флюїд проникає у свердловину за умови, коли тиск стовпа промивальної рідини менший, ніж поровий тиск у колекторі. Але у практиці буріння тиск у свердловині завжди перевищує поровий, що є причиною фільтрації вільного дисперсійного середовища промивальної рідини у пористих і тріщинуватих порід.

У ході фільтрації промивальної рідини на стінках свердловини формується фільтраційна кірка, гідродинамічні характеристики якої значно нижчі від пластових, що знижує інтенсивність потрапляння сторонніх речовин у пласти. Кількість відфільтрованого дисперсійного середовища можна коригувати рівнем репресії на пласт та застосуванням хімічних реагентів, що понижують показник фільтрації.

Процеси фільтрації відбуваються у статичних та динамічних умовах. Зокрема, статична фільтрація можлива за відсутності циркуляції і промивальна рідина не протидіє формуванню фільтраційної кірки на стінках свердловини. Динамічна фільтрація можлива в умовах циркуляції промивальної рідини та виникнення додаткових гідродинамічних опорів, а товщина фільтраційної обмежена ерозійним впливом бурової рідини. Отже, швидкість фільтрації у динамічних умовах перевищує її порівняно зі статичними, що сприяє збільшенню кількості фільтрату промивальної рідини, що контактує з гірськими породами. Особливо швидкість фільтрації впливає на стійкість глинистих та соленосних порід і збереження первинної проникності продуктивних пластів.

**Аналіз останніх досліджень.** Під час розкриття соленосних відкладів немінералізованим буровим розчином відбувається інтенсивне розчинення вибуреної породи та породи, що складає стінки свердловини.

Важливою умовою збереження стійкості стінок свердловини сольового комплексу є низька фільтрація бурового розчину, що досягається обробкою реагентами на основі водорозчинних ефірів целюлози, крохмальних реагентів чи акрилових полімерів [1].

Термо- і солестійкість бурових розчинів залежить від реагенту стабілізатора та хімічних домішок-антиоксидантів, що сприяють збереженню властивостей стабілізаторів при значно вищих температурах [2] і, відповідно, зниження ймовірності виникнення ускладнень, пов'язаних із пластичною течією хомогенних відкладів та глинистих сланців, що перемежуються. За даними академіка Л.С. Лейбензона, зменшення пористості на 5% спричиняє спад проникності на 21%, Дж. Амікс вказує, що за рахунок набухання глин проникність породи може зменшитись в 50 і більше разів, а А.П. Гарушев та Р.І. Мальцев вважають, що набухання глинистого цементуючого матеріалу пісковиків від дії води призводить до повного закупорювання порового простору [3]. При попаданні фільтрату у пласт знижується не тільки фазова проникність, а також і абсолютна проникність колектора за рахунок утворення пристінних шарів рідин на поверхні пор. Вивченню утворенню пристінних шарів рідин при їх взаємному витісненні в поровий простір присвячені роботи Б.В. Дерягіна, М.М. Кусакова та інших [4].

За даними вітчизняних та зарубіжних учених [5], глинисті бурові розчини у складних гірничо-геологічних умовах та в умовах сольової агресії схильні до коагуляції, пептизації глинистих частинок. Такі ускладнення в структурі бурового розчину є першими основними причинами зниження ефективності дії реагентів-стабілізаторів.

Дуже часто розчинення солі у розчині призводить до зниження показника рН до значень 7,0-6,0, що і зумовлює різке зниження активності навіть солестійких реагентів-стабілізаторів. В

цьому випадку для пояснення зростання фільтрації тільки впливу сольової агресії недостатнє [6]. За даними Городнова В.Д, Ангелопуло О.К, Подгорнова В.М. [6] показник фільтрації бурового розчину слід підтримувати на рівні нижчому  $10 \text{ см}^3$ , тому що тільки за таких умов вдається легко регулювати і густину бурового розчину і умовну в'язкість. Тобто виключно тільки за низьких показників фільтрації соленасичені розчини зберігають свою стабільність.

Ще однією причиною виникнення ускладнень є застосування тільки однієї технічної солі для насичення розчинів.

**Формулювання завдань досліджень та мети статті.** З поглибленням свердловини зростають вибійнї температура і тиск, внаслідок чого понижується в'язкість бурового розчину і суттєво збільшується об'єм фільтрату через зміну його в'язкості. Підвищення температури може вплинути на об'єм фільтрату через порушення електрохімічної рівноваги, яка визначає ще й ступінь флокуляції та агрегації, і відповідно, проникність кірки. Крім того, високі температури можуть викликати хімічну деструкцію одного або декількох хімічних реагентів бурового розчину. Багато хімічних реагентів, які понижують показник фільтрації, починають руйнуватися вже за температури  $100^0 \text{ C}$ , причому швидкість деструкції зростає з підвищенням вибівної температури. Солі є каталізаторами електролітичної коагуляції бурових розчинів через зниження показника рН рідини і часто дестабілізують рідину, що супроводжується зниженням її структурно-механічних та різким збільшенням фільтраційних властивостей. Вивільнення молекул води у рідині призводить до збільшення об'єму фільтрату, що проникає у пласти.

Отже, метою роботи є вивчення і дослідження у ході експериментальних досліджень впливу солей-інгібіторів на показник фільтрації бурових розчинів у статичних і динамічних умовах.

**Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність.** Для виконання лабораторних експериментів використовували безглинистий буровий розчин на основі гуарової камеді густиною  $\rho_{\text{ор}}=1030 \text{ кг/м}^3$  і умовною в'язкістю 30 с та неорганічні солі, що слугують інгібіторами гідратації та набухання глинистих мінералів, серед яких найширше у практиці буріння свердловин застосовуються як інгібітори гідратації та набухання глини – хлорид натрію (NaCl), хлорид калію (KCl), хлорид кальцію ( $\text{CaCl}_2$ ), силікат натрію ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ). Для регулювання фільтраційних властивостей застосовували полімерний понижувач показника фільтрації на основі водорозчинних ефірів целюлози – POLOFIX-LV.

Показник фільтрації у статичних і динамічних умовах досліджуваних бурових розчинів вимірювали за стандартною методикою приладами фільтр-прес типу Varoid (рис. 1, а) і преса фільтр-прес високого тиску і високої температури (НРПТ) (рис. 1, б). Дослідження фільтрації за допомогою фільтр-преса високого тиску і високої температури (НРПТ) виконувалися за температури  $80^0 \text{ C}$  і перепаду тиску 14 атм. (1,42 МПа).

Підвищення температури може призвести до збільшення об'єму фільтрату з кількох причин. З підвищенням температури в'язкість фільтрату знижується, в результаті його об'єм збільшується. У таблиці наведено в'язкість води і 6 % розчину хлориду натрію у зазначеному діапазоні температур.

#### Залежність в'язкості води і 6 % розчину солі від температури

Температура, $^0\text{C}$	В'язкість, мПа·с	
	води	6% розчину хлориду натрію
0	1,792	-
10	1,308	-
20,2	1,000	1,100
30	0,801	0,888
40	0,656	0,733
60	0,469	0,531
80	0,356	0,408
100	0,284	-



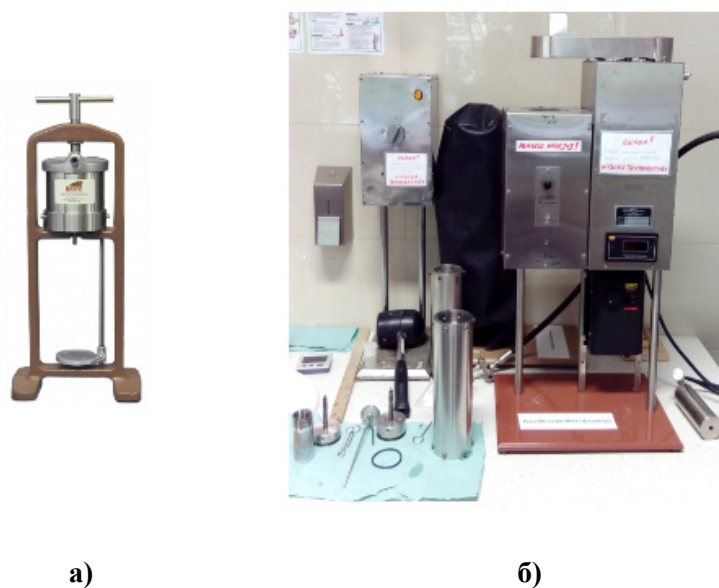


Рис. 1. Фільтр-прес типу Бароїд (а), фільтр-прес НТНР (б)

Під час виконання лабораторних експериментів готували 0,3% водну суспензію гуарової смоли, а для пониження показника фільтрації додавали 0,5% реагенту POLOFIX-LV. Концентрацію солей змінювали від 5% до 10%. За результатами досліджень побудовано графічні залежності показника фільтрації від концентрації солей, виміряної у статичних та динамічних умовах, що показано на рис. 2 та рис. 3 відповідно.

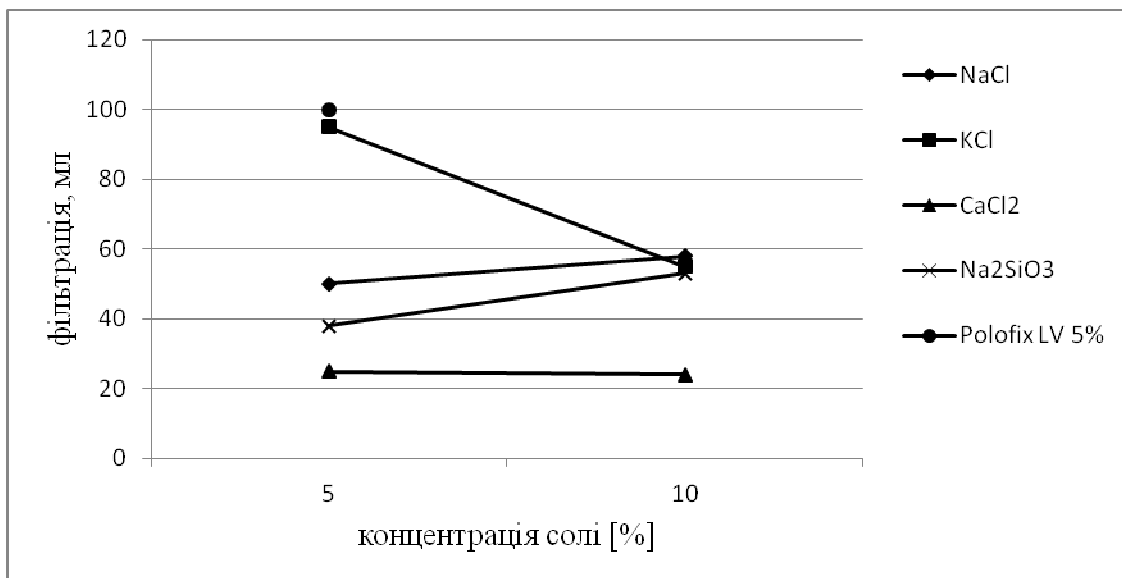


Рис. 2. Зміна показника фільтрації від концентрації солі у статичних умовах

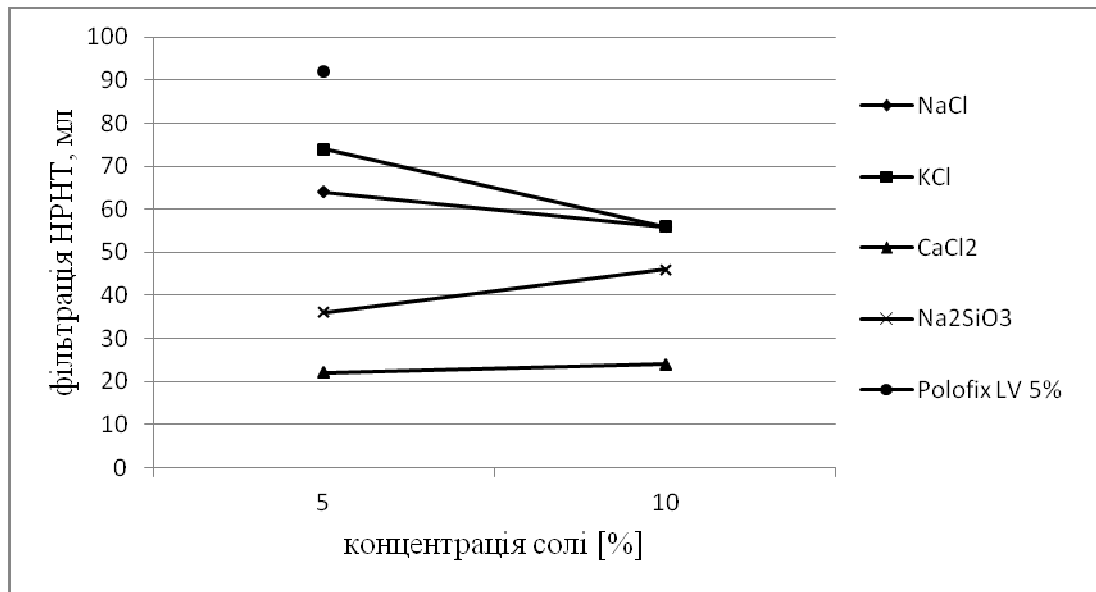


Рис. 3. Зміна показника фільтрації НРНТ від концентрації солі у динамічних умовах

Як показано на рис. 2, збільшення фільтрації спостерігається від впливу концентрації солі, що пов'язано з тим, що сіль NaCl і Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> руйнує полімерний ряд, а при збільшенні концентрації солі KCl і CaCl<sub>2</sub> фільтрація зменшується завдяки тому, що ця сіль не руйнує полімерний ряд, а вільна вода всмоктується. Як бачимо з діаграми, найбільше ефективна сіль KCl. Також на рис. 3 видно, що сіль в тій чи іншій формі змінює фільтрацію під температурою і тиском. Два види солі NaCl і KCl, які використовувалися у ході експериментів, знизили фільтрацію під температурою і тиском, а від дії CaCl<sub>2</sub> і Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> збільшується показник фільтрації.

З усіх досліджень буровий розчин компонентного складу 5% Polofix LV+20%NaCl +20%CaCl<sub>2</sub>+Guar Gum 0,5% був найбільш успішним.

### Висновки.

Результати лабораторних експериментів дають змогу оцінити вплив виду та концентрації солей на показник фільтрації у статичних та динамічних умовах. У ході досліджень підібрано рецептуру соленасиченого розчину для умов високих вибієвних температури і тиску, який буде стабільним і не змінюватиме своїх властивостей від дії середовища. Реагенти загального призначення додають згідно з призначенням і за потреби.

### Список літератури

1. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини [Текст] / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 500 с.
2. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. [Текст] / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
3. Прошляков Б.К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах / Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов. – М.: Недра, 1987. – 201 с.
4. Hawking P. Relationship between diagenesis porosity reductions and oil Emplacement in late Carboniferous Sandstone reservoir, Bothemsall oilfield, E. Midlands [Текст]/ P. Hawking - J. Geol. Soc., 1978. – vol. 135. – No. 1. – P. 7-24.
5. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси [Текст]: учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: Недра, 1987. – 242 с.
6. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий [Текст] / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1998. – 136 с.

Надійшла до редакції 03.02.21

## ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

## ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

## GAS RECOVERY

УДК 622.279.5

А.В. Гнітко<sup>1</sup>, А.В. Дьомін<sup>1</sup>, В.І. Коцаба<sup>1</sup>, А.І. Лещенко<sup>2</sup>, І.О. Жмуркова<sup>2</sup>,  
О.В. Корсун<sup>2</sup>  
(УкрНДІгаз<sup>1</sup>, ГПУ "Шебелинкагазвидобування"<sup>2</sup>)

**РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ ПРОГРАМИ "GeoNII" ДЛЯ  
АВТОМАТИЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ ОТРИМАННЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНИХ  
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ СВЕРДЛОВИН  
ГПУ "ШЕБЕЛИНКАГАЗВИДОБУВАННЯ"**

*Представлено програму з базами даних (програма "GeoNII") для оперативного отримання даних геолого-технічних і експлуатаційних параметрів свердловин ГПУ «Шебелинкагазвидобування» (ГПУ ШГВ). Розробка представляє собою програмний комплекс, що складається з кількох взаємозалежних модулів і баз даних, які містять інформацію про свердловини за останні 25 років. Описано основні можливості програми "GeoNII", які дозволяють оперативно вирішувати виробничі завдання в різних підрозділах підприємства ГПУ ШГВ, проводити аналіз фонду свердловин, а також визначати об'єкти і необхідні види робіт для збільшення видобутку вуглеводнів.*

*Представлена программа с базами данных (программа "GeoNII") для оперативного получения данных геолого-технических и эксплуатационных параметров скважин ГПУ «Шебелинкагаздобыча» (ГПУ ШГД). Разработка представляет собой программный комплекс, состоящий из нескольких взаимосвязанных модулей и баз данных, которые содержат информацию о скважинах за последние 25 лет. Описаны основные возможности программы "GeoNII", которые позволяют оперативно решать производственные задачи в различных подразделениях предприятия ГПУ ШГД, проводить анализ фонда скважин, а также определять объекты и необходимые виды работ для увеличения добычи углеводородов.*

*The software package with databases is presented (program "GeoNII") of the operational receiving data geological, technical and operational parameters of the well of the GPU «Shebelinkagazvidobuvannya» (GPU SHGV). Development is a software package consisting of many interconnected modules and databases that contain information about wells over the past 25 years. The main capabilities of the program "GeoNII" are described, which allow to quickly solve production problems in various divisions of the GPU SHGV enterprise, analyze the well stock, and determine the types of work required to increase hydrocarbon production.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** Під час розробки газоконденсатних родовищ (ГКР) виникає велика кількість питань до конкретних експлуатаційних свердловин, кількість яких в ГПУ ШГВ становить майже 1600 одиниць. Величезний обсяг інформації, який необхідно мати по свердловині для вирішення різних питань, міститься в різних документах і в різних електронних форматах. Це призводить до збільшення часу на отримання необхідної інформації і зменшує оперативність реагування на те чи інше питання.

**Аналіз останніх досліджень та виділення невирішених питань.** Отримання оперативної інформації для вирішення тих чи інших питань завжди є актуальним. Існує безліч програмних рішень для розрахунків газових, рідинних або газо-рідинних потоків, визначення можливості виникнення ускладнень при експлуатації свердловин (утворення гідратів, відкладення со-

лей, обводнення тощо), розрахунків оптимальної конструкції свердловин, облаштування газових промислів та інше. Але первинним чинником для вирішення всіх цих питань є наявність оперативної інформації про безліч експлуатаційних параметрів, з якими працює або працювала свердловина. Основою для отримання цієї інформації є документи звітності „Рапорт про видобуток газу“ та „Технологічний режим роботи свердловин“, які щомісячно формуються фахівцями газовидобувних підприємств. Для формування цих документів в ГПУ ШГВ використовують програму власної розробки "Geolog". Програму створено у 1993 році на мові "Pascal" [1], а інформація в базах даних зберігається в "DBF" форматі. За допомогою програми можна отримати інформацію у формах "Рапорт" і "Режим" [1] у текстовому форматі "ТХТ" з кодуванням файлу "DOS (886)", який використовувався ще до появи операційної системи Windows. Обробляти дані цього формату дуже складно і займає багато часу.

**Формулювання мети статті.** За своєю суттю, основною метою розробки є створення умов для швидкого отримання експлуатаційних параметрів по кожній свердловині ГПУ ШГВ у зручному форматі для подальшого використання даних.

**Викладання основного матеріалу.** В сучасних умовах роботи нафтогазової промисловості України успіх вирішення будь-яких задач безпосередньо залежить від наявності, якості та доступності інформації для повсякденної промислово-виробничої діяльності. Для цього в УкрНДІгаз було розроблено програму "GeoNII", яка дозволяє отримувати інформацію по експлуатаційних параметрах свердловин в зручному форматі для подальшої їх обробки.

Програмне рішення, що розглядається в даній статті, базується на первинній інформації з постійно оновлюючих баз даних програми ГПУ ШГВ "Geolog", які містить інформацію з "Рапортів" і "Режимів" з 1994 року (для нафти з 2011 р.). На основі цих даних формуються бази даних для програми "GeoNII" і у вигляді файлу-оновлення кожного місяця передаються користувачам програми.

Комп'ютерна програма "GeoNII" складається з кількох окремих модулів: "Паспорт свердловини", "Вибірка-роки", "Параметри-роки" (газ-нафта), "Реєстр: Аудит-Конструкція свердловин". Всі ці модулі взаємно пов'язані між собою єдиними базами даних. Працює програма в стандартному додатку MS Office Excel. Програмний код, на якому написано програми, є мова програмування Visual Basic for Application (VBA), що вбудована в MS Excel [2].

Для роботи програми створено 42 бази даних по газових свердловинах і 46 по нафтових. Вихідними даними для формування цих баз даних, з яких програмні модулі в подальшому беруть інформацію, є існуючі "DBF"-файли, що створені програмою „Geolog“ ГПУ ШГВ. Після формування чергового "Рапорту"- "Режиму", нові „DBF"-файли передаються в УкрНДІгаз для оновлення інформації в базах даних програми "GeoNII".

Для роботи в програмі необхідно запустити файл "Geo\_NII.xlsm" і обрати модуль, який потрібен користувачу (рис.1).

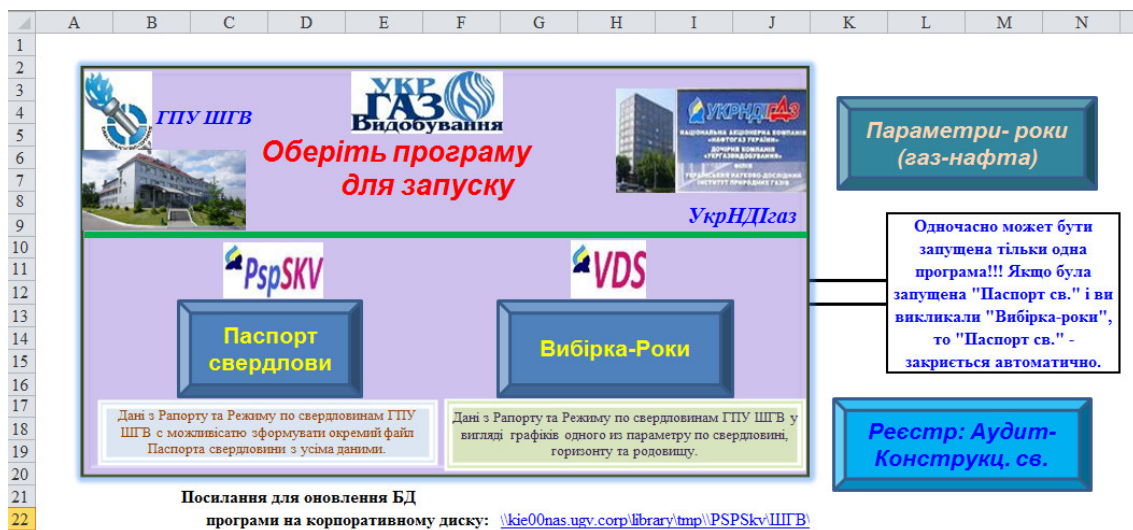
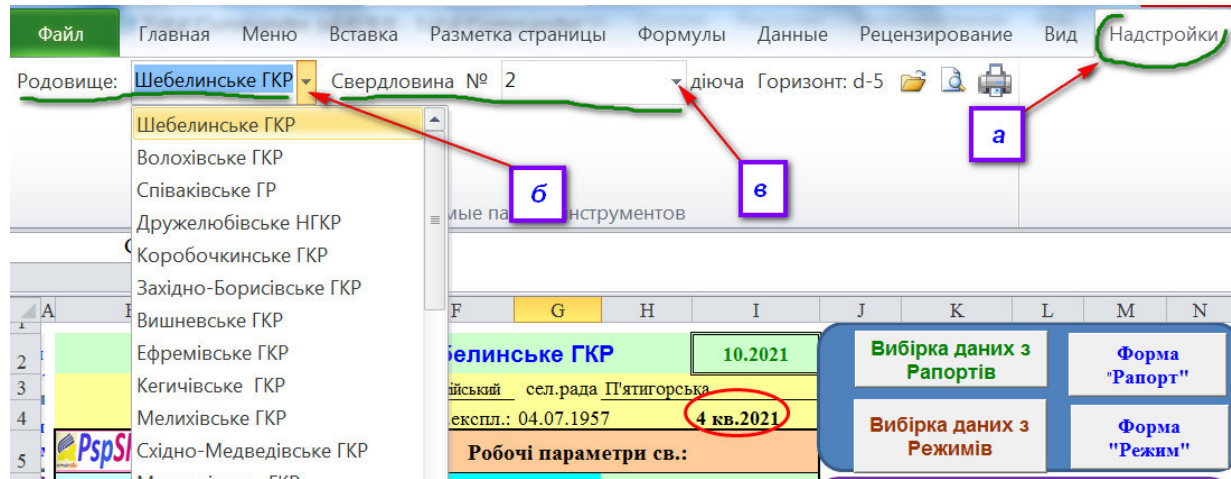


Рис. 1. Вибір необхідного модулю в програмі "GeoNII"

Основним модулем в програмі "GeoNII" є файл (модуль) "Паспорт свердловини", в якому зібрана максимальна кількість інформації по свердловині. Цей файл не містить даних по свердловинах, а отримує їх з баз даних при виконанні програмного коду після вибору родовища та свердловини (рис. 2). Після завершення роботи в програмі, інформація по свердловині не зберігається і внесення змін не призведе до помилок при її новому запуску. Щоб отримати інформацію по певній свердловині, необхідно обрати зі списку "Родовище" та "Свердловина" необхідний об'єкт (рис. 2), після чого у формі генеруються дані по обраній свердловині з бази даних програми.



а – перейти до панелі вибору об'єктів; б – вибір родовища; в – вибір свердловини

Рис. 2. Загальний вигляд головного вікна модулю "Паспорт свердловини"

В модулі "Паспорт свердловини" (лист „Skv“) розташовані дані по свердловині (рис. 3), які отримано з останнього "Рапорту" та "Режиму" ГПУ ШГВ. В зоні 1 на рис. 3 виділено блоки даних по свердловині, що зберігаються в "Режимах". В 2-ій зоні подано зведені дані з "Рапорту". В 3-ій зоні наведено інформацію про час, за який представлено дані (дата "Рапорту" і номер кварталу та рік "Режиму").

Нижче головної форми з даними про свердловину знаходиться спрощена схема конструкції свердловини, яка формується за даними поточного "Режиму" (рис. 4). Якщо в базі даних є файл зі схемою конструкції свердловини, то біля спрощеної схеми з'явиться напис "Інша схема" з гіперпосиланням на цей файл, який при необхідності можна відкрити. Також в базі даних є файли з "Аудитом", тобто інформація історії буріння, спорудження, випробування свердловини та загальна історія експлуатації (історія видобутку, капремонтів тощо).

Програмний модуль "Паспорт свердловини" формує у спеціально розробленій формі вибірку даних геолого-технічних і експлуатаційних параметрів свердловини з "Технологічного Режиму" і "Рапорту про видобутку вуглеводнів". Використовування програмного модуля "Паспорт свердловини" дозволяє отримувати актуальну інформацію про існуючий стан свердловини, тобто перелік всіх параметрів її роботи (тиски, дебіти, накопичений видобуток тощо), конструкцію (спрощене схематичне зображення з вказанням глибин та діаметрів), а також можливість відкрити додаткову схему конструкції або аудиту з буріння і експлуатації.

При необхідності розглянути зміну параметрів роботи свердловини у часі, є можливість перейти на таблиці вибірки даних з рапортів або режимів, переглянути графіки зміни цих параметрів у часі і зберегти всі ці дані в окремий файл формату "XLS" (рис. 5).



A	B	C	D	E	F	G	H	I
2	<b>1</b>	<b>Свердловина № 150</b>	<b>Шебелинське ГКР</b>	<b>3</b>			10.2021	
3		Область Харківська	р-н Балаклійський		сел.рада П'ятигорська			
4		M1-5			Поч.експл.: 08.10.1959		<b>4 кв.2021</b>	
5	<b>Конструкція св.:</b>			<b>Робочі параметри св.:</b>				
6	<b>Шлейф:</b> 168 - 350			<i>Дані</i>	<i>Ртр.</i>	6,8	ат (0,67 МПа)	
7	<b>НКТ:</b> діаметр 73 мм			<i>по Тех.Реж.</i>	<i>Рзтр.</i>	6,2	ат	
8	довжина 1666 м			<i>Депресія:</i>	<i>Рвиб.</i>	8,1	ат	
9	<b>Е.К.:</b> діаметр 146 мм			15,7	<i>Рст.</i>	20	атм	
10	довжина 2083 м			16.09.2015	<i>Рпл.</i>	23,8	ат (2,33 МПа)	
11	<b>Розкритий інт.:</b> Ф,П				<i>Тпл.</i>	326	К (53 оС)	
12	верх 1511 м			<b>УКП №</b>	<i>Рвх.</i>	5,8	ат	
13	низ 2083 м			11	<i>Рвих.</i>	5,6	ат	
14	загалом розкрито 167 м			<i>Відн. Ро газу</i>	<i>Твх.</i>	7	°С	
15	<b>Штучний виб.:</b> 1678 м			0,6	<i>Твих.</i>	5	°С	
17	<b>Глибина св.:</b> 2090 м			<b>Видобуток</b>	<i>Qср.доб.</i>	0,4	тис.м <sup>3</sup> /доб	
18	<i>Штуцер:</i>			<b>газу</b>	<i>Qміс.</i>	12	тис.м <sup>3</sup>	
19	<i>Остан.капрем.:</i> 27.06.2012				<i>Qпоч.ек.</i>	658273	тис.м <sup>3</sup>	
21	<b>Наміч.відбір газу по реж., тис.м<sup>3</sup>/доб</b>			<b>Видобуток</b>	<i>Qміс.</i>	0,017	тон	
22	допуст. 0,4			<b>конденсату</b>	<i>Qпоч.ек.</i>	1812,473	тон	
23	оптим. 0,1				<i>ГКФ</i>	1,4	г/м <sup>3</sup>	
25	<b>Технічний стан:</b>			<b>Видобуток</b>	<i>Qміс.</i>	0	м <sup>3</sup>	
26	Деформація			<b>води</b>	<i>Qпоч.ек.</i>	1151,2	м <sup>3</sup>	
27	експ.кол.1712м,гол.відв.1772м				<i>ГВФ</i>	0	см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	
28	<b>Примітки:</b>			<b>Кільк. днів експл.:</b>		31		
29	<b>2</b>			<b>Кільк. годин роботи:</b>		744		
30				<b>Кільк. годин простою:</b>		0		

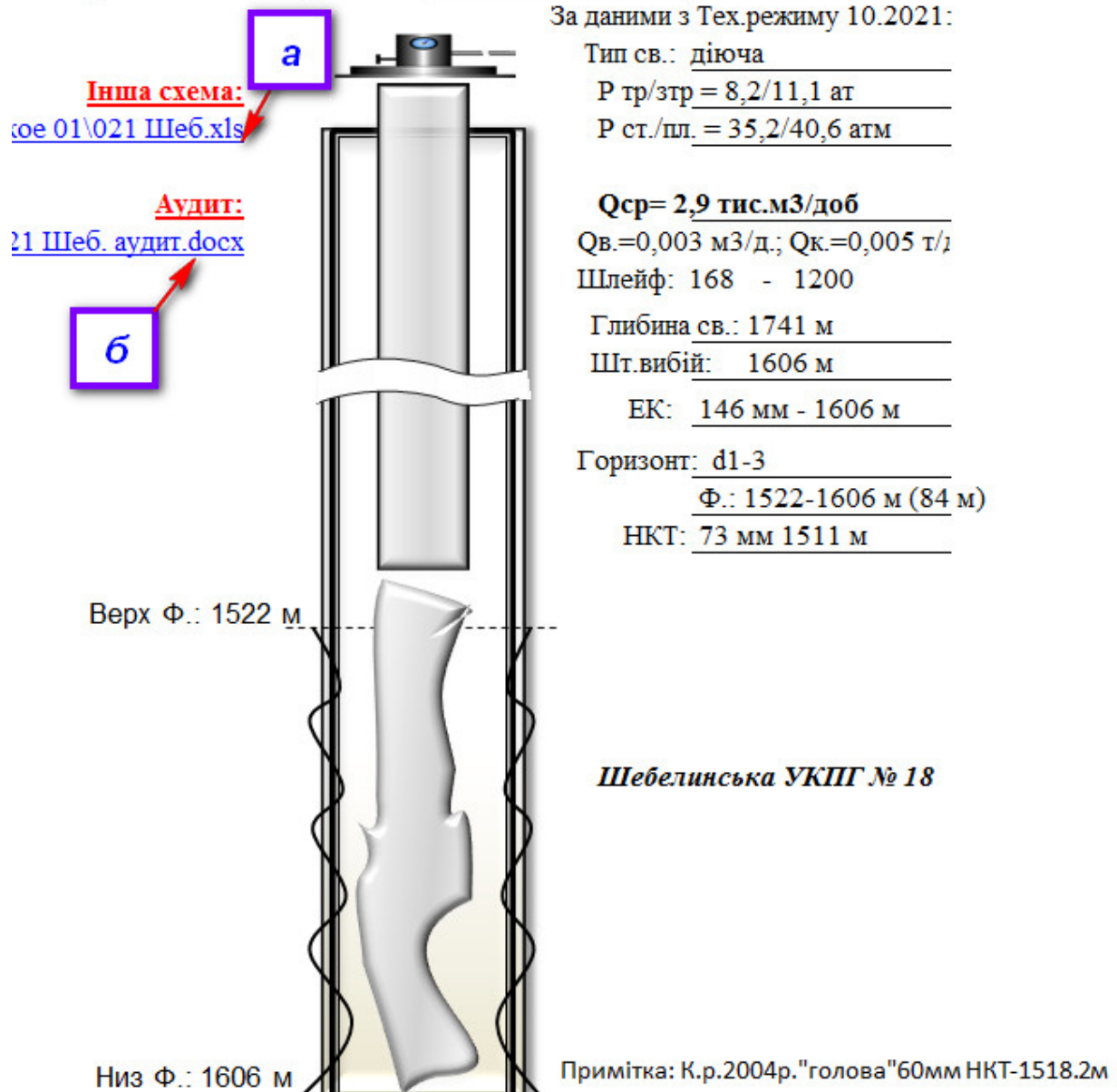
Розподіл зон: 1 – дані з "Технологічного режиму"; 2 – дані з "Рапорту про видобуток газу"; 3 - дати складання "Рапорту" та "Технологічного режиму"

Рис. 3. Загальний вигляд головного вікна модулю "Паспорт свердловини"



<b>Свердловина № 21 Шебелинське ГКР</b>		10.2021
Область <u>Харківська</u>	р-н <u>Балаклійський</u>	сел.рада <u>Меловська</u>
d1-3		Поч.експл.: 29.08.1956
<b>Конструкція св.:</b>		<b>Робочі параметри св.:</b>

Спрощена схема свердловини **21 Шебелинське ГКР**



а – гіперпосилання на файл з іншою схемою свердловини; б – гіперпосилання на файл аудиту

Рис. 4. Спрощена схема конструкції свердловини в модулі "Паспорт свердловини"

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	PspSKV		Видобуток газу по місяцях (Горизонт d-5)												
2	Свердловина № 2		Шебелинське ГКР												
3	Дата	Q газу ср.доб. тис.м <sup>3</sup> / доб	ГКФ, г/м <sup>3</sup>	ГВФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Видобуток за місяць			Видобуток з початку експл.			Кільк. днів експл.	Кіл.- ть годин експл.	Кіл.-ть годин прост.	Тип св.	Назва типу
4					Газ, тис.м <sup>3</sup>	Конден- сат, т	Вода, м <sup>3</sup>	Газ, тис.м <sup>3</sup>	Конд., тон	Вода, м <sup>3</sup>					
319	2020.01	0,1	1	50	2	0,002	0,1	3494070	9626	2484,3	11	249	495	1	діюча
320	2020.02	0,2	0,7	16,7	6	0,004	0,1	3494076	9626	2484,4	29	696	0	1	діюча
321	2020.03	0,2	0,5	16,7	6	0,003	0,1	3494082	9626	2484,5	31	744	0	1	діюча
322	2020.04	0,2	0,8	16,7	6	0,005	0,1	3494088	9626	2484,6	30	720	0	1	діюча
323	2020.05	0,2	1	16,7	6	0,006	0,1	3494094	9626	2484,7	31	744	0	1	діюча
324	2020.06	0,2	1	16,7	6	0,006	0,1	3494100	9626	2484,8	30	720	0	1	діюча
325	2020.07	0,2	1	16,7	6	0,006	0,1	3494106	9626	2484,9	31	744	0	1	діюча
326	2020.08	0,2	1	16,7	6	0,006	0,1	3494112	9626	2485	31	744	0	1	діюча
327	2020.09	0,2	1	16,7	6	0,006	0,1	3494118	9626	2485,1	30	720	0	1	діюча
328	2020.10	0,2	1	16,7	6	0,006	0,1	3494124	9626	2485,2	31	744	0	1	діюча
329	2020.11	0,2	1,2	16,7	6	0,007	0,1	3494130	9626	2485,3	30	720	0	1	діюча
330	2020.12	0,2	1,2	16,7	6	0,007	0,1	3494136	9626	2485,4	31	744	0	1	діюча
331	2021.01	0,1	1	100	1	0,001	0,1	3494137	9626	2485,5	5	109	635	1	діюча
332	2021.02	0,1	1,8	25	4	0,007	0,1	3494141	9626	2485,6	18	418	254	1	діюча
333	2021.03	0,2	2	16,7	6	0,012	0,1	3494147	9626	2485,7	31	744	0	1	діюча
334	2021.04	0,2	1,8	16,7	6	0,011	0,1	3494153	9626	2485,8	30	720	0	1	діюча
335	2021.05	0,2	2,2	16,7	6	0,013	0,1	3494159	9626	2485,9	31	744	0	1	діюча
336	2021.06	0,2	1,5	16,7	6	0,009	0,1	3494165	9626	2486	30	720	0	1	діюча
337	2021.07	0,2	1,3	16,7	6	0,008	0,1	3494171	9626	2486,1	31	739	5	1	діюча
338	2021.08	0,2	1,3	16,7	6	0,008	0,1	3494177	9626	2486,2	31	744	0	1	діюча
339	2021.09	0,2	1,2	16,7	6	0,007	0,1	3494183	9626	2486,3	30	720	0	1	діюча
340	2021.10	0,2	1,3	16,7	6	0,008	0,1	3494189	9626	2486,4	31	744	0	1	діюча
341	2021.11														
342	2021.12														
343	2022.01														
344															
345															

Рис. 5. Таблиця з даними із "Рапортів"

Другий модуль "Вибірка-роки" проводить вибірку даних по заданому параметру, що входить до технологічного режиму або рапорту про видобуток вуглеводнів та містить дані по роках, кварталах, місяцях, а також розраховує середні значення параметра по об'єктам і графічно відображає зміну параметру в часі для кожної свердловини, в середньому по об'єкту та родовищу в цілому. Цей модуль дозволяє візуалізувати на графіку динаміку роботи свердловини за останні 25 років і проводити подальший аналіз про роботу свердловини. Інформацію по заданому параметру можна роздрукувати або зберегти в електронному вигляді у формат "JPG".

