

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

**Питання розвитку  
газової промисловості  
України**

*Науково-виробничий збірник*

*Випуск XLVIII*

**Геологія газових і газоконденсатних родовищ**

**Буріння газових свердловин**

**Видобування природного газу**

**Транспортування природного газу**

**Екологія**

**Інформаційні повідомлення**

*Харків - 2020*

**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; 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** – С.В. Кривуля, к.г.н.; 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.; М.О. Демяненко, к.т.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.; Я. Любась, д.т.н.; М.І. Мачужак, к.г.-м.н.; О.Г. Нестеренко, к.е.н.; О.Ф. Редько, д.т.н.; П. Сух, д.г.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.

**Редакционная коллегия:**

**Главный редактор** – С.В. Кривуля, к.г.н.; 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.; Е.С. Бикман; М.И. Братах, к.т.н.; И.В. Высочанский, д.г.-м.н.; Т.Н. Галко, д.г.н.; Н.А. Демяненко, к.т.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.; Я. Любась, д.т.н.; М.И. Мачужак, к.г.-м.н.; А.Г. Нестеренко, к.э.н.; А.Ф. Редько, д.т.н.; П. Сух, д.г.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 technologies and methods; information.

**Editorial Board:**

**Editor-in-chief** – S.V. Kryvulia, D. Geol. Sci.

**Deputy Editors-in-chief** – A.I. Lurye, D. Geol. Mineral Sci.; A.P. Melnik, E. D.

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

**Board members** – O.O. Akulshyn, E. D.; Y.S. Bikman; M.I. Bratakh, E. D.; I.V. Vysochansky, Dr. Geol. Mineral. Sci.; T.N. Galko, Dr. Geol. Sci.; N.A. Demyanenko, E. Dr.; O.T. Draganchuk, E. D.; M.I. Yevdoshchuk, D. Geol. Sci.; I.I. Kaptsov, E. D., R.M. Kondrat, E. D.; A.V. Lizanets, D. Geol. Mineral. Sci.; O.U. Lukin, Dr. Geol. Mineral. Sci.; Y. Lyubas, E. D.; M.I. Machuzhak, D. Geol. Mineral. Sci.; O.G. Nesterenko, D. Ec. Sci.; O.F. Redko, E. D.; P. Sukh, D. Geol. Sci.; 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 № 3 від 21.12.2020 р.

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

©Акціонерне товариство «Укргазвидобування», 2020 р.

©Український науково-дослідний інститут природних газів, 2020 р.

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

УДК 622.279:556.3

К.О. Безрук, канд. геол. наук, Г.І. Троянова  
(УкрНДГаз)

ОСОБЛИВОСТІ ПРОГНОЗУ ПЛАСТОВИХ ТЕМПЕРАТУР ТА ТИСКУ  
У ПРИШТОКОВІЙ ЗОНІ МЕДВЕДІВСЬКОГО ШТОКУ  
КОТЛЯРІВСЬКО-МЕДВЕДІВСЬКОЇ ГРУПИ РОДОВИЩ

*Розглядається розрахунок початкових пластових температур та тисків з урахуванням усіх особливостей геологічної будови приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ. При прогнозі температури використано лінійну залежність. Прогноз тиску проводиться за барометричною формулою Лапласа-Бабіне і за розподілом пластового тиску за газовим законом.*

*Рассмотрен расчет начальных пластовых температур и давлений с учетом всех особенностей геологического строения приштоковой зоны Медведовского штока Котляровско-Медведовской группы месторождений. При прогнозе температуры использована линейная зависимость. Прогноз по давлению проводился по барометрической формуле Лапласа-Бабинет и по распределению пластового давления по газовому закону.*

*The article considers the calculation of the initial reservoir temperatures and pressures, taking into account all the features of the geological structure of the salt core zone of the Medvedovsky core of the Kotlyarovsko-Medvedovsky group of deposits. When predicting the temperature, extrapolation and construction of a linear dependence were used. The pressure forecast was carried out according to the Laplace-Babinet barometric formula and in accordance with the reservoir pressure distribution in obedience to the gas laws.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** При прогнозі температур та тиску треба враховувати, що кожна площа, як і кожне родовище має певні особливості, насамперед, розташування та геологічну будову. Прогноз цих параметрів має певний індивідуальний системний підхід.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Згідно з вертикальною гідрогеологічною зональністю ДДЗ [1, 2], у розрізі цієї ділянки надр виділяються перший (інфільтрогенний) і другий (седиментогенний) гідрогеологічні поверхи, останній в свою чергу представлений верхнім елізійним і нижнім термодегідратаційним ярусами. Перехідною зоною між ними є катагенетичний флюїдоупор. У процесі розбурювання площі, термодегідратаційного ярусу не було досягнуто. Продуктивні відклади належать до елізійного ярусу, де розвинені первиннопоріві колектори та знаходиться основна зона нафтогазонакопичення і відсутня глибинна зона аномально високих пластових тисків (АВПТ). Проте, враховуючи те, що на території дослідження присутні сольові відклади, має місце бути локальна зона АВПТ.

Приштокова зона має певні особливості геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини. Визначення початкових температур та тиску робиться з урахуванням усіх наявних фактичних даних. А отже висвітлення їх у статті буде доречним.

Температурну характеристику можна скласти на основі вимірних термоградієнтів у свердловинах на родовищах та поодиноких вимірах пластових температур, що були отримані при випробуванні свердловин, які проводились польовим загonom відділу геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень УкрНДІгазу. При побудові епюри розподілу пластових температур використовуються показові термограми. Для прогнозу в першу чергу віддається перевага тим термограмам, які є витриманими у часі, не дублюють одна одну, крива розподілу температури не має різких ухилів. Методика прогнозу пластових температур у роботі складається з побудови усередненої термограми за наявними показовими термограмми та точковими вимірами.

Для визначення початкового тиску будується лінія фону. Графоаналітична методика, яка застосовується для розрахунку тисків покладів базується на тому, що тиски у покладі та у водонапірній системі на контакті газ-вода (ГВК) однакові. Отже, потрібно знати розподіл тисків у водонапірній системі у розрізі ділянки надр, і вже від неї вести розрахунок на покрівлю покладу. В нашому випадку є вимір пластового тиску у газовому (сольовому) покладі з АВПТ, розрахунок пластового тиску вестиметься від нього за газовим законом.

**Викладення основного матеріалу досліджень.** Для встановлення початкових пластових температур та тисків у продуктивних покладах приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ залучені дані з вимірів температур та тисків зі Східно-Медведівського, Медведівського і Котлярівського родовищ та частково Мелихівського і Кегичівського.

У регіональному плані приштокова зона Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ розташована у зоні невисоких пластових температур. Згідно з графічними побудовами важливий геотемпературний інтервал 110-120 °С (КФУ) на цій ділянці надр залягає приблизно в інтервалі глибин 5600-6300 м.

На Східно-Медведівському родовищі заміри термоградієнта були виконані у свердловинах 4 та 5. На Котлярівському родовищі вимір термоградієнта проводився свого часу у свердловині 5.

Заміри термоградієнта по наявних свердловинах проводилися на різні глибини. По свердловині 4-Сх-Медведівська термоградієнт вимірювався до глибини 3600 м, де температура становила 84,1 °С. У свердловині 5-Сх-Медведівська вимір термоградієнта проведено до глибини 3800 м – 81,9 °С. На свердловині 5-Котлярівська термоградієнт вимірювався до глибини 3800 м, де пластова температура сягала 80,0 °С. За наявними термограмми побудовано епюру розподілу пластових температур у розрізі приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ (рис. 1).

Щоб визначитись з геотермічною моделлю приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ, потрібно нанести точкові глибинні виміри температури при випробуванні свердловин на Медведівському та Котлярівському родовищах, які проводились свого часу польовим загonom у відділі геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень УкрНДІгазу. Наявні точкові виміри знаходяться у безпосередній близькості з термограмми свердловин 5 Східно-Медведівська та 5-Котлярівська. Термограма по свердловині 4 Східно-Медведівській знаходиться значно правіше від вимірів, а отже вона не зовсім відображає геотермічне поле ділянки і не підходить для її урахування при прогнозі температур.

Враховуючи ці дві термограми, з глибини 2000 м і без урахування останніх 100 м виміру, та точкові виміри по родовищах – будуємо усереднену термограму (рис. 1).

Пластова температура у продуктивному розрізі приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ визначається за формулою лінійної залежності:

$$T_{\text{пластова}} = (H - 1577,1) / 65,688; \text{ [}^\circ\text{C]},$$

де  $H$  – глибина покрівлі горизонтів, м.

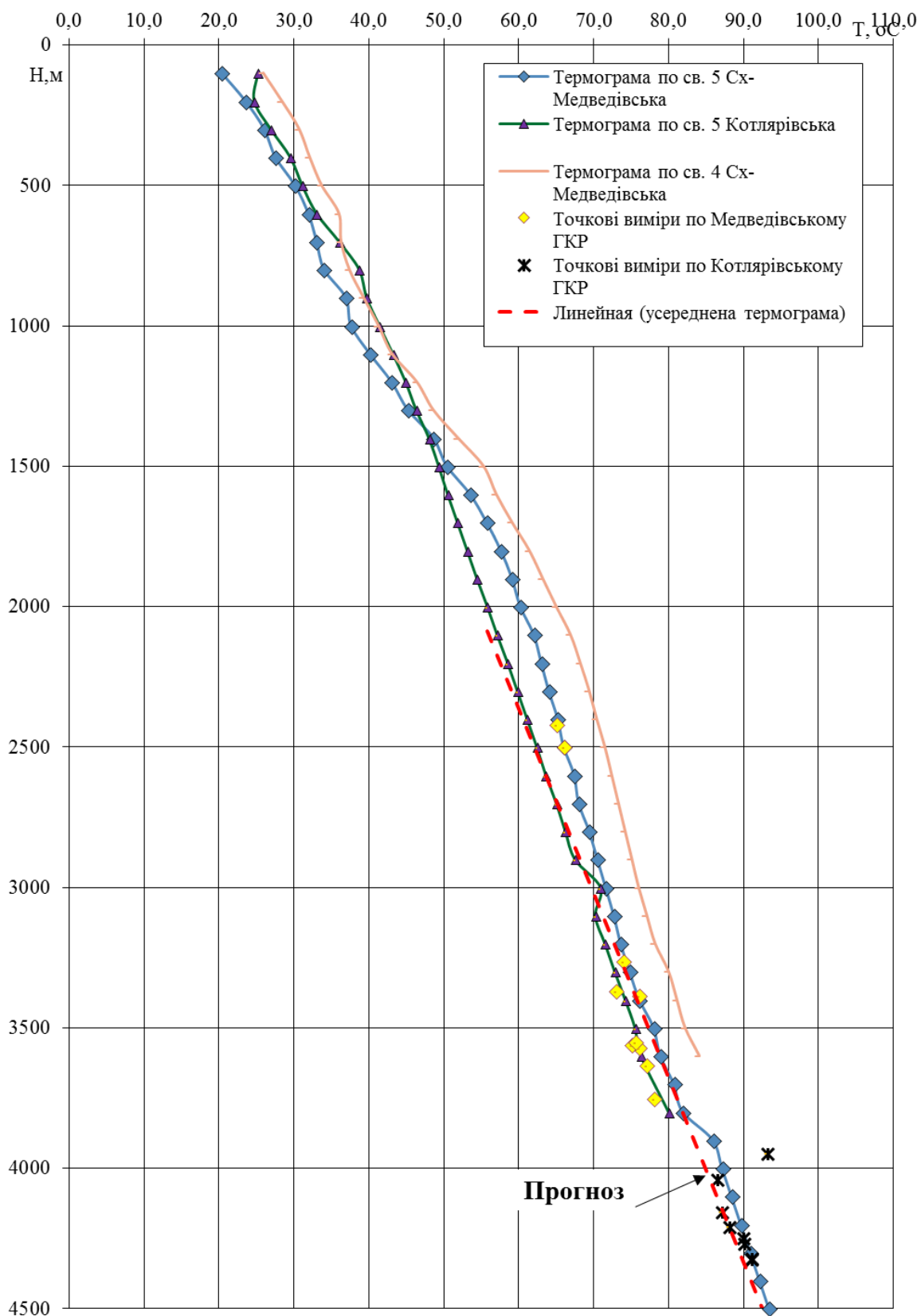


Рис. 1. Еюра розподілу пластових температур у розрізі приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ

Щодо пластових тисків, то на приштоковій зоні Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ у цілому зберігається розподіл пластових тисків в осадовій товщі, що є характерним для цієї зони Дніпровсько-Донецької западини. Вона полягає у тому, що у водоносних горизонтах кайнозою і верхнього мезозою пластові тиски близькі до умовних гідростатичних або відхиляються у бік зниження тиску і  $P_{пл}/P_{уг}$  ( $K_{ан}$ ) буде дорівнювати 0,8-0,98. Починаючи з нижнього гідрогеологічного поверху коефіцієнт пластового тиску починає зростати. У межах основної зони газонакопичення, вище ізотерми 110 °С, відношення  $P_{пл}/P_{уг}$  змінюється від 1,01-1,09 до 1,1-1,13 у нижній частині розрізу. У межах цієї ділянки існують локальні підвищення пластового тиску з коефіцієнтом аномальності ( $K_{ан}$ ) близько 1,6.

Для встановлення розподілу фонових пластових тисків у продуктивній частині приштокової зони залучено дані з Мелихівського, Кегичівського та Медведівського родовищ, в яких проводились свого часу виміри пластового тиску у водоносних горизонтах. Коефіцієнт аномальності по цих вимірах пластового тиску становить 1,04-1,10. На основі цих даних і будується лінія  $P_{фон}$ . Лінія фонових тисків ( $P_{фон}$ ) являє собою лінійний тренд значень вимірів тисків у водоносній частині продуктивного розрізу:

$$P_{фон} = (H - 165,55 / 90,267); \quad [МПа]$$

де:  $P_{фон}$  – фоновий пластовий тиск на УКГ горизонтів;

$H$  – глибина УКГ горизонтів та глибина вибою свердловини.

З цього рівняння отримуємо розрахунково фоновий тиск на УКГ по кожному з горизонтів.

Для виявлення наявності зони АВПТ у приштоковій зоні Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ потрібно з фактичного матеріалу по родовищах вибрати показові якісні виміри пластового тиску, зроблені у газоносних горизонтах.

Виміри тисків на Котлярівському родовищі були у свій час виконані у свердловинах 5, 7, 102 на глибинах 3942 м, 4152 м, 4205 м. Значення пластового тиску коливаються від 42,42 МПа до 44,94 МПа при відношенні  $P_{пл}/P_{уг}$  – 1,03-1,16. У свердловині 5-Котлярівська свого часу проводилось дослідження декількох горизонтів одразу, а отже отримані дані не є показовими і їх не можна використовувати для відтворення початкових баричних умов у газових покладах на таких глибинах у межах цієї ділянки. Свердловини з АВПТ не були розкриті на Котлярівському родовищі. Проте, при розкритті картамишських відкладів (горизонт А-6) можливе підвищення пластового тиску при розрахунку за газовим законом пластового тиску, де  $K_{ан}$  може мати значення 1,22.

По Медведівському родовищу неодноразово було зафіксовано аномально-високий пластовий тиск (АВПТ) у “підкозиркових” відкладах слов’янської світи нижньої пермі. АВПТ є локальним явищем і пов’язаний з локальним вторинним резервуаром. Виміри тиску у газових покладах проведено геолого-промисловим польовим загonom УкрНДІгазу у свердловинах 125, 100, 101, 72, 515 та 514. Серед них більш за всіх виділяються виміри по двох свердловинах - це 72 та 515.

В свердловині 72-Медведівська у відкладах слов’янської світи  $P_{пл}/P_{уг}$  на глибині 2850 м тиск сягає 39,6 МПа,  $P_{пл}/P_{уг}$  дорівнює 1,38. На свердловині 515-Медведівська у продуктивному горизонті  $P_{св}$ , на глибині 2498 м пластовий тиск складає 40,02 МПа,  $P_{пл}/P_{уг}$  – 1,63 (рис. 2).

Враховуючи умови будови цього району ДДз, вимір по свердловині 515-Медведівська потрібно врахувати при прогнозі тиску у покрівлі відкладів слов’янської та микитівської світи проектних свердловин. Ці відклади представляють собою регіонально непроникну товщу. Для прогнозу початкового тиску у покрівлі продуктивних горизонтів А-1, А-2, А-3, А-4 та А-5 потрібно від виміру по св. 515-Медведівська, за газовим законом розподілу тиску, спрогнозувати на глибини залягання покрівлі прогнозний тиск. Розрахунок ведеться згідно з [3]. У покрівлі прогнозних відкладів слов’янської та микитівської світи тиски будуть з АВПТ. З глибиною коефіцієнти аномальності відповідно будуть зменшуватись.

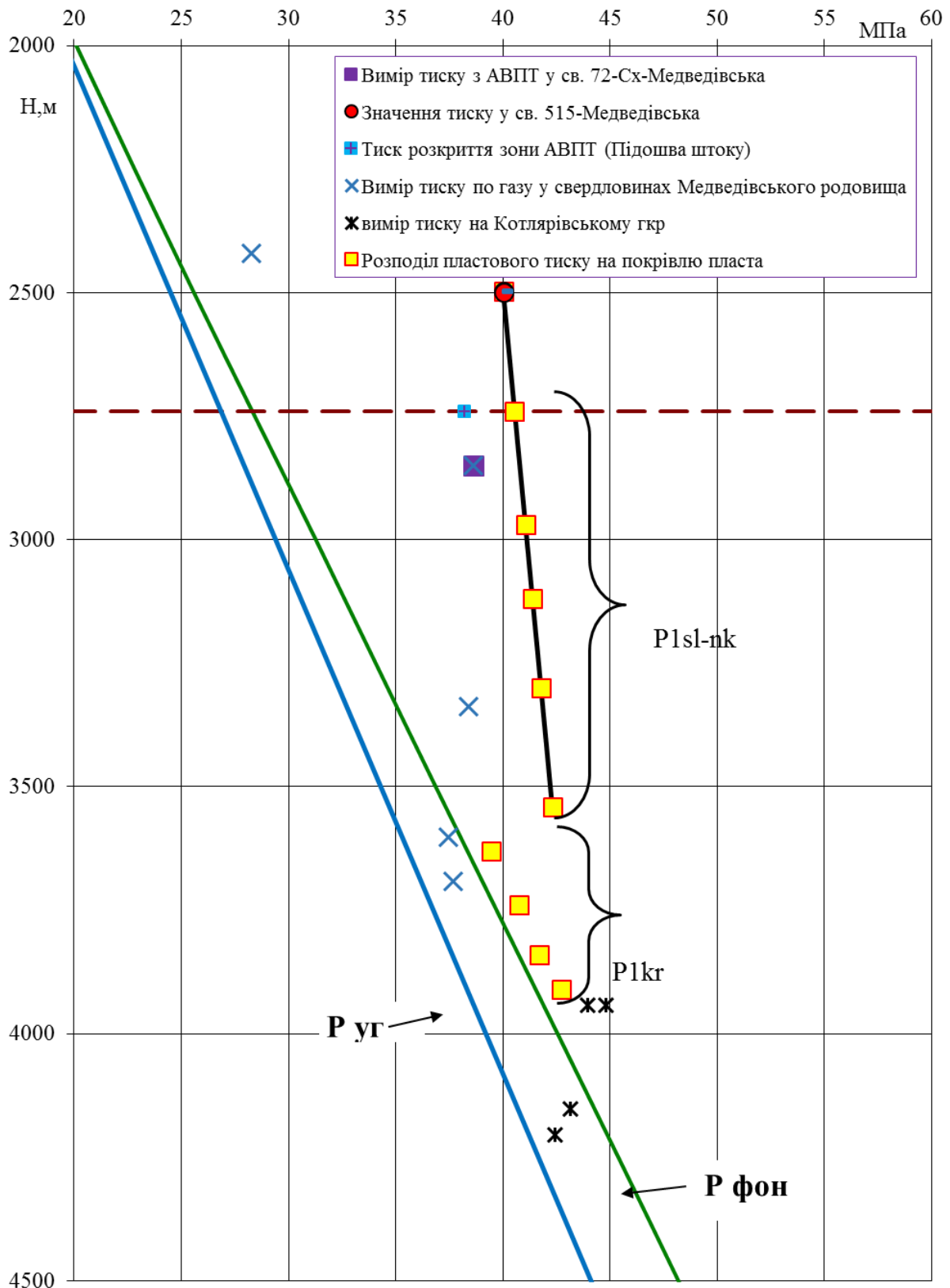


Рис. 2. Еюра розподілу фоновому тиску та пластових тисків на покрівлю покладів у продуктивній частині приштокової зони Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ

У картамишських відкладах застосовується розрахунок пластового тиску від УКГ за барометричною формулою, бо з гідрогеологічної точки зору ця частина розрізу є проникною і пластовий тиск контакту продуктивних горизонтів визначається з фону.

Отже, за формулою розрахунку тиску на флюїдорозділах (УКГ) у газових покладах картамишських відкладів продуктивної частини з урахуванням складу газу вказаних покладів, розподілу температур та використавши перетворену до даних потреб барометричну формулу Лапласа-Бабіне [3], визначається тиск на покрівлю покладу:

$$P_{\text{покрівлі}} = \frac{P_{\text{укг}}/e^S}{10,2}; \quad [\text{МПа}]$$

де:

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{Z * T_{\text{ср}}},$$

$P_{\text{покрівлі}}$  – тиск на покрівлю покладу, МПа,

$P_{\text{укг}}$  – тиск на флюїдорозділах (УКГ) з фону, кгс/см<sup>2</sup>,

$\bar{\rho}$  – відносна густина газу,

$L$  – відстань між флюїдорозділом (УКГ) та покрівлею покладу, м,

$Z$  – коефіцієнт надстисливості газу при  $P_{\text{укг}}$  (МПа),  $T_{\text{укг}}$  (К) та  $\bar{\rho}$ ,

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{укг}} - T_{\text{покрівлі}}}{\ln(T_{\text{укг}}/T_{\text{покрівлі}})}; \quad [\text{К}].$$

#### Висновок.

У результаті проведеного аналізу особливостей геологічної будови обрано оптимальну схему розрахунку тиску та температури на приштоковій зоні Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ. Особливості полягають у тому, що за основу побудови епюри розподілу температур обрано усереднену термограму за наявними показовими даними. Лінія фонового тиску будується на основі вимірів по водних горизонтах. Прогнози тиску у покрівлі відкладів слов'янської та микитівської світ проектних свердловин розраховуються за газовим законом від виміру по свердловині 515-Медведівська. Тиск у картамишських відкладах розраховується за допомогою формули «визначення тиску на вибої зупиненої свердловини».

#### Список літератури

1. *Зарицький А.П.* Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью ДДВ [Текст] / *А.П. Зарицький, И.И. Зиненко* // Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ. – 1991. – С. 69-80.
2. *Зарицький О.П.* Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів [Текст] / *О.П. Зарицький, І.І. Зиненко* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXI. – Харків, 2003. – С. 9-15.
3. *Зотов Г.А.* Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин [Текст]: инструкция / *Г.А. Зотов, З.С. Алиева.* – М.: Недра, 1980. – 301 с.

Надійшла до редакції 10.02.20



УДК 622.279.031:556.3 (477.6)

**В.В. Самойлов, Г.І. Троянова**  
(УкрНДГаз)

### **ГІДРОГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ВОД ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ СТЕПОВОГО РОДОВИЩА**

*Показано необхідність отримання первинної інформації про гідрогеологічні умови та хімічний склад пластових вод у розрізі родовищ. Це дозволяє правильно ідентифікувати походження супутніх пластових вод з експлуатаційних свердловин при розробці родовищ. На прикладі родовищ Котелевсько-Березівської зони та сусідніх надано гідрогеологічні умови візейських відкладів. Встановлено, що у термодегідратаційному ярусі нижнього гідрогеологічного поверху, поряд з проявленням інверсії мінералізації, зустрічається осолонення відроджених катагенетичних вод.*

*Показана необхідність получения первичной информации о гидрогеологических условиях и химическом составе пластовых вод в разрезе месторождений. Это позволяет правильно идентифицировать происхождение попутных пластовых вод с эксплуатационных скважин при разработке месторождений. На примере месторождений Котелевско-Березовской зоны и соседних предоставлены гидрогеологические условия визейских отложений. Установлено, что в термодегидратационном ярусе нижнего гидрогеологического этажа, рядом с проявлением инверсии минерализации, встречается осолонение возрожденных катагенетических вод.*

*The article shows the need to obtain primary information on the hydrogeological conditions and chemical composition of formation waters in the context of fields. This makes it possible to correctly identify the origin of associated formation waters from production wells during field development. On the example of the deposits of the Kotelevsko-Berezovskaya zone and neighboring ones, the hydrogeological conditions of the Visean deposits are provided. It has been established that in the thermal dehydration layer of the lower hydrogeological level, near the manifestation of the inversion of mineralization, salinization of the revived catagenetic waters occurs.*

При розробці родовищ вуглеводнів одним з чинників, які ускладнюють видобуток, є надходження пластових вод і, як наслідок, обводнення свердловин. Згідно з «класичною» теорією обводнення свердловини може відбуватися трьома шляхами. Пластові води надходять у свердловину з розкритого горизонту, з якого відбувається видобуток нафти чи газу, з нижніх водоносних горизонтів, які було розкрито у свердловині через негерметичність цементного моста або за колоною. Або з верхніх водоносних горизонтів внаслідок негерметичності експлуатаційної колони або цементного каменю за колоною. Часто спостерігається проявлення декількох процесів обводнення разом.

Одним з оперативних методів контролю за обводненням є гідрогеохімічний контроль за складом супутньо-пластових вод (СПВ), що виносить свердловина разом з вуглеводнями. Визначення генезису СПВ дозволяє встановити джерело надходження пластової води у свердловину. Це відбувається методом порівняння компонентного складу СПВ з показниками пластових вод у розрізі конкретного родовища [1]. Якісне встановлення походження СПВ можливе за умови випробування водоносних горизонтів у продуктивній частині розрізу під час буріння або за наявності інформації щодо складу пластових вод при обводненні свердловин як на конкретному родовищі, так й на сусідніх родовищах.

Для прикладу розглянемо стан та умови обводнення свердловини 120 Степового газоконденсатного родовища (ГКР), яка розробляє газоконденсатний поклад В-14.

Степове ГКР розташовано у північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) в межах Котелевсько-Березівського структурного валу. Газоносність Степового родовища пов'язана з теригенними відкладами серпухівського та візейського ярусів нижнього карбо-

ну, що залягають на глибинах 4550-5700 м. Верхньовізейський поклад недорозвіданий і мало вивчений. Горизонти були розкриті чотирма свердловинами 53, 63, 110, 111, а у свердловині 61 на глибині, що відповідає пачці горизонту В-14 (В-15а), відбулося відкрите фонтанування газу і води. Дебіт води досягав 3960 м<sup>3</sup>/добу, мінералізація води складала 240-290 г/дм<sup>3</sup>, густина - 1,18 г/см<sup>3</sup>. Високий вміст Вг (350-643 мг/дм<sup>3</sup>) та інші гідрохімічні особливості вказували на те, що у свердловину надходила вода не з відкладів візейського та серпухівського ярусів, а з відкладів середнього карбону.

Припливи води із візейського комплексу отримувалися на інших родовищах Котелевсько-Березівської зони. Дебіт води з горизонту В-16 у св. № 485 Березівського родовища склав 39 м<sup>3</sup>/добу при зниженні рівня до 2300 м. У гідрохімічному відношенні розріз Степового родовища, починаючи з середньоюрських відкладів, насичений розсолами хлоркальцієвого типу (за В.А. Суліним) з хлоридним аніонним та натрієвим або кальцієво-натрієвим катіонним складом. Мінералізація їх зростає від 80-100 г/дм<sup>3</sup> у батському горизонті до 220-260 г/дм<sup>3</sup> у відкладах верхнього і середнього карбону. У серпухівському комплексі мінералізація води за даними свердловини № 51 складала 179,7 г/дм<sup>3</sup>. У верхньовізейському комплексі, безсумнівно, мінералізація повинна значно знизитися, як у всій Котелевсько-Березівській зоні, оскільки за наявними термобаричними даними на Степовому родовищі (Тпл>120°C) цей комплекс належить до термодегідратаційного гідрогеологічного ярусу, з яким пов'язана гідрохімічна інверсія. Межа зниження мінералізації у візейському комплексі може опуститися нижче 100 г/дм<sup>3</sup>, як на Березівському ГКР [2].

Розвідувальна свердловина 120 була введена в експлуатацію 29 вересня 2017 року. При випробуванні інтервалу 5575-5559 м отримано приплив газу дебітом 522,97 тис.м<sup>3</sup>/добу на 10 мм шайбі.

Протягом перших семи місяців свердловина працювала з середнім дебітом 550 тис.м<sup>3</sup>/добу та незначним водним фактором, який становив трохи більше 10 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. За цей час зі свердловини було відібрано три проби супутньої води, які було представлено водами конденсаційного походження.

З березня 2018 р. почалося зниження дебіту газу та значне збільшення водного фактору. Проби супутніх вод, що відбиралися, були представлені розсолами хлоридного натрієвого складу з мінералізацією до 250 г/дм<sup>3</sup>.

Оскільки якісного випробування візейських відкладів на Степовому родовищі не виконувалося, а попередні дані (фонтанування свердловини 61) не вказували на можливість припливу високомінералізованих розсолів, для встановлення генезису супутньої води було виконано наступні дії:

- ще раз проаналізовано гідрогеологічні умову у візейських відкладах на сусідніх родовищах;
- визначено вміст бору у складі СПВ як показника глибинного/катагенного походження води.

Так було встановлено, що на сусідньому Сахалінському родовищі у тих самих стратиграфічних відкладах (горизонт В-14) було отримано приплив пластових вод. Компонентний склад пластової води з верхньовізейських відкладів Сахалінського родовища збігається зі складом супутньої води, яку виносила свердловина 120 на Степовому родовищі (таблиця). Обидві проби представлено розсолами хлоридного натрієвого складу з мінералізацією 247 та 268 г/дм<sup>3</sup>, вміст бору становить 32,3 та 35,1 мг/дм<sup>3</sup>. Характерною особливістю проб є знижений вміст бромиду, корелятивне відношення Cl/Br дорівнює 868-889. Наведені дані вказують на те, що обидві проби є пластовими водами, які зазнали розбавлення водами катагенного походження та наступного третинного осолонення [3].

Останніми роками на Березівському родовищі було отримано припливи води з відкладів нижнього візе та турнейського віку (таблиця), які представлено розсолами хлоридного натрієвого та кальцій-натрієвого складу з мінералізацією 234 та 321 г/дм<sup>3</sup>. Особливостями цих вод, як і вод верхнього візе на Степовому та Сахалінському родовищах є понижений вміст бромиду.

Пластові води нижнього карбону у розрізі Степового, Сахалінського та Березівського родовищ

№ св. Площа	Інт.-м гор.	М, г/дм <sup>3</sup> густ., г/см <sup>3</sup> рН	Компонентний склад: мг/дм <sup>3</sup> , мг-екв/дм <sup>3</sup> , %-екв						Mg <sup>2+</sup>	B J Bг, мг/дм <sup>3</sup>	rNa/rCl rCa/rMg Cl/Bг
			Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>			
120 Степова	5559-5575 В-14	247,69	152478,00	16,46	183,00	75516,82	18036,00	1459,20	35,10	0,76	
		1,140 5,27	4300,00 49,96	0,34 0,01	3,00 0,03	3283,34 38,19	900,00 10,46	120,00 1,39	6,77 171,52	7,50 889	
37 * Сахалінська	5154-5200 В-14	268,73	186165,00	304,44	298,90	80183,52	27354,60	4985,60	32,30	0,66	
		1,200 5,47	5250,00 49,89	6,34 0,06	4,90 0,05	3486,24 33,13	1365,00 12,97	410,00 3,90	22,01 214,40	3,33 868	
203 Березівська	6108-6105, 6101-6097 Т-1	234,58	146095,20	189,24	488,00	56049,62	28356,60	3404,80	---	0,59	
		1,166 5,63	4120,00 49,86	3,94 0,04	8,00 0,10	2436,94 29,49	1415,00 17,12	280,00 3,39	7,62 123,30	5,05	
204 Березівська	5893-6050 В-25-26 (Т-1)	321,46	198576,00	2507,89	207,40	66827,88	50601,00	2736,00	---	0,52	
		1,2356 5,5	5600,00 49,51	52,16 0,46	3,40 0,03	2905,56 25,69	2525,00 22,32	225,00 1,99	17,99 335,00	11,22 593	
61 Степова	В-14	307,51	191484,00	378,49	97,60	92217,81	16032,00	7296,00	---	0,74	
		1,2113 5,0	5400,00 49,92	7,87 0,07	1,60 0,01	4009,47 37,07	800,00 7,39	600,00 5,54	---	1,33 562,8	

\* - проба надана ПрАТ «ВК «Укрнафтобуріння»

**Висновок.** У відкладах візейського та турнейського ярусів нижнього карбону у вказаній зоні ДДЗ можуть бути поширені високомінералізовані пластові води з домішкою катагенної води. А вода, яку виносила свердловина 61 Степового родовища під час аварійного фонтанування, була представлена пластовою водою розкритих верхньовізейських відкладів.

*Список літератури*

1. *Самойлов В.В.* Проблеми визначення генезису супутніх пластових вод на вуглеводневих родовищах [Текст] / *В.В. Самойлов* // Матеріали III наук. конф. Гідрогеологія: наука, освіта, практика (Харків, 2-4 листопада 2016 р.) – С. 75-77.

2. *Зарицький А.П.* Взаимосвязь вертикальной гидрогеологической зональности Днепровско-Донецкой впадины с зональностями основных элементов осадочного чехла [Текст] / *А.П. Зарицький, И.И. Зиненко, А.С. Тердовидов, А.В. Лизанец* // Геол. журнал. – 2005. – № 3. – С. 83-89.

3. *Терещенко В.А.* Гидрогеологические условия газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине [Текст] / *В.А. Терещенко.* – Х.: ХНУ им. В.Н. Каразина, 2015. – 244 с.

Надійшла до редакції 24.02.20

УДК 553.98

**С.Ф. Поверенний, А.Й. Лур'є, докт. геол.-мінер. наук, О.В. Піддубна**  
(УкрНДГаз)

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІН МІНЕРАЛІЗАЦІЇ РІДИН, ЩО НАСИЧУЮТЬ ЗРАЗКИ  
ПІД ЧАС ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДІВ, І ВПЛИВ ЦЬОГО ПРОЦЕСУ  
НА ВИЗНАЧЕННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД**

*Потреби практики змушують періодично розробляти нові лабораторні методики, що в більшості складаються з інакше скомпонованих добре відомих операцій. У складі нового технологічного процесу ці добре відомі операції іноді виявляють нові, несподівані властивості, на які раніше не звертали уваги. Дана робота присвячена експериментальному вивченню виявленої неконтрольованої зміни мінералізації робочого розчину в ході лабораторних досліджень і її впливу на результат. Проведена робота дозволила уточнити деякі методичні аспекти масово застосовуваних лабораторних операцій і усунути сумніви, що виникли щодо їх використання в подальших роботах.*

*Потребности практики заставляют периодически разрабатывать новые лабораторные методики, в большинстве состоящие из иначе скомпонованных хорошо известных операций. В составе нового технологического процесса эти хорошо известные операции иногда проявляют новые, неожиданные свойства, на которые раньше не обращали внимания. Данная работа посвящена экспериментальному изучению выявленного неконтролируемого изменения минерализации рабочего раствора в ходе лабораторных исследований и его влиянию на результат. Проведенная работа позволила уточнить некоторые методические аспекты массово применяемых лабораторных операций и устранить сомнения, возникшие относительно их использования в дальнейших работах.*

*The practical needs make it necessary to periodically develop new laboratory techniques, most of which consist of the well-known operations set up in a different way. As a part of a new technological process, these well-known operations sometimes exhibit new, unexpected properties that were previously ignored. This work is devoted to the experimental study of uncontrolled changes in the mineralization of the working solution in the course of laboratory studies and its effect on the result. The work carried out made it possible to clarify some methodological aspects of massively used laboratory operations and eliminate doubts that arose about their use in further work.*

**Постановка проблеми.** Навіть в добре відпрацьованих, масово застосовуваних при дослідженнях колекторських властивостей операціях іноді проявляються несподівані аспекти. При розробці та апробації методики визначення коефіцієнта вилучення газу по керну, викладеної в СОУ 09.1-30019775-233:2014 [1], відпрацьовувалася складна послідовність операцій, яку в спрощеному вигляді можна описати наступним чином. У попередньо насиченому водою зразку центрифугуванням створювалася залишкова вода, потім зразок із залишковою водою повторно вакуумувався і донасичувався газом. Донасичений газом зразок повторно центрифугували для отримання значення залишкового газу. При цьому автори зіткнулися з тим, що в ході повторного центрифугування із зразка віджималося більше газу, ніж могло в нього увійти при даному значенні залишкової води. У роботі [2] було доведено, що зразок із залишковою водою частково втрачає її при вакуумуванні, а при подальшому донасиченні втрачена частина води замінюється газом. Як наслідок, об'єм газу, поглиненого зразком, стає більше того, що повинно бути при вихідному вмісті залишкової води. Було експериментально показано, що в ході стандартного вакуумування зразок втрачає орієнтовно від 70 до 85% залишкової води, об'єм якої при донасиченні замінюється газом.

Таким чином, вперше було звернено увагу на випаровування води при вакуумуванні, яке мало два аспекти: втрата ваги і зміна мінералізації. В рамках виконуваної тоді роботи мало значення тільки перше, але, заново повертаючись до методики визначення відкритої пористості насиченням, до методик визначення залишкової водонасиченості, змочуваності, коефіцієнта газонасиченості і коефіцієнта газовіддачі, в кожній з яких застосовується вакуумування і можлива зміна мінералізації робочої рідини, можна побачити і значення другого. У розглянутому вище випадку, при випаровуванні 85% залишкової води мінералізація 15%, що залишились, різко зростає, аж до кристалізації галіта в поровому просторі зі зменшенням його вільного об'єму і зміни поверхневих властивостей. У разі звичайного насичення зразка гірської породи при визначенні відкритої пористості і залишкової води робоча рідина і зразки вакуумуються окремо і разом до 8 годин (в залежності від проникності). Як зміниться мінералізація робочої рідини за цей час, яким фактично розчином будуть насичуватися зразки, яка мінералізація самої залишкової води і чи буде вона змінюватися під час центрифугування в порціях води, що віджимається при різних, прогресивно зростаючих перепадах тиску?

**Метою запланованих експериментів** було простежити зміну мінералізації води в ході насичення і подальшого ступінчастого витіснення води із зразків при визначенні залишкової води і змочуваності центрифугуванням. Поточна мінералізація води контролювалася шляхом рефрактометричного визначення показника заломлення з подальшим розрахунком значення мінералізації за заздалегідь побудованим тарувальним графіком.

**Виклад основного матеріалу.** В ході дослідів для насичення використовувалися поронасичувачі ПОРП з вакуумними насосами ВН-461м, центрифуга РС-6 і рефрактометр RL-2. Рефрактометричний метод був використаний у зв'язку з необхідністю визначення мінералізації дуже малих кількостей робочої рідини, особливо в порціях, що віджимаються на різних режимах центрифугування. Паспортна точність визначення показника заломлення в інтервалі 1,3-1,42 становить 0,0004. Попередньо були приготовлені розчини NaCl різних концентрацій, визначені їх показники заломлення і складений тарувальний графік. Вихідні дані для побудови графіка наведені в таблиці 1, сам графік – на рис.1. Температурні поправки не вводилися, оскільки всі визначення вдалося зробити при приблизно однаковій температурі – 24-25°C.

При насиченні зразків, відібраних для визначення залишкової води, використовувався розчин з мінералізацією 250 г/літр. Безпосередньо перед насиченням зразків, розчин мав показник заломлення 1,3688, що відповідало за тарувальним графіком мінералізації 251,7 г/літр (розрахунок за формулою, що описує лінійну залежність). Після насичення, режим якого відповідав ГОСТ 26450.1-85 [3], показник прийняв значення 1,3703, що відповідало мінералізації 262,5 г/літр. Таким чином, в ході насичення зразків мінералізація зросла на 10,8 г/літр.

Таблиця 1

## Вихідні дані для побудови тарувального графіка

Концентрація розчину, г/літр	Показник заломлення
0	1,3330
50	1,3410
100	1,3485
150	1,3550
200	1,3615
250	1,3680

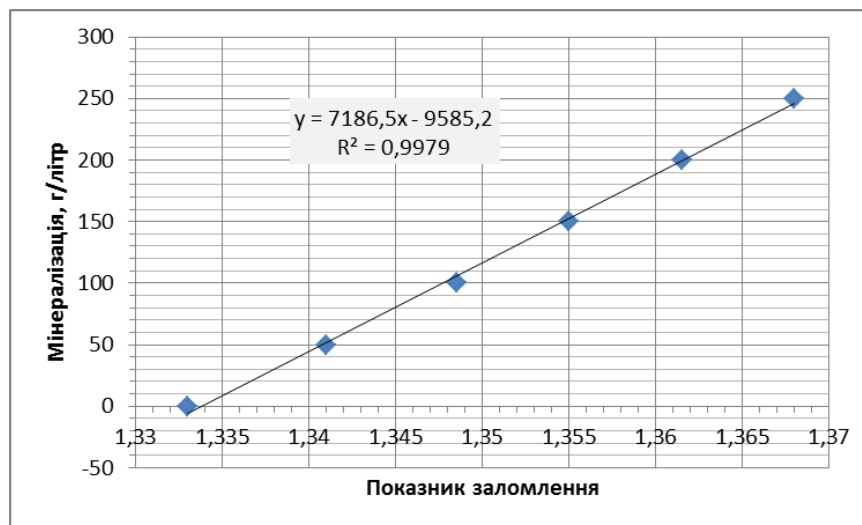


Рис.1. Тарувальний графік

Можливі два пояснення. Перше: власне насиченню передують тривале вакуумування, протягом декількох годин з внутрішнього простору ПОРПа відкачується повітря разом з парами води, що утворюються. Постійне відкачування виключає утворення насиченої пари і обумовлює інтенсивне випаровування мінералізованої води, призначеної для насичення зразків. Друге: зразки за рахунок капілярних сил втягують в себе чисту воду, залишаючи іони Na і Cl в кюветі і піднімаючи там мінералізацію. Перше припущення вже було перевірено раніше, коли в ході досліджень, пов'язаних з перевіркою розроблюваного СОУ (див. вище), був встановлений факт істотного зниження гасо- і водонасиченості зразків, що піддаються вакуумуванню для донасичення [2].

Для перевірки другого припущення був проведений дослід, в ході якого знесолені і просушені зразки Березівського родовища (С-5) занурювалися нижніми торцями під рівень розчину відомої мінералізації і капілярно вбирали рідину в пори. Мінералізація розчину до і після дослідження контролювалася по зміні показника заломлення. В ході дослідження рідина і зразки знаходилися в невеликому замкнутому об'ємі, в якому створювалася насичена водяна пара і виключалося інтенсивне випаровування. На відміну від дослідів у роботі [2], об'єм води, що контактувала зі зразком, був дуже невеликим. Капілярне вбирання тривало дві години, за цей час зразки встигали втягнути воду по всій висоті циліндра, що було добре видно при візуальному огляді. Після 2 годин зразки виймали, зважували, брали пробу води, визначали показник, через нього мінералізацію, і зразок поміщали знову в ємність, щоб оцінити зміни, які відбудуться за значний (кілька діб) час. Отримані результати зведені в таблицю 2.

Таблиця 2

## Результати капілярного поглинання протягом 2 годин

Лаб. №	Показник до встановлення зразка	Показник після поглинання	Мінералізація води до встановлення зразка, г/літр	Мінералізація води після поглинання г/літр (зміна)	Вага зразка до поглинання (суха вага), г	Вага зразка після поглинання, г	Вага поглиненої води, г
19	1,3693	1,3680	255,3	245,9 (-9,4)	43,98	45,93	1,95
21	1,3696	1,3694	257,4	256,0 (-1,4)	45,51	47,08	1,57
27778	1,3685	1,3685	249,5	249,5 (0)	47,56	47,8	0,24
27633	1,3685	1,3685	249,5	249,5 (0)	39,84	44,01	4,17
27832	1,3685	1,3685	249,5	249,5 (0)	46,04	48,09	2,05

Примітка: температура 25° С.

Дані таблиці 2 показують, що в трьох випадках показник заломлення, а значить, і мінералізація не змінилися. У двох випадках відзначено невелике опріснення мінералізованої води, що залишається в об'ємі судини. В одному випадку воно склало 9,4 г / літр, у другому – 1,4 г/літр. Причини опріснення не зовсім зрозумілі, можливо, це пов'язано із сорбцією глинистими мінералами цементу. У будь-якому випадку, підвищення мінералізації розчину, що залишився в посудині, не відбувається.

Через 10 діб повторили визначення мінералізації води в ємностях (результати наведені в таблиці 3). Три зразки, які не змінили показника і мінералізації за 2 години, не змінили його і за 10 діб. Зразок 19, який сильніше опріснів розчин за 2 години (9,4 г/літр) практично не змінив показника і мінералізації розчину за 10 діб. Зразок 21, який слабо змінив показник за 2 години (1,4 г/літр), тепер змінив показник і мінералізацію ще на 5 г/літр. У обох основне вагове поглинання відбулося за перші дві години, за наступні 240 годин зразки поглинули всього 5,6% і 7,6% від поглиненого в перші дві години. Зразки були залишені в ємності, щоб оцінити зміни, які відбудуться за ще більш значний час, однак, з незалежних від авторів причин експеримент довелося припинити.

Таблиця 3

## Результати капілярного поглинання протягом 10 діб

Лаб. № зразка	Показник до установки зразка	Показник після поглинання	Мінералізація води до установки зразка, г/літр	Мінералізація води після капілярного поглинання, г/літр (зміна)	Вага зразка до поглинання (суха вага), г	Вага зразка після поглинання, г	Вага поглиненої води, г
19	1,3680	1,368	245,9	245,9 (0)	45,93	46,04	0,11
21	1,3694	1,3687	256,0	251,0 (5,0)	47,08	47,20	0,12
27778	1,3685	1,3685	249,5	249,5 (0)	47,80	48,27	0,47
27633	1,3685	1,3685	249,5	249,5 (0)	44,01	44,27	0,26
27832	1,3685	1,3685	248,5	248,5 (0)	48,09	48,44	0,35

Примітка: температура 25° С.

Таким чином, підвищення мінералізації води в кюветі за рахунок вбирання зразками дуже мало ймовірно і єдиним поясненням підвищення мінералізації води в ході насичення є інтенсивне випаровування в ході вакуумування. Чим довше триває вакуумування, тим більше підвищується мінералізація водного розчину. У разі насичення газом це призводить до поступового збільшення щільності газу за рахунок видалення порівняно легко киплячих фракцій.

Подальші досліді були проведені для визначення мінералізації води, що віджимається з попередньо насиченого зразка в ході послідовного ступінчастого центрифугування для визначення залишкової водонасиченості [4], структури порового простору, змочуваності [5] і коефіцієнта газовіддачі [1,2].

Два знесолених і просушених зразки Березівського родовища (С-5) на наступний день після насичення водою з мінералізацією 250 г/літр були піддані центрифугуванню в режимі, що відповідає режиму, заданому ГСТУ 41-00032626-00-025-2000 [4]. На першому ступені центрифугування з частотою 1000 об/хв, кількість віджатої води була достатньою для визначення показника заломлення по кожному зразку. Вже на другому ступені, при 2000 об/хв кількість води, віджатої з кожного зразка, стала недостатньою і довелося брати сумарну пробу, поєднуючи разом воду, віджату з різних зразків. Після третього ступеня (3000 об/хв) стало ясно, що і за двома зразками отримати достатню кількість віджатої води на всіх наступних ступенях не вдасться. Тому відразу перейшли до останнього ступеня – 6000 об/хв. Отримані результати зведені в таблицю 4.

Таблиця 4

#### Центрифугування партії з двох зразків

Місце і час відбору проби води	Лаб. №	Показник заломлення	Мінералізація, г/літр
Вихідна мінералізація	-	1,3688	251,7
Мінералізація води, що залишилася в кюветі після насичення	-	1,3703	262,5
Віджата на частоті 1000	19	1,371	267,5
Віджата на частоті 1000	21	1,371	267,5
Віджата на частоті 2000	19+21	1,371	267,5
Віджата на частоті 3000	19+21	1,371	267,5
Віджата на частоті 6000	19+21	1,371	267,5

З розгляду таблиці 4 видно, що вода, віджата з обох зразків в першому випадку окремо, в трьох інших випадках разом, має один і той самий показник заломлення і, отже, одну і ту саму мінералізацію в 267,5 г/літр. Мінералізація води, що віджимається на всіх режимах, перевищує і вихідну концентрацію розчину, і ту, яку має вода, що залишилася у кюветах після насичення зразків. Приймаючи достатнім попереднє знесолення зразків (20 годин, три зміни дистилляту) і враховуючи результати попереднього досліду (зразки ті самі), вважаємо, що в зразки зайшла вода, більш мінералізована, ніж вихідний розчин, але опріснення води, що залишилася в кюветі, не відбулося через більш сильний вплив випаровування, яке підвищує мінералізацію. Можна вважати, що в ході центрифугування цих зразків вода віджималася без істотної зміни мінералізації.

Частина насичених зразків (№№ 23,25,26,27 – С-5 Березівського родовища, № 40520 – С-5 Наріжниського родовища) була залишена в розчині на 4 дні, після чого також була піддана ступінчастому центрифугуванню згідно з тим самим ГСТУ (таблиця 5).



Таблиця 5

## Центрифугування партії з 6 зразків

Місце і час відбору проби води	Лаб. № зразка	Показник заломлення	Мінералізація, г/літр	Середній показник	Середня мінералізація, г/літр
Вихідна мінералізація	-	1,3688	251,7	-	-
Мінералізація води, що залишилася в кюветі після насичення і відстоювання	-	1,3710	267,5	-	-
Віджата на частоті 1000 об/хв, 24°C	23	1,3696	257,4	1,3702	261,7
	25	1,3710	267,5		
	26	1,3704	263,2		
	27	1,3695	256,7		
	40520	1,3710	267,5		
	45064	1,3700	260,3		
Віджата на частоті 2000 об/хв, 24,5°C	23	1,3704	263,2	1,3696	257,4
	25	1,3701	261,0		
	26	1,3692	254,6		
	27	1,3692	254,6		
	40520	1,3704	263,2		
	45064	1,3680	245,9		
Віджата на частоті 3000 об/хв, 25°C	23	1,3698	258,9	1,3700	260,3
	25+26	1,371	267,5		
	27	1,3694	256,0		
	40520	Нема води	-		
	45064	1,3697	258,1		
Віджата на частоті 4000 об/хв, 25°C	23+25+26 +27+45064	1,3700	260,3	1,3688	251,7
	40520	1,3675	242,3		
	23+25	1,3690	253,1		
Віджата на частоті 5000 об/хв, 25°C	26+27+40520 +45064	1,3699	259,6	1,3694	256,0
	Усі зразки	1,3706	264,6		
Віджата на частоті 6000 об/хв*	Усі зразки	1,3706	264,6	1,3706	264,6

\* Примітка: визначення визнано некондиційним

Незважаючи на те, що було залучено 6 зразків, кількість води, достатню для визначення показника по кожному зразку, вдалося отримати тільки на режимах «1000» і «2000 об/хв». На режимі «3000 об/хв» вже довелося об'єднувати деякі проби, а режими «4000», «5000» і «6000 об/хв» представлені повністю збірною пробю. Оскільки індивідуальних проб у всьому інтервалі режимів відібрати не вдалося, оцінка результатів проводилася за середнім значенням показника заломлення. Середній показник заломлення розраховувався як просте середнє арифметичне показників, отриманих на даному ступені центрифугування. За значенням середнього показника і формулою, що апроксимує залежність рис.1, розраховувалося значення середньої мінералізації. При цьому останній результат, що відноситься до режиму 6000 об/хв, був визнаний некондиційним через руйнування зразка і попадання в пробу води дрібної суспензії, помітної неозброєним оком.

Результати, що наведені в таблиці 5, дещо відрізняються від тих, які були отримані за зразками, центрифугованими на наступний день після насичення. Перш за все, звертає увагу помітний різнобіг значень, що змінив однаковість попереднього дослідження. На відміну від першого дослідження, на ступеню в 1000 об/хв, як і на 2000 об/хв, мінералізація за різними зразками різна. Різниця між зразками становить до 10,8 г/літр на ступеню 1000 об/хв і до 17,3 г/літр по другому ступеню – 2000 об/хв. Якщо взяти середні значення по всіх ступенях, намічається не дуже чітко виражене зниження мінералізації з підвищенням частоти обертів (рис. 2). Зниження мінералізації за всі п'ять ступенів центрифугування за середніми значеннями становить близько 10 г/літр.

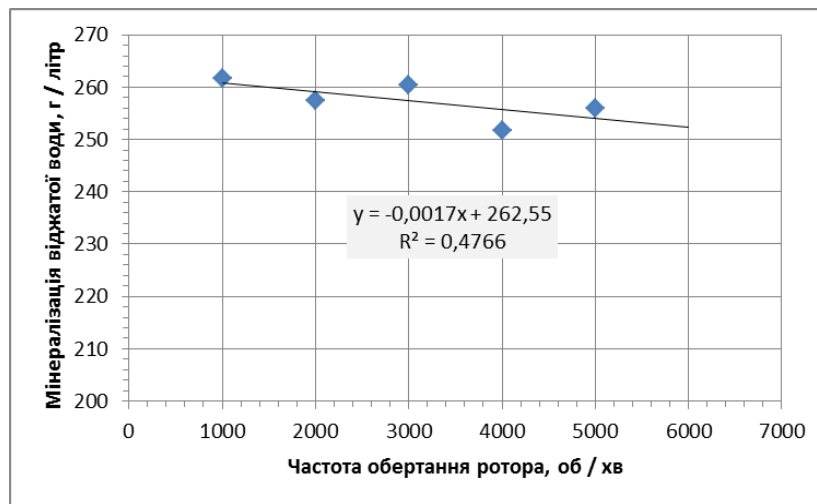


Рис. 2. Зниження мінералізації з підвищенням частоти обертів

Отже, із все більш дрібних пор виходить все більш опріснена вода. Природно припустити, що мінералізація поглиненої в ході насичення води диференційована: вільна і капілярно пов'язана вода великих пор має велику мінералізацію, вода тонких (менше 1мкм) пор і міцно пов'язана плівкова вода великих – меншу мінералізацію. Послідовно очищаючи від води все більш дрібні пори, ми отримуємо все менш мінералізовану воду, причому вода, віджата з найбільших пор, має мінералізацію, що перевищує вихідну мінералізацію робочого розчину (на ті самі 10 г/літр), а мінералізація води з найтонших, очищених в процесі дослідження пор, вже наближається до вихідної.

Оцінити порову характеристику і залишкову водонасиченість зразків в даному випадку важко, оскільки для того, щоб зібрати рідину, довелося знехтувати піщаним насипанням, що цю рідину поглинає. Через відсутність насипання різко проявився кінцевий ефект, що спотворює результати як визначення залишкової води, так і структури порового простору. Так, зразок № 23 в даному досліді мав залишкову воду 26,3 %, при тому, що нормально визначена залишкова вода по ньому становить 13,4%. З поглинених ним 2,85 г води віджато тільки 2,1 г. Відповідно, будувати програму зразка за результатами даного дослідження не має сенсу. Можна приблизно оцінити розміри пор, що вивільнюються на різних ступенях частот обертання для зразка стандартних розмірів, при нормальному ході дослідів. При частоті 1000 об/хв вивільнюються пори більше 10 мкм, при частоті 2000 – з діаметрами 2,6-10 мкм, 3000 - 1,2-2,6 мкм, 4000 – 0,6-1,2 мкм, 5000 – 0,4-0,6 мкм, 6000 – 0,3-0,4 мкм.

**Обговорення результатів.** За першою серією дослідів розглянемо дещо докладніше процес вакуумування. Вакуумний насос ВН - 461м в ідеалі здатний створити і підтримувати залишковий тиск в 0,05 мм. рт. ст. У міру відкачування повітря з камери падає тиск і розчинність повітря у воді, починають утворюватися бульбашки повітря, які спливають і лопаються на поверхні. Одночасно відбувається порівняно слабке випаровування рідини з поверхні.

При досягненні залишкового тиску, рівного тиску насиченої пари рідини – для води близько 24 мм.рт. ст. при 25°C (насправді трохи нижче, оскільки над розчином тиск насиченої

пари завжди менший, ніж над чистим розчинником – закон Рауля) – рідина закипає, тобто починається інтенсивне пароутворення по всьому об'єму, причому важливу роль відіграють повітряні бульбашки, куди, власне, і випаровується рідина всередині об'єму. Бульбашки спливають, лопаються, водяна пара потрапляє в камеру ПОРПа і видаляється насосом.

Як бачимо, процеси дегазації і процеси випаровування, що призводять до підвищення мінералізації, пов'язані. Можна спробувати дегазувати розчин при тисках мінімальних, але вище тиску насиченої пари, тобто без кипіння. Знаючи задану мінералізацію в г/літр, можна перерахувати її в молярну концентрацію і за законом Рауля розрахувати тиск насиченої пари конкретного розчину. Однак, такий режим дуже сповільнить і ускладнить процес дегазації. Таким чином, деяке підвищення мінералізації розчину доводиться прийняти за побічний продукт основного процесу дегазації.

Приріст мінералізації при інших рівних пропорційній інтенсивності відкачування і в цілому невеликий. В розглянутому випадку, при насосі, що постійно працює, він склав 10,8 г/літр, що дорівнює приблизно 4,3% від вихідної мінералізації. Для мінімізації цього явища необхідно стежити за герметичністю ПОРПа, що дозволить максимально знизити тривалість відкачування. У масових аналізах такою зміною мінералізації можна знехтувати, враховувати її потрібно тільки в аналізах високої точності, де беруться до уваги аномальні властивості насичуючих рідин (наприклад, для об'ємної і уявної мінералогічної щільності – підвищену щільність рідини, що насичує зразок).

За другою серією дослідів – тут, крім чисто прикладної мети, робилася спроба перевірити наскільки вміст залишкової води близький до вмісту міцно зв'язаної води. Відомо, що шари міцно зв'язаної води мають аномальні властивості, в тому числі, вони не володіють розчинною здатністю [6], тобто чим ближче вода до поверхні твердої фази, тим менше вона містить домішок, тим більше вона опріснюється. Витісненням цієї опрісненої зв'язаної води (включаючи міжшарову воду монтморилонітів) пояснюється утворення гідрогеологічних інверсій на великих глибинах [7]. Відомо, що склад порових вод при віджатті під тиском змінюється, мінералізація розчину, що послідовно віджимається, безперервно зменшується, проте мова йде про дуже великі тиски. При тисках до 1000 атм зниження мінералізації в послідовних порціях дуже невелике, різко зростає при тисках більше 1000 атм [6]. При центрифугуванні на РС-6 з ротором РУ 8×90 при 6000 об/хв тиск витіснення становить всього близько 10-11 атм, однак механізм витіснення принципово відрізняється від застосованого в роботах, результати яких наведені вище.

Товщина адсорбційних плівок води на поверхні порового простору залежить від гідрофільності породи. Використані зразки в ході досліджень екстрагувалися, тобто були гідрофільнізовані. Для гідрофільних зразків товщина плівок коливається від 0,22 до 0,62 мкм і вище [8], в середньому складаючи 0,45 мкм [6]. В такому випадку діаметр каналів, повністю зайнятих зв'язаною водою, має становити близько 1 мкм. Стандартний режим центрифугування [4] на використаній центрифугі дозволяє звільняти пори діаметром до 0,3 мкм. Отже, можна було очікувати помітного опріснення розчину в останніх віджатих порціях.

Отримані результати неоднозначні. Судячи з першої пари зразків, мінералізація послідовно віджатих порцій розчину не змінювалася до найдрібніших, досяжних цим методом пор. Судячи з другої групи з 6 зразків, все ж таки за середніми значеннями відзначається деяке зниження мінералізації, що відбувається при наростанні тиску витіснення і переході від великих пор до все більш дрібних.

Зниження середньої мінералізації, при роботі з другою групою зразків, ускладнене її коливаннями. Ці коливання легко можна пояснити зі структури порового простору зразків, приймаючи модель порових каналів змінного перерізу або модель гофрованих пор, згадану в роботах [9,10]. Зазвичай практична порометрія виходить з моделі ідеальних пор, де поровий простір представляється пучком прямолінійних капілярів різних, але постійних по довжині круглих перетинів. Якщо прийняти мінералізацію диференційованою за ступенем близькості до порової поверхні, ми маємо право очікувати, що кожна наступна порція рідини, що вичавлюється під дією більшого тиску з більш тонких капілярів, буде представлена менш мінералізованою рідиною. Трохи ускладнимо модель, прийнявши наявність в зразках капілярних каналів змінного перерізу. Кажучи мовою трубною гідравліки, введемо в розгляд дифузори і конфузори,

що ускладнюють трубчасті капіляри моделі. У капілярах змінного перерізу по довжині змінюється не тільки радіус, але і кривизна поверхні розділу фаз (меніска), а значить, і капілярний тиск. У звуженнях пор радіус кривизни менше і капілярний тиск більше, тобто для того, щоб пройти звуження, потрібно збільшити тиск витіснення. Уявімо собі ситуацію, що схематично представлена на рис. 3.

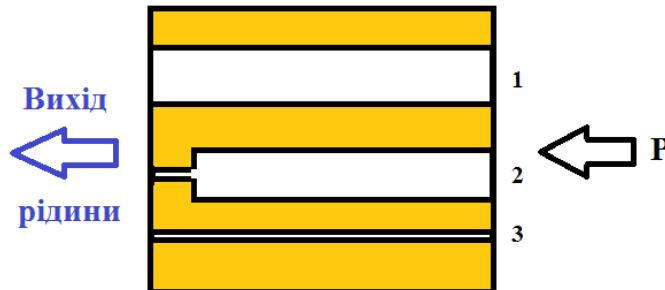


Рис.3. Капілярні канали змінного перерізу

Два паралельних капіляри однакового перетину (1,2), але один з них (2) має місцеве звуження. Поруч ще один капіляр (3), перетин якого дорівнює перетину звуження в великому капілярі. Припустимо, два перших мають діаметр 10 мкм, звуження другого – 1 мкм, і перетин третього – 1 мкм. Для очищення діаметра в 10 мкм потрібний тиск в 218 мм.рт.ст., але очиститься тільки перший капіляр, з якого вийде рідина високої мінералізації. Звуження другого не дасть рідини при цьому тиску вийти з капіляра. Для очищення капіляра в 1 мкм потрібний тиск в 2180 мм.рт.ст. У цій другій порції змішається рідина з капіляра діаметром 1 мкм і капіляра зі звуженням. Перша має малу мінералізацію, друга – високу. Оскільки поєднання діаметрів можуть бути самими різними, мінералізація послідовних порцій розчину може значно коливатися.

#### Висновки:

1. Рефрактометричний контроль мінералізації і щільності за результатами дослідів себе виправдав і може застосовуватися у випадках, коли він необхідний для дуже малих кількостей рідини.

2. При центрифугуванні однозначного результату отримати не вдалося. В одному випадку мінералізація порцій, що послідовно віджимаються, не змінювалася, у другому – спостерігалася деяке зниження мінералізації. У ході роботи стало ясно, що порції, які віджимаються зі стандартного зразка (3x3 см) занадто малі (потрібно збільшити зразок, але вже 1,5" зразки не входять в стакан центрифуги) і відсутня технологія збору, яка б дозволила на кожному режимі впевнено зібрати хоча б кілька крапель рідини, без порушення методики центрифугування. Без цього при повторних експериментах будуть отримані такі ж невизначені результати.

3. В ході стандартного насичення зразків при визначенні всіх зазначених вище параметрів, де використовується вакуумування, відбувається підвищення мінералізації робочої моделі пластової рідини. Причиною цього є інтенсивне випаровування і відкачування водяної пари з камери ПОРПа. Приріст мінералізації пропорційний інтенсивності відкачування і в цілому невеликий. В розглянутому випадку, при постійно працюючому насосі, він склав 10,8 г/літр, що дорівнює приблизно 4,3% від вихідної мінералізації. Різниця щільності розчину при цьому становить 0,0065 г/см<sup>3</sup>.

4. Підвищення мінералізації робочого розчину призводить до того, що зразок насичується дещо більш концентрованим розчином. У масових аналізах такою зміною мінералізації можна знехтувати, враховувати його потрібно тільки в аналізах високої точності, де беруться до уваги аномальні властивості насичуючих рідин.

Проведена робота дозволила уточнити методичні аспекти лабораторних операцій, що є складовими частинами декількох методик досліджень колекторських властивостей і усунути сумніви, що виникли щодо їх використання в подальших роботах.

## 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. 22 с. – Стандарт організації України.
2. *Поверенний С.Ф.* Экспериментальное обоснование методики определения коэффициента газоотдачи пород-коллекторов по керну [Текст] / С.Ф. Поверенний, А.Й. Лур'є, М.Ю. Нестеренко, О.В. Піддубна // Вісник ХНУ імені Каразіна. Вип. 1128. – Харків, 2014. – С. 44-51.
3. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением: ГОСТ 26450.1-85. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.
4. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід (методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків): ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.
5. Визначення змочуваності порід колекторів методом центрифугування зразків: ГСТУ 41-32-2002. – К.: Мінекоресурсів України, 2002.
6. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
7. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах [Текст] / Б.А. Лебедев. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
8. *Лукин А.Е.* Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.Е. Лукин, Н.В. Щукин, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина // Геофизический журнал. Т.33. – 2011. – № 1. – С. 3-27.
9. *Амикс Дж.* Физика нефтяного пласта [Текст] Перевод с англ. / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
10. *Ромм Е.С.* Структурные модели порового пространства горных пород [Текст] / Е.С. Ромм. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.

Надійшла до редакції 02.03.20

УДК 622.279.031:556.3(477.6)

**Г.І. Троянова, В.В. Самойлов, К.О. Безрук, канд. геол. наук**

### **ОЦІНКА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА АНАЛІЗ ОБВОДНЕННЯ СВЕРДЛОВИН МАКСАЛЬСЬКОГО РОДОВИЩА**

*На підставі матеріалів польових і лабораторних гідрогеологічних досліджень, а також геофізичних і промислових даних аналізуються поточні умови експлуатації і стан обводнення експлуатаційних свердловин покладів середнього і верхнього карбону Максальського газоконденсатного родовища. Застосування традиційних гідрогеологічних методів в комплексі з більш новими дозволило виділити проблемні свердловини і встановити причини зниження їх продуктивності.*

*На основании материалов полевых и лабораторных гидрогеологических исследований, а также геофизических и промысловых данных анализируются текущие условия эксплуатации и состояние обводнения эксплуатационных скважин залежей среднего и верхнего карбона Максальского газоконденсатного месторождения. Применение традиционных гидрогеологических методов в комплексе с более новыми позволило выделить проблемные скважины и установить причины снижения их продуктивности.*

*Based on the materials of field and laboratory hydrogeological studies, as well as geophysical and field data, the current operating conditions and the state of watering of production wells of the Middle and Upper Carboniferous deposits of the Maksalskoye gas condensate field are analyzed. The use of traditional hydrogeological methods in combination with newer ones made it possible to identify the most problematic wells and establish the reasons for the decrease in their productivity.*

Іноді традиційних методів контролю за станом обводнення свердловин та покладів газоконденсатних родовищ недостатньо для надання остаточної оцінки умов експлуатації, причиною чому може бути як брак фактичних даних, так і сумнівні умови їх отримання. Тому фахівцями гідрогеологічного відділу останнім часом впроваджено застосування нових методів оцінки умов експлуатації. На прикладі Максальського родовища проведено комплексний аналіз водного режиму роботи свердловин і показано як висновки, що зроблені за результатами застосування різних методів, доповнюють один одного щодо остаточної оцінки.

У гідрогеологічному відношенні Максальська площа належить північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецького артезіанського басейна. В осадовій товщі виділяються два гідрогеологічні поверхні: перший - в межах родовища розкритий на глибинах до 750 м і містить водонесні горизонти мезокайнозойських відкладів з водами інфільтраційного походження; другий - розподіляється на верхній ярус переважного розвитку седиментогенних вод з елізійним режимом та нижній ярус відроджених вод термдегідратаційного походження у водонесних горизонтах тріасової, кам'яновугільної і девонської систем [1, 2]. Межа між поверхнями проводиться по підшві колекторів оксфордського ярусу верхньої юри. Водонесні горизонти верхнього карбону представлені потужними пластами пісковиків і алевролітів з товщинами від кількох метрів до 22-25 м з високими фільтраційними характеристиками: відкрита пористість складає 17-28 %. Води напірні, статичні рівні встановлюються на глибині 147 м. Приплив води у свердловині 6 склав 2,71 м<sup>3</sup>/добу при динамічному рівні 220 м. За складом вода хлоридна натрієва з мінералізацією 112 г/дм<sup>3</sup> (за типом хлоркальцієві). Концентрація мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням: йоду – 8,5 мг/дм<sup>3</sup>, бромю 258,28 мг/дм<sup>3</sup>, бору 8,5 мг/дм<sup>3</sup>, амонію – 90,0 мг/дм<sup>3</sup>, газовий фактор - 410-550,8 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>. Водонесні горизонти московського ярусу середнього карбону приурочені до піщаних пластів товщиною 2-21 м та вапняків товщиною 2-5 м; припливи води характеризуються дебітами від 1,2-1,6 м<sup>3</sup>/добу до 88 м<sup>3</sup>/добу; за хімічним складом води хлоридні натрієві (за типом хлоркальцієві), мінералізація сягає 182 г/дм<sup>3</sup>. Концентрація мікрокомпонентів, за винятком бромю, фонова: йоду - до 13,09 мг/дм<sup>3</sup>, бору - до 63,07 мг/дм<sup>3</sup>, амонію - до 129,60 мг/дм<sup>3</sup>. Вміст бромю у пластових водах переважно підвищений до 379,62 мг/дм<sup>3</sup>. Водонесні горизонти башкирського ярусу середнього карбону також пов'язані з пісковиками. Припливи води змінюються від 1 м<sup>3</sup>/добу до 114,2 м<sup>3</sup>/добу. Мінералізація складає 167,95-186,16 г/дм<sup>3</sup>. Концентрація мікрокомпонентів: йоду 10,15–13,77 мг/дм<sup>3</sup>, бромю 37,30-342,99 мг/дм<sup>3</sup>, бору 24,16 мг/дм<sup>3</sup>, амонію 81,74 мг/дм<sup>3</sup>. Води відносяться до високомінералізованих хлоридних натрієвих розсолів (за типом хлоркальцієві). Вміст водорозчиненого газу складає 480 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>. Води серпуховського комплексу нижнього карбону безпосередньо на Максальському родовищі не вивчалися, тому про їх хімічний склад та фізичні властивості можна судити за даними випробування на сусідніх площах (Волохівській, Шевченківській та ін.): горизонти напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 65-213 м. На Волохівському родовищі в цій частині розрізу спостерігається гідрохімічна інверсія: мінералізація пластових вод у башкирських відкладах складає 186,16 г/дм<sup>3</sup>, а у серпуховських зменшується до 53,22-98,38 г/дм<sup>3</sup>. За хімічним складом пластові води представлені хлоридними натрієвими розсолами з підвищеним вмістом сульфатів (за типом хлоркальцієві, хлормагнієві). Аномального збільшення вмісту мікрокомпонентів не відмічено.

У поточний період у розробці на Максальському родовищі знаходяться газоконденсатні поклади горизонтів М-2а, М-2б, М-7н, Б-2, Б-6, С-9, С-19; в діючому фонді перебуває одинадцять газових свердловин 9, 16, 18, 32, 33, 34, 36, 37, 101, 102, 105, з них три свердловини у поточному ремонті – 9, 34, 105. Традиційно гідрогеологічний контроль за станом обводнення газових покладів у процесі їх розробки проводився шляхом вивчення водного режиму роботи свердловин, що включає аналіз величин водних факторів, мінералізації та хімічного складу супутніх вод. Фактичний матеріал по водних факторах і гідрохімії супутніх вод, що виносяться

експлуатаційними свердловинами на новому етапі розробки, було систематизовано і представлено у вигляді таблиці хімічного складу супутніх вод і графіків водного режиму експлуатації свердловин. Також було розраховано за даними досліджень свердловин вологовміст газу при поточних термобаричних пластових умовах - від  $2 \text{ см}^3/\text{м}^3$  до  $7 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , порівняння з яким фактичних водних факторів дає змогу встановити факт і оцінити інтенсивність обводнення свердловин. Подальше встановлення джерел обводнення свердловин проводилося шляхом порівняння хімічного складу супутніх вод з хімічним складом пластових вод; крім того, гідрохімічні дані є додатковим матеріалом для оцінки інтенсивності і стану обводнення свердловин.

Також на даному етапі досліджень аналіз умов експлуатації та стану обводнення свердловин Максальського родовища були проведені через оцінку характеру залежності  $Q_g=f(VФ)$  та із застосуванням методу визначення індексів гетерогенності (HI-Index plot). У процесі виконання аналізу для кожної свердловини проведені розрахунки та встановлені значення мінімально необхідних дебітів для постійного винесення супутньої рідини (табл. 1), побудовані за новою методикою графіки залежності  $Q_g=f(VФ)$  та HI-Index plot – рисунки 1, 2 [4, 5].

Таблиця 1

### Поточні параметри свердловин для оцінки водного режиму їх роботи

№ свердловини	Горизонт	Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /добу (середній)	Q <sub>г</sub> , min необхідний, тис.м <sup>3</sup> /добу	Газоводяний фактор, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Поточний вологовміст, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
18	C <sub>2m</sub> (M-2a, M-2б)	0,2	43,4	36,4	3,1
16	C <sub>2m</sub> (M-2a, M-2б)	0,2	41,7	36,4	5,4
105	C <sub>2m</sub> (M-2a, M-2б)	КРС	-*	0	5,3
102	C <sub>2m</sub> (M-2a, M-2б)	4,6	42,6	30,7	5,4
101	C <sub>2m</sub> (M-2a, M-2б)	5,5	39,4	29,3	5,9
32	Б-6	0,1	42,1	55,0	3,5
34	C <sub>1s</sub> (C-19)	КРС	39,9	0,0	7,0
36	C <sub>2m</sub> (M-2a, M-2б)	0,1	42,8	0,0	2,0
33*	Бл.св.33,37 Б-2	32,4	-*	30,3	-*
37*	Бл.св.33,37 М-7н	17,6	-*	30,4	-*
9*	C <sub>1s</sub> (C-9)	КРС	-*	0,0	3,1

\*-) - недостатньо даних для розрахунку

Підсумковий аналіз кількісних і гідрохімічних даних з водного режиму експлуатації дає можливість зробити висновки по всіх експлуатаційних об'єктах родовища (табл. 2, 3).