У 2016-2019 рр. фахівцями ГПУ ШГВ та УкрНДІгазу було виконано великий обсяг робіт щодо переведення основних даних зі справ 997 свердловин у цифровий вигляд (аудит). В цих файлах міститься основна інформація про історію розвитку свердловин: буріння, конструкція, експлуатація, ускладнення та ремонти. Для використання цих даних у повсякденній роботі було розроблено програму реєстр аудиту свердловин і підключено до головного модулю "Паспорт свердловини". Водночас було систематизовано файли конструкцій 714 свердловин, по яким створено окрему базу даних і підключено до "Паспорту свердловини".

У 2020-2021 рр. програма "GeoNII" використовувалась у тестовому режимі в УкрНДІгазі та ГПУ ШГВ. В результаті тестування програму було доповнено новими модулями, які розширили її можливості, а саме: "Теоретичні розрахунки можливості утворення солей галіту і необхідні заходи з їх запобігання", створено і підключено бази даних "Аудит" і "Конструкція свердловин", створено базу "Мінералізація води зі свердловин" тощо. Наприкінці 2021 року подано заявку про реєстрацію авторського права програми "GeoNII".

**Висновки:**

Програма "GeoNII" дозволяє:

- автоматизувати отримання оперативної інформації по свердловинах для вирішення тих чи інших виробничих питань в ГПУ ШГВ;
- визначати об'єкти і необхідні види робіт для збільшення видобутку вуглеводнів;
- зменшити час на пошук даних по свердловинах;
- отримати максимальну кількість даних для газодинамічних та інших розрахунків з одного джерела.

При використанні програми "GeoNII" забезпечується:

- обробка та відображення інформації всього фонду свердловин ГПУ "Шебелинкагаз-видобування" про їх роботу та конструкцію у цифровому та графічному вигляді;
- простота та наочність відображення;
- автоматичне графічне відображення параметрів роботи свердловини по місяцях;
- накопичення інформації з 1994 року;
- отримання інформації про історію буріння, експлуатації та конструкції свердловини, при її наявності в базі даних;
- доступ до даних за обраним параметром по всьому фонду свердловин;
- створення окремого файлу по обраній свердловині з даними, що є в програмі.

**Список літератури**

1. Зуев Е.А. Система программирования Turbo Pascal [Текст] / Е.А. Зуев. – М.: Радио и связь, 1991. – 288 с.
2. Осетрова И.С. Microsoft Visual Basic for Application [Текст] : Учебное пособие / И.С. Осетрова, Н.А. Осипов. – СПб: НИУ ИТМО, 2013. – 120 с.

Надійшла до редакції 26.02.21

УДК 620.197; 622.276

**К.М. Діхтенко, канд. техн. наук, Д.О. Дегтярьов  
(УкрНДІгаз)**

**ЩОДО ЗАХИСТУ ВІД КОРОЗІЇ СВЕРДЛОВИН ПРИ РОЗРОБЦІ  
ЯБЛУНІВСЬКОГО РОДОВИЩА**

*На основі аналізу парціальних тисків  $CO_2$  по свердловинах родовища показано, що більшість з них експлуатується в корозійно-небезпечних умовах. Це підтверджується аналізом концентрацій іонів заліза  $Fe^{2+}$  у водних середовищах. Дослідженнями впливу ряду інгібіторів корозії знайдено такі, які проявляють захисний ефект  $\approx 98\%$ .*

*На основе анализа парциальных давлений  $CO_2$  по скважинам месторождения показано, что большинство из них эксплуатируется в коррозионно-опасных условиях. Это подтверждается анализом концентраций ионов железа  $Fe^{2+}$  в водных средах. Исследованиями влияния ряда ингибиторов коррозии найдены такие, которые проявляют защитный эффект  $\approx 98\%$ .*

*Based on the analysis of partial pressure of  $CO_2$  in the wells of the deposit, it is shown that most of them are exploited under corrosive and hazardous conditions. This is confirmed by the analysis of iron ion concentrations of  $Fe^{2+}$  in aqueous media. Studies of the influence of a number of corrosion inhibitors have been found to have a protective effect of  $\approx 98\%$ .*

**Постановка проблеми.** У покращенні паливно-енергетичного балансу країни важливу роль відіграє раціональне використання фонду діючих свердловин. Вагомим резервом для збереження і збільшення обсягів видобутку вуглеводнів є виключення простоїв видобувного обла-

днання внаслідок корозійних пошкоджень НКТ, експлуатаційних колон, фонтанної арматури та шлейфів. Повна реалізація техніко-економічного потенціалу, закладеного у свердловинне обладнання, що використовується для видобування природного газу з вмістом корозійно небезпечних компонентів, і яка можлива тільки у разі запровадження заходів щодо захисту його від корозійного руйнування, є актуальним завданням газовидобувної галузі.

**Мета роботи.** Мета роботи полягає в забезпеченні захисту від корозії свердловин Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) за рахунок оцінки корозійного стану видобувного обладнання, в задачі якого входить визначення поточних величин корозійних факторів і показників та впливу на нього засобів захисту, зокрема інгібіторів корозії.

**Методи, об'єкти і матеріали досліджень.** Об'єктом досліджень є свердловини Яблунівського НГКР, предметом - такі корозійні фактори, як концентрація і парціальний тиск двоокису вуглецю у природному газі, корозійні показники, зокрема: концентрація іонів заліза у конденсаційно-пластових водах (КПВ) і швидкість корозії та інгібітори корозії.

Як корозійне модельне середовище використано модельну воду (75 % об. водного середовища 30 г/л NaCl + 3 г/л CH<sub>3</sub>COOH і 25 % об. керосину) та конденсаційно-пластову воду (КПВ) свердловин та газовий конденсат (ГК) Яблунівського родовища. До складу КПВ входять: Cl<sup>-</sup> – 26,6 г/л, Ca<sup>2+</sup> – 3 г/л, Mg<sup>2+</sup> – 2 г/л. Характеристику ГК наведено у табл. 1.

Таблиця 1

**Фізико-хімічна характеристика газового конденсату  
Яблунівського родовища**

Показники	ГК
колір за ГОСТ 28582-90	б/к
густина, г/см <sup>3</sup> , за ГОСТ 3900-85	0,7443
Фракційний склад за ГОСТ 2177-99 (ISO 3405-88):	
Початок кипіння	39
5 % відгону отримано при температурі, °C	61
10%	72
20%	84
30%	92
40 %	100
50 %	107
60 %	113
70 %	122
80 %	138
90 %	168
95 %	208
Кінець кипіння	228
Отримано відгону, (% об.)	97
Залишок у колбі, (% об.)	1,5

Дослідження проведено при температурі 80 °C. Як інгібітори корозії використано Brenntag TN-08523, Інко-С, Рена-Нафтохім-8, SE-231-К (БХР), СВК марка А-4 у концентраціях С<sub>i</sub> 10 мг/л – 100 мг/л. За величинами швидкості корозії визначено їх захисний ефект Z. Концентрацію двоокису вуглецю визначено газохромотографічним методом [1], іони заліза трилонометричним методом згідно з [2]. Швидкість корозії V визначено з використанням стандартних зразків-свідків сталі НКТ групи міцності Р 110 з шорсткістю R<sub>z</sub> < 6,2 масометричним методом згідно з [3].

**Аналіз досліджень і публікацій.** Перші свердловини Яблунівського НГКР введені в експлуатацію в 1983-1985 рр. Природний газ родовища, згідно з [4] містить в своєму складі

двоокис вуглецю в кількості 0,1 – 7,0 % об., що разом з водною фазою продукції свердловин, в якій знаходяться мінеральні солі [4], викликає інтенсивну корозію обладнання.

Для захисту від корозії під впливом таких факторів досліджено [5] захисну дію бромід цетилтриметиламонію на корозію заліза в 3 % розчині NaCl з величиною pH 4, при температурі 25 °C та тиску CO<sub>2</sub> 0,1 МПа. Показано, що інгібування корозії у цьому випадку є комбінацією двох процесів: швидкого (тривалістю у межах хвилин), який зумовлений адсорбцією інгібітора на поверхні зразку, що призводить до гальмування анодної реакції та повільного (тривалістю у межах годин), який гальмує катодну реакцію. В [6] методами електрохімічної поляризації та спектроскопії електрохімічного імпедансу розглянуто захисну дію похідного стеараміду, який гальмує корозію сталі Х65 у аерованому, насиченому двоокисом вуглецю сольовому розчині. Показано, що швидкість корозії сталі Х65 суттєво знижується в присутності інгібітора з максимальним захисним ефектом, який спостерігається при концентрації похідної стеараміду у розчині 0,5 г/л. В [7] вивчено інгібіторний вплив 2-меркаптопіримідину, гідрохлориду 2-меркапто-4-метилпіримідину, 2-меркапто-4,6-діметил-піримідину та його гідрохлориду на вуглекислотну корозію заліза при температурі 40–90 °C. Досліджені сполуки в концентраціях від 0,02 мг/л до 5 мг/л діють як інгібітори змішаного, але переважно анодного типу та забезпечують захисний ефект у межах 80-90 %. Дослідження [8] засвідчили те, що калієві солі нітронітрозних похідних олефінових вуглеводнів C8 – C18 у концентрації 50 мг/л ефективно захищають сталеві зразки у 1 % водному розчині хлориду натрію, який насичено двоокисом вуглецю.

Процеси вуглекислотної корозії на Яблунівському родовищі підсилюються наявністю у водній фазі хлорид-іонів (від 150 мг/л до 350 г/л) та низькомолекулярних карбонових кислот жирного ряду (від 60 мг/л до 4500 мг/л). Хлорид-іони прискорюють процес іонізації заліза і інтенсифікують розвиток локальної корозії [9], а кислоти зумовлюють кислотну корозію.

Одним з найнебезпечніших корозійних факторів родовища є двоокис вуглецю, критична межа якого за парціальним тиском 0,2 МПа [10]. Зміни парціального тиску CO<sub>2</sub> по роках і свердловинах родовища наведено в табл. 2.

Таблиця 2

**Парціальний тиск двоокису вуглецю на вибої (МПа) для деяких свердловин Яблунівського НГКР**

№ св.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.	2020 р.	К
73	0,372	0,344	0,301	0,284	0,263	-0,0278
85	0,449	0,536	0,285	0,320	0,140	-0,083
307	0,317	0,300	0,254	0,208	0,194	-0,034
311	0,615	0,557	0,530	0,536	0,444	-0,036
326	0,230	0,394	0,286	0,290	0,237	-0,009
331	0,374	0,328	0,289	0,286	0,246	-0,03
336	0,290	0,344	0,341	0,225	0,211	-0,028
338	0,585	0,613	0,449	0,538	0,499	-0,025
339	0,642	0,651	0,540	0,513	0,535	-0,035
344	0,300	0,644	0,593	0,450	0,405	0,0016
345	0,926	0,933	0,530	0,509	0,364	-0,155
351	0,643	0,627	0,413	0,364	0,466	-0,062
380	0,421	0,615	0,672	0,649	0,619	0,043
408	0,231	0,242	0,334	0,356	0,353	0,0358
417	0,407	0,478	0,393	0,275	0,275	-0,047

К – коефіцієнт змін парціального тиску двоокису вуглецю з часом, який визначено як коефіцієнт рівняння регресії ( $y=ax+b$ ) змін парціального тиску двоокису вуглецю за визначений період. Якщо коефіцієнт а у рівнянні – від’ємна величина, то це означає, що з часом спостерігається тенденція до зменшення парціального тиску двоокису вуглецю.

Як свідчать результати аналізу (табл. 2) зразків газу, які відібрані в період з 2016 р. до 2020 р., парціальний тиск двоокису вуглецю на більшості свердловин з часом експлуатації проявляє загальну тенденцію до зменшення (св.73, 85, 307, 311, 331, 336, 338, 339, 345, 351, 417), на деяких свердловинах він залишився майже на тому ж рівні (св. 326, 344), а у св. 380, 408 спостерігається його зростання, що обумовлено зростанням як концентрації двоокису вуглецю в зразках газу так і зростанням тиску на цих свердловинах. З аналізу витікає, що на більшості свердловин спостерігається загальна тенденція до поліпшення корозійної ситуації, однак за парціальним тиском двоокису вуглецю свердловини експлуатуються в критично-небезпечних умовах. Це підтверджується середнім вмістом іонів заліза на цих самих свердловинах (табл. 3).

Таблиця 3

## Середній вміст іонів заліза (мг/л) для деяких свердловинах Яблунівського НГКР

№ св.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.	2020 р.	К
73	133,7	149,7	134,3	143,5	178,7	8,38
85	120,5	178,8	180,1	174,3	185,1	12,5
307	95,1	107,3	99,7	150,9	164,1	18,6
311	157,4	139,6	168,3	167,8	174,4	6,22
326	165,1	174,1	243,8	233,1	210,1	14,9
331	126,5	113,4	108,9	153,7	194,7	17,7
336	119,0	125,7	165,5	187,3	207,9	23,9
338	151,3	156,5	163,1	179,1	240,4	20,0
339	212,3	155,6	155,3	205,5	223,2	7,17
344	183,7	161,1	159,0	150,0	125,5	-12,75
345	174,3	164,2	184,3	175,6	185,8	3,44
351	150,9	156,6	157,4	145,4	164,9	1,68
380	143,3	158,6	142,5	160,3	170,4	5,59
408	156,4	160,3	158,3	169,4	168,2	3,27
417	178,8	143,1	167,1	137,7	171,6	-1,98

К – коефіцієнт змін середнього вмісту іонів заліза з часом, який розраховано як коефіцієнт рівняння регресії ( $y=ax+b$ ) змін середнього вмісту іонів заліза за визначений період, які дозволяють оцінити ефективність інгібіторного захисту та корозійний стан конкретної свердловини. Якщо коефіцієнт  $a$  у рівнянні – від’ємна величина, то це означає, що з часом спостерігається тенденція до зменшення іонів заліза. При цьому чим більший за абсолютною величиною коефіцієнт  $a$ , тим ефективніше інгібування. Якщо ж коефіцієнт  $a$  – позитивна величина, то це свідчить про зростання швидкості корозійних процесів і необхідність термінового застосування протикорозійних заходів. Якщо величина коефіцієнту близька до 0, то це вказує на стабільну корозійну ситуацію

Отримані результати (табл. 3) свідчать про постійне зростання іонів заліза в КПВ, на фоні високого парціального тиску двоокису вуглецю в газовій фазі та вказують на потребу термінового підвищення ефективності антикорозійного захисту та профілактичних заходів від корозійно-механічного руйнування

**Виклад основного матеріалу.** Починаючи з 2011 р., протикорозійний захист свердловинного обладнання на Яблунівському НГКР здійснюється із застосуванням інгібіторів корозії Інко-2НХІ, КРС, ТАЛІ 25-13-3Т, Рена-Нафтохім-8, в останні роки: Brenntag TN-08523, SE-231-К (БХР), Інко-С та СВК марки А4, де останні зумовили існуючий корозійний стан свердловин родовища.

Для оцінки ефективності цих інгібіторів в лабораторних умовах порівняно з ефективністю інших інгібіторів досліджено (табл. 4) зміни швидкості корозії і захисний ефект в двофазному модельному середовищі двофазному.

Таблиця 4

**Швидкість корозії сталі НКТ групи міцності Р 110 при температурі 80 °С у модельному середовищі та захисний ефект деяких інгібіторів корозії в різних концентраціях**

Концентрація інгібітора корозії, мг/л	Швидкість корозії, V мм/рік, та захисний ефект інгібітора, Z, %									
	Brenntag TN-08523		Інко-С		Рена-Нафтохім-8		SE-231-К (БХР)		СВК марка А-4	
	V	Z	V	Z	V	Z	V	Z	V	Z
0	76,4	–	76,4	–	76,4	–	76,4	–	76,4	–
20	2,02	97,4	4,4	94,3	–	–	19,5	74,5	58,9	22,9
50	1,14	98,5	2,8	96,3	–	–	19,9	73,9	47,3	38,1
100	0,84	98,9	1,5	98,0	9,9	87,0	19,6	74,3	32,2	57,9

Результати досліджень (табл. 4) свідчать про те, що середня швидкість загальної корозії в лабораторних умовах в модельному середовищі за відсутності інгібітора

корозії складає 76,4 мм/рік. При додаванні інгібіторів корозії швидкість корозії знижується до 0,84 мм/рік в присутності інгібітора корозії Brenntag TN-08523, до 1,5 мм/рік – Інко С, до 9,9 мм/рік – Рена-Нафтохім-8, до 19,6 мм/рік – SE-231-К (БХР), до 32,2 мм/рік – СВК марка А-4 при концентрації інгібіторів корозії 100 мг/л. Найбільшу 98 % - 98,9 % (табл. 3) ефективність захисту від корозії проявляють інгібітор Інко С та інгібітор Brenntag TN-08523. Виходячи з величин захисного ефекту ефективність досліджених інгібіторів змінюється в ряду Brenntag TN-08523 > Інко С > Рена-Нафтохім-8 > SE-231-К (БХР) > СВК марка А-4.

На даний час використовуються інгібітори корозії SE-231-К (БХР) та СВК марка А-4. Тому для підтвердження використання у промислових умовах рідкого інгібітора корозії СВК марка А-4 та твердого інгібітора корозії SE-231-К (БХР) досліджено їх ефективність в лабораторних умовах у двофазному середовищі КПВ та ГК Яблунівського родовища, взятих у відповідності до газоконденсатного та газоводяного факторів свердловин (табл. 5).

Таблиця 5

**Захисний ефект (Z) інгібіторів корозії у корозійному середовищі свердловин Яблунівського НГКР при температурі 80 °С**

Корозійне середовище	Інгібітор корозії	C <sub>ік</sub> , мг/л	Швидкість корозії V, мм/рік	Захисний ефект Z, %
25 % КПВ св. 357 + 75 % ГК	СВК марка А-4	0	2,7	–
		10	0,33	87,5
		20	0,22	91,8
		50	0,1	96,4
		100	0,1	96,1
25 % КПВ св. 419 + 75 % ГК	SE-231-К (БХР)	0	0,14	–
		10	0,08	40,5
		20	0,07	41,4
		50	0,06	55,9
		100	0,05	56,8

Результати лабораторних досліджень (табл. 5) свідчать про те, що швидкість загальної корозії за відсутності інгібіторів корозії складає для середовищ св. 357 та св. 419 – 2,7 мм/рік, 0,14 мм/рік відповідно. Величина швидкості корозії св. 357 перевищує межу 0,25 мм/рік це вказує на те, що вона згідно з [3] відноситься до середовищ з важким ступенем корозійної небезпеки, швидкість корозії св. 419 відноситься згідно з [3] до середовищ з високим ступенем корозійної небезпеки.



Збільшення концентрації інгібіторів корозії SE-231-K (БХР) та СВК марка А-4 в корозійному середовищі поступово зменшує швидкість корозії. Крім того, цими дослідженнями встановлено, що захисний ефект у присутності інгібітора СВК марка А-4 в концентраціях 50–100 мг/л досягає 96 % при величині швидкості корозії 0,1 мм/рік. Це повністю відповідає вимогам [3] до інгібіторів корозії, згідно з якими швидкість корозії не має перевищувати 0,12 мм/рік. В цих самих умовах інгібітор SE-231-K (БХР) проявляє 40,5–56,8 % захисний ефект при швидкості корозії 0,08–0,05 мм/рік, що також відповідає вимогам згідно з [3].

Порівнюючи вплив інгібіторів на корозійний захист, можна говорити про те, що інгібітори корозії СВК марка А-4 і SE-231-K (БХР) проявляють досить високі захисні властивості.

#### Висновки:

1. За парціальним тиском двоокису вуглецю оцінено умови експлуатації свердловин і встановлено, що на всіх досліджених свердловинах родовища на вибої він перевищує корозійно небезпечну величину 0,2 МПа.

2. Здійснено аналіз змін концентрацій двоокису вуглецю і встановлено тенденції цих змін, а також оцінено зміни парціального тиску по деяких свердловинах родовища.

3. Аналізом вмісту іонів заліза в КПВ підтверджено протікання корозійних процесів у свердловинах з інтенсивністю, яка потребує проведення протикорозійних заходів, зокрема, інгібіторного захисту.

4. Експериментальними дослідженнями встановлено, що інгібітори корозії в концентрації 100 мг/л Brenntag TN-08523 і Інко-С знижують швидкість корозії у модельному середовищі до 0,84 мм/рік і 1,5 мм/рік з захисним ефектом 98,9 % і 98%, відповідно, а інгібітори SE-231-K (БХР) та СВК марки А4 до 19,6 мм/рік і 32, 2 мм/рік, відповідно з захисним ефектом 74,3 % і 57,9 %. Також експериментально показано, що інгібітори корозії СВК марка А-4 і SE-231-K (БХР) знижують швидкість корозії у реальному середовищі конденсаційно-пластова вода-газовий конденсат до 0,1 мм/рік та 0,05 мм/рік із захисним ефектом 96,1% і 56,8 %, відповідно, і можуть бути використані у свердловинах за відсутності двоокису вуглецю і органічних кислот.

#### Список літератури

1. ДСТУ ISO 6974-3:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 3. Визначення водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів до С8 із використанням двох насадкових колонок, 2007. – 38 с.

2. СОУ 09.1-30019775-004:2013 Методика визначення привнесених компонентів та вимоги до їх вмісту при поверненні супутньо-пластових вод в надра, 2013. – 46 с.

3. NACE SP0775-2013 Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operation. – Houston: NACE International, 2013. – 16 p.

4. Аналіз фактичного стану захисту свердловинного обладнання від корозії, корозійні дослідження на вибраних свердловинах та наукове коригування технологічних регламентів інгібування корозії свердловинного обладнання родовищ ГПУ “ПГВ” [Текст] : звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІгаз; кер. К.М. Діхтенко, Д.О. Дегтярьов. – № 40.080/2019-2019. – Харків, 2019. – 320 с.

5. Макарова Л.Л. Изучение защитного действия ингибиторов коррозии ПИК в различных средах для целей нефтедобывающей промышленности [Текст] / Л.Л. Макарова, О.О. Вахрушева, Д.Н. Борисов // Вестник Удмуртского университета. – 2008. – В. 2. – С. 19-26.

6. Bilkova K. Kinetic and mechanistic study of CO2 corrosion inhibition by cetyl trimethyl ammonium bromide [Text] / K. Bilkova, E. Gulbrandsen // Electrochim. acta. – 2008. – 53. – №16. – P. 5423-5433.

7. Haiyan D. Study on the impact of derivative stearamide on dioxide corrosion steel X65 [Text] / D. Haiyan, L. Minxu, W. Yinshin // Jinshu xuenbao. – 2006. – 42. – №5. – P. 533-536.

8. Reznik V.S. Mercaptopyrimidines as inhibitors of carbon dioxide corrosion of iron [Text] / V.S. Reznik, V.D. Akamsin, Yu.P. Khodyrev, Yu.Ya. Efremov // Corros. Sci. – 2008. – 50. – № 2. – P. 392-403.

9. Мельник А.П. Щодо методології оцінки тенденцій інгібіторного захисту свердловин від корозії при розробці газоконденсатних родовищ [Текст] / А.П. Мельник // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XL. – Х.: УкрНДІгаз, 2012. – С. 129-135.

10. Мельник А.П. Щодо корозійного стану свердловин ГПУ «Шебелинка-газвидобування» / А.П. Мельник, М.І. Мислюк, Є.М. Мокрій, О.В. Корсун, Д.М. Козуч // Нафтогазова галузь України. – 2016. – № 4. – С. 34–40.

Надійшла до редакції 22.02.21

УДК 622.279.7

Є.В. Троцька<sup>1</sup>, В.Л. Отрішко<sup>1</sup>, М.С. Ліпнягов<sup>1</sup>, А.Є. Сказко<sup>1</sup>, С.Т. Мирошніченко<sup>2</sup>  
(УкрНДІгаз<sup>1</sup>, ГПУ «Полтавагазвидобування»<sup>2</sup>)

### ПОПЕРЕДЖЕННЯ СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ У СВЕРДЛОВИНАХ ЗА ДОПОМОГОЮ СУХИХ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ

*Стаття знайомить із причинами солевідкладень та способами їх попередження та ліквідації. Авторами запропоновано спосіб попередження солевідкладень у свердловині за допомогою сухих хімічних реагентів. Наведено досвід використання способу на свердловині Чутівського ГКР, де суттєво зменшився щодобовий видобуток газу внаслідок солевідкладень в НКТ.*

*Стаття знаєкомит с причинами солеотложений, способами их предупреждения и ликвидации. Авторами предложен способ предупреждения солеотложений в скважине с помощью сухих химических реагентов. Приведен опыт использования способа на скважине Чутовского ГКМ, на которой существенно уменьшилась ежедневная добыча газа в результате солеотложения в НКТ.*

*The article introduces the causes of salt deposits and ways to prevent and eliminate them. The authors proposed a method of preventing salt deposits in the well with the help of dry chemical reagents. The article introduces the experience of using the method at the well of the Chutovsky GCF, which has a reduction in daily gas production as a result of salt deposits in the tubing.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** Одним із серйозних ускладнень, яке зустрічається під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, є солевідкладення у привибійній зоні пласта, на обладнанні свердловин, промислових комунікаціях та установках комплексного підготовляння пластової продукції.

Солевідкладення викликають різке зниження продуктивності свердловин, закупорювання та розрив промислових комунікацій, передчасний вихід з експлуатації газліфтних клапанів, теплообмінників, насосів та іншого газопромислового обладнання і вимагають трудомістких ремонтних робіт з ліквідації відкладів солей, що зрештою призводить до зменшення обсягів видобутку газу і конденсату [1].

Найбільше застосування в промисловій практиці для попередження відкладання з води солей отримали інгібітори солевідкладень - хімічні реагенти, додаванні яких в пластову воду різко сповільнює процес утворення осадів і зменшує кількість утворених сольових відкладів. Інгібітори солевідкладень подають у газо-рідинний потік у вигляді розведених чи концентрованих розчинів, дисперсної системи (емульсії, суспензії чи аерозолів), суміші вихідних компонентів інгібітора, а також у твердому вигляді (гранули, таблетки тощо). Інгібітори солевідкладень вводять у газорідинну систему безперервно, періодично чи вводять в систему всю масу інгібітора з наступним обробленням газорідинного потоку малими дозами. У тих випадках, коли подавання розчинів інгібіторів солевідкладень у свердловину ускладнене (кліматичні умови, складність дозування, неможливість під'їзду насосних агрегатів та ін.) використовують тверді інгібітори.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** У світовій практиці використовують багато різних способів усунення солевідкладення. За технологією застосування їх можна розподілити на дві групи. До першої слід віднести способи запобігання солевідкладення до початку їх утворення, а до другої - безпосередньо при їх відкладенні.

В Україні проблемі боротьби з солевідкладеннями присвячено чимало досліджень, зокрема Р.М. Кондратом, О.Р. Кондратом, М.О. Псюком, М.П. Сміхом, Ю.О. Зарубіним, М.В. Гундою та іншими. Так, результати лабораторних досліджень з вивчення впливу різних хімічних реагентів (деемульгаторів, поверхнево-активних речовин (ПАР) та інгібіторів корозії) на ефективність застосування інгібіторів відкладення солей розкрито Р.М. Кондратом у роботі [2]. Проведені дослідження щодо застосування різної концентрації інгібітора солевідкладення. У [3] науковці П.М. Сміх, Ю.О. Зарубін та М.В. Гунда розглянули методику, використовуючи яку можна прогнозувати утворення сольових відкладів у газових свердловинах, інтервали найбільш ймовірного відкладення та період утворення.

Багато з наведених способів для боротьби з солевідкладенням є високовартісними, застосування їх призводить до простою свердловин і відповідно до зменшення видобутку, тому доцільно використовувати профілактичні заходи, які є менш витратними та простими у використанні. Так, автори [4] О.О. Яценко, М.В. Зеленський та інші запропонували спосіб обробки свердловини шляхом подачі хімічних компонентів на вибій. Тверді хімічні реагенти доставляють на вибій в універсальній оболонці у вигляді пустотілого тубуса з пробкою. Після доставки заповнених тубусів в привибійну зону проводять технологічну витримку і запускають свердловину в роботу.

На даний час особливої потреби набуває розробка механізмів одночасної боротьби з солевідкладеннями і збільшення фільтраційно-ємнісних показників порід-колекторів. Тому на свердловинах АТ "Укргазвидобування" надають перевагу застосуванню комплексної хімічної обробки експлуатаційних свердловин недефіцитними компонентами з метою стабілізації їх роботи та збільшення видобувних можливостей. Автори [5] О.О. Яценко, М.В. Зеленський та Ю.І. Мазепа запропонували технологію комплексної обробки інгібітором солевідкладень та слабокислотним розчином, що складається з трьох етапів. Перший етап: закачування порцій водного розчину ПАР в трубний та затрубний простір (для промивки глибинного обладнання та виносу рідини на поверхню). Другий етап: закачування розчину інгібітора солевідкладень, ПАР та води технічної (для руйнування осадів сульфатів неорганічних солей, АСПВ, закоксованих вуглеводнів). Третій етап: закачування в трубний простір водного розчину ПАР, а також порційно з технологічною витримкою між порціями в трубний простір кислотного розчину (для покращення фільтраційно-ємнісних характеристик). Заключним етапом обробки є нагнітання в привибійну зону пласта (ПЗП) при працюючій свердловині водного розчину для стабілізації роботи свердловини.

**Формулювання завдань досліджень.** Отже, важливим напрямком стабілізації та збільшення видобувних показників свердловин є попередження випадіння сольових відкладів на підземному обладнанні свердловин. Розробка способу для попередження солевідкладень в газоконденсатних свердловинах є вельми актуальним завданням, особливо коли мають місце інші ускладнення – аномально низький пластовий тиск (АНПТ), можливе поглинання значних об'ємів робочих та технологічних рідин у ПЗП. Також це важливо для свердловин, в яких розташоване пакерне обладнання.

**Мета роботи** полягає в підвищенні ефективності видобутку вуглеводнів шляхом створення ефективного способу обробки експлуатаційних свердловин сухими хімічними реагентами, в результаті використання якого була б вирішена задача одночасної ліквідації утворених сольових відкладень з подальшим попередженням процесу їх утворення.

**Методи досліджень і характеристика використаних реагентів.** В дослідно-хімічній лабораторії Полтавського НДВ були проведені дослідження з визначення руйнівних властивостей хімічних реагентів на моделях осадів. Для дослідження були взяті реагент ОВ-1 та розчинник сольових відкладів SE-290-CRSVT03.

Руйнівний вплив визначався методом розчинення сульфатного зразка в досліджуваному розчині об'ємом 50 мл. З технічного гіпсу було виготовлено однакові за розміром прямокутні зразки об'ємом близько 9000 мм<sup>3</sup>, з максимально рівною поверхнею. Після виготовлення кубич-

ки витримували в сушильній шафі протягом 2 годин при температурі 120 °С і відшліфовували для досягнення рівномірності поверхні сторін. На аналітичних вагах було зважено прямокутні зразки з точністю до 0,0001 г з метою визначення їх ваги до реакції з хімічними компонентами.







В скляні стакани були налиті зразки розчинів в об'ємі 50 мл в різних концентраціях (5%, 10%, 15%), після чого поміщали в них сульфатні прямокутні зразки з подальшим витриманням 30 хв. на водяній бані (Т=80-85 °С). З плином необхідного часу кубики було вилучено з розчину, промито крізь фільтр технічною водою та поміщено в сушильну шафу при температурі 120 °С для досягнення постійної ваги. Висушені кубики було зважено та зафіксовано ефективність реакції у відсотковому співвідношенні через втрату ваги (див. таблицю).

За результатами проведених лабораторних досліджень на прямокутних зразках, виготовлених з технічного гіпсу, розчинник сольових відкладів SE-290-CRSVT03 та реагент OB-1 показали добрий результат щодо розчинення сульфатного осаду.

Для визначення ефективності дії хімічних реагентів були проведені дослідження властивостей зразків реагентів в якості інгібіторів солевідкладень. Для проведення досліджень були вибрані наступні реагенти: інгібітор сольових відкладів SE-290-ISVT07 (стрижень); інгібітор солевідкладень OB-1 (сухий порошок); препарат ВД марки Т1 (рідкий); оксиетилидендифосфорова кислота-1 (C<sub>2</sub>H<sub>8</sub>O<sub>7</sub>P<sub>2</sub> – сухий порошок).

Визначення ефективності реагентів щодо інгібування випадіння галіту проводили за методикою статичного тесту. Сутність методики полягає в наступному: 38 г хлористого натрію розчиняють в 100 мл води при 80 °С, охолоджують до кімнатної температури.

#### Дослідження руйнування моделей осадів сухими хімічними реагентами

Концентрація, %	Ефективність руйнування, %	Реагент OB-1	Ефективність руйнування, %	Реагент SE-290-CRSVT03
5	6,2		8,6	
10	11,8		13,1	
15	15,1		16,7	

При охолодженні насичений розчин стає пересиченим, і галіт випадає в осад. Галіт, що випав в осад, фільтрують, висушують і зважують ( $m_0$ ). Потім в насичений розчин NaCl при  $80^\circ\text{C}$  додають реагент в дозуваннях 50, 100, 200, 500, 1000, 2000 мг / л і також охолоджують до кімнатної температури. Отриманий осад зважують ( $m_1$ ) і визначають ефективність  $Z$  за формулою:

$$Z = \frac{m_0 - m_1}{m_0} \cdot 100\%$$

де:  $m_0$  – маса осаду, що утворився без додавання реагенту, г;  
 $m_1$  – маса осаду, що утворився з додаванням реагенту, г.

За методикою статичного тестування була аналогічно досліджена здатність реагентів пригнічувати утворення кальциту та гіпсу. Результати визначення ефективності реагентів щодо інгібування галіту, кальциту та гіпсу наведені у вигляді графіку на рис. 1–3.

За результатами проведених лабораторних досліджень всі інгібітори солевідкладень показали свою ефективність інгібування, кращу ефективність мав інгібітор SE-290-ISVT07.

Отже, лабораторні дослідження довели доцільність використання сухих хімічних реагентів для руйнування та попередження солевідкладень у свердловинах. Для цього сухі хімічні реагенти можуть заправляти в пустотілі циліндричні тубуси (наприклад, OB-1), а можуть бути у вигляді готових цілісних твердих стержнів (наприклад, SE-290).

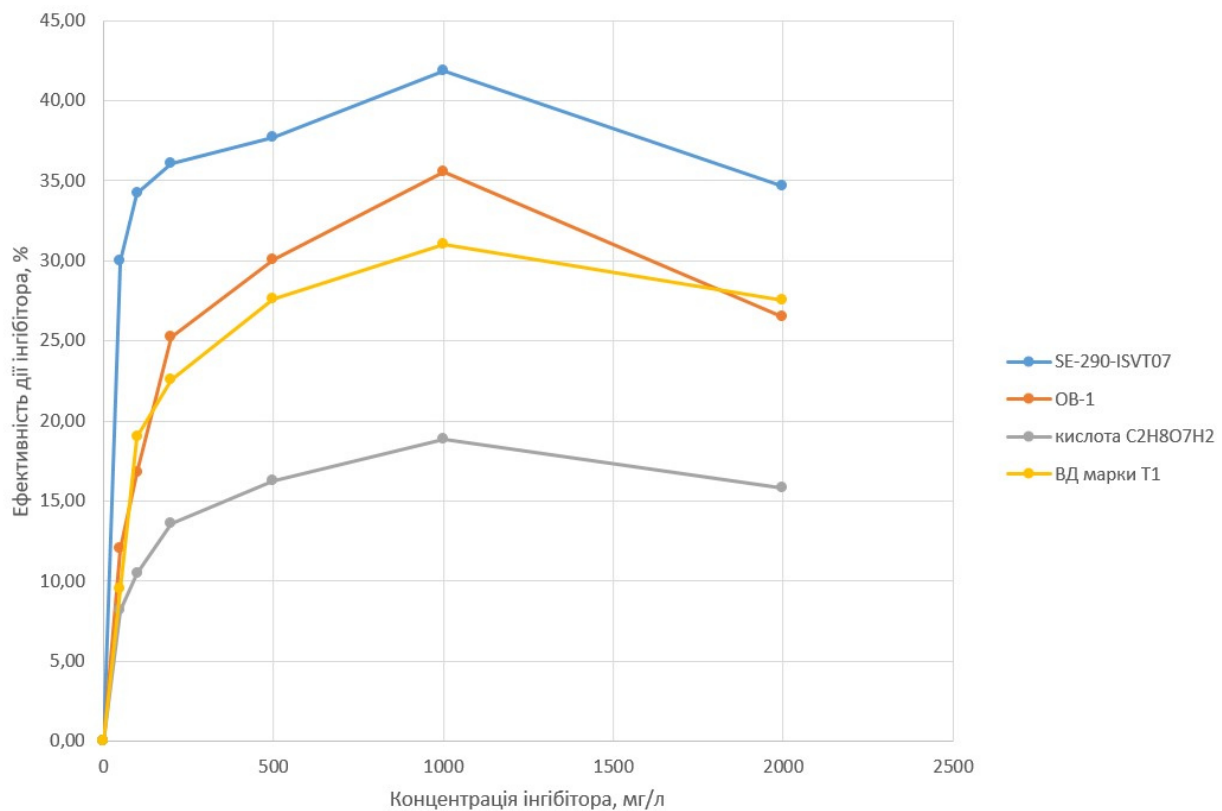


Рис. 1. Графік ефективності інгібування галіту (NaCl) інгібіторами солевідкладень

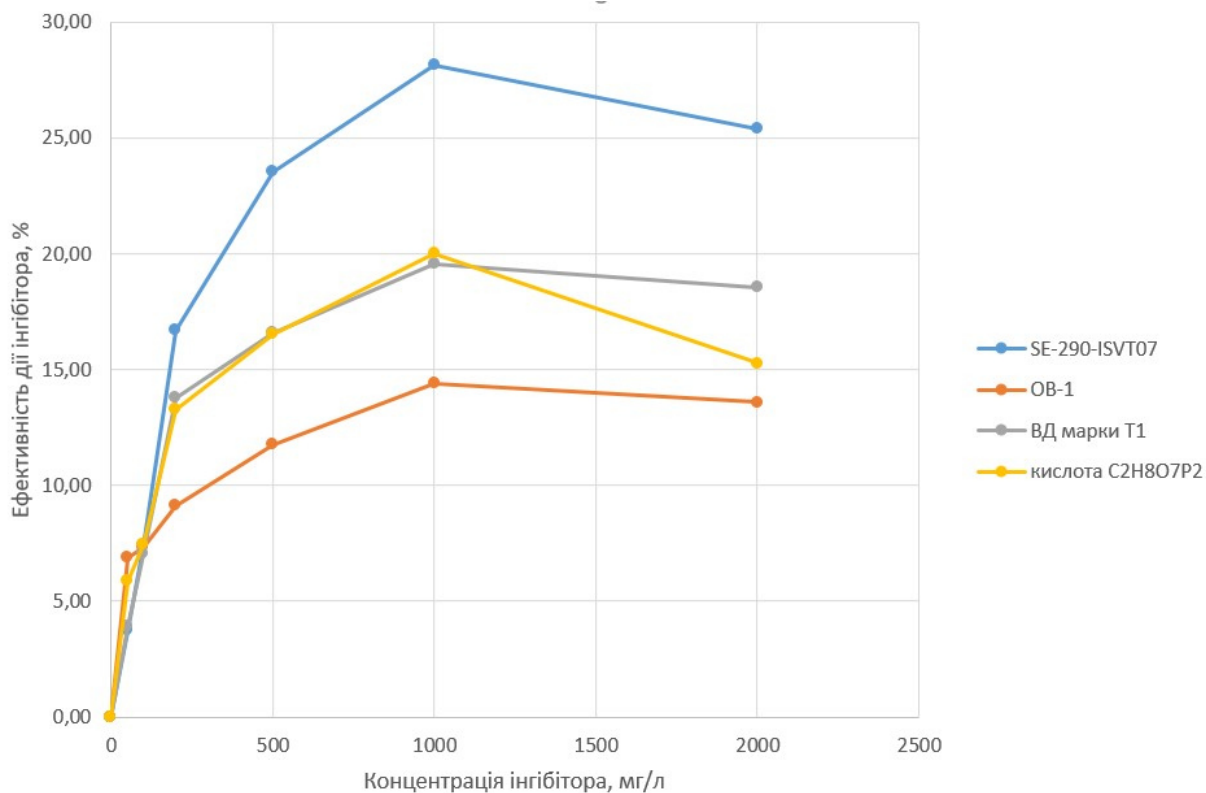


Рис. 2. Графік ефективності інгибування гіпсу ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ) інгібіторами солевідкладень

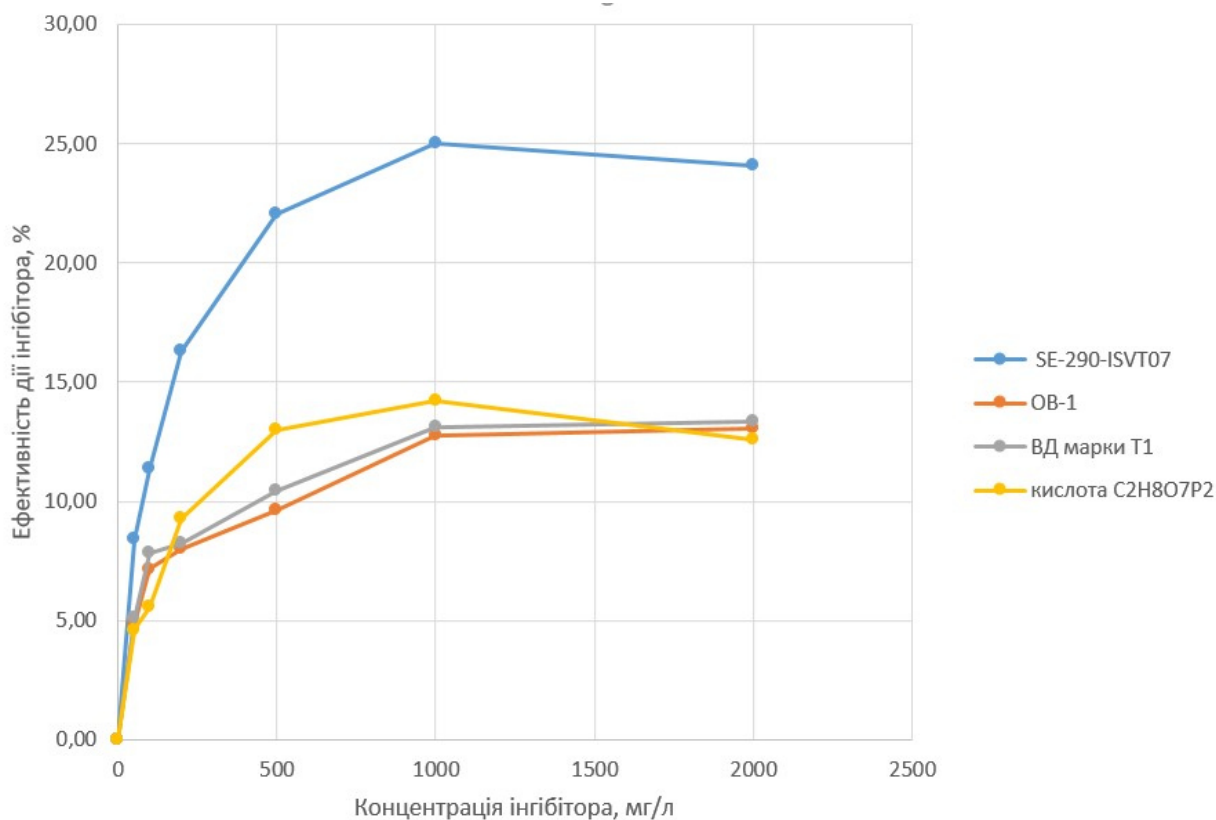


Рис. 3. Графік ефективності інгибування кальциту ( $CaCO_3$ ) інгібіторами солевідкладень

**Виклад основного матеріалу.** Технологію пропонується здійснювати почерговим виконанням трьох основних етапів. В трубний простір свердловини послідовно подають сухі хімічні реагенти для руйнування солевідкладень, реагенти для попередження утворення солевідкладень, витримують їх та видаляють на поверхню залишкові продукти реакції.

Перед здійсненням основних етапів технології проводяться підготовчі операції: зупинка свердловини, стравлювання тиску в зоні вище надкорінної засувки, монтування додаткового обладнання (лубрикатора) з його подальшим опресуванням. В залежності від характеру утворення сольових відкладень, кількості пластової води та її хімічного складу підбирають сухі хімічні реагенти.

При використанні сипучого реагенту потрібно провести заповнення ним пустотілих тубусів в кількості, попередньо розрахованій індивідуально для кожної свердловини, або розрахувати кількість цілісних твердих стержнів.

Перший етап включає подачу хімічних реагентів у вигляді, наприклад, твердих стержнів з розчинником сольових відкладів SE-290-CRSVT03, в трубний простір свердловини. Розчинник сольових відкладень потрапляє через запірну арматуру та насосно-компресорні труби в зону обробки, де здійснюється вивільнення хімічних реагентів в результаті розчинення оболонки тубуса або розчинення цілісного твердого стержня. Після цього проводиться технологічна витримка 1 годину для досягнення руйнації осаду, видалення залишкових продуктів реакції та очищення ПЗП.

Другий етап включає подачу твердих стержнів з інгібітором солевідкладень (наприклад, SE-290-ISVT07, OB-1 тощо), які аналогічно подають через запірну арматуру та насосно-компресорні труби в зону обробки з вивільненням хімічних реагентів. Для свердловин з низькими видобувними параметрами разом з інгібітором солевідкладень додатково застосовують тверді ПАР. Після цього проводиться технологічна витримка не менше 1 години з метою інгібування та попередження випадіння осаду (галіту, кальциту, гіпсу тощо). Потім свердловину продувають на факельний амбар та пускають в роботу на установку комплексної підготовки газу (УКПГ). По закінченні проведення комплексу обробок додаткове обладнання (лубрикатор) демонтується.

Для забезпечення повноцінного технологічного ефекту проводиться третій етап – періодичне повторення обробок інгібітором солевідкладень через 2-3 доби для попередження подальшого утворення сольових відкладів у ПЗП та на стінках підземного обладнання.

Застосування запропонованого способу дозволяє досягти максимальної прохідності в підземному обладнанні, ліквідації сольових нашарувань у ПЗП та подальшого попередження їх утворення, що дозволяє відновити режимні параметри експлуатації та покращити видобувні показники свердловини. Значною перевагою запропонованого способу є можливість здійснювати обробку свердловин, що містять в облаштуванні пакерне обладнання, що технологічно спрощує обробку свердловини та попереджає поглинання значних об'ємів робочих, технологічних рідин у ПЗП, тим самим запобігає зниженню її проникності в умовах аномально-низького пластового тиску. Застосування сухих хімічних реагентів для попередження солевідкладень проводиться без рухомих або стаціонарних насосних агрегатів, що дозволяє здешевити процес обробки свердловин.

**Приклад використання способу.** Для полегшення виносу рідини та запобігання утворення солевідкладень у підземному обладнанні в свердловині Чутівського ГКР було прийнято рішення про проведення робіт з руйнування сольових відкладів та запобігання їх подальшого утворення в процесі експлуатації. Свердловина суттєво зменшила щодобовий видобуток газу з 50 тис. м<sup>3</sup>/добу до 39 тис. м<sup>3</sup>/добу та має АНПТ. Було вирішено використовувати сухий розчинник та інгібітор солевідкладень.

Попередньо виготовили пустотілі тубуси, наповнили їх реагентами, додатково підготували 2 одиниці твердого ПАР (у вигляді цілісного стержня). Після виконали підготовчі операції: зупинили свердловину, стравили тиск в зоні вище надкорінної засувки, змонтували додаткове обладнання (лубрикатор) з його подальшим опресуванням. Заповнені тубуси з розчинником солевідкладень помістили всередину лубрикатора. Після почергового відкриття та закриття відповідних кранів лубрикатора тубуси з сухим розчинником солевідкладень були доставлені в привибійну зону. Далі проведена технологічна витримка протягом 1 години. Потім всередину



лубрикатора помістили тубуси з інгібітором солевідкладень та стержні твердого ПАР, відкриттям відповідних засувок доставили їх у привибійну зону. Провели технологічну витримку протягом 1 години. Продули свердловину на факельний амбар та пустили в роботу на УКПГ. По закінченні проведення комплексу обробок демонтували лубрикатор. Через кожні 2 доби впродовж поточного місяця повторювали комплекс робіт з обробки свердловини інгібітором солевідкладень та твердим ПАР, та контролювали щодобово поточні параметри свердловини.

Після комплексу обробок дебіт свердловини стабілізувався на показнику 39 тис. м<sup>3</sup>/добу, який підтримувався впродовж п'яти місяців. Отже, застосування запропонованого способу попередження солевідкладень за допомогою сухих хімічних реагентів дозволило стабілізувати видобувні показники свердловини. Авторами подано заявку на корисну модель «Спосіб попередження солевідкладень у свердловині за допомогою сухих хімічних реагентів». Розроблений спосіб попередження солевідкладень у свердловині за допомогою сухих хімічних реагентів рекомендується використовувати в подальшому на свердловинах АТ «Укргазвидобування».

#### Висновки:

1. Здійснено короткий аналіз основних вітчизняних розробок з попередження відкладень осадів солей у свердловинному обладнанні.

2. Запропоновано технологію попередження солевідкладень у свердловині за допомогою використання сухих хімічних речовин, яка включає три етапи: на першому етапі забезпечують руйнування сольових нашарувань, видаляють та очищують привибійну зону пласта, на другому етапі запобігають утворенню солевідкладень в привибійній зоні пласта та на стінках підземного обладнання, а на третьому етапі здійснюють профілактичні обробки для попередження утворення сольових відкладень при подальшій експлуатації свердловин.

3. Проведено випробування технології впродовж місяця на свердловині Чутівського ГКР, що дозволило стабілізувати видобуток природного газу на 39 тис.м<sup>3</sup>/добу, який підтримувався впродовж п'яти місяців.

#### Список літератури

1. Кондрат Р.М. Аналіз причин солевідкладень і методів боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин [Текст] / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(27). – С. 39-42.

2. Кондрат Р.М. Дослідження взаємного впливу інгібіторів корозії та інгібіторів відкладення солей на їх захисні властивості [Текст] / Р.М. Кондрат, М.О. Псюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 3 (48). – С. 94-101.

3. Сміх П.М. Моделювання та прогнозування фазових переходів у неорганічних системах у стовбурі газових свердловин / П.М. Сміх, Ю.О. Зарубін, М.В. Гунда // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – Вип. 3 (24). – С. 62-67.

4. Пат. 115647 UA(Україна) МПК<sup>7</sup> E21B 43/27, E21B 37/06, C09K 8/52 Спосіб обробки свердловини методом подачі хімічних компонентів на вибій [Текст] / Зеленський В.Ю., Зеленський М.В., Яценко О.О., Кривуля С.В.: заявник і власник патенту УкрНДІгаз – № u 201610693; заявл. 24.10.2016; опубл. 25.04.2017, Бюл.№ 8.

5. Яценко О.О. Поєднання інгібітора солевідкладень з кислотними композиціями як оптимальне рішення для підвищення видобутку вуглеводнів на свердловинах ГПУ "Полтавагазвидобування" [Текст] / О.О. Яценко, М.В. Зеленський, Ю.І. Мазена // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIII. – Х.: УкрНДІгаз, 2015. – С. 95-98.

Надійшла до редакції 02.03.21

УДК 622.279.5

А.В. Дьомін, О.М. Шендрик, В.І. Коцаба, А.В. Гнітко  
(УкрНДІгаз)

## ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ АКТИВАЦІЇ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ НА ВИБОЯХ СВЕРДЛОВИН З АНОМАЛЬНО-НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ

*Наводяться технології активації хімічних реагентів з розчинами поверхнево-активних речовин на свердловинах з аномально-низькими пластовими тисками для підвищення ефективності робіт з очищення вибоїв свердловин від рідини.*

*Приводятся технологии активации химических реагентов с растворами поверхностно-активных веществ на скважинах с аномально-низкими пластовыми давлениями для повышения эффективности работ по очистке забоев скважин от жидкости.*

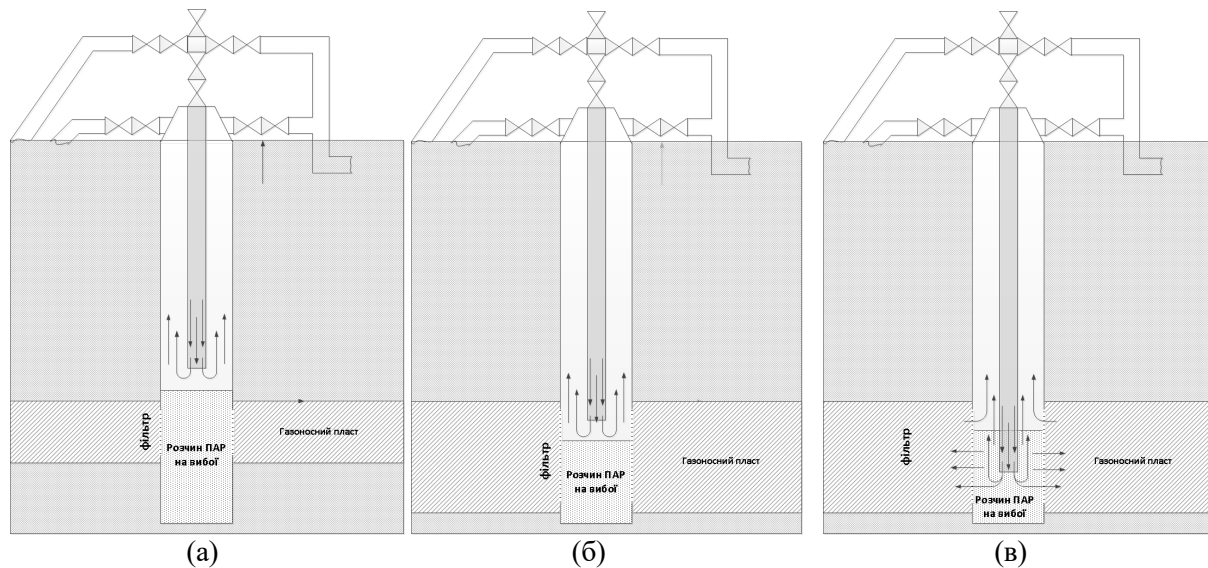
*Technologies of activation of chemical reagents with solutions of surfactants on wells with abnormally low formation pressures are given to increase the efficiency of work on cleaning wells from liquid.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** Процеси конденсації супутньо-пластових вод (СПВ), профілактика солеутворення в насосно-компресорних трубах (НКТ), недоосвоєння під час промивок та після робіт з інтенсифікації призводять до накопичення рідини у свердловинах виснажених родовищ. Низькі пластові тиски та швидкості руху газу в свердловинах поступово призводять до їх обводнення і зупинки. Використання рідких хімічних реагентів в таких умовах ускладнюється поглинанням, при цьому ефективність використання поверхнево-активних речовин (ПАР) в умовах аномально-низьких пластових тисків (АНПТ) знижена, оскільки для спінення розчину ПАР та СПВ необхідно направити потік газу через розчин, а під час подачі газу на вибій відбувається витіснення розчину з шляху газу чи взагалі поглинання розчину пластом. Тому виникла потреба у вдосконаленні підходів до застосування ПАР.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Більшість свердловин виснажених родовищ експлуатуються в умовах аномально низьких пластових тисків та зростання мінералізації СПВ, що накопичуються на вибоях свердловин. З падінням депресій та газонасиченості пласта знижуються дебіти свердловин, при відносно незмінних конструкціях свердловин від початку їх експлуатації (за звичай від початку розробки родовища) умови відбирання газу кардинально змінюються – порушується гідростатичний баланс на вибої свердловин. Поточний рівень рідини блокує дебіти свердловин за рахунок зростання мінералізації, густини та гідравлічного стовбура. При цьому на вибоях свердловин утворюються застійні зони, які чинять опір руху газу. За таких умов можуть блокуватись цілі пласти, що розкриті свердловиною. Транзит газу (метану, азоту, стисненого повітря) повз контакт «розчин ПАР-газ» суттєво знижує ефективність очищення вибоїв свердловин від рідини. Частіше таке відбувається в свердловинах з високою проникністю пласта та значними інтервалами перфорації, бо процеси фільтрації та поглинання під час освоєння свердловини не дають змоги вилучати вибійну воду.

На рис. (а), (б), (в) наведені приклади зниження ефективності робіт щодо освоєння свердловин з АНПТ з використанням ПАР.

Порушення гідравлічної рівноваги під час робіт з освоєння, за рахунок нагнітання у свердловину додаткового газу для виносу рідини і тимчасового формування на вибої тиску більшого за пластовий, може призводити до транзиту газу (стисненого повітря/азоту) повз розчин ПАР, або до поглинання рідни пластом.



- а – у випадках коли НКТ спущена не до зони перфорації;  
 б – у випадках коли НКТ заходить у зону перфорації частково;  
 в – у випадках коли привибійна рідина разом з розчином ПАР частково поглинається пластом з аномально низьким тиском

Рис. Варіанти неефективного використання розчинів ПАР

**Формулювання завдань досліджень та мети статті.** Аналіз результатів використання існуючих ПАР показав необхідність створення нових підходів та технологій, які підвищували б ефективність очищення вибоїв свердловин від рідин під час експлуатації свердловин в умовах АНПТ.

**Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність.** Для вилучення рідини з вибоїв свердловин, що працюють в умовах АНПТ, пропонується застосовувати технології самоспінюючих ПАР. До переваг таких реагентів можна віднести те, що під час контакту з водою відбувається хімічна реакція та виділяється значна кількість «донорського» газу. Це дозволяє формувати піну з води, ПАР та «донорського» газу навіть без участі нагнітальних газів. В порівнянні із звичайними нові ПАР можуть спінювати рідину у застійних НКТ та колон, через які не проходить газ під час освоєння. При цьому значно зменшуються процеси поглинання, оскільки піна вже сформована (до подавання або без подавання газу освоєння), а решта рідини насичена газовими бульбашками, які тимчасово стабілізовані за допомогою ПАР.

Можливі наступні варіанти застосування наведених технологій:

- освоєння чи доосвоєння свердловин з АНПТ (в тому числі після капітального ремонту, ГРП, кислотної обробки, перестрілу чи інших видів інтенсифікації);
- профілактики обводнення свердловин з АНПТ;
- відновлення продуктивності свердловин з АНПТ через очищення частково блокованих водою інтервалів перфорації;
- в якості компоненту очищення свердловини під час закачування води для профілактики солеутворення;
- інтенсифікації притоку вуглеводнів через нагнітання в пласт (для відтиснення води з фільтраційних каналів, руйнації продуктів кольматації тощо).

Під час освоєння чи доосвоєння свердловин з АНПТ часто виникає фактор надходження води з привибійної зони - коли вода з вибоєм вже вилучена і вибійний тиск дещо знижується. При цьому власні залишки накопиченої у привибійній зоні пласта води чи вода, що була частково поглинута під час освоєння, витісняються з пласта і повторно блокують зону перфорації. Якщо в цей час на вибої буде знаходитись самоспінюючий розчин ПАР, то він буде спінювати цю воду.

По мірі надходження піна буде виноситися на поверхню власним газом свердловини або газом освоєння. Тому можливе додаткове закачування самоспінюючого ПАР для поступового доочищення свердловини.

При профілактиці обводнення свердловин з АНПТ треба періодично вносити на вибій свердловин (в рідкому чи твердому виді) самоспінюючі ПАР і тоді вода у вигляді піни буде виноситися із свердловини власним газом.

При відновленні продуктивності свердловин з АНПТ через очищення частково заблокованих водою інтервалів перфорації слід відстежувати ретроспективну та поточну динаміку дебітів свердловин, визначати причини зниження дебіту. Якщо це відбувається з причин поступового обводнення, то треба розробляти графік (чи програму) закачування самоспінюючих ПАР для очищення інтервалів перфорації, що обводнюються.

У випадках очищення свердловини під час закачування води, яке проводиться для профілактики солеутворення, самоспінюючі ПАР слід використовувати після закачування прісної води з врахуванням технологічної витримки (для руйнації водою сольових нашарувань і наступного доочищення вибою свердловини від води).

При використанні самоспінюючих розчинів для інтенсифікації притоку вуглеводнів через нагнітання в пласт треба враховувати їх здатність до розширення при контакті з водою. Для реалізації таких технологій необхідні додаткові дослідження (розробка розчинів, що активуються високомінералізованою водою, або розчинів для транспортування самоактивуючих реагентів у пласт).

Використання самоактивуючих реагентів можливе у вигляді твердих монокомпонентів або рідких дво- чи багатокомпонентних систем із спеціальними добавками (наприклад, для спінення кислоти чи для антикорозійного захисту НКТ тощо).

#### Можливі способи застосування агентів в рідкому та твердому станах, одно- та багатокомпонентних розчинів (з ПАР та без)

Стан	З додаванням ПАР	Чистий агент-генератор газу
Твердий	Стрижні або гранули самоспінюючого агенту з ПАР	Стрижні або гранули активного агенту з попереднім додаванням звичайних ПАР
Рідкий	Складні розчини самоспінюючого агенту з ПАР, можливість роздільного закачування	Складні розчини самоспінюючого агенту з попереднім додаванням ПАР

Застосування твердих форм самоспінюючих ПАР спрощує транспортування, дозування та використання (без агрегатів). Важливий недолік - обмежена кількість «донорського» газу та поступовість розчинення гранул і неодноразовість їх активації (по мірі надходження кожної з них на вибій). Крім того, у свердловинах з аварійними НКТ збільшується ризик того, що гранула/стрижень не долетить до вибою, а застрягне у деформованій/зім'ятій НКТ, що може зробити роботу неефективною. Всіх цих недоліків позбавлена рідка форма агенту, але для її використання потрібен насосний агрегат.

Впровадження технологій рідких самоспінюючих багатокомпонентних розчинів (з ПАР та без) спрямоване на збільшення ефективності обробок за рахунок генерації великої кількості донорського газу і формування більш рівномірного розчину ПАР, який подають у свердловину до обробки, доброї проникності розчинів під «голову» НКТ.

В УкрНДГазі розроблено технологію застосування багатокомпонентних розчинів ПАР [1] для очищення вибоїв свердловин з АНПТ від рідини. Складові багатокомпонентних розчинів ПАР по черзі закачують (для рідких) чи вносять (для твердих) у трубний та затрубний простори свердловини, де на вибої ці складові вступають в хімічну реакцію з виділенням значної кількості газу. В присутності ПАР такі розчини самоспінюються і спінюють рідину навіть у «застійних» зонах на вибоях свердловин.

Були отримані та випробувані в лабораторних умовах зразки прототипів самоспінюючих ПАР – рідкої двокомпонентної системи і твердої однокомпонентної (самоспінюється при контролі з водою). Проведені лабораторні дослідження та вдало змодельований процес піноутворення при різній мінералізації СПВ. За результатами випробувань відкриваються перспективи для промислових досліджень зразків таких реагентів на виснажених родовищах АТ «Укр-газвидобування». Використання технологій самоспінюючих одно- та багатокомпонентних розчинів особливо актуально на виснажених газоконденсатних родовищах. Нові технології дають поштовх для розробки розчинів з відкладеною дією для вибіркового умов, що в перспективі можуть значно підвищити ефективність використання хімічних реагентів та зменшити вартість свердловиннооперацій.

#### **Висновки:**

1. Наведені технології можуть застосовуватись для освоєння свердловин з АНПТ, які обводнились, для освоєння свердловин після капітального ремонту, для профілактики обводнення свердловин, при профілактиці солеутворення в НКТ, для інтенсифікації шляхом продавлювання таких розчинів у пласт та для інших робіт з рідиною на виснажених родовищах.

2. Основні переваги таких реагентів: більш ефективне спінення рідини, спінення рідини у «застійних зонах», загальне зменшення густини СПВ та її полегшений винос, зменшення поглинання рідини під час освоєння.

#### *Список літератури*

1. Пат. Україна № UA 136818 U от 10.09.2019 р. Піноутворювач для видалення рідини із свердловин / А.П. Мельник, С.В. Кривуля, О.Г. Нестеренко, О.М. Шендрик та ін. Опубл. 10.09.2019. Бюл. № 17.

Надійшла до редакції 02.03.21

## ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

## ТРАНСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА

## NATURAL GAS TRANSPORTATION

УДК 621.67

Ю.А. Олійник, канд. техн. наук, С.О. Саприкін, канд. техн. наук,  
С.М. Стецюк, канд. техн. наук  
(УкрНДГаз)

**МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛІТРОПНОГО ККД  
КОМПРЕСОРА ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

*Розроблено нову математичну модель (ММ) визначення політропного коефіцієнту корисної дії (ККД) компресора, яка дорівнює добутку двох ККД: ККД показників політропи і адиабати газу, ККД кінцевої температури стисненого газу. На основі нової ММ отримано формули для визначення політропного ККД компресору і параметрів стисненого газу для існуючих та модельованих режимів роботи компресора. Розроблено алгоритми визначення політропного ККД компресору для існуючих та модельованих режимів роботи.*

*Разработана новая математическая модель (ММ) определения политропного коэффициента полезного действия (КПД) компрессора, которая равна произведению двух КПД: КПД показателей политропы и адиабаты газа, КПД конечной температуры сжимаемого газа. На основе новой ММ получены формулы для определения политропного КПД компрессора и параметров сжимаемого газа для существующих и моделируемых режимов работы компрессора. Разработаны алгоритмы определения политропного КПД компрессора для существующих и моделируемых режимов работы.*

*A new mathematical model (MM) has been developed for determining the polytropic coefficient of performance (efficiency) of the compressor, which is equal to the product of two efficiencies: the efficiency of the polytropic and gas adiabatic indicators, the efficiency of the final temperature of the compressed gas. Based on the new MM, formulas were obtained for determining the polytropic efficiency of the compressor and the parameters of the compressed gas for existing and simulated compressor operating modes. Algorithms for determining the polytropic compressor efficiency for existing and simulated operating modes have been developed.*

**Постановка проблеми.** Для оцінки ефективності роботи компресора природного газу необхідно визначати величину  $\eta_{\text{пол}}$  – політропний коефіцієнт корисної дії (ККД) компресора. В статті [1] розглянуто чотири способи визначення  $\eta_{\text{пол}}$  при припущенні, що адиабатна температура газу на виході компресору дорівнює політропній температурі. В реальному процесі стиснення газу адиабатна температура газу (на виході компресора) більше політропної, що буде розглянуто в новій математичній моделі (ММ) визначення  $\eta_{\text{пол}}$ .

**Мета роботи.** Розробити нову ММ визначення  $\eta_{\text{пол}}$  та теплотехнічних параметрів існуючих та модельованих режимів роботи компресора.

**Виклад основного матеріалу.** Розглянемо процес стиснення газу в компресорі. Вхідні параметри газу в компресорі позначаємо індексом 1, а вихідні параметри газу позначаємо індексом 2 (рис. 1).

На рис. 1 прийняти позначення:

$i_1$  – питома ентальпія газу на вході компресора, Дж/кг;

- $i_2$  – питома ентальпія газу на виході компресора при політропному стисненні газу (ПСГ), Дж/кг;
- $L_{пол}$  – питома енергія, отримана газом в компресорі при ПСГ, Дж/кг;
- $i_{2a}$  – питома ентальпія газу на виході компресора при адіабатному стисненні газу (АСГ), Дж/кг;
- $L_a$  – питома енергія, отримана газом в компресорі при АСГ, Дж/кг;
- $e_T$  – втрати питомої енергії газу за рахунок потоку тепла від газу в зовнішнє середовище, Дж/кг;
- $L_i$  – питома енергія, отримана газом в компресорі при ідеально-газовому стані газу і АСГ, Дж/кг;
- $i_{1i}, i_{2i}$  – питома ентальпія газу на вході та виході компресора при ідеально-газовому стані газу і АСГ, Дж/кг;
- $e_{1i}, e_{2i}$  – різниця питомої ентальпії газу між ідеально-газовим станом і реальним станом при АСГ, Дж/кг;
- $p_1$  – абсолютний тиск газу на вході компресора, К;
- $p_2, p_{2a}$  – абсолютний тиск газу на виході компресора при ПСГ і АСГ, К;
- $T_1$  – температура газу на вході компресора, К;
- $T_2, T_{2a}$  – температура газу на виході компресора при ПСГ і АСГ, К.

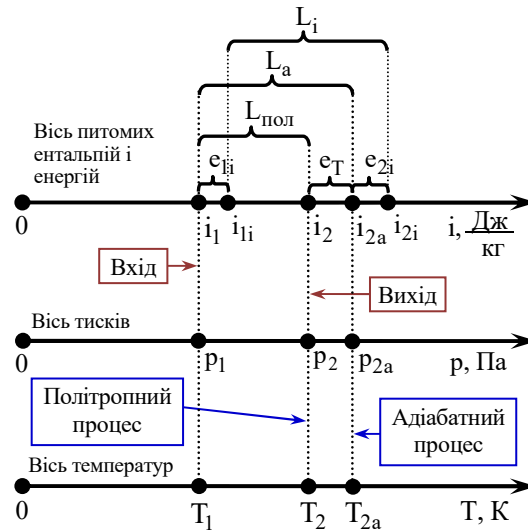


Рис. 1. Питомі енергії, тиски та температури газу на вході та виході компресора

Для питомих ентальпій та енергій газу (рис. 1) напишемо рівняння [1, 2]:

$$\begin{aligned}
 L_{пол} &= i_2 - i_1; \quad L_a = i_{2a} - i_1; \\
 L_a - L_{пол} &= e_T; \quad L_i = i_{2i} - i_{1i}; \\
 i_1 &= i_{1i} - e_{1i}; \quad i_{2a} = i_{2i} - e_{2i}; \\
 L_{пол} &< L_a < L_i < (i_{2i} - i_{1i}).
 \end{aligned}$$

Для  $L_{пол}$  та  $L_a$  напишемо формули [1, 2]:

$$L_{пол} = \frac{n}{n-1} R(Z_2 T_2 - Z_1 T_1); \tag{1}$$

$$L_a = \frac{k}{k-1} R(Z_2 T_{2a} - Z_1 T_1); \tag{2}$$

$$n = \frac{\ln(\varepsilon)}{\ln\left(\varepsilon \frac{Z_1 T_1}{Z_2 T_2}\right)}; \quad k = \frac{\ln(\varepsilon_a)}{\ln\left(\varepsilon_a \frac{Z_1 T_1}{Z_2 T_{2a}}\right)},$$



де:  $R$  – газова стала, Дж/(кг·К);

$n$  – показник політропи;

$k$  – показник адіабати;

$Z_1, Z_2$  – коефіцієнт стиснення газу на вході і виході компресора (ПСГ, АСГ);

$\varepsilon = p_2 / p_1$  – ступінь стиснення газу в компресорі при ПСГ;

$\varepsilon_a = p_{2a} / p_1$  – ступінь стиснення газу в компресорі при АСГ.

В формулах (1), (2) прийнято, що  $Z_2$  однакова для ПСГ та АСГ.

Розглянуті в статті [1] чотири методи засновані на тому, що відомі параметри  $p_1, p_2, T_1, T_2$ .

В формулі (2) необхідно визначити  $k$  і  $T_{2a}$ . Щоб не розраховувати  $T_{2a}$ , методи 2-4 статті [1] визначають  $\bar{k}$  ( $\bar{k} < k$ ) і використовують формулу:

$$L_a = \frac{\bar{k}}{k-1} R(Z_2 T_2 - Z_1 T_1), \quad (3)$$

де  $\bar{k}$  – зменшений показник адіабати для розрахунку  $L_a$ .

При дослідженні модельованого режиму роботи компресора задають значення  $p_1, p_2, T_1$ , а  $T_2$  можна розрахувати [1, 2]:

$$T_2 = \frac{Z_1}{Z_2} T_1 \varepsilon^{\frac{n-1}{n}} \approx T_1 \varepsilon^{\frac{n-1}{n}}. \quad (4)$$

Для визначення  $T_2$  необхідно знайти  $(n-1)/n$ , що можна зробити за допомогою політропного ККД компресора  $\eta_{\text{пол}}$ , для якого напишемо рівняння з урахуванням формул (1, 2) [1, 2]:

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{L_{\text{пол}}}{L_a}; \quad (5)$$

$$\eta_{\text{пол}} = \eta_{\text{пол1}} \eta_{\text{пол2}}; \quad (6)$$

$$\eta_{\text{пол1}} = \frac{n}{n-1} \frac{k-1}{k}; \quad (7)$$

$$\eta_{\text{пол2}} = \frac{Z_2 T_2 - Z_1 T_1}{Z_2 T_{2a} - Z_1 T_1} = \frac{\frac{Z_2 T_2}{Z_1 T_1} - 1}{\frac{Z_2 T_{2a}}{Z_1 T_1} - 1} = \frac{\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1}{\varepsilon_a^{\frac{k-1}{k}} - 1}, \quad (8)$$

де:  $\eta_{\text{пол1}}$  – політропний ККД показників політропи та адіабати газу (політропний ККД першого роду);

$\eta_{\text{пол2}}$  – політропний ККД кінцевих температур стиснення газу (політропний ККД другого роду).

Формули (6)-(8) є новою ММ визначення та аналізу  $\eta_{\text{пол}}$ . Зазвичай приймається припущення, що  $\eta_{\text{пол}} \approx \eta_{\text{пол1}}$  і використовується формула (7). При цьому визначається підвищене значення  $\eta_{\text{пол}}$ . Значення  $\eta_{\text{пол1}}$  і  $\eta_{\text{пол2}}$  уточнюють розрахунок та аналіз  $\eta_{\text{пол}}$ , а також дозволяють визначити  $T_{2a}, p_{2a}, \varepsilon_{2a}$ .

В методі 1 статті [1] не розраховуються  $k$  або  $\bar{k}$  і використовуються формули (1), (5):

$$L_a = i_{2a} - i_1;$$

$$i_{2a} = i_{2i} - e_{2i}; \quad i_1 = i_{1i} - e_{1i}.$$

В методах 2-4 статті [1] розраховують  $\bar{k}$ . Прирівняємо формули (2) і (3):

$$\frac{\bar{k}}{k-1} R(Z_2 T_2 - Z_1 T_1) = \frac{k}{k-1} R(Z_2 T_{2a} - Z_1 T_1),$$

відкіля, з урахуванням (6)-(8), отримаємо:

$$\frac{\bar{k}}{k-1} \frac{Z_2 T_2 - Z_1 T_1}{Z_2 T_{2a} - Z_1 T_1} = \frac{k}{k-1};$$

$$\frac{\bar{k}}{k-1} \frac{1}{\eta_{\text{пол2}}} = \frac{k}{k-1};$$

$$\frac{\bar{k}}{\bar{k}-1} = \frac{k}{k-1} \frac{1}{\eta_{\text{пол}2}}$$

$$\frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} = \frac{k-1}{k} \eta_{\text{пол}2},$$

а далі помножимо обидві частини на  $n/(n-1)$ :

$$\frac{n}{n-1} \frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} = \eta_{\text{пол}1} \eta_{\text{пол}2} = \eta_{\text{пол}}. \quad (9)$$

Для визначення  $T_2$  по формулі (4) (при заданих  $p_1, p_2, T_1$ ) необхідно знайти дріб  $(n-1)/n$ , що можливо за допомогою двох варіантів:

- використовувати статистичні значення  $\eta_{\text{пол}}$  і  $\bar{k}$  (формула (9));
- використовувати статистичні значення  $\eta_{\text{пол}1}$  і  $k$  (формула (7)).

Щоб спростити задачу розрахунку значень  $\eta_{\text{пол}}, \eta_{\text{пол}1}, \eta_{\text{пол}2}$  введемо новий постійний параметр  $k_0$  – константу адиабати для процесів стиснення газу ( $k_0 = \text{const}$ ). Значення  $k_0$  задаємо з урахуванням нерівності:

$$\bar{k} < k < k_0.$$

Для природного газу прийmemo  $k_0 = 1,3$ . Використовуючи  $k_0$  та знаючи значення  $\eta_{\text{пол}}$ , визначаємо  $\eta_{\text{пол}1}, \eta_{\text{пол}2}$  (формули (6), (7)):

$$\eta_{\text{пол}10} = \frac{n}{n-1} \frac{k_0-1}{k_0}; \quad (10)$$

$$\eta_{\text{пол}20} = \frac{\eta_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}10}}, \quad (11)$$

де  $\eta_{\text{пол}10}, \eta_{\text{пол}20}$  – значення  $\eta_{\text{пол}1}$  та  $\eta_{\text{пол}2}$  при  $k=k_0$ .

Для  $\eta_{\text{пол}}$  з рівняння (9) і формул (6), (7), (10), (11) отримаємо рівності:

$$\frac{n}{n-1} \frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} = \frac{n}{n-1} \frac{k-1}{k} \eta_{\text{пол}2} = \frac{n}{n-1} \frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20};$$

$$\frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} = \frac{k-1}{k} \eta_{\text{пол}2} = \frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20}, \quad (12)$$

де виконуються умови

$$\bar{k} < k < k_0; \quad \frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} < \frac{k-1}{k} < \frac{k_0-1}{k_0}; \quad \eta_{\text{пол}2} > \eta_{\text{пол}20}.$$

В новій ММ будемо додатково розраховувати та оцінювати  $\bar{k}$  для зручності розрахунку  $L_a$ . Значення  $\bar{k}$  будемо визначати за допомогою безрозмірного параметра:

$$\delta_k = \frac{\bar{k}}{k_0},$$

де  $\delta_k$  – коефіцієнт параметра  $\bar{k}$  ( $\delta_k < 1$ ).