Таблиця 2

### Аналіз умов експлуатації свердловин Максальського ГКР

Висновок	№ свердловини	Q, тисм <sup>3</sup> добу	VФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Низькі дебіти та VФ	36	0,1	0,0
Низькі дебіти високі VФ	16	0,2	36,4
	18	0,2	36,4
	32	0,1	55,0
	33	32,4	30,3
	37	17,6	30,4
	101	5,5	29,3
	102	4,6	30,7

Таблиця 3

Аналіз обводнення свердловин Максальського ГКР

Висновок	№ свердловини	НІ газ	НІ вода
Мало газу, мало води	18	-0,98	-0,97
	16	-0,98	-0,97
	102	-0,40	-0,47
	101	-0,28	-0,39
	32	-0,99	-0,99
	36	-1,00	-1,00
Багато газу, багато води	33	3,29	2,73
	37	1,32	1,03

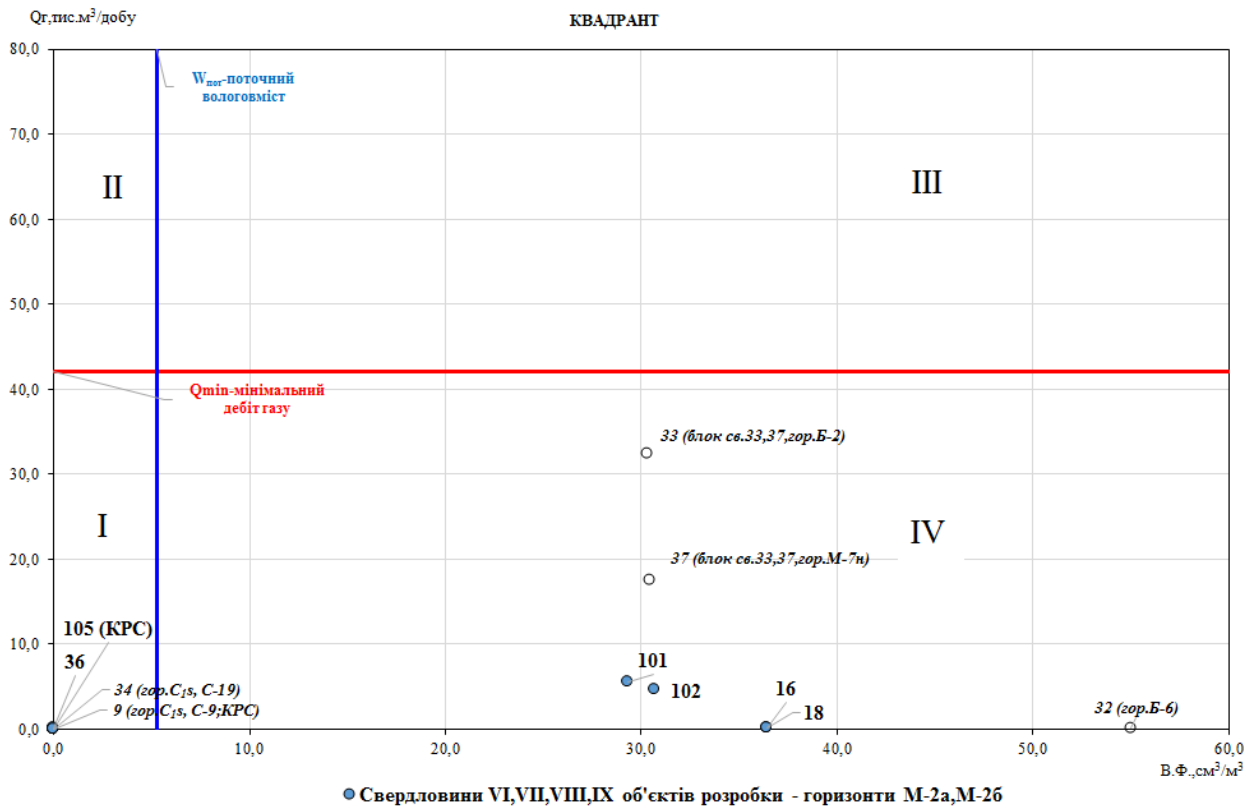


Рис. 1. Аналіз умов експлуатації свердловин Максальського ГКР через оцінку характеру залежності  $Q_g=f(B\Phi)$



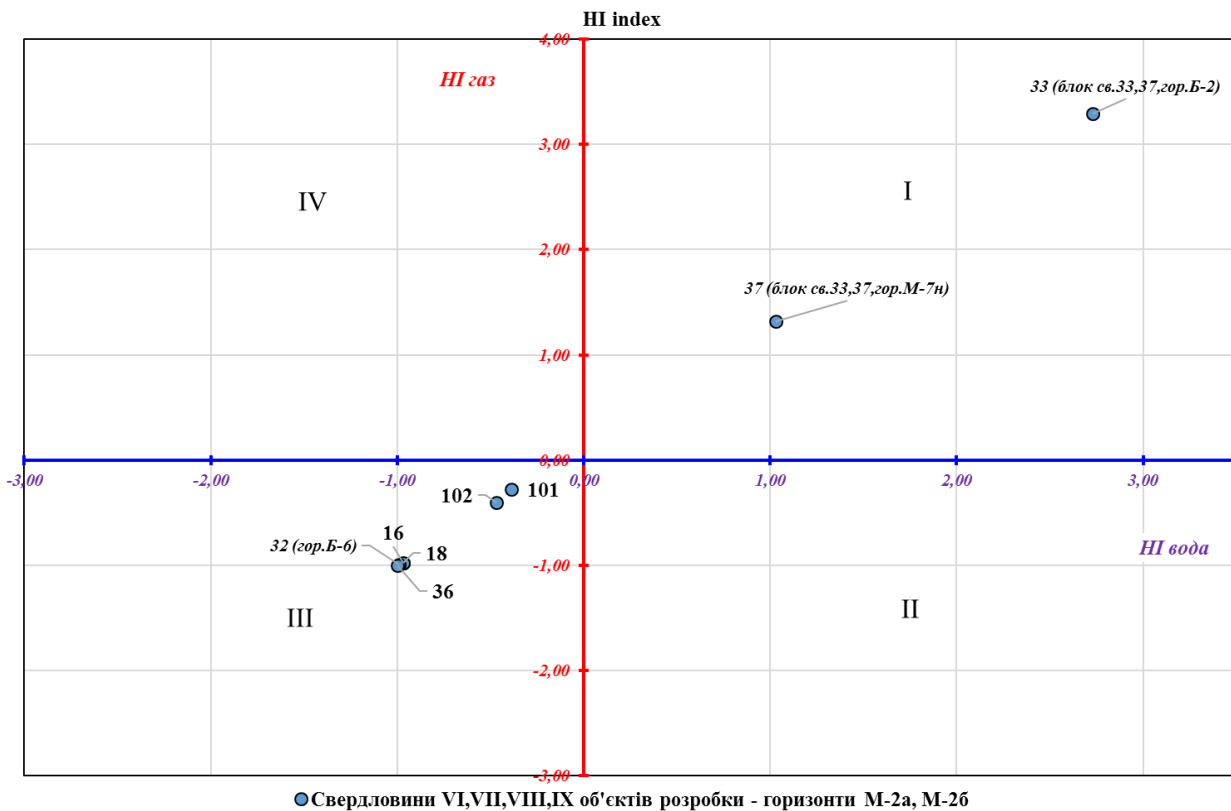


Рис. 2. Аналіз обводнення свердловин Максальського ГКР методом визначення індексів гетерогенності (HI-Index plot)

Поклад *горизонту С-19*, що належить до I експлуатаційного об'єкту, введений в розробку *свердловиною № 34* у серпні 2017 року з дебітом газу 5 тис.м<sup>3</sup>/добу. Спостереження за роботою свердловини у період з кінця 2017 року показали поступове зниження робочих дебітів до 2,1 тис.м<sup>3</sup>/добу, робочий тиск складав 3,62 МПа, водночас кількість супутньої рідини була незначною – середнє значення водного фактору складало 2,15 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Через низькі дебіти та, як наслідок, накопичення супутньої рідини у свердловині періодично спостерігалось зростання значень водного фактору до 12,3-50 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при проведенні продувок. Подальше зниження робочих дебітів до 0,4-0,2 тис.м<sup>3</sup>/добу стало причиною переведення свердловини у режим накопичення тиску. У період з липня 2017 року по листопад 2019 року проводився відбір проб супутньої рідини, за результатами хімічного аналізу яких встановлено, що всі проби містять пластову воду. Так, їх мінералізація змінюється від 89,02 г/дм<sup>3</sup> до 182,91 г/дм<sup>3</sup>, корелятивні показники rNa/rCl та rCa/rMg близькі фоновим значенням пластових вод: 0,6-0,71 та 1,58-3,52 відповідно, також встановлено наявність мікрокомпонентів I і Vr у характерних для пластових вод концентраціях: 4,23-7,19 г/дм<sup>3</sup> та 139,36-359,12 г/дм<sup>3</sup>. Проведеним аналізом встановлено, що однією з причин погіршення робочих параметрів свердловини стало надходження до неї пластової води розкритого горизонту. Поклад *горизонту С-9* - II експлуатаційний об'єкт введений в розробку *свердловиною № 9* у липні 2019 року з дебітом газу 43 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 5,4 МПа. Свердловина експлуатувалася з дебітом 30,5 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 5,4 МПа, водний фактор значно перевищував поточний вологовміст газу (10,5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) - 73,7 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. У серпні дебіт знизився до 0,1 тис.м<sup>3</sup>/добу, через що супутня рідина у великій кількості накопичувалася у свердловині, як наслідок відбулося пластовою водою (за даними ГДС-контролю з вищезалегаючого горизонту М-2а). Порівняння відібраної проби супутньої рідини з горизонту С-9 та з пластової води горизонту М-2а показало подібність компонентного складу (rNa/rCl – 0,66 і 0,65 та rCa/rMg – 2,25 і 2,4), величин мінералізації (134,04 і 136,32 мг/дм<sup>3</sup>) та вмісту мік-

рокомпонентів. Враховуючи встановлені вище особливості роботи, висновки ГДС та гідрохімічні дані, припускалося надходження та вплив на роботу свердловини саме пластової води горизонту М-2а. Поклад *горизонту Б-6* - III – експлуатаційний об'єкт розробляється *свердловиною № 32* з жовтня 2016 року з дебітом газу біля 30-35 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 7,25 МПа, значення водного фактору - у межах поточного вологовмісту газу (3,5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) - в середньому 3,4 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. З грудня 2018 року спостерігалось незначне зниження робочих дебітів до 20-14,6 тис.м<sup>3</sup>/добу, надходження супутньої рідини різко зросло до 36 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> і спостерігалось періодично у подальшому (до 55 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Такі зміни у роботі свердловини могли вказувати на надходження води іншого генезису, окрім конденсаційної: хімічним аналізом проби супутньої рідини встановлено її технічне походження, на що вказує, перш за все, низька густина 0,995 г/см<sup>3</sup> а також виявлений метанол – 192,28 г/дм<sup>3</sup>. За гідрохімічними даними пластової води у свердловині не виявлено, але зміни у її роботі можуть вказувати про початок обводнення; для підтвердження цього припущення необхідні останні дані про хімічний склад супутньої рідини. IV – експлуатаційний об'єкт – *поклад горизонту Б-2-б* введений в розробку *свердловиною № 33* у вересні 2018 року. Протягом двох років свердловина працює стабільно з незначним зниженням робочих дебітів в середньому до 50-32 тис.м<sup>3</sup>/добу, водночас винос супутньої рідини значно перевищував поточний вологовміст газу –14,5-49,5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Також протягом 2018-2019 років зі свердловини було відібрано п'ять проб супутньої рідини хлоридного натрієвого складу, з мінералізацією від 20-48 до 130,28 г/дм<sup>3</sup>; хімічним аналізом встановлено їх пластове походження, але пластова вода у пробах в різному ступені розбавлена конденсаційними та містить технічні домішки. Знаходження у свердловині додаткової кількості супутньої рідини, а також виявлена у складі супутньої пластова вода свідчать про можливе винесення її з розкритого горизонту. Періодичний контроль за хімічним складом супутньої рідини шляхом відбору проб сприятиме вчасному виявленню критичної її кількості. *Свердловиною № 37* поклад *горизонту М-7н* - V експлуатаційний об'єкт розробляється з лютого 2019 року з дебітом газу 33,7 тис.м<sup>3</sup>/добу та водним фактором, що не перевищував поточного вологовмісту газу і складав -2,7 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Подальша робота свердловини з травня 2019 року відбувалась з різкого підвищення супутньої рідини у свердловині до 77,8 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, а у її складі було виявлено хлоридну натрієву воду з мінералізацією 97,21 г/дм<sup>3</sup> та 107,88 г/дм<sup>3</sup>. Отже, погіршення продуктивності свердловини було пов'язано з надходженням пластової води: обводнення носить неінтенсивний характер, оскільки свердловина продовжує працювати з робочими дебітами 14,1-21,7 тис.м<sup>3</sup>/добу, не зважаючи на підвищену кількість супутньої рідини до 45 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Проведення повторного відбору проб супутньої рідини необхідне для контролю за процесом обводнення. Поклад *горизонту М-2б* - VI – експлуатаційний об'єкт - введений в розробку *свердловиною № 36* у березні 2018 року з дебітом газу 116,3 тис.м<sup>3</sup>/добу та виносом супутньої рідини у межах поточного вологовмісту. За промисловими даними з червня 2018 року дебіт газу знизився до 1 тис.м<sup>3</sup>/добу, причиною чого вважалось надходження великої кількості рідини до свердловини. Нажаль проби супутньої рідини зі свердловини не відбиралися. Встановлення генезису супутньої води допоможе з'ясувати дійсну причину погіршення видобувних можливостей свердловини і, по можливості провести необхідні заходи щодо їх відновлення. VII-експлуатаційний об'єкт – поклад *горизонту М-2б* - введений в розробку у грудні 1995 року *свердловиною №16* з дебітом газу 15 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 15,1 МПа. Робота свердловини характеризувалася великими постійно зростаючими значеннями водного фактору - вода надходила безпосередньо з водоносною частиною горизонту М-2б (за ГДС - в інтервалі 1990- 1996 м), водоізоляційні роботи виконати не вдалось. За останні два роки, як і весь попередній період, робота свердловини відбувалась з дебітами в середньому 0,16 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 4,02 МПа; середні значення водного фактору (одержані під час продувок) складали 23 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Такі умови роботи свердловини вказують на її обводнення, встановлення генезису води, що накопичується, можливо після відбору проби супутньої рідини. Причиною накопичення рідини на вибої може бути як надходження пластової води покладу, так і виснаження пластової енергії покладу. *Свердловиною №102* - VIII-експлуатаційний об'єкт – поклад *горизонту М-2б* розробляється з грудня 2004 року з дебітом газу на початку експлуатації 36 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 12,65 МПа; а з липня 2007 року – другою *свердловиною №101* з початковим дебітом 30 тис.м<sup>3</sup>/добу. У складі супутньої води окрім конденсаційної встановлювалися незначні домішки технічних рідин та сілі-

ди пластової, що вплинуло на підвищення мінералізації максимум до 6,77-10,03 г/дм<sup>3</sup>. Останній період спостережень за роботою свердловин 101, 102 показав поступове зниження робочих дебітів в середньому до 4,8-6,4 тис.м<sup>3</sup>/добу, при цьому робочий тиск знизився до 3,43 МПа. Одночасно з падінням робочих дебітів свердловин у період з серпня по грудень 2018 року за промисловими даними спостерігалось різке зростання значень водного фактору до 20-44 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> понад поточний вологовміст газу (5,4 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) – такі зміни часто є ознакою початку обводнення пластовими водами, що бажано з'ясувати шляхом відбору та аналізу проб супутньої рідини. Поклад *горизонту М-2а* - IX- експлуатаційний об'єкт – *свердловиною №18* розробляється з 1994 року з початковим дебітом 36 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 12,65 МПа. Видобуток води з покладу горизонту М-2а в 2014 році взагалі не фіксувався, що очевидно пов'язане з неможливістю її винесення на поверхню через погіршення продуктивної характеристики свердловини № 18. Протягом останнього періоду свердловина № 18 працює з дебітом 0,2 тис.м<sup>3</sup>/добу, водночас середні значення водного фактору склали 19,16 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (при примусовому видаленні рідини), при поточному вологовмісті 3,1 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Низькі дебіти газу є причиною накопичення супутньої рідини у свердловині. Для виключення можливого надходження пластової води до свердловини, як причини її обводнення, необхідно виконати відбір та хімічний аналіз проби супутньої рідини.

Аналіз роботи свердловин Максальського ГКР за новою методикою проводився шляхом визначення індексу гетерогенності **HI-Index plot** та за характером залежності  $Q_r=f(B\Phi)$  [4, 5]. Оцінка характеру залежності  $Q_r=f(B\Phi)$  на визначену дату (рис. 1) також передбачає можливість спостережень за змінами цієї залежності у часі та надання прогнозу змін. Водний режим експлуатації кожної свердловини було оцінено через швидкість руху газу ( $V_r$ ) у башмака ліфтових колон та мінімально необхідний дебіт газу ( $Q_{min}$ ). Для розрахунку ( $Q_{min}$ ) було використано формулу (1), яка отримана у ВНДІгазі:

$$Q_{min} = 8480 d_{вн}^{2.5} \sqrt{\frac{P_{виб} \rho_p}{\bar{\rho}_r Z_{виб} T_{виб}}} \quad \left[ \text{тис. м}^3 / \text{доб} \right] \quad (1)$$

де:  $\bar{\rho}_r$  – відносна густина газу;  
 $\rho_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;  
 $P_{виб}$  – вибійний тиск, МПа;  
 $T_{виб}$  – температура на вибої свердловини, К;  
 $d_{вн}$  – внутрішній діаметр НКТ, 0,062 м.

Згідно з розрахунками, для свердловин, що розробляють продуктивні газові поклади московських горизонтів М-2а, М-2б  $Q_{min}$  змінювався від 39,4 тис.м<sup>3</sup>/добу до 43,4 тис.м<sup>3</sup>/добу, середнє значення  $Q_{min}$  склало 42 тис.м<sup>3</sup>/добу. Розрахунок поточного вологовмісту газу ( $W_{пот.}$ ) для кожної свердловини виконувався згідно з інструкцією [3], як функція пластового тиску та температури; його значення змінювалися у межах від 2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 5,9 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> – середнє значення  $W_{пот.}$  склало 5,3 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Ці дані, а також поточні значення робочих дебітів та водних факторів, були винесені на рисунок 1 та представлені у таблицях 1, 2.

**Свердловина 36** (горизонт М-2а, М-2б) потрапила до **зони I**, що згідно з методикою характеризує умови експлуатації свердловин, коли енергії пласта недостатньо для виносу рідини з вибою - експлуатуються в «режимі накопичення тиску» або розробляють виснажені поклади без ознак обводнення. Також до цієї зони потрапили **свердловини 9, 34**, що розробляють серпуховські продуктивні поклади горизонтів С-9, С-19; глибина залягання яких а також термобаричні умови відрізняються від московських, але розраховані значення мінімально необхідного дебіту та поточного вологовмісту газу дозволяють обґрунтовано віднести ці свердловини до I зони. До **зони IV** потрапили свердловини **16, 18, 101, 102** (горизонт М-2а, М-2б). За промисловими даними їх робота характеризується низькими видобувними можливостями та неможливістю виносу вільної рідини конденсаційного генезису з пласта; це також можуть бути свердловини, що обводнилися пластовими водами покладу або «чужими» водами через позаколонні перетоки або негерметичність експлуатаційної колони. Перевищення кількості супутньої ріди-

ни зі свердловин над поточним вологовмістом газу разом з гідрохімічними даними могло би вказувати на початок обводнення, що на даному етапі експлуатації свердловин потребує відбору проб супутньої води на хімічний аналіз. Зі свердловин, що експлуатують поклади інших горизонтів, у IV зоні опинились **32** (гор.Б-6), **33** (блок св.33,37, гор.Б-2), **37** (блок св.33, 37, гор.М-7н), з них хімічним аналізом пластову воду встановлено у свердловинах **33, 37**.

Для контролю за обводнення свердловин на даному етапі досліджень також було застосовано новий метод визначення індексів гетерогенності (HI-Index plot). HI-index визначається за формулами:

$$\text{HI газ} = \frac{q_{\text{газу}}}{q_{\text{газу сер.}}} - 1,$$

де:  $q_{\text{газу}}$  – дебіт газу на визначену дату, тис.м<sup>3</sup>/добу,  
 $q_{\text{газу сер.}}$  – середній дебіт газу по об'єкту розробки на визначену дату, тис.м<sup>3</sup>/добу;

$$\text{HI вода} = \frac{q_{\text{води}}}{q_{\text{води сер.}}} - 1,$$

де:  $q_{\text{води}}$  – дебіт води на визначену дату, м<sup>3</sup>/добу,  
 $q_{\text{води сер.}}$  – середній дебіт води по об'єкту розробки на визначену дату, м<sup>3</sup>/добу.

В залежності від розташування точок HI-газ/HI-вода на графіку (рис. 2), можна ідентифікувати свердловини, в яких починається процес обводнення (табл. 3).

**Перша чверть (I)** на графіку характеризує умови експлуатації свердловин, коли енергії пласта достатньо для виносу рідини з вибою. Свердловини, які потрапили на даному етапі досліджень до першої чверті **33, 37** – це свердловини, які експлуатуються в режимі фонтанування. Водночас, свердловини, які знаходяться в цій частині графіку потребують контролю, оскільки, продукуючи великий об'єм води, вони знаходяться в зоні ризику обводнення. До **другої чверті (II)**, яка характерна для свердловин з низькими видобувними можливостями та тих, що експлуатуються з очевидними ознаками обводнення, на даному етапі спостережень не потрапило жодної. Нижчими за середні показники видобувними параметрами характеризуються **свердловини 16, 18, 36, 101, 102** та **свердловина 32**, вони на графіку знаходяться у **третьої чверті (III)**. За умов нестабільної роботи і в попередній період, вони потребують проведення заходів з підтримання продуктивності. Четверта **чверть (IV)** характеризує умови експлуатації свердловин, коли енергії пласта достатньо для виносу рідини з вибою, свердловини експлуатуються стабільно без ознак обводнення – таких на даному етапі розробки не встановлено.

### Висновки.

Порівняння отриманих результатів, звертання до матеріалів попередніх досліджень та детальний аналіз по кожній свердловині дозволяють зробити висновки щодо роботи свердловин на сучасному етапі досліджень. Так, свердловини **16, 18, 36, 101, 102** та **свердловина 32** працюють з низькими робочими дебітами, які нижче розрахованого мінімально достатнього для виносу супутньої рідини, але її кількість незначна. З достатньо високими дебітами та продукуючи великий об'єм води, у складі якої виявлена велика доля пластової, працюють **свердловини 33, 37**, тому знаходяться в зоні ризику обводнення. Отже, підсумовуючи, можна стверджувати, що застосування традиційних методів у комплексі з новими дають можливість не тільки оперативно надати оцінку умов експлуатації та ідентифікувати свердловини, в яких починається процес обводнення, а також спостерігати за змінами цієї залежності у часі та робити прогноз. На прикладі Максальського родовища проведено такий аналіз і показано як висновки, що зроблені за результатами застосування різних методів, доповнюють один одного щодо остаточної оцінки.

*Список літератури*

1. *Заріцький О.П.* Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів [Текст] / *О.П. Заріцький, І.І. Зіненко* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXI. – Х.: УкрНДІгаз, 2003. – С. 9-15.
2. *Заріцький А.П.* Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью ДДВ [Текст] / *А.П. Заріцький, И.И. Зіненко* // Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГаз. – 1991. – С. 69-80.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин [Текст] / Под ред. *Г.А. Зотова, З.С. Алиева*. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
4. *Стрілець Є.С.* Оцінка обводнення свердловин за допомогою зіставлення поточного вологовмісту газу з водним фактором та дебітом газу [Текст] / *Є.С. Стрілець, А.Г. Комаров, О.В. Тищенко* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз, 2016. – С. 75-77.

Надійшла до редакції 02.03.20

УДК 553.98:550.8

**А.Г. Комаров, Є.С. Стрілець, Т.М. Зося**  
(УкрНДІгаз)

### **УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН**

*На основі аналізу комплексних гідродинамічних досліджень обґрунтована оптимальна методика розрахунку видобувних можливостей продуктивних горизонтів нефонтануючих свердловин, що дозволяє більш оперативно, точно та повно оцінити продуктивні можливості покладу та оптимізувати технологію досліджень свердловин.*

*На основе анализа комплексных гидродинамических исследований обоснована оптимальная методика расчета добывающих возможностей продуктивных горизонтов нефонтанирующих скважин, что позволяет более оперативно, точно и полно оценить продуктивные возможности залежей и оптимизировать технологию исследований скважин.*

*Based on the analysis of complex hydrodynamic studies, the optimal method for calculating the extraction capabilities in the productive horizons of non-flowing wells has been substantiated, which makes it possible to more quickly, accurately and fully assess the extraction capabilities of the reservoirs and optimize the well surveying technology.*

**Постановка проблеми.** Для проектування системи розробки покладу, а також для більш повного вилучення нафти та раціонального використання пластової енергії, необхідно якісно оцінювати продуктивні можливості покладів. Особливо це стосується нафтових об'єктів з недостатньою кількістю початкової пластової енергії (тиск в покладі рівний або менший за гідростатичний, незначний вміст розчиненого газу, низькі ємнісно-фільтраційні характеристики об'єкту тощо). Свердловини, що розкрили такі поклади, будуть нефонтануючими.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Геолого-промисловим дослідженням пластів та свердловин присвячено багато наукових статей вітчизняних та закордонних авторів. В УкрНДІгазі ці дослідження освічені в ряді наукових праць Тердовідова А.С., Застежко Ю.С., Павлова С.Д., Головачева Ю.О. та Золоташко В.І. В подальшому, під керівництвом начальника відділу геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень (ГП ГД) Заріцького О.П., ця тема була розвинута та мала низку публікацій.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Вивчення покладу починається відразу ж після його розкриття. Головною задачею досліджень в цей період є отримання необхідної інформації. Метою даної статті є підвищення інформативності та оптимізація досліджень не фонтануючих свердловин.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** При визначенні продуктивних можливостей покладів першочергову роль відіграють гідродинамічні методи досліджень, суть яких ґрунтується у визначенні деяких характеристик пластів та свердловини за даними вимірів: дебітів, вибійних тисків та температури в свердловині при усталених та неусталених процесах фільтрації рідин та газів в пласті. Процес фільтрації і нафти і газу є однаковим, його можна описати однаковими законами, а особливості математичного опису зумовлюються відмінностями фізичних властивостей цих флюїдів [1]. Тому існує ряд формул гідродинаміки, що відображають зв'язок між дебітами та тисками в процесі фільтрації, коли дебіт або тиск, чи обидва ці параметри змінюються в часі [2].

Виходячи з вище викладеного, співробітниками УкрНДІгазу - авторами статті, була запропонована методика досліджень нефонтануючих нафтових свердловин, яка пройшла випробування на декількох родовищах, в тому числі і на Мигринському НГКР, яке в подальшому буде наведено в якості прикладу. Сутність методики зводиться до визначення, шляхом промислових вимірів, дебіту свердловини через величину її вибійного тиску. Для виконання вимірів, необхідних при визначенні продуктивних характеристик, виконуються наступні операції:

1) На усті свердловини збирають лубрикатор з сальниковим пристроєм (ЛГП-50) розробки відділу ГП ГД УкрНДІгазу. Це необхідно для герметизації устя свердловини при спускопідйомних операціях та освоєнні свердловини [3].

2) В свердловину на пружинному дроті через ЛГП-50 спускається глибинний автономний прилад (для реєстрації тиску та температури) електронного або механічного типу відповідного діапазону тиску.

3) За допомогою спущеного приладу по стовбуру свердловини поінтервально (через кожні 250 або 500 м, в залежності від глибини свердловини та геолого-технологічної необхідності) в режимі реального часу виконують запис епюри розподілу тиску та термоградієнта (при наявності блока реєстрації температури).

4) Прилад встановлюють на глибині умовного зниження рівня [3] або за 10 м від башмака НКТ.

5) За допомогою компресора та цементуючого агрегату зменшують рівень флюїду в свердловині [1, 4] до необхідної глибини. Глибина зниження рівня визначається з таблиць довідникової літератури або розраховується за формулою [5]:

$$H = K_{пл} \times \left[ H_v + \frac{H_{пл} \times P_k}{P_k \times \rho \times g \times H_v} \right] \times \frac{S}{S + S_{НКТ}},$$

де:  $K_{пл}$  – емпіричний коефіцієнт ( $K_{пл} = 0,8$ );  
 $H_v$  – висота стовпа води, що надійшла в затрубний простір;  
 $S_{НКТ}$  – площа прохідного перегину НКТ (см);  
 $S$  – площа перерізу кільцевого простору;  
 $H_{пл}$  – висота повітряної подушки;  
 $P_k$  – тиск на виході компресора, кгс/см<sup>2</sup>;  
 $\rho$  – густина води, г/см<sup>3</sup>;  
 $g$  – прискорення вільного падіння.

6) Виконується запис кривої припливу протягом 12-24 годин, після чого прилад піднімають з поінтервальними зупинками через кожні 250 або 500 м (п. 3) для запису епюри розподілу тиску. Це дає змогу визначити питому вагу флюїду, який заповнює свердловину та визначити (більш точно) статичний рівень флюїду в свердловині та інше.

7) За допомогою пробовідбірника з проточною камерою відбирають проби нафти з башмаку НКТ на лабораторний аналіз та для визначення об'ємного коефіцієнту нафти і газового фактору.

8) В випадках, коли на пласт не бажано задавати зайві репресії, рівень рідини в свердловині знижують за допомогою сваба. Тоді методика виконання вимірів наступна:

- після припинення зниження рівня (свабування, поршевання) за допомогою сваба відбивають початковий рівень;

- потім через певний час, що необхідний для підготовчих робіт, виконують спуск глибинного приладу до глибини початкового рівня. Це робиться для того, щоб зафіксувати зміну рівня, після чого прилад спускають до башмака НКТ. Далі дослідження виконують, як в пунктах 6 та 7.

Після завершення вимірів отримуємо вихідні дані для розрахунку нафтогазодинамічних характеристик, а саме: пластовий тиск ( $P_{пл}$ ), пластову та вибійну температури ( $T$ ,  $K$ ), газовий фактор ( $\Gamma_f$ ,  $m^3/m$ ), зміну депресії ( $\Delta P$ ), градієнт тиску (ата/м), об'ємний коефіцієнт.

Самі розрахунки виконуються наступним способом:

1) Розраховуємо за формулою через градієнт тиску, знятий з епюри, густину флюїду, який заповнює свердловину:

$$\gamma = \frac{P_2 - P_1}{H_2 - H_1} \times 10,$$

де:  $\gamma$  – густина флюїду;

$P_1$  – тиск в ата, знятий з епюри на глибині  $H_1$ ;

$P_2$  – тиск в ата, знятий з епюри на глибині  $H_2$ ;

$H_1$  та  $H_2$  – попередня та послідовна точка виміру.

Густина флюїду може розраховуватися поінтервально, якщо потрібно визначити наявність притоку води. В більшості випадків її беруть (розраховують) для пластових умов.

2) Будуємо графік зміни депресії  $\Delta P$  від реального часу  $t$  (хв.), знятого глибинним манометром на вибої.

3) Розраховуємо  $\Delta Pt$  за проміжки часу (не менше п'яти точок) або знімаємо його з графіку  $\Delta Pt = Pt_i - Pt_{in}$ , де  $\Delta Pt$  – приріст тиску за одиницю часу, ата;  $i = 1, 2, 3$ ;  $n$  – порядковий номер режиму.

4) За результатами дегазації глибинних проб знаходимо об'ємний коефіцієнт  $b$  згідно з

формулою  $b = \frac{V_{пл}}{V_{пов}}$  або за формулою  $b = \frac{\gamma_{пов}}{\gamma_{пл}}$ ,

де:  $b$  - об'ємний коефіцієнт (відношення об'єму рідини в пластових умовах до об'єму рідини в поверхневих умовах);

$V_{пл}$  – загальний об'єм пробовідбірника,  $cm^3$ ;

$V_{пов}$  – об'єм нафти, отриманий при переводі проби;

$\frac{\gamma_{пов}}{\gamma_{пл}}$  – співвідношення густини флюїду в поверхневих умовах до густини в пластових

умовах,  $g/cm^3$ ; [ 6 ]

5) Розраховуємо дебіт свердловини в пластових умовах в  $m^3$  за вибрані по пункту 3 проміжки часу, яким відповідає певне значення  $\Delta Pt$

$$Q_{\Delta Pt} = \frac{\Delta P_{t1}}{\gamma_{пл}} \times 10 \times V$$

Для переводу дебіту в  $m^3/добу$  в пластових умовах  $Q_{пл}$  використовуємо формулу

$$Q_{пл} = \frac{Q_{\Delta Pt}}{t_{пр}} \times 1440$$

Перевод дебіту в поверхневих умовах  $Q_{пов}$  здійснюється за формулою:

$$Q_{нов} = \frac{Q_{пл}}{b} \quad \text{або використовуємо загальну формулу}$$

$$Q_{нов} = \frac{\frac{\Delta P t}{\gamma_{пл}} \times 10 \times V}{b \times t_{пр}} \times 1440,$$

де:  $\Delta P_t$  – приріст тиску за проміжок часу, ата;  
 $t_{пр}$  – вибраний проміжок часу, хв;  
 $\gamma_{пл}$  – густина флюїду в пластових умовах, г/см<sup>3</sup>;  
 $b$  – об'ємний коефіцієнт;  
 $V$  – об'єм одного метра погонного свердловини, м<sup>3</sup>.

б) Об'єм одного метра погонного свердловини  $V$  розраховується за формулою:

$$V = \frac{\pi \times (D^2_{вн} - D^2_{зв НКТ} + D^2_{вн НКТ}) \div 4}{\dots}$$

де:  $D^2_{вн}$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;  
 $D^2_{зв НКТ}$  – зовнішній діаметр НКТ, м;  
 $D^2_{вн НКТ}$  – внутрішній діаметр НКТ, м.

7) Отримані дані використовуємо для побудови графіку залежності дебіту від депресії  $Q/\Delta P$  (індикаторної лінії) та знаходимо коефіцієнт продуктивності [ 7 ]:

$$K_{пр} = \frac{Q}{\Delta P},$$

де:  $Q$  – дебіт свердловини, м<sup>3</sup>/добу;  
 $\Delta P$  – депресія, ата.

8) За результатами відновлення тиску, записаного в режимі реального часу глибинним манометром на вибої свердловини, будуємо криву відновлення тиску (КВТ) в координатах  $\Delta P$  ата від  $\lg t$ . Визначаємо ділянку постійної похідної на діагностичному графіку (і), яка вказує про настання радіальної фільтрації флюїду при нестационарній зміні тиску в свердловині. По нанесеним крапкам знаходимо прямолінійну ділянку графіку (в найпростішому випадку «на око» проводимо прямолінійну дотичну для крапок в пізні моменти часу - по останніх крапках за методом найменших квадратів з послідовним відкиданням початкових крапок та визначенням коефіцієнтів кореляцій або за допомогою більш складних процедур лінійного та не лінійного регресивного аналізу тощо) [ 8 ].

Далі знаходимо кутовий коефіцієнт  $i$ . Розрахунок  $i$  здійснюємо наступним чином: вибираємо довільно на прямій два значення  $\lg t$  (наприклад,  $\lg t_1$  та  $\lg t_2$ ) та знаходимо відповідні їм значення  $\Delta P_1$  та  $\Delta P_2$ . Тоді (  $i$  ) дорівнює [ 2 ]:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}$$

Параметр гідропровідності визначаємо за формулою:

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon = \frac{0.0212 \times Q_n \times b}{i \times \gamma_{нов}},$$



де:

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon - \text{гідропровідність, } \frac{Дм}{сн};$$

$l_{gt}$  – в секундах;

$Q_n$  – дебіт нафти загальний приведений до поверхневих умов  $м^3/д$ ;

$b$  – об'ємний коефіцієнт;

$i$  – кутовий коефіцієнт;

$\gamma$  – густина нафти в поверхневих умовах,  $т/м^3$ .

9) За результатами лабораторного аналізу або за графічним методом отримуємо в'язкість нафти в пластових умовах. Знаючи  $h_{ef}$ , знаходимо проникність пласта:

$$K = \frac{\mu \times \varepsilon}{h_{ef}}$$

та плинність нафти в пластових умовах

$$\frac{K}{\mu} = \frac{\varepsilon}{h}$$

де:  $K$  – проникність,  $10^{-12} м^2$  (Дарсі);

$\mu$  – в'язкість,  $Сп$ ;

$h_{ef}$  – ефективна потужність,  $м$ .

10) Для з'ясування наявності чи відсутності додаткових фільтраційних опорів розраховуємо скін-ефект  $S$  за наступною формулою:

$$S = \frac{\Delta P}{i} - Lgt - c,$$

де:  $\Delta P$  – приріст тиску протягом часу  $t$  після закриття свердловини;

$i$  – кутовий коефіцієнт;

$l_{gt}$  – в секундах (час з КВТ);

$c$  – поправка на втрати тиску на стінці свердловини, яку беруть з таблиць [5] або обчислюють, при відомих значеннях  $\chi$  і  $r_c$ , за формулою:

$$c = Lg * \frac{135 * \chi}{r_c^2},$$

де:  $\chi$  – пезопровідність пласту  $см^2/с$ ;

$r_c$  – радіус свердловини у продуктивному інтервалі  $см$ ;

Позитивне значення скін-ефекту свідчить про наявність додаткових фільтраційних опорів у привибійній зоні свердловини, на подолання яких витрачається певна частина депресії [5].

12) Далі розраховуємо комплексний параметр:

$$\frac{\chi}{r_{np}^2} = 0,445 * 10^{\frac{i}{\alpha}},$$

де:  $\chi$  – п'езопровідність пласту  $см^2/с$ ;

$r_{np}$  – приведений радіус стовбура свердловини у продуктивному інтервалі,  $см$ ;

$i$  – кутовий коефіцієнт;

$\alpha$  – величина відрізка, який відтинає пряма на осі ординат  $c$  графіку КВТ.

11) Знаючи  $r_{np}$  або розраховуючи його за формулою:

$$r_{np} = r_c * e^S,$$

де:  $e$  – основа натурального логарифму  $= 2,7183$ ;

$S$  – скін ефект;

визначаємо п'єзопровідність пласта  $\chi$  см<sup>2</sup>/с:

$$\chi = r_{np}^2 * \frac{\chi}{r_{np}^2}$$

Розглянута методика була застосована при дослідженні свердловини № 6 Північно-Мигринської площі. Після обробки отриманої інформації за даною методикою визначені наступні продуктивні характеристики покладу [9].

#### Гідродинамічні характеристики покладу горизонту Б-9-10

Q <sub>н</sub> , м <sup>3</sup> /добу	Сер. дин. рівень, м	P <sub>виб.</sub> , ата	lg t	ΔP, ата	$\frac{\Delta P}{P_{пл}}$ , %	P <sub>пл</sub> , ата	K <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /д/ата	b	$\frac{\dot{\epsilon}, \text{ Д*М}}{\text{Сп}}$
12,5	711,5 648,0 553,0	50,3	3,62	43,9	46,6	94,3	0,28	1,036	0,0033 3,3*10 <sup>-12</sup> м <sup>3</sup> /Па*с
8,3		56,1	4,33	38,1	40,4		0,22		
7,7		64,9	4,59	29,3	31,0		0,26		
5,8		72,6	4,74	21,6	23,0		0,27		

#### Висновки.

Спираючись на досвід досліджень, запропоновано вдосконалену (більш сучасну) менш трудомістку методику досліджень свердловин, за допомогою якої можливо більш оперативно, точно та повно оцінити продуктивні можливості покладу (в порівнянні з іншими методиками досліджень). Також авторами статті (запропонована) розроблена, вдосконалена формула розрахунку дебіту в пластових та поверхневих умовах для нефонтануючих нафтових та водних свердловин:

$$Q_{пл} = \frac{\frac{\Delta P t}{\gamma_{пл}} \times 10 \times V}{t_{np}} \times 1440$$

Для переводу дебіту Q<sub>пл</sub> до поверхневих умов в знаменник вводиться об'ємний коефіцієнт b. Дана формула дозволяє оперативно та більш точно оцінювати продуктивні можливості нефонтануючого покладу.

Отримана інформація використовується для проектування системи розробки нових та раціональної дорозробці старих нафтових родовищ, а також застосування заходів щодо їх вдосконалення та регулювання, що забезпечують необхідні темпи виробітку запасів та більш високу ступінь їх вилучення з надр при мінімальних витратах.

#### Список літератури:

1. Бойко Р.В. Уніфікація розрахунку дебітів горизонтальних нафтових і газових свердловин [Текст]/ Р.В. Бойко// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. № 2 (59). – Івано-Франківськ: Факел, 2016. – С. 42-48.
2. Василевский В.Н. Исследование нефтяных пластов и скважин [Текст]/ В.Н. Василевский, А.И. Петров. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
3. Довідник з нафтогазової справи [Текст]: під ред. В.С Бойка, Р.М Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 619 с.
4. Чернов Б.С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов [Текст]/ Б.С. Чернов, М.Н. Базлов, А.И. Жуков. – М.: Гостехиздат, 1960. – 318 с.
5. Яремійчук Р.С. Освоєння свердловин [Текст]/ Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар. – Львів: Світ, 1997. – 256 с.
6. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеология и динамика подземных вод с основами гидравлики [Текст]/ Ю.П. Гаттенбергер. – М.: Недра, 1980. – 100 с.

7. *Бойко В.С.* Підземна гідрогазомеханіка [Текст]/ *В.С. Бойко, Р.В. Бойко.* – Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
8. *Шагивев Р.Г.* Исследования скважин по КВД [Текст] / *Р.Г. Шагивев.* – М.: Наука, 1998. – 304 с.
9. *Комаров А.І.* Оцінка продуктивності горизонтів башкирського ярусу середнього карбону Мигринської площі [Текст]/ *А.Г. Комаров, Є.С. Стрілець, А.О. Тхоржевський, А.І. Комарова*// Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – С. 64-67.

Надійшла до редакції 16.03.20

УДК 553.98:550.8

**А.Г. Комаров, Є.С. Стрілець**  
(УкрНДІгаз)

### **ОСОБЛИВОСТІ ОБВОДНЕННЯ ТА ОЦІНКА ВИДОБУВНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ СВЕРДЛОВИНИ № 203 БЕРЕЗІВСЬКОГО ГКР**

*Викладено фактичний матеріал комплексних промислово-гідрогеологічних досліджень при проведенні геолого-промислових досліджень. Так на прикладі свердловини № 203 Березівського газоконденсатного родовища показана ефективність сумісного проведення досліджень та оцінені видобувні можливості свердловини № 203 Березівського газоконденсатного родовища. А також визначені ступінь та характер обводнення розкритого горизонту.*

*Приведен фактический материал комплексных промыслово-гидрогеологических исследований при проведении геолого-промысловых исследований. Так на примере скважины № 203 Березовского газоконденсатного месторождения показана эффективность совместного проведения исследований и оценены добывающие возможности скважины № 203 Березовского газоконденсатного месторождения. А также определены степень и характер обводнения вскрытого горизонта.*

*The factual material of complex field-hydrogeological study in the course of geological-field study is presented. Thus, using the example of well No. 203 of the Berezovskoye gas condensate field, the effectiveness of joint research is shown and the production capabilities of the well No. 203 of the Berezovsky gas condensate field are evaluated. And also the degree and nature of water cut in the open horizon were determined.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** У зв'язку з вичерпанням ресурсної бази вуглеводнів гостро постає питання ефективної розробки та дорозробки вже відкритих родовищ. Так однією з головних проблем експлуатації свердловин цих родовищ є їх обводнення. Тому визначення ступеню та характеру обводнення для боротьби з ним є однією з головних задач.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Обводнення свердловин є причиною ускладнення розробки покладів і одним із чинників вибору технологічного режиму їх експлуатації. Тому важливо виявити та вивчити особливості обводнення свердловин, характерні для стадії падаючого видобутку газу, простежити за їхньою зміною у часі, з тим щоб запобігти негативному впливу обводнення або послабити його. Для попередження та виявлення цього давно застосовується розроблений відділом геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень УкрНДІгазу комплексний промислово-гідрогеологічний метод контролю за водним режимом експлуатації свердловин із застосуванням геолого-промислових досліджень, який передбачає одержання та аналіз зміни водних факторів і хімічного складу супутніх вод від дебіту газу, або іншими словами, передбачається спостереження за водним режимом експлуатації свердловин, а також аналітична оцінка ступеня обводнення свердловин.

**Викладення основного матеріалу досліджень.** Березівське підняття в регіональному тектонічному плані розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Котелевсько-Березівського структурного валу. В геологічній будові Березівського родовища простежуються відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

Поклади вуглеводнів Березівського родовища встановлені в верхньосерпуховському під'ярусі (горизонт С-5), верхньовізейському (горизонти В-14, В-16а<sub>1</sub>, В-16а<sub>2</sub>, В-16а<sub>3</sub>, В-16б, В-21-22а, В-21-22б), нижньовізейському під'ярусах (горизонти В-26а, В-26б, В-26в) та в турнейських відкладах (горизонти Т-1а, Т-1б).

Поклади горизонтів В-16 та В-26, Т-1 відносяться до локальних гідродинамічно-ізолюваних резервуарів з вторинними тріщинними колекторами, розущільненими тектонічно та в результаті флюїдного фізико-хімічного (вилуговування, перекристалізація) і термобаричних умов формування покладу. На контурі поклади обмежені літологічно або тектонічно. Але, у підшві вони мають локальні великі за протяжністю флюїдонасичені шлейфи живлення. При розробці ці поклади глибинної зони можуть супроводжуватися зімкненням колектора та зниженням внаслідок цього продуктивності свердловин, передчасним обводненням свердловин за рахунок надходження води із найбільш здренованих тріщин чи із шлейфів живлення [1].

Поклад горизонту Т-1б розкритий свердловинами 71, 200, 201, 202, 203, 204.

За даними промислово-геофізичних досліджень пласт продуктивний лише в свердловинах 200 та 203. В свердловині 204 пласт водонасичений, а в свердловинах 71, 201, 202 пласт представлений ущільненими колекторами.

Свердловина № 203 проектною глибиною 6125 м була пробурена на Березівському газоконденсатному родовищі з метою розвідки газових покладів горизонтів В-20-21 та В-25-26 візейського ярусу нижнього карбону (С<sub>1</sub>В<sub>1</sub>) та розширення площі газонасиченості на захід. В розрізі свердловини розкриті серпухівські, візейські та турнейські горизонти. Перспективні в нафтогазонасиченому відношенні відклади розкриті в свердловині в інтервалах: 6105,1-6105,5 м; 5106,0-6106,4 м; 6107,3-6108,0 м (гор. Т-1б).

Свердловина пробурена з ускладненнями. З глибини 4600 м свердловину пройдено другим стовбуром, з глибини 3550 м – третім, а потім в 2019 р. був встановлений цементний міст в інтервалі 3853-3753 м та пройдено свердловину новим ІV стовбуром з глибини 3750 м. При бурінні свердловини спостерігались періодичні затяжки та посадки.

На початку червня 2019 р., після освоєння свердловини, під час продувки була отримана проба супутньої води, яка була представлена розсолем хлоридного кальцій-натрієвого складу з мінералізацією 92,2 г/дм<sup>3</sup>. Густина проби дорівнювала 1,062 г/см<sup>3</sup>. Відносний вміст кальцію складав 15,6 % екв [2].

Наприкінці червня 2019 р. під час геолого-промислових досліджень з малогабаритної сепараційної установки була відібрана проба супутньої води з мінералізацією 234,5 г/дм<sup>3</sup> і густиною 1,166 г/см<sup>3</sup>. Як відомо, для пластових вод глибинної зони газонакопичення, яку розкрила свердловина, характерним є знижені концентрації Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup>, підвищені концентрації Ca<sup>2+</sup> та незначне відношення rNa/rCl. За компонентним складом отримана вода являла собою розсіл хлоридного кальцій-натрієвого складу. Відносна концентрація Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup> дорівнювала 29,4 % екв, концентрації Ca<sup>2+</sup> складала 17,2 % екв, коефіцієнт метаморфізації Na/Cl знаходився в межах 0,59.

Тобто, вказані відмінності отриманої проби були характерними для пластових вод саме розкритих відкладів горизонтів В-26в, Т-1.

Нижче в таблиці наведено результати геолого-промислових досліджень та вимірів рідинного фактору на усті свердловини за допомогою МГСУ-1-100.

**Результати геолого-промислових досліджень та вимірів рідинного фактору  
на усті свердловини за допомогою МГСУ-1-100**

Діа-метр шайби	Дебіт газу	Роб. тиск, тр./затр.	Тиск в МГСУ, ата		Темпе-ратура роб./сеп. °С	Об'єм газу, перепущеного через МГСУ м <sup>3</sup>	Об'єм відсепарованої води см <sup>3</sup>	Водний фактор см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
			на вході	на ви-ході				
7,0	37,8	51,4/131,0	51,4	49,4	22/14,3	10,0	1300,0	130,0
7,0	37,8	51,4/131,0	51,4	49,4	22/14	2,0	300,0	150,0
7,0	37,8	51,4/131,0	51,4	49,4	22/14	2,0	260,0	130,0
7,0	37,8	51,4/131,0	51,4	49,4	22/14	2,0	270,0	135,0
							<b>середнє</b>	<b>136,3</b>
6,0	36,9	65,0/144,6	65,0	63,0	18,5/15	10,0	1070,0	107,0
6,0	36,9	65,0/144,6	65,0	63,0	18,5/15	2,0	250,0	125,0
6,0	36,9	65,0/144,6	65,0	63,0	18,5/15	2,0	310,0	155,0
6,0	36,9	65,0/144,6	65,0	63,0	18,5/15	2,0	280,0	140,0
							<b>середнє</b>	<b>131,8</b>
7,0*	38,1	51,5/123,7	51,5	49,5	19,7/15	2,0	500,0	250,0
7,0*	38,1	51,5/123,7	51,5	49,5	19,7/15	2,0	700,0	350,0
7,0*	38,1	51,5/123,7	51,5	49,5	19,7/15	2,0	600,0	300,0
7,0*	38,1	51,5/123,7	51,5	49,5	19,7/15	2,0	600,0	300,0
							<b>середнє:</b>	<b>300,0</b>

\* – зворотній хід

За результатами проведених геолого-промислових досліджень продуктивний горизонт характеризується на заданих режимах дебітами газу від 36,9 тис. м<sup>3</sup>/добу на шайбі Ø 6,0 мм при депресії на пласт ( $\Delta P$ ) 165,3 ата ( $\Delta P/P_{пл} = 43,51\%$ ) до 38,1 тис. м<sup>3</sup>/добу на шайбі Ø 7,0 мм (зворотний хід) при  $\Delta P = 196,9$  ата ( $\Delta P/P_{пл} = 51,83\%$ ).

Депресія на пласт розраховувалась виходячи з поточного пластового тиску, який визначений за барометричною формулою на середину інтервалу перфорації (6102,5 м) і який склав 379,9 ата (37,26 МПа) та через наявність пластової води в стовбурі свердловини є орієнтовним. Коефіцієнт пластового тиску  $P_{пл}/P_{уг}$  становить 0,62.

**Висновки.**

Згідно з аналізом досліджень спостерігається інтенсивне надходження пластової води до зони перфорації свердловини. Так, при майже ідентичних показниках роботи на шайбі Ø 7,0 мм (прямий та зворотній хід) протягом досліджень встановлено збільшення середнього водного фактору в 2,2 рази, що є беззаперечним доказом обводнення свердловини.

Хімічними аналізами проб супутніх вод, які були отримані у липні і грудні 2019 р. було підтверджено факт надходження пластової води з мінералізацією 205,5 і 221,9 г/дм<sup>3</sup> відповідно і яка за концентраціями головних і другорядних компонентів відповідає пластовим водам розкритих відкладів.

За даними геофізичних досліджень (профіль припливу), що були проведені в свердловині у липні 2019 року, вода надходила з нижнього розкритого перфорацією інтервалу 6105-6108 м. Припускалося, що її джерелом був об'єкт розкриття або нижні недосліджені пласти колектори (з верхнього перфорованого інтервалу 6097-6101 м у свердловину надходив газ).

Тому, після виконання гідроізоляційних робіт в свердловині можлива її експлуатація при робочих депресіях на пласт ( $\Delta P$ ) 157,0-167,0 ата ( $\Delta P/P_{пл} = 41,3\%-43,9\%$ ). При цьому видо-

бувні можливості свердловини будуть дорівнювати 33,5-37,0 тис.м<sup>3</sup>/добу. Це надасть змогу отримувати продукцію (газ) зі свердловини та знизити інтенсивність надходження пластової води до зони перфорації свердловини.

Завдяки проведенню в комплексі геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень (виміри виконувалися не на одному режимі роботи, а на декількох режимах, з послідовним записом КВТ, що дає змогу отримувати більше інформації, швидко та коректно встановлювати видобувні можливості свердловин) свердловини 203 було встановлено видобувні можливості свердловини на заданих режимах, рідинні фактори та доведено факт обводнення свердловини пластовими водами саме розкритих відкладів гор. В-2бв,Т-1.

#### Список літератури

1. Зарицький А.П. Гидрогеологические условия разработки глубокозалегающих газовых залежей ДДВ [Текст] / А.П. Зарицкий, И.И. Зиненко, Е.Д. Белых // Нефтяная и газовая промышленность, 1989. – №1. – С. 5-8.

2. Промислово-гідрогеологічні дослідження водного режиму експлуатації свердловин на родовищах ГПУ "Полтавагазвидобування" з метою оцінки стану та джерел їх обводнення [Текст]: Звіт про НДР (заключн.) / УкрНДІгаз; рук. Є.С. Стрілець. – наряд-замовленням №100 ПГВ/2019-2019; тема № 34.112/2019-2019. – УкрНДІгаз, 2019. – 259 с.

Надійшла до редакції 16.03.20

УДК 553.981

**В.В. Хорішко, І.Г. Смилов**  
(УкрНДІгаз)

### **ПРОГНОЗ ПЛАСТОВИХ ТЕМПЕРАТУР ТА ТИСКІВ У РОЗРІЗІ РУСЛОВОГО ОБ'ЄКТУ САХНОВЩИНСЬКОЇ ПЛОЩІ**

*Розглянуто питання розподілу пластового тиску і температури у розрізі Руслового об'єкту Сахновщинської площі в умовах наявності і проходження в розрізі катагенетичного флюїдоупору. Прогноз тиску ґрунтувався на розподілі тиску згідно з газовим законом, а при прогнозі температури враховувалася лінійна залежність.*

*Рассмотрен вопрос распределения пластового давления и температуры в разрезе Руслового объекта Сахновщинской площади в условиях наличия и прохождения в разрезе катагенетического флюидоупора. Прогноз давления основывался на распределении давления согласно газовому закону, а при прогнозе температуры учитывалась линейная зависимость.*

*The article deals with the distribution of reservoir pressure and temperature of the Ruslovy zone of the Sakhnovshchinskaya area in the presence and passage of a catagenetic fluid seal in the section. The pressure prediction was based on the pressure distribution according to the gas laws, and the linear dependence was taken into account when predicting the temperature.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** При проектуванні та подальшому бурінні свердловини особливе значення має прогноз та розрахунок пластових тисків і температур. Кожне з родовищ має свою геологічну будову та умови залягання катагенетичного флюїдоупору (КФУ). Тому від якісного прогнозу пластового тиску та температури залежить безаварійне буріння свердловини та в подальшому її експлуатація.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Для розгляду змін пластових тисків та температур в зонах КФУ ретельно проаналізовано Русловий об'єкт Сахновщинської площі, а також прилеглі площі. Територіально він розташований в центральній частині Дніп-

ровсько-Донецької западини (ДДЗ) поблизу з Краснопавлівською, Північно-Орільською, Світланівською, Антошкінською, Біляївською, Лигівською та Веселівською площами. Газоносність Руслового об'єкту Сахновщинської площі пов'язана з породами-колекторами середнього карбону.

Прогнозування пластових тисків та температур на даній площі здійснюється на основі встановлених регіональних закономірностей зміни їх з глибиною, а також численних вимірів, які проведені на перелічених вище родовищах та площах центральної частини ДДЗ.

Геологічна будова, літологічний склад та гідрогеологічні умови обумовлюють існування на території досліджень двох основних гідродинамічних поверхів.

Згідно з існуючими схемами вертикальної гідрогеологічної зональності у розрізі Руслового об'єкту виділяють два основних гідрогеологічних поверхи [1].

До верхнього поверху (поверх інфільтрогенних вод) – зони активного водообміну відносяться водоносні горизонти і комплекси кайнозою (четвертинних, неогеново-палеогенових відкладів) та мезозою (крейдяних та верхньоюрських відкладів). Ця зона характеризується розповсюдженням інфільтраційних прісних та слабомінералізованих вод.

Нижній поверх (поверх седиментогенних вод) – зона сповільненого водообміну включає водоносні комплекси, які містять води хлоридного натрієвого складу та хлоркальцієвого типу (за В.А. Суліним). Це водоносні горизонти тріасової, пермської та кам'яновугільної систем.

Для визначення пластових температур у розрізі Руслового об'єкту були використані дані термограми трьох свердловин, записаних на сусідніх площах (Світланівська, Антошкінська та Веселівська). Всі термограми були записані в умовах відновленого природного геотермічного режиму при достатньому періоді спокою свердловин (рис. 1). Термограма параметричної свердловини 651 Світланівської площі побудована в інтервалі глибин 100-2950 м. Мінімальна температура на глибині 100 м дорівнювала 26,2 °С, максимальна на глибині 2950 м становила 89,2 °С. Середній термоградієнт складає 2,5 °С/100 м. Термограма свердловини 678 Антошкінської площі охоплює інтервал глибин від 100 м до 2800 м. Температура на глибині 100 м дорівнювала 12,5 °С, нижче - на глибині 2800 м - складала 77 °С. На термограмі свердловини 300 Веселівської площі на глибині 100 м мінімальна температура складала 20,2 °С, максимальна на глибині 3870 м дорівнювала 107,8 °С. Термограма свердловини 300 Веселівської площі була використана для даного випадку, як сама найглибша.

**Викладення основного матеріалу досліджень.** Проаналізувавши схожість вищевказаних термограм, та згідно з термобаричною моделлю Веселівської площі було виділено інтервал глибин, характерний для КФУ на Русловому об'єкті. За результатами визначень у розрізі площі, високотемпературна зона, розташована у температурному інтервалі 110-120°С, це глибини від 4000 м до 4400 м. Катагенетичний флюїдоупор характеризується погіршеними фільтраційно-емнісними властивостями і дуже низькою водозбагаченістю порід. Флюїдоносні резервуари розвинуті тут спорадично і мають дуже невеликі розміри. Слід зауважити, що катагенетичний флюїдоупор не може розглядатися як самостійний об'єкт для пошуків скупчень вуглеводнів.

Далі розглядаємо як на Русловому об'єкті зростає пластовий тиск в умовах до та після проходження зони КФУ (рис. 2). В першу чергу візьмемо до уваги розташовану неподалік даного об'єкту свердловину 300 Веселівської площі, в якій було зроблено фактичний вимір пластового тиску до зони КФУ. На глибині 3290 м Рпл дорівнює 36,2 МПа. Вимір здійснювався у газовій частині розрізу, коефіцієнт аномальності, відношення (Рпл/Руг) при цьому склав 1,12, нижче на глибині 3750 м у розгазованій рідині Рпл дорівнює 42,1 МПа, коефіцієнт аномальності при цьому складає 1,15. Ці значення Рпл знаходяться вище лінії КФУ. На другому етапі аналізуємо розрахунки пластових тисків у свердловинах, які знаходяться нижче лінії КФУ. Так у свердловині 2 Світлівської площі на глибині 4700 м Рпл складає 50,0 МПа, на глибині 4717 м Рпл складає 67,06 МПа. За даними буріння було розраховано Рпл у свердловині 1 Північно-Орільської площі. На глибині 4390 м Рпл дорівнює 56,81 МПа, далі на глибині 4680 м дорівнює 73,41 МПа, на глибині 5160 м складає 87,51 МПа, нижче - на глибині 5420 м - 102,02 МПа, на максимальній глибині 5500 м Рпл дорівнює 103,52 МПа. При цьому коефіцієнт аномальності збільшується від 1,32 до 1,92. У свердловині 651 Світланівської площі на глибині 4887 м вимірний тиск склав 69,12 МПа.

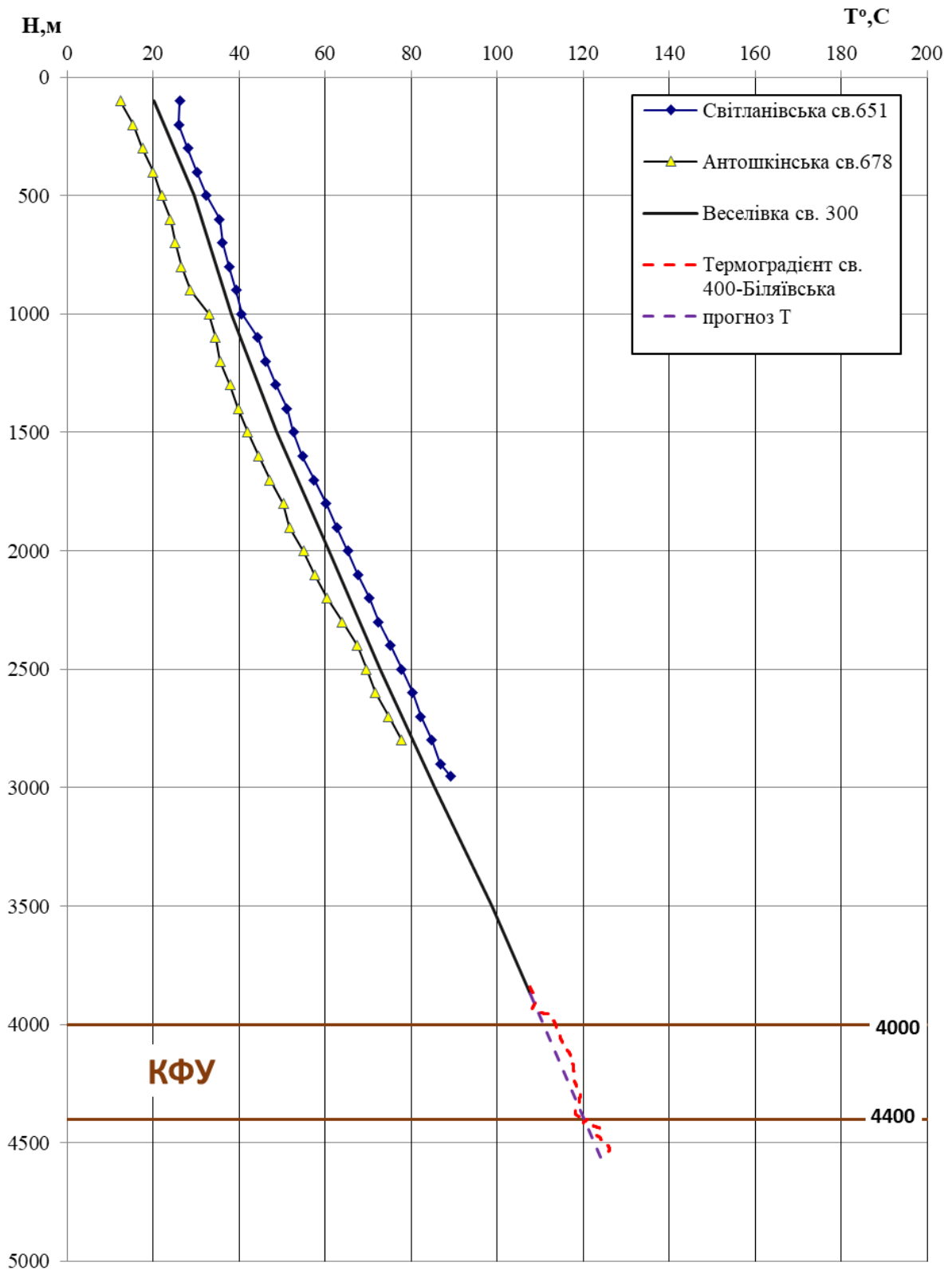


Рис. 1. Прогноз розподілу пластових температур у розрізі Руслового об'єкту



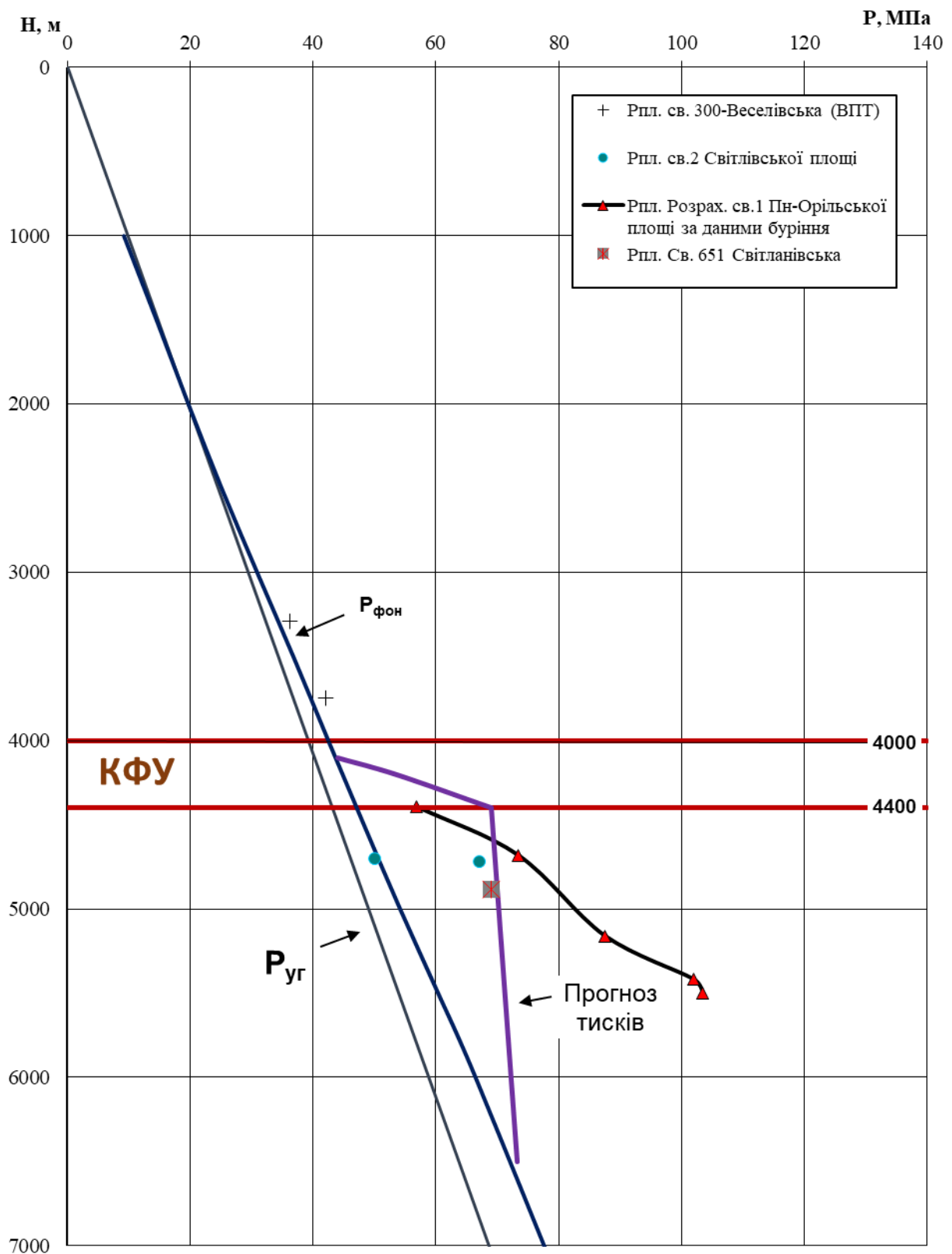


Рис. 2. Прогноз розподілу пластових тисків у розрізі Руслового об'єкту

При побудові епюри розподілу пластових тисків та температур враховувалися фактичні виміри пластових тисків, виконаних при глибинних дослідженнях, безпосередньо за участю співробітників відділу геолого-промислових та гідрогеологічних досліджень УкрНДІгазу. Враховуючи вищенаведені розрахункові дані та фактичні виміри  $P_{пл}$  вочевидь, що на початковій ділянці КФУ на глибині 4100 м  $P_{пл}$  дорівнює 44,03 МПа, коефіцієнт аномальності складає 1,10. Глибше починається зростання пластового тиску. Так, на глибині 4200 м відношення  $P_{пл}/P_{уг}$  складає 1,30. На підшві КФУ на глибині 4400 м  $P_{пл}$  дорівнює 69,02 МПа при  $P_{пл}/P_{уг}=1,60$ . Отже, стрімке зростання  $P_{пл}$  відбудеться з глибини 4100 м.

**Висновок.** Під КФУ у термодегідратаційному ярусі згідно з теоріями вертикальної гідрогеологічної зональності та глибинної зони газонакопичення [1] розподіл пластових тисків відбувається за лінійним законом. Тобто з глибини 4400 м тиск буде зростати з постійним градієнтом 0,196 МПа/100 м, що відповідає густині газу у пластових умовах. Але потрібно бути готовими, що в разі газопроявлення бурової розчин необхідно обважати до таких значень густин, які будуть здатними урівноважити АВПТ вище прогнозних.

Для якісного розрахунку параметрів свердловини необхідно для кожного родовища розробляти та аналізувати окремо геологічну модель, враховуючи її геологічні умови.

#### *Список літератури*

1. Зарицький А.П. Взаимосвязь гидрогеологической зональности с газоносностью ДДв [Текст] / А.П. Зарицький, И.И. Зиненко // Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГАЗ. – 1991. – С. 69-80.

Надійшла до редакції 17.02.20

## БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

## БУРЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## GAS WELL DRILLING

УДК 622.244

М.В. Боровик, М.М. Романів, А.А. Лиско, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко, М.С. Грига  
(УкрНДІГаз)

## ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗЧИНІВ НА НЕВОДНІЙ ОСНОВІ (РНО)

*Проведено порівняння ефективності застосування двох типів бурових розчинів (на водній та неводній основі) при бурінні свердловин зі складними гірничо-геологічними умовами на ДДв. Показано потенційно високу ефективність застосування бурових розчинів на неводній основі. Обґрунтовано причини недостатньої ефективності рецептур розчинів на неводній основі та запропоновано заходи щодо їх впровадження на ДДз.*

*Проведено сравнение эффективности использования двух типов буровых растворов (на водной и неводной основе) при бурении скважин со сложными горно-геологическими условиями на ДДз. Показано потенциально высокую эффективность использования буровых растворов на неводной основе. Обоснованы причины недостаточной эффективности рецептур растворов на неводной основе и предложены мероприятия по их внедрению на ДДв.*

*Efficiency of using two types of drilling fluids (water-based and non-water-based) during wells drilling with difficult mining and geological conditions in DDv were conducted. Potentially high efficiency non-water-based drilling fluids was shown. Reasons for the less than optimal performance of non-water-based drilling fluids mud recipes were considered and the activities of recipes introduction were offered.*

**Постановка проблеми.** Бурові розчини на неводній основі (нафті, дизпаливі, органічних і мінеральних оливах) застосовуються в основному для розкриття нафтогазових горизонтів з низькими пластовими тисками; буріння в розрізах, складених нестійкими глинистими сланцями; під час швидкісного буріння свердловин з вивченим розрізом в умовах відсутності поглинань буровими верстатами з досконалим обладнанням для циркуляції і очистки розчинів.

В більшості випадків поширенню таких розчинів заважають: їх висока вартість; пожежо-вибухонебезпечність; агресивна дія по відношенню до полімерних і гумових матеріалів, що використовуються в буровому обладнанні; висока здатність до протікань навіть за мікроскопічної негерметичності; проблеми з цементуванням обсадних колон і геофізичними вимірюваннями ствола; шкода здоров'ю персоналу бурових бригад (особливо в умовах буріння з високими температурами розчину і навколишнього середовища); підвищена ймовірність забруднення доквілля.

Сучасна світова практика застосування розчинів на неводній основі в основному обмежується випадками експлуатаційного швидкісного буріння з добре вивченими гірничо-геологічними умовами, відсутніми поглинаннями тощо. Їх застосування потребує відповідного очищення, підвищених вимог до утилізації шламу, герметичності та надійності ліній систем циркуляції і очистки. В результаті, при початковій високій вартості, розчини на неводній основі, внаслідок багаторазового повторного використання на багатьох свердловинах, стають порівняно економічними. Найбільших успіхів у застосуванні таких розчинів досягли спеціалізовані сервісні компанії на нафтових родовищах Канади (Північна Альберта та Британська Колумбія), та в інших регіонах, де масового поширення набули розчини на основі мінерального масла і керосину (глибини буріння до 2500-5800 метрів, свердловини з горизонтальними інтервалами

до 2000 метрів, пластові температури в продуктивних інтервалах 135-185°C, густина бурових розчинів на неводній основі – 990-2200 кг/м<sup>3</sup>.

Проте, за допомогою таких розчинів можливо досягти найкращих результатів при швидкісному бурінні і розкритті продуктивних пластів, чого, зазвичай, неможливо досягти за допомогою розчинів на водній основі.

**Аналіз досліджень та публікацій.** До розчинів на неводній основі відносяться інвертні емульсії, в яких рідка неводна фаза складає основу об'єму розчину, водна фаза має допоміжні функції, при цьому вода у вигляді дрібної дисперсії (крапельок мікроскопічного розміру) емульгована в об'ємному “каркасі” неводної фази. В якості неводної фази спеціалізовані сервісні фірми використовують мінеральні нафтопродукти і оливи та емульгатори на основі окислених амінів. Ефективне емульгування водної фази в неводній забезпечує не тільки високі змащувальні властивості розчину, а й низьку еквівалентну густину циркуляції, хорошу стабільність і утримання обважнювача чи іншої твердої фази у зваженому стані тривалий час без циркуляції.