Для визначення  $T_2$  за формулою (4) напишемо рівності для ступені  $\varepsilon$  (формули (7), (9), (10)):

$$\frac{n-1}{n} = \frac{\bar{k}-1}{\bar{k} \eta_{\text{пол}}} = \frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}1}} = \frac{k_0-1}{k_0 \eta_{\text{пол}10}}. \quad (13)$$

Якщо відомі параметри  $k_0, \eta_{\text{пол}10}, \eta_{\text{пол}20}$ , то можна визначати  $\bar{k}$ . Для цього перетворимо рівняння (9):

$$\frac{n}{n-1} \frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} = \eta_{\text{пол}10} \eta_{\text{пол}20};$$

$$\frac{n}{n-1} \frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} = \frac{n}{n-1} \frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20};$$

$$\begin{aligned} \frac{\bar{k}-1}{\bar{k}} &= \frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20}; \\ \bar{k}-1 &= \bar{k} \left( \frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20} \right); \\ \bar{k}-\bar{k} \frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20} &= 1; \\ \bar{k} &= \frac{1}{1-\frac{k_0-1}{k_0} \eta_{\text{пол}20}}. \end{aligned} \tag{14}$$

Як що відомі  $k$  і  $\eta_{\text{пол}2}$ , то, враховуючи рівність (12), перепишемо формулу (14):

$$\bar{k} = \frac{1}{1-\frac{k-1}{k} \eta_{\text{пол}2}}.$$

Значення  $\bar{k}$ , в залежності від значень  $k$  і  $\eta_{\text{пол}2}$ , показано на рис. 2.

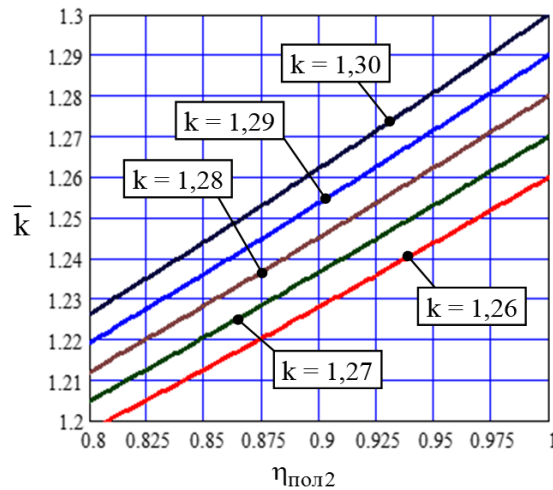


Рис. 2. Значення  $\bar{k}$  в залежності від  $k$  та  $\eta_{\text{пол}2}$

Знаючи статистичні значення параметрів  $\eta_{\text{пол}}$ ,  $k_0$ ,  $\delta_k$ ,  $\eta_{\text{пол}10}$ ,  $\eta_{\text{пол}20}$ , (в залежності від  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $T_1$ ,  $k_0$ ), можна визначити  $\bar{k}$ ,  $k$ ,  $\eta_{\text{пол}1}$ ,  $\eta_{\text{пол}2}$ , що дозволить розраховувати  $L_a$ ,  $T_2$ ,  $T_{2a}$ ,  $\varepsilon_{2a}$ . Значення  $k$  будемо визначати як середнє між  $\bar{k}$  і  $k_0$ :

$$k = \frac{k_0 + \bar{k}}{2} = \frac{1 + \delta_k}{2} k_0,$$

після чого необхідно перерахувати  $\eta_{\text{пол}1}$  та  $\eta_{\text{пол}2}$  при відомому  $\eta_{\text{пол}}$ :

$$\eta_{\text{пол}1} = \frac{n}{n-1} \frac{k-1}{k}; \quad \eta_{\text{пол}2} = \frac{\eta_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}1}}.$$

Нова ММ дозволяє визначити  $T_{2a}$  з формули (8):

$$\begin{aligned} \eta_{\text{пол}2} &= \frac{Z_2 T_2 - Z_1 T_1}{Z_2 T_{2a} - Z_1 T_1}; \\ T_{2a} &= \frac{Z_1}{Z_2} T_1 + \frac{1}{\eta_{\text{пол}2}} \left( \frac{Z_2}{Z_1} T_2 - T_1 \right). \end{aligned}$$

Знаючи  $T_{2a}$  та  $k$ , з рівності

$$\frac{Z_2 T_{2a}}{Z_1 T_1} = \varepsilon_a^{\frac{k-1}{k}}$$

можна визначити  $\varepsilon_a$  та  $p_{2a}$ :

$$\varepsilon_a = \left( \frac{Z_2 T_{2a}}{Z_1 T_1} \right)^{\frac{k}{k-1}}; \quad p_{2a} = p_1 \varepsilon_a.$$

На рис. 3 показано алгоритми визначення параметрів існуючого та модельованого режимів роботи компресора за допомогою нової ММ.

Нова ММ дозволяє визначити  $T_{2a}$ ,  $p_{2a}$ ,  $\varepsilon_{2a}$  (рис. 3), що неможливо в існуючих ММ.

При використанні величин  $\bar{k}$ , розрахунки в новій ММ схожі на розрахунки за існуючими методами [1]. При використанні величин  $k_0$ ,  $\delta_k$ ,  $\eta_{\text{пол}}$ ,  $\eta_{\text{пол}10}$ ,  $\eta_{\text{пол}20}$  можна розраховувати всі необхідні параметри компресора, а також додаткові параметри:  $T_{2a}$ ,  $p_{2a}$ ,  $\varepsilon_a$  (рис. 3).

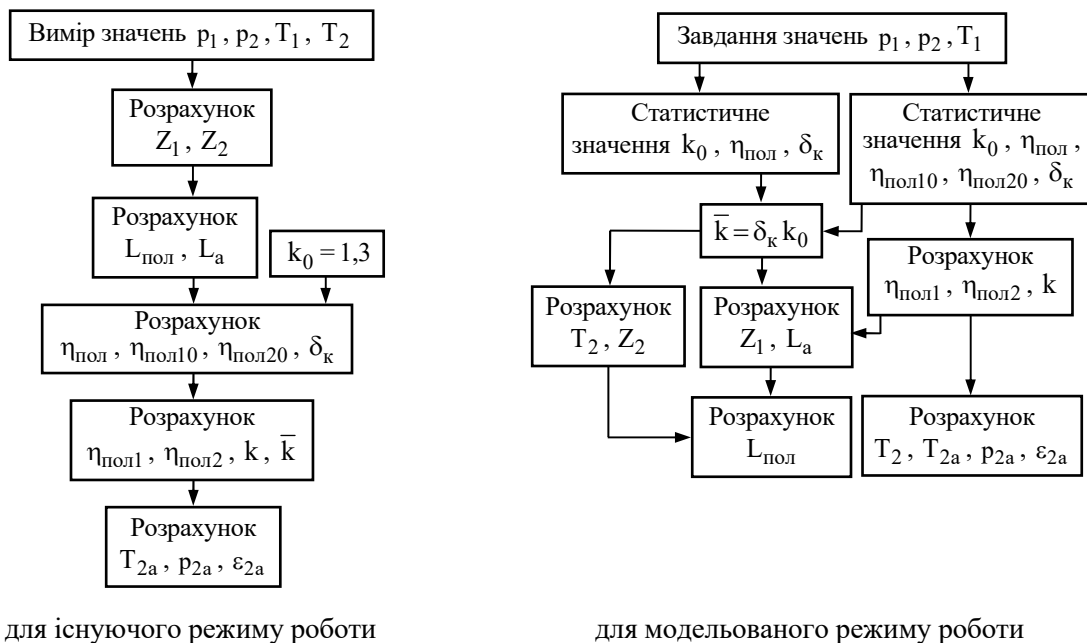


Рис. 3. Розрахунок параметрів компресора по новій ММ

**Висновки.** Розроблена нова ММ визначення  $\eta_{\text{пол}}$  та параметрів компресора для існуючих і модельованих режимів роботи, де запропоновано параметри  $\eta_{\text{пол}1}$ ,  $\eta_{\text{пол}2}$ ,  $\bar{k}$ ,  $\delta_k$ . Нова ММ більш ефективна для розрахунку, аналізу та оцінювання значення  $\eta_{\text{пол}}$ , оскільки дозволяє розраховувати та оцінювати величини  $\eta_{\text{пол}1}$ ,  $\eta_{\text{пол}2}$ ,  $k$ ,  $\bar{k}$ ,  $T_{2a}$ ,  $p_{2a}$ ,  $\varepsilon_a$ .

#### Список літератури

1. Олейник Ю.А. Анализ методов определения политропного ККД центробежного нагнетателя [Текст] / Ю.А. Олейник, С.А. Сапрыкин, С.П. Науменко // Вісник НТУ «ХПІ»: зб. наук. праць. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 11 (1287). – С. 67-72.
2. Михайлов А.К. Компрессорные машины [Текст]: учебник для вузов / А.К. Михайлов, В.П. Ворошилов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.

Надійшла до редакції 12.05.21

ЕКОЛОГІЯ

ЭКОЛОГИЯ

ECOLOGY

УДК 502:621.6

О.В. Хвостова, Я.Б. Наконечний  
(УкрНДІгаз)

### ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ В УМОВАХ ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ ЕНЕРГЕТИКИ В СВІТІ

*Обговорюється питання необхідності декарбонізації енергетичної галузі в Україні та світі. Проаналізовано заходи, які вживаються для досягнення кліматичної нейтральності економіки України. Розглянуто перспективи застосування водню як інноваційного рішення для переходу до безвуглецевої економіки і роль природного газу в цьому процесі.*

*Обсуждается вопрос о необходимости декарбонизации энергетической отрасли в Украине и мире. Проанализированы меры, принимаемые для достижения климатической нейтральности экономики Украины. Рассмотрены перспективы применения водорода в качестве инновационного решения для перехода к безуглеродной экономике и роль природного газа в этом процессе.*

*The article discusses the need for decarbonisation of the energy sector in Ukraine and the world. The measures taken to achieve climate neutrality of Ukraine's economy are analyzed. Prospects for the use of hydrogen as an innovative solution for the transition to a carbon-free economy and the role of natural gas in this process are considered.*

**Виклики сьогодення.** Ми живимо у часі, коли результати економічної діяльності людства почали приносити таку шкоду навколишньому середовищу, що, якщо сьогодні не вживати термінових заходів, в недалекому майбутньому кліматичні умови для життя стануть дуже складними. Зміна клімату є надзвичайною глобальною проблемою, що виходить за межі національних кордонів. Ця проблема вимагає прийняття скоординованих рішень на всіх рівнях і здійснення міжнародного співробітництва. З метою боротьби зі зміною клімату і його негативними наслідками 197 країн світу в грудні 2015 року прийняли Паризьку угоду («кліматична угода») [1]. Ця угода направлена на істотне скорочення глобальних викидів парникових газів і обмеження підвищення глобальної температури в цьому столітті до 2 градусів Цельсія при одночасному пошуку можливостей для ще більшого обмеження цього підвищення – до 1,5 градусів. До Паризької угоди приєдналася і Україна, ратифікувавши її 14 липня 2016 року. Основними аргументами для цього кроку стали питання суттєвих кліматичних змін на території України, що зумовлюють підвищення ризиків для здоров'я і життєдіяльності людини, природних екосистем та секторів економіки, а також питання забезпечення національної, екологічної, економічної та енергетичної безпеки України.

**Водень - інноваційне рішення для реалізації «кліматичної угоди» у світі.** Підписання Паризької угоди послугувало відправною точкою для формування оновленої кліматичної та енергетичної політики, як спільної на міжнародному рівні, так і окремої для кожної держави, що обрала шлях в цьому напрямку. Що стосується країн Європейського Союзу (ЄС), то 11 грудня 2019 року Європейська комісія представила нову стратегію розвитку ЄС – Європейський зелений курс (The European Green Deal) [2], яка має на меті перетворення Європи до 2050 року на перший кліматично нейтральний континент. Тобто, на таку частину світу, де економічна ді-

яльність не призводить до викидів парникових газів, головним з яких є вуглекислий газ. Це можливо шляхом декарбонізації певних економічних процесів.

Одним із інноваційних рішень в напрямку декарбонізації є застосування в газових поставках «зеленого» (або «чистого») водню, виробленого з води з використанням електроенергії з поновлюваних джерел. Експерти з Міжнародного енергетичного агентства підрахували, що додавання лише 20% водню у європейську газову мережу призведе до скорочення викидів CO<sub>2</sub> на 60 млн тонн на рік (цей обсяг можна порівняти з викидами вуглекислого газу Данії за такий самий період). Саме водень більшість країн розглядає як головну можливість для декарбонізації газопровідних поставок (у суміші з природним газом).

Сьогодні питання розвитку водневих технологій у світі стрімко розвивається і відображається у планах різних держав на найближчі 20-30 років. Уже понад 20 країн і понад 50 корпорацій розробили довгострокові програми розвитку водневих технологій. Ці програми реалізуються за державної підтримки через надання пільг, бюджетне фінансування та міжнародну технологічну кооперацію. Не тільки Євросоюз у цілому, але й окремі його країни затвердили на урядовому рівні власні водневі стратегії - Франція, Німеччина, Нідерланди, Норвегія, Польща, Португалія та інші. 8 липня 2020 року в Брюсселі було представлено два документи, які конкретизують Європейський зелений курс. Це Стратегія ЄС з інтеграції енергетичної системи (EU Strategy for Energy System Integration) [3] і Воднева стратегія ЄС (EU Hydrogen Strategy) [4]. З метою реалізації водневої стратегії Єврокомісія створила Європейський альянс з чистого водню (European Clean Hydrogen Alliance), куди увійшли підприємства, громадські організації, міністерства і Європейський інвестиційний банк. Воднева стратегія ЄС передбачає широке використання водню як енергоносія для тих галузей, які не можна електрифікувати, і має на меті доведення до нуля викидів вуглекислого газу промисловими об'єктами, транспортом, енергетикою, будівництвом та ін. Адже водень - це паливо, при згорянні якого утворюється вода, і його широке застосування має стати важливим засобом декарбонізації (відмова від використання викопних вуглеводнів - вугілля, газу, нафти тощо) економіки ЄС. Воднева стратегія ЄС передбачає, що загальний обсяг інвестицій у відновлюваний водень в Європі може скласти від 180 до 470 млрд євро до 2050 року. За підрахунками аналітиків, до 2050 року водень може забезпечити до 24% світової потреби в енергоресурсах, його щорічні продажі складуть 630 млрд євро.

Важливим кроком для перетворення амбіційних планів в реальність має стати представлений в квітні 2021 року новий документ ЄС - Закон про водень (Hydrogen act) [5], який надає загальне бачення рамкової програми, спрямованої на гармонізацію та інтеграцію всіх окремих дій та законодавчих актів, пов'язаних з воднем.

Стратегічні документи з розвитку водневих технологій затверджені в Сполучених Штатах Америки, Австралії, Японії, Великобританії, Південній Кореї, Об'єднаних Арабських Еміратах, Китайській Народній Республіці. Розпочаті роботи в цьому напрямку і в Російській Федерації.

**«Зелений курс» України.** Україна у своєму розвитку покладається на практики країн Європи, приймаючи до уваги угоду про асоціацію з ЄС, міжнародні угоди, зокрема, у енергетичному секторі.

Енергетична стратегія України до 2035 р. [6] передбачає збільшення частки «зеленої» енергії до 25% в енергетичному балансі країни, зменшення залежності енергетичного сектора України від імпорту на 51% у 2015 та до 33% у 2035, а також повна інтеграція з енергетичною системою ЄС. Цільовий показник відновлюваних джерел енергії у Національному плані дій в області відновлюваних джерел енергії знаходиться на рівні 11% від кінцевого споживання енергії. Цілі України як сторони, що підписала Паризьку кліматичну угоду, включають зменшення викидів CO<sub>2</sub> на 25% до 2020 р. та на 40% до 2030 р.

Міністерством енергетики та захисту довкілля запропоновано Концепцію «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року [7]. Однією з головних цілей «зеленого» енергетичного переходу згідно з Концепцією є досягнення до 2070 року кліматичної нейтральності економіки України, що стане можливим в результаті поступової декарбонізації енергетики. В цьому напрямку Концепцією передбачено зміну структури економіки України в плані зменшення частки видобувних галузей в економіці і експорті. Заплановане збільшення використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) спричинить скорочення потреби у традиційному

викопному паливі та згорання окремих видобувних галузей, передусім у вугільному секторі. Декарбонізація у секторах видобутку та постачання енергоресурсів сприятиме скороченню втрат при транспортуванні природного газу, електроенергії та тепла, що потребуватиме істотної модернізації магістральних та розподільних мереж, децентралізації енергопостачання тощо. На етапі заміщення вугільної генерації, газовий сектор стає більш важливою частиною енергетики. Але амбітні плани щодо декарбонізації економіки означають також необхідність впровадження «зелених» технологій у газовій галузі, щоб вона відповідала духу часу і залишалася на крок попереду всіх ринкових перетворень, які важливі для вирішення проблеми зміни клімату.

У 2018 році з метою об'єднати зусилля представників енергетичного бізнесу, інвестиційних установ, науковців та представників публічно-владної сфери у впровадженні енергетичної незалежності країни, було створено Енергетичну асоціацію «Українська Воднева Рада», яка у 2020 році увійшла до складу Hydrogen Europe і стала, таким чином, першим учасником цієї організації з усіх країн, що не входять до ЄС. Такий крок став позитивним сигналом для ринку. Обговорення водневої тематики тепер звучить у порядку денному і українського уряду. Сьогодні майже в безперервному режимі проводяться семінари, наради, експертні дискусії тощо з водневої тематики.

31 березня 2021 року було прийнято Національну економічну стратегію України до 2030 року [8], в якій розвиток водневих технологій та застосування водню в енергетичному секторі економіки України зазначено як стратегічні цілі стратегічного курсу розвитку енергетики України.

Україна глибоко зацікавлена у розвитку інфраструктури для виробництва та використання водню. У відповідь на запит Міністерства енергетики України, ЄЕК ООН реалізувала проект «Покращення спроможності уряду України щодо розвитку інфраструктури для виробництва та використання водню для підтримки «зеленого» відновлення після COVID-19». Результатом цієї співпраці стала розробка проекту Дорожньої карти з виробництва та використання водню в Україні [9], проекту Дорожньої карти щодо використання водню в Україні на автомобільному транспорті [10] та проекту звіту про обсяг Стратегічної екологічної оцінки (СЕО) відповідно до вимог Протоколу ЄЕК ООН про СЕО та національної правової бази щодо СЕО [11].

Проект Дорожньої карти з виробництва та використання водню в Україні аналізує найкращі міжнародні практики використання водню, потенціал використання технологій водню в Україні, методи виробництва водню та їх економічну ефективність, існуючу та необхідну інфраструктуру для зберігання та транспортування водню з можливістю внутрішнього використання та експорту, а також потенціал для внутрішнього виробництва відновлюваного водню. У ньому представлені три етапи впровадження Дорожньої карти на 2021-2029 роки із конкретними запропонованими діями. Наступним кроком буде розробка Концепції/стратегії щодо водню як національного стратегічного документа, основою якого стане проект Дорожньої карти.

Отже, в рамках декарбонізації економіки, а саме її енергетичного сектору, для газодобувної галузі України зараз на часі аналіз та пошук для впровадження технічних рішень, які дадуть можливість залучити до використання інноваційні джерела енергії та будуть сприяти зменшенню обсягу викидів парникових газів.

**Перспективи поєднання водню з природним газом в Україні.** Перші проекти поєднання водню з природним газом вже опрацьовуються в Україні. Але на даному етапі дуже важливим є співробітництво в даній сфері з країнами, які обрали собі подібний шлях до енергетики майбутнього. Так, у європейському Законі про водень [5] передбачено змішування водню з природним газом на першому етапі впровадження водневих технологій – 2021-2035 рр.. Очікується, що після 2035 року нові проекти змішування більше не будуть потрібні. В документі зазначено, що водень можна змішувати з природним газом, пропонуючи легку точку входу у водневу економіку, що дозволяє швидко розгорнути електролізери, щоб дати потужний старт галузі. Хоча енергетичний вміст водню на м<sup>3</sup> приблизно в три рази нижчий, ніж у природного газу, а фізико-хімічні властивості відрізняються, змішування невеликого відсотка водню з природним газом можливо без значних інвестицій, це не порушує характеристики газу та не потребує переобладнання у споживача. Суміш водню може бути особливо економічно вигідним перехідним варіантом у регіонах без паралельних або продубльованих мереж, або без наявної по-



тужності газової інфраструктури, яка може бути легко перетворена/змінена на водень у короткостроковій перспективі.

В Україні дії в цьому напрямку будуть проводитись згідно зі стратегічним планом Оператора газотранспортної системи України, який приєднався до Європейського альянсу з чистого водню. В проекті плану [12] зазначено транспортування чистого водню в перспективі, але на даному етапі розглядається змішування водню у існуючій мережі магістральних газопроводів. Використання наявної інфраструктури без необхідності її значної реконструкції послугує розвитку ВДЕ та поступовому створенню відповідного ринку. В рамках запланованих Товариством науково-дослідних робіт з оцінки технічної можливості газотранспортної системи України для транспортування суміші водню з природним газом розглядаються наступні концентрації водню за об'ємом - 2%, 5%, 10%, 15%, 20%, 23%. Вважається, що запропонована стратегія транспортування буде життєздатною без істотного збільшення ризиків та проведення реконструкції при відносно низьких концентраціях водню - від 2% до 5% , а в перспективі 10%, за обсягом в суміші з природним газом.

Дослідження транспортування суміші водню з природним газом в газопроводах середнього та низького тиску вже проводяться регіональною газовою компанією (РГК) на полігонах в різних областях України із закачуванням 99 % водню в газорозподільну систему. В перші 14 днів було втрачено майже половина тиску системи - 46%, що означає непридатність існуючих українських мереж для транспортування чистого водню. В газопроводах низького тиску на всіх полігонах падіння тиску було незначним. РГК вже приступила до наступного випробування – закачування в систему 50% суміш водню та інших газів. Попереду ще 150 експериментів і випробувань в партнерстві з науково-дослідними інститутами НАН України. З 2022 року компанія починає проводити реконструкцію газових мереж з урахуванням того, що водень буде поширюватися в Європі і Україні і займати все більшу частку в енергобалансах країн.

Зважаючи на перспективність концепції застосування суміші водню і природного газу як джерела енергії фахівцями як наукових державних установ, так і приватних підприємств, протягом останніх декількох років були проведені наступні дослідження [13-14]:

- теоретичні розрахункові дослідження впливу домішок водню на фізичні властивості природного газу та метрологічні характеристики систем обліку його витрати (ПАТ «Енергооблік»);
- практичні дослідження використання суміші водень/природний газ в побутових приладах (Інститут газу НАН України);
- теоретичні дослідження вибухонебезпечності водню та газоводневої суміші (Івано-Франківський національний технічний університет);
- теоретичні та практичні дослідження матеріалів для транспортування водню та газоводневої суміші (Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка).

Результати проведених досліджень дали можливість дати позитивні висновки щодо застосування суміші водень/природний газ в межах додавання 25 % водню та показали необхідність проведення подальших досліджень і випробувань більш суттєвих концентрацій водню в природному газі, а особливо чистого водню:

- за додавання в природний газ водню в кількості **від 2 до 10 %** фізичні параметри отриманої суміші змінюються в допустимих межах, що дозволяє застосовувати наявні газотранспортні та газоспоживаючі системи без реконструкцій, доробок тощо. Оновлення лічильників не потрібне;
- додавання **до 25 %** водню за обсягом не вимагає радикальної нової технології пальників і газотранспортних систем. Зміни фізичних властивостей у газовій суміші мають ряд недоліків, але, за сукупністю, не створюють ніякого додаткового ризику стосовно безпеки;
- додавання водню в об'ємі понад **25 %** , а також застосування суміші за високого тиску потребує проведення додаткових досліджень і розроблення нових алгоритмів.

Також за результатами проведених досліджень можна визначити перспективи застосування суміші водень/природний газ:

- застосування водню забезпечує скорочення викидів парникових газів, глибокі скорочення глобальних викидів від споживання викопного палива;

- перехід на поновлювані джерела енергії, як правило, витратний, але має потенціал для зниження витрат. Існує значний інтерес до технологій, які могли б створити міст між поновлюваними варіантами і варіантами уловлювання CO<sub>2</sub>;

- невеликі кількості водню можуть бути додані в мережі газопостачання практично без втрат, крім цього можливо генерувати водень в необмеженій кількості, але ефективна потужність енергоносія газової системи знижується при додаванні водню;

- промислові газові двигуни будуть потребувати модифікування системи управління для усунення детонації. Буде потрібна модифікація турбін, яка буде мати конкретне застосування для суміші;

- невеликі інвестиції в централізовані системи газоаналізаторів будуть необхідні для того, щоб мати можливість продовжувати вимірювання відповідних властивостей газової суміші, що поставляється споживачам;

- хоча ідея «зеленого» енергетичного переходу полягає у використанні чистої енергії «зеленого» водню, тобто отриманого в результаті електролізу, що на сьогодні є затратним, на першому етапі впровадження водневих технологій водень можна виробляти з природного газу з використанням інноваційних технологій без викидів CO<sub>2</sub> (піроліз, крекінг метану), які вже існують. Такий водень буде також паливом з нульовим рівнем викидів. При цьому дуже важливо, що для сумішей в певних пропорціях можна використовувати існуючу газову інфраструктуру вже сьогодні.

**Загрози або нові можливості для нафтогазового бізнесу?** Сьогодні більшість країн світу з розвинутою економікою вже затвердили стратегічний курс на її декарбонізацію і поступову заміну викопних видів палива відновлюваною енергією і відновлюваними газами. В зв'язку з цим перед нафтогазовими компаніями постає питання як вижити і не втратити бізнес. При правильному і своєчасному визначенні шляхів декарбонізації, впровадженні інноваційних технологій в мету скорочення викидів CO<sub>2</sub>, врахуванні екологічних аспектів в головних напрямках своєї діяльності є шанс розглядатися не лише як джерело забруднення навколишнього середовища, а і набути ключового значення для досягнення цілей Зеленого Курсу. Для цього необхідно передбачити в стратегії свого розвитку як першочергові заходи в цьому напрямку, так і довгострокові перспективи. На сьогоднішній день декілька провідних нафтогазовидобувних компаній вже переглянули свої стратегічні плани і широко впроваджують інноваційні проекти з метою декарбонізації своїх бізнес-процесів, а саме водневі технології.

Так, головна польська нафтогазова компанія PGNiG веде активну роботу над проектами з використання водню у своїй діяльності, серед яких можна зазначити наступні:

- Hydra Tank, що включає експериментальну водневу заправну станцію, запуск якої заплановано вже на 2021 рік;

- InGrid - Power to Gas - завод з виробництва «зеленого водню» планується ввести в експлуатацію в 2022 році з метою зберігання та передачі водню у мережу природного газу;

- центральна лабораторія вимірювань і випробувань PGNiG розширить свої аналітичні можливості і стане першою лабораторією в Польщі і однією з небагатьох в Європі, що надають послуги з перевірки чистоти водню. Після акредитації лабораторія буде тестувати альтернативні види палива для PGNiG, а також надавати послуги тестування третім сторонам на комерційній основі.

Як зазначає президент правління PGNiG Єжи Квечіньські: «Нова воднева програма - один із прикладів переходу PGNiG до зеленої енергії. Протягом наступних двох-трьох років ми хочемо створити узгоджений ланцюжок водневих можливостей, який забезпечить подальше зростання в цій галузі. Відповідно до раніше оголошених планів, ми зробили кроки, що дозволяють поступово диверсифікувати бізнес PGNiG Group. Ми налаштовані на створення нових водневих потужностей. Ми прагнемо розширити наш асортимент, щоб отримувати дохід від продажів нового палива і супутніх послуг, що також сприятиме збільшенню загального продажу газоподібного палива PGNiG. Реалізуючи водневі проекти в трубопроводі, PGNiG сприятиме розширенню ринку альтернативних видів палива та, таким чином, буде сприяти досягненню Польщею цілей кліматичної політики ЄС».

Британська нафтова компанія BP Plc планує побудувати завод з виробництва "блакитного" водню потужністю 1 ГВт в Тіссайді на північному сході Великобританії. Як наголошується в прес-релізі компанії, мова йде про найбільший проект з виробництва "блакитного" водню в Великобританії. Він дозволить на 20% виконати мету країни з виробництва водню.

"Блакитний" водень виробляється з природного газу, при цьому використовуються технології уловлювання та захоронення викидів CO<sub>2</sub>, якими супроводжується процес. BP планує ухвалити остаточне інвестиційне рішення за цим проектом на початку 2024 року, а виробництво водню може бути запущено в 2027 році чи раніше. На першій стадії потужність заводу складе 500 МВт, а повна потужність буде досягнута до 2030 року. В рамках проекту планується вловлювати і направляти в сховища до 2 млн тонн CO<sub>2</sub> на рік. При цьому уловлюватиметься 98% викидів від виробництва водню. Водень може використовуватися в якості екологічно чистого палива для промисловості, комунального сектору, великвантажного транспорту, а також для виробництва біопалива.

Нафтогазовий концерн Shell і голландська газова інфраструктурна компанія Gasunie, які належать уряду Нідерландів, оприлюднили плани найбільшого в Європі проекту з виробництва екологічно чистого водню в Нідерландах з використанням до 10 ГВт офшорних вітрових електростанцій в Північному морі. Проект, названий NorthH<sub>2</sub>, буде реалізований спільно з морськими портами Гронінгена. Нові вітрові електростанції в Північному морі будуть живити «водневу мега-установку» (електролізер) в Емсхавене. Партнери також розглядають опцію виробництва водню безпосередньо у морі. Учасники проекту хочуть отримати перший потік водню до 2027 року. Його забезпечать офшорні вітрові електростанції потужністю 3-4 ГВт. Парк вітряних турбін може вирости до 10 ГВт до 2040 року, говориться в заяві. Він буде здатний виробляти 800 тисяч тонн зеленого водню на рік. Газотранспортна інфраструктура Gasunie буде поставляти водень споживачам в Нідерландах і Північно-західній Європі.

Нафтогазовий концерн Shell разом з Mitsubishi Heavy Industries (MHI) і Vattenfall Wärme Hamburg заявили, що планують спільно виробляти водень за допомогою енергії вітру і сонця на електростанції в Мурбурзі (передмістя Гамбурга). Крім будівництва електролізера з початковою потужністю 100 МВт, планується подальший розвиток майданчика в так званій хаб зеленої енергії. Партнери стверджують, що поруч з майданчиком розташовані потенційні споживачі зеленого водню, що дозволяє проекту охопити весь ланцюжок створення вартості водню - від виробництва до зберігання, транспортування та використання в різних секторах.

Найбільша приватна енергетична компанія України ДТЕК стала першою компанією в Україні, яка увійшла до Асоціації Hydrogen Europe. Це членство дозволяє компанії формувати мережу прямих контактів з міжнародними партнерами, зацікавленими у розвитку водневої економіки як в Україні, так і по всьому світу: «ДТЕК підтримує цілі сталого розвитку ООН, що підтверджується нашим прагненням стати вуглецево-нейтральною компанією вже в 2040 році. Ми раді зробити свій внесок в німецько-українське енергетичне партнерство завдяки нашим ноу-хау в сфері вугільної трансформації, відновлюваної енергетики та енергоефективності, а також водню», - сказав officer ДТЕК Філіп Лекебуш.

Що стосується Групи Нафтогаз, то в корпоративній стратегії розвитку до 2025 року [15] однією з трьох платформ розвитку бізнесу визначено «Низьковуглецевий бізнес». Зазначено, що «піклування про екологічне та соціальне благополуччя України – основоположний принцип роботи Групи Нафтогаз. Наша основна мета – досягнення вуглецевої нейтральності до 2040 року. Це буде досягнуто через активне інвестування у зниження викидів та розвиток нових бізнесів, таких як виробництво водню та біопалива та уловлювання, використання та зберігання вуглецю».

В зв'язку з цим на часі стоїть питання внесення до порядку денного впровадження обраної стратегії і в діяльності найкрупнішої газовидобувної компанії АТ «УкрГазвидобування». Серед першочергових заходів в цьому напрямку можна виділити наступні:

- визначити пріоритетні напрямки застосування джерел відновлювальної енергії в поєднанні з природним газом (водень/природний газ) у газовидобувній галузі;
- розрахувати технологічні, регуляторні, екологічні аспекти впровадження інноваційних рішень, пов'язаних з декарбонізацією газовидобувної галузі;

- експериментально визначити вплив водню на вимірювання фізико-хімічних показників суміші водень/ природний газ та адаптувати існуючі методики виконання вимірювань (роботи розпочаті в УкрНДІгазі у 2021 році)

- створити або прийняти участь у створенні нормативної бази для застосування прийнятих технологічних рішень.

АТ «Укргазвидобування» має великий потенціал для перегляду існуючих та впровадження нових бізнес-процесів з метою декарбонізації своєї енергетичної продукції, а також перегляду використання власних потужностей для застосування сучасних водневих проектів (наприклад, водневі заправні станції, заводи з виробництва водню, використання виснажених родовищ для зберігання водню, виробництво метано-водневих сумішей тощо).

Сьогодні водневі технології знаходяться на етапі пошуку найбільш вдалих рішень, які допоможуть світу перейти на екологічно чисту енергію. Більшість країн світу налаштовані рішуче діяти в цьому напрямку і роблять впевнені кроки для впровадження інноваційних рішень. Для України це один з унікальних випадків, коли ми не відстаємо на 10 років від інших країн, а знаходимося приблизно на одному етапі. І хоча зрозуміло, що у нас менше капіталу і держава може виділяти менше підтримки, ми йдемо в ногу з часом і маємо шанс досягнути успіхів.

#### *Список літератури*

1. Paris agreement, United Nations, 2015, 27 p. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF)

2. Communication from the commission. The European Green Deal, Brussels, 11.12.2019, 28 p. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>

3. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020, 21 p. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&from=EN>

4. Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.7.2020, 24 p. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

5. Hydrogen Act, April, 2021, 42 p. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/2021.04\\_HE\\_Hydrogen-Act\\_Final.pdf](https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/2021.04_HE_Hydrogen-Act_Final.pdf)

6. Енергетична стратегія України до 2035 р. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=245239564&cat\\_id=245239555](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245239564&cat_id=245239555)

7. Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року [Електронний ресурс] / Міністерство енергетики та довілля України, 21.01.2020, 13 с. – Режим доступу: <https://mepr.gov.ua/news/34424.html>

8. Національна економічна стратегія України на період до 2030 року, затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 3 березня 2021 р. № 179, 343 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennya-nacionalnoyi-eko-a179>

9. Проект Дорожньої карти з виробництва та використання водню в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Hydrogen%20Roadmap%20Draft%20Report\\_UKR%20March%202021.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Hydrogen%20Roadmap%20Draft%20Report_UKR%20March%202021.pdf)

10. Проект Дорожньої карти використання водню в Україні у сфері дорожнього транспорту – [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Draft\\_Roadmap\\_H2\\_Ukraine\\_ToadTransport\\_UKR\\_March.2021.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/Draft_Roadmap_H2_Ukraine_ToadTransport_UKR_March.2021.pdf)

11. Звіт про обсяг СЕО для проекту Дорожньої карти виробництва та використання водню в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://unece.org/sites/default/files/2021-03/SEA\\_scoring\\_report\\_final\\_UKR.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/SEA_scoring_report_final_UKR.pdf)

12. План розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи Товариства з обмеженою відповідальністю «Оператор газотранспортної системи України» на 2021

– 2030 роки, затверджений Постановою НКРЕКП № 806 від 19 травня 2021 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://tsoua.com/gts-infrastruktura/rozvytok-gts/10-richnyi-plan-rozvytku/>.

13. Стеценко А.А. Влияние водорода на физические свойства природного газа и метрологические характеристики систем его учета [Текст] / А.А. Стеценко, С.Д. Недзельский, В.А. Науменко // Метрологія та прилади. – 2019. – № 6. – С. 45-50.

14. Водень замість газу: результати перших українських досліджень [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://kosatka.media/uk/category/blog/news/vodorod-vmesto-gaza-rezultaty-pervyh-ukrainskih-issledovaniy>; <https://kosatka.media/uk/category/blog/news/vodorod-vmesto-gaza-rezultaty-pervyh-ukrainskih-issledovaniy>.

15. Група Нафтогаз. Стратегія 2025. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.naftogaz.com/files/Zvity/NG\\_STRATEGY\\_2025\\_18.02.2021.pdf](https://www.naftogaz.com/files/Zvity/NG_STRATEGY_2025_18.02.2021.pdf).

Надійшла до редакції 25.02.21

Л.С. Бороденко, Н.В. Козир, Н.Д. Бутенко, С.М. Тонкошкур, Т.В. Брусенцева  
(УкрНДІгаз)

### ОСНОВНІ НАПРЯМКИ РОЗШИРЕННЯ ДІЯЛЬНОСТІ ПРОМИСЛОВО-САНІТАРНОЇ ЛАБОРАТОРІЇ УКРНДІГАЗУ

*Наведено дані про підсумки роботи промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу з проведення санітарно-гігієнічних досліджень шкідливих виробничих факторів на робочих місцях підприємств АТ «Укргазвидобування» в 2020 році з урахуванням зростання уваги до питань безпеки життя та здоров'я працівників і профілактики професійних захворювань в нафтогазовидобувній галузі. Обґрунтовано необхідність впровадження в Україні міжнародних стандартів в сфері охорони праці. Проаналізовано вплив на стан умов праці впровадження нового обладнання та технологічних процесів. Визначені подальші напрямки розвитку діяльності лабораторії в найближчий період.*

*Приведены данные об итогах работы промышленно-санитарной лаборатории УкрНИИгаза по проведению санитарно-гигиенических исследований вредных производственных факторов на рабочих местах предприятий АО «Укргаздобыча» в 2020 году с учетом возросшего внимания к вопросам безопасности для жизни и здоровья работающих и профилактики профессиональных заболеваний в нефтегазодобывающей отрасли. Обоснована необходимость внедрения в Украине международных стандартов в сфере охраны труда. Проанализировано влияние на состояние условий труда внедрения нового оборудования и технологических процессов. Определены дальнейшие направления развития деятельности лаборатории в ближайший период.*

*The article provides data on the results of the work of the industrial and sanitary laboratory of UkrNIIGaz on conducting sanitary and hygienic studies of harmful production factors at the workplaces of enterprises of JSC Ukrigasvydobuvannya in 2020 with the scientist of increased attention to safety for the life and health of workers and the prevention of occupational diseases in the oil and gas production industry. The necessity of introducing international standards in the field of labor protection in Ukraine has been substantiated. The influence of the introduction of new equipment and technological processes on the state of working conditions is analyzed. Further directions of development of the laboratory's activities in the near future have been determined.*

Інтеграція України до Європейської спільноти передбачає, насамперед, зростання уваги до таких питань, як безпека людини в різних сферах діяльності. Сфера діяльності промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу (надалі лабораторія) полягає у проведенні санітарно-гігієнічних досліджень факторів виробничого середовища і трудового процесу та спрямована

на профілактику професійних захворювань. Науковими дослідженнями встановлено тісний зв'язок між умовами праці, режимом праці, способом життя, умовами довкілля та станом здоров'я працівників. Питання промислової безпеки в сучасних умовах стають на рівні з національною безпекою. Позитивний вплив впровадження систем охорони здоров'я і професійної безпеки персоналу на рівні підприємства як на зниження рівню небезпек та ризиків, так і на продуктивність праці, на теперішній час визнається урядами, роботодавцями і працівниками у всьому світі. Сучасні політичні і соціально-економічні процеси в Україні вказують на необхідність переходу від системи реагування на факти настання нещасних випадків, аварій, профзахворювань на виробництві і ліквідації їх наслідків на більш ефективну систему попередження виникнення та зниження ризиків небезпек на робочому місці, загрози життю та здоров'ю працюючих. Необхідність впровадження міжнародних стандартів в сфері охорони праці в нашій країні набуває особливого практичного значення в зв'язку із прагненням України до вступу в ЄС. Ці позиції відображені в законодавстві України, що стосується охорони праці та є підґрунтям поліпшення за умовами праці, соціального захисту працюючих, попередження профзахворювань.