В Україні прикладів застосування РНО небагато. В радянські часи на кількох свердловинах випробовувався вапняно-бітумний розчин, що складався з нафти, дизпалива, бітуму, мінералізованої води, вапна і додаткового емульгатора. Бітум використовувався для загущення розчину.

Випробування показало низьку технологічність розчину через часті випадки негерметичності ліній високого і низького тиску, забруднення земель навколо території свердловини, проблеми з охороною праці через випаровування нафти, складність підтримання стабільності емульсії, шкідливу дію дрібнодисперсної вибуреної породи на структурно-реологічні показники, недостатнє винесення породи. Наявна на буровій система очищення розчину теж виявилась недостатньо ефективною. Окрім того, виявилось, що прихвати та осипання ствола відбуваються також і в середовищі розчину на основі неводної фази. На успішність випробувань вплинула і низка факторів планової економіки. В результаті розчин не набув поширення.

В останні роки один з варіантів розчину на неводній основі - нафтоемульсійний [1] зрідка використовується на свердловинах під час розкриття газоносних пластів з гідростатичними тисками чи АНПТ. У 2019 р. було застосовано розчин на неводній основі від ТОВ «Ем Ай Свако Україна» на двох свердловинах АТ “Укргазвидобування” – продуктивні пласти виявились незабрудненими, проте відбувались порушення технологічного процесу під час буріння (складний прихват і нестабільність ствола). Також ведеться розробка і випробування інноваційних систем РНО, в тому числі високої густини, наприклад, Witer II [2].

Розчини на неводній основі без певного вмісту води на сьогодні практично не застосовуються в бурінні, оскільки вода є дешевим і ефективним засобом створення структурно-реологічних властивостей РНО – для цього в ній розчиняють водорозчинні полімери, емульгатори, солі і потім змішують (емульгують) з неводною основою.

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Завданням цієї статті є визначити, що розчини на неводній основі при застосуванні в умовах ДДз потребують ретельного підбору властивостей, параметрів, при цьому їх успішне застосування можливе тільки в певних гірничо-геологічних умовах [3-8]. Аналіз цих умов показує, що на існуючих родовищах РНО не можуть масово замінити розчини на водній основі, можливе тільки їх застосування в окремих інтервалах розкриття продуктивних пластів. При цьому вартість і технологічні особливості застосування цих розчинів зумовлюють необхідність їх багаторазового повторного використання та зберігання. При повторному використанні на нових свердловинах об'єми приготування РНО суттєво зменшуються чи навіть повністю нівелюються при наявності їх достатніх запасів на зберіганні після буріння попередніх свердловин. Тобто наявність блоку (цеху) обв'язаних з насосами і центрифугами ємностей загальним об'ємом до 1000 м<sup>3</sup> для очищення, модифікації, зберігання розчинів РНО на певному етапі впровадження (орієнтовно на більше 10-15 свердловинах) робить їх не дорожчими за розчини на водній основі.

Розглянемо властивості і оптимальні гірничо-геологічні умови на ДДз для застосування РНО.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Зазвичай в РНО рідка неводна фаза складає від 50 до 90 об'ємних відсотків, найчастіше це інвертні емульсії. Нафта, дизпаливо та мінеральні оливи, що використовуються як рідка основа для емульсійних розчинів, практично не ма-

ють в'язкості, тому не можуть виносити на поверхню вибурену породу і утримувати обважнювач. Для цього їх потрібно загущувати водою з розчиненими в ній полімерами-загущувачами. Окрім того, потрібно обмежувати фільтрацію води, і, за необхідності, посилювати інгібуючі властивості розчину, як в цілому системи, так і водної фази окремо.

Після загущення полімерами воду емульгують з неводною фазою. Вміст води, для того щоб утворити достатньо в'язку емульсію в розчині на неводній основі, повинен сягати 10 % і вище.

Окрім полімерів, для загущення води та всього розчину часто використовується і органофільний (олеофільний) бентоніт в концентраціях 4-7 %. Органофільний бентоніт являє собою тонкодисперсні частки монмориллоніту (шаруватий силікат, глинистий мінерал формули  $\text{Na,Ca}_{0,33}(\text{Al,Mg})_2(\text{Si}_4\text{O}_{10})(\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ , в якому ще можуть бути незначні домішки  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{K}^+$ ), оброблені четвертинними аліфатичними амінами (наприклад, алкілбензилдіамонійхлоридом чи його похідними) з вуглеводневими радикалами. В результаті цей бентоніт не набрякає у воді, натомість розпускається у рідких вуглеводнях (дизпаливі, нафті, мінеральних оливах), утворюючи достатньо в'язку структуру в концентраціях понад 4 %. Замість бентоніту в деяких випадках для олеофілізації використовують палигорскіт.

В якості емульгаторів використовують аніоноактивні ПАР, що, зокрема, утворюють мила на основі одновалентних ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ) чи двовалентних іонів ( $\text{Ca}^{2+}$ ), найчастіше з нафтових жирних кислот. Нафтові жирні кислоти в різних концентраціях знаходяться в нафті і деяких нафтопродуктах.

За критерієм змочуваності розрізняють два типи емульсій – емульсії першого роду (крапельки неводної фази покриті плівками води, тобто розчини на водній основі) та другого роду (крапельки води вкриті плівками неводної фази, розчини РНО). При цьому, чим дрібнішою є дисперсність крапель, покритих плівкою, тим стабільнішою є емульсія.

Емульсії другого роду, які, в традиційному варіанті, утворені шляхом омилення нафтових кислот джерелами іонів кальцію – вапном і хлористим кальцієм, називають інвертними (зворотними). Сучасні розробки інвертних емульсій і РНО базуються не тільки на застосуванні цих, а й багатьох інших емульгаторів.

Головним показником стабільності РНО є показник електростабільності (у вольтах), тобто показник напруги між двома електродами у спеціальному приладі, при якому емульсія руйнується (поляризується) і електричний струм "проскакує" між електродами.

Практикою відомих сервісних компаній цей показник підтримується на рівні вище 800 вольт. Проте, в багатьох випадках достатньо хороша стабільність розчину досягається і за показником вище 400 вольт.

При показниках електростабільності менше 400 вольт емульсія є нестабільною, у фільтраті розчину з'являється водна фаза, що зумовлює виникнення проблем зі стабільністю ствола і забрудненням продуктивних пластів, особливо за наявності в рецептурі глини, в тому числі олеофільної.

Для приготування емульсії в робочу ємність на свердловині набирають відповідну кількість води. Воду засолоняють мінімум до загального рівня мінералізації пластових вод, що будуть розкриватися бурінням ( $\text{NaCl}$  чи  $\text{KCl}$ , для емульсій першого роду; чи  $\text{CaCl}_2$  до максимальних значень розчинності – для інвертних емульсій). Надалі додають відповідні понижувачі фільтрації для водної фази, загущувач-стабілізатор, додаткові емульгатори. Коли полімери розчиняться, при інтенсивному перемішуванні у воду додають неводну фазу (нафту, дизпаливо, мінеральні оливи тощо) для досягнення запланованого співвідношення неводна фаза-вода.

Утворену, часто недостатньо стабільну емульсію потрібно додатково зміцнити, для цього при перемішуванні в неї може додаватись гашене вапно, яке утворює кальцієві мила нафтових кислот та інші речовини - стабілізатори емульсії, чи емульгуючі ПАР.

Технологічні показники емульсії (більшість параметрів вимірюються, як для розчину на водній основі) контролюються в процесі приготування, стабільність вимірюється періодично, і при досягненні проектних значень (зазвичай вище 400 вольт) емульсія вважається готовою до застосування.

Зазвичай густина емульсії є невисокою, трохи менше чи більше густини води і коливається в межах 800-2200 кг/м<sup>3</sup>. Для збільшення густини потрібно додавати крейду, мармурову крихту чи інші обважнювачі відповідних ступенів помолу, але не глину.

В процесі буріння в емульсію для поповнення об'єму і регулювання параметрів (найчастіше потрібно підвищувати структурно-реологічні, тиксотропні властивості і електростабільність) потрібно додавати емульгатори, неводну рідку фазу, вапно, сіль, ПАР.

В фільтраті стабільної емульсії води практично не буває, тому колекторські властивості пласта суттєво не погіршуються. Проте, якщо колектор, наряду з вуглеводневою продукцією, вміщує пластову воду або вуглеводнева продукція має певну вологість, внаслідок зміни характеру змочування (за показниками гідрофільності-гідрофобності) стінок пор і тріщин дією РНО на етапі освоєння може відбуватись селективний приплив води і обмеження припливу нафти (газу).

Крейда в складі емульсії попереджає чи мінімізує поглинання в умовах АНПТ, мармурова крихта є обважнювачем для гідростатичних чи більш високих пластових тисків. Ці матеріали є кислоторозчинними на 94-99 %.

Дизельне паливо за низкою властивостей є кращим за нафту для застосування в емульсійному розчині (низьке пароутворення, в тому числі при підвищених температурах, висока температура спалаху тощо). Проте мінеральні оливи переважають дизпаливо і нафту за рахунок низької густини, низького випаровування, високої технологічності і екологічності.

Враховуючи сучасні світові тенденції (максимально швидке буріння) в розвинутих нафтогазових регіонах, вимоги до бурових розчинів теж змінюються. На перший план виходять максимально прості системи РНО, які можна ще здешевити, використовувати багаторазово, перевозячи з однієї свердловини на іншу.

В результаті провідні компанії в Канаді, США, країнах Перської затоки все частіше обирають розчини на неводній основі. Співвідношення неводна фаза/вода рідкої фази в таких розчинах може складати 97-70/3-30 %. Максимальний ефект від їх використання настає при мінімізації поглинань, адже приготований об'єм розчину порівняно дорогий (дорожчий за розчини на водній основі в 2-4 рази). Тому в таких розчинах завжди підтримують відповідний сортамент кольматантів.

Для буріння горизонтальних стволів з низькими пластовими тисками переважно використовують "base oil" - неводні розчини з густинами менше 1000 кг/м<sup>3</sup>. При цьому отримують високі швидкості механічної проходки. Показник фільтрації в таких розчинах практично не регулюють, адже фільтрація неводної фази не спричиняє проблем бурінню.

Загальна рецептура типових розчинів на неводній основі складається з неводної рідкої основи (мінеральні чи синтетичні оливи, дизпаливо, можливі добавки нафти) органофільних загущувачів, полярних активаторів та емульгаторів, кольматантів та обважнювачів (за необхідності), хлористого кальцію чи іншої солі (мінеральна основа для насичення водної фази), вапна (табл. 1).

Незважаючи на зменшення ризиків буріння, пов'язаних з мінімізацією змочування і набрякання нестійких глинистих порід, при бурінні на РНО можуть виникати проблеми, пов'язані, наприклад, з неоптимальною густиною (для АНПТ часто потрібні РНО дуже низької густини); з геомеханічними напруженнями в породах (цю проблему РНО не ліквідують), з наявністю пластових вод у розбурюваних породах, з несумісністю умов буріння за тисками.

За надмірної густини цього розчину під час розкриття продуктивних пластів виникають диференційні прихвати і поглинання; за недостатньої густини – осипання аргілітів через тектонічно напружений стан (діастрофічні деформації). При надходженні пластових вод в ствол свердловини з РНО - цю воду в розчині намагаються емульгувати, підтримуючи високу електростабільність емульсії, проводять заходи з блокування її надходження та поступового зниження її вмісту в розчині до проектного рівня. В емульсіях другого роду з високою електростабільністю (понад 500 В) фільтрат бурового розчину, зазвичай, представлений тільки неводною фазою.

Таблиця 1

Типові рецептури розчинів на неводній основі (на 1 м<sup>3</sup> розчину)

Хімреагенти для розчину на неводній основі	Фірмові назви розчинів, вміст реагентів				
	Versaclean	Accolade	Enviromul	XP-07	Petrofree
Мінеральна чи синтетична олива, об. %	70-80	60-70	70-80	30-70	70-80
Водна фаза, об. %	30-20	30-40	30-20	90-30	30-20
Синт. полімери, кг/м <sup>3</sup>	Versa-HRP	0,3-9	-	5-10	-
Біополімери, кг/м <sup>3</sup>	-	0-1	-	1-3	-
Вапно (первинний емульгатор), кг/м <sup>3</sup>	6-12	6-11	5-10	9-15	0-6
Органофільна глина (загущувач), кг/м <sup>3</sup>	VG-69; 5-20		-	0,5-2	1,4-6
Органофільні реагенти для контролю фільтрації НРНТ, кг/м <sup>3</sup>	Versalig, 5-12	-	-	0-2	23-40
Співполімери для контролю в'язкості і фільтрації водної фази, кг/м <sup>3</sup>	Versacout Versathin	Adapta, 3-11	-	-	3-9
Основний емульгатор, кг/м <sup>3</sup>	Versamul	20-46	20-40	1	23-46
Порошковий бітум (асфальтит-закупорювач, ФНРНТ), кг/м <sup>3</sup>	Versatrol	0-40	0-71	-	3-71
Мінеральна основа (CaCl <sub>2</sub> , NaCl, KCl) - для водної фази, %	CaCl <sub>2</sub> /NaCl, 22-36	CaCl <sub>2</sub> , 26-36	CaCl <sub>2</sub> , 26-36	NaCl, 26,4	CaCl <sub>2</sub> , 26-36
СаСО <sub>3</sub> помолу 5, 50, 100, 150 мкм, кг/м <sup>3</sup>	0-150	0-150	0-150	0-150	0-150
Кольматанти (пудеризована целюлоза-лігнін, полімер-графіт, рідке скло), інше, кг/м <sup>3</sup>	Целюлозні, слюда	0-40	0-100	0-40	0-100

В таблиці 2 показано поінтервальні показники розчину на неводній основі (колонки 4, 5, 6) за стандартами АНІ (терміни мовою оригіналу), який було застосовано на одному з родовищ північної Євразії.

Таблиця 2

## Типові показники розчину на неводній основі

Параметри	660mm (26")	550 mm (21½")	444mm (17½")	311mm (12¼")	216mm (8½")
Mud Type	Глинистий розчин для забурювання	Глинистий розчин	PHO	PHO	PHO
Density (sg)	1,03-1,08	1,00-1,08	1,04-1,18	1,04-1,18	1,00-1,03
Funnel Viscosity (sec/l)	60-90	45-65	-	-	-
PV (cP)	<20	<25	<25	<25	<20
YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	>25	15-35	15-30	15-30	12-25
6-RPM	-	-	8-12	8-12	6-10
10 Sec Gels (lb/100ft <sup>2</sup> )	3-8	3-8	4-8	4-8	3-6
10 Min Gels (lb/100ft <sup>2</sup> )	5-20	5-20	5-15	5-15	4-15
API Filtrate (ml)	no control	no control	-	-	-
НРНТ Filtrate, ml	-	-	<10	<10	<5
pH	8,5-9,5	8,5-9,5	-	-	-
NAP/Water Ratio	-	-	85/15 - 90/10	85/15 - 90/10	85/15 - 90/10
Electrical Stability, volts	-	-	>400	>450	>500
Excess Lime, kg/m <sup>3</sup>	-	-	6-12	6-12	3-6
Water Phase Salinity (ppm CaCl <sub>2</sub> )	-	-	400K	400K	400K
LGS (% volume)	-	<6	<5	<5	<4
Sand (% volume)	≤1	≤1	≤1	≤1	≤1

При застосуванні на ДДз в умовах достатньо високих температур і тисків кожен з цих типів розчину мав свої переваги і недоліки (табл. 3).

Таблиця 3

**Порівняння двох типів розчинів (на водній і неводній основі) при бурінні на ДДз**

Показники	РНО	Розчини на водній основі
Вартість 1 м <sup>3</sup> розчину, у.о.	300-600	70-150
Можливість повторного використання на інших св.	Багаторазове використання після очищення, 100 %	1-2 разове використання після ретельного очищення і обробок
Термостійкість, °С	до 225	До 180
Солестійкість	Висока	Обмежена
Екологічність, клас небезпеки	3-4 клас	4 клас
Змащувальні властивості	Високі	Гірші ніж у розчинів РНО
Щільність фільтраційної кірки	Висока	Нестабільна, залежна від очищення розчину і забруднень
Стійкість необхідних структурно-реологічних показників	Контролювати достатньо складно	Необважені - контролювати легше; важкі - складніше
Стійкість показників фільтрації (Ф <sub>АН</sub> , Ф <sub>НРПТ</sub> )	Висока	Залежна від регулярних обробок розчину
Чутливість до забруднень (Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup> , CO <sub>2</sub> )	Малочутливі	Більш висока чутливість
Інгібуючі властивості	Високі	Менші від РНО
Експлуатаційні витрати	Зменшуються при збільшенні об'ємів застосування	Зростаючі з часом і об'ємами застосування
Вартість базової рецептури	Висока	Порівняно низька
Корозійна активність	Низька	Висока
Стійкість до водопроявів	Висока до незначних	Невисока порівняно з РНО

У порівнянні з РНО розчини на водній основі краще зберігають стабільність при ГНВП, краще утримують обважнювач (барит) при тривалих зупинках циркуляції, мають меншу концентрацію твердої фази при однакових густинах. А ще, в середовищі розчинів на водній основі легко зафіксувати початкові стадії газонафтопроявів.

Проте, розчини на водній основі мають більші коефіцієнти тертя при вимірюванні змащувальних властивостей, багато показників в умовах високих температур і тисків є більш чутливими до фізико-хімічних забруднювачів (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, цемент, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, вибурена порода, бікарбонатне забруднення тощо). В результаті, при застосуванні цих розчинів характерним є підвищення еквівалентних тисків циркуляції, гірше регулювання показників вибієної фільтрації, проблеми з формуванням еластичної міцної фільтраційної кірки [9].

Експлуатаційні витрати (інтенсивність розбавлення, об'єми та частота обробок тощо) у розчинів на водній основі зазвичай (при нормальних умовах буріння) більші, проте, у випадках газоводопроявів, значних поглинань тощо загальна вартість підтримання технологічних показників вища у його конкурентів.

Проведеним аналізом було визначено в яких гірничо-геологічних умовах застосування РНО чи на водній основі є більш технологічним, виключаючи фінансово-економічні показники.



Таблиця 4

**Ефективність двох типів розчинів (на водній і неводній основі) при бурінні в різних гірничо-геологічних умовах на ДДз**

Гірничо-геологічні умови	РНО	Розчини на водній основі
Пісковики та вапняки – колектори газу	Мають переваги через низьке забруднення колекторів, в т. ч. після поглинань	Можуть значно забруднювати колектори з глинистістю більше 5 % та при значних поглинаннях
Аргіліти, що знаходяться в напруженому стані під впливом діастрофічних деформацій земної кори (приштокові зони тощо)	Відсутні переваги у будь-якого з цих типів розчинів. Осипання і обвали порід за цих умов неможливо повністю попередити. Частковим рішенням є обважнення бурових розчинів. Розчини на водній основі обважнювати легше.	
Набрякаючі глинисті породи	Мінімальні набрякання і осипання	Більш складні набрякання та осипання
Пісковики з АНПТ	Переваги за рахунок створення розчину меншої густини	Переваги відсутні
Пісковики з АВПТ	Переваги за рахунок меншого забруднення колекторів	Переваги за рахунок можливості більшого обважнення
Зволожені і водоносні породи	Переваги відсутні	Переваги за рахунок легкого контролю змочуваності порід і поверхневого натягу
Інтервали несумісності умов буріння за тисками	Відсутні переваги у будь-якого з цих типів розчинів. Важливі додаткові фактори: наявність пластів аргілітів, водоносних горизонтів з АВПТ, об'єми поглинань	
Похило-спрямовані і горизонтальні стволи	Значні переваги за рахунок високих змащувальних властивостей	Переваги відсутні

В результаті проведених аналізів можна зробити висновки про доцільність застосування розчинів на неводній основі в інтервалах продуктивних пісковиків з низькими поточними тисками і тисками на рівні гідростатичних. Це можуть бути інтервали буріння під хвостовики з діаметрами доліт 152,4 мм і менше. Не рекомендується застосовувати РНО при бурінні свердловин в приштокових зонах та в інтервалах, складених потужними товщами крихких аргілітів.

Серед родовищ, на яких ведеться буріння, РНО можливо застосовувати при бурінні під останню обсадну колону в центральній частині по всій осі ДДз, в окремих випадках – в прибортових зонах.

**Висновки.** В Україні, в складних гірничо-геологічних умовах на ДДз, застосування розчинів на неводній основі вимагає жорстких початкових умов і витрат на підтримку його технологічних показників та об'ємів і не гарантує швидкого безаварійного спорудження свердловин.

При набутті достатнього технологічного досвіду і зростанні об'ємів буріння загальна вартість застосування РНО може зменшитись до рівня розчинів на водній основі при безумовно високій якості розкриття продуктивних пластів (відсутності забруднення колекторів).

*Список літератури*

1. Кунцяк Я.В. Промивальні рідини ПРАТ “НДІКБ бурового інструменту” для розкриття продуктивних горизонтів [Текст] / Я.В. Кунцяк, Ю.Г. Калмиков та ін. // Буріння і розкриття пластів - 2019. Матеріали конференції. – Полтава, 2019. – С. 8-10.
2. Полетучий І.І. Конференція Geodrilling III – об'єднання, інформація, співробітництво [Текст] / І.І. Полетучий // Буріння і розкриття пластів - 2019. Матеріали конференції. – Полтава, 2019. – С. 57-61.
3. Боровик М.В. Перспективи горизонтального буріння [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз, 2016. – С. 88-96.
4. Інформація з сайту [www.Halliburton.com](http://www.Halliburton.com).
5. Інформація з сайту [www.miswaco.com](http://www.miswaco.com).
6. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли: пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
7. Боровик М.В. Довідник буровика [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, С.В. Кривуля, В.М. Світлицький. – Харків, 2015.
8. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. – 664 с.
9. Боровик М.В. Термосолестійкі бурові розчини для буріння глибоких свердловин з АВІП [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, Ю.Б. Кобзар, В.М. Ліхван // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. № 4 (49). – 2013. – С. 149-158.

Надійшла до редакції 27.02.20

УДК 622.243.273

**А.І. Васько, канд. техн. наук  
(ІФНТУНГ)**

**РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ БУРОВОГО ІНДЕКСУ  
Анізотропії для оптимізації процесу викривлення свердловин**

*Описано вплив анізотропії гірських порід як однієї з головних геологічних причин викривлення вертикальних свердловин. Показано вплив анізотропії на буримість гірських порід. Наведено аналітичні дослідження для визначення бурового індексу анізотропії при бурінні похило залягаючих пластів. Показано взаємозв'язок між буровим індексом анізотропії, зенітним кутом, кутом нахилу пластів, геометричними розмірами свердловини, компонованням низу бурильної колони і осьовим навантаженням на долото. Проведено аналітичні розрахунки бурового індексу анізотропії на підставі промислових даних різних відкладень і площ.*

*Описано влияние анизотропии горных пород как одной из главных геологических причин искривления вертикальных скважин. Показано влияние анизотропии на буримость горных пород. Приведены аналитические исследования для определения бурового индекса анизотропии при бурении наклонно залегающих пластов. Показана взаимосвязь между буровым индексом анизотропии, зенитным углом, углом наклона пластов, геометрическими размерами скважины, компоновкой низа бурильной колонны и осевой нагрузкой на долото. Проведены аналитические расчёты бурового индекса анизотропии на основании промышленных данных различных отложений и площадей.*

*The article describes the influence of geological material anisotropy, as one of the basic matters of a vertical well face orientation. The influence of anisotropy on rock drillability is shown. Analytical research was made for determining of anisotropy rock index when drilling inclined formations. The link between the drilling anisotropy index, zenith angle, inclination angle, geometrical dimensions of the borehole, BHA structure and axial load on a bit is shown. Analytical calculations of the drilling anisotropy index were carried out based on industrial data of various sediments and areas.*

**Постановка проблеми.** Під час буріння будь-яким способом в тій чи іншій мірі має місце самовільне викривлення стовбура свердловин від заданого проектного напрямку. Буріння викривленої свердловини пов'язано із багатьма труднощами і тому заходи, проведені з метою запобігання її викривлення, мають важливе значення в ефективності проведення бурових робіт.

Ступінь та інтенсивність викривлення свердловин визначається дією складного комплексу чинників. На сьогоднішній день вважається, що на самовільне викривлення свердловин впливають геологічні, технічні та технологічні фактори. Тому для запобігання довільного викривлення свердловин потрібне розроблення комплексу техніко-технологічних заходів.

До основних геологічних факторів, що впливають на самовільне викривлення свердловин, відносять анізотропію, шаруватість, сланцюватість та тріщинуватість гірських порід, а також чергування їх за твердістю та кути залягання пластів.

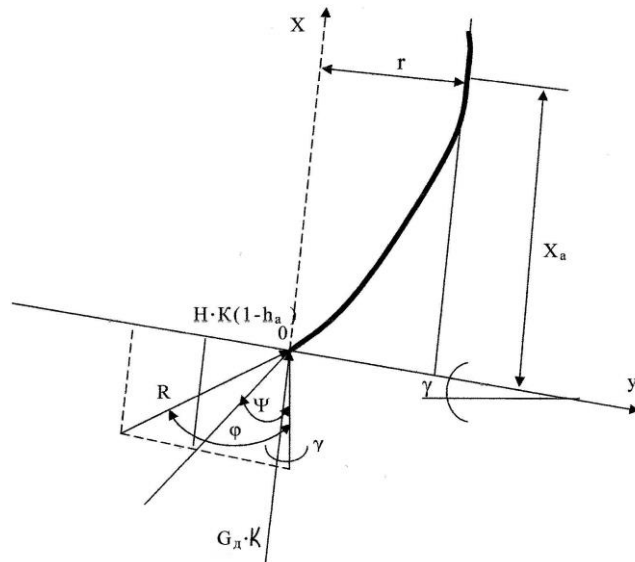
**Аналіз останніх досліджень.** Вперше ступінь впливу геологічних факторів на самовільне викривлення свердловин визначили американські вчені А. Лубинський і Г. Вудс [1], якими було запропоновано ввести поняття бурового індексу анізотропії. Ними було розглянуто процес буріння в похилій свердловині. А. Лубинський і Г. Вудс проводили дослідження із невеликими зенітними кутами свердловини та великою жорсткістю колони труб, що досягається невеликими зазорами між колоною труб та стінкою свердловини і мінімальним внутрішнім діаметром колони труб, а це на практиці буріння ускладнено з точки зору промивки свердловини. У наукових роботах А. Лубинським та Г. Вудсом під час визначення бурового індексу анізотропії не були враховані кути залягання пластів і режимно-технологічні параметри, такі як осьове навантаження на долото та зазори між колоною труб і стінкою свердловини. Визначення значення бурового індексу анізотропії в промислових умовах - завдання досить трудомістке, оскільки виникає необхідність в обробці значного обсягу геологічного матеріалу в лабораторних умовах.

Крім А. Лубинського і Г. Вудса цими дослідженнями займалися такі вчені, як Н.Г. Серєда, Е.І. Шемгужін, А.Г. Калінін, С.С. Сулакшін, О.А. Марков, І.А. Васько, Н.І. Орінчак, М.П. Гулізаде, С.А. Оганов, В.Г. Григулецький, В.Г. Лукьянов, Т.М. Боднарук, В.О. Белоруссов, І.В. Воевідко, В.В. Нескромних [2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10] та інші.

**Формулювання завдань досліджень та мети статті.** Метою даної статті є розроблення методики з метою визначення бурового індексу анізотропії, що включає в себе як геологічні, так і режимно-технологічні чинники. Використання в майбутньому зазначеної методики дозволить забезпечити надійне управління викривленням свердловин в складних геологічних умовах

При бурінні в анізотропних гірських породах напрямок буріння не збігається з напрямком сили, яка діє на долото, як це відбувається в ізотропних породах. Для визначення ступеня впливу анізотропії гірських порід на довільне викривлення свердловин нами було проведено аналітичні дослідження, де було розглянуто випадок буріння на межі пластів, в якій відбувається зміна твердості та інших властивостей гірських порід і спостерігається тенденція до зміни напрямку буріння свердловини.

На рисунку представлено площину нашарування гірських порід, що знаходиться під деяким кутом.



0 - поточна точка вибою похилої свердловини, Н - нормальна складова вибою на долото, К - коефіцієнт пропорційності, що залежить від властивостей гірських порід, r - зазор між нижньою частиною бурильної колони і стінкою свердловини,  $h_a$  - буровий індекс анізотропії,  $x_a$  - відстань від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини, R - рівнодійна сил, що діють на долото,  $\gamma$  - кут залягання пластів гірських порід,  $\varphi$  - кут між вертикаллю і вектором навантаження на забій,  $\Psi$  - поточний зенітний кут на виході долота із пробуреного пласта гірської породи,  $H \cdot K(1 - h_a)$  - нормальна складова реакції вибою на долото з урахуванням коефіцієнта пропорційності та бурового індексу анізотропії,  $G_D \cdot H$  - навантаження на долото з урахуванням коефіцієнта пропорційності

Рис. Схема для визначення бурового індексу анізотропії

Під час буріння в ізотропних гірських породах компоненти реакції вибою на долото будуть охарактеризовані рівнодійною R, що розташована до вертикалі під кутом  $\varphi$

$$\frac{H}{G_D} = \operatorname{tg}(\varphi - \gamma) = \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha, \quad (1)$$

Під час буріння в анізотропних гірських породах внаслідок різниці напрямків перпендикуляру і паралелі до залягання пластів, напрямок буріння співпадатиме не з напрямком рівнодійної сил, а з напрямком рівнодійних швидкостей. Вважаючи, що швидкість буріння в напрямку координатних осей буде пропорційна величині сили в цих самих напрямках і вважаючи, що буріння паралельно в площині нашарування буде менше на величину  $(1 - h_a)H \cdot k$ , отримаємо:

$$\frac{K \cdot H(1 - h_a)}{K \cdot G_D} = \operatorname{tg}(\psi - \gamma), \quad (2)$$

В результаті проведених нами аналітичних досліджень було виведено формулу для визначення бурового індексу анізотропії, яка відрізняється від уже відомої тим, що в ній враховано кут залягання пластів та режимно-технологічні параметри буріння свердловини. Дана формула містить нормальну складову реакції вибою на долото та навантаження на долото в безрозмірних одиницях. Буровий індекс анізотропії визначається за результатами раніше пробурених свердловин на тій чи іншій площі і його значення може бути прийнято за основу при розчленуванні геологічного розрізу за ступенем впливу його на викривлення свердловин в залежності

від використаних компоновок низу бурильної колони (КНБК), режимно-технологічних параметрів та елементів залягання пластів .

$$h_a = \frac{\frac{h}{x_2} \cdot \operatorname{tg} \alpha}{\cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \left[ \frac{h}{x_2} \cdot \operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) \right]}, \quad (3)$$

де:  $h$  - нормальна складова реакції вибою на долото в безрозмірних одиницях;  
 $x_2$  - осьове навантаження на долото в безрозмірних одиницях;  
 $\alpha$  - зенітний кут свердловини, град;  
 $\gamma$  - кут падіння пластів, град.

$$h = \rho \left( \frac{x_2}{x_a} - 1 + \frac{2}{\pi} \right) - \frac{x_a}{2}, \quad (4)$$

де:  $\rho$  - зазор між колоною труб та стінкою свердловини в безрозмірних одиницях;  
 $x_a$  - відстань від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини в безрозмірних одиницях.

$$\rho = \frac{r}{m \cdot \operatorname{tg} \alpha}, \quad (5)$$

де:  $r$  - зазор між нижньою частиною бурильної колони та стінкою свердловини, м;  
 $m$  - коефіцієнт для переведення значень із розмірних одиниць в безрозмірні.

$$r = \frac{D_c - d_3}{2}, \quad (6)$$

де:  $D_c, d_3$  - відповідно діаметр свердловини та зовнішній діаметр бурильної колони труб, м.

$$m = 3 \sqrt{\frac{E \cdot I}{q \cdot \cos \alpha}}, \quad (7)$$

де:  $E$  - модуль пружності,  $E=2,1 \cdot 10^{11}$  Па;  
 $I$  - осьовий момент інерції, м<sup>4</sup>;

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_3^4 - d_8^4), \quad (8)$$

де  $q$  - вага одиниці довжини у промивальній рідині, Н/м.

$$q = \frac{\pi}{4} \cdot (d_3^4 - d_8^4) \cdot (\rho_m - \rho_{np}), \quad (9)$$

де:  $d_3, d_8$  - відповідно зовнішній та внутрішній діаметри бурильної колони труб, м;  
 $\rho_m, \rho_{np}$  - відповідно густина матеріалу труб (сталі) і промивальної рідини, кг / м<sup>3</sup>.

$$x_a = 8 \frac{\rho}{x_2} - A x_2 - B x_a, \quad (10)$$

$$A = \frac{12}{\pi^2} - 1, \quad (11)$$

$$B = \frac{36}{\pi^2} \cdot \left( 1 - \frac{2}{\pi} - \frac{36}{\pi} - \frac{36}{\pi^2} \right), \quad (12)$$

$$x_2 = \frac{G_\delta}{m \cdot q \cdot \cos \alpha}, \quad (13)$$

де  $G_\delta$  - осьове навантаження на долото, Н.

Рівняння (10) є трансцендентним, тому його розв'язування можливе тільки методом ітерації.

Отже, якщо відомі зенітний кут  $\alpha$ , кут залягання пластів  $\gamma$  та режимно-технологічні параметри  $h$  і  $x_2$ , відповідно до формули (3) можна визначити буровий індекс анізотропії, а також ступінь його впливу на процес зміни напрямку вектору руху долота і, як наслідок, на процес викривлення свердловин.

Визначивши числове значення бурового індексу анізотропії при заданих значеннях зенітного кута, кута залягання пласта, геометричних розмірах свердловини і компоновки низу бурильної колони можна визначити осьове навантаження на долото для конкретної КНБК за формулою:

$$X_2 = \frac{h \cdot \operatorname{tg} \alpha \left[ h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha) - 1 \right]}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)} \quad (14)$$

Оскільки буровий індекс анізотропії визначають за результатами аналізу промислових даних раніше пробурених свердловин, нами був зібраний промисловий матеріал результатів буріння свердловин на родовищах Прикарпатського регіону. Для аналізу були обрані свердловини із однаковими геологічними розрізами та приблизно однаковими фізико-механічними властивостями гірських порід. Крім того, буріння зазначених свердловин проводилося однотипними КНБК та при однакових режимно-технологічних параметрах.

Використавши зібраний промисловий матеріал нами було проведено аналітичні розрахунки з метою визначення бурового індексу анізотропії для різних стратиграфічних відкладів та площ, а результати цих розрахунків наведено в таблиці.

**Значення бурового індексу анізотропії за даними раніше пробурених свердловин, розраховані аналітичним шляхом**

№	Стратиграфічні відклади	Площа (родовище)				
		Північна Долина	Луква	Пасічна	2-Гвізд	Делятин
1	Бистрицькі	0,0405 ± 0,001	0,0138 ± 0,0081	0,045 ± 0,004	-	-
2	Вигодські	0,035 ± 0,001	-	-	-	-
3	Воротищенські	0,021 ± 0,005	-	-	0,05 ± 0,0015	0,0407 ± 0,001
4	Добротворські	-	-	-	0,045 ± 0,001	0,025 ± 0,001
5	Менілітові	0,026 ± 0,001	0,038 ± 0,0015	0,028 ± 0,0019	-	-
6	Манявські	0,013 ± 0,005	-	0,058 ± 0,013	-	-
7	Ямненські	-	-	0,04 ± 0,0015	-	-
8	Поляницькі	0,025 ± 0,001	0,015 ± 0,0016	0,026 ± 0,0019	-	-
9	Слобідські	-	-	-	0,03 ± 0,001	0,018 ± 0,0025

Отже, під час буріння похило скерованих свердловин з метою запобігання їх самовільного викривлення в складних гірничо-геологічних умовах під час проектування осьового навантаження на долото та КНБК, слід враховувати буровий індекс анізотропії.

#### Висновки:

- 1) Виведено формулу для визначення бурового індексу анізотропії в похило залеглих пластах.
- 2) Встановлено взаємозв'язок між буровим індексом анізотропії, зенітним кутом, кутом нахилу пластів, компоновкою низу бурильної колони, геометричними розмірами свердловини та осьовим навантаженням на долото.
- 3) Достовірність ефективності практичного використання розробленої методики визначення бурового індексу анізотропії було підтверджено результатами буріння свердловин, пробурених із його врахуванням на площах Прикарпатського регіону.

#### Список літератури

1. Вудс Г. Искривление скважин при бурении [Текст] / Г. Вудс, А. Лубинский. – М.: Гостоптехиздат. – 1960. – 161 с.
2. Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин [Текст] / А.Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – Москва – Ижевск, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Институт компьютерных исследований. – 2006. – 640 с.
3. Калинин А.Г. Бурение наклонных скважин [Текст] Справочник / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – М.: Недра. – 1990. – 348 с.
4. Белоруссов В.О. Прогнозирование и расчёт естественного искривления скважин [Текст]: справочное пособие / В.О. Белоруссов, Т.М. Боднарук. – М.: Недра, 1988. – 175 с.
5. Воевідко І.В. Оцінка впливу анізотропних геологічних структур на тенденцію похилоспрямованих свердловин до зміни азимута [Текст] / І.В. Воевідко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – № 3(8). – С. 28-31.
6. Григулецький В.Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. [Текст] / В.Г. Григулецький, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 302с.
7. Калинин А.Г. Влияние анизотропности пород на искривление буровых скважин [Текст] / А.Г. Калинин, В.О. Белоруссов // Нефтяное хозяйство, 1963. – №3. – С. 8-12.
8. Крижанівський Є.І. Вплив анізотропії гірських порід на зенітне викривлення свердловин з врахуванням їх орієнтації відносно геологічної структури [Текст] / Є.І. Крижанівський, І.В. Воевідко // Нафтова і газова промисловість, 2003. – № 6. – С. 20-22.
9. Гулизаде М.П. Определение индекса анизотропии пород и фрезерующей способности долота по темпам искривления стволов скважин [Текст] / М.П. Гулизаде, Г.М. Зельманович, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1972. – № 10. – С. 20-46.
10. Нескромных В.В. Анализ влияния анизотропии горных пород на процесс искривления скважин при их разрушении механическими и термическими способами [Текст] / В.В. Нескромных // Известия Томского политехнического университета. Т. 323. – 2013. – № 1.

Надійшла до редакції 12.03.20

УДК 622.24

А.А. Лиско, Ю.І. Мілютенко, Н.М. Німець, Г.В. Полякова, А.Ю. Разінков,  
О.Ю. Чайковська  
(УкрНДГаз)

## ВПРОВАДЖЕННЯ ОПЕРАТИВНОГО МОНІТОРИНГУ ОБСЯГІВ УТВОРЕННЯ ВІДХОДІВ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН – ФУНДАМЕНТ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВПЛИВУ НА ДОВКІЛЛЯ

*Наведено методика оперативного визначення фактичних обсягів утворення відходів буріння свердловин.*

*Приведена методика оперативного определения фактических объёмов образования отходов бурения скважин.*

*The method of operative determination of the actual volumes of well drilling waste generation is given.*

**Постановка проблеми.** В процесі спорудження свердловини фактичний обсяг утворення відходів буріння може досить значно відрізнитися від розрахункового проектного, що обумовлено значною кількістю специфічних особливостей, а саме: якістю бурового розчину, відповідності геологічного розрізу прогнозованому, рівнем очистки бурового розчину відповідним обладнанням та багато інших. Традиційно при постійній підтримці показників бурового розчину в межах проектних значень, налагодженій роботі обладнання системи очистки та відсутності геологічних ризиків фактичні обсяги відходів буріння є дещо меншими від розрахункових.

В свою чергу, значне перевищення фактичної кількості утворення відходів буріння над проектними значеннями може свідчити про наявність різного роду порушень технологічного процесу буріння і кріплення, деякими з них є осипання порід, газонафтоводопрояви, перебування втрачених стволів та інші.

Перевищення обсягів утворення відходів буріння в кінцевому результаті може бути ризиком переповнення шламових амбарів, подальших проблем з виконанням нейтралізації бурових відходів і ліквідації шламових амбарів або навіть руйнування обвалування і переливів на поверхню технологічного майданчика у зв'язку з недостатністю існуючого об'єму амбарів для зберігання фактичної кількості відходів (максимальний нормативний рівень заповнення шламових амбарів не повинен перевищувати 90 % [0]).

Постійний оперативний моніторинг фактичних обсягів утворених відходів буріння дозволить своєчасно виявити відхилення від проектних значень, з'ясувати причини і прийняти відповідні заходи щодо виправлення порушень технологічного процесу, або, у випадку геологічних ускладнень, – завчасно прийняти рішення про поведження з надлишковими обсягами відходів до настання факту переповнення шламових амбарів, а також привести нарахування екологічного податку [0] у відповідність до фактичних обсягів відходів буріння.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Наразі оперативний контроль утворення відходів буріння ведеться розрахунковим шляхом згідно з рекомендаціями [0] пропорційно до фактичних обсягів буріння даного інтервалу. Недоліком даного методу є те, що фактично використовуються розрахункові дані з коригуванням виключно на довжину інтервалу буріння. При цьому нівелюються такі важливі параметри як фактичний коефіцієнт кавернозності, профіль ствола (зміну азимутальних і зенітних кутів як в вертикальних, так і в похилих ділянках), чутливість обсягів напрацювань відходів буріння до рівня очистки бурового розчину обладнаннями системи очистки і багато іншого. Похибка може досягати 10-20 %, що в умовах середнього значення утворених відходів 1,1-1,15 м<sup>3</sup>/1 м буріння є надзвичайно великим значенням.

В таблиці наведено результати аналізу розрахункових і фактично отриманих обсягів відходів буріння для безамбарного способу організації процесу буріння, при якому контроль



фактичних обсягів визначається об'ємним методом або методом зважування при їх вивезенні і є достатньо точним.

### Аналіз розрахункових і фактичних обсягів утворення відходів буріння свердловин з безамбарним способом організації процесу буріння

№ свердловини	Обсяги відходів буріння, м <sup>3</sup>		Різниця	
	розрахункові	фактичні	м <sup>3</sup>	%
1	5997	3722,08	-2274,92	-38
2	6415	3861,75	-2553,25	-40
3	6218	4256,32	-1961,68	-32
4	4084	3172	-912,00	-22
5	4086	3899,99	-186,01	-5
6	5891	4722,22	-1168,78	-20
Усереднене значення:				-28

Згідно з наведеним в таблиці, похибка в нарахуванні екологічного податку за розрахунковими (проектними значеннями) в середньому складає 28% в бік збільшення.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Своєчасне виявлення розбіжностей між розрахунковими (проектними) та фактичними обсягами відходів буріння, завдяки розробленій методиці, запобігає ризикам екологічного забруднення поверхні технологічного майданчика спорудження свердловин та сприяє коректному нарахуванню екологічного податку за розміщення відходів буріння.

**Виклад основного матеріалу.** Після влаштування шламових амбарів необхідно виконати фіксацію їх геометричних розмірів (для кожного амбара окремо), а саме:

- ширина по дну та по верху амбара (без врахування обвалування);
- довжина по дну та по верху амбара (без врахування обвалування);
- глибина по вертикалі.

За фактичними геометричними розмірами (рисунок 1) розраховується об'єм кожного амбара окремо згідно з формулою (1):

$$V_i = \frac{1}{3} \cdot H \cdot (S_1 + \sqrt{S_1 \cdot S_2} + S_2), \quad (1)$$

де:  $V_i$  – об'єм і-того шламового амбара, м<sup>3</sup>;  
 $H$  – глибина амбара, м;  
 $S_1$  – площа по верху амбара, м<sup>2</sup>;  
 $S_2$  – площа по низу (“дну”) амбара, м<sup>2</sup>.

Площі по верху і низу амбара визначаються як добуток ширини по верху  $W_{top}$  на довжину по верху  $L_{top}$  та ширини по низу  $W_{bottom}$  на довжину по низу  $L_{bottom}$  відповідно:  $S_1 = W_{top} \cdot L_{top}$ ;  $S_2 = W_{bottom} \cdot L_{bottom}$ .

Для виконання розрахунку фактичних обсягів утворення відходів буріння в шламових амбарах слід зафіксувати рівень заповнення  $H_{\phi i}$  на метр-штоку (рис. 2) або повіреній лінійці, попередньо встановлених після виконання гідроізоляції в незаповнений амбар (рис. 3). Цифри на метр-штоку або лінійці мають бути розміру, достатнього для бачення контролером з відстані від огорожі шламових амбарів з градуванням від дна амбара. На верхньому торці метр-штоку (лінійки) доцільно передбачити спеціальне пристосування для спрощення процесу вилучення перед виконанням нейтралізації відходів буріння (наприклад, металеве кільце з пропущеним тросом, за який метр-шток може бути вилучений за допомогою крана або лебідки).

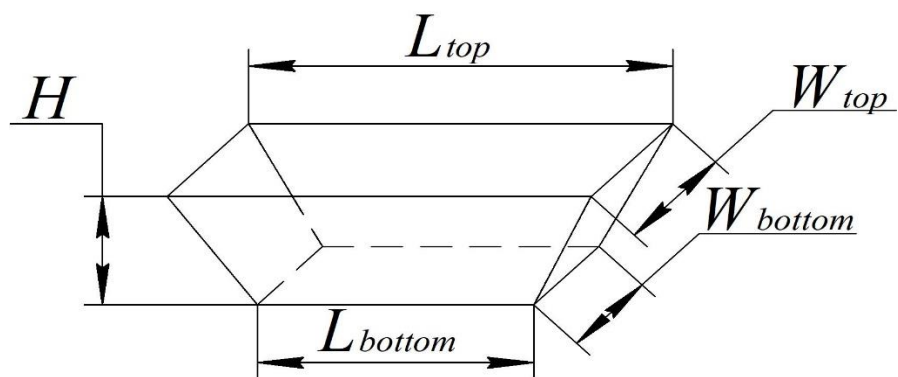


Рис. 1. Схема шламового амбара

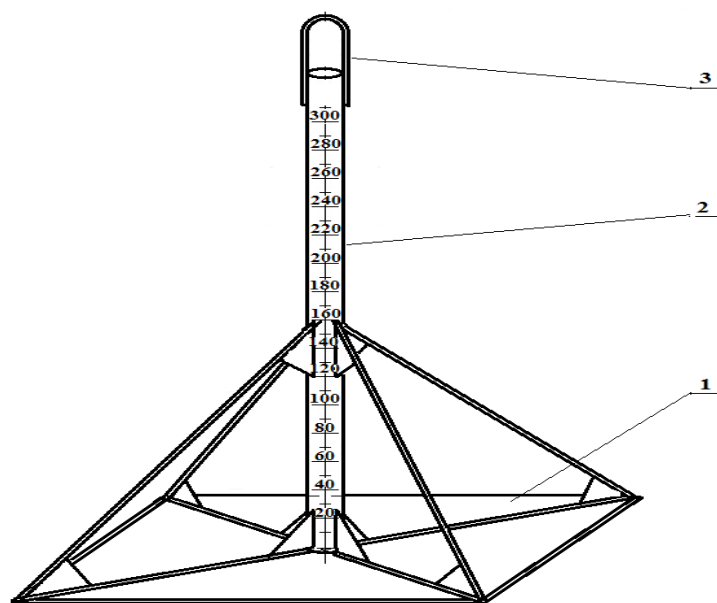


Рис. 2. Метр-шток (лінійка)

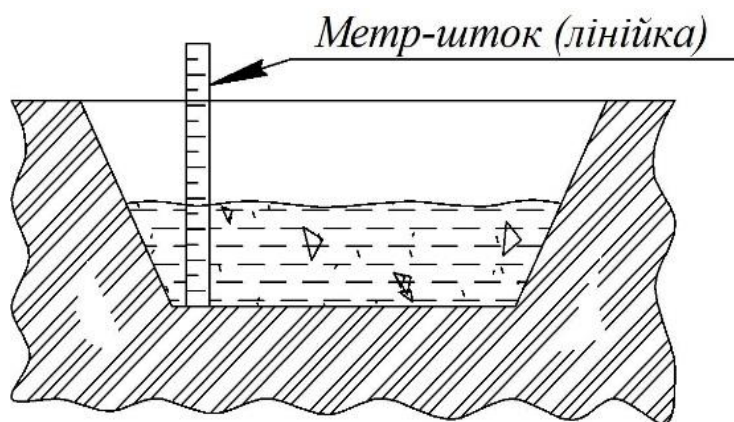


Рис.3. Схема розміщення метр-штоку (лінійки) у шламовому амбарі

Для визначення фактичних обсягів розміщення відходів буріння в кожному шламовому амбарі необхідно виконати розрахунок за формулою (2):

$$V_{\phi i} = \frac{1}{3} \cdot H_{\phi i} \cdot (S_{\phi 1} + \sqrt{S_{\phi 1} \cdot S_2} + S_2), \quad (2)$$

де:  $V_{\phi i}$  – фактичний об’єм відходів в і-тому амбарі, м<sup>3</sup>;  
 $H_{\phi i}$  – фактична висота рівня дзеркала відходів і-того амбара на метр-штоку (від дна амбару), м;  
 $S_{\phi 1}$  – площа амбара на рівні «дзеркала» відходів, м<sup>2</sup>, визначається за формулою (3):

$$S_{\phi 1} = (W_{bottom} + \frac{H_{\phi i} \cdot (W_{top} - W_{bottom})}{H}) \cdot (L_{bottom} + \frac{H_{\phi i} \cdot (L_{top} - L_{bottom})}{H}), \quad (3)$$

На підставі отриманих даних визначається загальна маса відходів буріння в тонах розрахунковим шляхом за формулою (4):

$$M_{\phi} = \frac{(\sum_{i=1}^n V_{\phi i}) \cdot \rho_{yc}}{1000}, \quad (4)$$

де:  $M_{\phi}$  – загальна фактична маса відходів, т;  
 $n$  – кількість шламових амбарів;  
 $\rho_{yc}$  – усереднена густина відходів буріння в шламових амбарах, кг/м<sup>3</sup>, визначається за формулою (5).

$$\rho_{yc} = \frac{M_{np} \cdot 1000}{V_{np}}, \quad (5)$$

де:  $M_{np}$  – загальна маса утворених відходів буріння згідно з проектною документацією, т;  
 $V_{np}$  – загальний обсяг утворення відходів буріння згідно з проектною документацією, м<sup>3</sup>.

**Висновки.** Впровадження постійного оперативного моніторингу фактичних обсягів утворених відходів буріння на підставі запропонованої методики дозволить вчасно реагувати на відхилення від технологічного процесу буріння і кріплення свердловин та пов’язані з ними утворення відходів буріння понад проектні обсяги, досліджувати і виявляти додаткові до вже відомих екологічній спільноті заходи, які дозволяють зменшувати обсяги утворених відходів та, як наслідок, зменшувати вплив на довкілля. Не менш важливим також є коректне нарахування екологічного податку та приведення його величини у відповідність до фактичних обсягів утворених відходів буріння.

#### Список літератури

1. Податковий Кодекс України, 2010 (зі змінами).
2. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт: ГСТУ 41-00 032 626-00-007-97.

Надійшла до редакції 05.03.20

УДК 622.244

М.В. Боровик, А.О. Васильченко, канд. техн. наук, М.М. Романів, А.А. Лиско, А.П. Вовк  
(УкрНДІгаз)

### ВИСОКОЕФЕКТИВНИЙ ВАПНЯНО-СИЛКАТНИЙ БУРОВИЙ РОЗЧИН (ВБР) ДЛЯ НЕСТІЙКИХ ВІДКЛАДЕНЬ

*Описано ефективність різних типів бурових розчинів при бурінні свердловин зі складними гірничо-геологічними умовами на ДДз. Показано результати розробки перспективного високоінгібіруючого бурового розчину на основі синергетичної суміші компонентів. Обґрунтовано причини недостатньої ефективності деяких рецептур і запропоновано заходи щодо впровадження перспективного бурового розчину на ДДз.*

*Описана эффективность разных типов буровых растворов при бурении скважин со сложными горно-геологическими условиями на ДДз. Показаны результаты разработки перспективного высокоингибирующего бурового раствора на основе синергетической смеси компонентов. Обоснованы причины недостаточной эффективности некоторых рецептур и предложены мероприятия по внедрению перспективного бурового раствора на ДДз.*

*The efficiency of different drilling fluids types during wells drilling with difficult mining and geological conditions in DDz was described. The results of perspective high-inhibitive drilling fluids development on the basis of synergical mixture of components were presented. The causes of some mud recipes lack of effectiveness were justified and the measures of introduction of the perspective drilling fluids for DDz is offered.*

**Постановка проблеми.** Осипання та обвалювання стінок стволів свердловин під час буріння і на сьогодні залишається суттєвим фактором, що погіршує ефективність і якість спорудження свердловин на ДДз. Ускладнення стволів свердловин завдають відчутних втрат при бурінні в нестійких породах у відкладеннях карбону, особливо в товщах тріщинуватих аргілітів. Основними способами попередження подібних ускладнень є вибір необхідного типу розчину із ретельно підібраними властивостями. Проте, правильно і ефективно визначити тип і властивості розчину в нестійких розрізах на ДДз і на сьогодні є складним завданням, переважно через відсутність у фахівців єдиних критеріїв оцінок та підходів.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Досліджень і публікацій з інгібуючих типів бурових розчинів для дуже складних гірничо-геологічних умов (ГГУ) є достатньо для того, щоб сформувавши у фахівців про них чіткі уявлення [1,2]. Проте, оцінки та критерії підходів різних розробників про ці розчини часто носять суперечливий характер і мають велику кількість пересторог щодо застосування. Вважається, що високоінгібуючі розчини часто є складними у застосуванні, в тому числі при бурінні в продуктивних пластах, що обмежує їх використання [3,4,5].

Розвиток технології застосування інгібуючих бурових розчинів пройшов стадії калієвих, кальцієвих, вапняних, силікатних, мінералізованих розчинів, розчинів на неводній основі (РНО) та емульсій. В якості інгібуючих добавок до таких розчинів використовувались неорганічні водорозчинні і малорозчинні солі, органічні полімери, вуглеводневі і синтезовані комплексні сполуки. В процесі досліджень фахівці поєднували кілька механізмів інгібуючої дії, зокрема, для обмеження гідратації, інкапсуляції та інших видів міжмолекулярної взаємодії набрякаючих чи тріщинних гірничих порід з інгібіторами, зокрема, для гальмування процесів осмосу і електролітичної дисоціації у відкритих стволах свердловин.

На сьогодні визнано, що при бурінні інтервалів з дуже складними ГГУ на ДДз найкращим є вапняний тип розчину на основі якісного вапна  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  з додаванням хлористого калію, відповідних полімерів та захисного органічного колоїду [6]. Завдяки достатньому вмісту в розчині гідроокис кальцію взаємодіє з мінералами і породами стінок свердловин у нерозчинній молекулярній, і навіть колоїдній формах, утворюючи міцну зцементовану перемичку, яка скла-

дається з фільтраційної кірки і зацементованого порового простору у проникних породах. Недоліком вапняних розчинів традиційно вважають те, що зі збільшенням глибин буріння та зростанням вибійних температур, у забруднених глиною і вибуреною породою розчинах складно контролювати структурно-реологічні властивості. Забруднений вапняний розчин при зупинках циркуляції може загустіти до нетекучого стану, а за обробки дефлокулянтами (до яких відносяться і вапно) – сильно розріджується, іноді аж до нульових показників СНЗ. За умов досконалої системи очищення і розуміння фізико-хімічних процесів у вапняному розчині, подібних проблем, зазвичай, не виникає, натомість ствол свердловини набуває стійкості протягом тривалого часу.

Альтернативу вапняним розчинам часто шукають в силікатних розчинах. Метасилікати натрію  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  або  $\text{Na}_2\text{O} \cdot (\text{SiO}_2)_n$  – середні солі, утворені слабкою кремнієвою кислотою  $\text{H}_2\text{SiO}_3$  і сильним лугом  $\text{NaOH}$ . Вони добре розчиняються у воді, концентровані розчини утворюють колоїдні гідрозолі з назвою “рідке скло” з формулою  $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ .

Характеристикою хімічного складу рідкого скла є силікатний модуль, який показує відношення кількості окису кремнію до кількості окису натрію (оксиду калію).

Для бурових розчинів використовуються переважно гідросилікати натрію чи калію ( $\text{NaHSiO}_3$  чи  $\text{KHSiO}_3$ ), причому гідросилікат калію має більшу інгібуючу дію. В розчині силікати дисоціюють на катіони  $\text{Na}^+$  чи  $\text{K}^+$ , силікат-іони  $\text{SiO}_4^-$  та гідроксил-іони  $\text{OH}^-$ . Кремній в складі силікату знаходиться переважно в полімеризованій чи колоїдній формі.

Силікатні розчини стабілізують глини за рахунок механізму утворення розчинного гелю з формуванням осмотичної мембрани в порах, та за рахунок переходу в більш щільну гелеву нерозчинну форму при реагуванні з полівалентними іонами  $\text{Ca}^{2+}$  і  $\text{Mg}^{2+}$ , що, зазвичай, знаходяться в пластовому флюїді, в глинистих мінералах чи в складі бурового розчину. Гель силікату кальцію, нерозчинного у воді, умовно можна називати кристалогідратом, оскільки він зв’язує значну кількість молекул води.

Силікатні розчини значною мірою позбавлені недоліків, характерних для забруднених вапняних розчинів. Силікати мають закріплюючу дію, при цьому суттєво не погіршуючи технологічні властивості бентонітового глинопорошку, який в складі розчину виконує роль структуроутворювача-понижувача фільтрації. В лабораторних дослідженнях ступеня набрякання глинистих порід в різних середовищах силікати проявляють інгібуючу дію навіть вище за вапно. На основі цих досліджень, наприклад, було створено силікатний буровий розчин Sildril фірми MI-SWACO [2]), що вміщує високомодульне рідке скло на рівні 2 % і КСІ до 5 %.

Фірмою Baker Hughes розроблено рецептуру силікатного розчину з термостабільністю до  $121^\circ\text{C}$  і густиною до  $1800 \text{ кг/м}^3$ . В ньому силікати “заліковують” пори і тріщини розмірами менше 0,5 мм, при цьому мінімальна концентрація  $\text{SiO}_2$  в розчині має складати не менше 10 г/л.

Суміш силікатів калію з гліколем під назвою BORE-HIB, як додатковий інгібітор, використовуються в інгібуючій системі Boremax фірми Varoid [1].

Відомо багато випадків використання силікатів в якості реагентів для посилення інгібуючих властивостей калієвих бурових розчинів, в тому числі для встановлення “силікатних ванн”. Успішність цих заходів була різною, проте необхідної ефективності зменшення осипань чи набрякань глинистих порід досягати часто не вдавалось [4,7].

**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Для посилення інгібуючих властивостей бурових розчинів було сформовано ідею створення в його складі синергетичної суміші компонентів (силікатів калію та гідроксидів кальцію), яка б мала широку комплексну дію на нестійкі глинисті породи, зокрема, ефективно зменшувати їх набрякання і осипання, попереджати поглинання та мінімізувати прояви диференційних тисків. Складність завдання полягала в тому, що натрієві чи калієві силікати реагують з гідроксидом кальцію з утворенням менш інгібуючої нерозчинної кальцієвої форми силікату. В розроблюваному розчині необхідно було мінімізувати швидкість реакції між цими компонентами, щоб інгібуючий і закріплюючий ефект розчину був максимальний.

При цьому розчин має бути ефективним при бурінні як в набрякаючих глинах, що не осипаються, так і в глинистих сланцях, що осипаються і обвалюються в ствол без суттєвого набрякання.

Завданням статті є описання високоінгібууючого вапняно-силікатного бурового розчину (ВСР) для умов ДДз. Для цього проведено дослідження рецептури, фізико-хімічного складу, властивостей та технологічних рішень при застосуванні розчину під час буріння.

Метою статті є пошук шляхів мінімізації виникнення ускладнень та аварій, пов'язаних з буровими розчинами, в процесі спорудження свердловин в дуже складних гірничо-геологічних умовах.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** В процесі пошуку наукових рішень для вирішення завдання з об'єднання вапняного та силікатного розчинів в одну систему, розробники звернули увагу на можливість сумісного застосування силікатів та гідроксидів в одній рецептурі. Теоретично, при одночасному застосуванні гідроксидів полівалентних металів і силікатів натрію чи калію, в результаті їх взаємодії (хімічної реакції) утворюються нерозчинні гідросилікати полівалентних металів з суттєвою втратою інгібууючих властивостей розчину.

Завдання полягало в необхідності радикального сповільнення швидкості хімічної реакції між цими реагентами, які, мінімально взаємодіючи між собою, могли б ефективно реагувати з глинистими породами і мінералами зі складу стінок свердловин за механізмом інгібууючої дії.

Способи різкого уповільнення хімічної реакції між силікатами натрію (чи калію) та вапном були знайдені. Для цього в склад розчину додали захисний органічний колоїд (реагент на основі гуматів - солей гумінових кислот), складений конденсованими в бензольні кільця ароматичними сполуками, що "зв'язують" активність інгібіторів ефірними і водневими зв'язками за рахунок наявності в його складі фенольних і гідроксильних радикалів (-ОН), карбоксильних (-COOH) груп, аміногруп (-NH<sub>2</sub>), хінонних і кетонних (-C=O) груп. В результаті утворились макромолекули, складовою яких є оточені радикалами силікати і гідроксид кальцію. При цьому зв'язки всередині макромолекул достатньо слабкі і дозволяють цим інгібіторам реагувати з глинистими сланцями зі складу стінок свердловини. Додатково, для подальшого зменшення швидкості хімічної реакції між інгібіторами, в розчині мінімізували вміст вільної води (за показником фільтрації) за рахунок створення відповідного колоїдно-полімерного середовища.

Проте реакцію між вапном і силікатами повністю зупинити неможливо, у розчині повільно утворюються продукти реакції – нерозчинні гідросилікати полівалентних металів:  $\text{Ca(OH)}_2 + \text{Na}_2\text{O} \cdot \text{SiO}_2 \rightarrow \text{CaO} \cdot \text{SiO}_2 \downarrow + 2\text{NaOH}$ .

Подальшими дослідженнями було визначено, що продукти реакції - нерозчинні гідросилікати полівалентних металів у водно-полімерному розчині, знаходячись в структурованому гелеподібному стані, сумісні зі стандартними регуляторами в'язкості і понижувачами фільтрації та мають достатньо високі інгібууючі властивості.

Таким чином було підготовано основні принципи створення розчину на основі інгібіторів: вапна, силікату натрію (чи калію) та деякої кількості продукту їх повільної реакції – гідросилікату кальцію.

Ця сумісність дозволила реалізувати ідею створення надзвичайно потужної інгібууючої системи (вапняно-силікатного розчину - ВСР), в якій кілька інгібіторів (гідроксид кальцію, гідросилікат натрію чи калію, кристалогідрат силікату кальцію) об'єднані в синергетичний механізм для попередження осипань і обвалів нестійких глинистих порід під час буріння свердловин.

Щоб об'єднати ці три компоненти в систему необхідно було досягти виконання кількох завдань:

- визначити оптимальні співвідношення компонентів, які дозволяють мати в складі розчину достатні для синергетичної інгібууючої дії сполуки;
- оптимізувати структурно-реологічні властивості розчину, в якому, у відповідних співвідношеннях, захищені органічним колоїдом, в нерозчиненому вигляді знаходяться гідроксид кальцію, у формі кристалогідратів - гідросилікат кальцію, в розчиненому вигляді – гідросилікати натрію чи калію;
- створити зручну товарну форму для оперативного і зручного введення силікату та вапна в буровий розчин.

Лабораторними дослідженнями було створено три рецептури ВСР (табл. 1).

Таблиця 1

## Рецептури досліджуваного ВСР

Реагенти, кг/м <sup>3</sup>	Рецептура 1	Рецептура 2	Рецептура 3
КСІ	40	50	60
Полімер А	12	12	12
Полімер Б	7	7	7
Біополімер	2	2	2
Органічний колоїд №1	40	-	20
Органічний колоїд №2	-	40	20
Гідрооксид кальцію	30	30	30
Гідроокис магнію	4	4	4
Силікат калію	30	-	15
Силікат натрію	-	30	15
Бентоніт	20	20	-
Крейда	50	50	50
Змашувальна добавка	40	40	80

Після виконання завдання виявилось, що, введені в розчин у певних співвідношеннях реагенти-інгібітори достатньо тривалий час зберігають активність для утворення непроникної фільтраційної кірки, закріплення пор і тріщин на стінках свердловини, зменшують диспергування вибуреної глинистої породи з покращенням ефективності очищення розчину на вібро-стах.

Параметри рецептур ВСР наведено в табл. 2.

Таблиця 2

## Параметри досліджуваного ВСР

Показники розчинів	Рецептура 1	Рецептура 2	Рецептура 3
Пластична в'язкість, мПа·с	17	18	15
ДНС, Па	20	16	17
600 RPM	54	52	47
300 RPM	37	34	32
200 RPM	28	30	25
100 RPM	21	22	18
6 RPM	8	8	6
3 RPM	6	5	4
СНЗ 10 сек., Па	6	5	4
СНЗ 10 хв., Па	7	8	7
АНІ фільтрат, мл/30 хв.	4.2	4.4	5.4
pH	10,5	10,3	10,1

Методи зв'язування вільної води для ВСР виявились близькі до методів для вапняних бурових розчинів: створення колоїдно-дисперсної системи на основі полімерів-понижувачів

фільтрації і органічного захисного колоїду. При бурінні, для підтримання постійно високої інгібуєної дії системи, потрібно періодично поповнювати розчин відповідними компонентами.

Для визначення інгібуєних властивостей ВСР було використано шлам та керновий матеріал, представлений аргілітом. Ці матеріали можуть якісно характеризувати інгібуєні властивості бурових розчинів, оскільки були відібрані зі свердловин, в яких відбувались осипання внаслідок недостатньої відповідності бурових розчинів гірничо-геологічним умовам буріння.

Структурний аналіз аргіліту з керну показав його склад, ваг. %: кварц - 19; калієвий польовий шпат - 1; плагіоклаз - 13; кальцит - 4; смектит - 44; іліт - 15; каолін - 3; хлорит – сліди. Аргілітовий шлам зі свердловини № 1 складався з (ваг. %): кварц - 21; плагіоклаз - 13; смектит - 41; іліт - 15; каолін - 8; хлорит – 2. Аргілітовий шлам зі свердловини № 2 складався з (ваг. %): кварц - 25; плагіоклаз - 11; смектит - 38; іліт - 18; каолін - 8.

Для порівняння інгібуєних властивостей ВСР з іншими інгібуєними розчинами було використано 2 методи.

Перший метод стосувався визначення ступеня гідратації шламу за показником ерозії (зменшення розмірів) в середовищі кількох розчинів протягом 18 годин. Було зроблено 2 дослід з шламом (аргіліт), що осипався зі стінок свердловини, та 1 дослід з шламом, виготовленим з керну (представлений аргілітом). Шлам мав розміри 2-4 мм після попереднього просіювання через сита з ятками 4 мм і 2 мм. Зазвичай, в середовищі неінгібованого розчину чи води глинистий шлам інтенсивно диспергується, в результаті, після висушування, його значний відсоток просіюється через сито. В середовищі високоінгібованого розчину такий шлам може зовсім не просіюватись, а в окремих випадках його загальна маса може навіть збільшитись. Цей тест було змодельовано в спеціальних формах в нагрівній роликівій печі до температури 100° С з обертанням форм.

Після проведення тесту частки породи розмірами понад 2 мм (тобто залишок після тестування) було промито і висушено в печі. Порівняння вагового відсотку породи необхідних розмірів до і після тестування дало умовний показник більш високих інгібуєних властивостей розчину.

Рецептури полімер-калієвого і вапняного розчину відповідали рецептурі 1 для ВСР за табл.1, за виключенням реагентів: в полімер-калієвому були відсутні силікат і вапно, у вапняному – відсутній силікат. При цьому в обидва розчини було додано деяку кількість полімера А для синхронізації їх показника фільтрації до рівня 4,2 см<sup>3</sup>/30 хв.

Тест з прісною водою проводився за звичайної температури відстоюванням протягом 18 годин в звичайному посуді. Основні дані з цього тесту наведено в таблиці 3.

Таблиця 3

### Тест з визначення часу еродування шламу з аргіліту в роликівій печі

Розчини	Залишок на ситі з отворами 2 мм, % по масі		
	Частки з керна	Частки з аргілітового шламу (св-на № 1)	Частки з аргілітового шламу (св-на № 2)
Прісна вода	76	81	84
Полімер-калієвий	94	96	93
Вапняний	97	97	96
ВСР, рецептура 1	99,5	100,5	99,5

Порівняння залишків на ситі показав найбільш високі інгібуєні властивості у ВСР (на рівні 99,7 %), дещо менші – у вапняного розчину (96,7 %), ще менші у полімер-калієвого розчину (94,3 %). Зростання маси шламу понад 100 % у ВСР зі свердловини № 1 відбулось за рахунок низької ерозії та реакції між глинистими мінералами з силікатом і вапном з утворенням на поверхні шламу “штукатурки” світлого кольору.



Другий метод стосувався порівняння полімер-калієвого, вапняного розчину та ВСР за показником лінійного набрякання глинистих порід. Цей тест проводився для визначення ступеня набрякання глинистих мінералів зі складу керна, отриманого при бурінні порід верхнього карбону свердловини № 3. Керн представлений пластичною глиною з вмістом монтморилоніту 65 %, який чутливий до дії фільтрату бурового розчину. Тест проводився при кімнатній температурі, зразки у вигляді спресованих у формах таблеток з глини поміщались в розроблені рецептури розчинів на певний час. Результати аналізу наведено в таблиці 4.

Таблиця 4

## Лінійне набрякання зразків глинистих порід

Розчини	Час контакту, діб	Лінійне набрякання, %	Час контакту, діб	Лінійне набрякання, %
Прісна вода	4	1,56	7	*
Полімер-калієвий	4	1,18	7	1,27 **
Вапняний	4	1,12	7	1,12
ВСР, рецептура 1	4	1,08	7	1,07

\* - всі таблетки зруйнувались; \*\* - частково зруйнувались до 50 % таблеток

Ступінь набрякання глинистих мінералів за показником лінійного набрякання в розчині ВСР, в порівнянні з вапняним розчином, показав суттєво кращі результати, інгібуюча дія полімер-калієвого розчину значно поступається останнім двом. В прісній воді зразки глини руйнуються після 4<sup>x</sup> діб витримки.

Таким чином, враховуючи результати цього тесту, можна зробити висновок, що ВСР може бути успішно застосованим для випробувань в нестійкому глинистому розрізі ДДз замість традиційно використовуваних полімер-калієвих розчинів.

Завдання зі створення зручної товарної форми для оперативного і зручного введення силікату в буровий розчин вирішувалось на основі відомих технологічних рішень, що стосуються створення комплексних реагентів з кількох компонентів. Зазвичай, оптимальною товарною формою є сухий порошкоподібний стан, який зручно тарувати в мішки і швидко додавати в технологічні рідини на свердловинах. Для цього на свердловинах є в наявності блоки приготування з гідроворонками, через які ведеться циркуляція за допомогою насосів.

В сухому порошкоподібному комплексному реагенті один компонент виконує роль “носія” або наповнювача, що не дозволяє “злежуватись” (злипатись, гідратуватись, окислюватись) іншому компоненту, який є основним за технологічними властивостями.

На українському ринку раніше силікати поставлялись у вигляді в’язкої рідини (гелю) у бочках, яку було незручно додавати в технологічні рідини на бурових. На сьогодні підприємствами – виробниками цієї продукції освоєно випуск твердих, в тому числі подрібнених силікатів.

Проте, тверді порошкоподібні силікати легко злипаються і гідратуються. При додаванні у бурові розчини, що вміщують вапно і цемент, розчинні силікати реагують з переходом в нерозчинну кристалічну форму. В буровому розчині типу ВСР цей процес має бути повільним, контрольованим.

Для мінімізації ефекту злипання і знаходженні в розчинній формі в середовищі ВСР було створено комплексний порошкоподібний силікатний реагент (КПСР), який зручно додавати в технологічні рідини на свердловинах.

КПСР вміщує порошкоподібний силікат натрію чи калію, сухий порошкоподібний органічний захисний колоїд (для захисту від швидкого реагування з іонами кальцію), та наповнювач (крейда, графіт, вапняк, доломіт, мармурова крихта) для попередження злипання при тривалому зберіганні в мішках.

Оптимальні концентрації компонентів залежать від силікату, типу захисного колоїду, типу бурового розчину та об'єму тарування.

**Висновки.** Проведеними дослідженнями було створено буровий розчин з винятково сильними інгібуючими властивостями та комплексний силікатний реагент, який зручно тарувати і додавати в цей розчин.

#### Список літератури

1. Інформація з сайту [www.Halliburton.com](http://www.Halliburton.com).
2. Інформація з сайту [www.miswaco.com](http://www.miswaco.com).
3. Кулагин П.Г. Известковые растворы для укрепления стенок скважины [Текст] / П.Г. Кулагин, А.А. Васильченко, Е.В. Саломатина // Газовая промышленность, 1985. – № 2. – С. 19.
4. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли: пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
5. Боровик М.В. Довідник буровика [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, С.В. Кривуля, В.М. Світлицький. – Харків, 2015.
6. Безглинистий 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, В.Л. Кушнар'єв, Я.С. Яремійчук (Україна). - Опубл. 15.03.2005. Бюл. № 3. – 4 с.
7. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. – 664 с.

Надійшла до редакції 03.02.20

УДК 622.245.121/124;622.245.42.