Стан професійної захворюваності в певній галузі промисловості – невід'ємна частина показника соціально-економічного, технічного, культурного, етичного розвитку галузі. Професійна захворюваність акумулює категорію хвороб, які виникають внаслідок впливу на організм людини несприятливих факторів виробничого середовища, а також самого трудового процесу. За останні десять років в Україні сформована правова основа, яка створює умови для запобігання професійним і виробничо зумовленим захворюванням шляхом ідентифікації і контролю, зниження або ліквідації факторів ризику їх розвитку, а також сприяє виявленню і лікуванню ранніх проявів захворювання.

Слід враховувати, що впровадження на підприємствах нафтогазовидобувної галузі сучасного технологічного обладнання та нових технологічних процесів істотно змінюють характер виробничої діяльності. З'явилися складні інформаційні технології, які неминуче стають основою появи нових виробничих факторів. За цих умов для запобігання професійним захворюванням необхідно розробляти нові нормативи допустимих рівнів емоційного напруження, вдосконалювати методи оцінки ступеня психоемоційного стресу.

Основним напрямком роботи лабораторії в 2020 році було проведення досліджень для атестації робочих місць. Атестація робочих місць за умовами праці проводиться на підприємствах і в організаціях незалежно від форм власності і господарювання, де технологічний процес, сировина і матеріали є потенційними джерелами шкідливих і небезпечних чинників, які можуть несприятливо впливати на стан здоров'я працюючих, а також на їх нащадків, як зараз, так і в майбутньому.

Головна мета атестації - забезпечення реалізації державної політики щодо соціального захисту працівників, зайнятих на роботах зі шкідливими умовами праці. Стаття 7 Закону України «Про охорону праці» встановлює, що працівники, зайняті на роботах з важкими і шкідливими умовами праці безкоштовно забезпечуються лікувально-профілактичним харчуванням, молоком або рівноцінними харчовими продуктами, газованою солоною водою; мають право на оплачувані перерви санітарно-оздоровчого призначення, скорочення тривалості робочого часу, додаткову оплачувану відпустку, пільгову пенсію, оплату праці в підвищеному розмірі та інші пільги і компенсації, які надаються в порядку, визначеному законодавством. Ці пільги надаються за підсумками атестації робочих місць, в тому числі за результатами лабораторних досліджень, у відповідності до стану умов праці на кожному робочому місці. За минулий рік лабораторією проведені дослідження для атестації 392 робочих місць.

Значною частиною роботи лабораторії є проведення щорічного лабораторного контролю за рівнем шкідливих виробничих факторів на робочих місцях підприємств галузі для організації медоглядів. Повнота та якість проведення попередніх і періодичних медичних оглядів працюючих – важлива передумова чіткої організації всієї системи охорони праці. В 2020 році на 981 робочому місці були проведені дослідження вмісту шкідливих хімічних речовин та пилу в повітрі робочої зони, визначення рівнів шуму, вібрації, електромагнітних полів, показників виробничого мікроклімату та освітленості. Протоколи досліджень цих факторів були використані фахівцями з охорони праці для визначення категорій працівників та складання списків

осіб, які підлягають медогляду у відповідності з вимогами наказу МОЗ України від 21 травня 2007 року № 246 "Про затвердження Порядку проведення медичних оглядів працівників певних категорій".

Наразі вирішене питання прийняття в штат лабораторії фахівця з радіаційної гігієни, що дає змогу проводити дослідження іонізуючого випромінювання для атестації робочих місць за умовами праці та моніторингові дослідження на проммайданчиках під час будівництва та експлуатації об'єктів. Проведення радіологічного контролю на робочих місцях та контролю за дозовим навантаженням (додатково до компоненти природного радіаційного фону) від техногенно-підсиленних джерел природного походження (ТПДПП) на працівників нафтогазової промисловості є вкрай актуальним, оскільки видобуток газу і нафти на території України може супроводжуватись винесенням на поверхню радіонуклідів природного походження. Радіаційний контроль на об'єктах АТ «Укргазвидобування» спрямований на забезпечення якісного контролю за дозовим навантаженням на працівників нафтогазової промисловості від ТПДПП; вживання необхідних заходів щодо недопущення перевищення лімітів доз персоналу та підтримання стану радіаційної безпеки на об'єктах Товариства на належному рівні. В поточному році планується розширити обсяг досліджень за радіаційним фоном на території, де здійснюється видобуток вуглеводнів, а також здійснення передпроектного моніторингу на місцях планованої розробки родовищ.

За останні роки проведена модернізація лабораторії, що покращило її технічні можливості. Виконаний ремонт приміщень, які оснащені новим лабораторним обладнанням та меблями. Для роботи лабораторії придбане новітнє сучасне обладнання, яке дозволяє виконувати дослідження безпосередньо в місцях замірів, що скорочує час та підвищує достовірність результатів: електроаспіратор ASA-6M, спектрофотометр DR 3900, аналізатор пилу CEL-712 Microdust Pro, радіометр РАТ-2П-Ф, фотометр (люксметр) Екотензор-03 тощо.

В роботу впроваджені нові методики визначення шкідливих хімічних речовин та пилу, фізичних факторів навколишнього середовища, важкості та напруженості трудового процесу. В лабораторії працюють висококваліфіковані фахівці з багаторічним досвідом проведення санітарно-гігієнічних досліджень на підприємствах нафтогазовидобувної галузі. Завдяки грамотній кадровій політиці Товариства, працівники регулярно підвищують свій професійний рівень, проходячи навчання на курсах підвищення кваліфікації.

В сучасних умовах проведення різноманітних санітарно-гігієнічних досліджень, в тому числі екологічного напрямку, є вкрай актуальним. З року в рік зростає кількість та номенклатура замовлень від підприємств Товариства. Лабораторія виконує значні обсяги робіт щодо контролю дотримання нормативних рівнів шумового навантаження в процесі будівництва свердловин, після закінчення будівництва та введення в експлуатацію, на об'єктах зі скороченою санітарно-захисною зоною, а також для розробки проектних матеріалів щодо обґрунтування скорочення СЗЗ. В поточному році планується проведення досліджень шумового навантаження в санітарно-захисних зонах 50 об'єктів.

Питання охорони праці і промислової санітарії складні і відповідальні, адже за ними життя і здоров'я людей, які своєю працею створюють для держави та нації матеріальні блага. Як показує світовий досвід, безпека праці є основною гарантією стабільності, якості та ефективності будь-якого виробництва. До того ж створення безпечних умов праці позначається на професійній активності працюючих, моральному кліматі в колективі, а отже і на продуктивності праці, скорочує витрати на пільги і компенсації за роботу у шкідливих і небезпечних для здоров'я умовах праці. Таким чином, в умовах сьогодення, система управління охороною праці має базуватися не тільки на заходах з боку держави, але й на зацікавленості суб'єктів трудових правовідносин у збереженні належного фізичного стану працівника, що нерозривно пов'язано з економічним та соціальним благополуччям країни.

#### *Список літератури*

1. Кундієв Ю.І. Гігієна праці [Текст] : підручник / Ю.І. Кундієв, О.П. Яворовський, А.М. Шевченко та ін. – К.: Медицина, 2011. – 904 с.



2. Гогіташвілі Г.Г. Основи охорони праці [Електронний ресурс] / Г.Г. Гогіташвілі, В.М. Ланін. – К.: Знання, 2008. – 302 с. – Режим доступу: library.nung.edu.ua/okhorona-pratsi-yak-vazhliivii-aspekt-diyalnosti.

3. Ізуїта П.О. Правове регулювання охорони праці в умовах ринкової економіки [Електронний ресурс] / П.О. Ізуїта. – Х.: Нац. ун-т внутр. справ, 2008. – 177 с. – Режим доступу: [http://irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis\\_low/cgiirbis\\_64](http://irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_low/cgiirbis_64).

4. Виноградов О.В. Охорона праці. Аналіз стану охорони праці в Україні [Текст] / О.В. Виноградов // Статистика України. – 2011. – № 3. – С. 31-35

5. Методичні рекомендації для проведення атестації робочих місць за умовами праці : Спільна Постанова № 41. – Офіц. видання. – К. : М-во праці та М-во охорони здоров'я України, 1992. – (Нормативний документ Мінпраці та МОЗ України від 1.09. 1992 р. Інструкція).

6. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу (Наказ МОЗ України № 248 від 08.04.2014 р. Про затвердження Державних санітарних норм та правил).

Надійшла до редакції 25.02.21

УДК 502.653

Т.В. Брусенцева, О.Ю. Ситнік, канд. хім. наук, О.О. Фрайт  
(УкрНДІгаз)

#### ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПОВОДЖЕННЯ З СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИМИ ВОДАМИ В НАФТОГАЗОВИДОБУВНІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

*Досліджено склад супутньо-пластових вод (СПВ), що видобуваються на різних родовищах газу. Розглянуто фактори, що впливають на довкілля при видобутку супутньо-пластових вод. Запропоновані компоненти СПВ, вміст яких є чутливим до забруднення прісних вод домішками СПВ.*

*Исследован состав сопутствующих пластовых вод (СПВ), добываемых на разных месторождениях газа. Рассмотрены факторы, влияющие на окружающую среду при добыче сопутствующих пластовых вод. Предложены компоненты СПВ, содержание которых чувствительно к загрязнению пресных вод примесями СПВ.*

*The composition of produced water from gas fields is investigated. Factors of environment influencing of produced water in reservoir waters are considered. The components of produced water, is sensitive to freshwater pollution by produced water impurities, are proposed.*

Одним із компонентів пластових флюїдів, що видобуваються під час видобутку газу, є супутньо-пластова вода. Як правило, СПВ є високомінералізованими сумішами, до складу яких в значній кількості входять сполуки більшості хімічних елементів Періодичної системи.

Водний кодекс України [1] визначає СПВ як воду, що піднімається на поверхню разом з нафтою і газом під час їх видобування. Згідно зі статтею 75 Водного кодексу, СПВ підлягає поверненню до підземних горизонтів, яке здійснюється за технологічними проектами.

Повернення СПВ у надра є найбільш безпечним та економічно обґрунтованим методом поводження з супутньо-пластовими водами [2].

Однак, таке поводження з СПВ не виключає негативного впливу на навколишнє середовище, а потрапляння СПВ на поверхню може супроводжуватись сольовим та вуглеводневим забрудненням об'єктів довкілля, що збільшує ризик вторинного засолення ґрунтів навколо об'єктів видобутку природного газу та негативного впливу на фізико-хімічні властивості та хімічний склад поверхневих і прісних підземних вод [3].

Тому однією із задач екологічного моніторингу стану навколишнього середовища під час розробки та експлуатації газових родовищ є контроль відсутності впливу видобування СПВ на стан ґрунтів та води, який полягає в дослідженні в ґрунтах та ґрунтових водах вмісту елементів, що можуть бути маркерами забруднення об'єктів навколишнього середовища саме СПВ.

Вибір подібних індикаторів має базуватися на інформації про хімічний склад СПВ та вмісті в СПВ низки мікроелементів.

Саме такий підхід застосовано авторами [4] та показано, що такі параметри як вміст елементів Ba, Li, Na, Cl, Br, B, Sr та співвідношення концентрацій елементів Br/Cl, B/Cl, Sr/Ca можуть бути чутливими до виявлення забруднення прісної води СПВ.

Автори [5] пропонують використовувати підвищений вміст хлорид-іонів в прісній поверхневій і підземній воді як сигнальний індикатор можливого забруднення цих вод СПВ.

З метою виявлення компонентів СПВ, вміст яких в поверхневих, підземних водах та ґрунтах може бути чутливим до забруднення цих об'єктів СПВ, було проведено хімічний аналіз проб СПВ, що видобуваються підприємствами АТ «Укргазвидобування».

Відбір проб води здійснювали згідно з ДСТУ [6, 7] консервацію проб проводили згідно з методиками виконання вимірювань, які використовувалися для визначення вмісту компонентів СПВ. Густина СПВ визначали вібраційним методом (густиномір ВИП-2МР), рН, вміст карбонат- та гідрокарбонат-, сульфат-, хлорид-іонів, іонів кальцію та магнію визначали за методикою [8]. Вміст мікроелементів визначали методом атомної емісійної спектроскопії з індуктивно-зв'язаною плазмою за методикою [9].

Загалом було проаналізовано 13 зразків СПВ з родовищ підприємств АТ «Укргазвидобування», зокрема ГПУ «Шебелинкагазвидобування», ГПУ «Полтавагазвидобування», ГПУ «Львівгазвидобування».

Як видно з таблиці, СПВ, що досліджувались, характеризуються високою густиною та мінералізацією переважно за рахунок вмісту великої кількості хлориду натрію. рН зразків, що досліджувались, як правило >7. Вміст  $\text{HCO}_3^-$  коливається в діапазоні 60-1100 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{SO}_4^{2-}$ -іонів коливається в більш широкому діапазоні від 37 до 3750 мг/дм<sup>3</sup>.

Поряд з тривіальними компонентами, характерними також для прісних вод, в суттєвій кількості в складі СПВ присутні такі елементи, як Ag, B, Ba, Cd, Co, Cr, Cu, Fe, Ga, In, Li, Mn, Ni, Pb, Sr, Tl, Zn та K.

#### Вміст хімічних компонентів в деяких супутньо-пластових водах, що видобуваються підприємствами АТ «Укргазвидобування»

	Мінімальне значення	Максимальне значення	Вміст компонентів в питній воді згідно з [10]	Співвідношення максимального вмісту компонентів в СПВ та питній воді
Мінералізація, г/дм <sup>3</sup>	14243	248205	1,5	165470
Густина, кг/дм <sup>3</sup>	1,000	1,051		
рН	4,62	7,2	6,5-8,5	
Cl <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	8367	150675	350	430
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	37	3753	500	7,5
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	61	1159		
Нафтопродукт, мг/дм <sup>3</sup>	4	515	0,1	5150
Na, мг/дм <sup>3</sup>	3369	79023	200	395
Ca, мг/дм <sup>3</sup>	1242	16232	130	125
Mg, мг/дм <sup>3</sup>	146	3405	80	43
Ag, мг/дм <sup>3</sup>	<0,001	0,03050		
B, мг/дм <sup>3</sup>	2,66	28	0,5	56
Ba, мг/дм <sup>3</sup>	2,41	7,06	0,1	71
Bi, мг/дм <sup>3</sup>	<0,001	<0,001		

Продовження таблиці

Cd, мг/дм <sup>3</sup>	<0,001	0,0053	0,001	5,3
Co, мг/дм <sup>3</sup>	<0,001	0,0049	0,1	0,049
Cr, мг/дм <sup>3</sup>	0,0035	0,126	0,05	2,5
Cu, мг/дм <sup>3</sup>	0,011	0,14		
Fe, мг/дм <sup>3</sup>	15,6	144	1	144
Ga, мг/дм <sup>3</sup>	0,001	0,016		
In, мг/дм <sup>3</sup>	0,0059	0,106		
Li, мг/дм <sup>3</sup>	0,75	3,33		
Mn, мг/дм <sup>3</sup>	0,74	7,2		
Ni, мг/дм <sup>3</sup>	0,0005	0,058	0,02	2,9
Pb, мг/дм <sup>3</sup>	0,0021	0,076	0,01	7,6
Sr, мг/дм <sup>3</sup>	184	455	7	65
Tl, мг/дм <sup>3</sup>	0,0003	0,0029	0,0001	29
Zn, мг/дм <sup>3</sup>	0,035	1,91		
K, мг/дм <sup>3</sup>	89	678	20	34

**Висновки.**

Співставлення даних про склад СПВ та питної води показує, що для моніторингу забруднення прісних вод домішками СПВ можна використовувати в якості індикаторів наступні параметри: вміст нафтопродуктів, сполуки бору, барію, стронцію, талію та калію. Крім того, сигналом для розширеного дослідження поверхневих та підземних прісних вод має бути підвищення концентрації хлоридів.

Таким чином, проведено хімічний аналіз виборки проб СПВ (13 шт.), що видобуваються підприємствами АТ «Укргазвидобування». Виявлено, що СПВ є високомінералізованими розчинами, в складі яких в суттєвій кількості присутні такі елементи, як Ag, B, Ba, Cd, Co, Cr, Cu, Fe, Ga, In, Li, Mn, Ni, Pb, Sr, Tl, Zn та K, а найбільш чутливими до забруднення прісних вод та ґрунтів домішками СПВ можна вважати вміст нафтопродуктів, сполуки бору, барію, стронцію, талію та калію. Розробка та оптимізація алгоритму моніторингу забруднення об'єктів навколишнього середовища домішками СПВ потребує подальшого дослідження складу та властивостей супутньо-пластових вод.

*Список літератури*

1. Водний Кодекс України - введений Постановою ВР № 214/95-ВР від 06.06.95, редакція від 02.01.2022 [Електронний ресурс] / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-вр#Text.
2. *Немец Н.Н.* Комплексный анализ некоторых моделей экологической безопасности сопутствующих пластовых вод нефтеконденсатных месторождений [Текст] / *Н.Н. Немец, Т.В. Брусенцева, Н.С. Цанко* // Вісник Національного технічного університету. Вип. XIII. – № 6 (1360). – 2020. – С. 35-41.
3. *Рева М.* Супутньо-пластові води в східному нафтогазовому регіоні України як джерело небезпеки або цінний ресурс [Текст] / *М. Рева* // Вісник Київського національного університету ім. Т. Шевченка. Геологія. – 2016. – Вип. 1. – С. 81-85
4. *Huang, T., Pang, Z., Li, Z., Li, Y., Hao, Y.*, A framework to determine sensitive inorganic monitoring indicators for tracing groundwater contamination by produced formation water from shale gas development in the Fuling Gasfield, SW China // *Journal of Hydrology*, 2019, Pre proof.
5. *Журавель М.Ю.* Система оцінки та прогнозу санітарно-гігієнічного стану питних підземних і поверхневих вод в районах розташування підприємств ВАТ «Укрнафта» [Текст] / *М.Ю. Журавель, П.В. Клочко, В.М. Бульбас, Г.А. Лісовий* // Нафтова і газова промисловість. – № 3. – 1998 – С. 5-11.
6. ДСТУ ISO 5667-2:2003. Якість води. Відбирання проб. Ч. 2. Настанови щодо методів відбирання проб (ISO5667-2:1991, IDT), Київ, 2003.

7. ДСТУ ISO 5667-3:2001 Якість води. Відбирання проб. Ч. 3. Настанови щодо зберігання та поводження з пробами (ISO 5667-3:1994, IDT), Київ, 2001.

8. СТП 320.00158764. 049-2003 Методики аналізу природних, високомінералізованих пластових, промислових, супутніх, конденсаційних і ґрунтових вод. Затверджений наказом №182/ОС від 05.08.2003, УкрНДІгаз, 2003.

9. ДСТУ EN ISO 11885:2019 Якість води. Визначення вибраних елементів методом оптичної емісійної спектроскопії з індуктивно зв'язаною плазмою (ICP-OES) (EN ISO 11885:2009, IDT; ISO 11885:2007, IDT), Київ, 2019.

10. ДСТУ 7525:2014 Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості. Київ, 2014.

Надійшла до редакції 25.02.21

## ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ СООБЩЕНИЯ

## INFORMATION

УДК 331.8

**В.В. Кручина, Н.В. Кузнецова, канд. техн. наук, В.Л. Клеєвська  
(Національний аерокосмічний університет ім. М.Є. Жуковського  
«Харківський авіаційний інститут»)**

**ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ОПТИМІЗАЦІЇ БЕЗПЕКИ ВИРОБНИЦТВА  
У ГАЗОВИДОБУВНІЙ ГАЛУЗІ**

*Життя та здоров'я робітників є головним завданням керівництва при організації виробничого процесу. В статті представлено аналіз причин виробничого травматизму в газодобувній галузі. Враховуючи прагнення Групи Нафтогаз змінити щоденні звички працівників та спосіб мислення про безпеку, запропоновано впровадження новітніх технологій для підвищення індивідуального контролю безпеки.*

*Жизнь и здоровье рабочих является главной задачей руководства при организации производственного процесса. В статье представлен анализ причин производственного травматизма в газодобывающей отрасли. Учитывая стремление Группы Нафтогаз изменить ежедневные привычки работников и способ мышления о безопасности, предложено внедрение новейших технологий для повышения индивидуального контроля безопасности.*

*The main task of management in organizing the production process the life and health of workers. Analysis of the causes of industrial injuries in the gas industry is presented. Taking into account the desire of the Naftogaz Group to change the daily habits of employees and the way of thinking about safety, the introduction of the latest technologies to increase individual security control is proposed.*

Безпека праці є не тільки основою успіху будь-якого підприємства, але й забов'язанням кожного суб'єкта господарської діяльності забезпечити своїм співробітникам комфортні та безпечні трудові умови. Піклуючись про здоров'я та безпеку своїх працівників, керівництво компаній газовидобування України впроваджують міжнародний досвід і сучасні методики оцінки ризиків. Перш за все це потребує збільшення зусиль щодо своєчасного ліквідування технічних несправностей й запобігання нещасним випадкам на виробництві.

Вимоги до системи управління охороною праці містяться в безлічі законодавчих актів нашої держави, перед усім у Законі України «Про охорону праці». Для газовидобувної галузі базовим документом із забезпечення охорони праці є Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України. З 2017 року діє окрема політика у сфері гігієни та безпеки праці, яка відповідає вимогам стандарту OHSAS 18001 (ISO 45001).

У 2019 році правлінням компанії було затверджено Візію охорони праці, промислової безпеки та охорони довкілля Групи Нафтогаз (далі – Візія), основним напрямом якої є розвиток в компанії зрілої культури у сферах охорони праці, промислової безпеки і охорони довкілля. Однією з ключових характеристик Візії є чітка орієнтація на зміну щоденних звичок працівників, їх ставлення та способу мислення про безпеку, на відміну від попередніх практик моніторингу формальних показників і контролю виконання політик і процедур. Створений комплексний підхід або так звана «Піраміда HSE Нафтогазу», що поширюється на всі сфери безпеки і поєднує в собі цілі, інструменти і напрямки імплементації Візії. В її основі лежать цілі та дося-

гнення: – нульового рівня смертності, – нульової втрати часу від нещасних випадків, – нульового травматизму, – нульової шкоди природі [1].

Головними інструментами для попередження травматизму та аварійних ситуацій на виробництві в рамках Візії було визначено такі:

- підзвітність,
- виявлення та попередження проблем,
- комунікація,
- виконання,
- дисципліна,
- новітні технології,
- стала діяльність і безпечні умови.

Візію планують реалізовувати за трьома напрямками імплементації:

- робоче оточення (безпека будівель та обладнання);
- системи (системи управління та процедури);
- люди та організація (корпоративна культура та компетенції).

Керівництво компанії повною мірою усвідомлює свою відповідальність за життя і здоров'я співробітників на підприємствах Групи Нафтогаз. Тому ключовими напрямками політики компанії є створення здорових та безпечних умов праці, запобігання нещасним випадкам і професійним захворюванням на виробництві. Компанія щороку інвестує в заходи з охорони праці і прагне впроваджувати міжнародні стандарти та кращі світові практики з питань управління охороною праці на підприємствах групи задля досягнення вказаних цілей [1].

Підприємства Групи Нафтогаз впровадили п'ятиступеневу систему оперативного контролю за станом охорони праці, що передбачає перевірки виробничих підрозділів та робочих місць. Питання, пов'язані з охороною праці, розглядають на нарадах підприємств групи і загальних зборах трудових колективів, за підсумками яких визначають додаткові заходи з метою покращення умов і безпеки праці. Регулярно проводять навчання (тренінги) та інструктажі з питань охорони праці, підвищення кваліфікації працівників [1].

За статистичними даними найчастіше нещасні випадки на підприємствах Групи Нафтогаз трапляються через організаційні причини. У 2019 році 75% травмованих працівників постраждали внаслідок нещасних випадків з організаційних причин, 14% – з технічних причин, 11% – психофізіологічних причин [1].

Перелік організаційних причин включає:

- невиконання вимог інструкцій з охорони праці;
- порушення правил безпеки руху та порушення вимог безпеки під час експлуатації транспорту загального користування (автомобільного);
- невиконання посадових обов'язків;
- порушення вимог безпеки під час експлуатації обладнання, устаткування, машин, механізмів тощо.

Серед технічних причин виділяють:

- конструктивні недоліки, недосконалість, недостатню надійність засобів виробництва;
- неякісне виконання будівельних робіт;
- незадовільний технічний стан виробничих об'єктів, будівель, споруд, інженерних комунікацій, території;
- інші (брудні сходинки драбини автоцистерни).

До психофізіологічних причин відносять особисту необережність потерпілого.

З 2019 року група компаній Smart Energy впроваджує на своїх підприємствах відому в світі систему оцінки ризиків Near Miss. Працівники оперативно інформують керівництво через електронну систему відповідні служби про технічні несправності, чим запобігають нещасним випадкам. Завдяки системі Near Miss вдається досягти високого рівня безпеки та залученості працівників на промислах та ефективніше включатися в процес забезпечення безпеки на виробництві [2]. Тож логічним буде організувати впровадження відповідних систем та засобів на підприємствах галузі.

У компанії АТ «Укргазвидобування», яка застосовує європейську стандартизацію безпеки з 2015 року, кожен співробітник зобов'язаний дотримуватися «Семи золотих правил охо-

рони праці», визначених Міжнародною організацією праці. Кожен співробітник несе відповідальність у своїй робочій зоні за програмою «Безпечний робочий простір». При виявленні порушення він зобов'язаний сповістити про це на гарячу лінію з питань охорони праці та промислової безпеки.

Крім того, в компанії АТ «Укргазвидобування» посилено внутрішній аудит. Профільні комісії контролюють дотримання стандартів безпеки протягом року. Наприклад, начальники зміни, майстри та механіки слідкують за виробничими процесами та станом обладнання впродовж робочої зміни. Керівники структурних підрозділів здійснюють щотижневі інспекції. Кожні півроку контроль за безпекою здійснюють керівники підприємств або їхні заступники, раз на рік – директори філій [2].

Але основною особливістю підходу компаній щодо питань безпеки є стимулювання особистого бажання працівника по-справжньому сформувати стійкі навички безпечної поведінки. Як це зробити? Якими мають бути організаційно технічні рішення, що спрямовані на підвищення відповідальності робітника під час виконання трудових обов'язків?

За статистичними даними Міжнародної організації праці причиною 78 % нещасних випадків на виробництві є фактори, які не пов'язані з роботою техніки або технологічних процесів, а пов'язані саме з працівником. Недотримання правил техніки безпеки, порушення умов безпеки трудового процесу, незастосування засобів індивідуального захисту є наслідком неякісної організації трудового процесу [2].

Здебільшого подібні випадки трапляються або з незалежних від людини причин, або тоді, коли працівника спонукають до порушення правил певні обставини. Безперечно запобігти реалізації таких подій дозволить лише комплекс організаційно-технічних заходів. Основними завданнями таких заходів є:

- підвищення якості теоретичної підготовки персоналу;
- акцентування уваги на тяжкість наслідків від реалізації усвідомлених порушень (висока ціна помилки для суспільства, підприємства, країни);
- боротьба з почуттям звикання людини до небезпеки та відчуття правильних або вимушених порушень правил охорони праці, які не призвели до тяжких наслідків (звикання до порушень) [3].

Крім основних причин, існує ще цілий набір індивідуальних (особистісних) факторів, переважно психологічного порядку, таких як:

- недисциплінованість,
- недооцінка ризику,
- сміливість «на показ»,
- відсутність інтересу до виконуваної роботи,
- проблеми зі здоров'ям або проблеми особистого характеру тощо [3].

Таким чином, своєчасне виявлення та попередження потенційних помилок, небезпечних дій можливе шляхом підвищення технічних можливостей засобами новітніх технологій.

Мова йде про забезпечення персоналу засобами реєстрації. Наприклад, портативними персональними відеореєстраторами PVR (Personal Video Recorder) Garmin Dash Cam mini 010–02062–1. Наявність такого засобу забезпечує повний контроль за ситуацією для робітників, які працюють в умовах підвищеної небезпеки та на інших робочих місцях. При виникненні непередбачених ситуацій можливість фіксації та обміну відео в режимі реального часу підвищує поінформованість про існуючу обстановку [4].

Автоматичний обмін відео- та аудіоінформацією через Wi-Fi з відділом диспетчерської служби дає можливість швидко та більш продумано реагувати на події, пов'язані з нещасними випадками. Оскільки відеореєстратори дозволяють фіксувати всі відео- та аудіо- обставини, то навіть сама наявність персонального реєстратора у співробітника допомагає виявити небезпечну ситуацію, а також підвищити його самодисципліну та рівень відповідальності щодо порушень.

Слід зазначити, що очікувана оптимізація безпеки праці за рахунок застосування персональних відеореєстраторів, розташованих на грудях працівників, максимально знизить відсотки нещасних випадків на виробництві, що трапляються через людський фактор. Наприклад, внаслідок застосування подібних камер при впровадженні системи автоматичної фото та відеофік-



сації порушень дорожньо-транспортного руху за півтора роки в Україні кількість аварій з травмованими та/або загиблими знизилася на 65%. Дослідники зазначають, що жодна міра ще не приводила до таких радикальних змін [5].

Використання та розвиток подібного досвіду у виробничому середовищі в інших професійних сферах дозволяє ефективно запобігати порушенням вимог безпеки. Наприклад, у поліцейських, за рахунок застосування індивідуальних багатофункціональних пристроїв контролю діяльності працівника, в 96% випадках зменшилося число порушень щодо громадян.

Застосування таких пристроїв та розширення їх функціональних можливостей дозволить забезпечити ще й коректність експлуатації виданих працівникові засобів індивідуального захисту (ЗІЗ). Звичайно ж ЗІЗ є пасивними пристроями, оскільки вони не мають керованих захисних властивостей. Характеристики надійності ЗІЗ, як і технічних засобів, також змінюються в процесі експлуатації, а захисні властивості знижуються в результаті неправильного застосування. Отже, під час експлуатації пасивних ЗІЗ існує ризик виникнення аварійних ситуацій, зумовлених відсутністю контролю у правильності експлуатації ЗІЗ [6, 7].

Організація такого контролю дозволить підвищити відповідальність працівника перед виконуваними технологічними операціями, знизити ризики незастосування ЗІЗ, забезпечить контроль технологічних операцій, а також дозволить з найбільшою ймовірністю встановити причини аварійної ситуації або нещасних випадків, пов'язаних з виробництвом, з працівником газовидобувної галузі. Це стане ще одним кроком на шляху реалізації положень Візії з охорони праці.

Слід зазначити, що існує потреба у оперативному зв'язку між працівниками у процесі виконання робочих операцій, яку теж можливо вирішити використанням спеціальних засобів.

Таким чином, на даний час актуальним стає оновлення існуючих технічних засобів із застосуванням сучасних технологій. Вдосконалення та доповнення наявних елементів контролю та забезпечення безпеки працівників надасть змогу мінімізувати кількість нещасних випадків та зберегти здоров'я і життя співробітників.

#### Список літератури

1. Річний звіт 2019 Група Нафтогаз [Електронний ресурс]. Режим доступу: [https://www.motorolasolutions.com/ru\\_ru/products/body-worn-cameras.html](https://www.motorolasolutions.com/ru_ru/products/body-worn-cameras.html).
2. Міжнародні підходи, щоденний аудит та екзамен з охорони праці: як нафтогазовидобувні підприємства дбають про безпеку співробітників [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://poltava.to/project/6921/>.
3. *Благута Р.І.* Новітні технології у розслідуванні злочинів: сучасний стан і проблеми використання [Текст]: моногр. / *Р.І. Благута, А.В. Мовчан.* – Львів: ЛьвДУВС, 2020. – 256 с.
4. Використання штучного інтелекту в кримінальній юстиції. Режим доступу: <https://ua.112.ua/statji/maliuska-khoche-vykorystovuvaty-shtuchnyi-intelekt-ukryminalnii-iustytysii-naskilkytse-mozhlyvo-535538.html>.
5. Как камеры автофиксации нарушений ПДД повлияли на уровень аварийности в Украине – статистика от полиции [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.autocentre.ua/news/kak-kamery-avtofiksatsii-narushenij-pdd-povliyali-na-uroven-avarijnosti-v-ukraine-statistika-ot-politsii-1374137.html>.
6. *Голін В.В.* Застосування високих технологій у забезпеченні громадської безпеки: Матеріали науково-практичного онлайн-семінару Використання технологій штучного інтелекту у протидії злочинності [Текст] / *В.В. Голін.* – Науково-дослідний інститут вивчення проблем злочинності імені академіка В.В. Сташиса МВС України. – 2020. – 112 с.
7. *Хоміч Є.С.* Технології штучного інтелекту у розслідуванні та протидії злочинам: Матеріали науково-практичного онлайн-семінару Використання технологій штучного інтелекту у протидії злочинності [Текст] / *Є.С. Хоміч.* – Науково-дослідний інститут вивчення проблем злочинності імені академіка В.В. Сташиса МВС України. – 2020. – 112 с.

Надійшла до редакції 09.02.21

УДК 658.5

Г.М. Савченко, М.А. Попов  
(УкрНДІгаз)

## ОСОБЛИВОСТІ УПРАВЛІННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЮ ВЛАСНІСТЮ В МЕРЕЖІ ІНТЕРНЕТ

*Інтелектуальна власність займає особливе місце в мережі Інтернет, для творців, авторів і винахідників з'явилися нові можливості шляхом зміни традиційних форм використання творів на цифрову форму. В статті розглянутий такий момент захисту авторських прав, як використання комбінації різних видів творів або мультимедійних робіт.*

*Интеллектуальная собственность занимает особое место в сети Интернет, для создателей, авторов и изобретателей появились новые возможности путем изменения традиционных форм использования произведений на цифровую форму. В статье рассмотрен такой момент защиты авторских прав как использование комбинации различных видов произведений или мультимедийных работ.*

*Intellectual property takes a special place in Internet. The new opportunities have developed by changing the traditional forms of authorship work using in digital form for creators, authors and inventors.*

На початку 2021 року кількість користувачів Інтернет у світі досягла 4,54 мільярда, відповідно і кількість та вартість комерційних операцій, що здійснюються в Інтернеті, значно зростає. Зараз практично всі товари або послуги рекламуються та/або продаються в Інтернеті, тому електронна торгівля - це глобальний економічний гігант, де кількість і вартість торгових онлайн-операцій зростає щодня. Майже три чверті Інтернет-користувачів у світі у віці від 16 до 64 років щомісяця купують щось онлайн, а на глобальному рівні середньостатистичний онлайн-покупець витрачає майже \$ 500 на онлайн-покупки щороку.

Інтелектуальна власність швидко перемістилася в Інтернет насамперед завдяки оцифруванню творів. Сьогодні у творців фільмів і музики, авторів і видавців з'явилися нові можливості для комерціалізації своїх творів за допомогою Інтернету. Міграція інтелектуальної власності в Інтернет простежується за всіма видами прав. Причини відмінності цифрового середовища з точки зору права і управління очевидні, якщо проаналізувати вплив цифрових технологій на авторське право. Твори, що охороняються авторським правом зазвичай підрозділяють на літературні, художні, комп'ютерні програми, бази даних (компіляції) тощо. Кожний автор має виняткові права: право на публікацію, відтворення або обробку свого твору тощо. Але в законодавстві про авторське право нічого не говориться про те, що робити у разі комбінації різних видів творів або мультимедійних робіт. Перетворення інформації в цифрову форму, а також розробка єдиних технологічних стандартів для тексту, звуку і відео (таких, як HTML, MP3 і MPEG) дає можливість миттєво поширювати цифровий контент серед мільйонів користувачів. Еквівалентність робіт, представлених в цифровій формі, дозволяє легко комбінувати різні твори, які раніше відносили до окремих категорій, але результати такого комбінування класифікувати складно.

Процес перетворення робіт у цифрову форму відбувається таким чином:

- створення єдиного носія для зберігання і передачі творів;
- об'єднання різних видів творів, які раніше мали чіткі відмінності і поява мультимедійних продуктів.

Таким чином, відбувається зміна традиційних форм використання творів, які охороняються авторським правом шляхом оцифрування. Якщо, наприклад, в одному мультимедійно-

му творі об'єднані музичний твір, комп'ютерна програма і літературний твір, то складно визначити власника або власників виключних прав.

Всі твори в цифровій формі мають схожі характеристики, що значно ускладнює охорону авторського права на них. Процеси оцифрування і створення мереж вносять фундаментальні зміни в традиційні форми використання матеріалів, що охороняються авторським правом. Твори, перетворені в цю нову цифрову форму, можуть бути без особливих зусиль скопійовані, поширені, передані, змінені, відредаговані і поміщені на зберігання. Важливо пам'ятати, що права власника авторського права на твір продовжують діяти в цифровому середовищі, зокрема в разі використання творів у цифровій формі. Наприклад, зберігання твору, що охороняється, в цифровому форматі на електронному носії є відтворенням статті 9 Бернської конвенції. Можливості для постійного зберігання твору в електронній формі без отримання згоди власника авторського права обмежені.

Якщо оцифровані твори зберігаються або передаються, або якщо до них надано доступ без отримання дозволу, то встановити факт порушення авторського права досить складно, оскільки складно виявити особу, яка передавала, зберігала або надала доступ до копії, що порушує авторське право на твір. Це може бути хост, постачальник послуг доступу або віддалений користувач. Видалення інформації про управління правами також ускладнює докази наявності авторського права на твір. Крім того, виявлення порушень прав інтелектуальної власності та забезпечення їх дотримання проблематично ще і в зв'язку з тим, що в онлайн-середовищі існують проблеми юрисдикції (оскільки Інтернет не має меж).

#### **Патентування комп'ютерних програм і бізнес-методів**

В США все більше програмних продуктів і бізнес-методів захищаються патентами. В Японії комп'ютерні програми і бізнес-методи також можуть бути запатентовані, якщо вони носять технічний характер, а не є просто абстрактними ідеями. Як приклади бізнес-методів можна привести патенти на метод одного кліка для замовлення товарів онлайн, на онлайніву систему обліку і на онлайніву систему винагород і стимулювання.

Відповідно до Європейської патентної конвенції (далі - ЄПК) і патентним законодавством низки країн ЄС комп'ютерні програми і бізнес-методи явно виключаються із спектра об'єктів, що підлягають патентуванню. ЄПК передбачає, що комп'ютерні програми, які мають технічні ефекти, патентуються, тоді як абстрактні комп'ютерні програми як такі - ні. Але на практиці цей підхід в останні роки зазнав змін через тривалі, інтенсивні, суперечливі дискусії і прийнято безліч рішень. Сьогодні в переважній кількості заявок, які надходять на розгляд, йдеться не про абстрактні програми або бізнес-методи, а про технічні засоби, таких як, наприклад, комп'ютерні мережі, необхідні для забезпечення роботи цих програм або методів. Програма або метод можуть бути патентоспроможними, якщо вони дають можливість вирішити технічну проблему неочевидним способом. Іншими словами, їх патентоспроможність забезпечується некомерційною оригінальністю. Суди і апеляційні ради по-різному трактують поняття «технічний ефект» і «як такий».

#### **Отримання прав на роботи, які охороняються авторським правом**

Існують можливості для забезпечення охорони прав інтелектуальної власності на такі компоненти сайту:

- системи електронної торгівлі;
- пошукові системи та інші технічні інструменти для розробки сайту;
- програмне забезпечення, що використовується для створення сайту;
- дизайн сайту;
- творчий контент, включаючи, тексти і фотографії, музику і відео;
- бази даних, де зберігається інформація для сайту;
- логотипи і товарні знаки;
- екранна візуалізація і графічні інтерфейси;
- вихідний код і об'єктний код, які лежать в основі сайту (не користувачам).

Якщо в ході створення сайту використовуються послуги фахівців, то слід проаналізувати положення угоди, що стосуються права власності та прав інтелектуальної власності. У деяких країнах авторське право на сайт, замовлений у консультанта-фрілансера, автоматично переходить до замовника. В Україні ст. 430 ЦКУ "Майнові права інтелектуальної власності на об'єкт, створений за замовленням, належить творцеві цього об'єкта та замовникові спільно, якщо інше не встановлено договором", тому слід обговорити питання прав власності при укладанні угоди. Крім того, потрібно переконатися в тому, що вся інтелектуальна власність, яку використовує розробник сайту або належить йому, або використовується на основі необхідних дозволів та ліцензійних угод.

#### **Використання заходів технічного захисту**

У справі охорони своєї інтелектуальної власності компанії все більше використовують заходи технічного захисту (ЗТЗ) і системи інформації про управління правами (ІУП).

ЗТЗ включають:

- контроль доступу та створення пристроїв, що перешкоджають копіюванню,
- розробка власного ПО для перегляду файлів,
- шифрування,
- паролі,
- нанесення водяних знаків,
- зняття відбитків пальців (ідентифікація користувачів),
- облік і моніторинг використання,
- цифрова реєстрація робіт в різних установах,
- створення систем винагороди.

ІУП заснована на електронних даних, пристосованих до роботи або об'єкту з аналогічними правами, може містити дані про автора, виконавця, власника прав на твір або об'єкт, опис умов їх використання.

У 1996 р. ВОІВ прийняла два нових договори (Інтернет-договори): Договір ВОІВ з авторського права (ДАП) і Договір ВОІВ про виконання і фонограми (ДФФ), які ратифіковані в Україні. Згідно з цими договорами країни-учасники повинні забезпечувати належну правову охорону і наявність ефективних засобів правового захисту, спрямованих на запобігання обходу ЗТЗ, що використовують для боротьби з порушеннями авторського права. Крім того, країни-учасники повинні забезпечувати адекватну правову охорону та ефективні засоби правового захисту від дій тих осіб, які усувають або змінюють ІУП, не отримавши належного дозволу, або які поширюють копії робіт, знаючи про те, що з них була видалена ІУП.

Відносно своїх творів власники цифрових робіт можуть застосувати трирівневий захист. Перший рівень захисту: юридичні права, пов'язані з твором (право на видачу дозволу на копіювання, публікацію, передачу твору, тощо). Другий рівень захисту: не правовий, а технічний, в формі ЗТЗ та ІУП. Третій рівень захисту: правовий захист від обходу ЗТЗ і видалення ІУП.

На практиці утворюють круговий захист, коли робота охороняється законом про авторське право, здійснення якого забезпечується за допомогою технології, яка, в свою чергу, захищена законом. Найбільш ефективна практика застосування ЗТЗ і використання ІУП.

В мережі Інтернет діють усі правила, що стосуються авторських прав, тому перш ніж посилатися на ту чи іншу компанію, необхідно отримати згоду на демонстрацію чужих товарних знаків. Крім того, необхідно мати ліцензії на використання баз даних, пошукових систем, інструментів електронних платіжних систем і інших технологій до початку роботи з проектування, налаштування та встановлення. Це допоможе в майбутньому уникнути позовів про порушення прав. Пам'ятайте, що у вас може не бути прав на копіювання або поширення чужого контенту. Не завантажуйте і не поширюйте цифровий контент на своєму сайті, якщо він вам не належить і якщо ви не отримали письмовий дозвіл від його власника на поширення в Інтернеті. Крім того, необхідно отримувати дозвіл на оцифровку будь-якого твору. Наприклад, проект Google під назвою Book Project був припинений, а компанія оштрафована у Франції на 300 000 євро за порушення авторського права на книги, які були розміщені в Інтернеті без дозволу.

У повідомлення про авторське право можна включити будь-яку кількість пунктів. Це може бути:

- загальний опис того, що охороняється авторським правом (тексти, зображення, логотипи, тощо);
- правила дозволеного використання робіт, що охороняються авторським правом (заборона копіювати і розміщувати в Інтернеті об'єкти дизайну, зображення і логотипи, які використовуються на сайті);
- питання про розміщення посилань (наявність посилань на сайті на веб-сайти інших осіб не говорить про схвалення або підтвердження надійності послуг, інформації або товарів, пропонованих на сайтах, на які є посилання);
- повідомлення про заборону фреймінгу (копіювання контенту як цілком, так і частково);
- посилання на конкретну особу, яка займається питаннями авторського права або аналогічними питаннями (контактні дані для третіх сторін для повідомлення про порушення прав).

**Таким чином,** дотримання наступних практичних правил допоможе уникнути порушень авторського права:

- Не можна копіювати що б там не було без отримання дозволу.
- Не потрібно думати, що ліцензія на одноразове використання поширюється на багаторазове використання, зазвичай це не так.
- Не потрібно думати, що ліцензія, видана одній компанії групи, поширюється на всі інші компанії групи.
- Не потрібно думати, що ліцензія може передаватися третій стороні.
- Не потрібно думати, що інформація, яка перебуває у відкритому доступі, не охороняється авторським правом.
- Купівля бази даних не обов'язково дає право її розсилки.
- Завжди слід укладати чіткий контракт з усіма, хто працює над продуктом, причому в контракті має бути прописано, кому будуть належати права на розроблений продукт.

#### *Список літератури*

1. Сайт Всесвітньої організації інтелектуальної власності <http://www.wipo.int/portal/en/>.
2. WIPO. Intellectual Property on the Internet: A Survey of Issues. (WIPO/INT/02) (2002).
3. The Community Innovation Survey: Methodological recommendations/ 2008. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY\\_SDDS/en/inn\\_esms.htm#stat\\_pres](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/inn_esms.htm#stat_pres).
4. Договір ВОИС по авторському праву. См. WCT Notification No. 32 WIPO Copyright Treaty Entry into Force, 6 грудня 2001 г., <http://www.wipo.int/treaties/notifications/wct/0032.html>.
5. Samuelson. Digital media and the changing face of intellectual property law. 1990 г. Rutgers Computer and Technology LJ 333.
6. Computer Science and Telecommunications Board (Committee on Intellectual Property Rights and the Emerging Information Infrastructure). The Digital Dilemma: Intellectual Property in the Information Age (2000), [http://www.nap.edu/openbook.php?record\\_id=9601&page=R1](http://www.nap.edu/openbook.php?record_id=9601&page=R1).
7. Peter K.F. Cheung. How E-Intellectual Property Management Impacts on E-Commerce. [http://www.ipd.gov.hk/eng/intellectual\\_property/study\\_aids/eIP\\_ecommerce.htm](http://www.ipd.gov.hk/eng/intellectual_property/study_aids/eIP_ecommerce.htm).
8. Committee on Copyright and Other Legal Matters. Limitations and exceptions to copyright and neighbouring rights in the digital environment: An international library perspective. [ifla.org/III.clm/p1/ilp.htm](http://ifla.org/III.clm/p1/ilp.htm), 14.

Надійшла до редакції 02.02.21

УДК 620.91

О.М. Шендрик<sup>1</sup>, Д.О. Шендрик<sup>2</sup>  
(УкрНДІгаз<sup>1</sup>, ФТФ ХНУ ім. В.Н. Каразіна<sup>2</sup>)

### ОТРИМАННЯ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ ТРАНСФОРМАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ ГАЗУ

*В сучасному світі набирає оборотів тенденція заміни вуглеводневої енергетики на більш екологічні альтернативні джерела енергії. Це потребує додаткових витрат і значно збільшує вартість «зелених» кіловат. В роботі розглядаються напрямки трансформації газовидобувних технологій для освоєння екологічних ресурсів та потенціалів надр Землі.*

*В современном мире набирает обороты тенденция замены углеводородной энергетики на более экологичные альтернативные источники энергии. Это требует дополнительных затрат и значительно увеличивает стоимость «зеленых» киловатт. В работе рассматриваются направления трансформации газодобывающих технологий для освоения экологических ресурсов и потенциалов недр Земли.*

*In today's world, the trend of replacing hydrocarbon energy with more environmentally friendly alternative energy sources is gaining momentum. This requires additional costs and significantly increases the cost of "green" kilowatts. The paper considers the directions of transformation of gas production technologies for the development of ecological resources and potentials of the Earth's interior.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** Забруднення навколишнього середовища, екологічні катастрофи, глобальне потепління спонукали людство до розвитку альтернативної енергетики на заміну «класичних» способів отримання енергії. Останні домовленості COP26 у Глазго «про клімат» вимагають від світової економіки заміни вуглецевої на більш екологічні, безпечні відновлювальні джерела енергії.

Повноцінна розбудова «нових» енергетичних систем на заміну «старих» потребує часу, значних фінансових та людських ресурсів, при поступовому згортанні інфраструктури «вуглецевої» енергетики: ГТС, бурових веж, газопереробних заводів, скорочення потужностей газовидобувних підприємств, ліквідації свердловин. В таких умовах стає актуальним пошук способів трансформації існуючих газовидобувних технологій, систем, обладнання для формування низьковуглецевих бізнесів.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Україна володіє цілим комплексом покладів вуглеводнів (газу, нафти, вугілля), більшість з яких локально згруповані у східних, західних та південних областях держави (рис. 1). Розробка цих родовищ супроводжувалась формуванням потужної видобувної інфраструктури, яка стала техногенною часткою великих геолого-енергетичних систем.

Все це є потужним геологічним джерелом енергії, яка може проявлятися у різних виглядах.

На прикладі геотермічних геопотенціалів України (рис. 2) видно, що саме у нафтогазоносних провінціях спостерігаються відносні теплові аномалії. А саме в цих місцях розташована лівова частка газонафтовидобувних свердловин. Лише ліквідованих свердловин в Україні налічується понад 7 тис. одиниць. Це потенціал, який на даний час не тільки не задіяний, а потребує додаткових невиробничих витрат на обслуговування та нагляд.

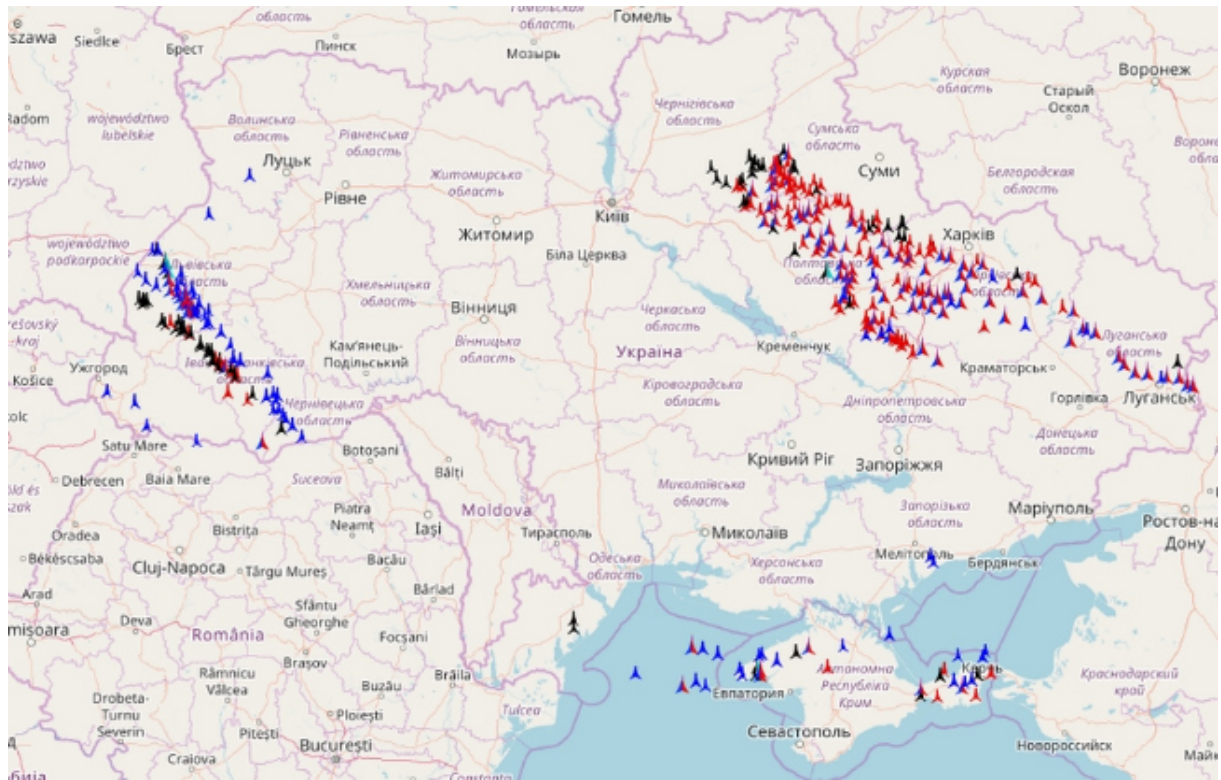


Рис.1. Розташування українських родовищ нафти, газу та вугілля

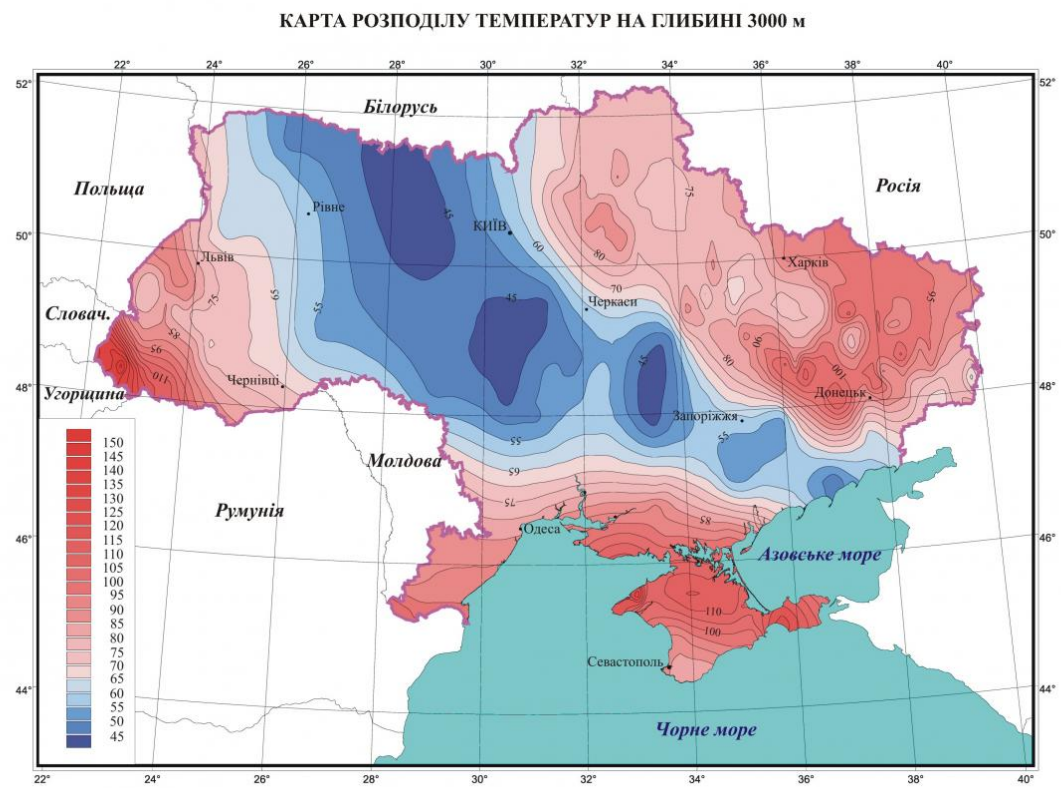


Рис. 2. Геотермічна карта України. Розподіл температур на глибині 3000 м [1]



**Формулювання завдань досліджень та мети статті.** Таким чином формується завдання щодо використання різних видів геологічної енергії, які за своєю природою, в порівнянні із іншими видами енергії, що використовує людство, являються умовно невичерпними і значно екологічнішими.

**Виклад основного матеріалу досліджень, де вказуються наукова новизна та практична цінність.** Існують способи перетворення теплової енергії Землі [2] в електричну. Такі, наприклад, як геотермальний електрогенератор зануреного типу, який можна розташувати в свердловині для отримання електричної енергії [3]. Орієнтовна потужність одного такого блоку довжиною 100 м складає 30 кВт, хоча може за необхідності бути збільшена.

Але використання таких систем має бути обережним та зваженим. Так, після запуску геотермальної електростанції в Новій Зеландії гейзери Вайракейської гідротермальної системи зникли, а на їх місці виникли брудові котли [4].

На даний час світовий фонд нафтових та газових свердловин (в тому числі ліквідованих, експлуатаційних, спостережних) перевищує 10 млн одиниць. Це поточний потенціал трансформації та переорієнтації газовидобувного обладнання на роботу з геопотенціалами як джерелами альтернативної енергії в залежності від техніко-економічних переваг по кожній окремій свердловині. Але це й величезна відповідальність, адже такі великі потужності здатні самі по собі впливати на екологічні показники як в містах застосування технологій, так і планети в цілому.

Нові технології повинні на первинному етапі пройти екологічну експертизу для запобігання повтору екологічних катастроф таких, як аварія в Мексиканській затоці, ПГРП при видобутку сланцевого газу, вплив викидів на глобальне потепління. Якісне формування на перших етапах дасть змогу тривалого сталого розвитку галузі та відкриє доступ до довгострокових інвестицій.

Розробка енергетичних ресурсів Землі потребує низки нових геологічних досліджень з акцентом на пошук енергетичних покладів і дає змогу для створення енергогенеруючих кластерів відновлювальної енергії на базі існуючої газовидобувної інфраструктури (свердловин бездіючого фонду), бурового обладнання та людей з досвідом буріння і обслуговування свердловин. Це буде сприяти декарбонізації, підвищенню екологічності та стабільності енергетики України, скоротить терміни та вартість розбудови нових енергетичних систем за рахунок часткової вивченості геологічної структури покладів, використання існуючого видобувного та бурильного обладнання, залучення кваліфікованого персоналу. Для цього слід провести трансформацію та модернізацію газовидобувного обладнання, адаптацію технологій до існуючих систем енергоспоживання, техніко-економічний аналіз перспектив тривалого застосування технологій.

Розробляти можна геотермічну, телуричну, електростатичну, хімічну енергії Земля. При цьому стовбури свердловин (в тому числі ліквідованих) використовуються як робочі конструкції або кріплення для інструменту отримання енергії пластів на різній глибині – геотермічних генераторів, електродів, резонаторів тощо.

Оскільки більшість родовищ України знаходиться в розробці силами АТ «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз», то АТ «Укргазвидобування» має перевагу в централізованому освоєнні цих ресурсів.

#### **Висновки:**

1. Тенденції розвитку світової енергетики вимагають пошуку шляхів трансформації газовидобувних систем у системи освоєння геологічних енергоресурсів.
2. До проявів енергетичних потенціалів геологічного походження, які можна віднести до перспективних джерел альтернативної енергетики відносяться геотермічні градієнти, телуричні струми, гальвановміщуючі поклади, електромагнітні поля Землі.

#### *Список літератури*

1. WORLD DATA CENTER FOR GEOINFORMATICS AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT: Thermal current of Ukraine [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://wdc.org.ua/en/node/147>

2. Патент № UA 114339 U України (51) МПК F24J 3/08 (2006.01) Спосіб перетворення геотермальної енергії в електричну/ Шендрик О.М., Шендрик Д.О.; № u 2016 08198; заявл. 25.07.16. опубл. 10.03.20173. Бюл. № 5.

3. Моисеенко У.И. Температура земных недр [Текст] / У.И. Моисеенко, А.А. Смыслов. – Л.: Недра, 1986. – 180 с.

4. Белоусов С.П. Природные катастрофы и экологические риски (на примере развития геотермальной энергетики) [Текст] / С.П. Белоусов, С.П. Белоусова. – Петропавловск-Камчатский: КГПУ, 2002. – 160 с.

Надійшла до редакції 10.02.21

УДК 510.6+550.36/41+532/71/74

**А.О. Васильченко, канд. техн. наук  
(УкрНДІгаз)**

### **АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕОРІЙ ПРИРОДИ СВІТОВОГО ЕФІРУ ТА ЙОГО РОЛІ В САМООРГАНІЗАЦІЇ МАТЕРІЇ І ЕНЕРГІЇ У ВСЕСВІТІ**

*Здійснено аналіз теорій сучасних вчених щодо властивостей ефіру і його ролі в утворенні хімічних елементів, матеріальних тіл та гравітації. Підтримана концепція В.Г. Катющика, згідно з якою гравітація є відштовхуючою дією між масами тіл. Розглянуті результати досліджень В.С. Гребеннікова з використання комахами потоків ефіру для забезпечення своєї безпеки та використання інтенсифікованого ефекту порожніх структур для здійснення польотів без відкидання маси.*

*Проведен анализ теорий современных ученых относительно эфира и его роли в образовании химических элементов, материальных тел и гравитации. Поддержана концепция В.Г. Катющика, согласно которой гравитация представляет собой отталкивающее действие между телами. Рассмотрены результаты исследований В.С. Гребенникова по использованию насекомых потоков эфира для обеспечения своей безопасности и использования эффекта полостных структур в интенсивном варианте для совершения полетов без отброса массы.*

*Analysis of the theories of modern scientists on the properties of ether and its role in the formation of chemical elements, material bodies and gravity was carried out. The concept of V.G. Katyuschyk was supported, according to which gravity consists in repulsive action between the masses of bodies. The results of V.S. Grebennikov's research on the use of ether streams by insects to ensure their safety and the use of an intensified effect of empty structures for flights without mass casting are considered.*

**Постановка проблеми.** З сучасних робіт істориків відомо, що людство протягом багатьох тисячоліть своєї історії пережило чимало апокаліптичних катастроф. Кожен «кінець світу» призводив до втрати практично всіх наукових, технологічних і культурних досягнень. Збереглася лише незначна інформація в епічних творах, рукописах та глиняних табличках про найбільш важливі результати діяльності цивілізацій, що загинули. З інформаційних джерел цих цивілізацій видно, що у світогляді прадавніх людей важливе місце посідало уявлення про першооснову світу – ефір, з якого виникло все. Більшість філософів Давньої Греції, які багато знань запозичили у бібліотеках та школах жерців Єгипту, де зберігались рештки наукових поглядів атлантів, сприйняли ідею ефіру і продовжили її розвиток. Вчені середньовіччя і Відродження виховувалися на працях Аристотеля і природно підтримали естафету щодо ефіру як фундаментального начала нашого світу.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Складність здійснення аналізу публікацій про дослідження ефіру полягає у тому, що на цю тему світова наукова еліта наклала табу, тому найкращі матеріали можна знайти лише в Інтернеті, що створені науковцями, які вже завершили свою наукову кар'єру або обрали свободу мислення.

В даному аналізі будемо використовувати енциклопедичне зібрання інформації В.А. Ацюковського про ефір [1,2].

Вже на початку огляду теорій та моделей ефіру В.А. Ацюковський [2] показує, що в давньокитайському даосизмі (IV ст. до н.е.) в каноні «Дао де цзин» та трактатах «Чжуан-цзи» та «Лао-цзи» йдеться про те, що все у світі складається з часток грубих «цу» і найтонших «цзин». Вони утворюють єдиний «ци» - ефір як начало всіх речей. «Єдиний ефір пронизує увесь Всесвіт. Він складається з «інь» «матеріальне» та «ян» (вогонь, енергія). Немає жодної речі, не зв'язаної з іншими, і всюди проявляють себе інь та ян» [2].

Приблизно в ті самі часи (IV ст. до н.е.) у Давній Греції у працях Демокрита були наведені його уявлення про ефір, які він запозичив у жерців Мідії. Він вважав, що ефір являє собою середовище, що заповнює увесь світовий простір, і з нього виникли усі матеріальні тіла. Ефір, як і атоми, складається з найменших неподільних матеріальних часток – амерів, які на відміну від атомів, не мають ваги [2]. Таким чином, Демокрит пояснював силу тяжіння проявом руху певної сукупності амерів, а не природною властивістю матерії.

Вже у 17 столітті Рене Декарт розглядав існування матеріальної першооснови, що заповнює увесь простір і забезпечує перенесення хвиль світла. Він також пояснював утворення матерії і планет властивістю вихорів ефіру, що складається з кулеподібних частинок. Декарт один з перших намагався визначити внутрішній механізм фізичних явищ [2].

Ісаак Ньютон (1643 - 1727) намагався пояснити силу тяжіння різницею тисків в ефірі, але не опублікував своєї теорії, як засвідчує Максвелл, оскільки він так і не зміг пояснити, як діє середовище, коли реалізує головні явища природи.

У приватному листі до Р. Бойля про ефір від 28 лютого 1679 р. Ньютон викладає п'ять положень, що уточнюють його уявлення про ефір [2]:

1) Вважається, що у всьому просторі розсіяна ефірна субстанція, здатна до стискання і розширення і надзвичайно пружна, схожа на повітря, тільки більш тонка.

2) Вважається, що ефір проникає у всі тіла, але в порах тіл він рідший, ніж у вільному просторі і він тим рідший, чим тонші пори.

3) Вважається, що розріджений ефір у тілах більш щільний ззовні них, переходить з одного в інше поступово.

4) Вважається, що при зближенні двох тіл ефір між ними стає рідшим, ніж перед тим, і область поступового розрідження поширюється від поверхні одного тіла до поверхні другого. «Причина цього в тому, - пише Ньютон, - що в у вузькому просторі між тілами ефір вже не може рухатися достатньо вільно» [2].

5) З четвертого положення випливає, що при зближенні тіл та при розрідженні ефіру між ними має виникнути спротив цьому і намагання тіл відійти одне від одного. Такий спротив буде зростати при подальшому зближенні внаслідок все більшого розрідження, проте коли тіла наблизяться так, що надлишок тиску зовнішнього ефіру, що оточує тіла, над розрідженим ефіром між тілами стане настільки великим, що подолає спротив тіл до зближення, то надлишок тиску примусить тіла з силою зблизитися та дуже зчепитися одне з одним.

Автор даної статті має прокоментувати припущення Ньютона щодо розрідження ефіру у тонких порах твердих тіл наступним чином. Всі дослідники усіх часів вважають ефір матеріальним началом, яке за певних умов у макро- та мегатілах (зірках, планетах, астероїдах тощо) здатне утворювати усі можливі атоми. Це природне явище логічно охарактеризувати як процес самоорганізації матерії, а виникнення разом з тим сили тяжіння свідчить про самоорганізацію також і енергії. Процес самоорганізації на макрорівні (наприклад, у порах і тріщинах гірських порід) безпосередньо обумовлений процесом *концентрування матеріальних частинок*. Тому *розрідження ефіру унеможливорює протікання процесу самоорганізації*.

В.А. Ацюковський зробив спробу запропонувати механізм утворення сили тяжіння з вихорів ефіру [2], тобто те, на що не наважився Ньютон. В основу своєї гіпотези В.А. Ацюковський поклав здатність молекул ефіру (амер є неподільною частинкою, тому не може бути молекулою – А.В.) до дифузійного руху, внаслідок якого відбувається охолодження ефіру поверхнями нуклонів і, як результат, виникає градієнт тиску [2, с. 534]. Тіло, що потрапило у поле градієнта тиску, починає відчувати перепад тисків ефіру: з боку тіла, що утворило градієнт температури, тиск ефіру буде нижче, ніж з протилежного боку. Теж саме буде і з іншим тілом. Тіла почнуть підштовхуватися ефіром одне до одного. Відомо, що частинки речовини являють собою вихори, утворені ефіром. В цих вихорах температура газу завжди нижче температури оточуючого середовища. Завдяки термодифузійному процесу відбувається теплообмін між вихором і оточуючим середовищем. В результаті теплообміну температура вихору повинна безперервно зростати за рахунок припливу тепла з оточуючого середовища, температура оточуючого середовища повинна зменшуватися. Таким чином, довкола кожного вихору ефіру відбувається неврівноважений термодинамічний процес.

Головними діючими елементами у створенні гравітаційних сил є нуклони – протони і нейтрони, оскільки саме вони є максимально ущільненими вихорами ефіру з мінімальною температурою, тому саме вони є головним від'ємним джерелом тепла, що охолоджує оточуючий ефір і створює у ньому градієнт температури і тим самим градієнт тиску.

Короткий коментар від автора цієї статті. Існування протонів та нейтронів на даний момент є гіпотезою, яка експериментально не підтверджена. Термін «поверхні нуклонів» - ще одна гіпотеза, яка суперечить припущенню, що нуклони – це вихори ефіру. Крім того, припущення, що у вихорах ефіру температура є мінімальною, суперечить даним експериментів з вихорами у рідинах і газах: температура у вихорі вища, ніж в оточуючому середовищі. Спірною також є концепція Ньютона, яку розвиває в своїй гіпотезі В.А. Ацюковський, щодо того, що *гравітація є силою, що притягує тіла одне до одного*.

Таким чином, згідно з В.А. Ацюковським [2, с.397], в результаті дії температурного градієнту, породженого різницею температур речовини (вихорів ефіру) та самого ефіру, виникає градієнт тиску в ефірі, який проявляє себе як гравітаційне притягування мас. Під дією цього градієнта тиску і сам ефір рухається у напрямку до мас, що створили температурний градієнт в ефірі. Тому усі маси, в тому числі, всі космічні тіла – зірки, Сонце, планети та їхні супутники безперервно поглинають ефір. У тілі Землі ефір перетворюється ядрами атомів у речовину, і Земля розширюється по радіусу приблизно на 0,5 мм на рік. Надлишкова речовина виходить з тіла Землі у вигляді рифтових хребтів, окремих островів, а також викидається з тіла Землі у вигляді геопатогенного випромінювання та комет.

В.А. Ацюковський [2, с.556] наводить наступні можливі наслідки поглинання ефіру Землею:

- утворення нової речовини;
- збільшення маси кожного нуклона, механізм якого не виявлений;
- нагромадження маси ефіра, який далі рухається у земних породах.

Два інших наслідки поглинання ефіру Землею були наведені вище: утворення комет та геопатогенних зон, з яких відбуваються витоки ефірних струменів.

Таким чином, *суть гравітаційної взаємодії тіл полягає у створенні градієнта тиску в оточуючому тілі ефірі внаслідок охолодження ефіру цими тілами* [2, с. 557]. Швидкість поширення гравітації відповідає швидкості поширення малого тиску, тобто швидкості поширення звуку в ефірі. Визначено, що швидкість звуку в навколосемному просторі дорівнює  $4,3 \cdot 10^{23}$  м/с, тобто у 1015 разів перевищує швидкість світла.

**Короткий висновок.** В результаті аналізу слід відзначити те, що В.А. Ацюковський у своїх працях рішуче відкинув обмеження, що накладають постулати теорії відносності Ейнштейна на науковий пошук, а також опублікував результати бездоганно виконаних експериментів Д.К. Міллера з виявлення ефірного вітру в 1925 р. на горі Маунт Вілсон.

**Гіпотеза С.І. Сухоноса щодо ефіру та гравітації.** У своїх книгах [3,4,5] С.І. Сухонос запропонував нову модель простору Всесвіту, який є щільно заповненим наночастинками – максимонами (аналогами амерів Демокрита). Всі об’єкти цієї моделі – пористі структури, заповнені максимонним середовищем, в якому можливе народження нових часток. Гравітаційні сили за цією моделлю є результатом дії градієнта тиску максимонного середовища (очевидно ефіру), ступінь розрідження якого зменшується з віддаленням від об’єкту обернено пропорційно квадрату відстані [3]. Феноменологічні дослідження, проведені С.І. Сухоносом, показали, що масштабна організація Мегасвіту (від  $10^7$  до  $10^{27}$  см) подібна масштабній організації Макросвіту (від  $10^{-13}$  до  $10^7$  см). Це дозволило йому припустити, що весь Мікроінтервал Всесвіту (від  $10^{-33}$  до  $10^{13}$  см) побудований подібно інтервалам Макро та Мега. Якщо це так, то можна судити про глибинні структури матерії, не здійснюючи розщеплення речовини на найдрібніші частки, а виходячи з методу подібності: «що нагорі, те і внизу» [3].

У вибудованому ряду (рис.1) є закономірність чергування ядер систем та їхніх структурних надбудов (рис. 1 запозичений з роботи [3]). А оскільки ядра об’єктів більш стабільні, ніж структурна надбудова, то визначені два ряди можна відобразити на діаграмі один над одним.

На цей час науці відомі чотири взаємодії: слабка, сильна, електромагнітна та гравітаційна. Кожна з них володіє різним ступенем дії на матерію в залежності від масштабного рівня [3]. Далі С.І. Сухонос аналізує те, як ці типи взаємодії розподілені по М-вісі (рис. 2).

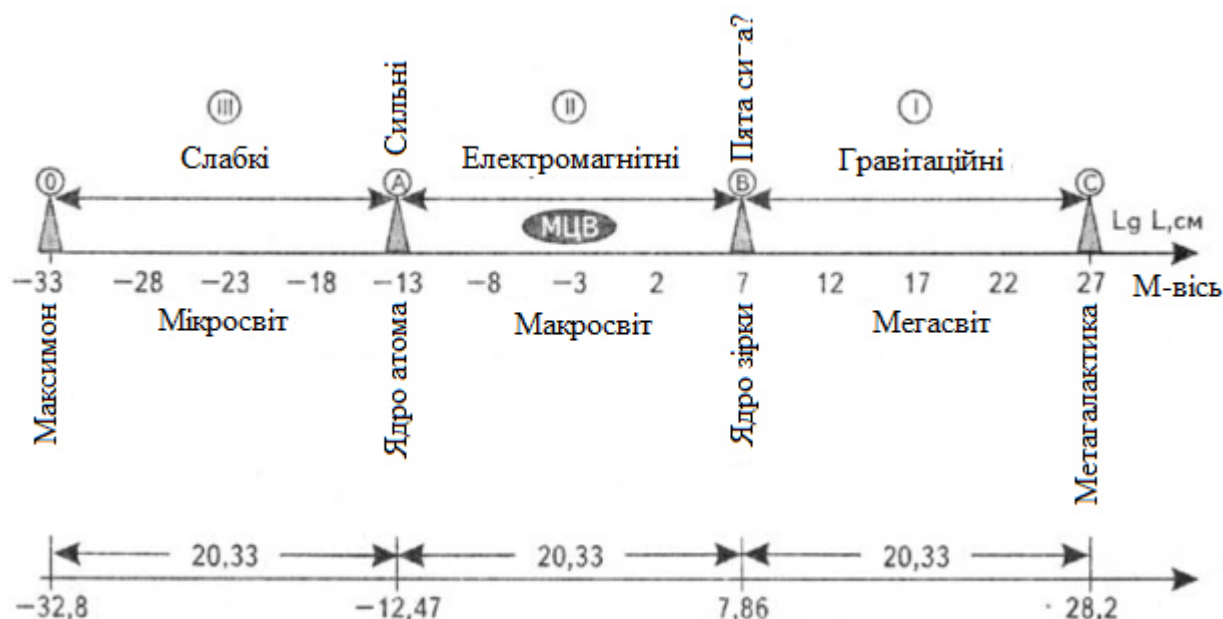


зсув по М-вісі на один порядок вліво або вправо означає зміну розмірів у 10 разів

Рис. 1. Масштабна вісь Всесвіту, розподілена на 12 інтервалів по 5 порядків кожний

Сила кожного типу взаємодії змінюється на різних масштабах, і кожен з них відповідає за той чи інший поверх Всесвіту. У природі склалося своєрідне розподілення сфер між типами взаємодії: слабкі домінують в Мікросвіті, електромагнітні – у макросвіті, гравітаційні – у Космосі.

Якщо далі розглядати наведену ситуацію чисто формально, то проявляється очевидна дзеркальна симетрія відносно центра М-інтервалу. Зліва – розширення, праворуч – стиснення. У центрі і те, і інше. Тому всю картину домінуючих тенденцій можна показати у вигляді глобальної потенційної М-ями стабільності Всесвіту (рис. 3).



зверху – спрощений варіант в цілих числах; знизу - варіант розрахунку точних значень для пунктів А, В та С та інтервалів для трьох взаємодій

Рис. 2. Розташування на М-вісі чотирьох типів взаємодій

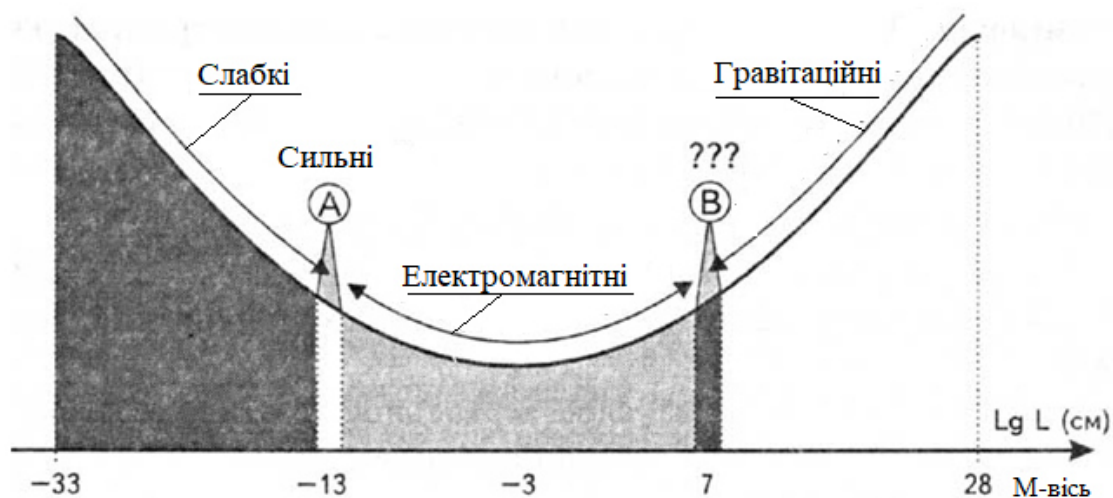


Рис 3. Глобальна «яма» потенційної стабільності (МП-яма) на масштабній вісі Всесвіту, що відображує переходи між різними видами взаємодій

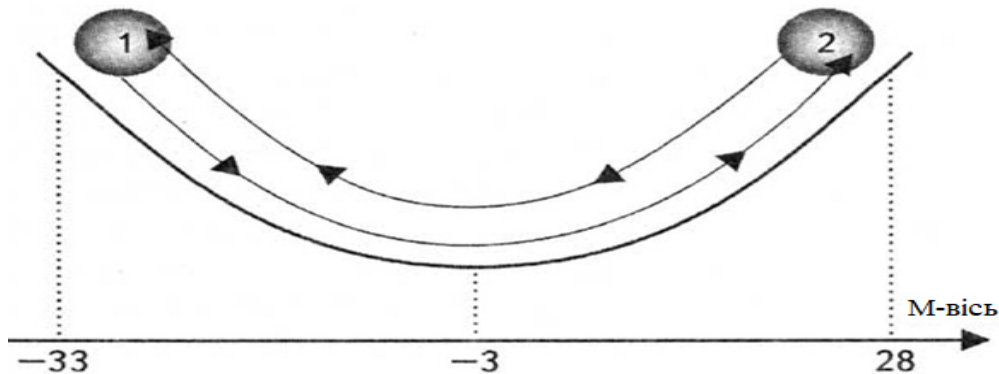
Аналізуючи схему (рис. 3) С.І. Сухоніс зазначає, що на вузькій смужці у півпорядка – на стику Мікроінтервалу та Макроінтервалу – домінують сильні взаємодії, які відповідають головним чином за стискання нуклонів в ядрах атомів. Їхній вектор діє проти вектору слабких сил. На стику Макроінтервалу та Мегайнтервалу можуть діяти розштовхуючі сили невідомої науки п'ятої сили. Можна припустити, що кожному процесу, що веде до збільшення розмірів на лівому схилі, можна знайти дзеркальний антипод на правому схилі, який веде до зменшення розмірів. Натомість у Всесвіті процес стискання, як правило, буває врівноважений процесом розширення.