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

### ПРОБЛЕМИ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН І ВАРІАНТИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

*Здійснено аналіз проблем, пов'язаних з кріпленням свердловин, та шляхи їх вирішення. Показано, що відсутність герметичності є причиною зминання обсадних колон під час експлуатації свердловин, висока густина цементного розчину зменшує продуктивність свердловин, витрати на капітальний ремонт зменшують економічну ефективність видобувних підприємств. Запропоновано нову комплексну технологію, яка радикально вирішує більшість проблем, пов'язаних з кріпленням свердловин.*

*Проведен анализ проблем, связанных с креплением скважин, и пути их решения. Показано, что отсутствие герметичности является причиной смятия обсадных колонн во время эксплуатации скважин, высокая плотность цементного раствора уменьшает продуктивность скважин, затраты на капитальный ремонт уменьшают экономическую эффективность добывающих предприятий. Предложена новая комплексная технология, которая радикально решает большинство проблем, связанных с креплением скважин.*

*An analysis of the problems associated with well casing and ways of solution was carried out. It is shown that the casing leaks cause the crumpling of a casing column during the operation of wells. High density of cement solution reduces the productivity of wells, the cost of major repairs reduces the economic efficiency of oil and gas enterprises. A new integrated technology has been proposed that radically solves most of the problems associated with wells casing.*

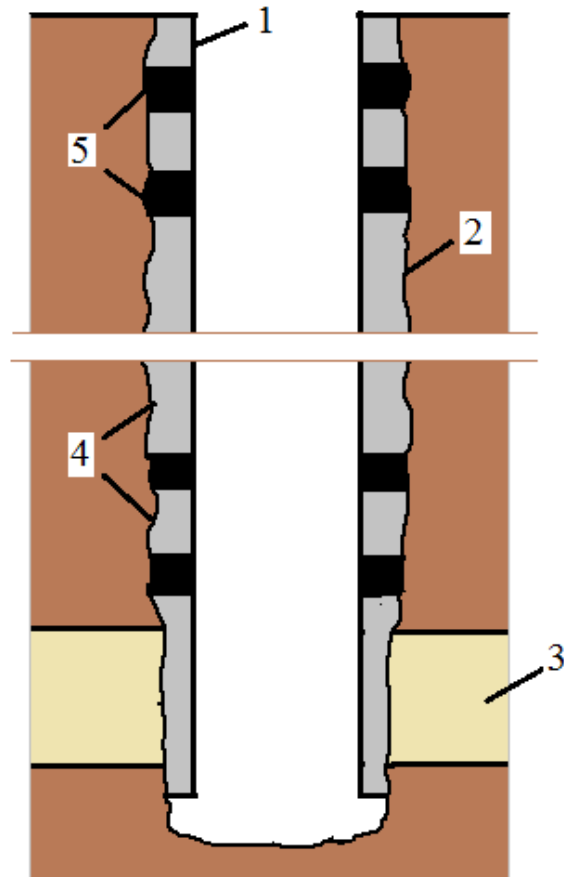
**Постановка проблеми.** Відомо, що цементний камінь у за колонному просторі свердловини виконує дві основні функції – закріплення (фіксування) обсадної колони у стволі, а також попередження виникнення за колонних перетоки флюїдів. Потенційно найбільшим недоліком традиційної технології кріплення обсадних колон є намагання сформувавши твердий міцний камінь за колоною. У флюїдонасиченому розрізі, ще під час тужавіння в цементному розчині розпочинається процес утворення каналів, по яких діятимуть перетоки флюїдів. Це призводить до втрати герметичності свердловини. Тому функцію герметизатора за колонного простору повинен виконувати тампонажний матеріал, що протистоїть утворенню каналів. Такий матеріал має бути пластичним і термодинамічно стабільним. Найбільш придатним і ефективним матеріалом для виконання функції такого герметизатора виявився бітум, розчинений у вуглеводнях, у комбінації з різними домішками.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Вперше технічне рішення, в якому функції підтримання обсадної колони у зваженому стані та герметизування за колонного простору були розділені між двома типами тампонажних розчинів – водним твердіючим і гідрофобним нетвердіючим, запропоновано у винаході [1]. Згідно з цим патентом, спосіб кріплення свердловин полягає у почерговому закачуванні у за колонний простір свердловини тампонажного (цементного) розчину, що утворює камінь, та тампонажного розчину, що не утворює камінь. Нетвердіючий розчин являє собою гідрофобне пластичне тіло, яке вміщує обважнювач та частинки нерозчиненого бітуму.

Відомо, що пластичним є тіло, що безповоротно змінює форму під дією зовнішнього тиску. Лабораторні дослідження [1] свого часу виявили, що пластична бітумна перетинка завтовшки 1–2 см здатна утримати перепад тиску газу у 2,5 МПа. Розташування кількох гідрофобних пластичних пакерів (перетинок) над продуктивним пластом, в місцях стикування секцій колони, між водоносними пластами, на усті свердловини тощо може повністю запобігти перетіканню газу (флюїдів) за будь-якої якості цементного каменю і повної відсутності його контакту з колоною та стінками обсадних труб. Певним недоліком цієї технології можна вважати лише те, що вона не передбачає захисту пластів з аномально низьким тиском від впливу надмірного навантаження стовпа тампонажного розчину на продуктивний пласт.

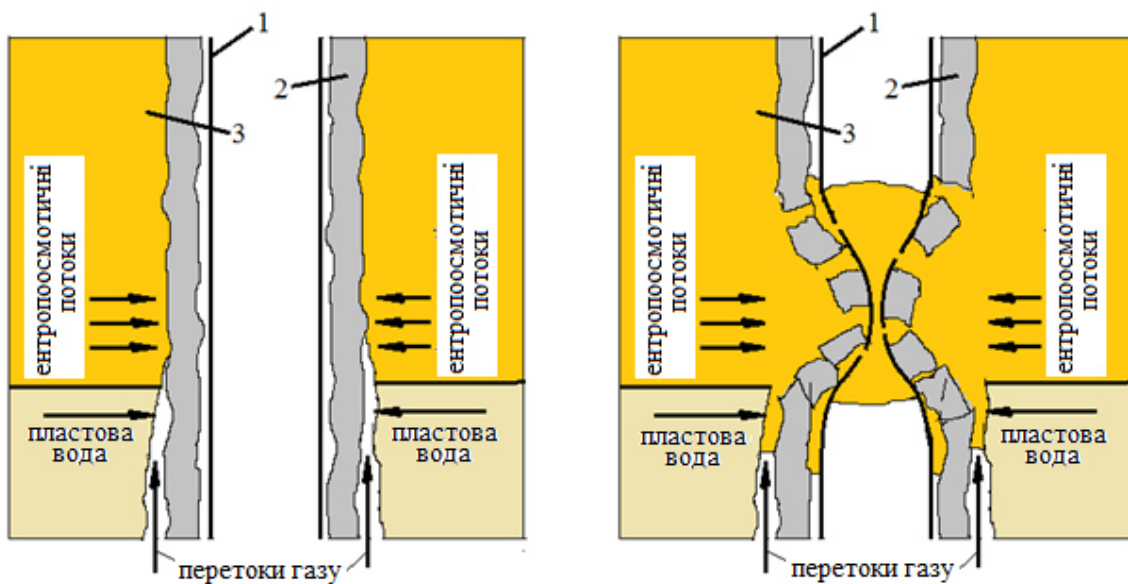
Схема кріплення обсадної колони із застосуванням гідрофобних пластичних пакерів зображена на рис. 1.

В опису до патенту [1] зазначено, що технологія використання гідрофобних пластичних пакерів попереджає виникнення таких аварій, як зминання (деформацію) обсадних колон у глинистих та сольових відкладах під час експлуатації свердловин. Традиційно вважається, що зминання викликає аномально високий тиск флюїдів з пластів, що залягають нижче [2]. Натомість, зминання колон відбувається і тоді, коли основні продуктивні пласти вже виснажені, а міцність кріплення свердловини розрахована на дію геостатичного тиску. Наприклад, у хомогенних відкладах пермі Шебелинського газоконденсатного родовища надвисокі деформуючі напруження почали проявляти себе у 70-ті роки минулого століття, тобто через 10-15 років після завершення спорудження свердловин. Так, в інтервалі залягання солей і галопелітів відбувалося зминання колон, міцність яких була розрахована на геостатичне навантаження. На структурній карті свердловини з порушеними колонами утворювали контур, який співпадав з контуром газового родовища. Було встановлено причинно-наслідковий зв'язок між інтенсивною експлуатацією родовища, просіданням товщі гірських порід на кілька метрів у склепінній частині структури, зсувом гірських порід на периферійній частині, порушенням цементного кільця за обсадними колонами свердловин, надходженням газу з продуктивного пласта на кілька сотень метрів вище в інтервал залягання солей та галопелітів і розвитком там напружень, які перевищують геостатичний рівень. У працях [3-6] детально розглянуто фізико-хімічний механізм генерації та нагромадження механічної енергії в системах „глина – вуглеводневі гази – вода” і „сіль – вуглеводневі гази – ропа” та утворення маленьких соляних або глинистих діапів, рух яких в напрямку свердловини викликає деформацію обсадної колони (рис. 2).



1 – обсадна колона; 2 – стінка свердловини; 3 – продуктивний пласт;  
4 – цементний камінь; 5 – гідрофобний пластичний пакер

Рис. 1. Схема кріплення обсадної колони із застосуванням гідрофобних пластичних пакерів



1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – глинисті або сольові, або галопелітові відклади

Рис. 2. Схема утворення систем „глина – вуглеводневі гази – вода”  
і „сіль – вуглеводневі гази – ропа” і змінання обсадної колони

Відомо [3,4], що системи „глина – вода” і „сіль – ропа” являють собою пластичне тіло, яке здатне рухатися під дією зовнішнього навантаження. Надходження у ці системи газу метану збільшує структурну організованість (СО) розчинника (відповідно води і ропи), що згідно з ентропоосмосом викликає довільний рух розчинника згідно з градієнтом СО. Таким чином відбувається самотискання рідини і нагромадження тиску. Оскільки зростання тиску додатково збільшує градієнт СО, що є проявом позитивного зворотного зв'язку, то процес нагромадження тиску триватиме, доки пластичні породи не деформують обсадну колону і не витечуть у колонний простір свердловини (рис. 2). Вирішальним елементом цієї моделі деформації колони є негерметичність і заколонний потік метану у породи, схильні до пластичної течії. Відомо [5], що зминання колон може охоплювати до 30% свердловин на родовищах, які тривалий час перебувають у розробці. У дослідженні [6] доведено, що неякісне цементування і виникнення заколонних перетоків газу може призвести до втрати високодебітної свердловини вже у перші роки її експлуатації.

В Росії були проведені порівняльні випробування технологій кріплення компаній Schlumberger, Halliburton та РПЦ «Нефтемаш-Наука» [7] щодо використання в тампонажному цементі спеціальних домішок, які обмежують надходження газу у поровий простір. Жодна з цих компаній не показала значного покращення якості спорудження свердловин і герметичності заколонного простору. Найкращий результат виявився у компанії Halliburton, всі свердловини якої не мали міжколонних тисків. Зазначимо, що компанія Halliburton у складі тампонажних композицій використовувала гільсоніт, тобто природний бітум.

Інший спосіб вирішення проблеми забезпечення герметичності свердловин запропонований у роботі [8]. Згідно зі способом, тампонажний розчин на вуглеводневій основі готують шляхом змішування цементу з водою та регулятором терміну тужавіння і наступному диспергуванні цементного розчину у дизельному паливі. При цьому, дизпаливо вміщує ПАР, наприклад, сульфол, і регулятор фільтрації, наприклад, високоокислений бітум, а воду, що виділяється під час взаємодії компонентів, видаляють. Приготований тампонажний розчин закачують у заколонний простір свердловини і витримують від 30 діб і більше до утворення цементного каменю.

Наведена вище технологія, для реалізації якої створено цементні розчини на вуглеводневій основі за авторськими свідоцтвами СРСР №№ 502111, 502852, 684128, задовільно попереджувала виникнення заколонних перетоків у свердловині.

Недоліком цієї технології є, в першу чергу, висока тривалість процесу, пов'язана з тим, що утворення мінерального в'язучого відбувається тільки після руйнування зворотної емульсії та появи вільної води у системі. Додатковими недоліками способу є складність технології приготування тампонажного розчину, яка пов'язана з необхідністю видаляти надлишкову воду, а також висока витрата дорогого дизельного палива.

Важливо розглянути і таку актуальну проблему, як кріплення обсадних колон в інтервалах залягання бішофітів, що інтенсивно витікають у свердловину під час буріння та іноді зминають обсадну колону під час експлуатації.

Течія бішофітів обумовлена переважно дією гірського тиску, хоча ініціює процес контакт бішофітів з водним середовищем. В ДДз пласти бішофітів розкривають під час розбурювання порід краматорської свити нижньої пермі. Зминання обсадних колон доволі часто виникає через 20-40 діб після кріплення інтервалу або одразу після освоєння свердловини, чи у перші місяці експлуатації. Така закономірність дає підставу пов'язати зминання з надходженням газу в інтервали залягання пластів солей і галопелітів.

У патенті РФ [9] запропоноване цікаве технічне рішення: під час кріплення свердловини заколонний простір заповнювати ропою. Тоді каверни і рідини в ній функціонують як пружний м'яч за умови повної герметичності цементного каменю, утвореного у теригенних породах. При реалізації такої технології гірський тиск від пластичних порід передається у всі боки однаково і попереджається розвиток надгеостатичного тиску.

У патенті України [10] у розвиток ідеї з патенту [9] запропоновано використовувати у якості пластичного тампонажного матеріалу гідрофобний пластичний пакер, як у патенті [1]. Таке технічне рішення гарантовано забезпечить герметичність заколонного простору навіть у випадку втрати герметичності цементного каменю вище і нижче інтервалу залягання солей.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** З наведеного вище огляду зрозуміло, що більшість проблем, пов'язаних з кріпленням свердловин, пропонується вирішити шляхом використання такого простого, недорогого матеріалу, як бітум та його аналоги. Технології кріплення із залученням бітуму у тому чи іншому варіанті є нескладними і, на наш погляд, повинні широко застосовуватися у виробництві.

Існує ще одна проблема кріплення свердловин, яка пов'язана з тим, що густина традиційних тампонажних розчинів сягає рівня вище  $1800 \text{ кг/м}^3$ . Переважна більшість родовищ вуглеводнів в Україні вже досягли стадії розробки, коли продуктивні пласти є виснаженими. Використання полегшуючих домішок (перліт, склогранули тощо) значно збільшують витрати на кріплення свердловин, але не вирішують проблему.

Метою даної статті є виявлення нових тампонажних систем і технології їх застосування, які забезпечують надійну і довготривалу герметичність свердловини; укріплення стінок продуктивних пластів з аномально низькими тисками; зменшення тиску стовпа тампонажного розчину до рівня, який попередить розрив пласта і поглинання розчину.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Підготовка ствола свердловини до кріплення її обсадною колоною розпочинається вже на стадії буріння, коли відбувається хімічна та фізико-хімічна взаємодія середовища бурового розчину зі стінками ствола. Звичайно бажано, щоб на момент завершення буріння інтервалу гірські породи на стінках були б такими ж міцними, як до початку буріння, або навіть стали міцнішими. Ефект зміцнення стінок, складених теригенними породами, відбувається при використанні бурового розчину із закріплюючими властивостями – вапняний або силікатний. Класичним прикладом хімічного укріплення стінок свердловини є застосування вапняних розчинів на свердловинах 500, 600, 700 та 800 на Шебелинському родовищі в інтервалі залягання виснажених продуктивних пластів картамишської свити. Наступне цементування цих інтервалів розчином з густиною більше  $1800 \text{ кг/м}^3$  відбулось без ускладнень.

Ефекту хімічного закріплення стінок свердловини можна також досягти і по завершенню інтервалу бурінням шляхом застосування ванни з вапняним «молочком» або силікатної ванни за патентом України № 35862. Ізольований таким чином продуктивний пласт повністю зберігає свої колекторські властивості, а цементний розчин з нерегульованою фільтрацією не втрачає прокачуваність через втрату фільтрату.

Для зменшення репресії стовпа тампонажного розчину на продуктивний пласт та забезпечення герметичності свердловини група авторів розробила оригінальний спосіб кріплення нафтових і газових свердловин [11], який включає закачування тампонажного розчину на основі глинистого матеріалу, що не утворює каменю, у заколонний простір на всю довжину обсадної колони, ізоляцію колонного простору від заколонного шляхом цементування обсадної колони у нижній частині у межах однієї труби продавлюванням необхідної порції цементного розчину у заколонний простір слідом за розчином на основі глини, який містить сухі гранули, що складаються з глини та поліакриламід. Важливо те, що закачування розчину на основі глинистих гранул здійснюють протягом обмеженого часу до того, як відбувається повне зволоження та руйнування гранул і втрата прокачуваності розчину.

Очевидно, що виготовлення сухих гранул глини з полімером є складною і енерговитратною операцією, а процес зволоження гранул і момент втрати текучості контролювати складно. Важливим і корисним моментом цього технічного рішення є використання тампонажного розчину, що не утворює камінь, практично по всій довжині обсадної колони.

У розвиток такого технічного рішення ми пропонуємо комплексну технологію, яка включає:

- попереднє хімічне укріплення стінок свердловини після проробки ствола перед спуском колони;
- закачування у заколонний простір гідрофобного тампонажного розчину, що вміщує розчинений у вуглеводнях бітум, порошок бітуму, розчинення якого забезпечує утворення пластичного тіла за колоною, а також допоміжні домішки (неорганічні згущувачі і обважнювачі і при необхідності - водну фазу з вапном, органічними колоїдами, полімерами тощо);

- проведення закачування у нижню частину за колонного простору довжиною 50-150 м порцію тампонажного розчину з вмістом порошку бітуму, який робить тампонажний камінь непроникним для газу.

При реалізації запропонованої технології можливе використання бітумного пластичного матеріалу, як це передбачено у патенті [1]. Ця технологія, яка вкрай необхідна для спорудження свердловин на завершальній стадії розробки, може бути поширена з великим економічним та технологічним ефектом на родовищах, де пластові тиски в продуктивних горизонтах є високими і навіть аномально високими.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що при вмісті бітуму у цементному розчині до 40 мас. % утворюється цементний камінь з достатньою міцністю (табл.).

Суміш досліджувалася при різних співвідношеннях портландцементу марки ПЦТ-100 і будівельного бітуму, подрібненого за допомогою млина. Цементний розчин без бітуму мав параметри: розтічність - 215 мм; густина  $\rho = 1842 \text{ кг/м}^3$ ; В/Ц – 0,48; КЦ (3) при  $75^0 \text{ C}$  та 30,0 МПа через 84 хв. – густа паста, а через 3 доби – міцний камінь.

### Параметри цементного розчину і міцність каменю в залежності від вмісту бітуму

Вміст бітуму, мас. %	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Розтічність, мм	В/Ц	Міцність на згин, МПа
5	1794	250	0,5	6
10	1793	250	0,5	5
15	1694	250	0,5	4
20	1500	250	0,5	3,2
30	1447	240	0,5	2,3
40	1320	220	0,5	1,8

Що стосується зниження міцності цементного каменю зі збільшенням вмісту бітуму у тампонажній суміші, то її можна підвищувати, наприклад, шляхом додавання вапна.

Спираючись на залежності, наведені у таблиці, можна підібрати склад цементного розчину, згідно, наприклад, з патентом України № 71326. У патенті України № 71325 наведений спосіб приготування цементного розчину за обраною рецептурою. Для спрощення технології приготування тампонажних рідин для широкого діапазону геологічних умов доцільно використовувати комплексний реагент за патентом України № 122291, основним компонентом якого є бітум у порошковій формі.

Перехід до широкого застосування запропонованої комплексної технології забезпечує:

- повну і довготривалу герметичність свердловини;
- повне збереження колекторських властивостей продуктивних пластів;
- відсутність аварій та ускладнень під час кріплення свердловини та її експлуатації;
- можливість вилучення зі свердловини обсадних труб у разі потреби.

**Висновки.** Використання бітумного пластичного матеріалу при цементуванні свердловин на завершальній стадії розробки, може виявити великий економічний та технологічний ефект на родовищах, де пластові тиски в продуктивних горизонтах є високими і навіть аномально високими.

Ця технологія може суттєво зменшити кількість і складність за колонних перетоків газу, міжколонних тисків та припливів пластової води, які виникають після цементувальних операцій і в процесі освоєння та експлуатації свердловин.

### Список літератури

1. Патент РФ №2068489. МКІ 7 Е21В 33/13. Спосіб кріплення скважин. А.А. Васильченко (Україна). Заявка 92003771/03. Заявлен 26.10.92. Опубл. 27.10.96.
2. Измайлов Л.Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн [Текст] / Л.Б. Измайлов. – М.: Недра, 1984. – 181 с.

3. Васильченко А.А. Физико-химический механизм развития сверхгеостатических давлений и смятия обсадных колонн [Текст] / А.А. Васильченко. – М.: Дип. во ВНИИЗгазпроме, 1986. – № 434Д.

4. Васильченко А.А. Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах. [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІГаз, 1998. – С. 23-33.

5. Васильченко А.О. Розвиток надгеостатичних тисків в солета глиновміщуючих породах і змінюються обсадних колонн [Текст] / А.О. Васильченко, В.М. Фільов // Зб. матеріалів наук.-практ. конф. «Нафта і газ України-96». Т.2. – Харків, 1996. – С. 165-166.

6. Васильченко А.О. Модель процесу змінюються обсадних колонн газових свердловин під час експлуатації та способи попередження таких аварій [Текст] / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість, 2010. – № 10. – С. 22-24.

7. Шарафутдинов З.З. Прорыв пластовых флюидов через зацементированное пространство скважин и основные пути его предотвращения. [Текст] / З.З. Шарафутдинов, В.В. Иннолитов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2008. – № 6. – С. 41-46.

8. Лубан В.З. Вплив бурових та тампонажних розчинів на стійкість стінок свердловин у хомогенних відкладах. Автореферат дисертації ... канд. техн. наук. МНХІП ім. І.М. Губкіна. – М. – 1979. – 25 с.

9. Патент РФ № 2066735. МКИ 7 Е 21 В 33/14. Способ крепления скважин в текучих породах / Шмелев П.С. и др. - 93051185/03. Заявл. 01.11.93; Опубл. 20.09.96. Бюл. № 26. – 4 с.

10. Патент України № 62250. МКИ 7 Е 21 В 33/14. Спосіб кріплення свердловин у породах, схильних до пластичних деформацій / Буняк Б.Т., Фільов В.М., Васильченко А.О. та ін. – 2003021231. Заявл. 11.02.2003; Опубл. 15.12.2003. Бюл. № 12. 3с.

11. Патент РФ № 2046926. МПК 6 Е 21 В 33/14. Авторы: В.С. Черномырдин и др. Заявка 49444154/03. Заявлен 29.04.91. Опубл. 27.10.95.

Надійшла до редакції 03.02.20

УДК 622.248.3:622.2 44.442

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

### **САМООРГАНІЗАЦІЯ МОЛЕКУЛ У КОМПЛЕКСИ – ПЕРСПЕКТИВНИЙ НАПРЯМОК СТВОРЕННЯ РЕАГЕНТІВ ДЛЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ**

*Викладено теоретичні основи створення високоефективних бурових розчинів, що складаються з простих і недорогих компонентів переважно вітчизняного виробництва. Запропоновано використовувати властивість матеріальної субстанції до самоорганізації і еволюції до довершеної структури з новими функціями. Зазначено, що доцільно перенести виготовлення високоефективних супрамолекулярних комплексів безпосередньо на бурову, де у преміксах лише при перемішуванні реалізувати процес самоорганізації молекул різного типу у складну структуру з новими корисними властивостями. Наведено приклади утворення супрамолекулярних комплексів.*

*Изложены теоретические основы приготовления высокоэффективных буровых растворов, которые состоят из простых и недорогих компонентов преимущественно отечественного производства. Предложено использовать способность материальной субстанции к самоорганизации и эволюции в сторону совершенной структуры с новыми функциями. Отмечено, что целесообразно перенести изготовление высокоэффективных супрамолекулярных комплексов непосредственно на буровую, где в премиксах всего лишь за счет перемешивания реализовать процесс самоорганизации молекул различного типа в сложную структуру с новыми полезными свойствами. Приведены примеры образования супрамолекулярных комплексов.*



*Theoretical foundations of the creation of highly effective drilling fluids, consisting of simple and inexpensive components mainly of domestic production were described. It is proposed to use the material substance property to self-organization and evolution toward a perfect structure with new functions. It is noted that it is advisable to transfer the production of highly effective supramolecular complexes directly to a drill site, where there just through stirring in premixtures the process of self-organization molecules of different types in complex structure with new useful properties is realized. Examples of the formation of supramolecular complexes are given.*

**Постановка проблеми.** За більш ніж вікову історію розвитку технологія бурових розчинів пов'язувала характеристику хімічних реагентів з проблемою, яку вирішує кожний реагент відособлено під час буріння свердловини: понижувач фільтрації, розріджувач, структуроутворювач, диспергатор, інгібітор руйнування стінок, обважнювач, кольматант, регулятор лужності тощо. Ці характеристики закріплювалися за реагентами як ярлики. Школами з бурових розчинів провідних сервісних фірм з бурових розчинів такого роду інформація передається кожному новому поколінню фахівців як беззаперечне твердження. Щорічно Американським нафтовим інститутом та Міжнародною асоціацією бурових підрядників видається «Класифікатор бурових розчинів», наприклад [1], в якому наведені сотні фірм-виробників кількох тисяч найменувань реагентів з дуже короткою характеристикою-ярликом.

Фахівцями з бурових розчинів УкрНДІгазу за останні 50 років було розроблено теорію фізико-хімічного руйнування стінок свердловин і, відповідно, технологію збереження і закріплення стінок свердловин за допомогою не окремих реагентів, а синергетичних комплексів реагентів, які виконують багато корисних функцій у складі бурових розчинів різного типу - прісних, мінералізованих, мало- і безглинистих, полімерних тощо. Новий підхід до технології обробки та приготування бурових розчинів виявив неоднозначність традиційних теоретичних засад з бурових розчинів, для яких характерні безапеляційні твердження відносно окремих реагентів та бурових розчинів.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Основними чинниками, які формують сьогодні теоретичні погляди студентів та молодих фахівців, є класичне видання 80-х років минулого століття Дж. Грея і Г. Дарлі [2], енциклопедія Я.А. Рязанова [3], що увібрали зі старих джерел інформацію із усіма суперечливими положеннями, а також численні посібники, розроблені фахівцями сервісних компаній з бурових розчинів. Час від часу до 16 спірних тверджень піддавались критиці у статтях [4-6] та монографії [7]. Галузевий журнал «Нафтова і газова промисловість» пропонував у статті [5] розпочати обмін думками відносно проблем розвитку теорії бурових розчинів та технології їх застосування, однак спільної позиції не було вироблено.

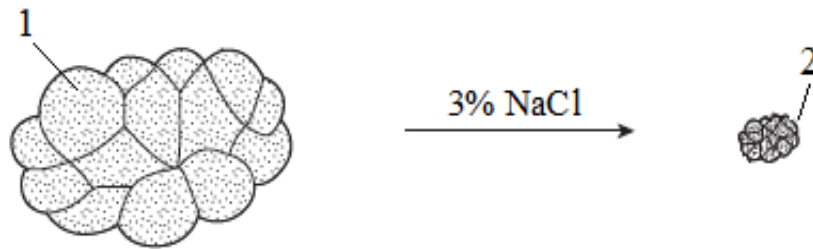
**Формулювання завдань, досліджень та мети статті.** Нафтогазова галузь разом з світовою економікою переживають кризу, пов'язану з падінням попиту і цін на вуглеводні. В такій ситуації підприємства повинні переходити до радикального зменшення витрат на видобування нафти і газу. Кризова ситуація примушує менеджерів сервісних компаній з бурових розчинів відмовитися від звичного для них принципу заробляти на застосуванні дорогих хімреагентів у великій кількості.

Дослідники з бурових розчинів УкрНДІгазу у своїй діяльності традиційно дотримувалися принципу: бурові розчини повинні бути максимально інгібованими, навіть мати властивість закріплювати стінки свердловин; складатися з недорогих, простих реагентів переважно вітчизняного виробництва.

Більшість хімічних реагентів і бурових розчинів на їх основі були створені відповідно з наведеними вище принципами, і мають шанс отримати широке застосування. Для реалізації цього шансу необхідно, щоб науково-технологічна продукція за цими принципами мала реальну перевагу над тим, що пропонують світові сервісні компанії за такими показниками, як технологічна ефективність, вартість приготування та використання бурових розчинів.

Метою цієї статті є детальне викладення теоретичних основ створення вискоєфективних бурових розчинів, що складаються з простих і недорогих реагентів переважно вітчизняного виробництва. Предметом теоретичного аналізу будуть слугувати вже розроблені комплексні реагенти та мало- і безглинисті бурові розчини, захищені патентами.

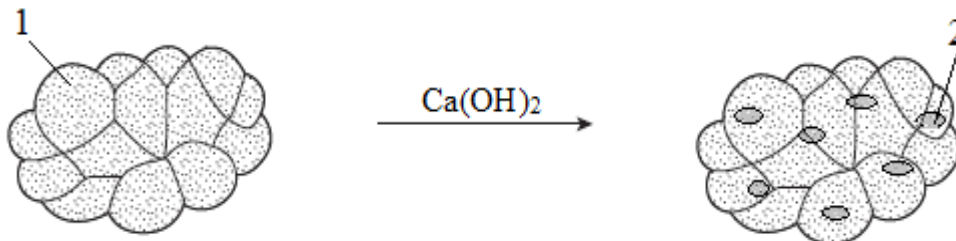
**Виклад основного матеріалу досліджень.** Моментом виникнення власного напрямку з бурових розчинів в УкрНДІгазі можна вважати створення у 60-тих роках минулого століття П.Г. Кулагіним безглинистого солестійкого бурового розчину з властивістю хімічно закріплювати стінки свердловини (БСК), що складався з простих трьох компонентів: буре вугілля або торф, каустична сода, вапно [8]. Основою розчину БСК був синергетичний комплекс (в ті часи синергетика, як наука, ще не існувала), або супрамолекулярний комплекс (напрямок супрамолекулярної хімії виник також пізніше), який складався з макромолекул гумату натрію і молекул гідроксиду кальцію. З утворенням комплексу гумати набувають необмежену солестійкість, а розчинність вапна збільшується багатократно. Відомо, що молекули гуматів втрачають розчинність у воді вже при концентрації солі 3 % (рис. 1) внаслідок дегідратації функціональних груп.



1 – гідратована молекула гумату; 2 - дегідратована молекула гумату

Рис. 1. Втрата розчинності молекулою гумату у розчині солі

В результаті зв'язування молекул гідроксиду кальцію, які мають власну гідратну оболонку, за допомогою водневих зв'язків, виникає додаткова гідратація, що не зникає при збільшенні концентрації солі. При цьому молекули «гостей» перешкоджають згортанню макромолекули гумату у глобулу меншого розміру. На рис.2 зображено утворення супрамолекулярного комплексу макромолекули гумату з молекулами гідроксиду кальцію.



1 - макромолекула гумату; 2 - молекули гідроксиду кальцію

Рис. 2. Утворення синергетичного (супрамолекулярного) комплексу макромолекули гумату з молекулами гідроксиду кальцію

Багатьма фахівцями з бурових розчинів досі вважається, що механізм інгібування вапна полягає в участі іонів кальцію (після дисоціації гідроксиду кальцію) в іонообмінних процесах на поверхні глинистих мінералів з утворенням їх кальцієвої форми, яка менше гідратується. Таке міркування свого часу привело до появи висококальцієвих бурових розчинів, які, за задумом розробників, повинні були перевищувати вапняні системи за інгібуючими властивостями. Ці наміри не виправдалися. Справжній механізм не інгібуючої, а закріплюючої дії вапна полягає у хімічній взаємодії молекул з силікатними та алюмосилікатними породами з утворенням цементного шару. Тому після автоклавної обробки аргілітового матеріалу сірий або чорний колір часток стає білим. Важливо те, що при прогріванні в автоклаві часток аргіліту у розчині вугільно-лужного реагенту з вапном - колір часток стає інтенсивно чорним, при цьому структура породи зміцнюється. 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.

Серед неорганічних речовин є ще один реагент, який здатний забезпечити буровому розчину закріплюючі властивості – це калієве або натрієве рідке скло, тобто гіросилікати лужних металів. Якщо вапно утворює закріплюючий цементний шар тільки на поверхні силікатів або алюмосилікатів, то рідке скло здатне зміцнювати стінки свердловини, складені крейдою, доломітом, ангідритом тощо (за рахунок хімічної реакції з утворення цементного шару), і аргілітами та глинистими породами (за рахунок переходу високомодульного рідкого скла у гель полікремнієвої кислоти і його затвердіння на стінках свердловини). 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, наприклад, відомо, що у морській воді одночасно перебувають іони кальцію і кремнієвої кислоти, а живі істоти використовують ту чи іншу речовину для своїх потреб. Крім того, у пластових водах крейдяних товщ також співіснують іони кальцію і кремнієвої кислоти. Коли потік пластової води натрапляє на зародок кристалів, дуже вибірково починає зростати кремінне тіло (метасома), яке оточене мембраною селективної дії [9].

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, перетворення структури та перенесення до певного місця – це все основні функції супрамолекулярних об'єктів [10]. Якщо молекули гідроксиду кальцію та силікатів лужних металів розташувати в складі різних органічних макромолекул (оточити бар'єром), 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, переносять їх потоком бурового розчину і віддають хімічно спорідненій речовині на стінці свердловини з утворенням хімічного ковалентного зв'язку. Пошукові лабораторні дослідження показали перспективність цього напрямку удосконалення бурових розчинів із закріплюючими властивостями.

У дусі традицій напрямку бурових розчинів УкрНДІгазу запропоновано дві максимально прості рецептури, що складаються з  $3^x - 4^x$  компонентів, мінімально підданих хімічному перетворенню, проте придатних до застосування у складних гірничо-геологічних умовах завдяки властивості закріплювати стінки свердловин. В цьому випадку важливу роль на підтвердження характеристики «екологічно чистий» відіграє саме мінімальна хімічна переробка реагентів і мінімальні витрати енергії. У роботі [14] запропоновано враховувати ступінь хімічного перетворення реагенту і супутні енергетичні витрати при визначенні його екологічної чистоти.

У відповідності до традицій були виконані дослідницькі роботи з радикального підвищення ефективності відомих реагентів без переробки у хімічних реакторах, висушування, подрібнення - процес утворення реагенту з промислового підприємства перенесений безпосередньо у ємності на буровій, де у водному середовищі при перемішуванні реалізується здатність компонентів самоорганізовуватись у складні комплекси з властивостями, які не досяжні для продуктів промислового виробництва.

Існує велика кількість хімреагентів, які чутливі до дії або двовалентних іонів, високого рівня лужності або кислотності, високої температури, механодеструкції тощо. Наприклад, лінійні молекули карбоксиметилцелюлози, гіпану, гідролізованого поліакриламідю тощо в результаті взаємодії з іонами кальцію утворюють глобули, що призводить до збільшення водовіддачі (рис. 3). Зазвичай, виробники хімічних реагентів вирішують проблему шляхом синтезу нового і значно дорожчого продукту. Керуючись досвідом, дослідники харківської школи виробили методику підбору компонентів для реалізації процесу самоорганізації молекул різного типу у надмолекулярні комплекси, які об'єднані відносно слабкими міжмолекулярними водневими зв'язками.

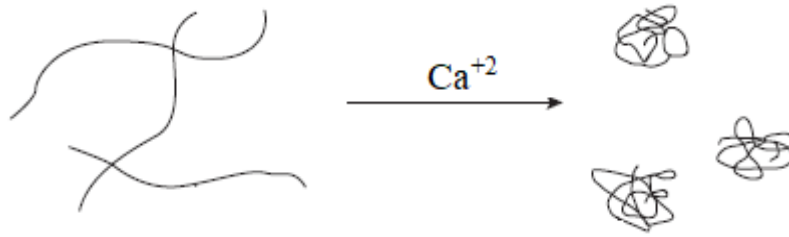


Рис. 3. Утворення глобулярної форми лінійними полімерами, чутливими до агресії іонів кальцію

Супрамолекулярні комплекси гуматів є першими полімер-колоїдними комплексами, які виявилися недорогими і високоефективними. Вони були запропоновані як основа гуматно-акрилових бурових розчинів, які протягом багатьох років використовувались при бурінні практично всіх свердловин на ДДз. Схема супрамолекулярного полімер-колоїдного комплексу наведена на рис. 4.

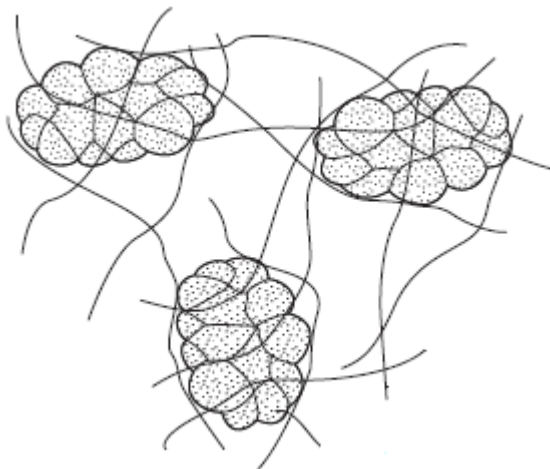


Рис. 4. Схематичне зображення утворення супрамолекулярного полімер-колоїдного комплексу

Відомо, що ксантанові біополімери також втрачають розчинність у воді при підвищенні температури до  $120^{\circ}\text{C}$  і  $\text{pH} > 11$ . В результаті лабораторних досліджень було виявлено, що під час спільного розчинення у воді макромолекули гуматів утворюють просторові структури з молекулами біополімеру (рис. 5). Гідратовані ланцюги біополімера вкривають поверхню глобул комплексів гуматів з молекулами неорганічних закріплювачів, утворюючи складний молекулярний комплекс. В результаті гумати одержують надійний захист від агресивної дії високої концентрації солей лужних і лужноземельних металів до насичення водного розчину. У свою чергу, молекули гуматів фіксують просторове розміщення полімерних ланцюгів, попереджаючи їх згортання при зменшенні ступеня гідратації полісахариду при підвищенні температури і лужності рН до 12.5.

Крім того, молекули гуматів слугують свого роду „вузликami”, які у разі розриву полімерних ланцюгів, зв’язують розірвані кінці, тим самим підтримуючи високий рівень структурно-реологічних властивостей розчину і компенсуючи дію механодеструкції.

Якщо асоційовані у комплекс молекули гуматів вже вміщують молекули гідроксиду кальцію або силікатів лужних металів, то кінцевий надмолекулярний комплекс, утворений біополімером, набуває нову і незвичайну функцію – хімічно закріплювати стінки свердловини [15, 16].

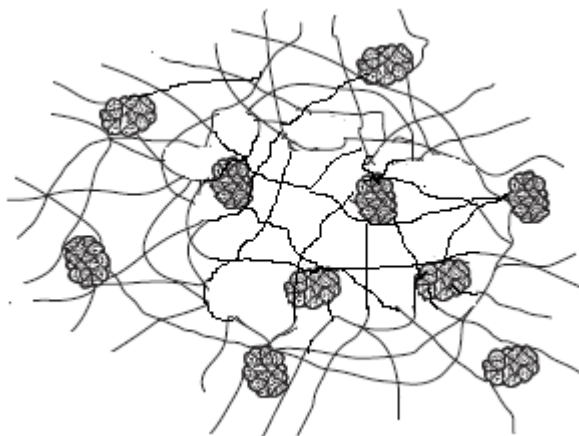


Рис. 5. Супрамолекулярні комплекси розгалужених макромолекул біополімерів з молекулярними комплексами гуматів і молекулами неорганічних речовин, що забезпечують закріплення стінок

Клатратні утворення, наприклад газогідрати метану, також являють собою супрамолекулярні комплекси і є результатом самоорганізації речовини і енергії [17]. Всі приклади самоорганізації молекул різного типу у складну структуру з новим набором функцій підтверджують принцип, висловлений ще Аристотелем: у природі закладена здатність матеріальних утворень під впливом інформації, що надходить ззовні, еволюціонувати у напрямку більш довершених структур [17]. При цьому не відбувається викидання ентропії, як того вимагає теорія дисипативних структур І.Р. Пригожина [18].

**Висновки.** Проведеними дослідженнями переконливо доведено, що виготовлення високоефективних реагентів для приготування та обробки бурових розчинів доцільно організувати не в хімічних реакторах промислових підприємств, а безпосередньо на буровій у преміксі, обладнаному перемішувачами пристроями. В залежності від обраних компонентів і послідовності їх введення у водне середовище можна забезпечити довільне збирання компонентів у складні надмолекулярні комплекси з новими корисними функціями, тобто організувати процес самоорганізації.

Продуктами самоорганізації є не дисипативні структури (за нобелівським лауреатом І.Р. Пригожиним, премія від 1977 року), які потребують витрати великої кількості енергії і пов'язані з викиданням ентропії у зовнішнє середовище [18], а інформаційно насичені і готові до виконання нових функцій супрамолекулярні структури (за нобелівським лауреатом Ж.-М. Леном, премія 1978 року), утворення яких не потребує витрати великої кількості зовнішньої енергії.

#### Список літератури

1. Классификатор буровых растворов. Справочник [Текст] // Нефтегазовые технологии, 2009. – № 10.
2. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли: пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам [Текст] / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. – 664 с.
4. Васильченко А.О. Захист стінок свердловин. Перегляд ролі реагентів. [Текст] // А.О. Васильченко, С.В. Локтев, М.В. Боровик, Я.С. Яремійчук, В.Г. Филь, А.М. Андрусак // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 3. – С. 18-20.
5. 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.
6. 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.

7. Васильченко А.А. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / А.А. Васильченко. – Saarbrücken: Lambert Academic Publishing, 2012. – 104 с.
8. Безглинистая буровая промывочная жидкость.: Авт. свидетельство СССР № 299637. Кулагин П.Г. (СССР). Опубл. 26.03.1971. Бюл. № 2. – 3 с.
9. Васильченко А.О. Дифузія і метасоматоз. Синергетичний підхід до проблеми [Текст] / А.О. Васильченко // Геолог України, 2006. – № 4. – С. 47-52.
10. 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. Буровий розчин: Декл. патент на корисну модель № 71328 України, МПК С09 К 8/00 / А.О. Васильченко (Україна). - Опубл. 10.07.2012. Бюл. № 13. – 4 с.
13. Екологічно чистий буровий розчин: Декл. патент на корисну модель № 71329 України, МПК С09 К 8/00 / А.О. Васильченко (Україна). - Опубл. 10.07.2012. Бюл. № 13. – 4 с.
14. Васильченко А.О. Использование минимально технологически преобразованных материалов – важный фактор сохранения окружающей среды при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик, В.Г. Немцов // Сб. докл. конф. «Актуальные вопросы сервисного сопровождения бурения и утилизации отходов». 4 - 7 июня 2013 г., г. Суздаль. – С. 71-72.
15. 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) / Опубл. 15.03.2005. Бюл. № 3. – 4 с.
16. Біополімерсилікатний буровий розчин: Декл. патент на корисну модель № 20662 України, МКІ С 09 К 8/02 / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова, М.В. Гордійчук та ін. (Україна) / Опубл. 15.02.2007. Бюл. № 2. – 4 с.
17. Васильченко А.О. Кристали газогідратів – результат самоорганізації речовини й енергії [Текст] / А.О. Васильченко // Науковий журнал. Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. Енергетика, 2014. – №1(3). Полтава. – С. 149-160.
18. Пригожин И. Порядок из хаоса. Новый диалог человека с природой [Текст] / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Прогресс, 1986. – 432 с.

Надійшла до редакції 31.01.20

## ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

## ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

## GAS RECOVERY

УДК 622.278.72:547

А.П. Мельник, докт. техн. наук, С.В. Кривуля, канд. геол. наук,  
А.В. Литвиненко, К.М. Діхтенко, канд. техн. наук  
(УкрНДІГаз)

ДОСЛІДЖЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ НАФТИ З ВИКОРИСТАННЯМ  
ІЧ-СПЕКТРОМЕТРІЇ

*Впервые дослідженнями вітчизняної нафти встановлена можливість застосування ІЧ-спектрометрії для визначення ступеня вилучення нафти при використанні вуглеводневих розчинників. Показано, що на моделі з піску ступінь вилучення нафти св. 94 Яблунівського родовища збільшується з підвищенням температури і коливається в межах 9-62 % мас. та 36-77 % мас. при використанні гасу і толуолу відповідно.*

*Впервые исследованиями отечественной нефти установлена возможность применения ИЧ-спектрометрии для определения степени извлечения нефти с использованием углеводородных растворителей. Показано, что на модели из песка степень извлечения нефти скв. 94 Яблунковского месторождения увеличивается с увеличением температуры и изменяется в интервале 9-62 % мас. и 36-77 % мас. При использовании керосина и толуола соответственно.*

*For the first time the possibility of using IR spectrophotometry was established to determine oil recovery index using hydrocarbon solvents. It was shown on a sand model that oil recovery index for well number 94 which is located in Yablunivske field, enhances with increasing temperature and varies in the range of 9-62 % wt. and 36-77 % wt. When kerosene and toluene was used respectively.*

**Постановка проблеми.** Видобування нафти і газових конденсатів на пізніх стадіях розробки родовищ передбачають використання, крім традиційних технологій, різних розчинників для очищення порового простору, зокрема нафти, оливи [1], поверхнево активних речовин [2], спеціальних реагентів [3], кислот [4], газового конденсату з температурою не вище 70 °С. [5]. Однією з актуальних проблем використання розчинників і реагентів на вуглеводневій основі є те, що після виходу суміші на поверхню часто не відомо скільки у ній знаходиться видобутих нафти чи вуглеводнів газового конденсату.

**Мета роботи і завдання дослідження.** Виходячи з актуальності, мета роботи полягає в оцінці можливості розробки методу визначення нафтових вуглеводнів у суміші вуглеводневих розчинників шляхом дослідження вимивання їх з порового простору у присутності реагенту інтенсифікації видобутку.

**Аналіз публікацій.** Аналіз сучасних технологій видобування вуглеводневої сировини [6], зокрема нафти і залишкових газових конденсатів, які відносяться до важко видобувних, свідчить про те, що одними з перспективних технологій є технології із застосуванням розчинників [7]. Зменшення запасів легких вуглеводнів і збільшення важковидобувних зумовлює необхідність вдосконалювати взаємодії на продуктивні пласти і вибійні зони свердловин родовищ, які експлуатуються на завершальних стадіях розробки. Тому в ряді робіт [8-10] запропоновано технології із застосуванням горизонтальних свердловин і вуглеводневих з низькою температурою кипіння розчинників та механізм їх дії разом з тепловими обробками і використанням поверхнево-активних речовин. В [10] досліджено можливий вплив в'язкості петролейного ефіру (40-70/70-100), 0-ксилолу, ізооктану, уайт-спіриту (нефрас С4-155-200), сольвенту нафто-

вого (нефрас А-130/150), ізопропанолу і дистильованої води на видобування нафти. Разом з цим, в роботі відсутні дані щодо ефективності використання того чи іншого розчинника при вимиванні нафти з пласта чи моделі пласта

**Методи і об'єкт дослідження.** Об'єктом дослідження є нафта св. 94 Яблунівського нафтогазового родовища ГПУ "Полтавагазвидобування", що має густину 1,047 г/см<sup>3</sup> при температурі 20 °С, вміст сірки 2,57 % мас. та вплив толуолу (густина 0,687 г/см<sup>3</sup> при температурі 20 °С, температура кипіння 110 °С) і гасу (ТУ У 20.3-33945998-005:2013) на вимивання нафти, попередньо обробленої водним розчином реагентів на основі силікатів і поверхнево-активних речовин (P1, P2, P3). Як модель пласта використано суміш кварцового піску фракцій 0,8-1,4 мм, який перемішували з 10 % мас. нафти. До цієї суміші при перемішуванні додавався водорозчинний реагент у масовому відношенні суміш піску з нафтою: реагент ≈ 1 : 1. До цієї суміші додався розчинник з 1,5 % мас. ПАР без перемішування. Система витримувалась 1 год. при температурі 313 К чи 343 К після чого у вуглеводневій фазі визначалась концентрація нафти шляхом дослідження інфрачервоних спектрів (ІЧ-спектрів) в області хвильових чисел 2760-3020 нм при зміні співвідношень між P1, P2 і P3 з використанням Фур'є-спектрометра IR Spirit-T. На основі знайдених концентрацій нафти у розчиннику розраховано ступінь вилучення (СВ) нафти згідно з формулою:

$$СВ = 100 \cdot (M_p / M_{но}) \cdot C_n / (100 - C_n),$$

де:  $M_p$  – маса розчинника, г;  
 $M_{но}$  – початкова маса нафти в моделі, г;  
 $C_n$  – концентрація нафти в розчиннику, % мас.

**Результати дослідження.** ІЧ-спектри толуолу, гасу і нафти, на яких чітко виділяються смуги при хвильових числах 2760-3020 нм, наведено на рис. 1. Для визначення концентрацій нафти спочатку одержано калібрувальні залежності змін оптичної густини від концентрації нафти в розчинниках, які описуються лінійними рівняннями регресії (рис. 2). Ці рівняння далі було використано для розрахунків поточних концентрацій нафти після її вилучення. Для прикладу наведено спектр суміші після вилучення нафти при використанні толуолу (рис. 3). Для оцінки концентрації вилученої нафти зі спектрів сумішей за спеціальною програмою віднімалися спектри розчинника і за оптичною густиною цього спектру розраховувалась концентрація нафти за знайденим математичним рівнянням. Визначені таким чином концентрації нафти при різних співвідношеннях поверхнево-активних реагентів і температурах при використанні гасу і толуолу наведено в табл. 1.

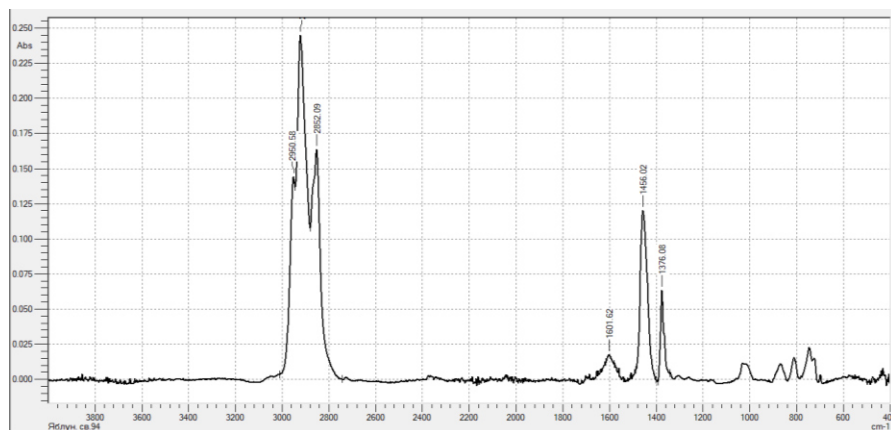
Таблиця 1

### Концентрація нафти в розчинах після вилучення за різних температур

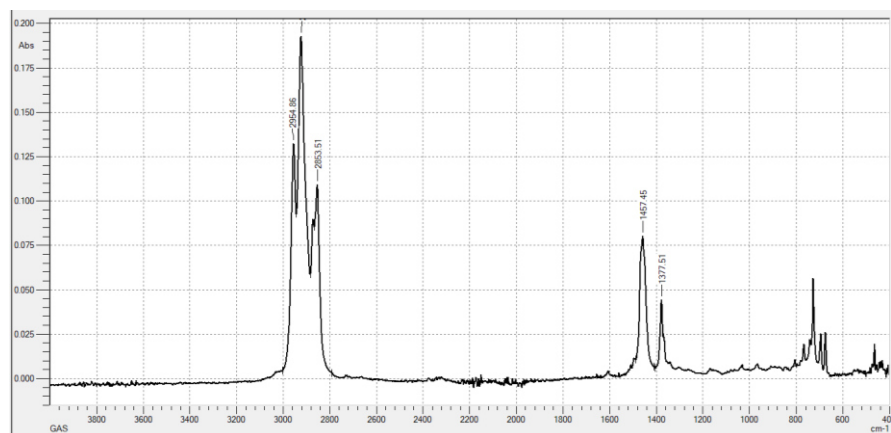
№ п/п	Масові відношення між реагентами			Концентрація нафти, % мас., в			
				гасі		толуолі	
	P1	P2	P3	313 К	343 К	313 К	343 К
1	1	0	0	4,74	10,8	20,09	24,57
2	0	1	0	7,64	8,03	16,45	18,27
3	0	0	1	6,42	9,63	12,03	11,91
4	2	1	0	3,87	11,47	6,82	14,75
5	1	2	0	2,88	11,52	13,36	9,36
6	0	2	1	3,36	9,07	15,42	7,24
7	0	1	2	3,67	11,87	11,06	7,36
8	2	0	1	6,04	8,56	14,33	8,45
9	1	0	2	1,93	8,31	16,27	14,81
10	1	1	1	11,77	12,03	13,18	14,87



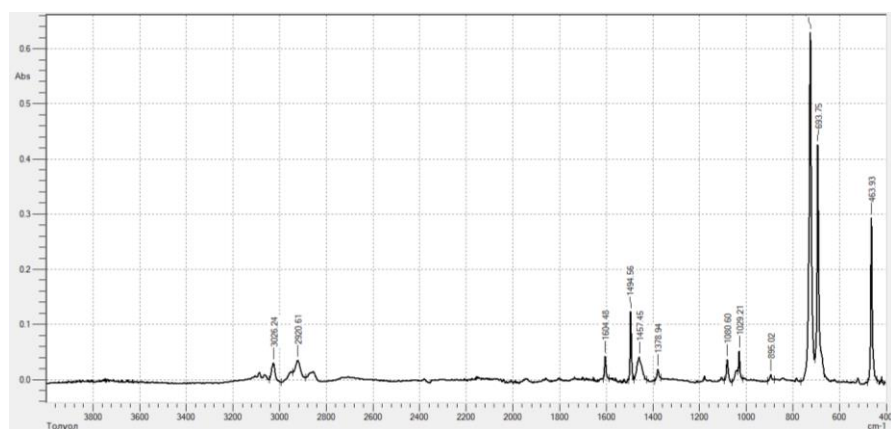
Одержані результати вказують на те, що нафта визначається як у толуолі, так і гасі. Гас можливо може бути замінений на газовий конденсат. При цьому підвищення температури сприяє підвищенню концентрації нафти у гасі і у ряді випадків у толуолі. Зменшення концентрації нафти при більшій температурі і використанні толуолу очевидно зумовлено впливом поверхнево-активних компонентів.



а

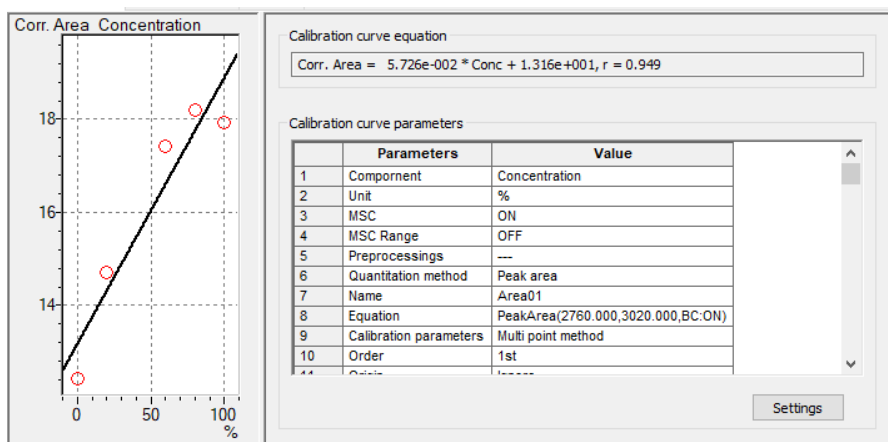


б

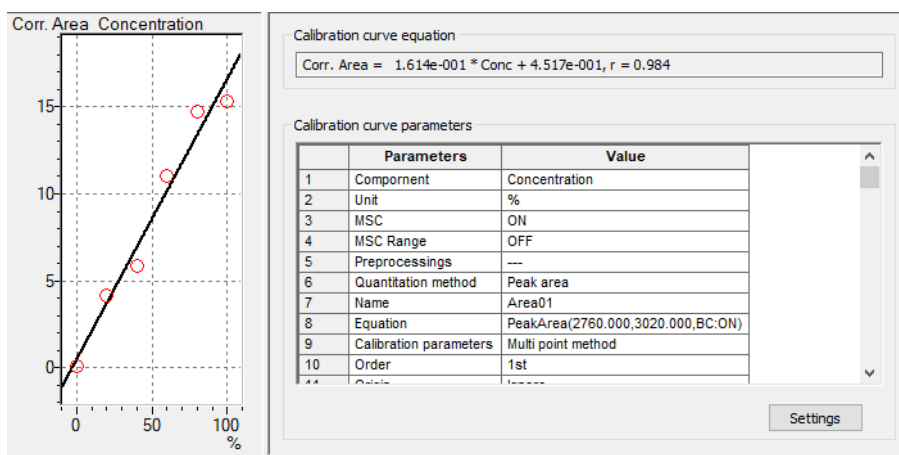


в

Рис. 1. ІЧ-спектри нафти св. 94 Яблунівського родовища (а), гасу (б), толуолу (в)



а



б

Рис. 2. Калібрувальні залежності змін оптичної густини від концентрації нафти в гасі (а) та толуолі (б)

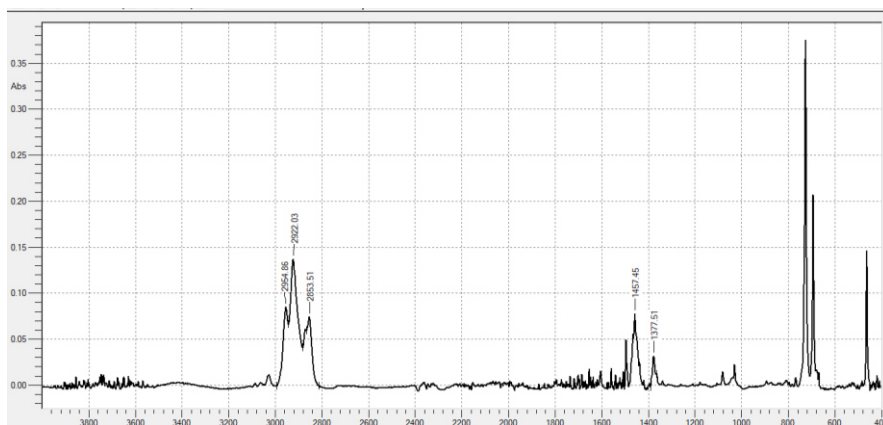


Рис. 3. ІЧ-спектр суміші після вилучення нафти св. 94 Яблунівського родовища при використанні толуолу

Використовуюючи результати табл. 1 розраховано ступені вилучення нафти, які свідчать, що при використанні гасу при температурі 313 К цей показник знаходиться у межах  $\approx 9\%$  мас. - 61% мас. При цьому найбільший ступінь вилучення спостерігається при використанні суміші трьох ПАР. Підвищення температури до 343 К сприяє збільшенню ступеня вилучення нафти, який коливається в межах 40-62% мас., та вказує на її позитивний вплив для різних співвідношень між ПАР.

Таблиця 2

**Ступінь вилучення нафти з використанням гасу і толуолу при різних співвідношеннях ПАР і температурах**

№ п/п	Ступінь вилучення нафти при використанні, % мас.			
	гасу		толуолу	
	313 К	343 К	313 К	343 К
1	22,82	55,61	65,82	67,19
2	39,97	40,04	76,87	77,54
3	31,49	48,91	48,20	51,56
4	18,48	61,25	36,36	67,94
5	28,82	59,73	52,52	51,34
6	15,96	45,77	76,82	38,80
7	17,47	61,83	43,76	39,50
8	29,48	42,96	55,96	11,77
9	9,05	41,57	66,87	53,47
10	61,73	62,73	75,46	68,28

Примітка. Номери п/п відповідають співвідношенням, які наведено у табл. 1.

Використання толуолу для вилучення більш ефективно тому, що навіть при температурі 313 К ступінь вилучення нафти коливається в інтервалі  $\approx 36\%$  мас. – 76% мас., що більше порівняно з використанням гасу. Разом з цим, підвищення температури до 343 К мало впливає на інтервал ступеня вилучення нафти, який знаходиться у межах 39% мас. – 77% мас. При цьому необхідно підкреслити, що у всіх випадках на інтервали ступеня вилучення нафти суттєво впливають співвідношення між поверхнево-активними компонентами, що видно з деяких наведених (рис. 4-5) одержаних результатів дослідження, де кожна ізолінія вказує на одержання одного і того самого ступеня вилучення нафти при різних співвідношеннях використаних компонентів.

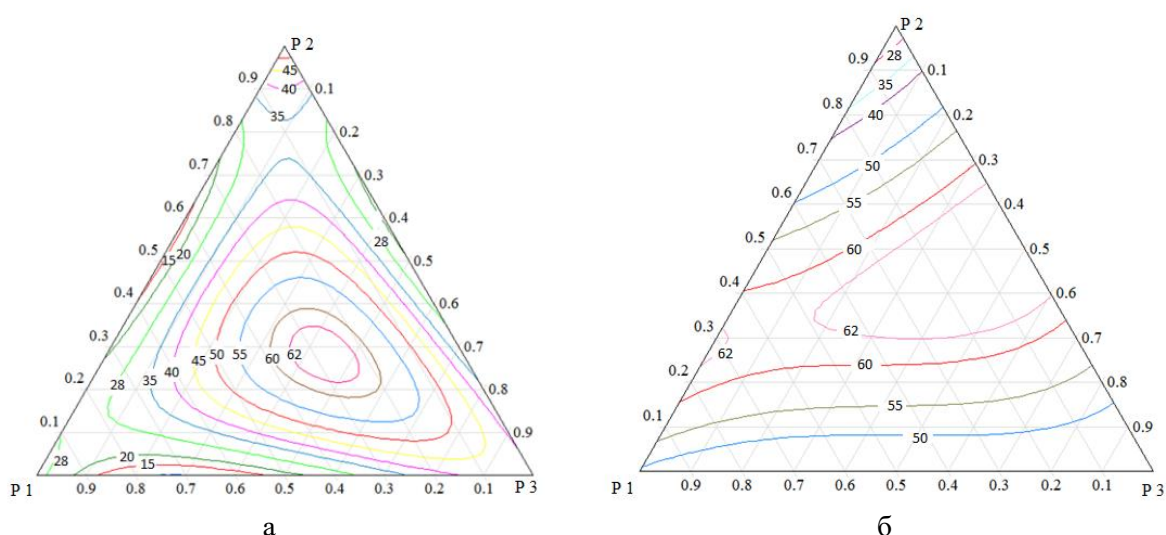


Рис. 4. Ізолінії ступеню вилучення нафти при використанні гасу залежно від компонентного складу поверхнево-активних компонентів, де а відноситься до температури 313 К, б – 343 К

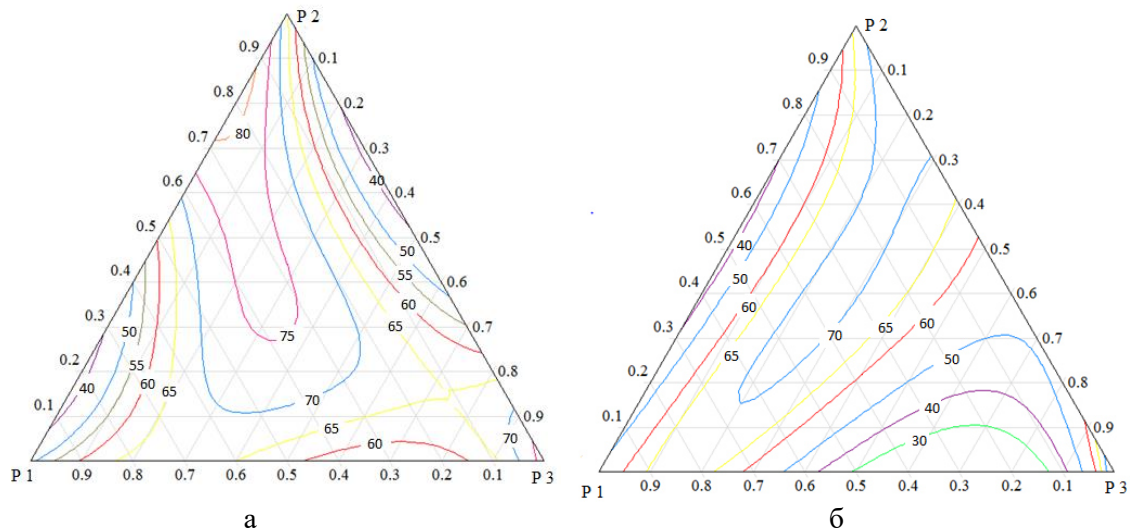


Рис. 5. Ізолінії ступеню вилучення нафти при використанні толуолу залежно від компонентного складу поверхнево-активних компонентів, де а відноситься до температури 313 К, б – 343 К

Очевидно, що ІЧ-спектрометрія може бути використана і при визначенні вилучення газового конденсату із застосуванням розчинників та ПАР на пізніх стадіях розробки.

#### Висновки:

1. Вперше з використанням вітчизняної нафти дослідженнями встановлено, що ІЧ-спектрометрію можна застосовувати для визначення концентрації нафти у вуглеводневих розчинниках і ступеня вилучення нафти.

2. Показано, що ароматичні вуглеводні, на прикладі толуолу, можуть проявляти більшу ефективність вилучення нафти порівняно з гасом.

3. Підвищення температури більше сприяє підвищенню ступеня вилучення нафти при використанні гасу.

#### Список літератури

1. Галанский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти [Текст] / П.П. Галанский. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 315 с.
2. Пат. 2097546 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/25. Способ интенсификации добычи нефти / Сизоненко О.Н. и др. – заявл. 17.02.1997; опубл. 27.11.1997.
3. Мельник А.П. Сульфiрування похідних вуглеводнів [Текст]: моногр. / А.П. Мельник. – Харків, 1995. – С.132-133.
4. Cristian M. Cresterea productivitatii si receptivitatii sondelor / M. Cristian, S. Sokol, A. Constantinescu. – Bucuresti: Editura tehnica, 1982. – 185 s.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев и др. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
6. Мельник А.П. Щодо технологій видобування в'язких і бітумних нафт [Текст] / А.П. Мельник, С.В. Кривуля, Г.Я. Стебельська, С.Г. Малік // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз, 2016. – С. 141-154.
7. Рузин Л.М. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти растворителями [Электронный ресурс] / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Нефтегазовое дело. – Режим доступа : www.ogbus.ru – 2014. – № 6. – С. 408-423
8. Das S.K. Mechanism of the vapor extraction process for heavy oil and bitumen [Text] / S.K. Das, R.M. Butler // J. of Pet. Sci. and Eng. – 1998. – V. 21. – P. 43-49.
9. Mokrys I.J. The rise of interfering solvent chambers: solvent analog model of steam-assisted gravity drainage [Text] / I.J. Mokrys et al // J. of Canadian Petroleum Technology. – 1993. – P. 32-40.

10. Орлов М.С. Изучение свойств растворителей, применяемых в нефтяной промышленности [Текст] / М.С. Орлов, М.А. Кищенко, К.И. Коновалов // Международный исследовательский журнал. – 2015. – № 2-4(33). – С. 80-83.

Надійшла до редакції 13.03.20

УДК 665.6-403

**А.П. Мельник, докт. техн. наук, Л.М. Кузнецова, канд. техн. наук,  
К.М. Діхтенко, канд. техн. наук  
(УкрНДІгаз)**

### **ПРО ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЙНОГО СТАНУ ГАЗОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ НА СІРКОВОДНЕВИХ РОДОВИЩАХ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

*Дослідженнями змін концентрацій ряду елементів у промислових сірководневих середовищах природного газу від змін концентрації сірки, встановлено, що за концентрацією заліза на поверхні металу можна оцінювати корозійний стан газопромислового обладнання.*

*Исследованиями изменений концентраций ряда элементов в промышленных сероводородных средах природного газа от изменений концентрации серы, установлено, что по концентрации железа на поверхности металла можно оценивать коррозионное состояние газопромышленного оборудования.*

*It was found on the studies of changes of the concentrations of a number of elements in industrial hydrogen sulphide environments of natural gas from changes of the concentration of sulfur, that the concentration of iron on the metal surface can be used to evaluate the corrosion state of gas production equipment.*

**Постановка проблеми.** Під час видобування природного газу на родовищах діють різні корозійні фактори, які спричиняють руйнування газопромислового обладнання. Одним з таких найбільш небезпечних факторів є сірководень. Вплив цього компоненту природного газу на стан обладнання оцінюють за втратами товщини стінки зразків-свідків, які встановлюють у корозійне середовище, за величинами концентрації іонів заліза, що з'являються у водній фазі, за концентрацією водню з використанням спеціальних зондів. Разом з сірководнем практично на всіх родовищах корозія обладнання, в основному насосно-компресорних труб, відбувається і під впливом ряду інших факторів. Тому існуюча технологія оцінки корозії є інтегральною і не дозволяє виділити з неї тільки вплив сірководню і кваліфіковано здійснювати захист від корозії, що є однією з проблем нафтогазовидобування.

**Мета роботи і завдання дослідження.** Виходячи з викладеного, мета роботи полягає у виявленні можливості прямої оцінки руйнування металевого обладнання у виробничих умовах під впливом сірководню за рахунок дослідження зміни елементного компонентного складу поверхні труб.

**Аналіз літературних даних.** Відомо [1], що сірководень ( $H_2S$ ) може вступати у реакцію із залізом у присутності конденсованої води, утворюючи суміш сульфідів заліза. При малих концентраціях  $H_2S$  утворюються плівки піриту  $FeS_2$  і троїлиту  $FeS$ , які зменшують його дифузю до поверхні та частково блокують корозію. При збільшенні концентрації  $H_2S$  у плівках більше утворюється канзиту  $Fe_9S_8$ , який не впливає на проникнення  $H_2S$  до поверхні металу і таким чином швидкість корозії не зменшується. Крім того, присутність неорганічних хлоридів, зокрема магнію, зумовлює утворення хлороводню за рахунок гідролізу, який взаємодіє з сульфідами заліза, наприклад, з троїлітом, утворюючи діхлорид заліза і сірководень, що таким чином стимулює перебіг корозії. В [2] вказується, що первинними продуктами взаємодії  $H_2S$  зі сталлю у присутності неорганічних солей, зокрема хлоридів, є адсорбований на поверхні гідро-

сульфід заліза, який утворюється згідно з реакцією  $\text{Fe} + \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{FeHS} + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ . Утворений гідросульфід заліза реагує з гідрокосонієм, утворюючи розчинний у воді іон заліза по реакції  $\text{FeHS} + \text{H}_3\text{O}^+ \rightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O}$ , що також стимулює перебіг корозійних процесів. Раніше [3] було встановлено, що у промислових умовах на металевих поверхнях у середовищі з сірководнем з'являється сірка і змінюється концентрація заліза, що може бути використано для оцінки перебігу корозійних процесів.

**Методи і об'єкт досліджень.** Об'єктом дослідження є промислові корозійні сірководневі середовища Локачинського газоконденсатного родовища, в яких концентрація сірководню змінюється у межах від  $0,03 \text{ г/м}^3$  до  $3,8 \text{ г/м}^3$ . Для корозійних досліджень було розміщено по 2 зразки-свідки у газорідний потік на фонтанній арматурі ряду свердловин (25, 27, 52, 54, 56, 58, 63, 64, 67, 103, 104), де вони знаходились 6 місяців. Після цього на поверхні кожного із зразків, які виготовлені з нових насосно-компресорних труб, з обох сторін ренгенофлуоресцентним аналізом визначено не тільки концентрацію заліза, але і сірки та інших елементів, які присутні у металі, зокрема марганець, кремній, алюміній, мідь, хром, титан, нікель і фосфор. Кожне вимірювання здійснено тричі і визначалось середнє числове значення показника до очищення зразка-свідка і після очищення зразка-свідка методом механічної обробки згідно з [4]. Попередньо також визначено концентрації елементів у зразках-свідках, які не перебували у корозійному середовищі. Встановлені середні концентрації елементів на поверхні зразків-свідків, які не були у корозійному середовищі, наступні: заліза (Fe) 96,19 % мас., сірки (S) 0,82125% мас., марганцю (Mn) 1,4987 % мас., кремнію (Si) 1,152 % мас., алюмінію (Al) 0,245 % мас., міді (Cu) 0,066 % мас. хрому (Cr) 0,0712 % мас., нікелю (Ni) 0,0425 % мас. титану (Ti) 0,0162 % мас., фосфору (P) 0,00875 % мас.

**Результати досліджень.** На Локачинському родовищі до одних з найбільш небезпечних корозійних факторів відноситься сірководень. Він вступає у хімічну реакцію з залізом об'єднання, що зумовлює зміни його концентрації на металевій поверхні за рахунок утворення ряду продуктів [1, 2, 3]. Можливо частина такого заліза переходить у вигляді іонів у водну фазу і його концентрація, як корозійний показник, надавала б змогу оцінювати рівень пошкодження металеві поверхні, що й спостерігається на ряді інших родовищ. Але на цьому родовищі водна фаза не відбирається через малі об'єми. Тому у даному випадку, як корозійний показник, можна прийняти зміни концентрації заліза безпосередньо на поверхні металу газопромислового обладнання.

На основі математичної обробки одержано середні числові значення, які визначено, як середня величина з сумарних результатів на випуклій і увігнутій поверхнях кожного елемента кожного зразку. Результати такої обробки вихідних даних наведено в табл. 1-4.

Таблиця 1

**Середні концентрації заліза, сірки, марганцю, кремнію, алюмінію на всій поверхні кожного зразка-свідка по свердловинах до очищення**

Св. №	Середня концентрація елементів, % мас.				
	Fe	S	Mn	Si	Al
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
25	90,5	4,51	1,675	2,77	0,31
25	92,625	3,535	1,67	1,695	0,23
27	91,475	4,045	1,71	2,28	0,26
27	96,24	1,075	1,715	0,68	0,045
52	88,7	7,26	1,645	1,875	0,21
52	89,56	6,33	1,63	1,905	0,27
54	89,47	5,725	1,665	2,58	0,295
54	90,635	4,84	1,67	2,4	1,225
56	88,86	5,975	1,655	2,895	0,365
56	71,27	23,2	1,445	3,145	0,705

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
58	85,16	10,255	1,645	2,395	0,031
58	88,7	8,18	1,665	1,13	0,16
63	92,11	4,13	1,705	1,58	0,225
63	94,575	2,41	1,705	0,93	0,135
64	77,785	19,2	1,565	1,03	0,205
64	77,765	19,185	1,57	1,035	0,215
67	89,46	5,585	1,685	2,675	0,35
67	90,765	4,73	2,18	1,42	0,285
103	95,335	1,885	1,7	0,76	0,09
104	79,885	14,54	1,58	3,27	0,475
104	80,33	14,89	1,595	2,56	0,365

Таблиця 2

**Середні концентрації заліза, сірки, марганцю, кремнію, алюмінію  
на всій поверхні кожного зразка-свідка по свердловинах після очищення**

Св. №	Середня концентрація елементів , % мас.				
	Fe	S	Mn	Si	Al
25	93,81	2,005	1,705	2,05	0,19
25	93,615	2,155	1,735	2,135	0,195
27	93,375	2,27	1,675	2,26	0,225
27	93,35	2,245	1,67	2,205	0,25
52	93,5	2,345	1,695	1,965	0,18
52	93,69	2,135	1,665	2,045	0,23
54	93,87	2,085	1,725	1,9	0,17
54	93,88	2,055	1,73	1,88	0,225
56	91,67	2,105	1,67	2,05	0,245
56	92,42	3,4	1,68	2,04	0,21
58	92,945	2,82	1,7	2,055	0,023
58	93,495	2,285	1,685	2,145	0,2
63	93,325	2,105	1,715	2,3	0,285
63	93,565	2,07	1,72	2,195	0,205
64	90,125	5,755	1,705	1,915	0,265
64	91,245	4,615	1,665	2,005	0,23
67	93,755	1,985	1,67	2,045	0,265
67	95,71	1,01	1,735	1,22	0,17
103	93,385	2,24	1,69	2,18	0,275
104	94,425	2,428	1,73	1,205	0,09
104	93,73	2,41	1,725	1,69	0,185

Таблиця 3

**Середні концентрації (С) міді, хрому, нікелю, титану і фосфору  
на всій поверхні кожного зразка-свідка по свердловинах до очищення**

Св. №	Середня концентрація елементів С 10 <sup>-2</sup> , % мас.				
	Cu	Cr	Ni	Ti	P
25	7,5	7,5	4	2,5	-
25	7,5	8	4	2	1
27	6,5	7	4	2	2
27	7	7,5	4	1	2,5
52	7,5	7,5	3,5	2	-
52	6,5	7	3,5	1,5	2
54	10,5	7,5	-	2,5	1
54	6,5	7,5	4	2	2
56	7	8	4	2,5	2,5
56	4,5	7,5	2,5	3,5	5
58	6,5	7,5	5,5	2	2,5
58	6	7,5	3,5	2	1,5
63	8	7,5	4	2,5	2
63	7	7,5	4,5	2	1,5
64	6	8	3,5	1,5	2,5
64	6,5	7,5	2,5	3	3
67	7	7,5	4	2,5	2,5
67	7	8	3,5	1,5	2
103	7	7,5	4,5	1	2
104	7	7,5	3,5	2,5	3,5
104	15	7,5	3,5	3,5	2,5

Таблиця 4

**Середні концентрації (С) міді, хрому, нікелю, титану і фосфору на всій поверхні кожного  
зразка-свідка по свердловинах після очищення**

Св. №	Середня концентрація елементів С 10 <sup>-2</sup> , % мас.				
	Cu	Cr	Ni	Ti	P
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
25	7	7,5	4,5	2	-
25	7	7,5	3,5	1,5	3
27	7	7	4,5	2	3
27	7	7,5	5	1	2,5
52	7	7,5	4,5	2	2
52	7	7	4	1,5	2
54	7	7,5	-	2	2
54	7	7	6	1,5	3
56	7	7,5	4,5	2	3,5
56	7	7	5	1,5	3
58	7	7	4,5	2	4
58	7	7,5	3,5	2,5	3
63	8,5	8	5	2,5	3
63	7	7,5	4,5	2	1,5
64	6	7,5	4,5	1,5	2,5



Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5	6
64	7	7	4	2	2,5
67	7	7,5	4,5	2	3
67	6,5	8	5	2	2
103	7	7	4,5	3	2,5
104	7	7,5	4	2	2,5
104	7	7,5	5	1,05	3,5

Використовуючи одержані результати, побудовано можливі залежності змін не тільки концентрації заліза на поверхні металу від концентрації сірки, але і й інших елементів до очищення і після очищення їх механічною обробкою. Аналіз змін концентрації заліза до очищення механічною обробкою зразків-свідків (рис. 1) свідчить про те, збільшення концентрації сірки на поверхні металу зумовлює зменшення концентрації заліза на  $\approx 20$  % мас., наприклад при концентрації сірки 20 % мас. з достовірністю 98,15 %, що описується рівнянням, яке наведено на рис. 1.

При цьому необхідно відмітити, що кутовий коефіцієнт близький до 1, а при 0 концентрації сірки концентрація заліза, згідно з рівнянням, дорівнює 96,112 % мас., що фактично співпадає з концентрацією заліза 96,19 % мас. на поверхні, яка не була у корозійному середовищі. Отже, за допомогою такої залежності можна оцінювати ступінь пошкодження поверхні НКТ. Наприклад, при 20 % мас. сірки на поверхні металу залишається, згідно з розрахунками за рівнянням (рис. 1), 75,452 % мас. заліза (Кзп). Тоді ступінь пошкодження поверхні (СП) дорівнює:

$$СП=100 (Кзо-Кзп)/Кзо=100 (96,112-75,452)/96,112=21,5 \%, \quad (1)$$

де Кзо - початкова концентрація заліза.

Для того, щоб використовувати такий підхід на конкретних свердловинах, необхідно одержати залежність змін концентрацій заліза і сірки від часу спостереження. Оцінка змін концентрації заліза на поверхні після обробки (рис. 2) підтверджує зменшення його концентрації зі збільшенням концентрації сірки, але при цьому достовірність менша і вільний член рівняння регресії більше відрізняється від початкової концентрації заліза на поверхні металу. Тому в подальшому для оцінки корозійної безпеки за змінами концентрації заліза на сталій поверхні НКТ можна рекомендувати використання зразків-свідків без механічного очищення.

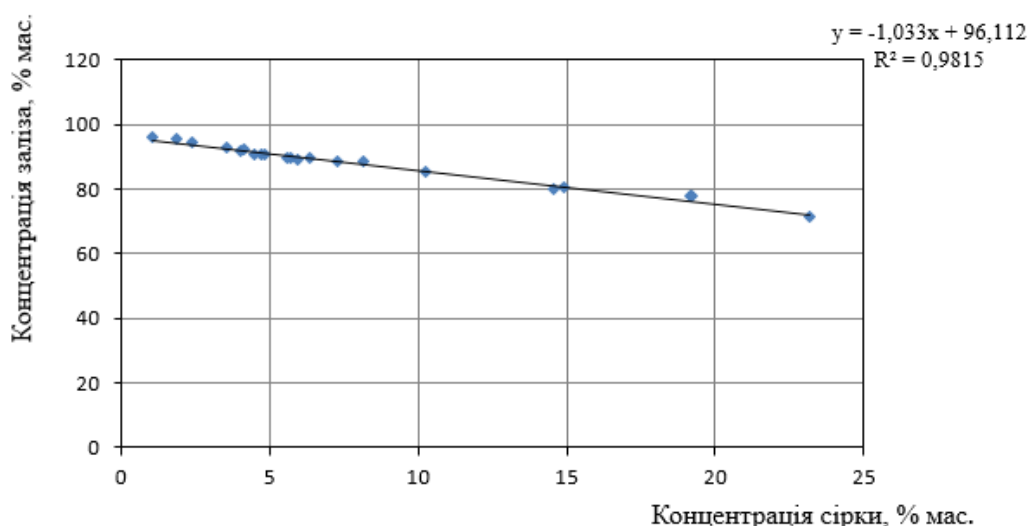


Рис. 1. Зміни концентрації заліза від концентрації сірки на поверхні зразків-свідків

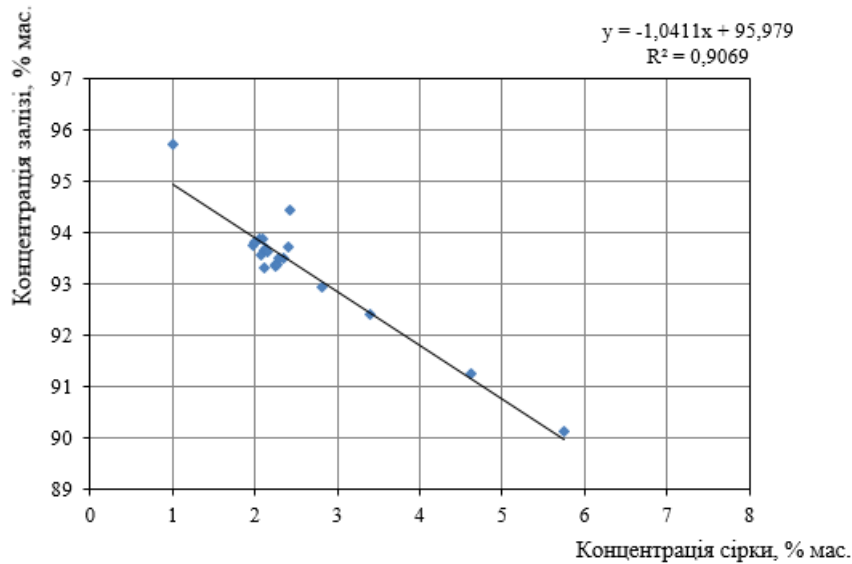


Рис. 2. Зміни концентрації заліза від концентрації сірки на поверхні зразків-свідків після обробки

Можна допускати, що поява сполук сірки на поверхні може впливати на концентрацію інших елементів. Тому на основі результатів (табл. 1-4) побудовано аналогічні рисункам 1 і 2 графіки для аналізу змін концентрацій інших елементів зі змінами концентрації сірки та знайдені відповідні рівняння регресії у вигляді  $y = ax + b$ , де  $y$  – концентрація елемента,  $x$  – концентрація сірки,  $a$  – коефіцієнт зв'язку між елементами,  $b$  – вільний член. Для прикладу такі рівняння наведено на рис. 1 і 2, де  $R^2$  – коефіцієнт кореляції. Знайдені коефіцієнти для оцінки змін всіх досліджених елементів наведено в табл. 5.

Здійснена таким чином оцінка впливу сірки на концентрацію марганцю вказує на те, що до очищення зразків-свідків з її збільшенням також, як і у випадку із залізом, спостерігається тенденція до зменшення марганцю з 31,62 % достовірністю. При цьому, при відсутності сірки, згідно з рівнянням регресії (табл. 5), концентрація марганцю 1,76 % відрізняється від початкової на  $\approx 18$  %. Аналіз змін концентрацій вказаних елементів після очищення зразків-свідків свідчить про відсутність кореляцій між ними ( $R^2=0,876$ ) і зразки після очищення не можуть використовуватись для прогнозування пошкодження поверхні за цим показником. Аналіз змін концентрації кремнію від концентрації сірки на зразках-свідках до і після очищення (табл. 5) свідчить про відсутність кореляції між цими елементами. Це може вказувати про те, що кремній не вступає в реакцію з сірководнем, а деяке можливе збільшення його концентрації на поверхні здійснюється за рахунок сорбції чи осадів мікрочастинок. Якщо до очищення (табл. 5) зразків-свідків концентрація алюмінію зі зростанням концентрації сірки проявляє можливу тенденцію до незначного збільшення, то на поверхні зразків після очищення його концентрація знаходиться, в основному, на одному рівні, коливаючись у межах  $\approx 0,15-0,3$  % мас., тобто в межах початкової концентрації 0,245 % мас. Тому концентрація алюмінію також не може використовуватись для характеристики корозійної дії сірководневого середовища. Аналіз змін концентрації міді від концентрації сірки на поверхні зразків-свідків до очищення (табл. 5) вказує на тенденцію до її зменшення з 47,6 % достовірністю з можливим утворенням сірковмісних сполук. Після очищення зразків також проявляється тенденція до зниження з 14,5 % вірогідністю. Але якщо знехтувати 4 вимірюваннями, то залежність перетворюється у пряму з 100 % достовірністю при концентрації міді 0,07 % мас. через відсутність впливу сірки, що близько до початкової 0,066 % мас. концентрації. Виходячи з цього можна допустити, що мідь у зразках-свідків після очищення також не може використовуватись як корозійний показник, оскільки її концентрація може бути близька до початкової.

Таблиця 5

## Коефіцієнти рівнянь регресії і коефіцієнти кореляції

Елемент	Коефіцієнти до очищення			Коефіцієнти після очищення		
	a	b	R <sup>2</sup>	a	b	R <sup>2</sup>
Fe	-1,033	96,112	0,9815	-1,0411	95,979	0,9069
Mn	-0,0119	1,7674	0,3162	-0,0078	1,7183	0,0876
Si	0,0024	2,1912	0,0004	0,0305	1,8992	0,0111
Al	1,2745	15,51	0,288	0,8533	19,552	0,0345
Cu	-0,0812	7,4089	0,476	-0,1651	7,4367	0,1465
Cr	0	7,5	1	-0,1081	7,6751	0,1017
Ni	-0,0686	4,3933	0,4292	-0,0129	4,7847	0,0423
Ti	0,0677	1,5382	0,3885	-0,0777	2,0932	0,0223
P	0,1023	1,4014	0,5528	0,0344	2,638	0,0038

Концентрація хрому на поверхні зразків-свідків до очищення (табл. 5) не змінюється зі збільшенням концентрації сірки і знаходиться на одному рівні 0,075 % мас., що близько до початкової величини 0,0712 % мас. Це свідчить про стійкість цього елемента до дії сірководню. Після очищення відмічено неоднозначні зміни концентрації хрому зі збільшенням концентрації сірки, де спостерігаються дві (а можливо і три) ділянки постійних концентрацій хрому на різних рівнях, один з яких відноситься до 0,07 % мас. концентрації, інший - до 0,075 % концентрації. Можливо такий характер змін зумовлений відхиленнями в процесі виробництва труб. З врахуванням такого припущення можна говорити про достатню стійкість до сірководневого середовища труб з хромом, що підтверджує результати, які одержані при аналізі зразків до очищення. Отже аналіз концентрації хрому не може бути використаний як корозійний показник. Зі збільшенням концентрації сірки спостерігається тенденція до зменшення концентрації нікелю, як і міді, на поверхні зразків-свідків до обробки (табл. 5) з 42,9 % достовірністю. За розрахунками, згідно з рівняннями регресії, концентрація нікелю при відсутності впливу сірководню дорівнює 0,0439 % мас., що близько до вихідної величини 0,0425 % мас. Обробка поверхні суттєво зменшує достовірність такої тенденції з переважним знаходженням концентрації нікелю в межах 0,04 % - 0,05 % мас. Такі зміни можуть свідчити про те, що результати до обробки вказують на присутність сполук сірки з нікелем на поверхні, а після обробки на поверхні визначається нікель вихідного стану поверхні. На відміну від попередніх елементів, зі збільшенням концентрації сірки на поверхні зразків-свідків до очищення для титану спостерігається тенденція до збільшення його концентрації (табл. 5) з достовірністю 38,8 %. При цьому розрахункова величина концентрації титану за відсутності сірки дорівнює 0,0153 % мас., що близько до початкової величини 0,0162 % мас., тобто розрахункова величина складає 94,4 % від очікуваної. Тому такі зміни можна вважати достатньо вірогідними. Після обробки зразків концентрація титану зі збільшенням концентрації сірки, проявляє тенденцію до незначного зменшення (а – від’ємна величина) з вірогідністю 22,4 % і знаходиться в межах 0,01 – 0,03 % мас., де до концентрації 0,02 % мас. відноситься  $\approx 40$  % вимірювань. Тенденцію до збільшення концентрації титану можливо можна пояснити тим, що в процесі експлуатації обладнання за рахунок ерозії, розчинення заліза, вимивання інших елементів відбувається концентрування титану на його поверхні. Концентрація фосфору, як і концентрація титану, зі збільшенням концентрації сірки на поверхні до обробки (табл. 5) також проявляє тенденцію до збільшення з 55,28 % вірогідністю. За відсутності сірки на поверхні розрахункова концентрація складає 0,014 % мас. що в 1,6 рази більше початкової величини. Після обробки концентрація фосфору, як і у випадку з титаном, в основному, знаходиться на одному рівні. Такі зміни концентрації фосфору можливо пов’язані з такими самими змінами, як і зміни титану.

**Висновки:**

1. Дослідженнями в промислових умовах сірководневих середовищ газового родовища встановлено, що за змінами концентрації заліза на металевій поверхні можна оцінювати корозійний стан газопромислового обладнання із значним ступенем достовірності.

2. Встановлено, що концентрації марганцю, міді, нікелю зменшуються зі збільшенням концентрації сірки на поверхні металу з вірогідністю 31 %-47 %, що при більших абсолютних величинах концентрацій цих елементів чи збільшенні точності аналізу може бути використано для оцінки корозійного стану обладнання.

3. Концентрація хрому на металевій поверхні не змінюється, а концентрація кремнію не корелює при збільшенні концентрації сірки, одночасно концентрації титану, фосфору і алюмінію проявляють тенденції до збільшення.

*Список літератури.*

1. Сероводород – действие на железо. Справочник химика 21. Химия и химическая технология [Электронный ресурс] - Режим доступа: [www.URL: https://chem21.info/info/912140/](http://www.URL: https://chem21.info/info/912140/) - 26.10.2020.

2. Быстрова О. Н. Математическое описание механизма коррозии железа в растворах H<sub>2</sub>S [Электронный ресурс] - Режим доступа: [www.URL: https://cyberleninka.ru/article/n/matematicheskoe-opisanie-mehanizma-korrozii-zheleza-v-rastvorah-s-h2s](http://www.URL: https://cyberleninka.ru/article/n/matematicheskoe-opisanie-mehanizma-korrozii-zheleza-v-rastvorah-s-h2s) - 26.10.2020.

3. Мельник А.П. Щодо сірководневої корозії свердловинного обладнання [Текст] / А.П. Мельник, Л.М. Кузнецова, К.М. Діхтенко, В. Є. Блізняков, Р.Т. Ільчишин // Нафтогазова галузь України. – Київ, 2019. – № 5. – С. 31-35.

4. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations : NACE SP 0775-2018. – С. 20.

Надійшла до редакції 13.03.20

УДК622.279.7

**Є.В.Троцька<sup>1</sup>, М.В. Зеленський<sup>2</sup>, В.Л. Отрішко<sup>1</sup>, М.С. Ліпнягов<sup>1</sup>**  
(УкрНДІгаз<sup>1</sup>, ГПУ «Полтавагазвидобування»<sup>2</sup>)

**ЛІКВІДАЦІЯ МІЖКОЛОННОГО ТИСКУ ЗА ДОПОМОГОЮ  
ГЕРМЕТИЗУЮЧОГО СКЛАДУ**

*Наведено аналіз використання технологій ліквідації міжколонного тиску різних компаній. Запропоновано спосіб та герметизуючий склад на вуглеводневій основі з етилсилікатом (ETS-40, ETS-32) для ліквідації міжколонних тисків в свердловинах. Наведено досвід випробування складу на свердловині № 32 Краснокутського ГКР, що мала негерметичний стик між II-ю і III-ю секціями в Ø245мм обсадній колоні.*

*Приведен анализ использования технологий ликвидации межколонного давления различных компаний. Предложены способ и герметизирующий состав на углеводородной основе с этилсиликатом (ETS-40, ETS-32) для ликвидации межколонных давлений в скважинах. Приведен опыт испытания состава на скважине № 32 Краснокутского ГКМ, которая имела негерметичный стык между II-й и III-й секциями в Ø245мм обсадной колонне.*

*The analysis of the use of technologies for eliminating intercolumnar pressure of various companies is given. The authors propose a method and a sealing composition based on a hydrocarbon with ethyl silicate (ETS-40, ETS-20) for eliminating annular pressure in wells. The experience of using the composition at the well No. 32 of Krasnokutskiy gas condensate field, which had a leaky joint between the II and III sections in the Ø245 mm casing string.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** Розвиток нафтогазової промисловості, нарощування і стабілізація видобутку вуглеводневої сировини повинні супроводжуватися підвищенням довговічності свердловин з урахуванням забезпечення їх надійної роботи протягом всього терміну служби. Важливим напрямком збільшення терміну безпечної та ефективної експлуатації свердловин є забезпечення їх герметичності.

Практика розробки нафтових та газових родовищ показує, що незважаючи на вдосконалення технології будівництва свердловин, значна їх кількість потребує проведення ремонтних робіт, спрямованих на ліквідацію міжколонних газопроявлень, міжпластових перетоків і відновлення герметичності обсадних колон. Виникнення міжколонних тисків (МКТ) в газових та газоконденсатних свердловинах, навіть при сучасному рівні розвитку техніки і технології виробництва робіт, залишається серйозною проблемою [1].

Існує цілий ряд заходів, спрямованих на підвищення якості роз'єднання пластів і збереження герметичності кріплення свердловини в процесі її будівництва і подальшої експлуатації, проте, до теперішнього часу ліквідація міжколонних тисків і відновлення герметичності залишається одним з основних видів капітального ремонту свердловин (КРС). На даний час в АТ «Укргазвидобування» багато свердловин потребують капітального ремонту через появу міжколонних тисків.

МКТ можуть мати різну природу і в залежності від цього вимагають диференційованого підходу до оцінки стану кріплення свердловини на предмет ліквідації, консервації або подальшої її експлуатації. Для оцінки ступеня небезпеки МКТ і прийняття своєчасних заходів щодо його усунення потрібна також інформація про структуру провідних шляхів в міжколонному просторі (МКП) свердловин, про ємнісно-фільтраційні характеристики МКП і напірних джерел, про фазовий стан флюїдів, що фільтруються, в залежності від температури, тиску, режиму роботи свердловини, про ступінь взаємодії затрубного і міжколонного просторів [2]. Для отримання вищевказаних відомостей необхідне проведення газогідродинамічних досліджень і віднесення свердловин до певного газогідродинамічного типу методом послідовного проведення серії вимірів кривих падіння тиску (КПТ) і кривих відновлення тиску (КВТ) з порівнянням об'ємів і хімічного складу міжколонного флюїду.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Компанія «Шлюмберже» для запобігання міграції міжколонних тисків пропонує технологію активного цементного каменю FUTUR, герметик, що покращує довготривале розмежування горизонтів та захищає від перетоків вуглеводнів та міжколонного тиску газу на усті свердловини [3]. Він закачується та розміщується в заколонному просторі під час цементування, формує додатковий бар'єр над продуктивним пластом та реагує на втрату герметичності в заколонному просторі у випадку порушення цілісності цементного кільця впродовж терміну роботи свердловини. При руйнуванні цементного каменю та початку перетоку вуглеводнів крізь тріщини в цементному камені або мікрозазори, даний цемент реагує та впродовж декількох годин перекриває шляхи перетоку вуглеводнів шляхом відновлення цілісності цементного каменю. Після цього свердловина відновлює свою гідравлічну ізоляцію. Властивості герметика:

- щільність 1400-1920 кг/м<sup>3</sup>;
- температурні обмеження 20-138 °С;
- активуючі вуглеводні – нафта, газ, газоконденсат.

Компанія TAM International пропонує технологію EPIC для усунення наслідків механічного пошкодження цементного кільця через рух труби внаслідок циклічних змін тиску та температури, зсув породи, утворення тріщин в мікрокільцевій зоні або порушення зчеплення цементу [4]. Для цього пропонується використовувати низку пристроїв: заколонний пакер (CAP), цементувальну муфту (PC), пакер+муфту з ущільненням метал-по-металу НАТЧН (НА), розбухаючий пакер (FR). Пакер затрубного простору працює як механічний бар'єр для запобігання первинних та вторинних перетоків газу та є надійною платформою для ступеневого цементування. Цементувальна муфта використовується під час аварійних робіт із ступеневого цементування та як опціональне ущільнення метал-метал і стопорний механізм. Пакер НАТЧН забезпечує миттєву ізоляцію затрубного простору для запобігання перетоків газу в ЕК, вбудована муфта з отворами з ущільненням метал-метал блокується, відсікаючи шляхи для потоку після заміщення бурового розчину в затрубному просторі; пакер забезпечує цілісність обсадної колони

впродовж всього терміну експлуатації свердловини. Розбухаючий пакер FREECAP допомагає попередити розтріскування цементу через розширення та стиснення обсадної колони, має можливість довготривалого зменшення мікрокільцевої зони між обсадною колоною та цементним кільцем, дублює ізоляцію верхньої частини хвостовика.

НПК «Спецбурматеріали» впродовж декількох років займається розробкою матеріалів та технологій для ремонту свердловин [5]. Для ліквідації міжколонних тисків освоєний випуск мікроцементу «Ультрацемент-5С». Цей цемент характеризується середнім розміром частинок на рівні 2,0 мкм, а максимальний розмір не перевищує 5,0 мкм. Склад УСМЦ: гас ТС-1- 38%, мікроцемент «Ультра-5С» -61,4%, ПоліПАР-ВН - 0,5%, ПоліПАР-МГ - 0,1%. Технологія приготування: в гасі розчинюють ПАР та при перемішуванні вводять мікроцемент.

При незначній приймальності МКТ рекомендовано використовувати гелеву систему «Полігель АСМ-КЗ». Вона являє собою водну суспензію нанодисперсного оксиду кремнію. Це низьков'язкий золь кремнієвої кислоти. В'язкість системи 1,5-3,0 мПа·с. Щільність суспензії 1200 кг/м<sup>3</sup>. При контакті з цементним каменем та мінералізованою водою перетворюється в твердий гель, що з часом переходить в опаловидний кварц.

Компанія ПКФ «Недра-С» для вирішення проблеми міжколонних тисків пропонує хвилюву технологію [6]. Пропонується метод попередження появи МКТ, а саме:

- кріплення свердловини шляхом прямої циркуляції з доведенням тампонажного розчину вище башмака колони;

- ущільнення тампонажного розчину з використанням устьового генератора силових хвиль (УГСВ-3), що монтується на цементувальній голівці та запускається в роботу на 15-20 хвилин після досягнення продавочним корком положення «стоп». Пружні хвилі, створені генератором, по хвилеводу (яким є обсадна колона з продавлюваним розчином в ній) розповсюджуються на колону, передаються тампонажному розчину (по типу вібратора, що використовується в будівництві для ущільнення бетону), при цьому відбувається усадження та ущільнення тампонажного розчину. Дана операція приводить до більш якісного заповнення кільцевого простору і зчеплення на межі колона-тампонажний розчин та тампонажний розчин-стінка свердловини;

- після закінчення періоду ОЗЦ (очікування затужавіння цементу) та обладнання устя свердловини проводиться заповнення кільцевого простору, вільного від тампонажного розчину, в'язкопластичним агентом на основі вуглеводнів (ВСН). Цей процес проводиться до досягнення повного заміщення буферного розчину на ВСН. Поява розтріскувань в цементному камені, а також можливі пропуски в різьбових з'єднаннях колони будуть заповнюватись баритом та хризолітовим волокном, які є складовою частиною ВСН. Контроль за розміщенням ВСН над цементним каменем проводиться за допомогою геоакустичного каротажу.

Об'єктом дослідження Ф.Т. Зунга був обраний відхід металургійного виробництва - доменний шлак (ДШ) [7]. При його використанні можливе утворення міцного гелю при взаємодії доменного шлаку (ДШ) з розчином соляної кислоти. При цьому в результаті хімічної реакції між доменним шлаком і соляною кислотою відбувається утворення колоїдних часток кремнезему і гідроксиду алюмінію.

При використанні доменного шлаку і соляної кислоти гелеутворення відбувається в три стадії:

- а) полімеризація мономера з утворенням колоїдних частинок;
- б) зростання колоїдних частинок;
- в) зв'язування колоїдних частинок спочатку в розгалужені ланцюжки, потім в сітки, що поширюються на все рідке середовище і ущільнюють її в гель.

Російським науковцем М'ясищевим В.Є. розроблено технологію та ізолюючі склади для відновлення герметичності газових свердловин [8]. Запропоновано використовувати суміш, що складається з рідкого скла і відходів виробництва капролактаму, для приготування якої використовувалися наступні компоненти:

- товарне рідке скло, що являє собою в'язку рідину щільністю понад 1400 кг/м<sup>3</sup>;
- лужний стік виробництва капролактаму, який є складною сумішшю натрієвих солей органічних кислот зі змінним складом в залежності від партії кінцевого продукту, що являє со-

бою рідину з високою проникаючою здатністю, непрозору, без механічних домішок, щільністю 1100-1200 кг/м<sup>3</sup>;

- ОП-10 масляниста рідина або паста від світло-жовтого до світло-коричневого кольору, є неіоногенною поверхнево-активною речовиною, що має слаболужну або слабокислу реакцію, та добре розчиняється у воді.

Рекомендований склад забезпечує ефективне зміцнення зразків піску, оскільки сформований продукт, будучи цілісним, утворює єдиний «скелет» і має достатню міцність на стиск, яку можна порівняти з міцністю на стиск цементного каменю - 18-20 кгс/см<sup>2</sup>. Запропонована технологія створення гідрозатворів включає формування кільцевого каналу в свердловині шляхом видалення частини обсадної колони в інтервалі залягання покрівлі над продуктивним пластом, видалення тампонажного матеріалу і розширення стовбура свердловини у вікні обсадної колони. При цьому створюється гідравлічний зв'язок між внутрішньокolonним і за колонним простором у вигляді кільцевого каналу. Особливістю розробленої технології є те, що після формування гідравлічного каналу в свердловину спускають ліфтову колону з пакером і циркуляційним клапаном, а потім кільцевий канал і сполучений з ним затрубний простір заповнюють рідиною до рівня, що забезпечує постійне перевищення гідростатичного тиску стовпа рідини над пластовим тиском газу.

Розроблено низку способів визначення місць витоку газу в міжколонний простір свердловини [9]. Згідно з цим патентом в затрубний простір свердловини спускають оптиковолоконний кабель, зупиняють свердловину, закривають міжколонний простір, витримують свердловину до стабілізації тисків і природного розподілу температур, за допомогою оптиковолоконної системи вимірюють температури і тиски уздовж стовбура свердловини, відкривають міжколонний простір і вимірюють температури і тиски уздовж стовбура свердловини, визначають різниці на відповідних глибинах перших похідних температури і тиску при закритому та відкритому міжколонному просторі і на глибинах, де різниці перших похідних температури і тиску відрізняються від нуля більше, ніж на величину термо- і бароградієнтів, знаходять місце витоку газу в міжколонний простір.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Отже, важливим напрямком збільшення терміну безпечної та ефективної експлуатації свердловин є забезпечення їх герметичності. У зв'язку з цим, розробка технологій і технічних засобів, спрямованих на підвищення ефективності ремонтних робіт з даної проблеми, є вельми актуальним завданням.

Для вирішення цих ускладнень авторами статті було поставлено завдання з розробки способу ліквідації міжколонних тисків та удосконалення складу і процесу використання рецептур для ліквідації міжколонних газопроявлень, міжпластових перетоків і відновлення герметичності обсадних колон, що має тривалий термін стабільності, високу герметизуючу стійкість та низьку корозійну активність.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Авторами статті було розроблено багатоконпонентну композицію на вуглеводневій основі, розчин для очищення експлуатаційної колони від окислів солей заліза та спосіб ліквідації міжколонних тисків за допомогою цих розчинів. Багатоконпонентна композиція містить рідке скло (силікат натрію або калію) або етилсилікат ЕТС-40, ЕТС-32 як основний компонент, бітум, гудрон, каучук, крейду, мікрволокна поліпропіленові або базальтові, азбестову крихту, бентонітову глину та решту - вуглеводневу фракцію (дизпаливо, конденсат тощо) при наступному співвідношенні компонентів, мас. %: рідке скло або етилсилікат – 15-50; бітум – 5-20; гудрон – 5-20; каучук – 0,5-3; крейда – 0,5-3; мікрволокна поліпропіленові або базальтові – 0,2-2; азбестова крихта – 0,5-3; бентонітова глина – 0,5-3; вуглеводнева фракція (дизпаливо, конденсат тощо) – решта. Склад розчину для очищення експлуатаційної колони, мас. %: хлорид кальцію – 1-40; хлорид магнію – 1-40; оцтова кислота – 2-25; мурашина кислота – 2-25; технічна вода – решта.

Приготування технологічної рідини здійснюється за рахунок розчинення і змішування сухих та рідких компонентів отриманого складу в вуглеводневій основі (конденсат, дизпаливо тощо). Рідини виготовляють у ємності. Композиція на вуглеводневій основі: вуглеводневу фракцію змішують з гудроном, бітумом, етилсилікатом та залишають до розчинення компонентів, після чого до розчину додають розрахункову кількість каучуку, мікрволокна поліпропіленові або базальтові, азбестову крихту, бентонітову глину, крейду. Розчин для очищення експлуата-

ційної колони виготовляють наступним чином: в технічну воду додають оцтову та мурашину кислоти, а також хлорид кальцію і хлорид магнію у розрахунковій кількості. Змішування рідин здійснюється цементувальним агрегатом.

Приклади приготування композицій на вуглеводневій основі:

Зразок 1. Для приготування 100 мл композиції на вуглеводневій основі в 30 мл дизельного палива розчиняють 10 г гудрону та 10 г бітуму. Після розчинення компонентів до розчину додають 40 мл етилсилікат-40, 2 г каучуку, 2 г мікрОВОЛОКНА, 2 г азбестової крихти, 2 г бентонітової глини, 2 г крейди.

Зразок 2. Для приготування 100 мл композиції на вуглеводневій основі в 25 мл дизельного палива розчиняють 15 г гудрону та 15 г бітуму. Після розчинення компонентів до розчину додають 35 мл етилсилікат-40, 2 г каучуку, 2 г мікрОВОЛОКНА, 2 г азбестової крихти, 2 г бентонітової глини, 2 г крейди.

Зразок 3. Для приготування 100 мл композиції на вуглеводневій основі в 20 мл дизельного палива розчиняють 20 г гудрону та 5 г бітуму. Після розчинення компонентів до розчину додають 45 мл етилсилікат-40, 2 г каучуку, 2 г мікрОВОЛОКНА, 2 г азбестової крихти, 2 г бентонітової глини, 2 г крейди.

Зразок 4. Для приготування 100 мл композиції на вуглеводневій основі в 20 мл дизельного палива розчиняють 20 г гудрону та 5 г бітуму. Після розчинення компонентів до розчину додають 45 мл етилсилікат-40, 3 г каучуку, 2 г мікрОВОЛОКНА, 1 г азбестової крихти, 1 г бентонітової глини, 3 г крейди.

Зразок 5. Для приготування 100 мл композиції на вуглеводневій основі в 20 мл дизельного палива розчиняють 20 г гудрону та 5 г бітуму. Після розчинення компонентів до розчину додають 45 мл етилсилікат-40, 2 г каучуку, 3 г мікрОВОЛОКНА, 2 г азбестової крихти, 2 г бентонітової глини, 1 г крейди.

Додатково як приклад приготували 100 мл розчину для проходження реакції дисоціації (хлорид кальцію – 10 г; хлорид магнію – 10 г; оцтова кислота – 10 мл; мурашина кислота – 10 мл; технічна вода – решта).

Металеві зразки-свідки виготовлені зі сталі Р-110 розміром 30x20x4 мм, з отвором діаметром 4 мм опустили на 5 хв. в розчин для проходження реакції дисоціації, потім занурили в один з композиційних розчинів на вуглеводневій основі (зразок 1-5) на 20 хв. Зразки-свідки підняли з розчину та залишили для проходження реакції при температурі 300°C в сушильній шафі.

Результати досліджень представлені в таблиці.

#### Показники зразків композицій на вуглеводневій основі

Зразок	Адгезійна властивість	Час кристалізації, хв	Проникаюча здатність, мД	Відносна деформація руйнування структури, %	Швидкість корозії, г/м <sup>2</sup> ·год.
1	гарна	180	8	0,8	0,091
2	гарна	184	7	1,2	0,094
3	гарна	175	8	0,7	0,092
4	гарна	172	7	3,0	0,091
5	гарна	178	6	2,0	0,092

За даними, наведеними в таблиці, можна відмітити, що запропонований склад має високі показники стабільності, підвищену герметизуючу стійкість, високу адгезійну властивість та не є корозійно активним. Крім того, склад є легким у приготуванні, не потребує залучення спеціального обладнання і може бути приготовлений персоналом будь-якого кваліфікаційного рівня.

Ліквідацію міжколонних тисків за розробленим способом здійснюють наступним чином.



Спочатку виготовляють герметизуючий склад. У вуглеводневу фракцію з конденсату або дизпалива, перемішуючи за допомогою цементувального агрегату (ЦА), додають складові герметизуючого складу в необхідних пропорціях - етилсилікат, бітум, гудрон, каучук, крейду, мікрОВОлокна поліпропіленові або базальтові, азбестову крихту, бентонітову глину. Окремо готують розчин для очищення експлуатаційної колони від окислів солей заліза, для чого в технічну воду додають із змішуванням хлорид кальцію, хлорид магнію, оцтову та мурашину кислоти в необхідних пропорціях. Проводять необхідні геофізичні дослідження свердловини, визначення місця знаходження дефекту (початку витоку газу), перфораційних отворів. Стравлюють міжколонний тиск до нуля, відкривають засувку на заколонному просторі та проводять закачування в затрубний простір розчину для очищення експлуатаційної колони, витримують його протягом 30 хв. Потім в затрубний простір прокачують герметизуючий склад. Відводять заданий час (1 годину) для затвердіння та кристалізації герметизуючого складу в місці дефекту. Склад заповнює низькопроникні канали негерметичності обсадної колони та цементного каменю і створює в них непроникну кристалічну структуру для міграції вуглеводнів. По закінченню технологічної витримки залишки герметизуючого складу викидають на факельний амбар, закривають засувку на заколонному просторі та проводять спостереження за міжколонним тиском.

Застосування запропонованого способу забезпечить відновлення герметичності експлуатаційної колони, цементного каменю за рахунок герметизації місць негерметичності експлуатаційної колони у різьбових з'єднаннях, стику секцій колони, місць пошкодження та заповнення каналів міграції газу в цементному камені і створення в інтервалі газопровідного каналу міцної, непроникної і довговічної композиції.

Авторами отримано патенти на корисну модель «Склад для ліквідації міжколонних тисків» 133457 UA на водній основі [10], та «Спосіб ліквідації міжколонних тисків в свердловині» 133460 UA із використанням герметизуючого складу на вуглеводневій основі [11].

Розроблений спосіб ліквідації міжколонного тиску було випробувано на свердловині № 32 Краснокутського ГКР, яка на той момент знаходилась у бурінні. Буріння проводилось Полтавським відділенням управління бурових робіт. Проектна глибина свердловини становить 5500 м (168 мм експлуатаційна колона). Обсадну колону Ø 245 мм було спущено до глибини 5100 м із стиком секцій на глибині 2995 м та 4097 м. Стик II-ї і III-ї секцій Ø 245 мм обсадної колони на глибині 2995 м виявився негерметичним. Було прийнято рішення використати для відновлення герметичності з'єднання II-ї і III-ї секцій розроблений склад з основним компонентом етилсилікатом ЕТС-40.

Перед проведенням робіт приготували 1м<sup>3</sup> герметизуючого розчину, для цього в сухій очищеній від вологи пластмасовій ємності змішали наступні компоненти: 1000 кг - етилсилікат ЕТС-40; 5 кг – фібра; 10 кг – азбест хризолітовий, марка А-6К-30. Утворений розчин перемішали до утворення однорідної маси.

В мірних ємностях 2-х ЦА-320 приготували 10м<sup>3</sup> прісної технічної води.

Приготували 12%-ний кислотний розчин з інгібованою соляною кислотою.

При відкритому затрубному просторі за допомогою ЦА-320 закачали в трубний простір 3 м<sup>3</sup> прісної технічної води в якості буферної рідини, 1 м<sup>3</sup> 12% кислотного розчину.

За допомогою АЦФ-700 закачали в трубний простір 1 м<sup>3</sup> герметизуючого розчину з ЕТС-40. Після чого за допомогою ЦА-320 закачали в трубний простір прісної технічної води в якості розділяючої рідини; потім 0,4 м<sup>3</sup> природного розчину бішофіту  $\rho = 1,25 \text{ г/см}^3$ , знов технічну воду та 17 м<sup>3</sup> бурового розчину густиною 1290 кг/м<sup>3</sup> в якості продавлювальної рідини.

Закрили трубні плашки превентора, затрубний простір та за допомогою ЦА-320 буровим розчином провели закачування на поглинання герметизуючого розчину об'ємом 1 м<sup>3</sup>, прісної технічної води об'ємом 0,3 м<sup>3</sup>, розчину бішофіту об'ємом 0,4 м<sup>3</sup>.

Через 1 год. стравили тиск в трубному та затрубному просторі. Відкрили трубні плашки превентора. Підняли бурильну колону на 18-20 м до гл. 2963 м. Провели зворотну промивку свердловини протягом 1,5 об'єму трубного простору ( $\approx 34,7 \text{ м}^3$ ). Закрили трубні плашки превентора. Створили тиск в трубному просторі 100 атм та залишили свердловину на технологічну витримку під тиском протягом 72 год.

Після цього провели опресування з'єднання секцій 2 рази на 450 атм. Герметизуюча композиція витримала тиск опресування 450 атм, відновлення герметичності з'єднання II-ї та III-ї секцій було проведено якісно. Однак, через неякісні труби відбулось руйнування Ø245 мм обсадної колони.

Розроблений спосіб та герметизуючий склад для ліквідації міжколонних тисків рекомендується використовувати в подальшому на свердловинах АТ «Укргазвидобування».

#### **Висновки:**

1. Викладено ряд світових розробок з ліквідації міжколонного тиску різних нафтогазових компаній та науковців галузі.

2. Запропоновано спосіб ліквідації міжколонних тисків та герметизуючий склад на вугледонній основі з етилсилікатом ЕТС-40, на який отримано патент на корисну модель 133460 UA.

3. Здійснено випробування технології на свердловині № 32 Краснокутського ГКР із негерметичним стиком між II-ю і III-ю секціями в Ø245мм обсадній колоні.

#### *Список літератури*

1. *Яремійчук Р.С.* Довідник з нафтогазової справи [Текст] / *В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук.* – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.

2. *Райкевич С.И.* Разработка способов и технологий повышения продуктивности скважин газовых и нефтяных месторождений / автореф. дис. на получение научн. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.17 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» // *С.И. Райкевич.* – Москва: ВНИИОЭНГ. – 2004. – 11 с.

3. Технология активного цементного камня [Електронний ресурс] - «Schlumberger» - 08-CE-064 – Режим доступа : [www.slb.com/futur](http://www.slb.com/futur) - 20.01.2019.

4. Комплекс технологических решений ЕРИС для повышения качества заливки колонн [Текст] – Презентация компании «ТАМ International». – 2013. – 26 с.

5. Полимерные композиции. Полигель-АСМ [Електронний ресурс] – НПК «Спецбурматериали». – Режим доступа : <http://npksbm.ru/> – 20.01.2019.

6. *Новиков С.С.* Управление рисками. Геоакустика и волновые технологии – пути решения проблем межколонных давлений (МКД) [Текст] / *С.С. Новиков* // *Время колтюбинга.* – 2014. – №1. – С. 76-83.

7. *Фан Тиен Зунг.* Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах [Текст] / автореф. дис. на получение научн. степени канд. техн. наук : спец.25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / *Фан Тиен Зунг.* – Уфа: Недра, 2006. – 26 с.

8. *Мясищев В.Е.* Разработка технологии и изолирующих составов для восстановления герметичности газовых скважин / автореф. дис. на получение научн. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / *В.Е. Мясищев.* – М.: ВНИИОЭНГ, 2012. – 43 с.

9. Пат. 50784 UA (Україна) МПК<sup>7</sup> 6E21B47/10 Спосіб визначення місць витоку газу в міжколонний простір свердловини / *Старостін Ю.А.*; заявник і власник патенту УкрНДІгаз – № 99020865; заявл. 16.02.1999; опубл. 15.11.2002, Бюл № 11.

10. Пат. 133457 UA (Україна) МПК<sup>7</sup> E21B33/13 Склад для ліквідації міжколонних тисків / *Зеленський В.Ю., Зеленський М.В., Троцька С.В.*; заявник і власник патенту УкрНДІгаз – № u 2018 10408; заявл. 22.10.2018; опубл. 10.04.2019, Бюл.№ 7

11. Пат. 133460 UA(Україна) МПК<sup>7</sup> E21B33/13 Спосіб ліквідації міжколонних тисків у свердловині /*Зеленський В.Ю., Зеленський М.В., Троцька С.В.*; заявник і власник патенту УкрНДІгаз – № u 2018 10421; заявл. 22.10.2018; опубл. 10.04.2019, Бюл. № 7.

Надійшла до редакції 02.03.20

УДК 622.692.4076:620.197

**Р.В. Шимановський, К.М. Діхтенко, канд. техн. наук, Д.О. Дегтярьов  
(УкрНДІгаз)**

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАХИСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ІНГІБІТОРА КОРОЗІЇ  
У СЕРЕДОВИЩАХ НАФТОГАЗОПЕРЕРОБНОГО ОБЛАДНАННЯ  
ШЕБЕЛИНСЬКОГО ВІДДІЛЕННЯ З ПЕРЕРОБКИ  
ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ ТА НАФТИ**

*Проведено оцінку швидкостей корозії нафтогазопереробного обладнання в присутності інгібітора корозії TN-08917 в лабораторних умовах з використанням середовищ технологічного обладнання Шебелінського відділення з переробки газового конденсату та нафти (ШВПГКН). Визначено тенденції захисних властивостей інгібітора корозії в залежності від його концентрації в середовищах технологічного обладнання.*

*Проведена оценка скоростей коррозии нефтегазоперерабатывающего оборудования в присутствии ингибитора коррозии TN-08917 в лабораторных условиях с использованием сред технологического оборудования Шебелинского отделения по переработке газового конденсата и нефти (ШОПГКН). Определены тенденции защитных свойств ингибитора коррозии в зависимости от его концентрации в средах технологического оборудования.*

*The corrosion rates of oil and gas processing equipment in the presence of a TN-08917 corrosion inhibitor were evaluated in laboratory conditions using process equipment media from the Shebelinsky department for processing gas condensate and oil. The trends of the protective effects of a corrosion inhibitor depending on its concentration inside processing units are determined.*

Нафта, яка надходить на переробку, містить в своєму складі пластову воду, різноманітні мінеральні солі, механічні домішки в незначних кількостях.

Переробка такої нафти призводить до інтенсивної корозії обладнання та трубопроводів внаслідок підвищеної температури, тиску, концентрації діоксиду вуглецю та сірководню, співвідношення вода: вуглеводнева сировина, лінійної швидкості потоку, вмісту хлорид-іонів, сірки (табл. 1) та гідролізу хлористих солей лужноземельних металів з утворенням кислот. Крім цього, на швидкість і характер протікання корозії впливають властивості матеріалу, з якого виготовлено технологічне обладнання. Таким чином, корозійно-неагресивна нафтогазо-конденсатна сировина під час переробки набуває характеристики корозійно-небезпечного середовища.

Таблиця 1

**Корозійно-небезпечні складові у вуглеводневій сировині в т.1, т.2, т.20**

Концентрація хлорид-іонів, мг/л			Вміст сірки, % мас., в сировині		
т.1	т.2	т.20	т.1	т.2	т.20
28,0	394,2	6,1	0,075	0,944	0,134

Глибоке знесолення нафти перед переробкою – одне з найголовніших умов зниження корозії апаратури. При знесоленні промивною водою, в першу чергу, вилучається хлорид натрію, а більш стабільні хлориди кальцію та магнію залишаються в нафті та гідролізуються в процесі перегонки з утворенням відносно великої кількості хлористого водню.

Промивні води, які видаляються з потоку термодегідраторами (Е-11, Е-12), електродегідратором (ЕДГ-2) та рефлюксною ємністю Е-1, подаються до ємності Є-ВВ для зберігання до утилізації. Отже, під вплив промивної води з корозійно-небезпечними складовими (табл. 2) потрапляє технологічне обладнання на вході в установку УГФ-1 до ректифікаційної колони К-1.

Таблиця 2

## Склад дренажних вод ємностей УГФ-1 ШВПГКН

Місце відбору зразка	M <sup>1)</sup> , мг/л	рН	Концентрація, мг/л							
			Fe <sub>заг</sub>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	OK <sup>2)</sup>
Е-1	61,4	6,1	0	36,4	0	0	0	25	<5	83,7
Е-11	121846	5,6	17,9	56925,4	3899	1657	5935,5	53402	5-10	46,8
Е-12	5177,8	8,0	0	2295,8	152,8	77,2	258,4	2384	5-10	0
ЕДГ-2	2239,1	8,3	0	548,6	105,0	61,6	106,5	1407	5-10	0

Примітки: 1. ОК – низькомолекулярні органічні кислоти жирного ряду в перерахунку на оцтову кислоту.  
2. М – загальна мінералізація.

Захист цього обладнання від корозії, яка зумовлена агресивністю промивної води в умовах підвищених температур і тисків, може бути здійснено комплексом заходів: застосуванням для виготовлення технологічного обладнання корозійно-стійких сталей або матеріалів, нанесенням на його внутрішню поверхню захисного покриття та зниженням корозійної агресивності робочого середовища. Застосування корозійно-стійких сталей та сплавів із захисним покриттям доречно врахувати під час проектування та виготовлення установки. Але для постійно задіяного устаткування найбільш технічно доступним та економічно виправданим є введення до середовищ технологічного обладнання інгібіторів корозії, велика кількість яких пропонується вітчизняними та закордонними виробниками. Тому актуальним завданням нафтогазопереробної галузі є підбір та застосування інгібіторів корозії.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Аналіз наукових публікацій [1-6] вказує на те, що у світі як інгібітори корозії для середовищ технологічного обладнання нафтогазопереробних підприємств повсякчасно пропонуються нові, більш ефективні сполуки та вдосконалюються методи їх застосування. Наприклад, масометричними дослідженнями встановлено [1] захисні властивості нового типу імідазолінового інгібітору корозії СУ-1, який синтезовано з олеїнової кислоти та діетилентриаміну і модифіковано цефіролом, у середовищі корозійно-активної води відносно сталі 20. З'ясовано, що СУ-1 у концентрації 200 мг/л та температурі середовища 80 °С за час експозиції зразків 168 годин проявляє захисний ефект 74,3 %. Доведено [1], що синергетична суміш, яка складається з рівних частин інгібіторів корозії СУ-1 та СВ-1, за тих же умов знижує швидкість корозії на 79,9 %. Дослідження [2] засвідчили, що калієві солі нітронітрозних похідних олефінових вуглеводнів C<sub>8</sub> – C<sub>18</sub> у концентрації 50 мг/л ефективно захищають сталеві зразки у 1 % водному розчині хлориду натрію, який насичено двоокисом вуглецю. У [3] методами електрохімічних вимірювань та квантовохімічних розрахунків, а також скануючою електронною мікроскопією досліджено інгібуючу дію на корозію вуглецевої сталі у нейтральному 0,5 М розчині хлориду натрію кількох нових похідних тіадіазолу. Лабораторними дослідженнями [4] в умовах, які моделюють оклюдований під осадам розчин, показано, що лаурат натрію інгібує корозію сталі N80 під осадами у 0,2 М розчині хлориду натрію. Визначено [4], що інгібітор корозії адсорбується на поверхні сталі у відповідності з ізотермою Флорі-Хаггінса та подавляє електродні реакції як на оклюдованому аноді, так і на зовнішньому катоді. Масометричними та електрохімічними вимірюваннями вивчено [5] інгібуючий вплив 4-(диметилдодециламонійбромід) бензиліденбензол-2-іл-аміну на корозію трубної вуглецевої сталі у кислому середовищі при температурах 20-80 °С. Методами електрохімічних вимірювань та інфрачервоної спектроскопії доведено [6], що лаурилова кислота знижує швидкість корозії зразків сталі N80 у розчинах хлориду натрію, які вміщують двоокис вуглецю з величиною рН, що змінюється у межах від 4,9 до 7,4. Виявлено, що лаурилова кислота при низьких рН гальмує катодні корозійні процеси, а при більш високих рН - як катодні, так і анодні корозійні процеси.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Виходячи з актуальності, метою роботи є дослідження захисних властивостей інгібітору корозії, який вже використовується для захисту від корозії обладнання Шебелинського відділення з переробки газового конденсату та нафти та встановлення оптимальних захисних концентрацій, що сприяє збільшенню обсягів виробництва завдяки збільшенню міжремонтного інтервалу.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Для захисту від корозії обладнання на вході в установку та для подовження термінів його безаварійної експлуатації разом з такими протикорозійними заходами, як виготовлення обладнання з корозійно-стійких матеріалів та застосування захисних покриттів, пропонується дослідити вплив інгібіторного захисту. Шляхом введення в потік сировини інгібітору корозії може гальмуватися загальна, рівномірна та пітингова і/або виразкова корозія під дією промивної мінералізованої водної фази, яка вміщує корозійно-небезпечні складові.

Для оцінки ефективності інгібітору корозії, визначення коефіцієнту гальмування  $\gamma$  корозійних процесів в лабораторних умовах масометричним методом з використанням зразків-свідків корозії зі сталі групи міцності Д досліджено зміни швидкості корозії  $V$  в присутності інгібітору TN-08917 у різних концентраціях  $C_{інг}$ . Як корозійні середовища для досліджень використано відібрані зразки промивних вод термодегідраторів Е-11, Е-12, електродегідратора ЕДГ-2 і рефлюксної ємності Е-1. Об'єктом досліджень використано інгібітор корозії TN-08917 у концентраціях 10-50 г/т. Зміни швидкості корозії визначено при перемішуванні середовища впродовж 4 годин в карусельній установці при температурі 80 °С у співвідношенні промивна вода / вуглеводнева сировина 80 : 20. Результати лабораторних досліджень швидкості корозії  $V$  згідно з [7] наведено у таблиці 3.

Таблиця 3

**Швидкість корозії  $V$  сталі групи міцності Д і коефіцієнт гальмування інгібітору корозії у середовищах технологічного обладнання ШВПГКН**

Корозійне середовище	$C_{інг}$ , г/т	Швидкість корозії $V$ , мм/рік	Середня швидкість корозії, мм/рік	Коефіцієнт гальмування, $\gamma = V^2/V_i$	
1	2	3	4	6	
Е-1	контрольний	1,35	1,33	–	
		1,32			
	10	1,05	0,98	1,36	
		0,91			
	20	0,57	0,51	2,62	
		0,45			
	30	0,85	0,86	1,55	
		0,87			
	50	0,23	0,27	4,94	
		0,31			
	Е-11	контрольний	0,73	0,61	–
			0,49		
10		2,26	2,17	0,28	
		2,09			
20		1,22	1,22	0,50	
		1,21			
30		2,25	2,36	0,26	
		2,46			
50		0,44	0,41	1,49	
		0,38			

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	6
E-12	контрольний	0,44	0,43	–
		0,42		
	10	0,23	0,22	1,98
		0,21		
	20	0,11	0,07	6,00
		0,04		
	30	0,18	0,14	3,09
		0,10		
	50	0,16	0,19	2,34
		0,21		
ЕДГ-2	контрольний	0,31	0,36	–
		0,41		
	10	0,28	0,27	1,38
		0,25		
	20	0,06	0,04	9,82
		0,02		
	30	0,11	0,07	5,18
		0,03		
	50	0,02	0,03	13,57
		0,03		

Примітки: 1. Об'єм корозійного середовища в осередку 200 мл; 2. V – швидкість корозії у середовищі за відсутності інгібітора корозії.

Як видно з табл. 3, середня швидкість загальної корозії за відсутності інгібітора корозії складає для середовищ ємності E-1 – 1,33 мм/рік, термодегідраторів E-11 – 0,61 мм/рік та E-12 – 0,43 мм/рік, електродегідратора ЕДГ-2 – 0,36 мм/рік. Оцінка результатів досліджень (табл. 3) вказує на те, що V у цих середовищах перевершує межу 0,25 мм/рік, тому вони згідно з нормативними документами NACE [8] належать до середовищ з важким ступенем корозійної небезпеки.

Аналіз результатів проведених досліджень (табл. 3) свідчить про те, що у зразках корозійного середовища рефлюксної ємності E-1 застосування інгібітора корозії в концентрації 50 г/т дає змогу знизити швидкість корозії у 5 разів.

Дослідженнями встановлено (табл. 3), що у зразках середовища термодегідратора E-11 найвищий коефіцієнт гальмування  $\gamma$  величиною  $\sim 1,5$  виказує інгібітор корозії в концентраціях 50 г/т. Одночасно присутність у корозійному середовищі термодегідратора E-11 менших концентрацій інгібітора корозії може стимулювати корозію. Можливо це пов'язано з високою мінералізацією водного середовища та низьким рівнем рН.

За результатами досліджень оцінено також швидкість корозії та коефіцієнт гальмування в середовищі термодегідратора E-12: найбільше гальмування корозійних процесів проявляється при концентрації інгібітора корозії 20 г/т, збільшення або зменшення цієї концентрації може призвести до зниження захисного ефекту.

Швидкість корозії та коефіцієнт гальмування в середовищі електродегідратора ЕДГ-2 зі збільшенням концентрації інгібітора корозії змінюється неоднозначно: при збільшенні концентрації інгібітора з 10 г/т до 20 г/т спостерігається різке зростання коефіцієнту гальмування до 9,8, збільшення концентрації до 30 г/т дає незначне зниження коефіцієнту гальмування, наступне збільшення концентрації до 50 г/т дає змогу знизити корозію руйнування обладнання в 13,6 разів.

Підсумовуючи вищенаведене, можна зазначити, що інгібітор корозії TN-08917 проявляє високі захисні властивості тільки в лужних середовищах, а саме, в середовищі електродегідратора ЕДГ-2 і термодегідратора E-12, оскільки може бути досягнута швидкість корозії менше

0,12 мм/рік, в кислому середовищі рефлюксної ємності E-1 та термодегідрататора E-11 захисні властивості інгібітора корозії TN-08917 зменшуються разом зі зменшенням величини рН.

Це підтверджується і графічними залежностями змін коефіцієнту гальмування  $\gamma$  від змін концентрації інгібіторів корозії  $C$  у середовищах рефлюксної ємності E-1, термодегідрататорах E-11, E-12 та електродегідрататора ЕДГ-2 (рис.).

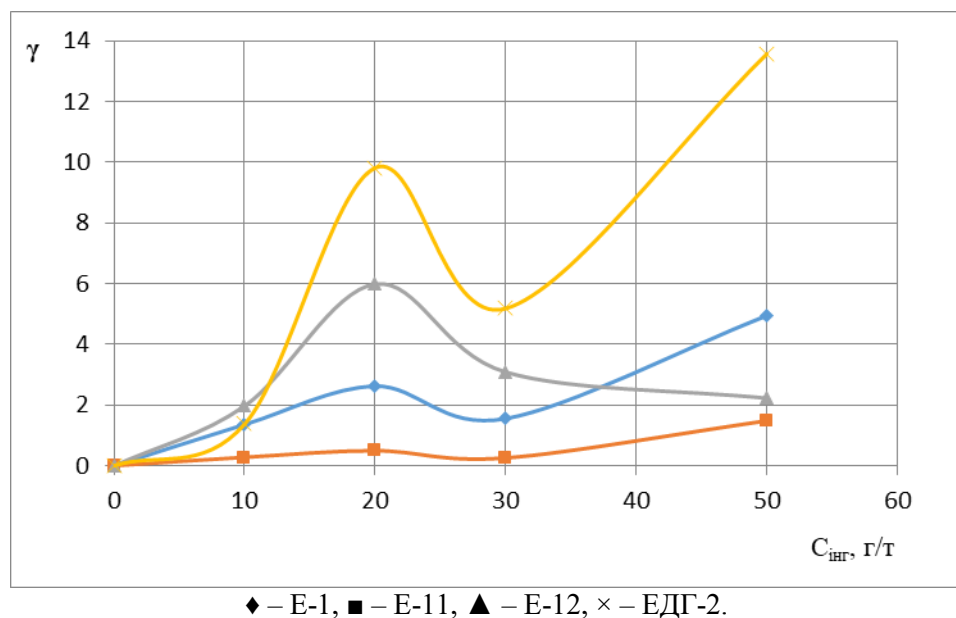


Рис. Зміни величини коефіцієнту гальмування  $\gamma$  у середовищі промивних вод УГФ-1 в залежності від концентрації інгібітора корозії  $C$  при температурі 80 °С

#### Висновки:

1. Вперше оцінено швидкість корозії в присутності інгібітора корозії TN-08917 у корозійному середовищі промивних вод Шебелинського ВПГКН.
2. Встановлено, що у присутності інгібітора корозії при температурі 80 °С швидкість корозії зменшується у 1,5-14 разів, досягаючи 0,03-0,07 мм/рік.
3. Експериментально підібрано концентрацію інгібітора корозії TN-08917 для термодегідрататора E-12 та електродегідрататора ЕДГ-2, при якій знижується швидкість корозії до допустимих в нафтогазовій галузі величин.

#### Список літератури

1. Yanbing C. Synthesis of corrosion inhibitor CY-1 and study on its inhibiting properties [Text] / C. Yanbing, W. Weimin, W. Xianda // Petrol. Process. and Petrochem. – 2011. – 42. – № 10. – P. 82-84.
2. Аббасов В.М. Влияние имидазолинов синтетических нафтеновых кислот на кинетику углекислотной коррозии стали [Текст] / В.М. Аббасов, Л.М. Эфендиева, Л.Г. Нуриев // Естеств. и техн. науки. – 2010. – № 4. – С. 399-402.
3. Fouda A.S. Inhibitive effect of some thiadiazole derivatives on C-steel corrosion in neutral sodium chloride solution [Text] / A.S. Fouda, F. El-Taib Heakal, M.S. Radwan // Mater. Chem. and Phys. – 2011. – 125. – № 1-2. – P. 26-36.
4. Zhu Y.L. Inhibition mechanism of sodium laurate to underdeposit corrosion of carbon steels in NaCl solutions [Text] / Y.L. Zhu, X.P. Guo, Y.B. Qiu // Corros. Eng., Sci. and Technol. – 2010. – 45. – № 6. – P. 442-448.
5. Hegazy M.A. Investigation of the inhibitive effect of p-substituted 4-(N,N,N-dimethyldodecylammonium bromide) benzylidene-benzene-2-yl-amine on corrosion of carbon steel pipelines in acidic medium [Text] / M.A. Hegazy, H.M. Ahmed, A.S. El-Tabei // Corros. Sci. – 2011. – 53. – № 2. – P. 671-678.

6. *Zhaoling L.* A mechanism of inhibition action of lauryl acid is in solutions of NaCl saturated CO<sub>2</sub> [Текст] / *L. Zhaoling, G. Xingpeng* // *Zhongguo fushi yu fanghu xuebao*. – 2010. – Т. 30. – № 6. – Р. 477-480.

7. ДСТУ 3830-98 Корозія металів та сплавів. Терміни та визначення основних понять. – К.: Держстандарт України, 1999. – 31 с.

8. NACE SP0775-2013 Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operation. – Houston: NACE International, 2013. – 16 p.

Надійшла до редакції 07.02.20



## ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

## ТРАНСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА

## NATURAL GAS TRANSPORTATION

УДК 621

Ю.А. Олійник, канд. техн. наук, О.В. Праско, О.С. Мосін, Н.Б. Михайликова  
(УкрНДІгаз)

## РОЗРАХУНОК РОЗХОДУ ПАЛИВНОГО ГАЗУ НА КОМПРЕСОРНІЙ СТАНЦІЇ

*Розроблено алгоритм розрахунку розходу паливного газу на газоперекачувальному агрегаті (ГПА) та в компресорному цеху (КЦ). Алгоритм дозволяє визначити кількість робочих ГПА та параметри ГПА з урахуванням параметрів КЦ, після чого розраховується розхід паливного газу на робочому ГПА і далі в КЦ та на компресорній станції. В розрахунках враховуються обмеження ГПА по мінімальному розходу перекачуваного газу в компресорі або по мінімальній потужності приводу компресора.*

*Разработан алгоритм расчета расхода топливного газа на газоперекачивающем агрегате (ГПА) и в компрессорном цеху (КЦ). Алгоритм позволяет определять число рабочих ГПА и параметры ГПА с учетом параметров КЦ, после чего рассчитывается расход топливного газа на рабочем ГПА и далее в КЦ и на компрессорной станции. В расчетах учитываются ограничения ГПА по минимальному расходу перекачиваемого газа в компрессоре или по минимальной мощности привода компрессора.*

*An algorithm for calculating the fuel gas flow rate at the gas pumping unit (GPU) and in the compressor shop (CS) has been developed. The algorithm makes it possible to determine the number of working GPU and parameters of GPU taking into account the CS parameters, after which the fuel gas flow rate at the working GPU and further to the CS and at the compressor station is calculated. The calculations take into account the limitations of the GPU on the minimum flow rate of pumped gas in the compressor or on the minimum power of the compressor drive.*

**Постановка проблеми.** Для розрахунку розходу (добового об'єму) паливного природного газу на компресорній станції (КС) необхідно розрахувати розхід паливного газу (ПлГ) в кожному компресорному цеху (КЦ) КС. Для розрахунку розходу ПлГ в КЦ необхідно розрахувати розхід ПлГ в робочому газоперекачувальному агрегаті (ГПА). Можна спростити задачу та розрахувати розхід ПлГ в КЦ, але для КЦ невідоме точне значення та обмеження теплотехнічних параметрів для різних режимів роботи ГПА (допустимі температури та тиски газу, коефіцієнти корисної дії (ККД) компресорів та приводів тощо). Ці параметри відомі для ГПА, тому точне значення розходу ПлГ потребує розрахувати його для кожного працюючого ГПА, а потім для КЦ та для КС. При цьому режими роботи ГПА (одного або декілька) залежатимуть від режимів роботи КЦ, а режими роботи КЦ (одного або декілька) залежатимуть від режимів роботи КС.

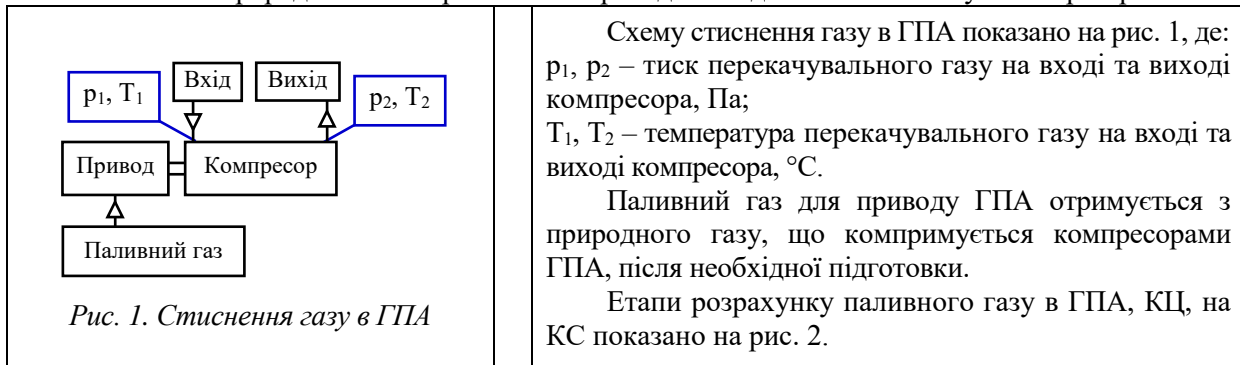
**Мета статті** – отримати алгоритм розрахунку розходу (об'єму) ПлГ в КС, КЦ, ГПА з урахуванням технічних характеристик, режиму роботи та технічних обмежень параметрів ГПА.

**Аналіз досліджень і публікацій.** В стандарті [1] розроблена методика розрахунку добового розходу ПлГ на КС. В методиці використовується робота політропного стискання газу в КЦ. Цей параметр незручний, оскільки в практичних дослідженнях та розрахунках режимів роботи КЦ та ГПА використовується потужність робочих ГПА (приводів робочих ГПА), сума яких є потужністю КЦ.

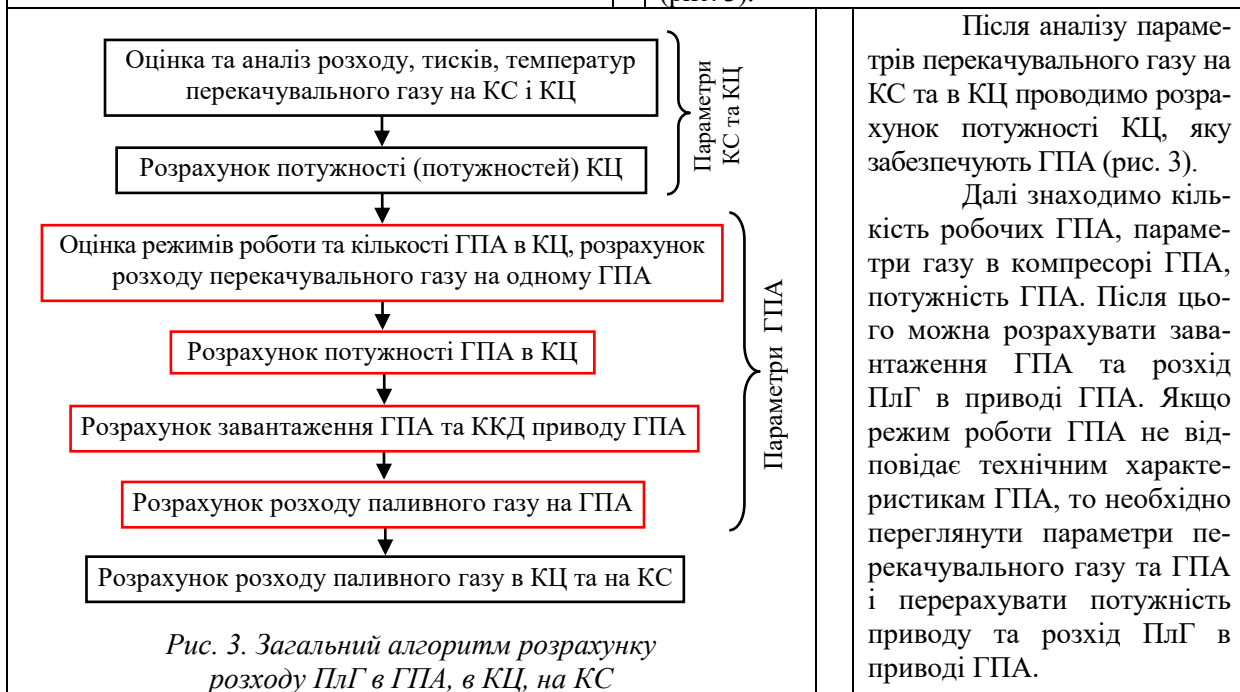
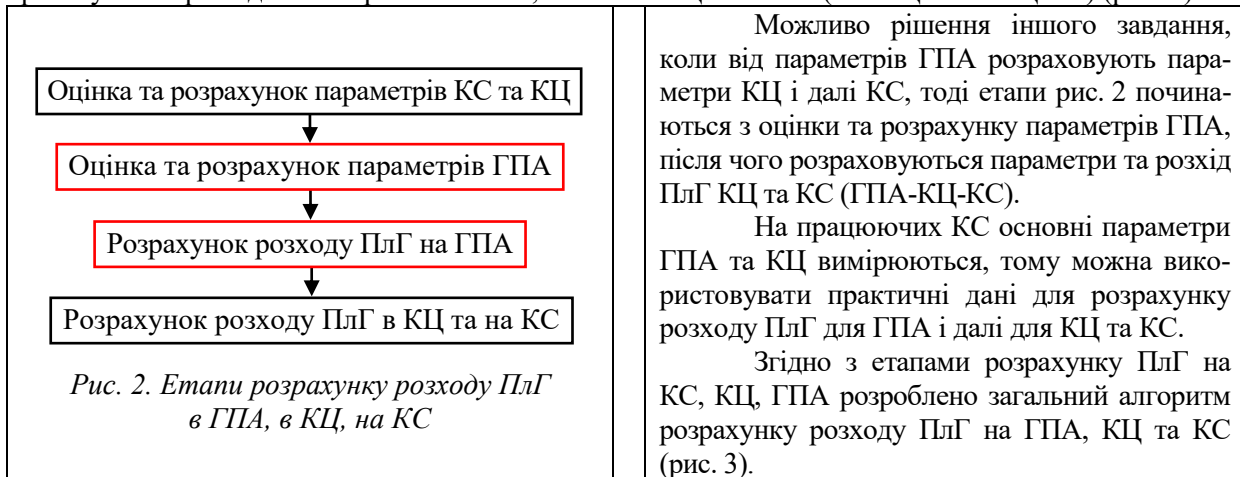
В [2] розглянуто питання розрахунку необхідних параметрів та розходу ПлГ в ГПА, але немає алгоритму переходу від параметрів КЦ к параметрам ГПА та зворотно. Також необхідно

розглянути обмеження параметрів ГПА, які необхідно враховувати при розрахунку потужності ГПА.

**Виклад основного матеріалу.** Для оцінки розходу ПЛГ на КС будемо розглядати КС як систему, головним елементом якої є КЦ, а КЦ розглянемо як систему, головним елементом якої є ГПА. Паливний природний газ витрачається в приводі ГПА для стиснення газу в компресорі ГПА.



Знаючи параметри КС (розхід, тиски, температури газу) можна розрахувати параметри КЦ та кількість робочих ГПА, а потім уточнюються та розраховуються параметри ГПА. Далі розраховуються розхід ПЛГ на робочих ГПА, а потім в КЦ та на КС (КС-КЦ-ГПА-КЦ-КС) (рис. 2).



Згідно із загальним алгоритмом (рис. 3) розроблено алгоритм розрахунку розходу ПЛГ на ГПА та в КЦ з урахуванням основних параметрів ГПА (рис. 4).