Таким чином, у Всесвіті реалізується загальна тенденція:

- у лівій третині М-вісі слабкі сили намагаються розпорошити матерію у просторі (переважають сили відштовхування, ділення);
- слабкі сили знаходять свою дзеркальну протидію у правій треті М-вісі, де гравітаційні сили мають один знак – притягування;
- у центральній третині М-вісі обидві тенденції діють разом: електромагнітні сили мають як знак притягування, так і знак відштовхування.

В результаті обдумування цього висновку С.І. Сухоніс запропонував наступну гіпотезу: *завдяки дії слабких сил у Всесвіті йде постійне народження нових частинок речовини*. Очевидно, що місце народження частинок на М-вісі – лівий схил глобальної М-ями.

Повний цикл розвитку нових систем утворює масштабну петлю (М-петлю) (рис. 4).



Народжені вакуумом частинки розлітаються у різні боки і збираються знов за рахунок гравітації, що може привести до утворення чорної діри, що складається з максимонів

Рис. 4. Загальна динаміка Всесвіту може буди відображена замкненою М-петлю

З глибин матерії (з Мікросвіту) постійно виривається нова речовина (утворюється з максимонів) і витікає нова енергія (вивільнюється потенційна енергія зв'язків максимонів) – точки простору нібито породжують навколо себе речовину та енергію [3, с. 39].

Таким чином, гравітацію у цій моделі, як вважає С.І. Сухоніс, можна розглядати як свого роду силу пружного натягу простору.

Далі С.І. Сухоніс розглядає протиріччя термодинаміки у своїй моделі [3, с. 43]. Локальні спостереження фізичних явищ свідчать про розсіювання енергії у вигляді тепла при протіканні будь-яких процесів. Поширення цього спостереження на весь Всесвіт приводить до висновку про неминучу теплову смерть і про домінування процесів деструкції над процесами самоорганізації. Натомість спостереження за глобальним розвитком Всесвіту та аналіз розвитку життя на Землі свідчить про домінування процесів ускладнення, процесів самоорганізації. Між цими висновками, на думку С.І. Сухоніса, можна знайти логічно несуперечливий зв'язок лише через масштабне вимірювання. У даному випадку можна позначити тільки підхід до проблеми. Далі С.І. Сухоніс виходить з того, що всі рухи ведуть у нижню точку глобальної МП-ями, до нижньої точки стабільності. Відбувається стікання енергії з обох схилів МП-ями вниз, в середню точку, в МЦВ. Саме сюди збирається вся енергія Всесвіту. Таким чином, ця доволі абстрактна модель виявилася масштабною інтерпретацією другого начала термодинаміки.

Крім того, в роботі [4] С.І. Сухоніс запропонував модель, згідно з якою, градієнт ефіру породжує рух матеріальних тіл. Будь-яке тіло – це «конструкція» з елементарних частинок. Згідно із запропонованою моделлю всі елементарні частинки – свого роду бульбашки у щільному ефірному середовищі. Тому так само як бульбашки повітря рухаються у воді у напрямку найменшого тиску, так і тіла рухаються у напрямку найменшого тиску ефіру. Бульбашки не рухаються самостійно у воді, їх рухає вода. Кожне тіло у запропонованій моделі являє собою об'єм простору, в якому щільність частинок ефіру (максимонів) менше, ніж в оточуючому «вакуумі».



Градiєнт щiльностi ефіру навколо тіла змінюється обернено пропорційно квадрату відстані від тіла. Чим далі від тіла, тим щiльнiший ефір, тому тіла рухаються одне до одного під дією різниці тиску ефіру.

**Короткі висновки.** Вражає фундаментальна праця С.І. Сухоноса «Масштабна гармонія Всесвіту», в якій зроблена досить успішна спроба виявити і систематизувати закономірності побудови Всесвіту та проявів чотирьох типів взаємодії (слабкого, сильного, електромагнітного та гравітаційного) на Мікро, Макро та Мега рівнях. В результаті він переконливо підтвердив справедливiсть давньої мудрості про принцип подібності: «що нагорі, те і внизу».

Певними недоліками можна вважати невдалий вибір двох засадничих принципів:

- від Ньютона про приштовхуючу дію гравітації;

- від Клаузіуса про поширення дії другого начала термодинаміки (ДНТ) на Всесвіт.

С.І. Сухонос не звернув увагу на революційну роботу В.Г. Катющика [5], в якій автор переконливо і несуперечливо доводить, що гравітація являє собою *відштовхуючу силу*.

Що стосується теплової смерті Всесвіту внаслідок дії ДНТ, то в багатьох роботах доведено, наприклад [6], у природі на Макрорівні *теплова енергія довільно перетворюється у механічну*. Згідно з принципом подібності «що нагорі, те і внизу», теоретично доведеним С.І. Сухоносом, аналогічні довільні процеси повинні діяти на інших структурних рівнях за участю матеріальних утворень відповідного масштабу.

**В.Г. Катющик: гравітація – це прояв комплексного відштовхування у Всесвіті [5].**

Цим твердженням даний підрозділ можна було б і завершити. З поваги до невизнаного генія варто навести фрагмент дивовижного парадоксу: *притягування реалізується у Всесвіті внаслідок дії комплексного, суцільного відштовхування*.

З давніх часів люди підозрювали, що *apertum occultat verum*, у перекладі з латинської – очевидне приховує істинне. Наприклад, міфічне яблуко впало на землю. Очевидно спрацювала сила тяжіння. Не погоджувались з очевидним, В.Г. Катющик дає коротке пояснення. Яблуко на Землю може падати за одним з двох сценаріїв. Перший сценарій – коли всі небесні тіла притягуються і в результаті яблуко дійсно падає. Другий сценарій – коли небесні тіла одне від другого відштовхуються, але в результаті виявляють себе все ті ж сили тяжіння, які приштовхують яблуко до Землі. Результат один. Формула одна. Важко сказати, яка версія тяжіння нам забезпечила падіння яблука. Не можемо сказати, поки не почнемо здійснювати розрахунки і ставити експерименти. А експерименти показують, що *падіння яблука можливо тільки за версією комплексного відштовхування* (див. [5]). За умови дії притягування, що записане у всіх підручниках, яблуко на Землю не впаде. За умови дії суцільного притягування яблуко може тільки відлетіти у далекий космос. А що це означає? У черговий раз у підручниках прописана справжня брехня.

Крім піонерної ідеї про відштовхуючу дію гравітації, робота В.Г. Катющика [5] містить різку і обгрунтовану критику збочень купи Нобелівських лауреатів щодо Великого Вибуху, темної матерії, темної енергії, реліктового випромінювання, розлітання галактик зі зростаючим прискорення тощо. Подібна обгрунтована критика перелічених математичних витворів, повністю позбавлених елементарної логіки, міститься також у сильній роботі Василя Мінковського з Одещини [6].

**Висновки до розділу.** На підставі проведеного аналізу автор даної статті пропонує скомпонувати теоретичні положення, які викликають довіру. Відомо, що наука, як і релігія, існують у суспільстві завдяки вірі. Комплексна модель ефіру і гравітації включає наступні положення.

Весь Всесвіт є заповненим ефіром, який є матеріальною субстанцією, що складається з найменших частинок, які перебувають у безперервному русі, не мають ваги і здатні проникати у будь-які тверді тіла. У таких тілах, як зірки, планети, астероїди тощо, ефір нагромаджується і утворює всі інші хімічні елементи, які мають вагу. Утворення і нагромадження маси і ваги у тілах породжує взаємодію між тілами, яка проявляє себе як відштовхуюча сила, яку назвали гравітацією. Гравітація забезпечує рівномірне розташування матеріальних тіл у Всесвіті. У довільно обраній точці простору сила гравітації дорівнює нулю внаслідок всебічної дії комплексного відштовхування. Вважається, що сучасна наука не здатна безпосередньо досліджувати таку тонку матерію, як ефір, внаслідок неможливості створити відповідні лабораторні прилади.

**Формулювання завдань дослідження та мета статті.** Самоорганізація енергії та речовини у природі можлива за умови реалізації довільного процесу, що організує колективний рух молекул в локальну область системи, де нагромаджується молекули разом з їхніми механічними імпульсами. Згідно з Р. Фейнманом [7], впорядкований рух молекул може утворитися з хаотичного теплового руху, коли кожна молекула буде проінформована про напрямок руху. Цей напрямок приваблює молекули тим, що структурні зв'язки більш впорядковані і енергетично насичені, згідно з теорією ентропоосмосу [8]. Для стабілізації процесу самоорганізації потрібен ще фактор дії позитивного зворотного зв'язку. Щоб скупчення молекул не були зруйновані тиском, що зростає, потрібні стиснені умови у системі. У природі для цього використовуються ефект порожніх структур (ЕПС), відкритий В.С. Гребенніковим [9].

У статті [10] автором вже був здійснений початковий аналіз поглядів науковців щодо ефіру та його ролі в утворенні гравітації. Автор відчуває необхідність, спираючись на дослідження В.А. Ацюковського, С.І. Сухоноса, В. Катющика, а також на експерименти В.С. Гребеннікова, обґрунтувати роль принципу ентропоосмосу у самоорганізації енергії та речовини у надрах Землі та можливість використання результатів досліджень у технологічних процесах.

**Виклад основного матеріалу досліджень. Експерименти М.О. Козирєва.** Микола Олександрович закінчив фізико-математичний факультет Ленінградського державного університету у 1928 році. На той час пройшло вже 10 років після перемоги соціалістичної революції і приблизно стільки ж після перемоги у фізиці контрреволюційного перевороту релятивістів, тобто прибічників Ейнштейна та його теорії відносності, несумісної з теорією ефіру. Про шкоду, яку нанесли постулати Ейнштейна, дивіться [12]. Під час навчання М.О. Козирєва в університеті вже не було професорів, які б наважилися викладати теорію ефіру. Потім з листопада 1936 р. по грудень 1946 р. він був ув'язнений. З трьох судових вироків один був розстрільний. В ув'язненні намагався працювати над науковою дисертацією. Знову не було жодної можливості дізнатися про успішні експерименти Д.К. Міллера, які надійно доводили факт існування ефіру.

Під час роботи в астрономічних обсерваторіях М.О. Козирєв здійснив геніальні за задумом і реалізацією експерименти [13, 14]. Незважаючи на повну відсутність інформації про ефір під час формування як науковця, М.О. Козирєв дав красиву інтерпретацію результатів експериментів, в якій замість категорії «ефір» він використав категорію «час». Є сенс навести опис та інтерпретацію експериментів (тобто теорію М.О. Козирєва), в яких використати категорії «ефір» та «час» паралельно. І тоді зробимо свій вибір.

М.О. Козирєв [13]: пояснюючи еволюцію Всесвіту, ми мусимо визнати, що у природі діють причини, що протистоять зростанню ентропії. Дослідження зірок дають підставу вважати, що вони являють собою машини, що виробляють енергію. У Всесвіті безперервно діють причини, що заважають переходу до врівноваженого стану. Повинно бути поставлене наступне питання: як виникає надлишкова енергія? Час (ефір) володіє певною асиметричною властивістю. Цю властивість можна назвати направленістю або ходом. (Автор даної статті: ефір породжує асиметрію, коли проникає у макротіла і утворює в них більш організовані матеріальні структури, що мають масу і здатні породжувати гравітацію.) Таким чином, зірка є тільки умовним *regretium mobile*: зірка одержує енергію в результаті ходу часу (в результаті нагромадження ефіру у зірках відбувається ядерний синтез хімічних елементів, що супроводжується виділенням енергії). Ми дійшли до висновку, що час (ефір) має активні властивості. Час (ефір) є активним началом в утворенні Всесвіту. Ступінь активності часу може бути названий щільністю [14, с.386]. Існування щільності часу повинне вносити у систему організованість. Зменшення щільності часу поблизу певного процесу пов'язане з втягуванням туди часу з оточуючого середовища. Експеримент показав, що процеси, які викликають зростання ентропії, випромінюють час. При цьому у речовини, що перебуває поблизу, зростає впорядкованість структури. Можливо, організованість переноситься часом. Це означає, що інформацію про події час може передати іншій системі. (Автор: з античних часів відомо, що ефір сприяє розвитку Всесвіту перенесенням інформації, тобто ентелехії і форми, згідно з Аристотелем [15, Met. 1019a15-25; 1038b5]). Що стосується швидкості передавання ефіром інформації, то Лаплас показав, що швидкість поширення гравітації не менше, ніж у 50 мільйонів разів перевищує швидкість світла [2].

Таким чином, ефір, який породжує гравітацію, також передає інформацію і втручається у процесі самоорганізації практично миттєво).

М.О. Козирев [13]: у звичайній механіці неможливо визначити різницю між причиною та наслідком. Ми тільки знаємо, що ці поняття пов'язані між собою: наслідок завжди перебуває у майбутньому по відношенню до причини. Таким чином, відмінність причин та наслідків визначається властивістю часу. (Автор даної статті: різниця між причиною та наслідком виникає в результаті *незворотності неврівноважених процесів* самоорганізації та дезорганізації: утворення нової довшеної структури не має дзеркального зворотного процесу, як і руйнування структури не має зворотного процесу відновлення). Відомо [16], І.Р. Пригожин, один із засновників синергетики, мав певні труднощі для обґрунтування незворотності процесів самоорганізації і був вимушений ввести ймовірність як обов'язкову складову, що забезпечує незворотність. Очевидно, що *утворення або руйнування структури є достатньою гарантією незворотності, що позначає для дослідника стрілу часу*.

М.О. Козирев [17, с.364]: зірка є машиною, що виробляє енергію. Цей процес можуть підтримувати тільки такі фундаментальні фактори, як простір та час. Про простір відомо, що він пасивний і просто надає місце для подій. (Автор даної статті: релятивісти на чолі з Ейнштейном видалили з простору ефір і тим позбавили його активності на початку ХХ століття [12]). Час може мати не тільки пасивну властивість тривалості, але може бути і джерелом енергії внаслідок взаємодії з речовиною зірки.

М.О. Козирев про можливість зменшення маси та ваги тіл [18]. Вже перші експерименти показали, що при ударі тіл з незворотною деформацією дійсно відбувається зменшення їхньої ваги. Виявилось, що зменшення ваги зникає не одразу після завершення удару, а шляхом поступової релаксації протягом 15-20 хвилин, а повне відновлення триває десятки годин. Досліді показали, що зменшення ваги відбувається тільки з тілом, в якому сталася незворотна деформація. М.О. Козирев не навів фізичного механізму явища зменшення маси та ваги тіла внаслідок незворотної деформації і зв'язку його з ходом часу. Натомість, спираючись на дослідження В.С. Гребеннікова [9], а також на результати аналізу, наведеного у першому розділі, можна запропонувати достатньо переконливе пояснення явища зменшення маси та ваги тіла.

**Короткі висновки.** Теоретична концепція М.О. Козирева активного часу, здатного взаємодіяти з речовиною і впливати на розвиток процесів у Всесвіті, являє собою витвір блискучого інтелекту. Поряд з цією теорією можна поставити колективний витвір В.А. Ацюковського, С.І. Сухоноса, В. Катюшика, В.С. Гребеннікова та інших дослідників, які розглядають активним і творчим інше фундаментальне начало нашого Всесвіту – світовий ефір. Він здатний творити все, на що здатний активний час М.О. Козирева, але додатково забезпечує дію сили тяжіння і прояв маси та ваги тіл.

**Дослідження В.С. Гребеннікова.** На той час, коли більшість науковців намагалась знайти пояснення природи гравітації на шляху дослідження Космосу, натураліст з Сибіру В.С. Гребенніков спостерігав світ комах буквально під ногами і робив цікаві знахідки. Найважливіша його знахідка – ефект порожніх структур (ЕПС), яка з часом допомогла йому розкрити деякі таємниці гравітації. Комахи на нашій планеті – найуспішніші створіння, що пережили усі можливі катастрофи і на даний час складають одну з найбільших за масою частину живих істот. Комахи не мають сумнівів щодо існування ефіру, знають його властивості і краще усіх інших живих істот вміють впливати через ефірні потоки на силу тяжіння.

На відкриття ЕПС В.С. Гребеннікова підштовхнула форма глиняних комірок, які будуть у своїх гніздах бджоли-галікти [9]. Він зберіг декілька уламків гнізд з численними комірками-чарунками, схожими на кувшинчики з вихідними отворами, що звужуються (рис. 5 Гребеннікова).

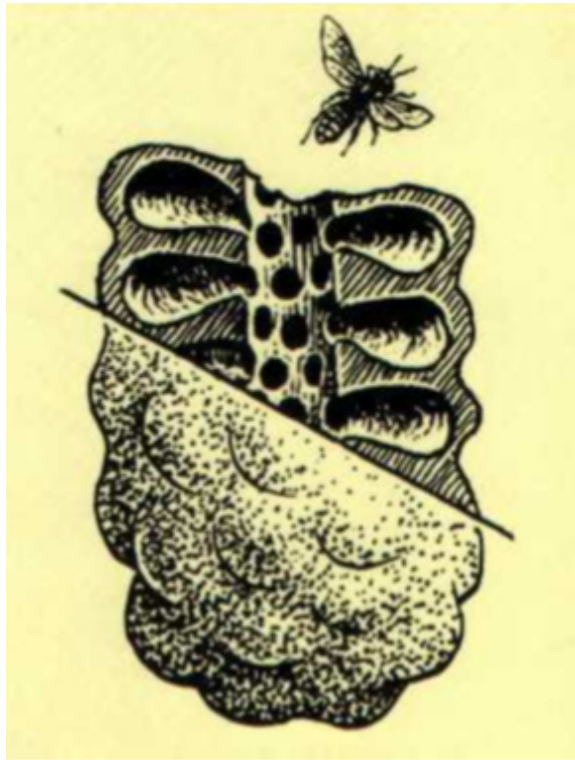


Рис. 5. Зображення фрагменту глиняного гнізда бджіл-галіктів з порожнинами, що формують потоки ефіру

Слідуючи схемі бджолиних гнізд, В.С. Гребенніков став виготовляти штучні бджолині «соти» з пластика, паперу металу, деревини, і виявилось, що специфічний вплив на людей спричинюють форма, розміри, кількість і розташування порожнин, а не матеріал. Дивні випромінювання порожнин живі істоти відчували, а лабораторні прилади «мовчали» [9]. Автор назвав нове явище ЕПС. Патентне бюро у Москві прийняло заявку на відкриття до розгляду, але швидко припинило листування.

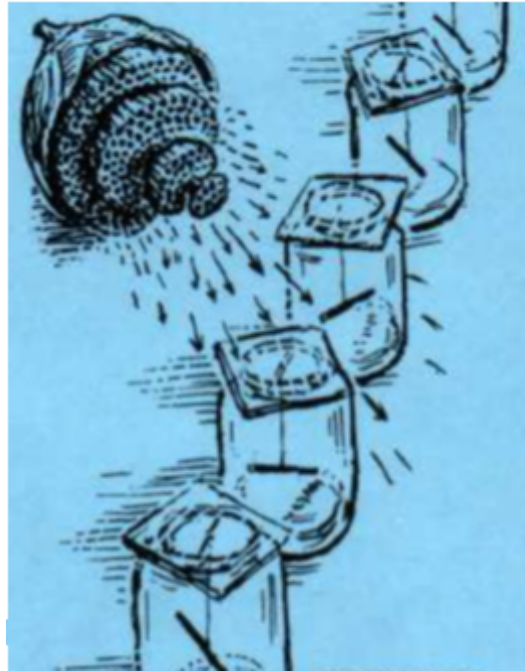
В ході подальших досліджень В.С. Гребенніков [9] виявив, що:

- у зоні дії ЕПС пригнічується розвиток сапрофітових бактерій, грибків, проростання зерен пшениці тощо;
- ЕПС нічим не екранується, подібно гравітації, діючи на живе крізь стіни, товстий метал тощо;
- якщо перемістити ячеїстий предмет на нове місце, то людина відчує ЕПС не одразу, а на попередньому місці залишиться «слід», можна сказати «фантом», відчутний рукою через декілька хвилин і навіть місяці;
- тварини, що потрапили у зону дії сильного ЕПС, через певний час звикають до нього, адаптуються;
- «стовп» або «промінь» ЕПС сильніше діє тоді, коли направлений у протисонячний бік, а також вниз, до центру Землі;
- в сильному полі ЕПС годинники іноді починають «брехати». Схоже, є взаємодія з Часом;
- все це – прояви *Хвиль Матерії*, вічно рухомої, вічно мінливої, вічно існуючої.

Серед ознак дії ЕПС на людину В.С. Гребенніков [9] відзначає наступне: відчуття падіння, сполохи в очах, різкий металевий присмак у роті, шум у вухах. В цілому він вважав дію ЕПС на людину як переважно негативну. Тільки бджолині стільникові рамки виявили сталий знеболювальний та заспокійливий ефект.

В.С. Гребенніков [9] винайшов детектор для фіксації ЕПС, який являє собою герметичну посудину, в якій на нитці або павутинці з нахилом підвішена опалена гілка або соломинка,

на дні трішки води, щоб виключити дію електростатики. Якщо скерувати на гілку або соломинку блок паперових трубочок (рис. 6 Гребеннікова) або старе осине гніздо, фрагмент бджолоїної стільникової рамки або пучок колосків, то індикатор відхиляється на десятки градусів. Такий самий ефект виникає, якщо на індикатор направити руки [9]. В.С. Гребенніков це пояснює також дією ЕПС ефекту, тому що долоні людини фалангами пальців являють собою структуру з великою кількістю порожнин, які формують потік, що відштовхує індикатор «солом'яно-павутинного» приладу. Цей експеримент добре показаний в You Tube (відео-ролик [19]).



*Рис. 6. Зображення приладу, який демонструє вплив потоку ефіру на тіло з передачею механічного імпульсу*

На підставі вищевикладеного підходу процес злітання важкого жука, який фізики вважають теоретично неможливим, можна представити наступним чином (відео-ролик в You Tube [20]). По-перше, жук розкриває і розсуває надкрилки, які мають ритмічно розташовані отвори конічної форми; по-друге, «включає» гудіння, яке не пов'язане з рухом крилець; по-третє, махання крильцями не здатне підняти жука у повітря через низьку енергетичну потужність, а створення електростатичного потенціалу внаслідок тертя діелектрика об сухе повітря забезпечує злітання завдяки посиленню потоку ефіру в отворах надкрилків. Таким чином, фізичний механізм польоту полягає у тому, що звукові хвилі і електростатичне поле посилюють потоки ефіру в асиметричних отворах у надкрилках, скерованих проти основного потоку ефіру і дії комплексної гравітації зірок, певною мірою ослаблюючи їх. В результаті відштовхуюча дія гравітації з боку Землі дає можливість жуку злетіти. Так діє антигравітаційний двигун без відкидання маси. Натомість В.С. Гребенніков наводить випадок злітання у повітря кокона з личинкою вершника сімейства іхневмонід виду Батиплекттес анурус [9]. Коли на кокон довжиною 3 мм діяли світлом, той злітав вгору на 40-50 мм, а у верхній точці зупинявся і відлітав ще трішки вбік (рис. 7 Гребеннікова). В такий спосіб він шукав тихе темне місце. Щоб виключити варіант механічного відштовхування від твердої поверхні, В.С. Гребенніков підкладав під кокон шматочок вати. Тим не менш кокон при черговому освітлюванні знову злітав вгору і трішки вбік.



*Рис. 7. Злітання кокона виду Батиплекттес анурус без витрати механічної енергії та відкидання маси*

В.С. Гребенніков не мав можливості дослідити в лабораторії загадковий кокон і пояснити механізм його польотів без відкидання маси. Тепер ніхто цього не зможе зробити, тому що поля люцерни, на яких мешкали ці ендемічні комахи, не зважаючи на протести В.С. Гребеннікова, добре обробили інсектицидами проти довгоносіка, з яким успішно боровся вершник виду Батиплекттес анурус. На один вид комах у сімействі їхневмонід стало менше.

#### **Висновки.**

Інформація, згідно з Аристотелем, це таке начало, що викликає довільний рух матеріальної субстанції. А далі матеріальна субстанція «знає», що треба робити, оскільки програма для всіх рівнів розвитку Всесвіту одна – самоорганізація і створення більш довершених структур внаслідок використання домінуючого виду взаємодії (слабкої, сильної, електромагнітної, гравітаційної). На макрорівні ентропоосмос є фундаментальною властивістю матеріальних частинок, об'єднаних у єдину систему структурними зв'язками, які мають електричну природу довільно рухатися згідно з градієнтом структурної організованості, забезпечуючи самоорганізацію речовини та енергії.

Друге начало Всесвіту – світовий ефір, що заповнює простір і усі тіла у ньому, складається з найтонших елементарних неподільних невагомих частинок, які на початку нашої цивілізації були названі амерами. Матеріальна субстанція з амерів перебуває у безперервному довільному русі, який породжений, згідно з Аристотелем, інформацією. Саме довільний рух амерів, впорядкований у потік, постійно породжує на макро- та мегарівнях утворення усіх хімічних



елементів, синтез яких супроводжується виділенням енергії. Утворення впорядкованих потоків ефіру, очевидно, є проявом ентропоосмосу. Ентропоосмотичні потоки ефіру посилюються дією електричних та звукових полів.

Впорядковані потоки ефіру в земних умовах виникають внаслідок прояву ефекту порожніх структур. Найбільш ефективно здатні використовувати ці потоки комахи. Жукам, наприклад, в суху погоду достатньо посилити постійно діючі потоки ефіру, сформовані в отворах надкрилках, дією звукового поля (гудіння) та статичного електричного поля, породженого тертям діелектричних крилець о сухе повітря. Посилений потік ефіру направлений вгору назустріч відштовхуючій дії комплексної гравітації усієї маси зірок Всесвіту. Часткова нейтралізація комплексної гравітації потоком ефіру з отворів надкрилків жука надає можливість проявити себе відштовхуючій дії гравітації, що породжена масою Землі. Таким чином, працює антигравітаційний пристрій жука, що забезпечує його політ без відкидання маси. Відтворений представниками виду *Номо Сарієнс* пристрій для польотів без відкидання маси, скажімо, від златки, може стати підставою для технологічної революції в енергетиці та освоєнні ближнього космосу.

Ці дослідження дозволяють під іншим кутом зору розглядати гравітаційні, електромагнітні процеси на мікро- і макрорівнях тощо, уточнювати напрямки неврівноважених процесів взаємодії і самоорганізації речовин і матерії в геологічних системах.

#### Список літератури

1. Эфирный ветер [Текст]: сб. статей. 2-е издание / Под ред. В.А. Ацюковского. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 419 с.
2. Ацюковский В.А. Общая эфиродинамика. Моделирование структур вещества и полей на основе представлений о газоподобном эфире [Текст] 5-е изд. / В.А. Ацюковский. – М.: ИИ РадиоС'офт, 2018. – 680 с.
3. Сухонос С. И. Кипящий вакуум Вселенной, или гипотеза о природе гравитации [Текст] / С. И. Сухонос. – М.: Новый Центр, 2000. – 152 с.
4. Сухонос С.И. Гравитационные «бублики», или «вихри эфирные веют над нами» [Текст] 2-е изд. / С.И. Сухонос. – М.: Новый Центр, 2007. – 224 с.
5. Катющик В.Г. Гравитационное взаимодействие, основы космологии [Текст] / В.Г. Катющик. – Абакан: Хакасское книжное издательство, 2009. – 104 с.
6. Минковский В. Общая Теория Пространства. Опровержение Большого Взрыва и расширения Пространства [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://co-a.com/coa/obshaya-teoriya-prostranstva-vasilij-minkovskij.htm>.
7. Фейнман Р. Характер физических законов [Текст] / Р. Фейнман. – М.: Наука, 1987. – 160 с.
8. Васильченко А.А. Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України. - УкрНДІгаз: Харків, 1998. Випуск XXVI. – С. 23-33.
9. Гребенников В.С. Мой мир [Текст] / В.С. Гребенников // Copyleft, 2006. – TedBeer.
10. Васильченко А.О. Універсальні принципи інтенсифікації довільного руху матеріальної субстанції [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2020. – С. 143-155.
11. Васильченко А.О. Холодний ядерний синтез – важливий елемент енергетичного балансу землі і еволюції речовини на планетарному рівні [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С.143-155.
12. Что не так с гением всех времён и одного народа? Непричёсанная биография Альберта Эйнштейна [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.youtube.com/watch?v=7Ufsра60zd8>.
13. Інформація з сайту Причинная или несимметричная механика в линейном приближении. – Пулково, 1958.



14. Козырев Н.А. О воздействии времени на вещество [Текст] / Н.А. Козырев // Физические аспекты современной астрономии: сб. науч. трудов. – Л.: АН СССР Главная астрономическая обсерватория. – 1985. – С. 82-91.

15. Аристотель. Сочинения в четырех томах. Т. 1. Метафизика [Текст] / Аристотель – М.: Мысль, 1976. – С. 63-448.

16. Пригожин И. Порядок из хаоса: Новый диалог человека с природой [Текст] / И. Пригожин, И. Стенгерс. / – М.: Прогресс. – 1986. – 432с.

17. Козырев Н.А. Астрономические наблюдения посредством физических свойств времени [Текст] / Н.А. Козырев // Вспыхивающие звезды: Труды симпозиума, приуроченного к открытию 2,6 м телескопа Бюраканской обсерватории, Бюракан, 5-8 октября 1976 г., Ереван, 1977. – С. 209-227.

18. Козырев Н.А. О возможности уменьшения массы и веса тел под воздействием активных свойств времени [Текст] / Н.А. Козырев, И.А. Еганова. – Аналитический обзор идей и экспериментов современной хронометрии. Новосибирск, 1984. – С. 92-98.

19. Опыты с ЭПС из книги Гребенникова - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.youtube.com/watch?v=m2JJp2vxFR4>.

20. Жук взлетает [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://www.youtube.com/results?search\\_query](https://www.youtube.com/results?search_query).

Надійшла до редакції 10.02.21

УДК 622.248.3:622.2 44.44

**А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.В. Боровик**  
(УкрНДІгаз)

### **ЗАХИСТ СТІНОК СВЕРДЛОВИН: УПОВІЛЬНЕННЯ РУЙНУВАННЯ ЧИ ХІМІЧНЕ ЗАКРІПЛЕННЯ?**

*Проведено аналіз розвитку технології збереження стінок свердловин протягом століття. Визначена причина і момент переходу наукової спільноти до концепції інгібування глинистих порід шляхом використання іонного обміну. Обґрунтована доцільність повернення до концепції хімічного закріплення стінок свердловини. Наведені результати створення в УкрНДІгазі серії рецептур бурових безглинистих вапняних бурових розчинів на основі органічної колоїдної фази з закріплюючими властивостями, а також технологічний та економічний ефект їх застосування у складних гірничо-геологічних умовах. На підставі лабораторних досліджень та за результатами промислового впровадження рекомендовано використовувати запропоновані вапняні системи для розробки нафтових та газових родовищ України.*

*Проведен анализ развития технологии сохранения стенок скважины в течение столетия. Установлена причина и момент перехода научного сообщества к концепции ингибирования глинистых пород путем использования ионного обмена. Обоснована целесообразность возвращения к концепции химического закрепления стенок скважины. Приведены результаты создания в УкрНИИгазе серии рецептур буровых безглинистых известковых буровых растворов на основе органической коллоидной фазы с крепящими свойствами, а также технологический и экономический эффект их применения в сложных горно-геологических условиях. На основании лабораторных исследований и по результатам промышленного внедрения рекомендовано использовать предложенные известковые системы для разработки нефтяных и газовых месторождений Украины.*

*The analysis of the development of the technology of preservation of the walls of the well during the century is carried out. The reason and moment of transition of the scientific community to the concept of inhibition of clay rocks through the use of ion metabolism are determined. The expediency of returning to the concept of chemical fixation of the well walls is substantiated. The results of the creation in UkrNIgaz of a series of formulations of drilling depthless lime drilling solutions based on the organic colloidal phase with fixing properties, as well as the technological and economic effect of their use in difficult mining and geological conditions are given. The results of creation in UkrNDIgaz of a series of formulations of drilling non-clay lime drilling solutions based on the organic colloidal phase, as well as the technological and economic effect of their use in difficult mining and geological conditions are given. According to the laboratory tests and the results of industrial implementation, it is recommended to use the proposed lime-based systems for the development of oil and gas fields of Ukraine.*

**Постановка проблеми.** На сьогодні хлористий калій є важливим компонентом рецептур інгібуючих бурових розчинів для складних гірничо-геологічних умов буріння. Чи можливо забезпечити стійкість стінок свердловин за зменшення вмісту чи повної відсутності КСІ в рецептурах бурових розчинів?

**Аналіз досліджень та публікацій.** Згідно з В.Ф. Роджерсом [1], вперше бурові розчини, інгібовані КСІ, були застосовані у 1963 році. А проблема руйнування стінок існувала від виникнення технології оберткового буріння з промиванням рідинами. Чим пояснити бурхливий розвиток технології буріння протягом цих 60-ти років? Технологи-дослідники вже протягом перших 10-20 років розвитку технології бурових розчинів випробували багато способів збереження стінок свердловин, спираючись переважно на інтуїцію та набутий досвід. Практично перший патент США з обробки бурових розчинів мав на меті уповільнення надходження води у стінки свердловини і укріплення їх внаслідок дії пластичного потоку глинистих та органічних колоїдних частинок (подрібнені відсівки зерен пшениці, рису тощо) та цементу [2]. Пластична колоїдна глина виконувала роль головного уповільнювача, тобто інгібітора руйнування стінок. Глибини свердловин були невеликі, вибірні температури низькими, тому колоїдна глина тривалий час добре сполучалася з цементом. Патент Чепмена [2] можна вважати символічним, оскільки запропонований ним спосіб позначав і поєднував два ще не усвідомлених напрями фізико-хімічного збереження стінок: уповільнення надходження води у стінки свердловини і збільшення міцності стінок.

Часом нагальна потреба надійно укріпити стінки свердловини обумовлювала рішучий вибір для обробки бурового розчину добре відомих закріплюючих матеріалів – цементу і вапна [3]. Буровики в ті часи знали, що цемент і вапно з глиною і піском і за участю води утворюють камінь. В патентних джерелах США перше згадування використання вапна як закріплюючого компонента бурового розчину датується 1921 роком [4].

У 30-ті та 40-ві роки основні обсяги буріння виконували вже не дрібні підприємці, а потужні компанії, які почали виготовляти спеціальні реагенти і матеріали, розробляти і використовувати прилади для вимірювання параметрів бурових розчинів, наприклад, компанія «Varoid» [1]. Виникли лабораторії, до яких були залучені професійні хіміки, які започаткували нове відгалуження – фізична хімія бурових розчинів. Перші спроби науковців вирізнити прояви відомих фізико-хімічних процесів у багатокомпонентних розчинах, а також у такій складній системі, як «пластові флюїди у порах і тріщинах гірських порід – буровий розчин у свердловині» в умовах змінних тисків та температури, були важкі і переважно невдалі. Наприклад, у патенті [5] автори запропонували при бурінні у нестійких сланцях для нейтралізації осмотичного тиску у стінках свердловини, породженого осмотичними потоками води з бурового розчину, додавати до бурового розчину відповідні солі у певній концентрації. Поширення теорії Вант-Гоффа на систему «вода у гірських породах – вода у буровому розчині» було не правомірним, оскільки автори проігнорували відсутність головного елемента осмотичної системи – напівпроникної мембрани, що розділює два розчини. Осмотична система «вода у гірських породах – вода у бу-

ровому розчині» зустрічається під час розбурювання пластів пластичних глин, які являють собою суцільну довершену напівпроникну мембрану. Такого типу глини, які американські фахівці називають *gumbo shale*, також проявляють нестійкість, але на відміну від випадку [5] не у вигляді осипання сланців, а як пластичне витікання глини у свердловину. Досвід буріння у глинистих сланцях показав, що підвищення мінералізації бурового розчину не попереджує осипання стінок.

Для повноти картини слід пригадати сенсаційні результати американських дослідників, які запропонували спосіб, як обернути природний (осмотичний) потік води і направити його зі сланцю у бік свердловини [6,7]. Щоправда, вони для цього зразок непроникного і тріщинуватого сланцю подрібнили і сформували з порошку схильного до осипань сланцю (*troublesome hard shale*) щось на кшталт *gumbo shale*. Ще раз підкреслимо, що обернути потік води, що надходить у сланець, неможливо [8,9,10].

Методологічною помилкою дослідників тих часів було перенесення результатів дослідження глинистих розчинів, одержаних в лабораторних умовах, на взаємодію глинистих мінералів з розчинами у тріщинах гірських порід. Не викликає сумнівів ефект зменшення набухання глинистих частинок, якщо натрієва форма алюмосилікату стає переважно кальцієвою. В умовах залягання глинистий сланець, наприклад, аргіліт, є тріщинуватим і одночасно практично непроникним утворенням, яке не набрякає у воді. Яким чином катіони кальцію, калію тощо можуть проникнути у широку частину тріщини у тілі сланця, замінити катіони натрію, які, у свою чергу, повинні полишити тіло сланця? Задля збереження концепції важливої ролі катіонного обміну дослідники ігнорували і до цього часу ігнорують це питання. Достатньо аргументований механізм інгібувальної дії мінеральних солей та закріплюючої дії вапна наведено у [8,9,10,11].

На думку Роджерса [1], компанії з буріння свердловин звернулися до вапняних глинистих розчинів приблизно у 1943 році. Рецепт вапняного глинистого розчину включала глину, обважнювач, вапно, понижувач в'язкості і каустичну соду. Хіміки, залучені компаніями, вважали, що призначення вапна – це створення в розчині достатньої концентрації катіонів кальцію для зменшення гідратації та уповільнення диспергування глин завдяки катіонному обміну у глинах. Така версія дивним чином співіснувала з аваріями, пов'язаними із затвердінням глинистих вапняних розчинів у глибоких свердловинах в Луїзіані та Південному Техасі при вибірних температурах 120-135°C.