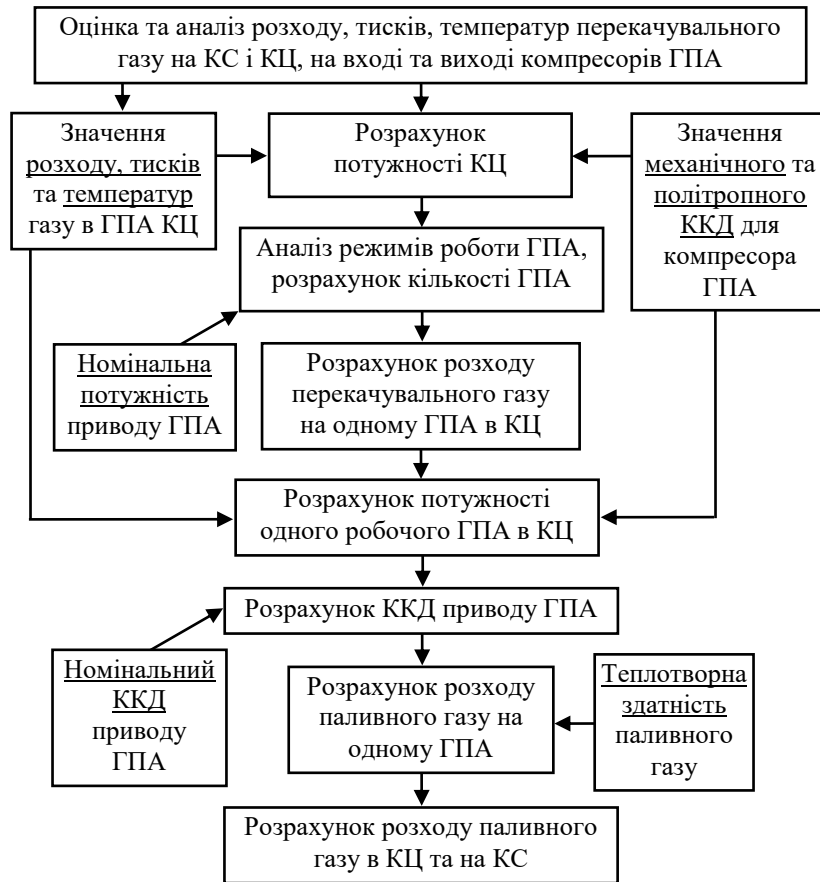


Рис. 4. Алгоритм розрахунку розходу ПЛГ в ГПА, в КЦ, на КС з урахуванням основних параметрів ГПА

На рис. 4 показано, які основні параметри ГПА необхідно враховувати при розрахунках розходу ПЛГ на ГПА. Головне завдання – це розрахунок потужності та ККД приводу ГПА. ККД приводу залежить від завантаження та номінального ККД приводу, а для КЦ цих параметрів немає, або їх потрібно розраховувати на основі параметрів ГПА (додаткові розрахунки).

Після розрахунку розходу ПЛГ в ГПА (приводі ГПА) можна знайти розхід ПЛГ в КЦ та на КС:

$$Q_{\text{ПЛГКЦ}} = \sum_{i=1}^{K_{\text{ГПА}}} Q_{\text{ПЛГ}i}; \quad (1)$$

$$Q_{\text{ПЛГКС}} = \sum_{j=1}^{K_{\text{КЦ}}} Q_{\text{ПЛГКЦ}j}, \quad (2)$$

де:  $Q_{\text{ПЛГКЦ}}$  – розхід (витрати) ПЛГ в КЦ, м<sup>3</sup>/добу;

$Q_{\text{ПЛГ}}$  – розхід (витрати) ПЛГ на одному ГПА (в приводі ГПА), м<sup>3</sup>/добу;

$Q_{\text{ПЛГКС}}$  – розхід (витрати) ПЛГ на КС, м<sup>3</sup>/добу;

$K_{\text{ГПА}}$  – кількість ГПА в КЦ (в  $j$ -тому КЦ);

$K_{\text{КЦ}}$  – кількість КЦ на КС.

Виходячи з формул (1), (2) можна сказати, що головне завдання – це знайти  $Q_{\text{ПЛГ}}$ . Але, щоб знайти  $Q_{\text{ПЛГ}}$ , необхідно використовувати параметри КЦ для оцінки та розрахунку параметрів ГПА (режими роботи ГПА).

Вхідні параметри для розрахунку параметрів КС-КЦ-ГПА та розходу ПЛГ для ГПА-КЦ-КС надано в табл. 1.

Таблиця 1

**Вхідні параметри для розрахунку розходу ПЛГ в ГПА-КЦ-КС**

Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Примітка
Механічний ККД компресора	$\eta_m$		Згідно з технічною документацією, режимів роботи КЦ та ГПА, досліджень з експлуатації ГПА
Номинальна потужність приводу ГПА	$N_{ном}$	МВт	
Номинальний (максимальний) ККД привода ГПА (при потужності $N_{ном}$ )	$\eta_{ном}$		
Політропний ККД компресора	$\eta_{пол}$		
Коефіцієнт типу та режиму роботи ГПА	$\omega$		Приймається 0,6-0,9
Коефіцієнт оптимального завантаження ГПА	$K_{оз}$		Приймається 0,9-0,98
Коефіцієнт адіабати перекачувального природного газу	$k$		Приймається 1,29-1,3
Нижча теплота згорання 1 стандартного м <sup>3</sup> паливного природного газу	$H_{пг}$	$\frac{МДж}{м^3}$	Дані з лабораторії
Розхід перекачувального газу на КС	$Q_{кц}$	$\frac{млн м^3}{добу}$	Практичні дані з КС чи теоретичні дані з видобутку та транспортуванню газу
Розхід перекачувального газу на КС	$Q_{кц}$	$\frac{млн м^3}{добу}$	Згідно з параметрами та режимами роботи КС

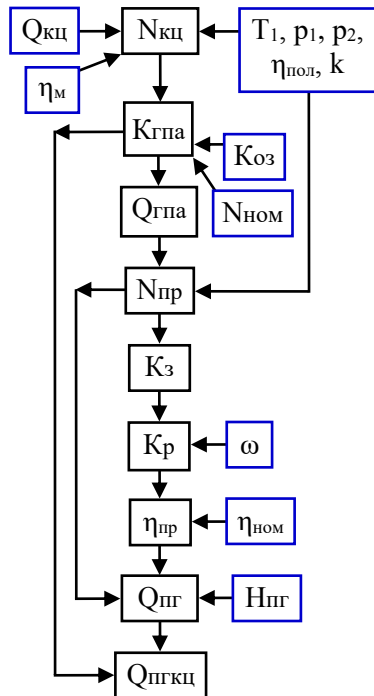


Рис. 5. Алгоритм розрахунку розходу ПЛГ в ГПА та в КЦ

Згідно з алгоритмом рис. 4 розроблено більш досконалий математичний алгоритм розрахунку  $Q_{пг}$  та  $Q_{пгкц}$  (рис. 5).

Параметри тиску ( $p_1, p_2$ ) та температури ( $T_1, T_2$ ) перекачувального газу (рис. 1) завдаються згідно з режимами роботи КЦ та ГПА.

Розрахункові параметри для алгоритму на рис. 5 описано в табл. 2.

Завантаження ГПА ( $K_з$ ) на повинні перевищувати 1,0. Формула для  $K_р$  отримана з літератури [2]. Більш точні формули для  $N_{кц}$  та  $N_{пр}$  надано в статтях [3, 4].

Значення  $Q_{гпа}$  (рис. 5) можна змінювати для ГПА відносно значення  $Q_{кц}/K_{гпа}$  (табл. 2) з умовою, що сумарний розхід газу в ГПА дорівнює значенню  $Q_{кц}$ . Це дозволяє розглядати різні режими роботи та навантаження ГПА в КЦ, а також надає можливість розглядати КЦ з різними типами та різними характеристиками ГПА.

Більш точні формули для розрахунку  $N_{пр}$  газотурбінних та поршневих ГПА надано в статтях [3, 4].

Таблиця 2

Розрахункові параметри алгоритму визначення  $Q_{пг}$  та  $Q_{кц}$ 

Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Формула та примітка
Потужність КЦ	$N_{кц}$	МВт	$N_{кц} = \frac{0,004}{\eta_m} T_1 \frac{k}{k-1} \left( \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}} - 1 \right) Q_{кц}$
Ступень стискання газу в компресорі ГПА	$\varepsilon$		$\varepsilon = \frac{p_2 + 1}{p_1 + 1}$ Надлишковий тиск ( $p_1, p_2$ ) вимірюється в ат, атм, бар
Кількість ГПА, працюючих в КЦ	$K_{гпа}$		$K_{гпа} = \frac{N_{кц}}{K_{оз} N_{ном}}$ Значення $K_{гпа}$ округляємо в більшу сторону
Обсяг (розхід) перекачаного газу в одному ГПА за добу	$Q_{гпа}$	$\frac{\text{млн м}^3}{\text{добу}}$	$Q_{гпа} = \frac{Q_{кц}}{K_{гпа}}$
Потужність приводу ГПА	$N_{пр}$	МВт	$N_{пр} = \frac{0,004}{\eta_m} T_1 \frac{k}{k-1} \left( \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}} - 1 \right) Q_{гпа}$
Коефіцієнт завантаження приводу ГПА	$K_з$		$K_з = \frac{N_{пр}}{N_{ном}}$
Коефіцієнт розрахунку ККД приводу ГПА	$K_p$		$K_p = \frac{1}{\omega + \frac{1-\omega}{K_з}}$ , середнє значення 0,75
ККД приводу ГПА	$\eta_{пр}$		$\eta_{пр} = K_p \eta_{ном}$
Розхід (витрати) паливного газу на ГПА	$Q_{пг}$	$\frac{\text{м}^3}{\text{год.}}$	$Q_{пг} = 3600 \frac{1}{\eta_{пр}} \frac{N_{пр}}{H_{пг}}$
	$Q_{пг}$	$\frac{\text{м}^3}{\text{добу}}$	$Q_{пг} = 86400 \frac{1}{\eta_{пр}} \frac{N_{пр}}{H_{пг}}$
Розхід (витрати) паливного газу в КЦ	$Q_{кц}$	$\frac{\text{м}^3}{\text{добу}}$	$Q_{кц} = K_{гпа} Q_{пг}$

При аналізі режимів роботи ГПА можливі урахування обмеження по мінімальній кількості перекачуваного газу ( $Q_{min}$ ) або по мінімальному завантаженню приводу ГПА ( $N_{min}$ ). Алгоритми розрахунку ПЛГ з урахуванням  $Q_{min}$  або  $N_{min}$  показано на рис. 6.

Якщо  $Q_{гпа} < Q_{min}$ , то в компресорі ГПА буде виконуватись рециркуляція газу для того, щоб забезпечити розхід газу, рівний  $Q_{min}$  (рис. 6).

Якщо  $N_{пр} < N_{min}$ , то необхідно забезпечити додаткове завантаження компресора (підняти потужність приводу до  $N_{min}$ ) за рахунок рециркуляції газу або підвищенню  $p_2$  (рис. 6). При цьому  $Q_{пг}$  буде розраховуватись згідно з потужністю  $N_{min}$ .

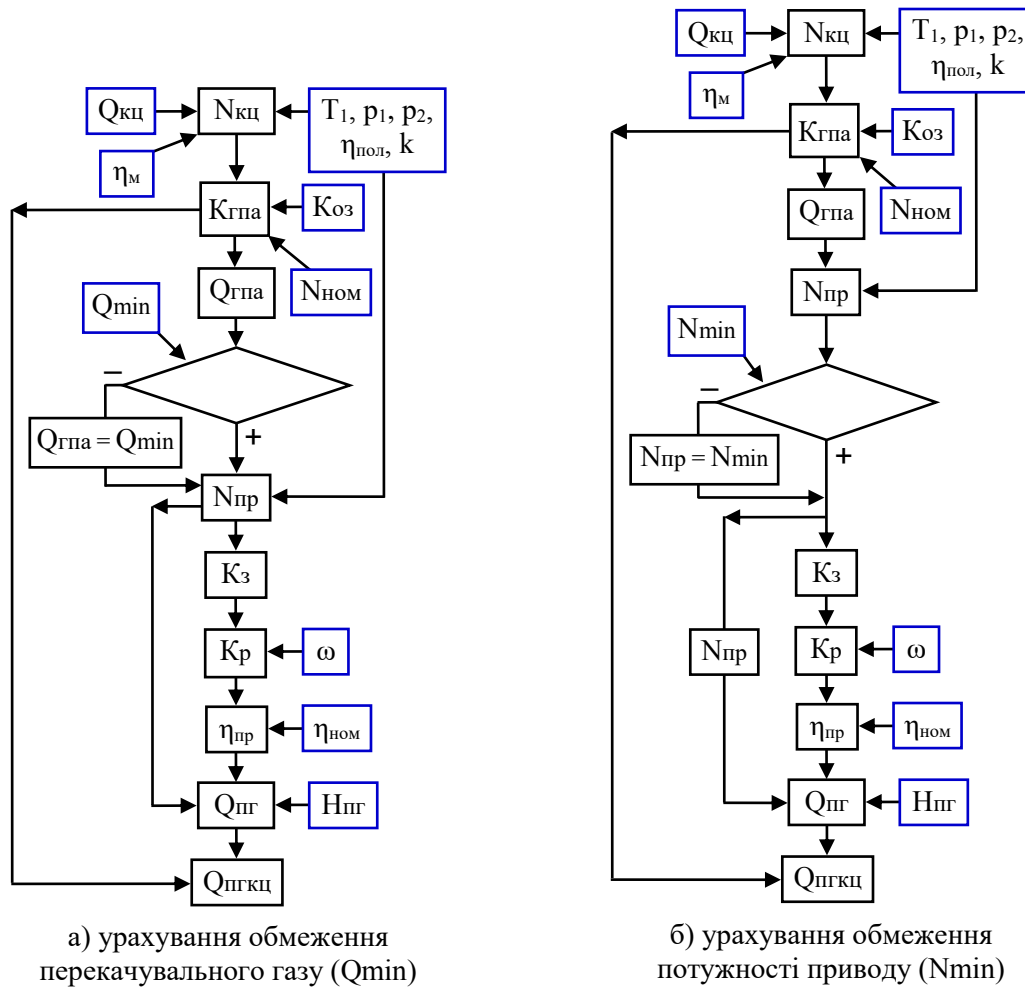


Рис. 6. Алгоритм розрахунку розходу ПЛГ в ГПА та в КЦ з урахуванням мінімального розходу перекачуваного газу та мінімальної потужності приводу

Розглянемо КЦ з чотирма газотурбінними ГПА, на яких встановлено привод номінальною потужністю 6,3 МВт і мінімальною потужністю 3,0 МВт. Згідно з алгоритмом рис. 6 б) та формулами табл. 2 проведено розрахунок параметрів ГПА та розходу ПЛГ в робочих ГПА та в КЦ. Вхідні та розрахункові параметри надано в табл. 3. Параметри Q<sub>пг</sub> та Q<sub>кц</sub> розраховано для різних значень ω (табл. 3).

**Висновки.**

Розроблено алгоритм розрахунку розходу паливного природного газу на ГПА та в КЦ. В алгоритмі по параметрах КЦ визначається кількість робочих ГПА, параметри робочого ГПА, після чого розраховується розхід ПЛГ на одному робочому ГПА і далі в КЦ і на КС. В алгоритмі можна враховувати обмеження ГПА по мінімальному розходу перекачуваного газу в компресорі або по мінімальній потужності привода компресора (привода ГПА).

Згідно з розробленим алгоритмом проведено розрахунок розходу ПЛГ для ГПА потужністю 6,3 МВт.

Таблиця 3

Розрахунок параметрів ГПА та визначення  $Q_{пг}$  та  $Q_{кц}$ 

Найменування параметру	Позна-чення	Розмір-ність	Значення параметру		
<i>Вхідні параметри</i>					
Тиск (надлишковий) перекачувального газу в компресорі ГПА	$p_1$	ат	5,0		
	$p_2$	ат	16,0		
Температура (вхідна) перекачувального газу в компресорі ГПА	$T_1$	°C	20		
		К	293,15		
Механічний ККД компресора (відцентрового)	$\eta_m$		0,98		
Номинальна потужність приводу ГПА	$N_{ном}$	МВт	6,3		
Номинальний (максимальний) ККД приводу ГПА	$\eta_{ном}$		0,30		
Політропний ККД компресора	$\eta_{пол}$		0,76		
Коефіцієнт оптимального завантаження ГПА	$K_{оз}$		0,95		
Мінімальна потужність приводу ГПА	$N_{min}$	МВт	3,0		
Коефіцієнт адіабати перекачувального природного газу	$k$		1,3		
Нижча теплота згорання 1 м <sup>3</sup> паливного природного газу	$H_{пг}$	МДж/м <sup>3</sup>	35,1		
Розхід перекачувального газу в КЦ (стандартні м <sup>3</sup> )	$Q_{кц}$	$\frac{млн м^3}{добу}$	8,300		
<i>Розрахункові параметри</i>					
Ступень стискання газу в компресорі ГПА	$\epsilon$		2,833		
Потужність КЦ	$N_{кц}$	МВт	16,008		
Кількість ГПА, працюючих в КЦ	$K_{гпа}$		3		
Розхід перекачаного газу в одному ГПА за добу (стандартні м <sup>3</sup> )	$Q_{гпа}$	$\frac{млн м^3}{добу}$	2,767		
Потужність приводу ГПА	$N_{пр}$	МВт	5,336 ( $N_{пр} > N_{min}$ )		
Коефіцієнт завантаження приводу ГПА	$K_з$		0,847		
Коефіцієнт типу та режиму роботи ГПА	$\omega$		0,7	0,75	0,8
Коефіцієнт розрахунку ККД приводу ГПА	$K_p$		0,949	0,957	0,965
ККД приводу ГПА	$\eta_{пр}$		0,285	0,287	0,290
Розхід (витрати) паливного газу на ГПА	$Q_{пг}$	м <sup>3</sup> /год.	1923	1907	1890
		м <sup>3</sup> /добу	46 153	45 758	45 362
Розхід (витрати) паливного газу в КЦ	$Q_{кц}$	м <sup>3</sup> /добу	138 459	137 274	136 086

## Список літератури

1. Паливно-енергетичні ресурси. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних втрат природного газу, тепла та електроенергії методичні положення: СОУ 35.2-30019775-054:2012. - [Дійсний з 11.12.2012]. – К.: ДК «Укргазвидобування», 2012. – 84 с.
2. Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности [Текст] / М.М. Волков, А.Л. Михеев, А.А. Конев. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
3. Олійник Ю.А. Визначення потужності приводу відцентрового нагнітача [Текст] / Ю.А. Олійник, С.А. Саприкін // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДГаз, 2019. – С. 163-169.
4. Олійник Ю.А. Визначення потужності приводу поршневого компресора з урахуванням газодинамічних витрат [Текст] / Ю.А. Олійник, О.В. Праско, О.С. Мосін, О.В. Шевелєв // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVII. – Х.: УкрНДГаз, 2019. – С. 169-174.

Надійшла до редакції 29.05.20

УДК 622.691.4

Р.В. Шимановський<sup>1</sup>, С.М. Стецюк<sup>2</sup>, канд. техн. наук, В.А. Коляденко<sup>1</sup>,  
І.О. Шапар<sup>1</sup>, Д.В. Усіченко<sup>1</sup>  
(УкрНДІгаз<sup>1</sup>, ДП «Науканафтогаз»<sup>2</sup>)

### ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИЛУЧЕННЯ РІДИНИ З ГАЗОПРОВОДУ ПІД ТИСКОМ ЗА ДОПОМОГОЮ З'ЄМНОГО ДРЕНАЖНОГО ПРИСТРОЮ

*Наведено результати застосування технології вилучення рідких забруднень з порожнини газопроводу під тиском без зміни режиму роботи та викиду газу в атмосферу з використанням пристрою для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу під час проведення комплексу робіт з покращення гідравлічних характеристик Променевого Рудківського колектору DN 250 Комарнівського газоконденсатного промислу*

*Представлены результаты применения технологии извлечения жидких загрязнений из полости газопровода под давлением без изменения режима работы и выброса газа в атмосферу с использованием устройства для удаления жидкости с внутренней полости трубопровода при проведении комплекса работ по улучшению гидравлических характеристик Лучевого Рудкивского коллектора DN 250 Комарновского газоконденсатного промысла.*

*The results of the application of the technology for extracting liquid contaminants from the gas pipeline cavity under pressure without changing the operating mode and releasing gas into the atmosphere using a device for removing liquid from the internal cavity of the pipeline when carrying out a set of works to improve the hydraulic characteristics of the DN 250 Luchevoy Rudkivsky collector at the Komarno gas condensate production field are presented.*

**Постановка проблеми в загальному вигляді.** Регулярні обстеження фахівцями УкрНДІгазу гідравлічного стану промислових газопроводів ГПУ «Львівгазвидобування» свідчать, що у внутрішній порожнині деяких ділянок промислових газопроводів накопичується рідинна фаза: вода, конденсат тощо, які просуваються по газопроводу разом із потоком газу і локалізуються в понижених місцях траси.

При цьому рідинні накопичення утворюють додатковий гідравлічний опір, збільшуючи втрати тиску, що вимагає дотримання підвищених значень ступеня стиснення газу на дотискувальній компресорній станції (ДКС) і додаткових витрат паливного газу, а також зменшують продуктивність газопроводу, тим самим перешкоджають утриманню видобутку газу на газоконденсатних родовищах (ГКР) на плановому рівні. Підтримання гідравлічного стану ділянок промислових газопроводів на прийнятному рівні вимагає періодичного виконання визначених операцій з вилученню рідинних забруднень з його порожнини.

Чим краще гідравлічний стан газопроводу, тим ближче величина коефіцієнту гідравлічної ефективності до одиниці, тому необхідно систематично проводити оцінювання гідравлічної ефективності і, у випадку отримання низького його значення, проводити заходи з покращення гідравлічних характеристик ділянок газопроводу. Одним із чинників, що впливає на пропускну здатність, є фактичний коефіцієнт гідравлічного опору ділянки газопроводу, значення якого залежить від стану внутрішньої порожнини. У разі задовільного стану внутрішньої порожнини фактична пропускну здатність наближається до розрахункової [1].

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Основним методом для покращення гідравлічних характеристик, підвищення ефективності роботи газопроводу та якості транспортування газу є очищення його внутрішньої порожнини від накопичених забруднень [2]. Внутрішню порожнину газопроводу від забруднень очищують наступними методами:



1) очисними пристроями - періодичним пропусканням поршня без припинення транспортування газу, за умови наявності на газопроводі камер запуску та прийому очисних пристроїв (КЗПОП);

2) використанням технічних пристроїв для збору та відводу конденсату - встановленням конденсатозбірників і дренажів в понижених точках газопроводу;

3) підвищенням швидкостей потоків газу в окремих нитках системи газопроводів і подальшим уловлюванням рідини в пиловловлювачах КС, за умови створення запасу газу перед лінійним краном по трасі газопроводу;

4) боротьбою з гідратоутвореннями шляхом введення в потік газу інгібіторів.

В залежності від технічних, технологічних та інших чинників застосовують той чи інший спосіб очистки або, в окремих випадках, використовують комбінацію названих способів.

Існуючі методи покращення гідравлічних характеристик ділянок газопроводів обмежуються вимогами відповідних конструктивних рішень та умовами експлуатації. В якості альтернативного варіанту розроблено технологію вилучення рідких забруднень з внутрішньої порожнини газопроводу за допомогою мобільного дренажного пристрою.

Застосування того чи іншого методу для підвищення гідравлічної ефективності газопроводів вимагає вирішення певного кола завдань, серед яких є визначення економічного ефекту від застосування та розгляд впливу на навколишнє середовище, що раніше не вирішувались.

**Формулювання мети статті.** В даній статті основною метою є надання результатів застосування технології видалення рідини з порожнини газопроводу під час виконання комплексу робіт з врізки відводу для дренажування рідини з внутрішньої порожнини газопроводу за допомогою мобільного пристрою під тиском без припинення транспортування продукту з метою покращення гідравлічного стану.

Підвищення гідравлічної ефективності ділянок газопроводів досягається шляхом вирішення таких основних задач:

1) аналіз та систематизація причин утворення забруднень у порожнині газопроводу, їх якісного складу, методів кількісного визначення;

2) дослідження впливу режиму роботи газопроводу і поздовжнього плану-профілю траси на ступінь забруднення його порожнини рідиною;

3) розробка заходів щодо покращення гідравлічних характеристик ділянок газопроводів шляхом очистки їх порожнини від накопичених рідинних забруднень і запобігання залповим викидам рідини до технологічного обладнання ГРС, КС тощо.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** В травні - червні 2019 р. фахівцями УкрНДІ-газу разом з представниками Комарнівського ЦВНГК ГПУ "Львівгазвидобування" були проведені комплексні роботи з приєднання відводу DN 100 до газопроводу DN 250 «Променевий Рудківський колектор» та видалення рідини з порожнини газопроводу під тиском без припинення транспортування газу за допомогою з'ємного дренажного пристрою [3]. Місце проведення робіт (Променевий Рудківський колектор, заболочена балка між кранами № 70 та № 72а) було визначено за результатами досліджень гідравлічного стану промислових газопроводів Комарнівського ЦВНГК, які проводились відділом транспортування газу в рамках виконання тематичного плану.

Комплекс проведених робіт включав в себе наступні основні етапи:

1) підготовчі операції з виготовлення деталей вузла типу «Відвідний патрубок з підсилюючою накладкою», приварка патрубків та фланцю до крану DN 100, гідравлічні випробування крану тощо;

2) виконання земляних робіт, підготовка котловану в визначеній точці виконання робіт;

3) приварювання патрубка  $\varnothing$  114 мм із попередньо привареним до нього кульовим краном DN 100 з перехідною котушкою та фланцем;

4) монтаж підсилюючої накладки, зварювання двох половинок накладки між собою та газопроводом, зварювання накладки з патрубком  $\varnothing$  114 мм;

5) монтаж спеціального випробувального фланцю та проведення гідровипробування вузла приєднання відводу;

- 6) монтаж ручного свердлильного механізму моделі T-101bXL (фірми TD Williamson) з фланцевим адаптером та ріжучим інструментом до привареного вузла відводу;
- 7) вирізання отвору  $\varnothing 86$  мм в основному газопроводі;
- 8) закриття крану та скидання тиску.
- 9) демонтаж ручного свердлильного механізму моделі T-101bXL;
- 10) монтаж «Пристрою для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу»;
- 11) монтаж дренажної лінії для відводу рідини, відібраної з газопроводу, за межі робочої зони та проведення операції з дренування рідини з порожнини газопроводу.

Вузол відводу типу "Відвідний патрубок з підсилюючою накладкою" складається з крану кульового DN 100, привареними до нього патрубками і технологічного фланцю та підсилюючої накладки (рис. 1).



Рис. 1. Виконання приварювання вузла відводу DN 100 до газопроводу DN 250

Проведення гідравлічних випробувань на міцність змонтованої конструкції, до якої входять вузол відводу DN 100 типу "Відвідний патрубок з підсилюючою накладкою" та кульовий кран DN 100, виконувались із застосуванням спеціального фланцю для гідравлічних випробувань (рис. 2).



*Рис. 2. Проведення гідравлічних випробувань вузла відводу DN 100 типу "Відвідний патрубок з підсилюючою накладкою" на газопроводі DN 250*

Вирізання отвору  $\varnothing 86$  мм в основному газопроводі (DN 250) виконувалось ручним свердлильним механізмом моделі T-101bXL (рис. 3).



*Рис. 3. Вирізання отвору в газопроводі ручним свердлильним механізмом моделі T-101b XL*

Після вирізання отвору в газопроводі ріжучий інструмент повертався у вихідне положення, кран DN 100 приводився в положення «закрито» і з порожнини між закритим краном та свердлильним механізмом через вентиль виконувалось скидання тиску. Далі проводився демонтаж ручного свердлильного механізму T-101b XL (рис. 4).



*Рис. 4. Демонтований ручний свердлильний механізм T-101bXL з вирізаним елементом (купоном)*

Після демонтажу свердлильного механізму моделі T-101bXL з вирізаним елементом труби (купоном  $\varnothing$  121 мм) проводили монтаж «Пристрою для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу» (рис. 5).



*Рис. 5. Змонтований Пристрій для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу*

Після відкриття крану DN 100, відбірник Пристрою опускали у внутрішню порожнину газопроводу до нижньої відмітки твірної труби та відкривали кран на дренажній лінії та проводили дренажування рідини з газопроводу в спеціально підготовлену ємність. Дренажування рідини

проводилося до моменту припинення витікання рідини з газопроводу та виходу газу з дренажної лінії Пристрою.

**Висновки:**

1. Фахівцями УкрНДІгазу протягом 2009-2019 років виконано 10 візків відводів на діючих газопроводах для видалення рідини з їх порожнини під тиском без припинення транспортування газу.

2. В результаті застосування технології відбору рідинних забруднень з порожнини Променевого Рудківського колектора DN 250 (Комарнівського ЦВНГК ГПУ "Львівгазвидобування") за допомогою «Пристрою для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу» в червні 2019 року було відібрано 5,0 м<sup>3</sup> рідини.

3. Впровадження заходів з покращення гідравлічного стану окремої ділянки Променевого Рудківського газозбірного колектору DN 250 (між кранами № 70 та № 72а), за результатами досліджень гідравлічного стану промислових газопроводів ГПУ "Львівгазвидобування" в березні та вересні 2019 року, привело до зменшення загального перепаду тиску на ділянці на 0,29 ат (з 0,96 ат до 0,67 ат), надлишкового на 0,42 ат (з 0,42 ат до 0 ат), підвищення середнього значення коефіцієнту гідравлічної ефективності з 78,1 % до 100 % та подальшого зменшення величини робочого тиску на вході в ДКС Комарно. Крім того, очищення порожнини трубопроводу забезпечило резерв робочого тиску для низьконапірних свердловин до 0,5 ат.

*Список літератури*

1. Котляр І.Я. Эксплуатация магистральных газопроводов [Текст] / И.Я. Котляр, В.М. Пиляк // Изд. 2-е, перераб. и дополн. – Л.: Недра, 1971. – 248 с.

2. Дячук В.В. Очистка газопроводов с помощью пен [Текст] / В.В. Дячук, В.К. Тихомиров, В.Н. Гончаров, И.И. Капцов. – Одесса: ОГММП фирма «Папирус», 2002. – 210 с.

3. Пат. 66879 Україна, МПК F16T 1/00. Пристрій для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу / Кривуля С.В., Саприкін С.О., Шапар І.О., Шимановський Р.В. та ін.; Заявник і патентовласник ДК "Укргазвидобування". - u201107324; заявл. 10.06.2011; опубл. 25.01.2012, Бюл. № 2.

Надійшла до редакції 12.05.20

ЕКОЛОГІЯ

ЭКОЛОГИЯ

ECOLOGY

УДК 502.653

Л.О. Бєлова  
(УкрНДГаз)**ОБҐРУНТУВАННЯ ЗМЕНШЕННЯ РОЗМІРІВ САНІТАРНО-ЗАХИСНОЇ ЗОНИ  
ДЛЯ ПРОМИСЛОВИХ ОБ'ЄКТІВ АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»**

*Розглядаються питання зменшення розмірів санітарно-захисної зони. Автором проаналізовано питання санітарно-гігієнічних вимог до проектних матеріалів з питань зменшення розмірів санітарно-захисних зон підприємств. Обґрунтовано доцільність і прийнятність зменшення розмірів санітарно-захисної зони для промислових об'єктів.*

*Рассматриваются вопросы уменьшения размеров санитарно-защитной зоны. Автором проанализированы вопросы санитарно-гигиенических требований к проектным материалам по вопросам уменьшения размеров санитарно-защитных зон предприятий. Обосновано целесообразность и приемлемость уменьшения размеров санитарно-защитной зоны для промышленных объектов.*

*Questions of reducing the size of a sanitary protection zone are considered. The author analyzes the questions of sanitary and hygienic requirements for design materials on reducing the size of sanitary protection zones of enterprises. The expediency and acceptability of reducing the size of the sanitary protection zone for industrial facilities is substantiated.*

В системі заходів захисту населення від негативного впливу шкідливих факторів, що створюються промисловими та виробничими об'єктами, важливе місце займають планувальні заходи і, зокрема, санітарно-захисні зони.

Санітарно-захисна зона (СЗЗ) – це територія, яка відділяє підприємства, їх окремі споруди з технологічними процесами, які є джерелами впливу на середовище перебування людини, від житлової забудови, ландшафтно-рекреаційної зони, зон відпочинку, курорту. Санітарно-захисна зона є обов'язковим елементом будь-якого об'єкту, який є джерелом впливу на середовище перебування і здоров'я людини. Це спеціальна територія, для якої законодавчо передбачений особливий режим використання. Введення обмежень експлуатації для санітарно-захисної зони – необхідний захід, покликаний забезпечити зменшення негативного хімічного, фізичного впливу на повітря до встановленої норми.

Згідно з Наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19.06.1996 р. № 173 «Про затвердження Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів» (ДСП № 173-96) для промислових підприємств та інших об'єктів, що є джерелами шкідливого впливу на навколишнє середовище, в залежності від виду діяльності, встановлюється нормативна санітарно-захисна зона на підставі санітарної класифікації.

Базовий принцип визначення СЗЗ викладено в п. 5.5 ДСП № 173-96 [4]; розміри СЗЗ для промислових підприємств та інших об'єктів слід встановлювати відповідно до діючої санітарної класифікації підприємств при підтвердженні достатності цих зон – розрахунками приземних концентрацій шкідливих речовин, що містяться у викидах підприємств, розрахунками рівнів шуму та електромагнітного випромінювання з урахуванням фонових забруднень, а також даних лабораторних досліджень.

Межі санітарно-захисної зони встановлюються від джерел хімічного, біологічного і / або фізичного впливу, або від межі промислового майданчика до її зовнішньої межі в заданому напрямі.

Межа санітарно-захисної зони підприємства на графічних матеріалах (генплан міста, схема територіального планування тощо) за межами промислового майданчика позначається спеціальними інформаційними знаками.

Згідно з п. 5.7 ДСП № 173-96 [4] розміри санітарно-захисної зони можуть бути зменшені, коли в результаті розрахунків та лабораторних досліджень, проведених для району розташування підприємств або іншого виробничого об'єкта, буде встановлено, що на межі житлової забудови та прирівняних до неї об'єктів концентрації шкідливих речовин у атмосферному повітрі, рівні шуму, вібрації, ультразвуку, електромагнітного та іонізуючого випромінювання, статичної електрики не перевищуватимуть гігієнічні нормативи.

Розміри санітарно-захисних зон для нових видів виробництв, підприємств та інших виробничих об'єктів з новими технологіями, а також зміна цих зон (збільшення чи зменшення згідно з [4], пункт 5.7) для підприємств і виробництв I-III класів небезпеки затверджуються Головним державним санітарним лікарем України на підставі висновку державної санітарно-епідеміологічної експертизи проектних матеріалів на будівництво зазначених об'єктів.

Зміна розмірів санітарно-захисних зон для підприємств та інших виробничих об'єктів IV-V класів небезпеки затверджується головними державними санітарними лікарями Автономної Республіки Крим, областей, міст Києва та Севастополя на підставі висновку державної санітарно-епідеміологічної експертизи проектних матеріалів на будівництво зазначених об'єктів у відповідності до п. 5.9 ДСП № 173-96.

Санітарна зона та її обґрунтування, як нормативний документ, розробляються один раз і залишаються актуальними впродовж усього терміну існування об'єкту, за умов незмінності технологічних процесів і шкідливих впливів на довкілля.

Звичайно ці матеріали розробляються за структурою і обсягом матеріалів, визначених ДБН А.2.2-1-2003 [5].

Проте, оскільки зазначений нормативний документ стосується загальних положень оцінки впливів проектованої діяльності на навколишнє середовище, то ряд важливих питань при обґрунтуванні зменшення розміру СЗЗ для підприємства залишається поза увагою або висвітлені в недостатньому обсязі для прийняття рішення при санітарно-епідеміологічній експертизі проектних матеріалів.

Основними задачами обґрунтування є:

- загальна характеристика існуючого положення території району розташування об'єкта;
- визначення переліку можливого екологічно небезпечного впливу і зон впливу планованої діяльності на навколишнє середовище;
- проведення аналізу щодо встановлення величини санітарно-захисної зони;
- визначення комплексу заходів щодо попередження або обмеження небезпечного впливу планованої діяльності на навколишнє середовище, необхідних для виконання вимог природоохоронного та санітарного законодавств та інших законодавчих і нормативних документів, які стосуються безпеки навколишнього середовища;
- визначення прийнятності величини санітарно-захисної зони.

УкрНДГазом у 2019 році виконувалися роботи з обґрунтування зменшення розмірів санітарно-захисної зони згідно з наряд-замовленням 32.293/2019-2019 «Обґрунтування зменшення розміру санітарно-захисної зони Комишнянської УКПГ та Березівської УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування»» (керівник, відповідальний виконавець – Белова Л.О.).

В рамках роботи автором зібрано, проаналізовано та узагальнено матеріали щодо природних умов районів розташування та характеристики виробничої діяльності Комишнянської УКПГ і Березівської УКПГ, зібрано, проаналізовано та узагальнено матеріали щодо джерел потенційного впливу планованої діяльності, переліку екологічних, санітарно-епідеміологічних, містобудівних обмежень Комишнянської УКПГ і Березівської УКПГ.

Автором визначено перелік можливого екологічно небезпечного впливу і зон впливу діяльності на навколишнє середовище та комплексу заходів щодо попередження або обмеження небезпечного впливу планованої діяльності на компоненти навколишнього середовища Коми-

шнянської УКПГ та Березівської УКПГ. Зроблено оцінку впливу виробничої діяльності на навколишнє природне середовище, а саме: геологічне, водне середовище, атмосферне повітря, ґрунти, техногенне та соціальне середовище, зроблено оцінку шумового навантаження.

Як було визначено за результатами проведеної роботи, основними джерелами забруднення атмосферного повітря по Комишнянській УКПГ є факельне господарство, вогневі підігрівачі, що працюють на природному газі, дизель-генератори, які є резервним джерелом енергопостачання і працюють лише при виникненні аварійних ситуацій, дихальні клапани резервуарів, насоси перекачки рідин, насоси-дозатори.

Згідно з матеріалами інвентаризації викидів забруднюючих атмосферу речовин по Комишнянській УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» зафіксовано 38 джерел викиду. До атмосфери надходять наступні забруднюючі речовини: оксиди азоту, сірчистий ангідрид, оксид вуглецю, метан, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом, етан, пропан, ізобутан, н-бутан, пентан, спирт метиловий, насичені вуглеводні, масло мінеральне, НМЛОС, в інвентаризації наведено валовий викид по цих речовинах.

Згідно з п. 5.21 Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (ОНД-86) [6], виходячи зі співвідношення потужності викиду, висоти джерела та ГДК речовини, доцільним є виконання розрахунків розсіювання лише для таких речовин: діоксид азоту, вуглецю оксид, спирт метиловий.

Розрахунки розсіювання вказаних забруднювачів в приземному шарі атмосферного повітря були виконані з використанням програмного засобу «Пленер», що реалізує методику ОНД-86 та входить у перелік програм, рекомендованих Міністерством екології та природних ресурсів України до використання.

За результатами розрахунків, максимальні розрахункові концентрації основних забруднюючих речовин в приземному шарі атмосферного повітря на межі скоригованої (до 385 м) СЗЗ Комишнянської УКПГ з урахуванням фону становитимуть: діоксид азоту – 0,3 ГДК, вуглецю оксид – <0,05, спирт метиловий – 0,5 ГДК, група сумарні 31 – 0,4 ГДК, тобто не перевищуватиме гігієнічних нормативів, встановлених нормативним документом гранично допустимі концентрації хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Дослідження фактичного стану забруднення атмосферного повітря на межі найближчої житлової забудови не виявили перевищень ГДК по деяких забруднювачах, специфічних для даного об'єкту. Так, згідно з Протоколом дослідження повітря населених місць № 643/19 від 24.06.2019 р. максимальні виміряні концентрації забруднюючих речовин на межі найближчої житлової забудови становили: вуглецю оксид – 4,1 мг/м<sup>3</sup> (0,68 ГДК), азоту діоксид – 0,106 мг/м<sup>3</sup> (0,53 ГДК), пил – 0,31 мг/м<sup>3</sup> (0,62 ГДК), сірки діоксид – 0,316 мг/м<sup>3</sup> (0,63 ГДК), спирт метиловий – 0,12 мг/м<sup>3</sup> (0,12 ГДК), що також не порушує вимог гранично допустимих концентрацій хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Промислово-санітарною лабораторією УкрНДІгазу проведено дослідження шумового навантаження та інфразвуку в санітарно-захисній зоні та на межі житлових забудов у південному напрямку від Комишнянської УКПГ (в 2-х метрах від житлового будинку).

В результаті досліджень було встановлено, що еквівалентний рівень шуму не перевищує 44 дБА (протокол № 5 від 11.05.19 р.), на відстані 100 м від території проммайданчика – не перевищує 70 дБА. Падіння рівня звуку становить 8-10 дБА на кожні 100 м відстані.

Таким чином, рівні звуку та звукового тиску в 2-х метрах від житлового будинку с. Попівка (на відстані 385 м в південному напрямку від Комишнянської УКПГ) складають 44 дБА та не перевищують допустимих величин, регламентованих ДСП № 173, додаток 16 п. 2 для нічного та денного часу доби [4].

Обґрунтовано доцільність та прийнятність зменшення санітарно-захисної зони для Комишнянської УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування».

Отримано висновок ДУ «ІГЗ НАМН України» щодо рекомендації Держпродспоживслужбі України погодити матеріали проекту «Обґрунтування зменшення санітарно-захисної зони Комишнянської УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування» та встановити для цього об'єкту СЗЗ по румбах: північ – 1000 м, північний схід – 1000 м, схід – 1000 м, південний схід – 1000 м, південь – 385 м від крайнього джерела викиду № 0002 (вогневий підігрівач), південний захід – 1000 м, захід – 1000 м, північний захід – 1000 м.



Як було визначено за результатами проведеної роботи, основними джерелами забруднення атмосферного повітря по Березівській УКПГ є факельне господарство, вогневі підігрівачі, що працюють на природному газі, дизель-генератори, які є резервним джерелом енергопостачання і працюють лише при виникненні аварійних ситуацій, дихальні клапани резервуарів, насоси перекачки рідин, насоси-дозатори.

Згідно з матеріалами інвентаризації викидів забруднюючих атмосферу речовин по Березівській УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» зафіксовано 41 джерело викиду. До атмосфери надходять наступні забруднюючі речовини: оксиди азоту, сірчистий ангідрид, оксид вуглецю, метан, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом, спирт метиловий, вуглеводні граничні, уайт-спірит, бензин, акролеїн, натрію карбонат, у інвентаризації наведено валовий викид по цих речовинах, в інвентаризації наведено валовий викид по цих речовинах.

Згідно з п. 5.21 (ОНД-86) [6], виходячи зі співвідношення потужності викиду, висоти джерела та ГДК речовини, доцільним є виконання розрахунків розсіювання лише для таких речовин: діоксид азоту, вуглецю оксид, спирт метиловий.

Розрахунки розсіювання вказаних забруднювачів в приземному шарі атмосферного повітря були виконані з використанням програмного засобу «Пленер», що реалізує методику ОНД-86 та входить у перелік програм, рекомендованих Міністерством екології та природних ресурсів України до використання.

За результатами розрахунків, максимальні розрахункові концентрації основних забруднюючих речовин в приземному шарі атмосферного повітря на межі скоригованої (до 795 м) СЗЗ Березівської УКПГ з урахуванням фону становитимуть: вуглецю оксид – 0,1 ГДК, речовини у вигляді твердих суспендованих часток, недиференційованих за складом – 0,2 ГДК, діоксид азоту – 0,2 ГДК, бензин – 0,05 ГДК, тобто не перевищуватиме гігієнічних нормативів, встановлених нормативним документом гранично допустимі концентрації хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Дослідження фактичного стану забруднення атмосферного повітря на межі найближчої житлової забудови не виявили перевищень ГДК по деяких забруднювачах, специфічних для даного об'єкту. Так, згідно з Протоколом дослідження повітря населених місць № 643/19/3-19 від 02.07.2019 р. максимальні виміряні концентрації забруднюючих речовин на межі найближчої житлової забудови становили: вуглецю оксид – 4,0 мг/м<sup>3</sup> (0,80 ГДК), азоту діоксид – 0,09 мг/м<sup>3</sup> (0,45 ГДК), сірки діоксид – 0,24 мг/м<sup>3</sup> (0,48 ГДК), пил – 0,38 мг/м<sup>3</sup> (0,76 ГДК), метанол – 0,12 мг/м<sup>3</sup> (0,12 ГДК), група сумарні азоту діоксид + сірки діоксид – 0,93 ГДК, що не порушує вимог гранично допустимих концентрацій хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Промислово-санітарною лабораторією УкрНДІгазу проведено дослідження шумового навантаження та інфразвуку в санітарно-захисній зоні та на межі житлових забудов у східному напрямку від Березівської УКПГ (в 2-х метрах від житлового будинку).

В результаті досліджень було встановлено, що еквівалентний рівень шуму не перевищує 42 дБА (протокол № 7 від 19.08.19 р.), на відстані 100 м від території проммайданчика – не перевищує 57 дБА. Падіння рівня звуку становить 8-10 дБА на кожні 100 м відстані.

Таким чином, рівні звуку та звукового тиску в 2-х метрах від житлового будинку с. Колонтаїв (на відстані 795 м в східному напрямку від Березівської УКПГ) складають 42 дБА та не перевищують допустимих величин, регламентованих ДСП № 173, додаток 16 п. 2 для нічного та денного часу доби [4].

Обґрунтовано доцільність та прийнятність зменшення санітарно-захисної зони для Березівської УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування».

Отримано висновок ДУ «ІГЗ НАМН України» щодо рекомендації Держпродспоживслужбі України погодити матеріали проекту «Обґрунтування зменшення санітарно-захисної зони Березівської УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» АТ «Укргазвидобування» та встановити для цього об'єкту СЗЗ по румбах: північ – 1000 м, північний схід – 1000 м, схід – 795 м від крайнього джерела викиду № 17 (факельний амбар УКПГ), південний схід – 1000 м, південь – 1000 м, південний захід – 1000 м, захід – 1000 м, північний захід – 1000 м.

**Висновок.**

Отже, маючи значний досвід у питанні обґрунтування зменшення розмірів санітарно-захисної зони, можна зробити висновок, що дотримання зазначених автором санітарно-гігієнічних вимог до проектних матеріалів з обґрунтування зменшення розмірів санітарно-захисних зон для промислових підприємств в подальшому сприятиме підвищенню якості цих матеріалів для отримання позитивного висновку при проходженні санітарно-епідеміологічної експертизи.

*Список літератури*

1. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» – Затв. Пост. Верховної Ради України від 25.06.1991 р. № 1264 – XII [Електронний ресурс]: / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua/laws/main/1264-12.
2. Закон України «Про внесення змін до Закону України “Про охорону навколишнього природного середовища» – Затв. Пост. Верховної Ради України від 05.02.1998 р. № 186-98 – ВР [Електронний ресурс]: / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua/laws/show/2380-19?lang=en.
3. Закон України «Про охорону атмосферного повітря» Затв. Пост. Верховної Ради України – Затв. Пост. Верховної Ради України від 16.10.1992 р. № 2708-ХІІ зі змінами [Електронний ресурс]: / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua/laws/show/2707-12?lang=ru.
4. Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів, ДСП 173-96. [Електронний ресурс]: / сайт «Законодавство України». – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua/laws/main/z0379-96?lang=ru.
5. ДБН А.2.2-1-2003. Державні будівельні норми України. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків та споруд. – Київ: Держбуд України, 2004. – 48 с.
6. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – Ленинград: Гидрометеоздат, 1987. – 92 с.
7. ДСП-201-97 Державні санітарні правила охорони атмосферного повітря населених місць (від забруднення хімічними та біологічними речовинами (затв. Наказом МОЗ України 09.07.1997 р. № 201) / Збірник важливих офіційних матеріалів з санітарних і протиепідемічних питань; Т.5, Ч-3. Київ, 1999. – С. 229-269.
8. ДСТУ-Н Б В.1.1-35-2013 Настанова з розрахунку рівнів шуму в приміщеннях і на територіях. – Київ: Мінрегіон України, 2014. – 54 с.
9. ДБН В.1.1-31:2013. Захист територій, будинків і споруд від шуму – Київ: Мінрегіон України, 2014. – 48 с.

Надійшла до редакції 27.02.20

УДК 658.382.2

**Л.С. Бороденко, Н.Д. Бутенко, Н.В. Козир, Н.М. Німець  
(УкрНДІгаз)**

**ГІГІЄНИЧНА АТЕСТАЦІЯ РОБОЧИХ МІСЦЬ ЗА УМОВАМИ ПРАЦІ.  
ПРІОРИТЕТНІ НАПРЯМКИ**

*Надано характеристику роботи промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу з проведення санітарно-гігієнічних досліджень шкідливих виробничих факторів на робочих місцях у нафтогазовидобувній галузі для їх атестації стосовно впливу на стан здоров'я працівників і заходи щодо профілактики професійних захворювань. Проаналізовано першорядне значення проведення заходів з поліпшення умов праці на робочих місцях замість надання пільг і ком-*

пенсацій працівникам. Наведено підсумки виробничої діяльності лабораторії з цього напрямку за останні два роки.

*Дана характеристика работы промышленно-санитарной лаборатории УкрНИИГаза по выполнению санитарно-гигиенических исследований вредных производственных факторов на рабочих местах в нефтегазодобывающей отрасли для их аттестации относительно влияния на состояние здоровья работающих и мероприятия для профилактики профессиональных заболеваний. Проанализировано первостепенное значение проведения мероприятий по улучшению условий труда на рабочих местах вместо предоставления льгот и компенсаций работающим. Приведены итоги производственной деятельности лаборатории по этому направлению за последние два года.*

*The article describes the work of the sanitary-industrial laboratory of UkrNDIGas to carry out sanitary and hygienic studies of harmful industrial factors at workplaces in the oil and gas industry for their certification of the impact to the health of workers and measures to prevent occupational diseases. The priority importance of measures to improve working conditions at workplaces instead of providing benefits and compensations to employees has been analyzed. The results of the production activity of the laboratory in this direction for the last two years have been provided.*

Пріоритетні напрямки щодо покращення умов трудової діяльності на робочих місцях обумовлені необхідністю усунення шкідливих виробничих факторів, вплив яких на працівників за певних умов (інтенсивність, тривалість дії тощо) може спричинити професійне або виробничо обумовлене захворювання, тимчасове або стійке зниження працездатності, підвищення частоти соматичних та інфекційних, вірусних захворювань, призвести до порушення здоров'я як працівників, так і їх нащадків, що неможливо компенсувати пільгами, компенсаціями. Актуальність питання поліпшення умов праці обумовлюється й тим, що зростання рівня освіти працівників вимагає для них змістовної праці в небезпечних умовах. Тому створення сприятливих умов праці має бути одним з головних завдань суспільства, невід'ємною частиною державної соціальної та економічної політики, важливою складовою менеджменту персоналу.

У філіях АТ «Укргазвидобування» трудовим колективам надано великі повноваження щодо вирішення питань стосовно поліпшення умов праці. Вони мають право брати участь в обговоренні та затвердженні комплексних планів інженерно-технічних заходів з досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища; контролювати використання коштів на виконання планів; ставити питання про притягнення до відповідальності за порушення норм з охорони праці тощо. За умов розвитку ринкових відносин поліпшенню умов праці сприяє й необхідність використовувати в конкурентній боротьбі новітні технології, які базуються на досягненнях науково-технічного прогресу, прагнення досягти зниження витрат на виробництво продукції та відповідного зростання прибутку підприємства.

Дослідження теоретичних концепцій управління та аналіз стану умов праці стали підставою для висновку про те, що пріоритетними напрямками соціально-економічного управління умовами та охороною праці в сучасних умовах мають бути підвищення економічної відповідальності власників підприємств за шкоду, що заподіяна здоров'ю працюючих несприятливими умовами праці; управління витратами, пов'язаними з умовами праці, що дозволяє вирішувати проблеми фінансування заходів з охорони праці на підприємствах; стимулювання посилення діяльності та зацікавленості працівників у поліпшенні умов праці; створення і забезпечення системи соціальних пільг і гарантій, впровадження соціальних і соціально-психологічних методів, заходів щодо управління умовами й охороною праці.

Пріоритетним напрямком роботи промислово-санітарної лабораторії відділу екологічних досліджень, охорони навколишнього середовища і промислової санітарії УкрНДІгазу (далі – лабораторія) є проведення санітарно-гігієнічних досліджень шкідливих виробничих факторів на робочих місцях для їх атестації за умовами праці. Законодавчою базою для проведення атестації є Закон України «Про пенсійне забезпечення» ст. 13; Закон України «Про охорону праці» ст. 7, Постанови Кабінету Міністрів України № 442 від 01.08.92 р. «Про порядок проведення атестації робочих місць за умовами праці» та № 461 від 24.06.2016 р. «Про затвердження спис-

ків виробництв, робіт, професій, посад і показників, зайнятість в яких дає право на пенсію за віком на пільгових умовах». Її мета – упорядкування системи пенсійного забезпечення та надання пільг і компенсацій працюючим у важких та небезпечних умовах праці. Зокрема, йдеться про надання пенсій за віком на пільгових умовах за списками № 1 та № 2.

У відповідності до Постанови № 442, атестація робочих місць за умовами праці (далі – атестація) проводиться на об'єктах незалежно від форм власності та господарювання, де технологічні процеси, технічне обладнання та використовувані матеріали можуть бути потенційними джерелами шкідливих та небезпечних чинників. Атестація проводиться атестаційною комісією, яка створюється на об'єкті спеціальним наказом керівника. Періодичність проведення атестації – не рідше 1 раз на 5 років.

Атестація передбачає: встановлення факторів і причин несприятливих умов праці; санітарно-гігієнічне дослідження виробничого середовища, важкості і напруженості трудового процесу на робочому місці; комплексну оцінку факторів виробничого середовища і характеру праці на відповідність стандартам безпеки праці, санітарним нормам і правилам, будівельним нормам; встановлення ступеня шкідливості і небезпечності праці та її характеру за «Гігієнічною класифікацією праці»; обґрунтування віднесення робочого місця до категорії зі шкідливими (особливо шкідливими), важкими (особливо важкими) та напруженими умовами праці; аналіз реалізації технічних і організаційних заходів, спрямованих на оптимізацію умов і безпеки праці.

Відомості щодо результатів атестації заносяться до карти умов праці, форма якої затверджена Мінпраці та МОЗ.

Санітарно-гігієнічні дослідження факторів виробничого середовища і трудового процесу здійснюються промислово-санітарними лабораторіями, які внесені до інформаційного переліку лабораторій, атестованих Державною службою України з питань праці.

Під час проведення атестації визначаються: характерні для конкретного робочого місця виробничі фактори, які підлягають лабораторним дослідженням; фактичне значення факторів виробничого середовища і характеру трудового процесу шляхом лабораторних досліджень або розрахунків.

Лабораторні та інструментальні дослідження проводяться згідно з вимогами відповідних державних стандартів, санітарних правил, методичних рекомендацій та інших регламентуючих документів. Прилади і обладнання для вимірів мають відповідати метрологічним вимогам.

Виміри хімічних, фізичних факторів та показників трудового процесу проводяться в процесі роботи у характерних (типових) виробничих умовах, при використанні діючих засобів індивідуального і колективного захисту. Тривалість дії шкідливих виробничих факторів визначається згідно з листом спостереження (фотографії робочого часу).

Фахівці промислово-санітарної лабораторії УкрНДІгазу під час проведення санітарно-гігієнічних досліджень в рамках атестації на об'єктах філій АТ «Укргазвидобування» сприяють усвідомленню замовниками цих робіт, що в центрі уваги має бути здоров'я людини, свідоме ставлення до питань особистої безпеки та безпеки оточуючих, в зв'язку з чим основним результатом атестації є розроблення і реалізація організаційних, технічних, економічних та соціальних заходів (включаючи і колективний договір) щодо покращення умов трудової діяльності.

До технічних заходів щодо поліпшення умов трудової діяльності віднесені системи забезпечення допустимих показників шкідливих виробничих факторів. Фізичні фактори: мікроклімат (температура повітря, вологість повітря, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); барометричний тиск; неіонізуючі електромагнітні поля та випромінювання: електростатичні поля, постійні магнітні поля, електричні та магнітні поля, електромагнітні випромінювання радіочастотного та оптичного діапазонів; іонізуючі випромінювання; виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне, штучне; іонізація повітря; хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил); фактори трудового процесу: важкість праці (характеристика трудового процесу, що відображає рівень загальних енергозатрат організму людини); напруженість праці (характеристика трудового процесу, що відображає навантаження переважно на центральну нервову систему, органи відчуттів, емоційну сферу працівників).

При цьому, у випадку неможливості проведення у повному обсязі заходів щодо покращення умов трудової діяльності (умови праці – шкідливі), атестація робочих місць за умовами праці є основою для вирішення питань надання пенсій за віком на пільгових умовах відповідно до Закону України «Про пенсійне забезпечення», інших пільг та компенсацій: щорічна додаткова відпустка, доплата працівникам за шкідливі умови праці, скорочена тривалість робочого тижня, видача молока та інших рівноцінних продуктів тощо).

Проведення заходів з модернізації лабораторії в 2019–2020 роках дозволило вийти на якісно новий рівень виконання робіт, розширити номенклатуру досліджень, оперативно проводити дослідження безпосередньо на робочих місцях, в більш короткі терміни, з більшою точністю.

Придбання портативних приладів з вимірювання концентрацій шкідливих хімічних речовин та пилу дозволило проводити дослідження експрес-методом без відбору проб та виконання аналізів у лабораторії.

В зв'язку з інтенсифікацією видобутку вуглеводнів в умовах діяльності підприємств АТ «Укргазвидобування» працівники можуть піддаватися більш суттєвому впливу шкідливих виробничих факторів. За останні два роки співробітниками лабораторії виконані санітарно-гігієнічні дослідження на 1260 робочих місцях філій АТ «Укргазвидобування», в тому числі на новостворених робочих місцях з урахуванням модернізації обладнання: ГПУ «Львівгазвидобування», ГПУ «Полтавагазвидобування», УПГТК, БУ «Укрбургаз», «УГВ-Сервіс», УБМР «Укргазспецбудмонтаж», ГУ «Укргазпромгеофізика», САРС «ЛІКВО». В 2020 році, навіть за умов карантину, робота з проведення досліджень в масштабах компанії лабораторією проводилась у встановлені терміни та з належною якістю.

#### **Висновки.**

Результати роботи лабораторії використовуються для комплексного всебічного аналізу стану умов праці на підприємствах компанії з метою запобігання виникнення професійних захворювань, збереження здоров'я працюючих, захисту працівників від ризиків, що пов'язані з дією шкідливих факторів, забезпечення здорових та безпечних умов праці на європейському рівні у зв'язку із прагненням України приєднатися до ЄС, згідно з Директивами Міжнародної організації праці про впровадження в роботу підприємств основних положень Рамкової директиви Європейського співтовариства №89/391/ЄЕС щодо здійснення заходів з поліпшення безпеки й охорони здоров'я робітників на виробництві.

#### *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. Карпов Б.Д. Справочник по гигиене труда [Текст]: справочник / Б.Д. Карпов., В.Е. Ковшило. – 2-е изд. – М. : Медицина, 1979. – 448 с.
3. Гришук М.В. Основи охорони праці [Текст]: підруч./ М.В. Гришук. – К.: Кондор, 2007. – 240 с.
4. Габович Р.Д. Гигиена [Текст]: справочник / Р.Д. Габович, С.С. Познанский, Г.Х. Шахбазян. – 3-е изд. – К. : Вища школа, 1984. – 320 с.
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 25.02.20

## ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ СООБЩЕНИЯ

## INFORMATION

**ВИСОЧАНСЬКИЙ  
ІЛАРІОН ВОЛОДИМИРОВИЧ,****доктор геолого-мінералогічних наук,  
професор, академік УНГА****(до 85-річчя від дня народження)**

В системі геологорозвідувальних робіт (ГРР) на нафту і газ в Україні Іларіон Володимирович Височанський працює понад 60 років.

Народився ювіляр 11 квітня 1935 р. у відомій бойківській сім'ї із старовинного роду шляхетського походження гербу «Драго-Сас», представники якого носили княжий титул.

Коліскою юного Іларіона служила розкішно-мальовнича карпатська природа – справжня геологічна лабораторія з безліччю нерозкритих таємниць. Тож не дивно, що для випускника-відмінника Боринської середньої школи – при вступі до Львівського політехнічного інституту, не існувало проблеми самовизначення і він обрав геологію.

Гірничий інженер-геолог з 1957 р. в тресті «Харківнафтогазрозвідка», працюючи колектором, геологом, старшим геологом, проходить важливу школу виробничої діяльності (в тому числі, в польових умовах), що стає надійним фундаментом для проведення наступних науково-тематичних досліджень. Співавторство у фундаментальних працях – виданні геологічної карти (ДДЗ) і геологічної карти доверхньопермських відкладів Прип'ятсько-Дніпровського прогину; піонерство в обґрунтуванні перспективності північного борту ДДЗ щодо пошуків неантиклінальних (несклепінних) пасток вуглеводнів (ВВ) та обґрунтуванні великих перспектив нафтогазоносності в цілому південно-східній її частини – були першими кроками молодого спеціаліста на шляху науково-виробничої діяльності.

Очолоюючи (1969-1976 рр.) Комплексну тематичну партію тресту «Харківнафтогазрозвідка», І.В. Височанський координує широкий спектр досліджень, починаючи зі стратиграфії і завершуючи підрахунком запасів газу. Результати діяльності цієї партії сприяли високоефективній роботі тресту – відкриттю багатьох родовищ ВВ, включаючи унікальне Західно-Хрестищенське.

Успішно закінчивши навчання в заочній аспірантурі при Інституті геології і геохімії горючих копалин АН УРСР під науковим керівництвом професора Г.Н. Доленка, в 1975 р. Іларіон Володимирович захистив кандидатську дисертацію, а в 1976 р. за конкурсом був прийнятий на роботу у відділ геології нафти і газу цього інституту на посаду старшого наукового співробітника. Результатами досліджень цього періоду є вперше виділені в ДДЗ природні резервуари з тришаровою будовою, створена на цьому підґрунті класифікація пасток за вміщувальною і акумулюючою здатностями та розробка методики виділення приштокових блоків і визначення контурів соляних штоків.

Вагомими творчими здобутками характеризується період діяльності І.В. Височанського (1980-1983 рр.) на посаді головного геолога – консультанта в Інституті розвідки і розробки ро-

довищ нафти і газу в НДР (м. Гоммерн), де за його активною участю була створена концепція оцінки перспективності мезозойського комплексу, яка стала базою для розробленої програми ГРР на цей комплекс, а також участь у виконанні низки проектів і наукових звітів з вивчення продуктивних комплексів ротлігендеса і цехштейна. Особистим внеском став звіт «Деякі методичні питання оцінки перспективності локальних структурних форм», 1983 р.

З 1984 р., працюючи на посадах головного геолога тематичної партії і заступника начальника тематичної експедиції об'єднання «Полтаванафтогазогеологія», дослідник складає серію зональних проектів буріння параметричних свердловин, за якими, зокрема, відкрито п'ять газових родовищ. Паралельно з виробничою роботою здійснює інтенсивні наукові дослідження з розробки нових аспектів теорії пасток як підгрунтя для створення універсальної морфогенетичної схеми природної системи «структура-пастка-поклад-родовище» з визначенням для окремих її елементів як генетичного взаємозв'язку, так і чіткої дефініційної відокремленості; розробляє концепцію щодо зв'язку процесів структуроутворення із горизонтальними зсувами по глибинних розломах з виділенням зон розтягнення і стиснення; створює методики виділення перспективних пасток: диз'юнктивно екранованих (безпосередньо сприяла відкриттю Юліївського, Скворцівського, Островерхівського, Платівського та інших газових родовищ), стратиграфічних і літологічних; розробляє класифікацію тектонічних порушень з акцентом на їх роль у структуро- і пасткоутворенні; вперше в нафтогазовій геології класифікує зони розуцільнення у породах кристалічного фундаменту і виділяє прогностичні моделі пасток. Ці фундаментальні наукові розробки стали підставою для захисту в 1995 р. докторської дисертації за темою «Структури-пастки нафти і газу платформних регіонів».

Протягом 1988-1999 рр. за сумісництвом працював у Харківському національному університеті (ХНУ) імені В. Н. Каразіна на посадах викладача і професора, читаючи курс лекцій «Пошуки і розвідка нафтових і газових родовищ», та впродовж п'яти років очолює Державну екзаменаційну комісію.

З 2000 р. і до теперішнього часу працює у системі «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» на посадах провідного геолога (керівника сектору) і начальника відділу надрокористування перспективних напрямків та розробки планів ГРР Геолого-тематичного центру. За цей період І.В. Височанським розроблена наукова концепція оцінки перспектив нафтогазоносності та обґрунтування напрямків ГРР у північній та південній крайових частинах ДДЗ, на підставі якої складено ряд проектів параметричного і пошукового буріння. Виконані дослідження дозволили розширити перспективну територію, особливо північного борту ДДЗ (на 1200 км<sup>2</sup>).

Одночасно вчений розробляє ідею багатоетапності формування соляних штоків і створює на цьому підґрунті їх типізацію, що дозволило диференціювати ступінь перспективності різних частин розрізу, які примикають до штоків різних типів, вперше розробляє механізм утворення і розвитку приштокових блоків, названих у подальшому блоками-сателітами. Значну увагу він приділяє вирішенню проблеми пошуків покладів ВВ у несклепінних пастках – одному із головних напрямків ГРР у ДДЗ, з реалізацією якого пов'язується нарощування значного резерву вуглеводневої сировини в регіоні. Основні теоретичні аспекти цієї проблеми відображені в новій його монографії «Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені» (2015 р.) У межах цього авлакогену виділено 22 зони нафтогазо-накопичення як реальних (17), так і потенційних (5) мегаоб'єктів для цілеспрямованих пошуків несклепінних пасток ВВ. На конкурсі наукових робіт університету монографія посіла призове місце.

Як визнаний фахівець нафтогазової геології Іларіон Володимирович бере активну участь у підготовці висококваліфікованих наукових кадрів – був офіційним опонентом чотирьох докторських і п'яти кандидатських дисертацій.

З 2013 р. І.В. Височанський працює на посадах професора кафедри геології в ХНУ імені В. Н. Каразіна і провідного наукового співробітника УкрНДІгазу. Був членом спеціалізованої вченої ради із захисту кандидатських дисертацій в ХНУ імені В. Н. Каразіна, та впродовж тривалого часу членом спецради із захисту кандидатських і докторських дисертацій при Інституті геологічних наук НАН України; є членом редакційних колегій «Вісника» ХНУ і збірника наукових праць УкрНДІгазу. Під його науковим керівництвом захищені три кандидатські дисертації.

Характеризується великою працездатністю, аналітичним розумом, вмінням працювати в колективі, готовністю підтримати і допомогти.

У творчому доробку вченого понад 200 опублікованих та фондкових наукових праць, включаючи у співавторстві сім монографій і дві енциклопедії.

Наукові розробки І.В. Височанського експонувались на ВДНГ України (1988 р.), а на конкурсі робіт Української нафтогазової академії були удостоєні премії 1 і 3 ступеня. Досягнення Іларіона Володимировича в наукових і виробничих сферах діяльності належно визнані геологічною громадськістю. Він обраний академіком УНГА, удостоєний знаків «Відмінник розвідки надр», «Активіст соціалістичної праці НДР», «Ударник 9-ї п'ятирічки», «Переможець соціалістичного змагання за 1973 р.», звання «Почесний розвідник надр України» і «Почесний працівник ДК «Укргазвидобування», нагороджений медаллю В.І. Луцицького і медаллю «Ветеран труда» та почесною відзнакою НАК «Нафтогаз України» 1-го і III-го ступенів. Його виробнича і наукова праця відзначена численними почесними грамотами та подяками. В ознаменування вагомого внеску в розвиток нафтогазової геології України одному із газових родовищ присвоєно його ім'я – Височанське.

Геологічна громадськість, колеги, учні і друзі ювіляра зичать йому доброго здоров'я і бажають великої наснаги на успішне здійснення подальших творчих планів.

УДК 658.5

**Г.М. Савченко, М.А. Попов**  
(УкрНДІгаз)

### **АНАЛІЗ ДОСВІДУ МІЖНАРОДНИХ КОМПАНІЙ З ПИТАНЬ ЗАХИСТУ ПРАВ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ**

*На прикладі провідних нафтогазовидобувних компаній світу проаналізовані основні показники інноваційної діяльності, які є засобом підвищення економічної ефективності виробництва.*

*На прикладі ведучих нафтогазодобуваючих компаній мира проаналізовані основні показники інноваційної діяльності, які є засобом підвищення економічної ефективності виробництва.*

*The main innovation indicators of the world's leading oil and gas companies for increasing the economic efficiency of production are analyzed.*

В нафтогазовій промисловості залучення в розробку високов'язких, високосірчаних, низькопроникних і віддалених від комунікацій родовищ тісно пов'язано з активною інноваційною діяльністю, необхідністю впровадження нових (часто дорогих) технологій і обладнання. Це особливо важливо на виснажених родовищах та в умовах обводнення, де інновації дозволяють знизити зростання витрат на експлуатацію.

Одним з ключових аспектів інноваційної діяльності компанії є захист результатів її науково-технічної діяльності шляхом патентування як в країні створення, так і в країнах, де вона працює або планує довготривалу діяльність. Патентування власних розробок, особливо за кордоном, сприяє збільшенню конкурентоспроможності на міжнародному рівні. У відповідності з міжнародним правом, охоронний документ на об'єкт інтелектуальної власності діє на території тієї країни, де був отриманий, тому компанії патентують свої винаходи за кордоном не тільки з метою отримання переваги на ринку технологій в окремій країні, але також для надання ліцензій на право їх використання. Тобто аналіз патентної активності будь-якої компанії дає змогу визначити пріоритетні напрямки її розвитку та територіальну зацікавленість у ринках збуту технологій (ліцензійна торгівля як основна комерційна форма міжнародної передачі технологій) та надання інжинірингових послуг.



Основною тенденцією сучасного нафтогазовидобутку є впровадження інновацій, при цьому в Україні реальний ефект від їх застосування незначний. Однією з причин цього явища є недостатня розробленість багатьох методичних і практичних питань управління інноваційною діяльністю. Вивчення світового досвіду з метою застосування його при розробці рекомендацій щодо обґрунтування пріоритетів і підвищенню економічної ефективності інноваційної діяльності нафтовидобувних підприємств є актуальною науковою задачею.

Компанії-лідери будь-якої галузі особливо зацікавлені у патентуванні новітніх розробок з метою отримання пріоритету, комерційних переваг і, як наслідок, отримання максимальної виручки від їх впровадження. Наприклад, в галузі IT-технологій компанії IBM та Samsung лише у 2019 році отримали близько 16 000 патентів США. Нафтогазова промисловість, на відміну від IT, більш консервативна, враховуючи, що період оновлення техніки 5-10 років, але крупні компанії, наприклад, Exxon Mobil щорічно патентують близько 1500 винаходів, а китайська компанія Sinopec у 2019 році запатентувала 5727 винаходів.

Розглянемо інноваційну діяльність найбільших компаній світу. Для аналізу патентної активності в нафтогазовій галузі попередньо визначені світові лідери за версією Fortune Global 500.

Найбільша у Китаї інтегрована енергетична і хімічна компанія **Sinopec Group**, вже 18 років займає третє місце в списку Fortune Global 500 за рівнем капіталізації. Спеціалізується Sinopec Group на виготовленні нафтопродуктів, палива й мастильних матеріалів, а також на видобутку та дослідженнях. Завдяки своїй діяльності з переробки Sinopec створила найбільшу нафтохімічну галузь в Китаї, вона також є найбільшою інжиніринговою компанією в Китаї для нафтогазової та нафтохімічної промисловості. Sinopec – це також інтегрована геофізична розвідка, буріння, експлуатація свердловин і будівництво нафтопромислового обладнання. Понад 2 400 команд зайняті по всьому світу, маючи інтереси на всіх континентах, особливо в Канаді, США, Південній Америці, Африці, Іраку, країнах Перської затоки та Азії.

У період 2011-2020 рр. групою компаній Sinopec Group за міжнародною системою РСТ подано 29 874 заявок на отримання охоронних документів.

Найбільша кількість заявок подана у Китаї – 28 511, у США – 396, Індії – 145. Дані про розподіл патентних документів за країнами патентування наведені у діаграмі на рис.1.

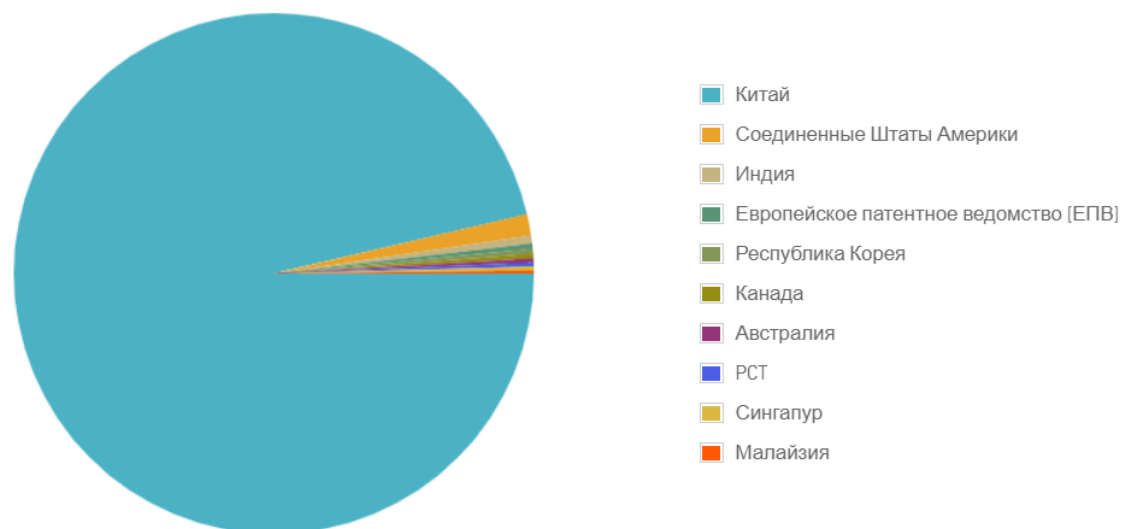


Рис. 1. Розподіл міжнародних патентних заявок компанії Sinopec Group за країнами патентування

За результатами аналізу патентування по країнах світу визначено, що область інтересів Sinopec Group – це азійський регіон (Індія, Корея, Сінгапур, Малайзія). Активність патентування групою компаній Sinopec Group, у тому числі за кордоном, з 2017 року суттєво зросла, так у

2016 році патентувалось 1697 винаходів, а у 2017 році їх кількість зросла до 4882, у 2018-2019 роках кількість винаходів перевищила 5000.