Дослідники знайшли вирішення проблеми заміни вапна на менш «агресивне» джерело іонів кальцію - сульфат кальцію, а далі перейшли до кальцієвих глинистих бурових розчинів. Гіпсові та кальцієві бурові розчини можна вважати такими, що мають послаблені закріплюючі властивості, оскільки вміщували невелику кількість вапна. Концепція інгібування глин практично повністю витіснила концепцію хімічного закріплення стінок свердловини, коли стався перехід до хлоркалієвих глинистих бурових розчинів [12,13]. Згідно з моделлю Дж. Сімсона та О'Брайєна [12] інгібуюча дія КСІ полягає у тому, що у негідратованому стані діаметр іона  $K^+$  дорівнює 0,266 нм, і тому легко входить у міжплощинний простір глинистого мінералу (відстань між площинами складає 0,288 нм), де заміщує іони натрію і кальцію. В результаті іонообмінних процесів утворюється калієва форма глинистого мінералу, яка гідратується у меншій мірі.

Механізм інгібування, запропонований американськими науковцями, ставить більше запитань, ніж дає відповідей:

1) чи може існувати у водному розчині іон калію у негідратованій формі, без гідратної оболонки?

2) чи може іон калію замінити іон кальцію в обмінному комплексі глин, якщо він стоїть у ряду активності іонів після кальцію?

3) чи існує фізична причина для того, щоб заміщені в обмінному комплексі глин іони кальцію і натрію залишили міжплощинний простір глинистого мінералу?

На всі ці запитання можна відповісти тільки негативно. Взагалі некоректно розглядати інгібуючу дію іонів калію відносно глин, тому що в умовах залягання вже на глибині понад 100 м, вони мають властивості напівпроникних мембран і їх міжплощинний простір недоступ-

ний для іонів солей. Це положення підтверджує відсутність ефекту інгібування під час застосування хлористого калію навіть у великих концентраціях у бурових розчинах при бурінні у глинах майкопу (півострів Крим) та пластичних глинах Північного моря.

Слід зазначити, при певному ігноруванні вапняних систем бурових розчинів фахівці у США у крайніх ситуаціях згадують про закріплюючі властивості вапна. Така ситуація виникла при бурінні глибоких нафтових свердловин на шельфі Мексиканської затоки [14]. Свердловину Mustang Island A-111 компанія “Amoko Production Co” бурила на розчині на нафтовій основі і була вимушена обсадити колоною до досягнення проектної глибини внаслідок поглинань, які не могли ліквідувати. Свердловину Mustang Island A-110 бурили на глинистому вапняному буровому розчині і завершили на проектній глибині 5693 м, завдяки тому, що гідророзриви, які час від часу виникали, самозаліковувалися в результаті взаємодії вапна з гірськими породами. Ліквідацію поглинання здійснювали шляхом підймання бурильного інструменту у башмак і технологічної витримки, протягом якої стінки свердловини закріплювалися (the hole was allowed to heal). Наповнювачі для ліквідації поглинання не застосовувалися. Оператори з буріння спромоглися витримати тонкий баланс колоїдної глини і вапна у розчині в умовах високих температур.

У 1928 році П.А. Ребіндер виявив ефект пониження твердості тіл внаслідок дії розклинюючого тиску адсорбційно-активного середовища у тріщині [15]. Цей ефект проявляє себе, коли тверде тіло намагається зруйнувати дією зовнішньої сили, яка викликає утворення тріщин. Вже у 1944 році академік П.А. Ребіндер разом з колегами опублікував книгу «Понижувачі твердості у бурінні», в якій було показано, що саме адсорбція води (полярної рідини) викликає зниження міцності. Було також зазначено, що рушійною силою при «втягуванні» води у мікрощілини у вигляді адсорбційних шарів є пониження поверхневої енергії, або «двовимірний тиск». На прикладі ударного диспергування, коли тверді тіла руйнуються шляхом періодичного прикладання зовнішньої сили, П.А. Ребіндер виділяє важливу роль утворення адсорбційного шару активного середовища на поверхні, що тільки-но виникла, і який перешкоджає швидкому змиканню мікрощілин.

Додатковим фактором, який підвищує ефективність руйнування, П.А. Ребіндер вважає дію розклинюючого тиску, який був виявлений і вимірюваний Б.В. Дерягіним [16]. Згідно з Б.В. Дерягіним, розклинюючий тиск – це тиск у прошарку рідини між двома ліофільними поверхнями, що притиснуті одна до одної в об’ємі рідини [16]. Вже починаючи з плівки товщиною 0,2 мкм, розклинюючий тиск стає помітною величиною і різко зростає зі зменшенням товщини плівки. П.А. Ребіндер вважає, що найбільші величини розклинюючого тиску можуть відігравати роль в адсорбційному пониженні твердості [15]. У дослідах Б.В. Дерягіна нагромадження енергії розклинюючої дії відбувалось внаслідок здійснення роботи зі зближення площин. При проникненні рідини у вузькі щілини у вигляді тонкої плівки відбувається перетворення «об’ємної» рідини у некомпенсовану плівку: енергія змочування внутрішніх поверхонь у мікрощілинах не виділяється при цьому у вигляді тепла, а частково нагромаджується як надлишок енергії тонкої плівки – енергії розклинюючого тиску [16].

Ефект Ребіндера та механізм утворення розклинюючого тиску Б.В. Дерягіна представлені авторами як результат дії зовнішньої сторонньої механічної сили. Натомість відомо, що свердловина з відкритим стволом, залишена у покої на кілька тижнів або місяців, виявляється засипаною уламками аргіліту, а у тріщинах продовжується нагромадження розклинюючого тиску. Автори [15,16] не пояснюють, чому нагромаджений у тріщинах розклинюючий тиск з часом не розсіюється, як того вимагає друге начало термодинаміки.

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Таким чином, у наведеному аналізі ми зафіксували загальну тенденцію переходу до переважаючого розвитку захисту стінок свердловини шляхом інгібування їх руйнування, а не закріплення. Альтернативна концепція – хімічне закріплення стінок – залишилася на узбіччі основного напрямку розвитку технології бурових розчинів. Частково такий вибір можна вважати як результат випадкових подій. Натомість, подальший розвиток дослідження і впровадження закріплюючих вапняних систем бурових розчинів показав не тільки їхню повну перевагу, але і такі риси, як рецептурну простоту та значно менші витрати на хімічні реагенти та матеріали. У статті [10] було висловлене логічне

пояснення: сервісні компанії одержують основний прибуток від вартості і кількості витрачених реагентів, тому їм вигідно використовувати більше дорогих реагентів.

Хибний, на наш погляд, перехід до суцільного інгібування, яке трапилося у середині минулого століття, певною мірою можна виправити. На всесвітній успіх розраховувати нереально. А в Україні, в умовах, коли може виникнути нестача КСІ, є сенс вкотре нагадати, що у складних умовах буріння найбільш ефективними, економічними та екологічними є вапняні бурові розчини, розроблені в Харкові.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** *Елементи теорії руйнування стінок свердловини.* Успішність вирішення технологічної проблеми обумовлена правильним розумінням причини, яка породила проблему. Як слідує з аналізу, наведеного вище, на кінець ХХ століття наукова спільнота так і не спромоглася сформулювати причину руйнування стінок свердловини. Перший і очевидний елемент причини був визначений: стінки руйнуються внаслідок того, що вода з бурового розчину надходить у порово-тріщинний простір гірських порід. Залишаються без відповіді основні питання:

- який фізико-хімічний процес породжує потік води з бурового розчину у пори і тріщини практично непроникних гірських порід?

- за рахунок якої енергії виникає напружений стан стінок і чому напруження безупинно зростають?

Приблизно 40 років тому було виявлене явище, яке одержало назву „ентропоосмос”, яке полягає у тому, що рідини мають здатність довільно рухатись згідно з градієнтом їхньої структурної організованості (СО), тобто туди, де структура більш впорядкована, ущільнена. Явище можна охарактеризувати як парадоксальне, тому що молекули без примусу рухаються туди, де і без них тіснувато. Дивний вибір молекул пов'язаний з тим, що градієнт СО веде їх туди, де більше енергії (енергонасиченість міжмолекулярних зв'язків більша) та впорядкованість вища, тобто в структурі більше зв'язано інформації.

Параметр СО може слугувати як параметр порядку у загальнотеоретичних дослідженнях. У прикладних наукових дослідженнях поряд з параметром СО можуть використовуватись так звані структурно-чутливі параметри рідини - густина, в'язкість, діелектрична проникність, ізомермічна стисливість та інші, які можна вимірювати і які добре корелюють з СО.

На підставі того, що ентропоосмос виконує роль узагальненого фізико-хімічного явища, розроблено ентропоосмотичну модель руйнування стінок свердловин, яка включає наступні положення [18]:

- вода в системі «буровий розчин – привибійна зона свердловини» рухається в пори і тріщини гірських порід, тому що там рівень СО вищий;

- внаслідок довільного руху води у привибійній зоні свердловини відбувається самоорганізація речовини та енергії, що призводить до нагромадження напружень;

- коли напруження в масиві гірських порід досягають межі їх міцності, відбувається руйнування стінок.

Відомо, що найбільш небезпечними щодо осипання та раптового обвалювання стінок свердловини є інтервали залягання аргілітів. Особливість аргілітів полягає у тому, що міжшаровий і тріщинний простір аргілітів є тим резервуаром, де нагромаджується тиск у водних прошарках. На основі запропонованої ентропоосмотичної моделі логічно виникає класифікація фізико-хімічних методів збереження стійкості стінок свердловин [18]:

- ізоляція стінки мало- або непроникним шаром (гідрофобізація, цементация, полімерне покриття тощо);

- підвищення рівня СО води в буровому розчині (підвищення густини, домішування колоїдних та полімерних речовин);

- зниження рівня СО води в тріщинах і порах гірських порід привибійної зони (додавання неорганічних електролітів в буровий розчин).

Перший з наведених методів у деякій мірі співпадає із завданнями американських науковців щодо підвищення рівня довершеності мембранних властивостей поверхні аргілітів, проте кінцева мета більш радикальна - повна ізоляція (розрив інформаційного зв'язку) води у привибійній зоні від води у свердловині.

Інгібуюча дія іонів неорганічних солей полягає в тому, що вони проникають у порово-тріщинний простір гірських порід привибійної зони і своїм тепловим рухом руйнують впорядковану структуру граничних шарів води на поверхні тріщин, зменшуючи рівень СО і гальмуючи тим самим ентропоосмотичний потік. Перевага іонів калію (як і цезію, амонію тощо) як інгібіторів ентропоосмотичного потоку полягає в тому, що у гідратованому стані їх розмір відносно невеликий і вони здатні проникати у найтонші пори і тріщини гірських порід і уповільнювати надходження води та руйнування стінок.

Теорія ентропоосмосу дозволяє спростувати ще одну помилкову концепцію, а саме можливість скеровувати перетоки води з боку привибійної зони у бік свердловини. Відомо, що вода у тонких порах і тріщинах гірських порід надзвичайно структурована, ущільнена до густини  $\rho = 1,2-1,4 \text{ г/см}^3$  і має діелектричну проникність  $\epsilon < 2$  в той час, як в буровому розчині неможливо понизити діелектричну проникність до рівня  $\epsilon < 10$  без втрат технологічних властивостей [18]. Тому, згідно з теорією ентропоосмосу вода, в системі «буровий розчин – привибійна зона» буде завжди довільно надходити у привибійну зону, коли гірські породи представлені практично непроникними пластичними глинами або аргілітами. Зауважимо, що ентропоосмотичний довільний потік води завжди породжує у порово-тріщинному просторі розклинюючий тиск, який посилюється дією позитивного зворотного зв'язку [17,18].

Що стосується захисту стінок свердловини завдяки використанню вапняних бурових розчинів, то ефект закріплення ніяк не пов'язаний з дисоціацією гідроксиду кальцію на іони і наступному обміну натрію на кальцій у глинах. Хімічне закріплення стінок свердловини, складених силікатними та алюмосилікатними породами, включає розчинення матеріалу гірських порід у лужному середовищі і далі утворенню в'язучого внаслідок взаємодії з вапном у молекулярній формі і навіть у колоїдній [19]. Полісахаридні полімери, гумати та лігносульфонати здатні утворювати міжмолекулярні комплекси з гідроксидом кальцію і таким чином сприяти процесу закріплення стінок свердловини. Швидкість розчинення алюмінієвих та силікатів збільшується при підвищенні рН та температури. Таким чином, збільшуючи концентрацію іонів кальцію і знижуючи рН у буровому розчині, не можна посилити закріплюючу дію вапна в системі «буровий розчин – привибійна зона свердловини».

Результати лабораторних досліджень і теоретичний аналіз дозволяє зробити наступні висновки [21]:

- з неорганічних компонентів бурового розчину найбільші інгібуючі властивості має гідроксид кальцію, далі слідує хлористий калій;
- інгібуюча дія вапна зростає зі збільшенням рН і температури;
- інгібуюча дія вапна полягає в утворенні мінерального в'язучого з глинистими породами, укріпленні тріщин;
- при спільному використанні вапна і органічних колоїдів (лігносульфонатів, гуматів тощо) інгібуюча дія посилюється (ефект синергії).

#### **Приклади високої ефективності застосування вапняних бурових розчинів без КСІ.**

*Буріння на шельфі Баренцевого моря.* Складність буріння розвідувальних свердловин на шельфі Баренцевого моря пов'язана з тим, що розріз представлений потужними відкладеннями тріасу та пермі. Водочутливі аргіліти та пластичні глини призводили до осипань стінок свердловин і напрацюванню великих надлишкових об'ємів розчину, які необхідно було транспортувати на берег. Під час проводки свердловин на шельфі Баренцевого моря протягом багатьох років використовували глинистий буровий розчин на основі лігносульфонатів, розроблений інститутом ВНДІКРнафта. Наприклад, на свердловині 23 Мурманська, під час використання цього бурового розчину на боротьбу з ускладненнями ствола свердловини було витрачено 525 годин (більше 900 тис. крб. за цінами до 1991 року), додатково витрачено хімреагентів на 80 тис. крб., а свердловина не була добурена до проектної глибини. Крім того, бурові судна у зимовий період вимушені були припинити поглиблення свердловин на кілька місяців. За час зимового простою свердловини, заповнені лігносульфонатним буровим розчином, в інтервалі відкритого ствола виявлялись засипаними уламками породи.

Згідно з договором УкрНДІгазу з ВО «Арктикморнафтогазрозвідка», коли на свердловині 24 Мурманська склалася критична ситуація, було прийняте рішення застосувати безглини-

стій вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази за авторським свідоцтвом №1211274. Після приготування вапняного бурового розчину і проробки ствола протягом 34 годин в інтервалі 2705-2823 м ускладнений ствол був відновлений і хімічно закріплений, і далі було продовжено поглиблення свердловини.

Під час буріння свердловини до проектної глибини, проробок ствола, пов'язаних з осипанням порід, не було. Після тривалих перерв у бурінні, пов'язаних з метеоумовами (для бурового судна), мали місце нетривалі проробки, обумовлені течією пластичних глин під дією гірського тиску.

Спуск обсадних колон відбувався без посадок. Під час закачування цементного розчину підвищення тиску не було, буферні рідини не застосовувались. Проведення геофізичних досліджень показали, що фільтрат вапняного бурового розчину не надходив у продуктивні пласти.

Під час розкриття газоносних пластів з аномально високими тисками буровий розчин був обважнений до густини  $\rho = 1960 \text{ кг/м}^3$ . Незважаючи на високу вибієну температуру ( $130^\circ\text{C}$ ), параметри розчину були стабільні при мінімальних витратах реагентів. Нафта і продукти на її основі не використовувались. Свердловина 24 Мурманська стала першою серед багатьох на шельфі Баренцевого моря, яка була успішно добурена до проектної глибини.

Вапняний буровий розчин також використовували на свердловині 82 Північно-Кільдинська. Ця свердловина протягом дев'яти місяців знаходилась у консервації. Роботи з переведення на вапняний розчин і відновлення ствола в інтервалі 1936-2335 м проводились одночасно. Закріплення ствола відбувалось повільніше, ніж на свердловині 24 Мурманська через низьку температуру бурового розчину ( $5-18^\circ$ ) і більш високий ступінь руйнування стінок свердловини. Проробка кожних нових 30-50 м ствола супроводжувались осипанням шламу з каверн і заклинюванням інструменту. Через 2-3 доби після контакту стінок свердловини з буровим розчином осипання припинялись. На відновлення ствола в інтервалі було витрачено близько трьох тижнів. Тільки ця операція з відновлення ствола свердловини забезпечила економічний ефект 250 тисяч карбованців (в цінах до 1991 року).

При вибої 2551 м свердловина була законсервована. Після консервації протягом 4 місяців ствол був стійкий, проробок не було. При вибої 2662 м свердловина була законсервована ще на 27 днів. А з глибини 2967 м буріння здійснювали вже на глинистому вапняному розчині. Застосування безглинистого вапняного бурового розчину на органічній колоїдній фазі було припинено через одержання незадовільних геофізичних матеріалів.

На свердловинах 24 Мурманська, 82 Північно-Кільдинська вапняний буровий розчин використовували під час консервації протягом багатьох місяців. Після розконсервування свердловин спуск бурильного інструменту відбувався без проробок, що свідчить про надійне закріплення стінок.

За результатами випробування безглинистого вапняного бурового розчину на органічній колоїдній фазі на свердловинах 24 Мурманська і 82 Північно-Кільдинська був складений «Протокол приймальних випробувань» від 30.06.1987 р., в якому були зазначені як позитивні, так і негативні результати.

Позитивні результати:

- з переходом на безглинистий вапняний розчин відновлюється стійкість ускладненого ствола, припиняються осипання, зменшується каверноутворення;
- розчин добре очищується від вибуреної породи;
- після тривалих консервацій (до 4 місяців) ствол зберігає стійкість, мають місце часткові проробки;
- після консервацій властивості розчину не погіршуються;
- розчин стійкий до забруднення цементом, не потребує застосування спеціальних буферних розчинів, не потрібна обробка розчинів після розбурювання цементних пробок та мостів;
- розчин можна застосовувати без введення змащувальних домішок – нафти, СМАД;
- оскільки розчин не «напрацьовується», а нафта і змащувальні домішки не додаються, то можна вважати, що розчин краще вирішує екологічні проблеми, ніж глинисті розчини.

Негативні результати:



- більші, ніж у глинистих розчинів, витрати хімреагентів на первинне приготування розчину:

- висока лужність ( $\text{pH} > 12$ );
- потрібний кваліфікований контроль за хімічним складом розчину;
- необхідний певний досвід роботи з розчином;
- через близькі за величинами мінералізація бурового розчину і пластових вод ускладнена інтерпретація геофізичних даних;
- фільтрат розчину не глибоко проникає у пласт, що призводить до співпадіння показів різноглибинних електричних методів;
- через збереження геометрії ствола, відсутності або «заліковування» каверн зводиться до нуля інформативність кавернометрії;
- закріплююча дія розчину змінює акустичну характеристику порід.

На наш погляд, негативні результати можна сміливо долучити до позитивних. Що стосується проблеми одержання геофізичної інформації, то логічно було б поцікавитись, як компанія "Amoco Production Co" здійснювала геофізичні дослідження у свердловині Mustang Island A-111, яка була пробурена на вапняному розчині до проектної глибини тільки завдяки закріплюючій дії вапна. У нашому випадку рішення генерального директора ВО «Арктикморнафтогазрозвідка» О.О. Шеремети щодо безглинистого вапняного бурового розчину було безальтернативне.

*Буріння свердловин на Шебелинському ГKM в умовах аномально низьких пластових тисків.* За півстоліття існування напрямку безглинистих вапняних бурових розчинів на основі органічної колоїдної фази їх впровадження і поширення зустрічало досить відвертий спротив керівників різного рангу. Найбільш доброзичливими до вапняної системи були фахівці Шебелинського УБР. Можливо завдяки цьому у проект на буріння надглибокої розвідувальної свердловини 800 Шебелинської глибиною 7000 м був закладений безглинистий вапняний розчин. Згідно з проектом метою свердловини було визначення перспектив нафтогазоносності нижньо- і середньокам'яновугільних відкладів. Найскладнішим у геологічному відношенні і найбільшим за виходом з-під башмака попередньої колони був інтервал буріння під 324 мм технічну колону.

Набір вкрай несумісних умов в цьому інтервалі буріння був дуже великий:

- продуктивні газові пласти пермського віку мали пластовий тиск 3,8 МПа (коефіцієнт аномальності  $K_a = 0,25$ ), а початковий тиск газоносних пластів, що залягають вище і нижче, перевищує рівень гідростатичного;
- пласти кам'яної солі і галопелітів обумовили насичення бурового розчину сіллю і доведення його густини як мінімум до  $1260 \text{ кг/м}^3$ ;
- відклади нижньої пермі та верхнього карбону вміщують численні пласти аргілітів, чутливих до води.

Складність підтримання густини не вище  $\rho = 1250 \text{ кг/м}^3$  була пов'язана з тим, що при бурінні долотом діаметром 393,7 мм з кожним довбанням у розчин надходила така кількість вибуреної породи, з якою не справлялися вібросито і пісковідділювач. Підтримувати концентрацію вуглеводнів у розчині на запроєктованому рівні 30% не було можливості через високу вартість нафти. Тому густина розчину інколи піднімалася до  $\rho = 1320 \text{ кг/м}^3$ . Завдяки закріплюючим властивостям вапняного розчину при розкритті газових пластів з аномально низьким пластовим тиском не було катастрофічних поглинань навіть при репресії 23 МПа.

Внаслідок агресивної дії хомогенних порід показник фільтрації не вдалося підтримувати нижчим  $15 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ . Таким його залишили і в теригенних відкладах з пластами аргілітів, де він не мав перевищувати  $8 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ . Регулювання показника рН додаванням вапна проходило також з труднощами. Внаслідок того, що на бурову привозили самоскидом з цукрозаводу вапно низької якості, то витрачалось багато часу і додаткової ручної праці, пов'язаної з необхідністю просіювати вапно на майданчику зберігання реагентів. Показник рН розчину становив близько 10.

Під час буріння в інтервалі 1360-3788 м не було жодного прихвату внаслідок перепаду тиску. Натомість виникло кілька прихватів, які були викликані довгим часом перебування інструменту в свердловині без руху (при вибої 3056 м, внаслідок вимикання електроенергії на 15

годин; при вибої 3221 м внаслідок обриву талевого канату під час буріння; при вибої 3716 м внаслідок заклинювання бурильної колони, що збіглося з вимиканням електроенергії). Зауважимо, що всі ці прихвати не призвели до перебурювання другим стволом.

При бурінні під проміжну 324 мм колону сталося кілька поглинань. Було втрачено кілька десятків кубічних метрів розчину. Найвірогідніша причина поглинань - здертя закріплюючої непроникної кірки з пластів пісковиків під час проробки або роботи кільцевим фрезом.

Проміжна колона 324 мм була спущена чотирма секціями на досягнуту глибину 3738 м (за проектом – 2700 м) без проблем. Цементування здійснювали тампонажним розчином густиною  $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$  без проблем.

Таким чином, використання вапняного розчину на основі органічної колоїдної фази дало можливість пробурити інтервал 1360 - 3738 м у надзвичайно складних гірничо-геологічних умовах [22]. Безглинистий вапняний буровий розчин на основі органічної колоїдної фази, на наш погляд, можна було використовувати при бурінні свердловини до проектною глибини. Проте була скликана нарада із залученням зарубіжних фахівців (РФ), на якій було вирішено перейти на інший буровий розчин. Наступна надглибока свердловина 704 Західно-Шебелинська бурилася за такою самою конструкцією, що і 800 Шебелинська, але заплановано було використовувати будь-які розчини, тільки не вапняні. Іронія ситуації полягає у тому, що небезпечний інтервал несумісних умов буріння був пройдений після численних катастрофічних поглинань (в цілому втрачено  $4000 \text{ м}^3$  розчину), передчасному спуску проміжної 324 мм колони на глибину 1699 м (за проектом – 2700 м) завдяки періодичних переходів саме на вапняний розчин за схемою: встановлення цементно-бентонітового тампона в інтервалі поглинання - розбурювання цементу - поглиблення свердловини - нейтралізація цементу в розчині - поглинання і далі наступний цикл [23]. Усього було встановлено півтора десятки цементно-бентонітових тампонів.

На сьогодні реалізується дуже важливий для розвитку газової промисловості України проект розвідки і видобування вуглеводнів з башкирських та верхньосерпухівських відкладів Шебелинського ГКР. Очікувана ємність покладів – 31 млрд  $\text{м}^3$  газу [24]. Успішність і розвідки, і видобування цілком залежать від здатності авторів проекту перетворити інтервали несумісних умов буріння у звичайні умови серійного експлуатаційного буріння. Ключом до цього повинно було стати буріння пошукової свердловини 888 Шебелинської, від якої очікували інформацію, якої не одержали від свердловини 800 Шебелинська. Відомо [24], що під час буріння свердловини 800 Шебелинська були дуже обнадійливі нафто- та газопроявлення у горизонтах Б-10 і С - 4-7, 9 відповідно. Невдалий вибір бурового розчину для розкриття продуктивних горизонтів призвів до втрати геологічної інформації і низки прихватів, що обумовили припинення спорудження свердловини.

Коли компанія «Шелл» готувалась до буріння свердловини 888 Шебелинська, лабораторія бурових розчинів УкрНДІгазу пропонувала свою вапняну систему до проекту спорудження свердловини. Компанія «Шелл» відхилила пропозицію без коментарів.

Минулого року закінчилося спорудження свердловини 888 Шебелинська, яка була запроектована з метою вивчення нафтогазоносності середньо-, нижньокам'яновугільних відкладів північної частини Шебелинської структури. Проектний горизонт – нижньосерпухівський під'ярус нижнього карбону ( $C_{1S1}$ ). Проектна глибина – 5750 м. Свердловина розпочата бурінням у грудні 2019 р. Комплексне техніко-технологічне супроводження буріння здійснювало ТОВ «Шлюмберже Сервісез Україна». Компанія «Шлюмберже» контролювала режими буріння, склад КНБК, включаючи власне навігаційне обладнання, долота, геофізичні вимірювання, кріплення свердловини і бурові розчини. Сервісним підрядником з бурових розчинів була компанія "M-I SWACO", яка, зокрема, не мала досвіду розкриття хомогенних пластів з АНПТ.

13.02.2020 р., при бурінні під проміжну колону 340 мм, на глибині 2299 м відбулось різке підвищення тиску до 265 атм зі спрацюванням запобіжних клапанів бурових насосів. Інструмент втратив рухомість, при відновленні циркуляції з подачею 14 л/с, виходу бурового розчину не було. 14.02.2020 р. продовжили розходження інструменту з подачею бурового розчину 14-30 л/с. Через значні втрати бурового розчину перейшли на розходження бурового інструменту без циркуляції. Розходженням від власної ваги до 180 т більше власної ваги вдалось припідняти інструмент з 2299 м до 2200 м, при цьому на глибині 2238 м було одержали вільний рух інструмента та була відновлена циркуляція бурового розчину. Провели закачуван-

ня кольматуючої пачки ( $12 \text{ м}^3$ ) із загальною концентрацією кольматантів  $170 \text{ кг/м}^3$ , що не дало результату. Загальний об'єм поглинань станом на 23.02.2020 р. склав  $1152 \text{ м}^3$ . Пласт, в якому стались катастрофічні поглинання ( $P_1^{\text{nk}}$  (А-4)), представлений відкладеннями галіту і галопеліту, ангідриту, доломіту, алевроліту. В пористо-тріщинному середовищі пласта (в інтервалі 1450-1740 м) з поточними тисками 2,79 МПа ( $K_a = 0,19$ ) поглинання різної інтенсивності легко виникали через великий перепад тисків.

Поглинання було ліквідовано шляхом встановлення цементно-бентонітових тампонів силами і засобами БУ “Укрбургаз” за методичною допомогою УкрНДІгазу. Сервісному підряднику з бурових розчинів на свердловині ці методи ліквідації поглинань виявились невідомими. В результаті “М-І SWACO” не брала участь в операціях з встановлення цементно-бентонітових тампонів. Небезпечний інтервал був перекритий проміжною 340 мм на глибині 2498 м. При подальшому поглибленні свердловини траплялися диференційні прихвати і поглинання бурового розчину.

#### Висновки.

Найкращий спосіб зберегти стінки свердловини – це хімічно закріпити їх вапном або вапном разом з рідким склом. Для цього розроблені і успішно випробувані у складних умовах прості і екологічно чисті бурові розчини. І головне – ці розчини зовсім не потребують КСІ.

#### Список літератури

1. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин [Текст] В.Ф. Роджерс. – М.: Недра, 1967. – 600с.
2. Пат. 443069 США. НКІ 252 - 8,5. Спосіб буріння свердловин/ М. Чепмен. - Оpubл. 16.12.1890.
3. Глушков И.Н. Руководство к бурению скважин [Текст] Ч. 111. Бурение с промывкой забоя / И.Н. Глушков, Н.И. Гроссман, Г.А. Вендельштейн. – М.: Типо-литография, 1904. – 145с.
4. Пат. 1411164 США. НКІ 252 - 8,5. Буровий розчин / Л.С. Копелін. Оpubл. 28.03.22.
5. Пат. 1819646 США. НКІ 252 - 8,5. Спосіб буріння свердловин / А.Г. Ламмес, Х.А. Емброуз, Дж. С. Браун. Оpubл. 18.08.31.
6. van Oort E., Hale A.H. and Mody F.K.: “Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilization of Shales Exposed to Water-Based Drilling Fluids,” SPE 30499. Proc. 70<sup>th</sup> SPI Annual Technical Conference and Exhibition, (1995), Dallas, USA. – P. 497-509.
7. Tan C.P., Bailin Wu, Mody F.K. and Uday A. Tare.: “Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization”. SPI/ISRM 78159. Rock Mechanics Conference., Irving, Texas, USA. (2002).
8. Васильченко А.О. Ентропія, осмос і ентропоосмос, або чому руйнуються стінки свердловин? [Текст] / А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 1995. – № 4. – С. 26-28.
9. Васильченко А. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин. [Текст] / А. Васильченко. – Saarbruken: LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 104 с.
10. Васильченко А.А. История развития известковых буровых растворов и перспективы их широкого тспользования [Текст] / А.А. Васильченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 8. – С. 30-33.
11. Васильченко А.А. Мифы и реалии физикохимии и технологии буровых растворов. [Текст] / А.А. Васильченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 1. – С. 31-35.
12. O'Brien D.E. Chenevert T.E. Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited Potassium-based Drilling Fluids // J. Pet. Tech. – 1973. – № 9. – P. 1089-1100.
13. Walker T.O., Dearing H.L., Simpson J.P. Potassium Modified Lime Muds Improve Shale Stability // World Oil. – November 1983. – P. 93-100.
14. Elsen J.M. Application of a Lime-based Drilling Fluid in a High Temperature / High Pressure Environment [Текст] / J.M. Elsen, A.M. Mixon, M.D. Broussard, D.R. LaHue // SPE Drill. Eng. – 1991. – Vol.6, N 11. – P.507-532.

15. Ребиндер П.А. Понизители твердости в бурении [Текст] / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач // М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1944. – С. 3-51.
16. Дерягин Б.В. Поверхностные силы [Текст] / Б.В. Дерягин, Н.В. Чураев, В.М. Муллер // М.: Наука, 1985. – 398 с.
17. *Vasylychenko A.* The synergetic model of the disjoining pressure generation in fine bodies [Text] / Abstracts of 11<sup>th</sup> International Conference “Surface forces”, June 25-29, 1996. – P. 148.
18. Васильченко А.О. Удосконалення фізико-хімічних методів збереження стійкості стінок свердловин в процесі буріння. Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.15.10 / А.О. Васильченко; Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – 20 с.
19. Кулагин П.Г. Опыт промышленного применения экологически чистого бурового раствора при бурении на шельфе [Текст] / П.Г. Кулагин, А.А. Васильченко // Труды Межд. конф. «Разработка газоконденсатных месторождений». – Краснодар. –1990. – секция 2 «Вскрытие и крепление газоконденсатных скважин». – С. 26-27.
20. Пащенко А.А. Вяжущие материалы [Текст] / А.А. Пащенко. – Киев: Вища школа, 1975. – 405 с.
21. Кулагин П.Г. Известковые буровые растворы для укрепления стенок скважины [Текст] / П.Г. Кулагин, А.А. Васильченко, Е.В. Саломатина // Газовая пром-сть. – 1985. – № 2. – С. 19.
22. Васильченко А.О. Досвід буріння надглибокої свердловини 800 Шебелинська у складних гірничо-геологічних умовах [Текст] / А.О. Васильченко, В.М. Фільов, В.Г. Філь, А.Г. Нагієв // Нафтова і газова промисловість. – 1995. – № 1. – С. 26-27.
23. Васильченко А.О. Буріння у пластах з аномально низькими тисками: досвід, сучасний стан і перспективи [Текст] / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 4. – С. 18-20.

Надійшла до редакції 10.02.21

## ЗМІСТ

### ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

*С.Ф. Поверєнний, А.Й. Лур'є, В.Н. Бухтатий, О.В. Піддубна*

Уточнення результатів лабораторних визначень залишкової води по керну шляхом відновлення кривих капілярного тиску ..... 3

*С.Ф. Поверєнний, В.Н. Бухтатий, О.В. Піддубна*

До питання вибору методики лабораторного визначення залишкової водонасиченості..... 10

*І.І. Галицька, Л.П. Соляник, С.О. Бажан, І.В. Світлицька, Є.Л. Черевко*

Палеогеографічні та літофаціальні особливості формування седиментаційної моделі нижньо-, верхньовізейських відкладів у зв'язку з просторовим розвитком колекторів Комишнянського родовища..... 20

*Я.О. Раєвський, О.О. Клевцов*

Виділення фаціальними методами продуктивних ділянок в горизонтах А-8, А-72 і А-71 Кобзівського газоконденсатного родовища..... 28

*Н.Р. Agres*

Quantitative parameters of the drainage basin as indicators of structures, which are traps Of hydrocarbons..... 38

*М.М. Багнюк, В.М. Владика, В.П. Бодлак, О.О. Дмишко, М.В. Дорохов, Л.М. Козак, Н.Й. Міськів, Н.В. Дяків*

Сучасний стан баричних умов у мезозойських відкладах Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони..... 45

*В.В. Хроль*

Геологічні критерії вуглеводненасичення ущільнених піщано-алевритових порід..... 52

### РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

*Д.О. Грицай, П.О. Штефура, В.М. Додух*

Новий інтегрований підхід до побудови та адаптації 3Д моделей газоконденсатних родовищ з обмеженою геолого-промисловою інформацією..... 56

*Р.Й. Сойма, Д.Р. Савчук, Д.О. Грицай*

Використання секторної моделі для дослідження процесу ретроградної конденсації вуглеводнів в привибійній зоні пласта..... 72

*Є.С. Бікман, А.Я. Тимків, І.А. Медведєв, С.В. Дорошенко, О.М. Щирба, О.Б. Аксьонова*

Оптимізація умов експлуатації низькодебітних свердловин з використанням сифонних трубок малого діаметру з композитполімерних матеріалів..... 77

## **БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН**

*М.В. Боровик, А.А. Лиско, А.П. Вовк, М.Б. Питько, Ю.Б. Кобзар, М.А. Бондаренко*

Бурові розчини: український вимір..... 82

*М.В. Боровик, А.П. Вовк, Л.В. Діденко*

Нові рішення в бурінні газових свердловин..... 89

*М.В. Боровик, А.О. Васильченко*

Харківська школа бурових розчинів: історія виникнення, принципи діяльності, важливі результати..... 96

*О.С. Бейзик, А.І. Різничук, М.В. Гордійчук*

Дослідження зміни фільтрації мінералізованих розчинів від дії солей..... 106

## **ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

*А.В. Гнітко, А.В. Дьомін, В.І. Коцаба, С.І. Кушнар'ов, А.І. Лещенко, І.О. Жмуркова, О.В. Корсун*

Розробка та впровадження програми "GeoNP" для автоматизації процесу отримання геолого-технічних та експлуатаційних параметрів свердловин ГПУ "Шебелинка-газвидобування"..... 111

*К.М. Діхтенко, Д.О. Дегтярьов*

Щодо захисту від корозії свердловин при розробці Яблунівського родовища..... 117

*Є.В. Троцька, В.Л. Отрішко, М.С. Ліпнягов, А.Є.Сказко, С.Т. Мирошніченко*

Попередження солевідкладень у свердловинах за допомогою сухих хімічних реагентів..... 123

*А.В. Дьомін, О.М. Шендрик, В.І. Коцаба, А.В. Гнітко*

Використання технологій активації хімічних реагентів на вибоях свердловин з аномально-низькими пластовими тисками..... 130

## ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

*Ю.А. Олійник, С.О. Саприкін, С.М. Стецюк*

Модель визначення політропного ККД компресора природного газу..... 134

## ЕКОЛОГІЯ

*О.В. Хвостова, Я.Б. Наконечний*

Перспективи розвитку газової галузі України в умовах декарбонізації енергетики в світі..... 140

*Л.С. Бороденко, Н.В. Козир, Н.Д. Бутенко, С.М. Тонкошкур, Т.В. Брусенцева*

Основні напрямки розширення діяльності промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу..... 147

*Т.В. Брусенцева, О.Ю. Ситнік, О.О. Фрайт, Н.М. Німець*

Екологічні аспекти поводження з супутньо-пластовими водами в нафтогазовидобувній промисловості..... 150

## ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

*Н.В. Кузнецова, В.В. Кручина, В.Л. Клевська*

Основні напрямки оптимізації безпеки виробництва у газовидобувній галузі..... 154

*Г.М. Савченко, М.А. Попов*

Особливості управління інтелектуальною власністю в мережі Інтернет..... 158

*О.М. Шендрик, Д.О. Шендрик*

Отримання «зеленої» енергії на основі трансформації технологій видобутку газу..... 162

*А.О. Васильченко*

Аналіз сучасних теорій щодо природи світового ефіру та ролі його в самоорганізації матерії та енергії у Всесвіті..... 165

*А.О. Васильченко, М.В. Боровик*

Захист стінок свердловин: уповільнення руйнування чи хімічне закріплення?..... 178



# **Питання розвитку газової промисловості України**

*Науково-виробничий збірник*

*Випуск XLIX*

**Геологія газових і газоконденсатних родовищ**

**Розробка газових і газоконденсатних родовищ**

**Буріння газових свердловин**

**Видобування природного газу**

**Транспортування природного газу**

**Екологія**

**Інформаційні повідомлення**

Підп. до друку 17.12.2021. Формат 60 x 84 1/8.

Надруковано у відділі ІТЗВНДтаДКР УкрНДІгазу.  
Обсяг 11,75 ум. друк. арк. Тираж 100 прим.

Засновник і видавець: Український науково-дослідний інститут природних газів.  
Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна.  
E-mail: [office.ndigas@ugv.com.ua](mailto:office.ndigas@ugv.com.ua), факс (057) 733-17-55  
Ціна договірна.