Найбільша нафтогазова компанія Китаю є **PetroChina/China National Petroleum** видобуває 2/3 всієї нафти в країні і є найприбутковішою компанією Азії, входить у десятку найбільших компаній світу, займає 4-те місце в списку Fortune Global 500. Компанія бере участь у розвідці, розробці, виробництві та продажі нафти й природного газу, займається переробкою нафти та нафтопродуктів, виробництвом і маркетингом первинних нафтохімічних продуктів, похідних та інших хімічних продуктів. PetroChina - символ безперервного глобального полювання Китаю за енергетичними ресурсами - володіє понад 21 тис. патентів.

Національна нафтова компанія Саудівської Аравії **Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco)** займає 6 місце в списку Fortune Global 500. З початку XXI сторіччя Saudi Aramco контролює понад 90% запасів Саудівської Аравії, що становить близько 25% світових розвіданих запасів нафти. Крім того, компанія видобуває природний газ на території країни, має сучасні нафто- та газопереробні заводи, флот сучасних супертанкерів, має відділення у Китаї, Японії, Росії, на Філіппінах, Республіці Корея, Сінгапурі, Об'єднаних Арабських Еміратах, США та Великій Британії.

Транснаціональна монополія Великої Британії **British Petroleum** є одним із найбільших гравців в енергетичній, нафтовій і газовій промисловості в усьому світі, займає 7 місце в списку Fortune Global 500. Компанія спеціалізується на розвідці, видобутку і переробці нафти, природного газу, а також вугілля, руд кольорових металів і урану, заснована на великій бізнес-моделі, яка охоплює виробництво і збут вуглеводнів. British Petroleum належать нафтопереробні підприємства, власний нафтоналивний флот, нафтопроводи в Європі і США, мережа автозаправних станцій, компанії з випуску мастил, берегові термінали зрідженого газу, три великих центри досліджень і розробок. В числі останніх інноваційних розробок - мастило із збільшеним сервісним інтервалом, практично не схильне до окислювальних процесів, яке повністю переробляється без згоряння.

За 2011-2020 роки компанією British Petroleum подано 9 406 міжнародних патентних заявок. Найбільша кількість заявок подана у Великій Британії - 2526, Франції - 1254, США - 1129, Німеччині – 1128, Австралії - 1000. За результатами аналізу патентування по країнах світу визначено, що регіони інтересів British Petroleum – це Європейський регіон, Австралія та Нова Зеландія.

Дані про розподіл патентних документів за країнами патентування наведені у діаграмі на рис. 2.

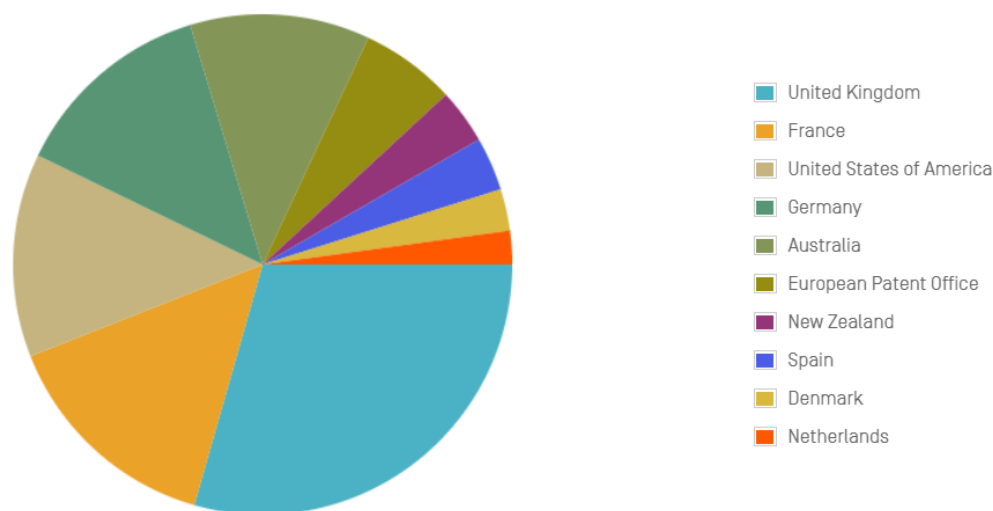


Рис. 2. Розподіл міжнародних патентних заявок компанії British Petroleum за країнами патентування

Одна з найбільших у світі нафтових компаній, приватна нафтова корпорація США **Exxon Mobil Corporation (ExxonMobil)** займає 10-те місце в Fortune Global 500 і інвестує в майбутнє. Компанія сьогодні розробляє рішення нового покоління в галузі енергетики, в тому числі: вдосконалені біопалива; уловлювання та зберігання вуглецю; технології видобутку природного газу; нові процеси раціонального використання енергії. Крім потужних власних можливостей, компанія співпрацює з провідними дослідницькими та технологічними компаніями, національними лабораторіями та університетами, а також іншими організаціями, які беруть участь в дослідженнях в області енергетики. ExxonMobil має приблизно одну п'яту частку участі від загального світового обсягу уловлювання вуглецю, є лідером в одній з найважливіших технологій нового покоління з низьким рівнем викидів парникових газів і вловлює близько 7 мільйонів тонн вуглецю на рік. Незважаючи на те, що необхідні всі види енергії, включаючи природний газ і поновлювані джерела енергії, такі як енергія вітру і сонячна енергія, для досягнення глобальних цілей щодо скорочення викидів будуть потрібні нові технології. Exxon на НДР щорічно витрачає понад \$ 1 млрд.

Компанією ExxonMobil за останні 10 років подано 32 056 патентних заявок на отримання охоронних документів. Найбільша кількість заявок подана у США - 7627, за системою РСТ - 6107, через Європейське патентне відомство - 4349, у Канаді - 2626. За країнами патентування спостерігається інтерес компаній до ринків найбільших країн Північної і Південної Америки, Європи, Азії і Австралії. Дані про розподіл патентних документів за країнами патентування наведені у діаграмі на рис. 3.

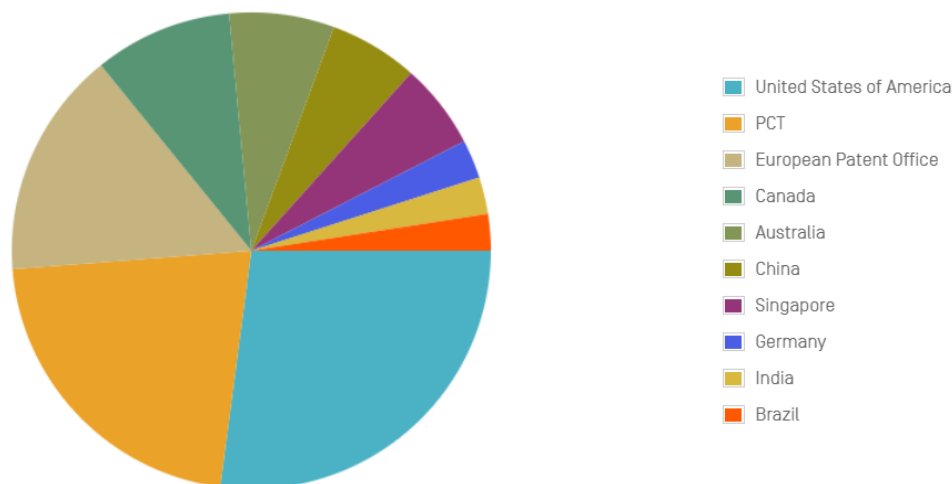


Рис. 3. Розподіл міжнародних патентних заявок компанії ExxonMobil за країнами патентування

Найбільшим з європейських нафтогазових гігантів є нідерландсько-британська компанія **Royal Dutch Shell**, яка в рейтингу Fortune Global 500 посідає третє місце за рівнем виручки. Shell активно працює у всіх сферах нафтогазової галузі, включаючи розвідку та видобуток, переробку, дистрибуцію і маркетинг, нафтохімію, виробництво електроенергії та торгівлю. Також компанія здійснює діяльність в галузі поновлюваних джерел енергії в формі біопалива й вітру. Shell працює в більш ніж 70 країнах світу і має 44 тис. автосервісів по всьому світу. Компанія є лідером інновацій в нафтогазовій галузі, якій належать більше 57 тис. патентів. Shell щорічно на НДР витрачає близько \$ 1,3 млрд. Це більше, ніж витрати на нові розробки і впровадження технологій будь-якої іншої міжнародної нафтової компанії.

Однією з найбільших корпорацій в світі є **Chevron**, яка за рейтингом Fortune Global 500 не увійшла в десятку найбільших корпорацій за рівнем капіталізації, але є одним зі світових лідерів у галузі інновацій, що має в своєму розпорядженні понад 40 тис. патентів. Велике число розробок Chevron пов'язано з інформаційними технологіями і націлене на оптимізацію бізнес-

процесів структур, що входять до складу компанії. Серед послуг компанії - адміністративна, фінансова, управлінська та технічна підтримка при здійсненні інтегрованих нафтових та хімічних операцій, видобутку корисних копалин, енергетичних послуг.

Французький концерн **Total** займається розвідкою, розробкою, виробництвом і маркетингом нафти та газу, знаходиться на 30-му місці в списку Fortune Global 500 і є однією з найбільших у світі за рівнем доходу. Діяльність розподілена на три основні сфери: видобуток, переробка й хімікати, маркетинг і послуги. Total належить майже 15 тисяч патентів. Нафтогазовий гігант відомий тим, що не тільки підтримує ідею, що клімат на планеті піддається серйозним змінам, а й всіляко намагається з цією проблемою боротися. Мільярди доларів інвестицій в розробки та придбання технологій відновлюваної енергії це підтверджують.

Отже, створення і охорону прав інтелектуальної власності, а також ефективне управління об'єктами інтелектуальної власності необхідно розглядати як один з важливих елементів діяльності АТ «Укргазвидобування», що забезпечують реалізацію стратегічного курсу державної політики переходу до інноваційного розвитку країни і спрямовані на поліпшення економічних і фінансових показників. Для підвищення ефективності інноваційної діяльності, її впорядкування, поглиблення обґрунтованості і аналітичної підготовки прийнятих рішень, вдосконалення методів і форм обліку в інноваційній діяльності необхідна наявність комплексної системи управління інноваційною діяльністю.

#### *Список літератури*

1. Сайт Всесвітньої організації інтелектуальної власності [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.wipo.int/portal/en/>.
2. Инновационные стратегии в нефтяных компаниях. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://www.oilstrategy.ru/publ/strategii\\_kompanij/7-1-0-22](http://www.oilstrategy.ru/publ/strategii_kompanij/7-1-0-22).
3. GLOBAL INNOVATION INDEX 2019 [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://globalinnovationindex.org>.
4. *Бошицький Ю.Л.* Інтелектуальна власність в Україні: деякі питання публічного адміністрування [Текст] / *Ю.Л. Бошицький* // Проблеми права інтелектуальної власності, 2013
5. 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).

Надійшла до редакції 23.01.20

УДК 550.822.622.831.

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

### **ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЦЕСУ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН І ЕФЕКТИВНІСТЬ СУЧАСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ПОДОЛАННЯ ГАЗОПРОЯВІВ**

*Виявлена закономірність утворення зон з надгеостатичними тисками у пластах-неколекторах поблизу геологічних розломів або на схилах монолітних кристалічних порід у період їхнього підіймання. Обґрунтована загальна фізико-хімічна причина нагромадження механічної енергії у флюїдах в порово-тріщинному просторі, яка полягає, по-перше, у довільному колективному русі рідин у тонкі пори та до вершин тріщин, де рівень структурної організованості вищий і, по-друге, самотиснення рідини власним потоком під дією позитивного зворотного зв'язку і всупереч другому началу термодинаміки. Надгеостатичні тиски зберігаються до тих пір, поки діють ентропоосмотичні потоки або поки не зруйнована порово-тріщинна система у гірських породах. Зроблено висновок, що немає сенсу протидіяти газопроявам шляхом*

обважнення бурового розчину, що спричинені газом, який надходить з пластів-неколекторів внаслідок дифузії.

*Установлена закономерность образования зон со сверхгеостатическими давлениями в пластах-неколекторах вблизи геологических разломов или на склонах монокристаллических пород в период их поднятия. Обоснована общая физико-химическая причина накопления механической энергии во флюидах в порово-трещинном пространстве, которая заключается, во-первых, в самопроизвольном коллективном движении жидкостей в тонкие поры и к вершинам трещин, где уровень структурной организованности больше, и, во-вторых, самосжатие жидкости собственным потоком под действием положительной обратной связи и вопреки второму началу термодинамики. Сверхгеостатические давления сохраняются до тех пор, пока действуют энтропоосмотические потоки или пока не разрушена порово-трещинная система в горных породах. Сделан вывод, что нет смысла противодействовать газопроявлениям путем утяжеления бурового раствора, вызванных газом, который поступает из пластов-неколекторов вследствие диффузии.*

*The regularity of the formation of zones with supergeostatic pressures in non-collectors near geological faults or on the slopes of monolithic crystalline rocks during their rise was found. The general physical and chemical reason for the accumulation of mechanical energy in fluids in the porous-cracked space, which consists, first, in the spontaneous collective movement of liquids into thin pores and to the top of cracks, where the level of structural organization is greater and, secondly, the self-compression of the liquid by its own flow under the control of positive feedback and contrary to the the second law of thermodynamics. Supergeostatic pressures persist as long as entropoosmotic flows are active or until the porous-cracked system in the rocks is destroyed. It is concluded that there is no point in counteracting gas kick by weighting the drilling fluid caused by gas, which came from non-collector's reservoirs due to diffusion.*

**Постановка проблеми.** В науці завжди існувала проблема утвердження нової ідеї. Наприклад, Микола Коперник [1] ще у 1503-1512 роки поширював серед друзів рукопис своєї гіпотези про геліоцентричну систему. Потім ще 40 років працював над монографією «Про обертання небесних сфер», яка була надрукована після його смерті у 1543 році. Остаточно геліоцентрична теорія Коперника була визнана науковою спільнотою тільки через 300 років. Видатний фізик Макс Планк [2] на початку ХХ століття стверджував: «Насправді відбувається так, що опоненти поступово вимирають, а нове покоління вже від початку сприймає нову ідею... І немає значення є ідея істинною, чи ні і навіть має вона взагалі якийсь сенс, а натомість важливим є те, чи сприяє вона плідній роботі». Вислів Макса Планка звучить занадто оптимістично, оскільки новій теорії, яка беззаперечно сприяє плідній роботі, термін часу для ствердження в одне покоління є замалим.

Розглянемо приклад визнання (чи невизнання) і використання (чи не використання) фізико-хімічної теорії сучасного, в геологічному розумінні, утворення зон аномально високого тиску у надрах землі і пов'язані з цим технологічні проблеми і великі економічні втрати.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Історія розробки та розвідування газових родовищ на Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) має приклади, коли геологи та буровики в процесі буріння свердловин холоднокровно оцінювали ситуацію під час достатньо інтенсивних газопроявів і утримувалися від збільшення густини бурового розчину. Обґрунтування логічного і водночас сміливого підходу до боротьби з газопроявами запропонував В.Й. Зільберман зі співробітниками [3] в результаті аналізу досвіду буріння експлуатаційних свердловин на Яблунівському ГКР, яке полягало в тому, що:

- більшість ускладнень виникають поблизу основного поздовжнього розлому (скидання) у районі, обмеженому відстанню 700-800 м;

- найбільш інтенсивні газопрояви виникали під час буріння у непродуктивній (щільній) частині розрізу у візейських відкладах, представлених аргілітами, глинистими вапняками, глинами з прошарками мергелів та алевролітів;

- для візейських відкладів у цьому районі характерна висока тріщинуватість, яка обумовлює викривлення стволів свердловин;
- газопрояви розпочиналися раптово у процесі буріння при густині бурового розчину 1300-1340 кг/м<sup>3</sup>;
- при відновленні циркуляції виходили порції розгазованого бурового розчину з уявною густиною 800-1100 кг/м<sup>3</sup>;
- інтенсивність надходження газу в буровий розчин з поглибленням свердловини практично не змінювалася;
- збільшення густини бурового розчину не забезпечувало ліквідації газопроявів;
- інтенсивність газопроявів не збільшувалась, коли густину бурового розчину зменшували.

Феномен надходження газу з непродуктивної частини розрізу у вигляді достатньо інтенсивних газопроявів, відсутність позитивного ефекту від обважнення бурового розчину, очевидний зв'язок з припиненням циркуляції на певний час і виходом вибіної «пачки» розгазованого розчину потребує аналізу і нового теоретичного пояснення.

Прикладом холоднокровної оцінки ситуації і утримання від інстинктивної реакції припинити надходження газу у гідрофобно-емульсійний буровий розчин шляхом його обважнення і підвищення гідростатичного тиску стовпа розчину може слугувати розкриття продуктивного пласта з аномально низьким тиском у свердловині № 639 Шебелинського ГКР. Кожного разу при відновленні циркуляції відбувалось сильне розгазування бурового розчину [4]. Чітко розуміння того, що газопрояви з виснажених пластів-колекторів виникають внаслідок дифузійного насичення середовища бурового розчину, утримало тоді від необґрунтованого збільшення густини, хоч такі пропозиції і висловлювалися.

Пласти, що виконують функцію покривки газового покладу на Шебелинському ГКР, в цілому на ДДЗ і на багатьох родовищах світу, представлені глинами різного ступеню метаморфізму. Найчастіше саме в пластах аргілітів нагромаджується газ, який під час буріння спричиняє розгазування бурового розчину. Зараз цей газ називають сланцевим. Для його вилучення обов'язково використовують технологію гідророзриву, яку здійснюють з певною періодичністю, щоб забезпечити рух чергової порції вільного газу у свердловину. Парадокс сланцевого газу полягає у тому, що в аргілітах він перебуває під аномально високим тиском, а цей тиск не забезпечує руху до свердловини. Це зв'язаний газ так званих ореолів вторгнення К.А. Анікієва [5].

Згідно з працями К.А. Анікієва [5], П.Н. Кропоткіна, Б.М. Валяєва [6] та інших науковців, зони аномально високих тисків (АВПТ) утворилися внаслідок ендегенних процесів, тобто завдяки надходженню флюїдів з мантії Землі. В результаті підйому по розломах глибинні флюїди заповнюють природні пастки у пластах-колекторах і утворюють ореоли вторгнення вуглеводнів (ВВ) у пластах, що підстелюють знизу і перекривають зверху пласти-колектори. Надвисокі температура і тиск, які принесли глибинні флюїди, обумовлюють, на думку цих дослідників, АВПТ як у покладах ВВ, так і в ореолах вторгнення. Далі, згідно з законами класичної фізики і термодинаміки, температурні аномалії та АВПТ повинні розсіятися. Натомість надвисокі тиски в ореолах вторгнення і у покладах ВВ – сьогоденна об'єктивна реальність, яка дає о собі знати під час буріння нафтових і газових свердловин. К.А. Анікієв зазначає [5], що розсіювання, дисипація надвисоких тисків відбувається не до кінця і нерівномірно: в ореолах вторгнення тиски з невідомої причини знижуються значно повільніше, ніж у покладах ВВ, і зазвичай значно перевищують їх. Ця аномалія, або *інверсія градієнтів АВПТ*, за висловом К.А. Анікієва, характерна для родовищ у ДДЗ, Галф Коста (США), Зондської протоки (Індонезія) [5] та інших. Найбільш слабким місцем цієї та інших моделей формування зон АВПТ є неспроможність пояснити існування надвисоких тисків протягом геологічного терміну часу, а також одночасно з аномально низькими тисками у виснажених продуктивних пластах.

П.Н. Кропоткін і Б.М. Валяєв висловили сміливу думку [6], яка ґрунтується на розрахунках В.Ф. Лінецького, А.Є. Гуревича та інших, про обумовленість АВПТ дією сучасних факторів. Проте дослідники не змогли навести ці фактори.

**Формулювання завдання дослідження та мета статті.** Можливість створення ефективної технології виникає тоді, коли з'являється коректна теорія, яка адекватно відображає проблему. Що стосується феномену інверсії градієнтів, то вже певний час тому була запропонована теорія, яка пояснює фізико-хімічний механізм утворення надвисоких тисків і зв'язаної форми газу у порах і тріщинах гірських порід.

Теорія тоді стає продуктивною силою, коли оволодіває переважною більшістю майстрів виробничого процесу. Необхідною умовою цього є поширення інформації. Можливо у формі: «Прочитав, дай ознайомитися колезі».

Мета статті – поширення інформації, вкрай необхідної для працівників нафтогазової галузі.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Сучасне, в геологічному розумінні, утворення численних зон АВІТ представляє собою явище самоорганізації речовини та енергії. Існує чимало теорій самоорганізації речовини, автори яких були відзначені Нобелівськими преміями. Критика найбільш відомої теорії дисипативних структур І.Р. Пригожина була наведена, наприклад, у роботі [7]. Натомість зовсім відсутні теорії самоорганізації енергії, скажімо, перетворення теплоти у механічну енергію з коефіцієнтом корисної дії 100%. Спробуйте перевірити це ствердження у Google, який нібито знає все. Нагадаємо основні положення теорії.

*Елементи теорії самоорганізації речовини та енергії в геологічних системах.* Ентропоосмос виявляє себе у всіх фізико-хімічних явищах, пов'язаних з довільним рухом рідин. Це явище можна сформулювати дуже коротко: *рідина має властивість довільно рухатися згідно з градієнтом структурної організованості (СО), тобто у тому напрямі, де її структура більше ущільнена, впорядкована.* Це явище можна охарактеризувати як парадоксальне, тому що *скеровує рух молекул рідини у ту область системи, де тиск вже підвищений*, і за певних умов забезпечує зростання і нагромадження тиску.

Нове явище одержало назву *ентропоосмос* (ἐντροποῶσιμος), щоб позначити здатність перетворювати у нове (з грец. ἐντροπο - перетворювати), породжувати і нагромаджувати тиск (з грец. ὤσιμος - тиск).

Оскільки зміни у структурі рідкої конденсованої системи завжди супроводжуються змінами кількості інформації, що міститься у структурі, то і параметр  $\text{grad CO}$ , який організовує впорядкований потік, має інформаційну природу, а сам ентропоосмос – це свого роду *інформотаксис*, тобто рух рідини у відповідності з градієнтом інформації в системі. Це наводить на думку, що прагнення, налаштованість до самоорганізації, до порядку закладено в структурних елементах рідини від початку і є фундаментальним. Теорія ентропоосмосу стверджує, що будь-який довільний рух структурних елементів рідини - це процес не випадковий, а в тій чи іншій мірі обумовлений змінами структури рідини. Крім того, ентропоосмос є явищем антиентропійним, тому що *перетворює тепловий хаотичний рух молекул рідини у впорядкований потік і далі у тиск в системі без перепаду температури.*

Як відбувається самоорганізація у природі? Отці-засновники синергетики І.Р. Пригожин, Г. Хакен, М. Ейген, В. Ебелінг та інші сформулювали цілий комплекс обов'язкових умов, при виконанні яких можлива самоорганізація. Нагадаємо де-які з них:

- систему, яка самоорганізується, необхідно накачати «якісною» енергією до переходу її у надкритичний стан і досягнення нею точки біфуркації;
- випадковий вибір системою подальшого шляху розвитку;
- утворення впорядкованих структур і викидання великої кількості ентропії у зовнішнє середовище.

У роботах [7,9-11 та ін.] на прикладах утворення кристалів, підіймання води у капілярі і нагромадження капілярного тиску тощо показано, що ініціювання процесу самоорганізації за участі ентропоосмосу не потребує накачування системи «якісною» енергією ззовні, впорядковані структури виникають закономірно і детерміновано, а викидання ентропії назовні немає – ентропія знищується у системі.

На підставі аналізу відомих прикладів самоорганізації речовини та енергії був сформульований *узагальнений синергетичний принцип*: в рідкій конденсованій системі закономірно і невідворотно виникає процес самоорганізації речовини та енергії, якщо надходження інформації

ції порушує стан рівноваги, обумовлює колективний рух структурних елементів системи згідно з градієнтом CO і в системі переважає дія позитивного зворотного зв'язку.

Таким чином, теорія ентропоосмосу саме і показує, як інформація про виникнення у рідині області з підвищеним рівнем CO передається величезній кількості молекул на значну відстань по безперервній тривимірній мережі структурних міжмолекулярних зв'язків, і як в результаті інформування молекул відбувається утворення потоку, який далі перетворюється у впорядковані структури та тиск. Наслідуючи відомого класика, можна сказати, що ідея (вважай - інформація) тоді стає матеріальною силою, коли оволодіває масами... молекул рідини.

*Фізико-хімічна і синергетична модель утворення зон АВІТТ.* Практично всі теорії утворення зон АВІТТ ґрунтуються на положенні, що енергія для підтримання надвисоких тисків або напружень має глибинне походження: геологічні блоки в результаті підймання зберегли енергію, яку одержали тисячі або мільйони років тому і яка дивним чином не розсіялася. Головний недолік цих теорій – це відмова природі в активності, здатності до довільного впорядкованого руху, перетворення внутрішньої теплоти на тиск за певних умов і збереження його необмежено довго.

Інверсія градієнтів і прояв надвисоких тисків у пластах аргілітів не є унікальним феноменом. Самоорганізація флюїдів і енергії у порово-тріщинному просторі пластів-неколекторів в результаті перетворення хаотичного молекулярного руху на впорядкований потік і далі на надвисокий тиск широко представлені у природі і проявляють себе під час техногенних процесів у різних негативних і катастрофічних явищах (табл. 1).

*Раптові викиди вугілля і газу (п.1 табл. 2).* Катастрофічні викиди щорічно забирають життя у багатьох гірників. Приблизно одне життя приходиться за мільйон тонн вугілля. Величезна енергія викиду здатна подрібнити на борошно ("скажене борошно") вугілля і десятки тисяч тонн перемістити на десятки метрів. Ініціюють викид пропластки глини, коли площа їх нашарування наближається до субпаралельного стану з площиною стінок гірської виробки [12]. Для зменшення кількості викидів в США практикують дегазацію вугільних пластів шляхом випереджувального буріння горизонтальних свердловин і здійснення гідророзривів, що дає щорічно десятки мільярдів кубометрів метану. В роботах [13-15] запропоновано використовувати гідророзриви «навпаки».

Таблиця 1

### Проявлення ущільнених флюїдів при техногенній дії на пласти-неколектори

Тип флюїду	Тип гірської породи	Характер проявлення флюїду в техногенному процесі
1) метан за участі CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> тощо	вугілля	раптові викиди, простріли, суфлярні виділення тощо
2) CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> тощо	сильвініт, карналіт	раптові викиди, простріли, суфлярні виділення тощо
3) метан за участі CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> тощо	аргіліт, пісковик на глинистому цементі тощо	раптові піднімання ґрунту в шахтах
4) ропа (вода, пересичена солями і газами CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> тощо)	ангідриди, карбонати	проявлення ропи
5) нафта з розчиненими смолами, асфальтенами тощо	гідрофобні глинисті сланці (баженіти)	нафтопроявлення
6) вода і розчинене в ній повітря	кристалічні породи	простріли, раптові обвали, гірські удари
7) метан	гідрофільні глинисті сланці (аргіліти)	газопроявлення



У класичному експерименті І.О. Риженка [16] зразки породи затискали між пластинами під певним навантаженням, з камери відкачували повітря, робили витримку і потім запускали метан. Через певний час виявилося, що напруження у зразку зростає приблизно удвічі порівняно з початковим (табл. 2). Ефекту зростання напруження не відбувалося у пісковиках, якщо вони не вміщували глинистого цементу. Інші дослідники завершували експеримент різким зняттям зовнішнього навантаження, в результаті чого внутрішні напруження розривали зразок породи на дрібні шматки, моделюючи раптовий викид.

Таблиця 2

## Збільшення напруження у залежності від величину тиску на зразок вугілля

Зовнішній тиск, МПа	Величина напруження у зразку вугілля, МПа
0	1,5
2,5	4,7
5	9,2

Модель нагромадження напружень у гірських породах наведена у роботах [8,13-15]. Вона включає наступні елементи:

- спочатку молекули метану або інших газів адсорбуються на поверхні тріщин мінералів і утворюють адсорбційний шар, який можна розглядати як двовимірну рідину;
- у вершині тріщини, де адсорбційні шари стикаються, утворюється мікрооб'єм тривимірної рідини, у якому СО рідини зростає у бік вершини;
- згідно із законом ентропоосмосу виникає потік, який ущільнює рідину;
- оскільки розширення тріщини неможливе, то включається позитивний зворотний зв'язок, який необмежено посилює ентропоосмотичний потік до тих пір, поки не буде зруйнована тріщина або рідина не утворить тверду речовину.

З наведеної моделі слідує, що зворотний рух молекул газу, тобто проти ентропоосмотичного потоку, неможливий. Таким чином, зріджений газ опиняється законсервованим у порово-тріщинному просторі. Величина тиску у флюїді залежить не стільки від зовнішнього тиску, скільки від величини діаметру пор та ширини тріщин.

Феномен експерименту І.О. Риженка полягає у тому, що видатні діячі великої науки не зробили жодної спроби відповісти на питання: який вид енергії перетворюється на тиск і чому всупереч другому началу термодинаміки (ДНТ) енергія накопичується і здатна зберігатися необмежено довго? Згідно з ДНТ під час протікання довільних процесів кількість механічної енергії в системі може тільки зменшуватися. У досліді І.О. Риженка з насичення твердих тіл газами всупереч ДНТ був зафіксований значний надлишок механічної енергії. Зазначимо, що завдяки експерименту І.О. Риженка і з посиланням на нього був запатентований «Спосіб (довільного) стиснення газів» [17].

*Раптові викиди солі та газів (п.2 табл. 1).* Катастрофічні викиди роздробленої солі та газів відбуваються час від часу в калійних рудниках. Небезпечні за раптовими викидами пласти знаходяться поблизу тектонічних порушень і вміщують пропластки глини [12]. Раптові викиди виникають здебільшого тоді, коли площа нашарування глинистих пропластків є субпаралельною площині стінок гірської виробки. Газу у соляних породах знаходяться у зв'язаному стані – рідкому або навіть твердому [12]. Модель процесу переходу речовини у рідкий стан і нагромадження напружень у пластах солі наведена у роботах [8,11,13-15].

*Раптові підняття ґрунту в шахтах (п.3 табл. 1).* Такого роду аварії спричиняє зріджений газ під надвисоким тиском в сланцях, що утворюють підлогу у шахтній виробці [12]. Механізм нагромадження надвисоких тисків у флюїдах міжшарового простору аргілітів такий самий, як і у вугільних пластах.

*Проявлення ропи (п.4 табл. 1).* Зони з надгеостатичними тисками формуються у пластах хомогенних порід, переважно ангідритах. Пластовий флюїд представлений ропою. Відомо, що ропа – це пересичена солями водна система, яка вміщує велику кількість газів. Роль розчинника

у цій складній системі виконують молекули солей, об'єднані мережею структурних зв'язків і здатні до довільного руху згідно з градієнтом СО розчинника. Пересичена сіллю ропа є добрим розчинником газів. Молекули розчинених газів викривлюють орієнтацію міжмолекулярних зв'язків і тим перешкоджають утворенню кристалів солей безпосередньо у пласті. Ропа у тріщинах ангідриту, подібно метану у пластах вугілля і аргілітів, в результаті довільного руху по градієнту СО і у супроводі дії позитивного зворотного зв'язку, генерує надгеостатичний тиск. Надвисокий рівень тиску у пластовому флюїді доведений спробою ліквідувати проявлення ропи буровим розчином з густиною  $\rho = 2500 - 2550 \text{ кг/м}^3$  [19]. Іноді глушіння свердловини відбувається в результаті дегазації ропи, що сприяє інтенсивному утворенню кристалів солі, які, як корок, ізолюють ропоносний пласт.

З досвіду буріння відомо, проявлення ропи виникає у свердловинах, вісь яких орієнтована субпаралельно площині основної системи тріщин ропоносного пласта. Логічною була пропозиція попереджувати проявлення ропи шляхом попереднього визначення гіпсометрії ропоносних пластів і розкривати їх вхрест нашаруванню і площині основної системи тріщин [20].

*Нафтопроявлення у гідрофобних сланцях (баженітах) (n.4 табл. 1).* Довгий час вважалося, що Салимське нафтове родовище РФ представляє собою лінзи покладів нафти, хаотично розташовані у баженівській свиті. Нафтопроявлення виникало, коли свердловина раптово потрапляла у нафтову лінзу. Буріння навмання – не кращий спосіб розробки родовищ. Необхідно знайти закономірність появи «сухих» і високодебітних нафтових свердловин. Така закономірність була виявлена і опублікована у [21]. У 1991 році було опубліковано авторське свідоцтво на спосіб завершення свердловин на баженівську свиту [22] з рекомендацією бурити похило-скеровані свердловини з урахуванням гіпсометрії продуктивних пластів, завершувати відкритим вибоєм і викликати приплив нафти шляхом депресії і розвантаження гідрофобних сланців у вільний простір за колоною. Тобто здійснювати гідророзрив «навпаки».

Натомість у 1993 році вийшла стаття [23] про імовірно-статистичний підхід до проектування розробки баженівської свити Салимського родовища, виходячи з його лінзовидної побудови. На цей час фахівці вже вирішили проблему «сухих» свердловин тим, що запросили американські компанії, які розкривають пласти з сланцевою нафтою шляхом буріння горизонтальних свердловин і здійснення традиційного гідророзриву.

Аномально високі тиски нафти у баженітах не сягають надгеостатичного рівня. Це пов'язано з тим, що вуглеводні не є речовиною, чутливою до інформації у такій мірі, як полярні рідини. Завдяки тому, що нафта вміщує смоли, асфальтени тощо, які поліпшують здатність молекул вуглеводнів відчувати зміни у структурі і рухатися згідно з градієнтом СО розчинника. Тому потужність ентропоосмотичних потоків у гідрофобних тріщинах аргілітів низька і відповідно тиск, який вони нагнітають, не занадто високий. Його достатньо, щоб утримувати нафту у зв'язаному стані. Тому для видобування сланцевої нафти необхідно зруйнувати сланець, вивільнити нафту і утворити колектор, по якому вона буде примусово рухатися у свердловину під дією перепаду тиску.

*Гірські удари у пластах кристалічних монолітних порід (n. 4 табл. 1).* Г.А. Марков та С.М. Савченко у своїй монографії [24] навели доволі типову модель виникнення надгеостатичних горизонтальних напружень у гірських породах Кольського півострова. Високі горизонтальні напруження, на їхню думку, мають глибинне походження. В результаті підймання блоків земної кори (на 150-250 м за 10 тис. років) та денудаційного зрізу вертикальна складова зменшилася до величини нормального літостатичного тиску, а головні горизонтальні складові нерівномірно релаксували до величин 5-60 МПа на глибинах від 10 до 100 м. Дослідження авторів [24] цінне тим, що спирається на результати безпосередніх вимірювань напружень у гірських породах.

Модель, наведена у [24], нездатна пояснити значно нижчі величини горизонтальних напружень у гірських породах на ділянках, розташованих ближче до вершин гір, у порівнянні з ділянками, розташованими нижче підніжжя гір, хоча у масиві гори умови зберігання реліктових напружень кращі. Крім того, потребує пояснення відсутність високих горизонтальних тисків (50-60 МПа) на кілька сотень метрів нижче тих пластів, де їх виявлено.

Запропонована модель утворення надгеостатичних тектонічних напружень у міцних кристалічних породах, в основі якої дія ентропоосмотичних потоків води, що посилюються по-

зитивним зворотним зв'язком і можуть у багато разів перевищувати вагу гірських порід, що залягають вище [25,26]. Зазначимо, що саме у тріщинах міцних гірських породах існують кращі умови для більш ефективної дії позитивного зворотного зв'язку і зберігання нагромадженої енергії.

Щодо води, яка перетворює тепловий рух молекул у механічну енергію, то очевидними є три варіанти. По-перше, у підніжжя гір джерелом активної води слугує атмосферна волога, дощі. По-друге, на великих глибинах участь в ентропоосмотичних потоках бере вода, яка вже перебуває у тріщинах гірських порід, де завжди є вершини тріщин і різного роду звуження, куди закономірно рухаються потоки, нагнітаючи тиск. По-третє, у гірських виробках на будь-якій глибині атмосферна волога потрапляє за допомогою вентиляційного обладнання. Було помічено [27], що максимум кількості гірських ударів у рудниках припадає на літні місяці, коли вміст вологи у повітрі високий, а також відмічено, що існує кореляція між випаданням дощів з проявом гірських ударів із затримкою у 3,5 дні. Затримку можна пояснити повільним дифузійним рухом води по тріщинах гірських порід.

Головним резервуаром, який здатний накопичити стільки тектонічної енергії, що може призвести до сейсмічних явищ магнітудою більше 5, слугують системи тріщин в монолітних кристалічних породах. Ємність резервуару збільшується в результаті підймання геологічного блоку, коли тріщини розкриваються. На Кольському півострові, наприклад, таких тріщинних систем три: одна горизонтальна і дві вертикальні, зорієнтовані згідно з широтами і меридіанами [24].

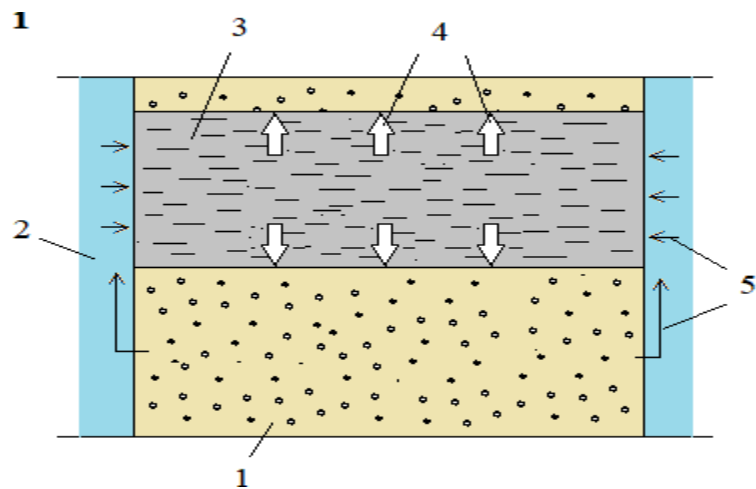
Для захисту рудників, тунелів та інших підземних споруд від руйнування та гірських ударів рекомендовано [28] обірвати контакт стінок гірської виробки з вологою і атмосферним повітрям.

*Газопроявлення сланцевого газу з пластів, що перекривають родовища газу (п.4 табл. 1).* Під час буріння у аргілітах у зоні інверсії градієнту АВПТ відбувається дифузійне насичення водного середовища бурового розчину метаном під час проведення спуско-підймальних операцій. При відновленні циркуляції буровий розчин виявляється розгазованим. Такого роду ускладнення слід ліквідувати шляхом звичайної дегазації бурового розчину під час його циркуляції, якщо у майстра на буровій і технологів бурового підприємства вистачить чіткого розуміння ситуації. Чітке розуміння повинне ґрунтуватися на результатах шламового каротажу: якщо зі свердловини надходить шлам аргіліту, то це проявляє себе сланцевий газ, який видаляють шляхом циркуляції. Крім того, до початку буріння свердловини корисно познайомитися з результатами випробування продуктивних пластів свердловин, пробурених на цій площі раніше. Обважнення бурового розчину у такій ситуації не зменшує ні кількості, ані інтенсивності газопровів.

Модель процесу переходу природного газу у рідкий стан і нагромадження напружень у міжшаровому і тріщинному просторі аргілітів наведена у роботах [8,13-15]. Процес утворення так званого ореолу вторгнення зображено на рисунку 1, а зміна тиску у пластовому флюїді у системі «ореол вторгнення (дифузійного насичення) у пласті-неколекторі - газоносний пласт-колектор» показано на графіку (рис. 2).

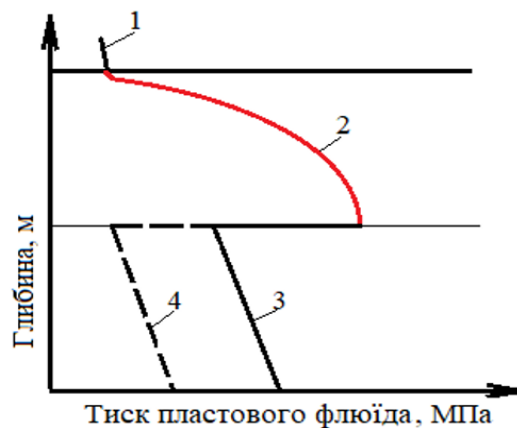
На рис. 1 показано, що дифузійне насичення, наприклад, аргілітового пласта, відбувається переважно у латеральному напрямі з боку тріщин геологічного розлому, де проникність кратно більша, ніж проникність вхрест нашаруванню.

Графік залежності тиску газу від глибини залягання (рис. 2) показує, що виснаження продуктивного пласта-колектора не впливає безпосередньо на тиск флюїду у пласті-покришці. Тиск у пласті-покришці може дещо знижуватись внаслідок просідання усєї товщі порід, що має викликати утворення тріщин у пласті-покришці і часткове вивільнення метану у газовій формі.



- 1 – газоносний пласт-колектор; 2 – простір тріщини геологічного розлому;  
 3 – пласт-покришка, що не є колектором; 4 – напрям дії надвисокого тиску;  
 5 – дифузійні потоки газу

Рис. 1. Схема утворення ореолу вторгнення (дифузійного насичення) і надвисокого тиску у пласті-неколекторі



- 1 - фрагмент похилої, що відображає тиск у пласті вище пласта-неколектора;  
 2 - фрагмент похилої, що відображає тиск у пласті-неколекторі;  
 3 - фрагмент похилої, що відображає початковий тиск у газоносному пласті-колекторі;  
 4 - фрагмент похилої, що відображає тиск у виснаженому газоносному пласті-колекторі

Рис. 2. Графік залежності тиску газу від глибини залягання в системі «ореол вторгнення (дифузійного насичення) у пласті-неколекторі - газоносний пласт-колектор»

#### Висновки.

В природі безперервно працюють підземні генератори енергії, які всупереч ДНТ перетворюють тепло на механічну енергію, що нагромаджується у флюїдах в порово-тріщинному просторі гірських порід. Процес самоорганізації енергії полягає у тому, що:

- флюїди під дією перепаду тиску надходять з розлому у земній корі, тобто під примусом, до пластів-неколекторів;
- далі флюїди внаслідок дифузії проникають у порово-тріщинний простір, де формують довільні впорядковані потоки, направлені до вершин тріщин та місць звуження пор, тобто рухаються згідно з градієнтом  $CO_2$ ;

- у стисненому просторі самотискання флюїдів викликає посилення градієнту  $CO_2$ , що у свою чергу посилює ентропоосмотичні потоки флюїдів, тобто діє позитивний зворотний зв'язок;

- таким чином відбувається зростання тиску, яке обмежене тільки міцністю гірської породи;

- пластичні породи (солі, глини тощо) починають рух до денної поверхні у вигляді діапїрів.

Процес самотискання флюїдів у тріщинах міцних гірських порід є необерненим: зворотного шляху для флюїдів немає, тому що навіть надгеостатичний тиск не здатний подолати напір ентропоосмотичного потоку. Флюїди можуть бути вивільнені, якщо пласт буде зруйнований нагромадженим тиском або механічною зовнішньою дією. При цьому у природі відбувається землетрус, а при техногенному втручанні – гірські удари, викиди гірської породи і газів, обвали стінок тощо.

При бурінні газових свердловин надвисокі тиски призводять до газопроявлень з пластів-неколекторів. Зв'язаний у тріщинах газ не може призвести до фонтанування, тому немає сенсу обважнювати буровий розчин. Достатньо звичайної дегазації під час циркуляції бурового розчину. Для зменшення інтенсивності газопроявлення доцільно використовувати буровий розчин на вапняній основі, який утворює непроникний цементний ізолюючий бар'єр на стінках свердловини.

Поняття «зв'язаний стан» газу чи рідини означає не стільки утворення зв'язків молекул флюїду зі стінками гірської породи, а те, що адсорбційний молекулярний шар обумовлює дію ентропоосмотичних потоків, які затискають, консервують у всьому порово-тріщинному просторі велику кількість флюїду під надвисоким тиском.

Зважений підхід до подолання газопроявлень з пластів-неколекторів значно зменшить витрати на обробку бурового розчину, попередить виникнення поглинань, а також збереже проникність продуктивних пластів.

#### Список літератури

1. Николай Коперник [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ru.wikipedia.org/wiki>.

2. Планк М. Сб. к столетию со дня рождения Макса Планка [Текст] / М. Планк // Под ред. А.Ф. Иоффе и А.Т. Григорьяна. – М.: Изд-во АН СССР. – 1958. – 277 с. Происхождение научных идей и влияние их на развитие науки. – С. 46-63.

3. Воронин В. Взаимосвязь осложненного процесса бурения в визейских карбонатах Яблунковского ГКМ [Текст] / В. Воронин, В. Зильберман, А. Черняков // Нефтяник. – 1992. – № 9. – С. 21–24.

4. Васильченко А.А. Опыт применения ГЭР на Шебелинском газоконденсатном месторождении [Текст] / А.А. Васильченко // Газовая промышленность. – 1979. – № 2. – С. 13.

5. Аникиев К.А. О геологических основах прогноза сверхвысоких пластовых давлений и осложненных условий глубокого бурения [Текст] / К.А. Аникиев // В сб. «Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения». – Труды ВНИГРИ. – Вып. № 397. – Ленинград. – 1977. – С. 14-54.

6. Кропоткин П.Н. Аномально высокие пластовые давления, их природа и значение [Текст] / П.Н. Кропоткин, Б.М. Валяев // В сб. «Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения». – Труды ВНИГРИ. – Вып. № 397. – Ленинград. – 1977. С. 70-77.

7. Васильченко А.О. Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – С. 195-206.

8. Васильченко А.А. Связанный газ: проявление в природе, механизм образования и возможность использования [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2000. – С. 185-187.

9. *Васильченко А.А.* О роли энтропосмоса в образовании аномально высоких давлений. [Текст] / *А.А. Васильченко* // Азербайджанское нефт. хоз-во. – 1987. – № 9. – С. 16-17.
10. *Васильченко А.А.* Физико-химические процессы и самоорганизация энергии в геологических системах [Текст] / *А.А. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – С. 23-33.
11. *Васильченко А.О.* Кристали газогідратів – результат самоорганізації речовини та енергії [Текст] / *А.О. Васильченко* // Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. – 2014. – №1(3). – С. 149-160.
12. *Проскуряков Н.М.* Внезапные выбросы породы и газа [Текст] / *Н.М. Проскуряков*. – М.: Недра. – 1980. – 264 с.
13. *Васильченко А.О.* Метан вугільних родовищ: фізичний стан у покладах і ефективні способи його видобування [Текст] / *А.О. Васильченко* // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 2. – С. 52-55.
14. *Васильченко А.А.* Модель формирования залежей газа в угольных пластах и глинистых сланцах [Текст] / *А.А. Васильченко* // Газовая промышленность. – 2011. – №2. – С. 20-23.
15. Інформація з сайту: Анатолій Васильченко - Зеркало недели - zn.ua.
16. *Рыженко И.А.* О напряжении набухания в системе уголь – метан в пласте [Текст] / *И.А. Рыженко* // Уголь Украины. – 1982. – № 10. – С. 27.
17. Пат. № 32922 України. МПК7 C06D 5/00. Спосіб стискання газів / *Васильченко А.О.*; заявка 98073999 від 21.07.1998, опубл. 15.02.2001.
18. *Васильченко А.А.* Модель формирования рапоносных линз и механизм рапопроявления. [Текст] / *А.А. Васильченко* // Нефтяная и газовая промышленность. – 1987. – № 2. – С. 20-22.
19. *Булатов А.И.* Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении [Текст] / *А.И. Булатов, А.К. Куксов, Э.В. Бабаян*. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – Вып. 3.
20. А. с. СССР № 1691507. Способ предупреждения рапопроявлений / *Васильченко А.А.* (Украина). – Б.И. № 42. 15.11.91 г.
21. *Васильченко А.А.* Модель формирования АВПД в нефтяных залежах типа баженовской свиты [Текст] / *А.А. Васильченко* // В сб. тез. докл. Всес. науч.-практической конфер. "Аномально высокие пластовые давления и нефтегазоносность недр" 17-19.10.1990. Ленинград. – С. 126.
22. Патент РФ № 1700215. Способ заканчивания скважины / *Васильченко А.А.* (Украина). – Б.И. № 47 31.08.93 г. Приоритет 21.02.89 г. (22.08.91 г.)
23. *Желтов Ю.В.* Вероятностно-статистический подход к проектированию разработки баженовской свиты Салымского месторождения [Текст] / *Ю.В. Желтов, Г.Е. Малофеев, А.Я. Хавкин и др.* // Нефтяное хозяйство. – 1993. – №3. – С. 21-23.
24. *Марков Г.А.* Напряженное состояние пород и горное давление в структурах гористого рельефа [Текст] / *Г.А. Марков, С.Н. Савченко*. – Л.: Наука, 1984. – 140 с.
25. *Васильченко А.А.* Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / *А.А. Васильченко* // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – С. 23-33.
26. *Васильченко А.О.* Тектонічні сили: їхнє походження, попередження руйнівної дії та можливе використання [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Випуск XLV. – Х.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 87-94.
27. А. с. СССР № 1465600. Способ предотвращения горных ударов в горных массивах / *Васильченко А.А.* (Украина). – Б.И. № 10, 15.03.89 г.

Надійшла до редакції 20.02.20

УДК 510.6+550.36/41+532/71/74

А.О. Васильченко, канд. техн. наук  
(УкрНДІгаз)

### УНІВЕРСАЛЬНІ ПРИНЦИПИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ДОВІЛЬНОГО РУХУ МАТЕРІАЛЬНОЇ СУБСТАНЦІЇ

*Здійснено аналіз фундаментального природного явища, а саме здатності матеріальної субстанції довільно рухатись внаслідок інформаційного впливу ззовні. Встановлено, що рідини, скраплені гази, ефір та інші матеріальні флюїди мають властивість довільно рухатись згідно з градієнтом структурної організованості у просторі, обмеженому асиметричними формами, що звужуються (конусні отвори, клиновидні тріщини тощо). Показано, що цей довільний рух структурних елементів системи можна посилити в результаті впорядкованої дії фізичних полів, наприклад, ультразвуку, електростатичного поля, електромагнітних хвиль та імпульсів тощо.*

*Проведен аналіз фундаментального природного явлення, а именно способности материальной субстанции самопроизвольно двигаться вследствие информационного воздействия извне. Установлено, что жидкости, сжиженные газы, эфир и другие материальные флюиды имеют способность самопроизвольно двигаться согласно градиенту структурной организованности в пространстве, ограниченном асимметричными сужающимися формами (конусные отверстия, клиновидные трещины и др.). Показано, что самопроизвольное движение структурных элементов системы можно усилить в результате упорядочивающего действия физических полей, например, ультразвука, электростатического поля, электромагнитных волн, импульсов и др.*

*The analysis of the fundamental natural phenomenon, namely the ability of the material substance to move spontaneously due to the informational influence from the outside, has been carried out. It has been established that liquids, liquefied gases, ether and other material fluids have the ability to spontaneously move according to the gradient of structural organization in space, limited by asymmetric tapering forms (cone holes, wedge-shaped cracks, etc.). It is shown that the self-movement of the structural elements of the system is amplified by the ordering action of physical fields, such as ultrasound, electrostatic field, electromagnetic waves and pulses, etc.*

**Постановка проблеми.** Старший науковий співробітник інституту Катона (м. Вашингтон, США) А.М. Ілларіонов навів [1] важливу закономірність соціального розвитку: сталий економічний розвиток суспільства безпосередньо пов'язаний зі свободою мислення і свободою творчості. Як приклад, він наводить ті суспільства, що ґрунтуються на протестантських світоглядних принципах. Натомість, така переважно протестантська спільнота, як народ США, не знайшла способу захистити нові напрямки розвитку науки та технології від зазіхань кланів Ротшильдів, Морганів, Рокфеллерів тощо і придушити їх на користь тих, що вже дають прибутки. Взяти хоча б приклад Н. Тесли.

За останні півтора століття свободи творчості в науці поменшало внаслідок переходу до пізнання світу за рахунок проголошення постулатів, тобто нічим не доведених тверджень. Першим і найгіршим постулатом став принцип ентропії, тобто Друге начало термодинаміки (ДНТ) Клаузіуса. За короткий час цей принцип набув сили закону законів і страшилки, висловленої А. Еддінгтоном [2]: "...якщо виявиться, що ваша теорія суперечить другому началу термодинаміки, то у вас не залишиться жодної надії: ваша теорія приречена на безславний кінець." Далі пізнавальна криза загострилася на початку ХХ століття, коли А. Ейнштейн ввів свої постулати щодо швидкості світла, відсутності фізичного ефіру і теорії відносності в цілому. Що стосується фізичного ефіру, то А. Ейнштейн то визнавав, то заперечував його існування. Кінець-кінцем з беззаперечним визнанням абсолютною більшістю вчених теорії відносності, яка ніколи не була доведена, згадування про фізичний ефір потрапило під заборону.

Встановлення наукових істин постулатами, нехай від авторитетних вчених, – хибний шлях. Ще Ф. Бекон сформулював принцип: «Істинне знання є знання причин». Штучні постулати створюють перепони на шляху до істини, які витіснили дослідників, чия діяльність полягає у виявленні реальних причин фізичних явищ, що одержала категорію у Вікіпедії як «Неакадемічні напрямки досліджень». Надрукувати наукові матеріали у провідних журналах світу стало неможливо. Редактор журналу *Nature* Джон Меддокс так пояснив ситуацію: «Наш розум не стільки закритий, скільки не готовий змінити уявлення про те, якою є сучасна наука».

Десь отак на узбіччі від магістрального напрямку розвитку великої науки виникла теорія ентропоосмосу, яка розкриває центральний момент природних процесів самоорганізації матеріальних систем, а саме причину виникнення і напрямок направлено довольного руху елементів системи. Спроби опублікувати елементи теорії ентропоосмосу в солідному журналі (*Nature, Science*) виявилися невдалими не через пряму відмову, а внаслідок безконечного процесу доведення тексту статті до відповідності існуючим вимогам. Головна невідповідність запропонованих статей, на погляд автора, є те, що вони виникли на теренах неакадемічного напрямку досліджень.

Назріла необхідність співставити деякі результати офіційного та неакадемічного напрямків досліджень у галузі фізики, фізичної хімії тощо.

**Аналіз досліджень та публікацій.** Від часів Аристотеля відомо, що рух буває або вимушеним, або довольним, тобто таким, що відбувається за природою. На думку Аристотеля, вимушений рух це той, що виникає всупереч природі, а протиприродний рух є другорядним відносно руху довольному [3, с.138, 215a]. Багато вчених у різні часи досліджували феномен довольного руху. Найцікавіша і найважливіша проблема науки всіх часів - це виявлення причини довольного руху. Найбільш сучасне і коректне, як на ХХІ століття, пояснення причини виникнення довольного (природного) руху запропонував Аристотель: здатність до початку руху виникає в результаті взаємодії форми (інформації) та матерії [5, Met. 1019a15-25]. Форма (інформація) є початком і причиною руху [4; 202a10]. М. Хайдеггер був одним з перших науковців, хто зрозумів, що категорія «форма» у Аристотеля за значенням відповідає сучасній категорії «інформація» [6]. Матерія не може існувати окремо від форми (інформації), але «форма первинна відносно матерії» (5, 1020a10). За посередництвом форми (інформації) матерія реалізується у більш довершених предметах. При цьому проявляє себе ентелехія як мета і процес становлення і завершення. Матерія є носієм ентелехії (інформації, мети) (1038b5), як своєї здатності до самоорганізації. Форма є початком і причиною руху.

Початком усіх рухів і усього існуючого є згущення та розрідження матерії, тобто асиметрія [4, Phys. 260b5-10]. Вже в наші часи було встановлено, що асиметрія є головною характеристикою як інформації, так і енергії. Найбільш продуктивну ідею двох останніх століть висловив П. Кюрі [7]: асиметричне явище завжди повинно викликатися такою самою асиметричною причиною (1904 р.). Іншими словами, передавання та фіксація асиметрії у системі, що утворюється, є процес інформаційний, і, відповідно, причина довольного руху – також інформаційна. Інформаційно обумовлений довольний рух є причиною самоорганізації, утворення більш довершених матеріальних структур. Аристотель висловив принцип еволюції матеріального світу наступним чином: все у природі розвивається закономірно у напрямку більш довершених форм. Деградація, руйнування матеріальних структур, згідно з Аристотелем, процес випадковий, побічний.

Відомо, що зменшення ступеня асиметрії в системі пов'язане з її деградацією. Аристотель розглянув і такий напрямок розвитку, який охарактеризував як не закономірним, не природним, а випадковим. Він твердо висловив думку [3, 301a5], що зростання безладу не притаманне природі, тому що природа є порядок. Аналіз двох тенденцій розвитку у світі – до порядку і до безладу – вивів його до власного вирішення проблеми визначення місця і методологічного значення того, що має в сучасній науці найменування «Друге начало термодинаміки». Аристотель геніально відчув необхідність протиставити категорії форми (інформації) категорію, яка пояснювала б сенс і місце процесів деградації та руйнування у нашому світі. Такою категорією в системі Аристотеля стала позбавленість (грецькою - *sterêsis*), тобто ентропія. На відміну від ентропії Клаузіуса, яка викидається у світ в результаті будь-якого незворотного процесу і не може бути знищена, позбавленість (ентропія) Аристотеля є тим, що реально не іс-



нує [4, Phys. 192a5], не може впливати на процеси у світі і, головне, нищиться, зменшується, коли утворюється довершена форма і зростає вміст інформації. Таким чином, в системі Аристотеля стало три начала – матерія, форма (інформація) і позбавленість (ентропія) [4, Phys1070b15]. Форма і позбавленість (форми) є непримиренними протилежностями [4, Phys. 192a5; 5, 1070b15]. Аристотель вважав, що нездатність до руху, до активної дії, до змін до кращого – це є позбавленість здатності [4, Phys1019b15]. Якщо у змінах проявляє себе позбавленість, то результат одержується за співпадінням, тобто має випадковий характер.

Сучасні науковці повинні викарбувати у мізках окремою звичиною: ентропія – це неіснуюче, щось ефемерне, що у довільному стилі вираховується, лише пасивно фіксує ступінь нездатності системи до самоорганізації і зменшується або зникає, коли надходить у систему інформація. Ці теоретичні положення - всім нам послання крізь віки від академіка з Давньої Греції. Візьмемо найстарішу академічну теорію самоорганізації від Стагірита за основу сучасного неакадемічного напрямку. Для більшої наочності зробимо співставлення двох непримиренно ворожих начал (табл.).

#### Порівнювальна характеристика категорій форми (інформації) та позбавленості (ентропії)

Характеристики начала за Аристотелем	Начала нашого світу	
	форма (інформація)	позбавленість (ентропія)
Існує реально чи ні?	існує, має матеріального носія	не існує, носія не має
Активно бере участь у процесах чи ні?	діє активно, обумовлює утворення більш довершених структур	цілком пасивна
Що характеризує у матеріальному світі?	ступінь впорядкованості	ступінь безладу
Протікання яких процесів викликає збільшення даного параметру?	процеси, що мають причину у собі і протікають довільно і закономірно	процеси випадкові, що протікають під зовнішнім примусом

Теорію самоорганізації за Аристотелем можна коротко викласти сучасними термінами наступним чином: *у природі переважає еволюція матеріальної системи у напрямку утворення більш впорядкованих структур, що відбувається внаслідок активації довільного руху в самій системі внаслідок дії інформації ззовні.*

Перенесемо пошук з античних часів у наші. Найбільш цікавою роботою є монографія Л.А. Петрушенка [8], присвячена аналізу ролі довільного руху в еволюції матерії. Незалежно від Аристотеля автор виявив і обґрунтував зв'язок виникнення феномену довільного руху з дією інформації на матеріальну систему. В своєму аналізі він висловив положення, що системність, організованість і різноманітність є загальною умовою довільного руху (активності) матерії. Досить точно Л.А. Петрушенко характеризує явище самоорганізації: самоорганізація – це зміна організації у більшій чи меншій мірі відносно активно, самостійно і спонтанно. Він вірно зазначив, що протиріччя між організацією та дезорганізацією є одним з головних у системі. Л.А. Петрушенко висунув концепцію, згідно якій весь світ являє собою систему, що довільно рухається. При цьому виділяє дві протилежні тенденції:

- 1) напрямок самоорганізації (шлях вгору);
- 2) напрямок самодезорганізації (шлях вниз).

У світовій системі процеси зростання і зменшення ентропії, і відповідно, самодезорганізації та самоорганізації, співіснують. Тому немає сенсу говорити про регрес і прогрес в еволюції світу, а розвиток полягає лише у круговерті матерії. Це положення Л.А. Петрушенка є суперечливим.

Певним недоліком сильної роботи Л.А. Петрушенка є те, що він використовує в своїй роботі штучну категорію «негентропія», запропоновану Е. Шредінгером, замість категорії «ін-

формація». Це є поступкою принципу ДНТ. Зазначимо, що в античні часи Аристотель сміливо і послідовно пішов далі: самоорганізація і еволюція матерії має очевидний і переважаючий напрямок до утворення все більш довершених структур.

Тепер доцільно коротко розглянути варіанти визначення категорії «інформація», які стануть у нагоді при розвитку концепції довільного руху Аристотелем.

Почнемо з вислову філософів: інформація – це свого роду «сила», що направлена проти дезорганізації і безладу; в цьому сенсі інформація нерозривно пов'язана зі структурністю та організованістю матеріальних систем [9]. А.Д. Урсул [10] навів визначення інформації як передавання, відображення різноманітності у будь-яких об'єктах і процесах (неживої та живої природи). І.С. Нарський [11] пропонує наступне визначення: інформація – це передавання структури, організації, впорядкованості систем. До цього можна додати наступне визначення поняття «інформаційна взаємодія» [12]: інформаційна взаємодія природних систем з іншими системами проявляє себе у зміні напрямку руху або розвитку таким чином, що відповідна зворотна реакція системи направлена на збереження її як цілого, якщо переважає дія негативних зворотних зв'язків, або направлена на самоорганізацію системи, якщо переважає дія позитивних зворотних зв'язків. Зміни у структурній організації природної системи являють собою інформацію, яку система одержала в результаті інформаційної взаємодії.

З огляду літератури видно, що:

- інформація – це асиметрія, що передається;
- інформація не існує без матеріального носія;
- інформаційна причина - це не енергетична (не силова) причина, що спонукає матеріальну систему до активної дії за рахунок мобілізації власного енергетичного ресурсу.

Оскільки довільний рух є закономірною реакцією матеріальної субстанції на інформацію, що надійшла в систему, важливо виявити і дослідити цей закон природи. На початку 80-х років була виявлена [13-15] здатність рідини довільно рухатись у тому напрямку, де її структура більш ущільнена, впорядкована, тобто згідно з градієнтом структурної організованості (СО). Нове явище одержало назву ентропоосмос (έντροποωξμος), що означає перетворювати у тиск (з грецької ωξμος - поштовх, тиск і έντρολο - перетворювати). Одразу було зазначено [16], що ентропоосмотичний рух рідин – процес інформаційний, який супроводжується дією зворотних інформаційних зв'язків, формує когерентний (кооперативний) рух молекул і забезпечує самоорганізацію речовини та енергії всупереч ДНТ. Самоорганізація - процес впорядкування елементів в системі за рахунок перетворення внутрішньої енергії і дії зовнішньої інформації.

Продуктивність нової теорії була доведена шляхом несуперечливого пояснення кількох десятків природних явищ (осмос, капілярне підняття, дифузія, утворення і зростання кристалів, утворення зон аномально високих тисків, кавітація, холодний ядерний синтез, утворення газогідратів, ефект Ушеренка тощо) та створення винаходів, які використовують довільний рух флюїдів (рідини, газу тощо), і які суперечать ДНТ. Розглянемо невелику частину цього доробку.

*Проблема одержання механічної енергії.* У світі запатентовано багато варіантів генераторів механічної енергії, в яких використовують явище осмосу і напівпроникні мембрани (патенти США №№ 3344926, 3423310, Великої Британії № 1343891, авт. св. СРСР №№ 720852, 1325191 та інші). Автори цих винаходів в опису до винаходів пояснюють утворення і нагромадження тиску дією сил осмосу. Експерти патентних відомств дивним чином задовільнилися «пустою фразою» про якісь чергові сили (за відомою характеристикою Енгельса), яка не розкриває питання, який тип енергії перетворюється у механічну.

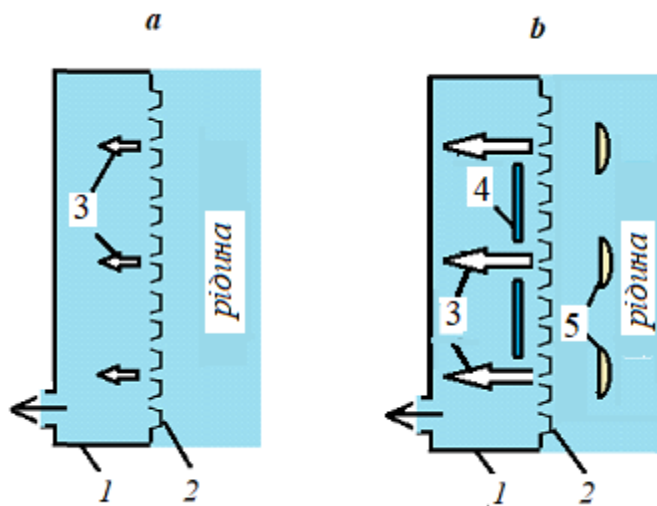
Видатний радянський винахідник Л.А. Юткін створив кілька варіантів «Способу одержання високих і надвисоких тисків» (авт. св. СРСР №№ 105011, 148724, 129945 тощо), згідно з яким в результаті реалізації електрогідравлічного ефекту (ЕГЕ) у рідині, в контакт з якою знаходиться тверде тіло, відбувається руйнування цього тіла. Сам винахідник пояснював свій ЕГЕ кавітаційними ефектами та прямим перетворенням електричної енергії на тиск і роботу. Витрати енергії на здійснення ЕГЕ значно менші, ніж витрати на чисто механічне руйнування.

У 1998 році Укрпатент видав автору даної статті патент на «Спосіб довільного стиснення газів» (патент України № 32922), в опису до якого цей природний і дещо парадоксальний ефект пояснюється тим, що спочатку відбувається конденсація газу у поровому просторі мате-

ріалу, далі виникає градієнт СО скрапленого газу, формується довільний рух рідини згідно з градієнтом, виникає тиск, який зростає в результаті дії позитивного зворотного зв'язку. У тексті опису було сказано, що тиск у системі виникає внаслідок самоорганізації теплового руху молекул рідини у впорядкований потік.

*Проблема довільного очищення рідин.* З одного боку, Р. Фейнман у знаменитій книзі [17] на підтвердження торжества ДНТ навів простий аргумент: якщо до води додати чорнил, то утвориться розчин, і не існує процесу, щоб вода і чорнила розділилися. Натомість французький фізик Л. Шамбадаль [18] теоретично довів, що за рахунок використання асиметричних напівпроникних перегородок можна здійснювати довільне розділення сумішей речовин. При цьому він вказував, що його спосіб не порушує ДНТ, тому що його дія не поширюється на процеси на молекулярному рівні. Л. Шамбадаль стверджував, що саме асиметричні напівпроникні мембрани з конічними отворами здатні боротися з ДНТ.

У 1998 році був виданий патент на «Спосіб довільного очищення рідини» (патент України № 25309). Для реалізації способу пропонується використовувати напівпроникну мембрану, наприклад, ядерні фільтри Фльорова, з конічною формою отворів (рис. 1, а). Очевидно, що такий спосіб є найдешевшим і екологічно чистим. Натомість недоліком способу є низька продуктивність процесу довільного очищення рідини внаслідок використання тільки природної дифузії молекул розчинника крізь мембрану. На початку ХХ століття К.Е. Цюлковський впевнено стверджував, що у майбутньому будуть обов'язково винайдені варіанти перетворення теплоти на механічну енергію, але ці процеси будуть протікати «повільно і безкоштовно» [19]. Після створення способу довільного очищення рідини постала задача інтенсифікації процесу.



- а) довільні потоки рідини 3, спричинені лише формою отворів асиметричної напівпроникної мембрани 2 у пристрої 1;  
 б) довільні потоки рідини 3, посилені дією неоднорідного електричного поля (або електричних імпульсів) від джерела 4, а також ультразвуку від генератора 5

Рис. 1. Схеми варіантів реалізації процесу довільного очищення рідини

Цілком чітку рекомендацію щодо інтенсифікації висловив Е.Я. Режабек [20]: для збільшення рушійної сили процесу і швидкості довільного руху необхідно збільшити асиметрію параметрів, тобто градієнт головного параметра. Параметром, який формує довільний потік рідини, є градієнт СО. Для інтенсифікації процесу опріснення морської води, наприклад, необхідно підібрати фізичні поля такої величини, щоб максимально збільшили існуючий градієнт СО води у порах мембрани (діюча причина руху) і не зруйнували систему в цілому. Такими фізичними полями може бути ультразвук, неоднорідне електричне поле [21] (рис. 1, б), електричні імпульси [22].

*Холодний ядерний синтез.* Ідея використання асиметричної перегородки з конічними отворами у 1991 році була запропонована для реалізації процесу самоорганізації хімічних елементів, тобто реакції холодного ядерного синтезу (ХЯС) [23]. У грудні 2010 року була подана заявка № а 2010 15741 на «Спосіб здійснення низькотемпературного ядерного синтезу та пристрій для його реалізації», згідно з яким запропоновано на довільні потоки конденсованих ізотопів водню у порах і тріщинах асиметричної перегородки, як у [23], додатково діяти ультразвуком і неоднорідним електричним полем від катода, розташованого з боку виходу рідини з отворів перегородки. У видачі патенту було відмовлено патентною експертизою і Апеляційною палатою (два засідання) на підставі того, що, по-перше, явища ХЯС не існує, по-друге, явища і теорії ентропоосмосу також не існує (оскільки не було публікації у журналі “Current Contents”) і, по-третє, сучасна наука не використовує категорію «інформація» для створення фізичних теорій.

*Синтез газогідратів.* Чергову відмову у патентуванні технології, що ґрунтується на використанні довільного руху рідини у конічних отворах перегородки, посиленого дією ультразвуку, було одержано і у випадку заявки на винахід № а 2016 07925 «Спосіб одержання газогідратів». Теорія процесу була детально розглянута у статті [23] і представлена на першій конференції з газгідратів у м. Полтаві, 2014 р.

Тим не менше підстава для відмови у видачі патенту була типова: немає публікації у порядному заморському журналі. Виявляється, експерти керуються інструкцією Міністерства науки і освіти, згідно з якою теорію можна вважати теорією після її оприлюднення у престижному закордонному журналі. Дещо принизлива ситуація склалася у вітчизняній науці. Такий підхід певним чином гальмує розвиток і науки, і технологій, але не зупинить повністю.

Що стосується подальшого розвитку наукових досліджень, то необхідно розглянути ще таку заборонену тему, як світовий ефір і можливість створення технологій з його використанням.

**Формулювання завдань досліджень та мета статті.** Вище був здійснений аналіз процесу формування довільного руху матеріальної субстанції, представленої рідиною, газом, рідиною протонів і дейтронів у металах. Показано, що методи інтенсифікації довільних потоків досить універсальні – дія ультразвуком, неоднорідним електричним полем, електричними імпульсами тощо. Існує необхідність, по-перше, довести, що ефір являє собою матеріальну субстанцію і, по-друге, і на ефір можна поширити використання способу формування довільного руху та варіант його інтенсифікації.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Традиційно почнемо з того, яка думка щодо ефіру була у мудреця зі Стагір. Своє розуміння ефіру Аристотель підкріпив тим, що воно співпадає поглядами прашурів, тому що одні й ті самі ідеї приходять до людей не раз і не два, а безконечну кількість разів. Всі давні мислителі вважали, що перше тіло відрізняється від землі, вогню, повітря і води, це тіло вони називали «ефіром» (aither), тому що воно «завжди біжить» (aei thein) протягом вічного часу [4, 270 b 15-20]. На відміну від сучасних вчених, які вважають, що ефіру не існує, а замість нього є порожнеча, вакуум, Аристотель категорично, спираючись на свій теоретичний аналіз, стверджував [3, 216b25]: відокремленої від матеріальної субстанції порожнечі не існує. Ефір як тіло, що перебуває у вічному русі, на думку Аристотеля має деяку божественну (theon) природу [25, 339 b 25]. Ця думка збігається зі словами Ньютона [26]: бог – це і є ефір.

Що слідує з того, що сказано про ефір у творах Аристотеля? По-перше, ефір – це матеріальна субстанція, яка заповнює весь світ; по-друге, ефір перебуває у безперервному і вічному русі; по-третє, можна інтерпретувати його слова про бога так, що ефір подібно Творцю за допомогою інформації з власного матеріалу створює матеріальний світ.

Відомо, що Ньютон, який певний час навчався у Єгипті, не мав жодного сумніву щодо існування ефіру. Більше того, він намагався пояснити гравітацію різницею тиску в ефірі [27]. Натомість він не опублікував своєї теорії, тому що не мав задовільного пояснення природи цього середовища. У листі до Р. Бенті у 1693 році Ньютон писав: «Вважати, що тяжіння є суттєвою, невід’ємною властивістю матерії таким чином, що тіло може діяти на інше на будь-який відстані у порожньому просторі, без посередництва будь-чого, передаваючи дію та силу, - це, на мій погляд, такий абсурд, який неможливий для людини, яка достатньо розуміється на філо-

софських предметах. Тяжіння повинно викликатися агентом, що постійно діє за певними законами» (цитуються по [27]). Можна впевнено стверджувати, що Ньютон вважав ефір саме тим агентом, що породжує гравітацію.

Цікаво [26], що за довго до сучасного відкриття атомів і молекул Галілей дійшов до геніального висновку, що саме ефір утримує всі тіла у купі, оскільки лише зовнішній тиск ефіру примушує усі матеріальні частки притискатися одна до одної.

*Експерименти з виявлення ефіру.* У 1881-1887 роках Майкельсон і Морлі [28] здійснили свої знамениті експерименти з виявлення ефіру, які дали нульовий результат, що викликало сумніви в існуванні ефіру взагалі. Натомість у 1925 році Д. Міллер і Морлі [29] повторили експерименти з виявлення впливу ефірного вітру на швидкість світла із застосуванням бездоганної методики. В результаті інтерферометр Міллера зафіксував зменшення швидкості світла на 10 км/с, коли світло було направлено проти ефірного вітру. З тих пір розгорнулася запекла боротьба щодо ефіру, яка триває і сьогодні. Офіційна наука не визнає ефіру заради захисту теорії відносності Ейнштейна (постулатів про швидкість світла, кривизни простору тощо), теорії Великого вибуху, прискороного розбігання галактик та інших вигадок, які є знуцанням над здоривим глуздом.

*Внесок Д.І. Менделєєва у теорію ефіру.* Великий вчений XIX століття Д.І. Менделєєв через три роки після відкриття періодичного закону та впорядкування таблиці елементів повністю занурився у дослідження світового ефіру [30]. На початку досліджень він задовільнився визначенням ефіру, наведеному в енциклопедії Ларусса: «рідина невагома, заповнює простір, проникаючи у всі тіла і, визнана фізиками за причину світла, тепла, електричного струму тощо». З відкриттям науковцями інертних газів гелію та аргону, Д.І. Менделєєв доповнив перелік властивостей ефіру інертністю, нездатністю утворювати хімічні сполуки. При цьому він зазначив, що називаючи ефір газом, можна вважати його «рідиною» у широкому значенні цього слова.

Д.І. Менделєєв ставив задачу зрозуміти хімізм ефіру виходячи з двох основних положень:

1) ефір є найлегшим газом, який має високий ступінь проникності, що свідчить про малу вагу і найвищу швидкість руху;

2) ефір є просте тіло, позбавлене здатності зріджуватися і утворювати сполуки з будь-якими простими або складними речовинами, натомість здатне проникати у них. Оскільки не можна заперечувати того, що ефір є речовина, то необхідно ставити питання про його хімічну природу і, відповідно, про його місце у таблиці хімічних елементів.

Логіка дослідника і автора періодичного закону підштовхнула Д.І. Менделєєва до сміливого рішення: оскільки ефір є самодостатній матеріальний найлегший, найшвидший, найінертніший і найпроникніший елемент, то він мусить посісти перше місце у нульовій групі і у нульовому ряді. Спочатку Д.І. Менделєєв позначив ефір як елемент  $x$ , потім назвав його *ньютоній* на честь великого Ньютона.

Д.І. Менделєєв розглядав свою роботу як далеку до завершення спробу зрозуміти хімічну природу світового ефіру. Необхідність публікації статті [30] Д.І. Менделєєв пояснював тим, що в нього вже немає попереду достатньо часу для роздумів і продовження дослідницької роботи, а ризикувати втратити вже набуті результати, то є нерозумний варіант.

Уникнути втрати (часткової і лише на століття) оприлюднення погляду розумної людини на світовий ефір не вдалося: чиновники від Академії наук Росії, а потім і СРСР зачистили усі бібліотеки від статті Д.І. Менделєєва [30], і вилучили навіть другий том повного зібрання праць, в якому була інформація про ефір. Натомість, рукописи не горять, як відомо.

*Короткий огляд сучасного стану теорії світового ефіру.* О. Естерле, відомий сучасний вчений, зробив дуже цікавий огляд робіт провідних фізиків за два століття щодо світового ефіру [31]. З огляду слідує, що існують серйозні підстави вважати, що простір являє собою середовище, що може стискатися, і представляє собою *рідину* з низькою в'язкістю і густиною, подібною до гелію-II. Теорії, що виникли незалежно одна від одної (Гельмгольца, Томсона, Ацюковського, Бауера, Хильгенберга, Мейла, Зейлера, Герловича та інших) показують, що елементарні частинки, атомні ядра, атоми, молекули тощо є вихровими структурами цього середовища. З іншого боку дослідники (Я. Ярковський, Хильгенберг, Крафт, Кері та інші.) припустили, що

небесні тіла поглинають ефір і перетворюють його у вагому матерію, що супроводжується виробництвом теплової енергії.

Сьогодні відомі десятки фактів з геології, що підтверджують постійне зростання земної кулі [31]. Якщо ефір перетворюється у надрах Землі у «нормальну» речовину, що супроводжується його ущільненням, то земна куля повинна зі всіх боків «всмоктувати» цей ефір. Потік ефіру звідусіль до центру Землі створює ефект тяжіння. Всі сили у космосі передаються потоками ефіру [31]. Електромагнітні поля передаються коливанням того ж ефіру, а тиск ефіру пояснює гравітацію. Світовий ефірний простір вміщує величезну кількість маси і енергії, маса є концентрованим у вихорних утвореннях ефіром, перехід маси у ефір, що вільно рухається, спричинює величезне вивільнення енергії. Зникнення маси при анігіляції, наприклад, електрона і позитрона, не викликає подиву – концентрований ефір перетворюється у вільний ефір, а енергія розсіюється його ж коливаннями. Таким чином, тільки ефір пояснює зв'язок маси та енергії.

Структура і динаміка властивостей ефіру визначають такі фундаментальні фізичні поняття, як простір і час [31]. Визнання існування ефіру – це остаточна відмова від принципу відносності і перехід до уявлення о єдності божественного світу, що об'єднується все проникним середовищем – ефіром.

Важливо зазначити, що всі вчені, які вводили ефір для пояснення фізичних явищ, не могли пояснити природи довільного руху цього середовища.

*Антигравітаційний двигун EmDrive.* Розглянемо тепер приклад того, як заборона ефіру в принципі заважає науковцям і винахідникам високого рівня пояснювати природні явища. Установка EmDrive (Electro Magnetic Drive) була вперше запропонована британським інженером Роджером Шойером у 1999 році [32]. Науково-дослідні установи часто відвертали роботи Шойера, оскільки у нього не було публікацій у виданнях, що рецензуються. Магнетрон пристрою EmDrive (рис. 2) генерує мікрохвилі, що, на думку винахідника, породжують енергію, яка нагромаджується у резонаторі конусної форми.

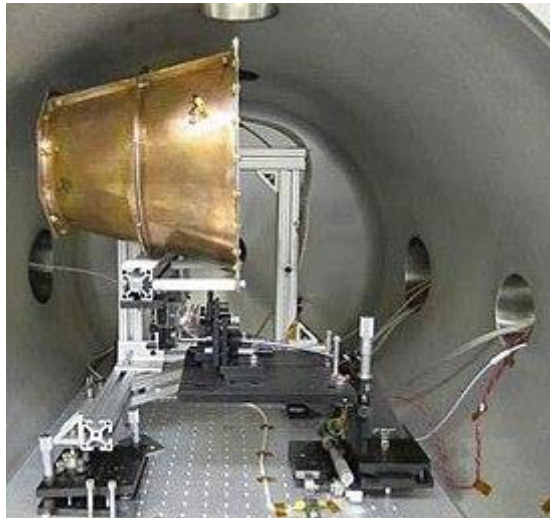


Рис. 2. Установка EmDrive, створена в лабораторії NASA Eagleworks<sup>[en]</sup> для експериментів

Його колеги з НАСА вважають, що генератор викликає утворення стоячої хвилі у замкненому резонаторі, яка є причиною появи тяги. При цьому поза резонатор не випромінюється ані речовина, ані електромагнітні хвилі. Відсутність витрати робочого тіла (без відкидання маси, тобто реактивного струменю) очевидно порушує закон збереження імпульсу.

У 2016 року була опублікована робота, виконана інженерами лабораторії NASA Eagleworks, в якій були виправлені деякі помилки, замірjena тяга EmDrive і зроблений висновок про працездатність установки: двигун міг розвивати тягу у  $1,2 \pm 0,1$  мН/кВт у вакуумі з потужністю 40, 60 і 80 Вт [32]. Виникнення тяги, на думку дослідників [33], спричинене асиметричною геометрією конусоподібного резонатора: якби форма була симетричною, то тяга б не ви-

никла. Натомість, яку роль відіграє електромагнітне випромінювання і що є причиною руху без відкидання маси, фахівці пояснити не змогли. Китай з 2010 р. фінансує розробку двигуна EmDrive і вже успішно використовує його у відкритому космосі [34].

*Польоти В.С. Гребеннікова на гравітоплані власного виготовлення.* Перед тим, як запропонувати пояснення природи тяги EmDrive, розглянемо ще більш неімовірний, просто фантастичний ефект: тривалий політ людини на пристрої, що не витрачає енергії і використовує тягу без відкидання маси. Мова йтиме про гравітоплан Віктора Степановича Гребеннікова. У 2006 році за участю спонсора зі США вийшла надзвичайно цікава книга В.С. Гребеннікова «Мой мир» [35], в якій є розділ «Політ». Натомість винахідник секретів конструкції гравітоплану не розкрив, тому що відчував страх, що ті, хто має владу, піддадуться спокусі використати його пристрій проти людей.

Коли журналіст назвав В.С. Гребеннікова вченим, той заперечив: «Я не вчений, я неук» [36]. Як неук, людина без вищої освіти, винайшла, побудувала геніальний пристрій і здійснила на ньому реальні польоти без витрати енергії, якщо не рахувати батарейку від ліхтарика на 9 вольт? Це не якийсь там міфічний паротяг братів Черепанових. Історики прославили братів, а В.С. Гребеннікова офіційна наука і влада проігнорували. Влада звернула на нього увагу у 1947 році, коли він одержав 20 років таборів [36], хоча прокурор пропонував вищу міру соціального захисту, потім 25 років, а народний суд виявив гуманність: двадцятилітньому хлопцю дали 20 років. Покараний В.С. Гребенніков був за те, що на папері намалював хлібну картку і отоварив за неї скибку хліба. У таборі В.С. Гребенніков швидко потрапив до категорії «доходять», яких рано чи пізно скидали просто у шахту, коли ті втрачали ознаки життя. На щастя талант художника врятував його: він за пайку хліба та каші малював портрети хлопців з естонського бараку, які потрапили до табору по 58 статті [36]. Влітку 1953 року В.С. Гребенніков був амністований. Ясно, що про вищу освіту вже не могло бути і мови.

В.С. Гребенніков народився зі здібностями не тільки художника, але й натураліста і ентомолога. Як він пише у [36], наукові відкриття (або «знахідки» за його визначенням) він одержав від комах, які розкрили свої таємниці і в такий спосіб висловили йому свою вдячність за любов і турботу: він спромігся створити п'ять заповідників для комах. До речі, коли він залишив цей світ, заповідники були знищені.

Знахідок у В.С. Гребеннікова було багато. Інша, більш практична людина, могла б стати мільйонером, а В.С. Гребенніков одержував задоволення від роботи і в цьому, за його словами, і полягає щастя [36]. Найважливіша його знахідка – ефект порожніх структур (ЕПС).

В.С. Гребенніков [35] зазначив, що ЕПС залежить від розмірів, форми, кількості і способу розташування порожнин, утворених будь-якими твердими тілами. Крім того, виявилось, 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 десятки хвилин і навіть місяців;
- поле ЕПС від ячеїстого предмету зменшується не рівномірно, а оточує його системою невидимих, але чітко відчутних оболонки;
- 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.

Традиційні фізичні прилади ніяк не фіксували ЕПС, на відміну від організму людини. Серед ознак дії ЕПС В.С. Гребенніков зазначив наступне: відчуття падіння, сполохи в очах, різкий металевий присмак у роті, шум у вухах. В цілому він вважав дію ЕПС на людину як пере-

важно негативну. Тільки бджолині стільникові рамки виявили сталий знеболювальний та заспокійливий ефект.

В.С. Гребенніков [35] винайшов детектор для фіксації ЕПС, який являє собою герметичну посудину, в якій на нитці з нахилом підвішена опалена гілка або соломинка, на дні трішки води щоб виключити дію електростатики. Якщо скерувати на верхній кінчик гілки старе осине гніздо, фрагмент бджолиної стільникової рамки або пучок колосків, то індикатор відхиляється на десятки градусів. Такий самий ефект виникає, якщо на індикатор направити руки [36]. Виходить, що ефект телекінезу не пов'язаний тільки з екстрасенсорними властивостями. Загадкове явище описане в [35], коли знов-таки опалена гілочка в руці людини давала повідомлення своїм рухом, де знаходяться дзвіноподібні квіти – тюльпани, лілеї, мальви тощо. Активна реакція опаленої гілочки в руці оператора схожа на поведінку рамок в руках екстрасенса, але відмінність у тому, оператор-екстрасенс подумки задає певне питання через інформаційне поле Землі, рамки відповідають «так», коли сходяться, і «ні», коли розходяться у різні боки. Опалена гілочка, не чекаючи запитання, об'єктивно реагує на поле від ЕПС.

*Аналітичний розбір польотів гравітоплану В.С. Гребеннікова та пристрою Р. Шойєра.* Очевидно, що ні В.С. Гребенніков, ані Р. Шойєр у школі нічого не чули про світовий ефір. Тим не менше, В.С. Гребенніков висловив геніальну здогадку, що його пристрій – є гравітопланом, який генерує Хвилі Матерії, тобто ефір. Р. Шойєр вийшов на конічну форму резонатора, покладаючись на свою інтуїцію винахідника, а одержання тяги пов'язував з посиленням високочастотних електромагнітних хвиль у резонаторі.

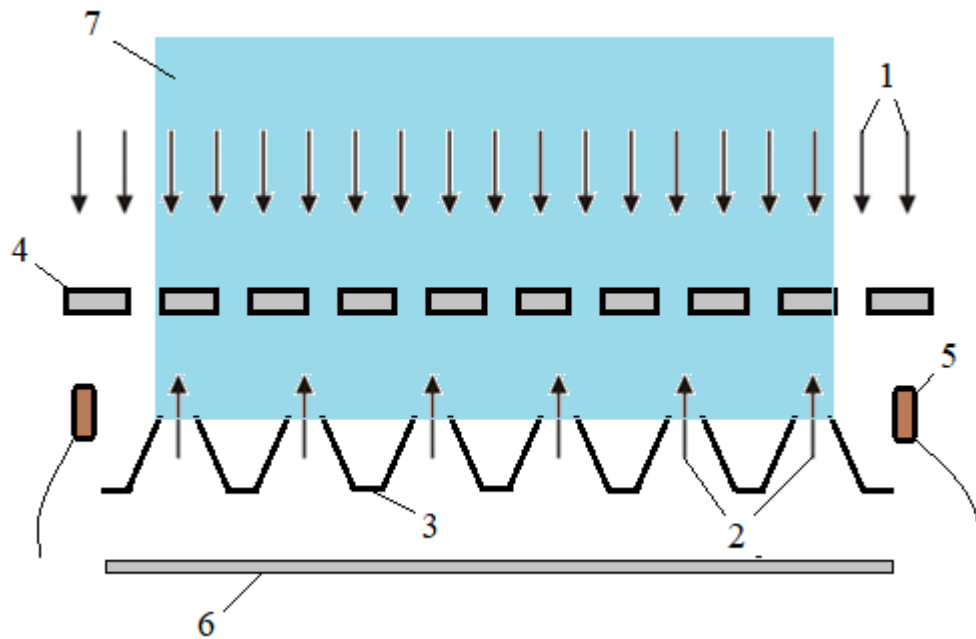
В наш час причина довільного руху світового ефіру постає як центральне питання природознавства. Є підстави стверджувати, що і на мікрорівні, і на макрорівні, і на мегарівні рух ефіру є не броунівський, хаотичний, а впорядкований, інформаційно обумовлений. Потoki ефіру на мегарівні забезпечують формування і дію гравітації. Потoki ефіру (вихори) організовують синтез хімічних елементів. А потоки на макрорівні забезпечують локальне подолання гравітації в результаті нейтралізації потоку на мегарівні.

На підставі вищевикладеного підходу процес злітання важкого жука, який фізики вважають теоретично неможливим, можна представити наступним чином. 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 о 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, що направлений до центру Землі і забезпечує дію гравітації. Так діє антигравітаційний двигун без відкидання маси.

З чого складається гравітоплан В.С. Гребеннікова? По-перше, діелектрична пластина з конусоподібними отворами; по-друге, металева пластина, що формує електростатичне поле від батарейки; по-третє, металеві жалюзі, що у закритому положенні послаблюють (практично блокують) потік ефіру (рис. 3) [35]. Як відомо, деякі негативні результати експерименту Майкельсона-Морлі пов'язані з тим, що інтерферометр був розташований у металевому ящику.

Відомо [35], що у дощову погоду як жуки, так і гравітоплан В.С. Гребеннікова літати не можуть, тому що електростатичне поле в цих умовах не посилює потік ефіру. Якщо забезпечити надійну гідроізоляцію пристрою В.С. Гребеннікова і додати генератор звукових коливань (рис. 3), то польоти можна буде здійснювати за будь-якої погоди. Потрібно передбачити захист пілота від дії ЕПС, шкідливого діапазону звукових хвиль та електричного поля і імпульсів електромагнітного поля.





- 1 – потік ефіру з Всесвіту до центра Землі;
- 2 – зустрічний потік ефіру, активований у пристрої С.В. Гребеннікова;
- 3 – діелектрична пластина з отворами конічної форми;
- 4 – металеве жалюзі для регулювання потужності потоку 2;
- 5 – джерело коливань у звуковому або ультразвуковому діапазоні;
- 6 – пластина-електрод для формування стаціонарного електричного поля або імпульсів електромагнітного поля;
- 7 – канал у просторі, в якому поле тяжіння частково нейтралізовано

Рис. 3. Схема пристрою В.С. Гребеннікова (гравітоплан)

Ще раз підкреслимо, що будь-яка матеріальна субстанція здатна довільно рухатись внаслідок інформаційного впливу ззовні. Рідини, скраплені гази, ефір та інші матеріальні флюїди мають властивість довільно рухатись згідно з градієнтом структурної організованості у просторі, обмеженому асиметричними формами, що звужуються (конусні отвори, клиновидні тріщини тощо). Цей довільний рух структурних елементів системи можна посилити в результаті впорядкованої дії фізичних полів, наприклад, ультразвуку, гіперзвуку, неоднорідного електричного поля, електромагнітних хвиль та імпульсів тощо.

#### Список літератури

1. Илларионов. Новое интервью. Гиркин, Путин, Зеленский, Порошенко, Саакашвили. "ГОРДОН" (2020) [Електронний ресурс] / Інформація з сайту "ГОРДОН".
2. Eddington A.S. The Nature of the Physical World. – N.Y.: Macmillan, 1948, p. 74.
3. Аристотель. Сочинения в четырех томах. Т. 3. Физика [Текст] / Аристотель. – М.: Мысль, 1981. – С. 59-262.
4. Аристотель. Сочинения в четырех томах. Т. 3. О небе [Текст] / Аристотель. – М.: Мысль, 1981. – С. 263-440.
5. Аристотель. Сочинения в четырех томах. Т. 1. Метафизика [Текст] / Аристотель. – М.: Мысль, 1976. – С. 63 – 448.
6. Хайдеггер М. Положение об основании. Статьи и фрагменты [Текст] / М. Хайдеггер. – СПб. – 2000. – 204 с.

7. Вернадский В.И. Научная мысль как планетное явление [Текст] / В.И. Вернадский. – М.: Наука, 1991. – 271 с.
8. Петрушенко Л.А. Единство системности, организованности и самодвижения. (О влиянии философии на формирование понятий теории систем) [Текст] / Л.А. Петрушенко. – М.: Мысль, 1975, - 286с.
9. Берг А.И. Кибернетика и диалектико-материалистическая философия [Текст] / А.И. Берг, А.Г. Спиркин // Проблемы философии и методологии современного естествознания. – М., 1973.
10. Урсул А.Д. Информация. Философский энциклопедический словарь. – М.: Сов. энциклопедия. – 1983. – С. 217.
11. Нарский И.С. Соотношение отражения, информации и значения [Текст] / И.С. Нарский // Проблемы методологии и логики наук. Вып. 2. – Томск: Изд-во Томск. Ун-та. 1965. – С. 8-15.
12. Васильченко А.О. Інформація та процеси самоорганізації [Текст] / А.О. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць Вип. XXX. – Х.: УкрНДІгаз, 2002.– С. 260-264.
13. Васильченко А.А. Физико-химические процессы в системе буровой раствор – призабойная зона скважины и способы управления ими [Текст] / А.О. Васильченко // ЭИ «Газовая промышленность», сер.: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – ВНИИЭгазпром. – 1983. – №12. – С.27-28.
14. Васильченко А.А. Новая модель осмоса и интенсификация процессов на полупроницаемых мембранах [Текст] / А.О. Васильченко. - В сб.: Тез. докл. Всес. научн. конф. "Повышение эффективности, совершенствование процессов и аппаратов химических производств". – Харьков, 1985, ч. IV, – С. 73.
15. Васильченко А.А. О воздействии физических полей на призабойную зону на стадии при заканчивания скважин [Текст] / А.О. Васильченко. - В сб.: Тез. докл. Респ. научн.-практич. конф. "Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин". – Гомель, 1983, – С. 58-59.
16. Васильченко А.А. Отражение и проявление информационной причинности в физико-химических и геологических процессах [Текст] / А.А. Васильченко. – В кн.: Тез. докл. У111 Межд. конгресса по логике, методологии и философии науки. – М.: Наука, 1987, Т. 2. – С. 193-195.
17. Фейнман Р. Характер физических законов [Текст] Пер. с англ. / Р. Фейнман. – М.: Наука, 1987. – 160 с.
18. Шамбадаль П. Развитие и приложение понятия энтропии [Текст] Пер. с франц. / П. Шамбадаль. – М.: Наука, 1967. – 278 с.
19. Гвай И.И. К.Э. Циолоковский о круговороте энергии [Текст] / И.И. Гвай – М.: Изд-во АН СССР, 1957. – 79с.
20. Режабек Е.Я. Становление понятия организации. Очерки развития философских и естественнонаучных представлений [Текст] / Е.Я. Режабек. – Изд-во Ростовского ун-та, 1991. – 136 с.
21. Патент України № 125409, МПК В01D 12/00, В01D 61/00. Спосіб довільного очищення рідини. Публ. 10.05.2018, Бюл. № 9.
22. Васильченко А.О. Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / А.О. Васильченко, М.В. Боровик // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 195-206.
23. Васильченко А.А. Синергетический подход к проблеме холодного ядерного синтеза. [Текст] А.А. Васильченко . – В сб. тез. докл. Рабочего семинара «Реакции ядерного синтеза в конденсированных средах». ОИЯИ, г. Дубна, 22 – 24 марта 1991 г. и Всесоюзной конференции «Холодный ядерный синтез» (состояние проблемы, теория и эксперимент). – МГУ, Москва, 25-26 марта 1991 г. – С. 67-68).
24. Васильченко А.О. Кристаллы газогидратів – результат самоорганізації речовини та енергії [Текст] / А.О. Васильченко // Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. – 2014. – № 1(3), С. 149-160.

25. *Аристотель*. Сочинения в четырех томах. Т. 3. Метеорология. [Текст] / *Аристотель*. – М.: Мысль, 1981. – С. 441-558.
26. Невский А.П. Эра эфира [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://new-idea.kulichki.net/?mode=art&pf=eraefira.htm>.
27. *Максвелл Дж.К.* Относительное движение эфира (1877). [Текст] / *Дж.К. Максвелл* // Эфирный ветер. Сб. статей. 2-е издание. / Под ред. *В.А. Ацюковского*. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – С. 8-26.
28. *Майкельсон А.* Об относительном движении Земли и светоносного эфира (1887). [Текст] / *А. Майкельсон, Э. Морли*. // Эфирный ветер. Сб. статей. 2-е издание. / Под ред. *В.А. Ацюковского*. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – С. 41 – 59.
29. *Миллер Д.К.* Значение экспериментов по обнаружению эфирного ветра в 1925 г. на горе Маунт Вилсон [Текст] / *Д.К. Миллер* / Эфирный ветер. Сб. статей. 2-е издание. / Под ред. *В.А. Ацюковского*. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – С. 99-136.
30. *Менделеев Д.И.* Попытка химического понимания мирового эфира [Текст] / *Д.И. Менделеев* // СПб., 1905, типолитография *М.П. Фроловой*, стр. 5-40. Источник: Издательство Академии Наук СССР, Москва, 1958. – С. 470-517.
31. Еще раз о сути пространства и времени Отто Эстерле [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://n-t.ru/tp/ng/spv.htm>.
32. EmDrive [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/EmDrive#mw-head>.
33. Невообразимая тяга. Объяснена работа нарушающего законы физики двигателя. [Электронный ресурс] / Информация з сайту *lenta.ru* (20 июня 2016).
34. Невозможный двигатель успешно испытали в космосе [Электронный ресурс] / Информация з сайту *Lenta.ru* (21 декабря 2016).
35. *Гребенников В.С.* Мой мир [Текст] / *В.С. Гребенников* // Copyleft 2006, TedBeer.
36. Виктор Гребенников [Электронный ресурс] / Информация з сайту (189) Виктор Гребенников. -Мой мир -, 1996 г. - YouTube.

Надійшла до редакції 17.02.20

УДК 510.6+550.36/41+532/71/74

**А.О. Васильченко, канд. техн. наук**  
(УкрНДІГаз)

## ДОВІЛЬНИЙ РУХ МАТЕРІАЛЬНОЇ СУБСТАНЦІЇ І ЕФЕКТ НАДПЛИННОСТІ

*Здійснено аналіз експериментів П.Л. Капиці з гелієм-II. Встановлено, що виникнення ефекту надплинності пов'язане з проявом явища ентропоосмосу, а сам ентропоосмос представляє собою довольний рух рідини згідно з градієнтом структурної організованості. Енергією довольного надплинного руху слугує теплота, перетворена на кінетичну енергію. Здійснено дослідження довольного надплинного руху рідин в лабораторних умовах та в природних геологічних системах. Доведено, що довольний надплинний рух є умовою протікання процесів самоорганізації речовини (утворення кристалів) і енергії (формування зон аномально високих тисків) у природі.*

*Проведен анализ экспериментов П.Л. Капицы с гелием-II. Установлено, что возникновение эффекта сверхтекучести связано с проявлением эффекта энтропоосмоса, а сам энтропоосмос представляет собой самопроизвольное движение жидкости согласно градиенту организованности. Энергией самопроизвольного сверхтекучего движения служит теплота, преобразованная в кинетическую энергию. Проведено исследование самопроизвольного сверхтекучего движения в лабораторных условиях и в природных геологических системах. Доказано, что самопроизвольное сверхтекучее движение является условием протекания процессов самоорга-*

низации вещества (образование кристаллов) и энергии (формирование зон аномально высоких давлений) в природе.

*The analysis of P.L. Kapitsa's experiments with helium-II was carried out. It has been established that the effect of superfluidity is said to be with the entropoosmosis effect, and entropoosmosis itself is a spontaneous movement of liquid according to the gradient of structure organization. The energy of spontaneous superfluid movement is heat energy converted into kinetic one. The study of spontaneous superfluid motion in the laboratory and in natural geological systems was carried out. It has been proven that spontaneous superfluid movement is a condition of the process of self-organization of matter (formation of crystals) and energy (formation of zones of abnormally high pressures) in nature.*

**Постановка проблеми.** У статті [1] було показано, що:

- довільний рух виникає в результаті зовнішньої дії інформації на матеріальну субстанцію (МС);
- організація довільного руху (потоків структурних елементів) МС обумовлена або попереднім існуванням структури в МС, або її утворення під впливом дії інформації;
- згідно з теорією ентропоосмосу, довільний рух МС відбувається у напрямку дії градієнта структурної організованості (СО) МС;
- посилювати ентропоосмотичний потік можна за рахунок збільшення градієнта СО шляхом дії фізичних полів (звукових та електромагнітних хвиль широкого діапазону, статичного електричного поля тощо);
- початкове енергетичне джерело довільного руху МС є тепловий хаотичний рух структурних елементів системи, який в результаті дії зовнішньої інформації перетворюється у впорядкований потік, що на макро- і мегарівні являє собою вже механічну енергію;
- ентропоосмотичний потік можна розглядати як прояв ефекту надплинності.

Для читача буде цікаво і корисно детально ознайомитися з новим варіантом теорії надплинності. Новий підхід виявляє прояви ефекту надплинності у всій оточуючій нас природі і при температурах, значно вищих абсолютного нуля, тобто у всіх рідких конденсованих системах, включаючи порово-тріщинне середовище геологічних систем.

**Аналіз досліджень та публікацій.** У грудні 1937 року П.Л. Капіца у журналах «Доклады Академии наук СССР» та «Nature» зробив коротке повідомлення про відкриття явища надплинності. Наприкінці 1940 року П.Л. Капіца на Загальному зібранні Академії наук зробив доповідь «Проблеми рідкого гелію», яку журнал «Химия и жизнь» [2] опублікував у скороченому варіанті. Наведемо основні положення цієї доповіді.

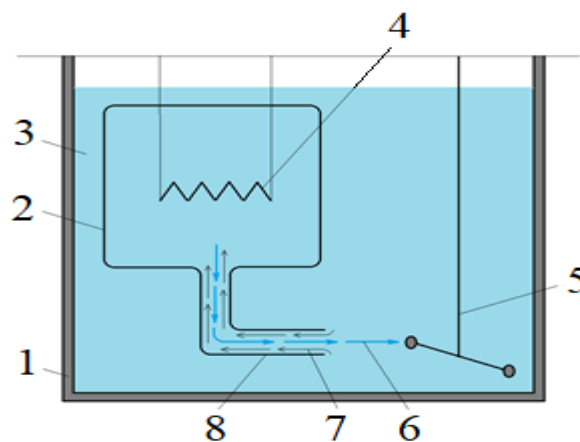
На початку доповіді П.Л. Капіца висловив свій погляд на науку. По-перше, наука складається з двох частин – теорії та фактів. До теорії входять припущення більшої чи меншої достовірності. Теорія завжди змінюється. По-друге, в науці існують факти. Достовірний факт залишається назавжди. По-третє, розвиток науки полягає у вирішенні суперечності між висловленими припущеннями та фактами.

Головним чином, доповідь була присвячена складному процесу здійснення наукового відкриття явища надплинності гелію-II: одержанню достовірних фактів в результаті тонких експериментів, які постійно удосконалювалися згідно з результатами теоретичного аналізу. По завершенню великого циклу досліджень П.Л. Капіца повідомив про відкриття явища надплинності, за яке через двадцять років він одержав Нобелівську премію. Розглянемо основні моменти процесу відкриття нового фізичного явища видатним фізиком ХХ століття.

Увагу П.Л. Капіци рідкий гелій привернув своїми надзвичайними фізичними властивостями: густиною у сім разів меншою, ніж у води, високою рухливістю, майже абсолютною прозорістю. При охолодженні до температури 2,19 К він потрапляє у точку фазового переходу другого роду, в якій гелій-I перетворюється на гелій-II з іншими фізичними властивостями: різко змінюється теплоємність, в'язкість знижується. П.Л. Капіца наводить [2] результати досліджень Кеєзоза з вимірювання надзвичайно великої теплопровідності гелію-II, яка перевищувала теплопровідність срібла у десять мільйонів разів. Було також виявлено, що теплопровідність збільшувалася до температури 1,9 К і знижувалася з наближенням до абсолютного нуля.

Протиріччя у поведінці гелію-II після фазового переходу, на думку П.Л. Капіці, полягає у тому, що, з одного боку, гелій-II стає більш теплопровідним, передавання тепла від одного шару атомів до другого відбувається легше, ефективніше, а, з іншого боку, вплив одного шару атомів, що рухається над другим, зменшується. Передавання тепла зростає, передавання руху зменшується, і це все відбувається одночасно в тій самій рідині. П.Л. Капіца розробив прилад для вимірювання в'язкості, який використовував не принцип обертання циліндра у рідині, а принцип протікання гелію крізь щілину товщиною лише 0,5-1 мікрон. Результат виявився вражаючий [2]: гелій провалювався у щілину надзвичайно легко, а в'язкість гелію-II виявилася у тисячі разів меншою, ніж у гелію-I. Це доводило, що гелій-II є надплинною рідиною з одного боку, але загострювало протиріччя одночасного існування надвисокої теплопровідності і майже нульової в'язкості в одній рідині.

Це протиріччя П.Л. Капіца блискуче вирішив, коли припустив, що передавання тепла у гелії-II відбувається не шляхом теплопровідності, тобто не шляхом поступового передавання інтенсивності коливання від одного шару атомів до другого. Інтуїція підказала йому, що передавання тепла може здійснюватися шляхом формування макроскопічного *потіку рідини*, іншими словами, хаотичні коливання атомів перетворюються на потік, тобто в колективний односпрямований рух, який переносить енергію. В результаті дослідження впливу зовнішнього тиску на теплопровідність гелію виявилось, що будь-яка механічна дія (пульсація насоса, обертання) зменшує теплопровідність. Коли усувається зовнішня механічна дія, надвисока теплопровідність відновлюється. Аналіз цієї ситуації нашоувхнув дослідника до висновку, що зменшення теплопровідності викликає якийсь гідродинамічний механізм. Він припустив, що всередині капіляра під час передавання тепла можуть виникати якісь потоки. Для перевірки своєї гіпотези П.Л. Капіца сконструював ще один прилад [2], який являв собою скляну бульбочку 2 («бульбочка» - термін Капіці) з капіляром 8, що заповнені гелієм-II 3, детектором руху рідини 5, які розташовані у посудині Д'юара 1 (рис. 1). Джерелом нагрівання був електронагрівач 4, оскільки гелій не електропровідний.



- 1 – посудина Д'юара; 2 – скляна бульбочка; 3 - гелій-II; 4 – нагрівач; 5 - детектор руху гелію-II;  
6 – конвекційний потік гелію-II, що переносить тепло; 7 – потік гелію-II, що компенсує витікання рідини з бульбочки; 8 – скляний капіляр

Рис. 1. Схема експерименту П.Л. Капіці з визначення механізму теплопровідності гелію-II

У ході експерименту при включенні нагрівача 4 на виході з капіляра 8 виникав потік гелію 6, який відхиляв плече детектора руху 5. Потік був інтенсивний, згідно з висловом П.Л. Капіці, як з брандспойту. Виникло чергове питання: яким чином кількість рідини у бульбочці 2 поновлюється? П.Л. Капіца і в цій ситуації знайшов єдине можливе логічне пояснення: з посудини Д'юара 1 гелій-II рухається у капіляр 8 у формі потоку, що формується на тонкій поверхневій плівці. Цей потік є надплинним, тобто рухається без тертя. На рисунку до статті [2] зображені обидва потоки 6 і 7, що діють назустріч один одному без перемішування, оскільки

шари атомів зустрічних потоків не взаємодіють один з одним через практично нульову в'язкість.

Таким чином, цим експериментом П.Л. Капіца підтвердив свою гіпотезу, що:

- у гелію-II теплопровідність реалізується шляхом утворення інтенсивного макроскопічного потоку рідини, яка виконує роботу з повертання плеча детектора руху;
- надвисока теплопровідність гелію-II обумовлена відсутністю тертя, тобто ефектом надплинності при практично нульовій в'язкості.

Про потік гелію 6 з капіляру 8 Капіца просто констатує, що гелій проявляє властивість довільно рухатись з нагрітої області у бік більш холодної рідини. Чому потік 7 «заповзає» у капіляр по внутрішній поверхні капіляра автор не пояснює. Нижче буде запропоноване пояснення фізичної причини руху гелію по поверхні скляного капіляра. Що стосується впливу механічних імпульсів на гальмування основного потоку, то зараз цей ефект був [3] пояснений виникненням реакції у відповідь у формі потоку рідини назустріч фронту механічного імпульсу.

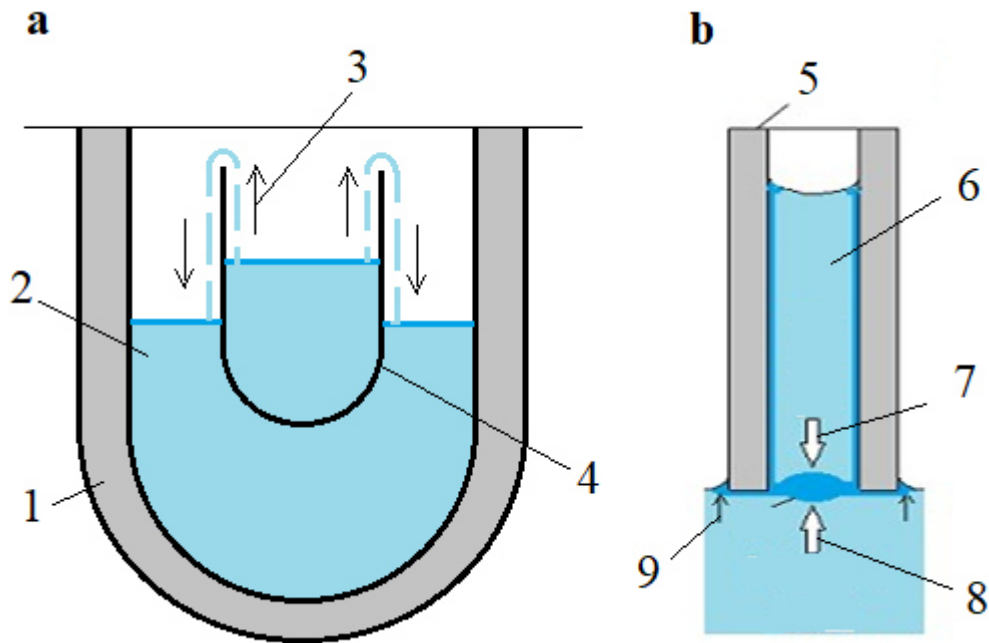
Для нашого дослідження важливим моментом з доповіді П.Л. Капіци [2] є утворення двох потоків гелію-II капілярі 8, що діють назустріч один одному: один потік 7 «заповзає» у капіляр по внутрішній поверхні капіляра, а другий потік 6 стрімко рухається у центрі капіляра (як брандспойт, за висловом П.Л. Капіци), і створює тиск на крильце детектора руху 5. З опису експерименту видно, що єдиним джерелом енергії для впорядкованого руху атомів гелію-II є тільки невелика кількість теплової енергії, яка безпосередньо перетворюється у кінетичну енергію – макропотік. Очевидно, що інформацію, яка обумовлює формування потоків гелію-II, атоми одержують від ліофільної поверхні скляного капіляра, на якій плівка, по якій рухається потік гелію-II у бульбочку 2 без тертя. Таким чином, довільний рух атомів у напрямку більш впорядкованої структури (з об'єму рідини у граничний шар на поверхні капіляру 8) забезпечує прояв ефекту надплинності за участі гелію-II в цьому експерименті.

Слід висловити повагу П.Л. Капіци як мужньому вченому, який не приховав важливий результат свого дослідження і визнав факт перетворення хаотичного руху атомів (теплової енергії) у впорядкований потік атомів (кінетичну енергію) і далі у роботу з обертання крильця детектора руху, що суперечить суті другого начала термодинаміки. Колеги і редактори «делікатно» не помітили цього і жодним словом не прокоментували.

Розглянемо ще один відомий експеримент, що ілюструє ефект надплинності гелію-II. Відомо [2], що поверхнева плівка на ліофільній поверхні скляної посудини має властивість самотужки підніматися по стінці (повзти, за виразом П.Л. Капіци) вгору, перелазити через бар'єр, потім сповзати вниз і вирівнювати рівні гелію-II у посудинах (рис. 2, а).

Якщо порівнювати явище підймання води у скляному капілярі [4] (рис. 2, б) і підймання гелію-II по стінці посудини 4 (рис. 2, а), переповзання через край і спускання вниз, то можна зазначити наступні відмінності і спільні особливості цих експериментів. По-перше, причина виникнення довільного руху в обох цих явищах однакова: виникнення асиметрії параметру структурної організованості (СО) при контакті скла з рідиною і утворення на скляній поверхні адсорбційного шару з високим рівнем СО. Згідно із законом ентропоосмосу формуються мікропотоки 3 і 9 у бік рідини з більшим рівнем СО. У випадку капіляра з достатньо невеликим діаметром відбувається рух не тільки мікропотоків поблизу адсорбційного шару, але й макропотік молекул води 9 всередині капіляра внаслідок високого ступеню зв'язаності молекул води мережею водневих зв'язків.

Ступінь зв'язаності структурних елементів рідини одержав назву в сучасній науці, як параметр перколяції [5]. Всі надзвичайні властивості води обумовлені тим, що кожна молекула води має 4 сусідів, з якими можуть існувати 4 водневі зв'язки. При нормальній температурі величина перколяції сягає 0,8. З підвищенням температури величина перколяції знижується. При нормальній температурі вода являє єдину безконечну структуру (або «молекулу геля»), разом з якою існують окремі структури меншого розміру. Для розриву суцільності водного середовища необхідно витратити велику кількість енергії. Тому рух води у граничному шарі на стінці капіляра через водневі зв'язки викликає рух і віддалених шарів молекул води. Таким чином, молекули об'єднують зусилля (ефект синергії), перетворюють хаотичний рух молекул в колективний впорядкований рух і породжують капілярний тиск (самоорганізація енергії). Тиск може зберігатись, доки існують вода і капіляр у контакті.



1 – посудина Д'юара; 2 – гелій-II; 3 – напрямки довільного руху гелію-II; 4 – скляна посудина;  
5 – скляний капіляр; 6 – вода; 7 – ентропоосмотичний потік води у капілярі;  
8 – ентропоосмотичний потік води у посудині; 9 – ентропоосмотичні мікропотоки води

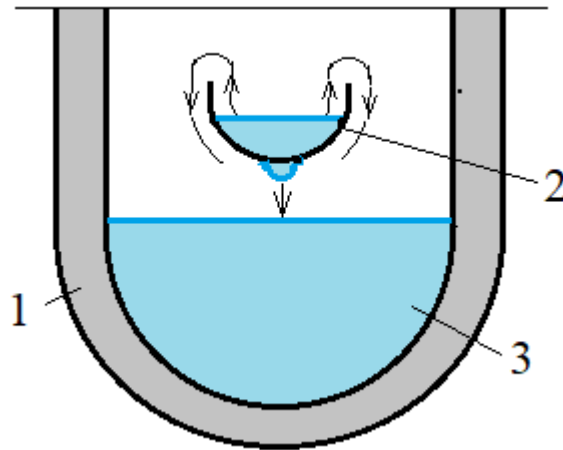
Рис. 2. Схеми експериментів а та б з довільного вирівнювання рівнів гелію-II і підіймання води у скляному капілярі

В умовах Землі сила тяжіння викривлює меніск води у капілярі, а стовпчик води у капілярі формує зону з підвищеним тиском в усті капіляра, в якій рівень СО вищий, ніж в об'ємі. Коли градієнт СО, що забезпечує підіймання води у капілярі, зрівнюється за величиною з градієнтом СО, що обумовлений тиском стовпчика води у капілярі, процес підіймання зупиняється. Якщо періодично видаляти воду з капіляра і знов вводити капіляр у контакт з водою, підіймання води буде відбуватись безконечну кількість разів. Зазначимо, що внутрішня зв'язана енергія води в усті капіляра перетворюється у кінетичну енергію і роботу з підіймання води, потік води у капілярі відбувається без втрати енергії на тертя, тобто рух води у капілярі – прояв надплинності.

Експеримент, у якому відбувається довільне підіймання гелію-II по стінці посудини 4 (рис. 2, а), переповзання через край і спускання вниз триває до тих пір, поки рідина не досягне в обох посудинах одного рівня [2]. Початкова інформація про гелій-II свідчить, що він добре змочує скляну поверхню і утворює на ній плівку товщиною 200-300 ангстремів, в якій рівень СО вищий ніж в об'ємі рідини. Тому цілком закономірно, що шар гелію-II довільно рухається вгору, витрачаючи на роботу з підйому вгору ті невеликі залишки теплової енергії. Структурні міжатомні зв'язки у гелію-II представлені силами Ван-дер-Ваальса, а величина перколяції невелика. Оскільки густина гелію-II невелика (у 7 разів менша ніж у води), то енергії атомів в граничному шарі на поверхні скляної стінки достатньо для подолання сили тяжіння і підіймання вгору.

Для повноти картини необхідно пояснити, не тільки причину виникнення перетоку гелію, але й те, чому процес перетікання зупиняється, коли рідина у посудинах досягає одного рівня. За аналогією процесу підіймання води у скляному капілярі слід шукати дію зустрічного потоку і відповідного йому градієнта СО рідини. Цей градієнт виникає одразу, як тільки гелій-II входить у контакт з рідиною за стінкою посудини 4. За умовами експерименту градієнти СО рідини всередині і зовні посудини 4 рівні один одному, тому причина для руху гелію-II зникає.

Інший результат [5] одержують тоді, коли між посудинами з гелієм відсутній матеріальний контакт (рис. 3). В такому варіанті експерименту через високу прозорість гелію-II неможливо побачити перетікання плівки через стінку посудини 2. Гелій стає видимим, коли утворює краплю на нижній зовнішній поверхні посудини 2. Внаслідок відсутності контакту між рідинами у посудинах 2 і 3 в системі не може виникнути зустрічний потік, і процес триває до спустошення посудини 2.



1 – посудина Д'юара, 2 – скляна посудина з сферичним дном; 3 – гелій-II

Рис. 3. Схема експерименту з довольного перетікання гелію-II через стінку посудини

Але вже у роботі [7] П.Л. Капіца відійшов від власної моделі надплинності [2] і віддав перевагу дворідинній моделі надплинності Л.Д. Ландау. Коротко нагадаємо, що Л.Д. Ландау у 1941 році запропонував теорію надплинності, яка ґрунтувалася на уявленні про те, що при низьких температурах у гелії-II утворюються дві взаємо проникні і не роздільні компоненти. Нормальна компонента являє собою сукупність квазічастинок двох типів – фононів (квантів звуку) та ротонів (квантів короткохвильових збуджень, що мають енергію більшу, ніж фонони) [8-10]. При  $T = 0$  і до 1,7-1,8 К сукупність елементарних збуджень в гелії-II розглядається як ідеальний газ квазічастинок. Взаємодія квазічастинок між собою і зі стінками посудини обумовлює в'язкість нормальної компоненти.

Друга частина гелію-II – надплинна компонента, що не має в'язкості. З мікроскопічної точки зору [9] виникнення надплинності в рідині, що складається з атомів з цілим спіном (бозонів), наприклад, атомів гелію, пов'язане з утворенням Бозе-конденсату. Співіснування в гелії-II атомів конденсату і атомів, що не увійшли до конденсату, приводить до дворідинної теорії Ландау.

На відміну від моделі надплинності П.Л. Капіци, викладеної у [2], теорія Ландау, всупереч принципу Оккама, примножує кількість нових сутностей без наближення до фізичної суті явища. Відсутнє жодне пояснення фізичної причини довольного надплинного руху рідини та його енергетичного джерела. Натомість, теорія Ландау посіла чільне місце в сучасній науці, відзначена Нобелівською премією, представлена у «Фізичній енциклопедії» [10], Вікіпедії [8] тощо. Внаслідок цього у Вікіпедії наведено наступне визначення надплинності [8]: надплинність – це здатність речовини в особливому стані (квантової рідини), що виникає при температурах, близьких до абсолютного нуля (термодинамічна фаза), протікати крізь вузькі щілини та капіляри *без тертя*.

Якщо рідину, навіть квантову, назвати БОЗЕ-газом, вона не перестане бути рідиною, і між атомами будуть існувати зв'язки. З точки зору хіміка, саме міжатомні зв'язки роблять рідину рідиною, забезпечують ближній порядок, а також дають можливість атому одержувати інформацію від сусідів і ззовні. Щоб виник колективний впорядкований рух лише атомів гелію,



що входять до надплинної компоненти, повинна бути причина. Як вони дізнаються, що саме їм слід рухатися у певному напрямку, увірвати зв'язки з сусідами, що входять до спільноти, яка не хоче нікуди рухатись? Ні Л.Д. Ландау, ані його послідовники, можливо, не замислювалися над цією проблемою і не запропонували жодного варіанту. Видатному математику Л.Д. Ландау, якщо в його теорії з формулами все гаразд, то відсутність фізичних пояснень можливо є припустимою нормою. Що стосується фізиків, включаючи видатних, то їх позиція дещо дивує.

Щодо поширеності явища надплинності у природі В.Л. Гінзбург [11] зазначив, що надплинність в земних умовах неможлива.

**Формулювання завдання дослідження та мета статті.** З наведеного вище аналізу слідує, що надплинність – це довільний рух рідини без тертя. У працях [1, 4] коротко стверджується, що підймання води у капілярі і довільний рух рідин у тріщино-поровому просторі відбувається без тертя. На даний момент в геології переважає концепція, що підземні води рухаються тільки від зони з високим тиском у зони розвантаження [12]. Існує необхідність більш детально розглянути прояви надплинності в геологічних системах, де утворюються зони з аномально високим тиском.

**Виклад основного матеріалу досліджень.** Відомо, що природа економна і не розкошує. Не робити зайвого, складного і нерозумного - це перший і головний принцип природи. Вдалий винахід, зроблений і застосований на нижньому рівні, реалізується і на всіх інших рівнях, включаючи таке довершене творіння, як Homo sapiens. Тому такий гарний винахід, як надплинність, безсумнівно реалізований і на поверхні Землі, і в її надрах. Необхідно тільки добре роздивитися, що там відбувається.

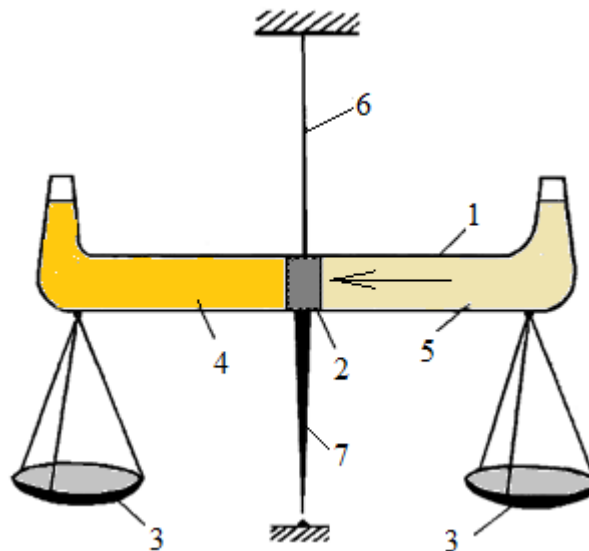
Відомо [1, 4], що довільний колективний рух структурних елементів рідкої конденсованої системи відбувається тоді, коли ззовні надходить інформація і викликає асиметрію у структурі системи. Цей принцип відомий ще з часів Аристотеля. У якому напрямку діє довільний колективний рух структурних елементів рідини? У роботі [13] був запропонований принцип ентропоосмосу: структурні елементи рідини довільно рухаються згідно з градієнтом структурної організованості, тобто у тому напрямку, де тиск, а також щільність і впорядкованість у рідині вищі.

Згідно з теорією осмосу Вант-Гоффа, рідина довільно рухається крізь мембрану у рідину з більшою концентрацією розчиненої речовини. У 70-ті роки минулого століття експериментально було показано, що осмотичні перетоки крізь мембрану виникають і у випадку, коли не містять розчиненої речовини; причина довільного руху рідини – різниця у її структурних властивостях. Доцільно навести результати вирішальних експериментів (*experimentum crucis*) з осмосу, здійснених у вуглеводневому середовищі з метою підтвердження теорії ентропоосмосу [14].

Експерименти проводилися на приладі (рис. 4), що діяв за принципом терезів і являв собою горизонтально підвішену циліндричну посудину 1, розділену навпіл шматочком керну пісковика 2. Кінці посудини загнуті догори. Для врівноваження обох половинок приладу до нього прикріплені шальки терезів 3.

Осмотичний перетік спочатку досліджували між 2 % розчином бітуму в дизельному паливі з одного боку і чистими вуглеводнями з різною молекулярною масою з іншого боку. У всіх дослідях перетік вуглеводнів відбувався у бік розчину бітуму. Вуглеводні в другій частині приладу залишалися прозорими, що свідчить про напівпроникні властивості пісковика в даній системі. В ході досліджень було відмічено, що перетік дизельного палива в розчин бітуму відбувається повільніше, ніж низькомолекулярних вуглеводнів (петролейного ефіру). Зазначимо, що густина і в'язкість дизельного палива вищі, ніж у петролейного ефіру, що свідчить про вищий рівень параметру СО у вуглеводнях дизельного палива.

В наступному експерименті праву частину посудини 1 заповнили низькомолекулярними вуглеводнями (петролейним ефіром), а ліву - високомолекулярними вуглеводнями (дизельним паливом). Приладом був зафіксований перетік у об'єм з високомолекулярними вуглеводнями. Очевидно, що результати цього експерименту не можуть бути поясненими на засадах теорії Вант-Гоффа, але логічно витікають з теоретичних положень теорії ентропоосмосу.



- 1 – циліндрична скляна посудина; 2 – перетинка з пісковиків; 3 – шальки терезів;  
4 – розчин бітуму у вуглеводнях або високомолекулярні вуглеводні; 5 – низькомолекулярні вуглеводні; 6 – нитка для підвішування; 7 – стрілка для врівноважування приладу

Рис. 4. Схема приладу для дослідження ентропоосмотичних перетоків у вуглеводневих системах

Вант-Гофф [15] розумів умовність своєї моделі осмосу і висловив дуже важливе припущення, що осмос може бути результатом дії якоїсь сили, що притягує воду. Таким чином, він позначив напрямок пошуку реальної причини. У 80-ті роки пошук привів до теорії ентропоосмосу, згідно з якою довільний рух рідини крізь напівпроникну мембрану, як взагалі у природі, виникає не силою, що притягує рідину, а більшим рівнем структурної організованості.

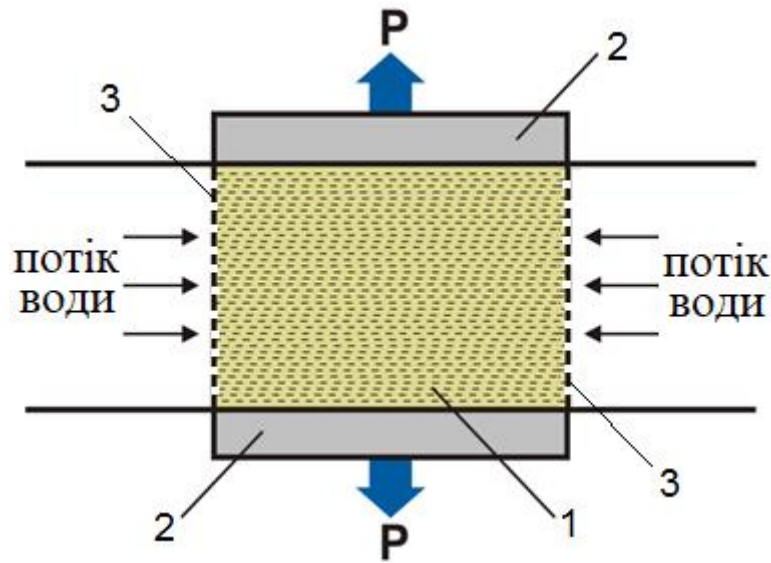
Наведений експеримент спонукає дослідників звернути на такий фізичний фактор, як ефект дальності. Відомо [16], що ефект дальності полягає у перенесенні якоїсь властивості, особливості структури або просто певної інформації через середовище. Видатні фізики вважають, що ефект дальності у молекул і атомів поширюється на відстань у кілька ангстремів. В експерименті (рис. 4) перетинка з пісковиків була довжиною 3 см. Тим не менше, рідини по обидві боки перетинки «відчували» одна одну і реагували на одержану інформацію активним рухом. Таким чином, відстань прояву дальності можна різко збільшити. Додатково можна припустити, що довільний колективний рух на таку відстань відбувається без тертя, а енергія для руху потоку молекул – це тепло, перетворене на механічну енергію. Механічна енергія, породжена ентропоосмосом, може накопичуватись у формі тиску і далі здійснювати роботу.

Розглянемо експеримент з гідратації зволоженої монтморилонітової глини 1 у камері, що попереджує збільшення об'єму, перфоровані стінки 3 забезпечують контакт рідини з глиною (рис. 5).

Відомо [17], що монтморилонітова глина, гідратована невеликою кількістю води, виявляє властивості напівпроникної мембрани. Досліджувалася також гідратація глини мінералізованою водою. Згідно з результатами цих досліджень [16], тиск в результаті гідратації може сягати кількох сотень мегапаскалів. Результати експериментів з гідратації глини свідчать, що тільки ентропоосмос здатен перетворити тепло на тиск і забезпечити рух рідини від меншого потенціалу тиску до більшого.

Явище накопичення величезного тиску внаслідок дії довільного надплинного потоку рідини закономірно відтворюється у природних умовах, коли потужні пласти глини знизу і згори перекриваються пластами пісковиків (рис. 6). Дослідники встановили [18], що поровий тиск у глинистій товщі може перевищувати тиск порід, що залягають вище. Для пояснення походження цих аномально високих тисків зазвичай посилаються на гіпотезу їх реліктового похо-

дження. На наш погляд, експеримент (рис. 5) досить точно моделює процеси, що обумовлюють виникнення надгеостатичних тисків у геологічній системі (рис. 6).



1 – монтморилонітова глина; 2 – пластина для попередження збільшення об'єму;  
3 – перфорована стінка; P – дія ентропоосмотичного тиску

Рис.5. Схема експерименту з гідrataції монтморилонітової глини в умовах, коли збільшення об'єму обмежене

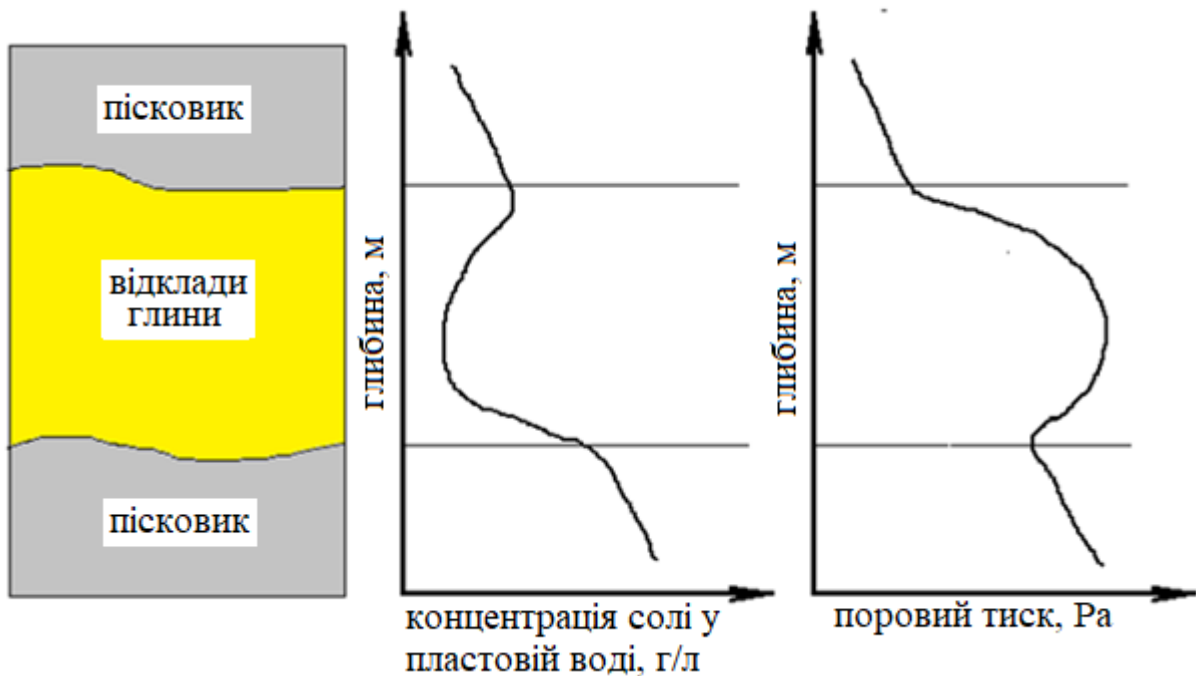


Рис. 6. Схема зміни порового тиску у глинистій товщі в залежності від глибини залягання та концентрації солі в пластовій воді пісковиків

Відомо, що глинисті і соляні пласти вважаються непроникними, свого роду «покришками», що утримують вуглеводні під високим тиском у проникних продуктивних пластах. Натомість гідрофільні флюїди (вода, розсоли тощо) за геологічний час здатні здійснити потужне проникнення на відстань у сотні і тисячі метрів і сформувати зону з аномально високим тиском. Механізм процесу відомий [19]: з боку пісковиків, в яких вода є вільною і має відносно низький рівень CO<sub>2</sub>, починають діяти ентропоосмотичні довільні надплинні потоки води у тонкі пори глинистих відкладів, в яких вода є зв'язаною і має дуже високий рівень CO<sub>2</sub>. Зауважимо, що підземні звукові, сейсмічні і електричні хвилі час від часу інтенсифікують ентропоосмотичні потоки [1]. Крім того, надходження у сольовий або глинистий пласт разом з водою молекул метану додатково підвищує рівень CO<sub>2</sub> і відповідно тиск у порах і тріщинах пласта, що може привести до руйнування пластів, що перекривають потужні глинисті або соляні пласти, і започаткувати зростання глиняного або соляного діапіру [19,20].

Найбільш вражаючий приклад довільного надплинного потоку, який породжує процес самоорганізації речовини та енергії – це зародження та зростання кристалу. В сучасній науці досі не існує несуперечливої моделі утворення кристалів. В роботі [21] запропонована модель утворення кристалу внаслідок дії ентропоосмосу. Цю модель за аналогією моделі надплинного гелію-II Л.Д. Ландау, можна назвати дворідинною: в ній активною і надплинною компонентою є розчинник, а пасивною – просто мінералізована вода. Відомо [4], що колективний рух у рідинах і прояв ентропоосмосу зумовлені існуванням тривимірної мережі міжмолекулярних зв'язків у рідині. У розчинах солей, згідно з М.К. Хрипун [22], існує концентраційна точка інверсії, коли мережу структурних зв'язків утворюють вже не молекули води, а молекули солі, і функції розчинника перебирають на себе сиботаксичні групи (свого роду кванти), складені з молекул солі. При цьому до нового розчинника переходить здатність утворювати ентропоосмотичні потоки, які при наявності зародкової фази формують кристал вже з готових квантів кристалічної структури. Ентропоосмотичний потік, який втискає готовий фрагмент у кристалічну решітку, передає свою енергію кристалу, що зростає. Як зазначив Бойделл [23], немає такої сили, котра могла б протидіяти росту кристалу, що знаходиться у контакт з власним пересиченим розчином. Бекке [23] запропонував назвати тиск кристалу, що зростає, «силою кристалізації», а Ескола - «силою форми» [23]. В черговий раз підкреслимо, що енергія, яка забезпечила виконання роботи з формування кристалу, а також породила тиск зростаючого кристала - це енергія теплового руху сиботаксичних груп, яка ентропоосмосом впорядкована у довільний надплинний потік.

Ще один приклад існування дворідинної моделі надплинної рідини можна знайти в експерименті К.Ф.В. Людвіга. У другій половині XIX століття німецький фізіолог К.Ф.В. Людвіг описав свій феноменальний експеримент: висушений свинячий міхур опустили у насичений розчин солі, в результаті чого міхур всмоктав раніше втрачену вологу, а з водного розчину випали кристали солі. Елементарний аналіз із застосуванням звичайної логіки показує, що після початкового змочування і утворення першого гідратного шару у порах міхура далі відбулись наступні процеси:

- аномальна дифузія (надходження води з розчину солі в об'єм з прісною водою);
- довільне очищення (опріснення) води;
- надходження енергії і зростання тиску у порах міхура;
- самоорганізація молекул солі і утворення кристалів, а також самоорганізація молекул води в порах міхура в ущільнені і впорядковані структури.

Всі перелічені процеси діють всупереч ДНТ. Мабуть через це класична наука більше століття не наважувалася дати пояснення цьому експерименту. Для даного дослідження являє інтерес те, що у насиченому розчині солі (будемо вважати його дворідинною субстанцією) об'єднані мережею міжмолекулярних зв'язків сиботаксичні групи солі являють собою надплинну компоненту, що активно рухається згідно зі своїм градієнтом CO<sub>2</sub> і утворює кристали, а молекули води, зв'язані переважно з молекулами солі, лише поблизу гідрофільних пор міхура відриваються від молекул солі і утворюють ще одну надплинну компоненту, яка без тертя довільно рухається згідно зі своїм градієнтом CO<sub>2</sub> у пори міхура. Всі ці процеси забезпечує енергією тепловий рух структурних елементів системи, перетворений у впорядковані потоки поблизу зародків кристалів і гідрофільної поверхні пор міхура.

**Висновки.**

Спираючись на проведені дослідження довільного руху як в лабораторіях, так і безпосередньо в оточуючій природі, можна впевнено стверджувати, що:

- ентропоосмос - це явище, яке супроводжує реалізацію довільного надплинного руху рідин у природі;

- сам ентропоосмос можна охарактеризувати як довільний надплинний потік рідини, обумовлений надходженням інформації ззовні. Для цього явища притаманні у всіх випадках прояв довільного характеру руху і відсутність втрат енергії на тертя.

*Список літератури*

1. *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.

2. *Капица Л.П.* Когда такой случай подвернулся, нельзя было упускать [Текст] / *Л.П. Капица* // Химия и жизнь. – 1987. – № 11. – С. 44-53.

3. *Васильченко А.А.* Концептуальная модель нелинейного фильтрационного эффекта [Текст] / *А.А. Васильченко* // В сб.: Тез. докл. II Всес. научн.-техн. конф. "Вскрытие нефтегазовых пластов и освоение скважин". – М., 1988. – С. 320-321.

4. *Васильченко А.О.* Теорія довільного руху рідин: від дифузії до ентропоосмосу [Текст] / *А.О. Васильченко, М.В. Боровик* // Питання розвитку газової промисловості України: наук.-виробн. зб. Вип. XLVI. – Х.: УкрНДІгаз, 2018. – С. 195-206.

5. *Стенли Х.* Критические явления: прошлое, настоящее и «будущее» [Текст] / *Х. Стенли, А. Конильо, У. Клейн и др.* // Синергетика. Сборник статей под ред. ак. Б.Б. Кадомцева. – М.: Мир, 1984. – С. 41-63.

6. Сверхтекучесть гелия (полная версия) [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://www.youtube.com/watch?v=MkhvK\\_CL1UM](https://www.youtube.com/watch?v=MkhvK_CL1UM).

7. Свойства жидкого гелия – доклад академика П.Л. Капицы [Електронний ресурс]: «Природа», N 12, 1997.

8. Сверхтекучесть [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>.

9. Сверхтекучесть. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.booksite.ru/fulltext/1/001/008/100/169.htm>.

10. Сверхтекучесть. Физическая энциклопедия [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://femto.com.ua/articles/part\\_2/3540.htm](http://femto.com.ua/articles/part_2/3540.htm).

11. *Гинзбург В.Л.* Сверхтекучесть и сверхпроводимость во Вселенной [Текст] / *В.Л. Гинзбург* // Успехи физических наук. Т.97. – 1969. – № 4.

12. *Куликов Г.В.* О механизмах движения подземных вод глубоких зон [Текст] / *Г.В. Куликов, Г.С. Вартамян* // Гидрогеология. В сб. Докл. 27 Межд. геол. конгресса. Т.16. – М.: Наука. – С. 10-15.

13. *Васильченко А.А.* Новая модель осмоса и интенсификация процессов на полупроницаемых мембранах. [Текст] / *А.А. Васильченко* // В сб.: Тез. докл. Всес. научн. конф. "Повышение эффективности, совершенствование процессов и аппаратов химических производств". Том IV. – Харьков, 1985. – С. 73.

14. Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.15.10 / *А.О. Васильченко*; Івано-Франків. держ. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2001. – 20 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [info@disser.com.ua](mailto:info@disser.com.ua).

15. *Вант-Гофф Я.Г.* Роль осмотического давления в аналогии между растворами и газами. [Текст] / *Я.Г. Вант-Гофф* // Избранные труды по химии. – М.: Наука, 1984. – С. 212-237.

16. *Серов И.Н. и др.* Эффекты дальнего действия в микро- и наноразмерных структурах [Електронний ресурс] – Режим доступу: [www.aires.spb.ru](http://www.aires.spb.ru).

17. *Войтенко В.С.* Управление горным давлением при бурении скважин [Текст] / *В.С. Войтенко*. – М.: Недра, 1985. – 181 с.

18. *Аветисян Н.Г.* Прогнозирование осмотических процессов и их последствий при бурении скважин [Текст] / *Н.Г. Аветисян, В.Ю. Шеметов* // РНТС: сер. Бурение. – М.: ВНИ-ИОЭНГ, 1979. – № 10. – С. 8-10.

19. Васильченко А.А. Физико-химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах [Текст] / А.А. Васильченко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXVI. – Х.: УкрНДІгаз, 1998. – С. 23-33.
20. Васильченко А. Джерело енергії росту соляних діпнів [Текст] / А. Васильченко, О. Черняков // Геолог України. – 2007. – №4. – С. 86-90.
21. Васильченко А.О. (2014). Кристали газогідратів – результат самоорганізації речовини та енергії [Текст] / А.О. Васильченко // Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. – № 1(3). С. 149-160.
22. Хрипун М.К. "Парадоксы" концентрированных растворов [Текст] / М.К. Хрипун / В кн. Химия - традиционная и парадоксальная. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1985. – С. 42-69.
23. Раст Н. Образование центров кристаллизации и рост метаморфических минералов [Текст] / Н. Раст / В кн.: Природа метаморфизма. – М.: Мир, 1967. – С. 78-108.

Надійшла до редакції 17.02.20

## ЗМІСТ

### ГЕОЛОГІЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

*К.О. Безрук, Г.І. Троянова*

Особливості прогнозу пластових температур та тиску у приштоковій зоні  
Медведівського штоку Котлярівсько-Медведівської групи родовищ..... 3

*В.В. Самойлов, Г.І. Троянова*

Гідрогеохімічні особливості пластових вод візейських відкладів Степового родовища..... 9

*С.Ф. Поверєнний, А.Й. Лур'є, О.В. Піддубна*

Дослідження змін мінералізації рідин, що насичують зразки під час лабораторних  
дослідів, і вплив цього процесу на визначення колекторських властивостей порід..... 12

*Г.І. Троянова, В.В. Самойлов, К.О. Безрук*

Оцінка умов експлуатації та аналіз обводнення свердловин Максальського родовища..... 21

*А.Г. Комаров, Є.С. Стрілець, Т.М. Зося*

Удосконалення методики розрахунку визначення продуктивних характеристик  
нафтових свердловин..... 29

*А.Г. Комаров, Є.С. Стрілець*

Особливості обводнення та оцінка видобувних можливостей свердловини № 203  
Березівського ГКР..... 35

*В.В. Хорішко, І.Г. Смилов*

Прогноз пластових температур та тисків у розрізі Руслового об'єкту  
Сахновщинської площі..... 38

### БУРІННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

*М.В. Боровик, М.М. Романів, А.А. Лиско, А.П. Вовк, Ю.І. Мілютенко, М.С. Грига*

Перспективи застосування розчинів на неводній основі (РНО)..... 43

*А.І. Васько*

Розроблення методики визначення бурового індексу анізотропії для оптимізації  
процесу викривлення свердловин..... 50

*А.А. Лиско, Ю.І. Мілютенко, Н.М. Німець, Г.В. Полякова, А.Ю. Разінков,  
О.Ю. Чайковська*

Впровадження оперативного моніторингу обсягів утворення відходів буріння  
свердловин – фундамент для зменшення впливу на довкілля..... 56

*М.В. Боровик, А.О. Васильченко, М.М. Романів, А.А. Лиско, А.П. Вовк*

Високоєфективний вапняно-силікатний буровий розчин (ВСР)  
для нестійких відкладень..... 60

*А.О. Васильченко, М.В. Боровик*

Проблеми кріплення свердловин і варіанти їх вирішення..... 66

*А.О. Васильченко, М.В. Боровик*

Самоорганізація молекул у комплекси – перспективний напрямок створення реагентів  
для бурових розчинів..... 72

## **ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

*А.П. Мельник, С.В. Кривуля, А.В. Литвиненко, К.М. Діхтенко*

Дослідження вилучення нафти з використанням ІЧ-спектрометрії..... 79

*А.П. Мельник, Л.М. Кузнецова, К.М. Діхтенко*

Про дослідження корозійного стану газопромислового обладнання на сірководневих  
родовищах природного газу..... 85

*Є.В.Троцька, М.В. Зеленський, В.Л. Отрішко, М.С. Ліннягов*

Ліквідація міжколонного тиску за допомогою герметизуючого складу..... 92

*Р.В. Шимановський, К.М. Діхтенко, Д.О. Дегтярьов*

Дослідження захисних властивостей інгібітора корозії у середовищах  
нафтогазопереробного обладнання Шебелинського відділення з переробки  
газового конденсату та нафти..... 99

## **ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

*Ю.А. Олійник, О.В. Праско, О.С. Мосін, Н.Б. Михайликова*

Розрахунок розходу паливного газу на компресорній станції..... 105

*Р.В. Шимановський, С.М. Стецюк, В.А. Коляденко, І.О. Шапар, Д.В. Усіченко*

Застосування технології вилучення рідини з газопроводу під тиском за допомогою  
з'ємного дренажного пристрою..... 112

## **ЕКОЛОГІЯ**

*Л.О. Бєлова*

Обґрунтування зменшення розмірів санітарно-захисної зони для промислових  
об'єктів АТ «Укргазвидобування»..... 118



*Л.С. Бороденко, Н.Д. Бутенко, Н.В. Козир, Н.М. Німець*

Гігієнічна атестація робочих місць за умовами праці. Пріоритетні напрямки..... 122

### **ІНФОРМАЦІЙНІ ПОВІДОМЛЕННЯ**

Височанський Іларіон Володимирович (до 85-річчя від дня народження)..... 126

*Г.М. Савченко, М.А. Попов*

Аналіз досвіду міжнародних компаній з питань захисту прав інтелектуальної власності..... 128

*А.О. Васильченко, М.В. Боровик*

Інформаційне забезпечення процесу спорудження свердловин і ефективність сучасної технології подолання газопроявів..... 132

*А.О. Васильченко*

Універсальні принципи інтенсифікації довільного руху матеріальної субстанції..... 143

*А.О. Васильченко*

Довільний рух матеріальної субстанції і ефект надплинності..... 155

# **Питання розвитку газової промисловості України**

*Науково-виробничий збірник*

*Випуск XLVIII*

**Геологія газових і газоконденсатних родовищ**

**Буріння газових свердловин**

**Видобування природного газу**

**Транспортування природного газу**

**Екологія**

**Інформаційні повідомлення**

Підп. до друку 21.12.2020. Формат 60 x 84 1/8.

Надруковано у відділі ІТЗВНДтаДКР УкрНДІгазу.  
Обсяг 10,56 ум. друк. арк. Тираж 500 прим.  
Замовлення № 156.

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.