

# РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ 4 (89) 2023

*Всеукраїнський щоквартальний  
науково-технічний журнал  
Видається з жовтня 2001 р.*

Свідоцтво про державну реєстрацію  
КВ № 15835–4307ПР  
видане Міністерством юстиції України  
16 жовтня 2009 р.

Журнал включено до переліку  
наукових фахових видань  
категорії «Б»  
на підставі наказу МОН України  
від 28 грудня 2019 р. № 1643

Ідентифікатор у Реєстрі суб'єктів  
у сфері медіа R30–01428  
згідно з Рішенням  
№ 1154 від 26 жовтня 2023 р.

*У журналі публікуються  
матеріали за результатами  
наукової і виробничої діяльності  
у сфері нафтогазопромислового  
комплексу.*

*Відповідальність за достовірність  
наведених даних несуть  
автори публікацій.  
Передрук статей – тільки  
з дозволу редакції.*

Підписано до друку 30.12.2023 р.  
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.  
Папір «SvetoCory», new, 80 г/м<sup>2</sup>.  
Наклад 300 примірників.

Видавництво Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна  
тел. (0342) 547430, факс (0342) 547139,  
<http://nung.edu.ua>, e-mail: [public@nung.edu.ua](mailto:public@nung.edu.ua)  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців  
ІФ № 18 від 12.03.2002 р.

---

## З М І С Т

---

### *Техніка і технології*

---

- 7 Підвищення ефективності  
гідралічного розриву пласта у свердловинах  
на виснажених газових покладах  
*Р. М. Кондрат, Л. І. Матіішин*
- 14 Енергоефективність роботи  
“гарячих” нафтопроводів  
в умовах неповного завантаження  
*В. Я. Грудз, Н. М. Запухляк, В. Б. Запухляк,  
І. Р. Микитюк, Л. М. Качан*

---

### *Дослідження і методи аналізу*

---

- 26 Дослідження впливу геометричної форми  
та матеріалу поршнів на ефективність  
очищення трубопроводів  
*С. М. Стецюк, Я. В. Дорошенко, Р. В. Бондаренко,  
О. О. Філіпчук, Ю. І. Дорошенко*
- 44 Дослідження впливу технологічних чинників  
на період вилучення геотермальної енергії  
*О. Р. Кондрат, О. Р. Шишкін*
- 50 Підвищення ефективності розробки  
газових покладів в умовах нерівномірного  
споживання газу  
*О. Р. Кондрат, П. В. Горобець*

---

### *Наука — виробництву*

---

- 58 Особливості розрахунку процесу  
підігріву бітуму до технологічно необхідної  
температури  
*С. Я. Григорський, Н. Я. Дрінь, О. В. Іванов,  
А. В. Грицанчук, Т. Ю. Пиріг, О. М. Бортняк*
- 68 Породи-колектори олігоцену  
Кросненської зони Складчастих Карпат  
*О. М. Остап, В. Г. Омельченко, А. В. Локтєв,  
Т. В. Калиній*

**Особливості геофізичного моніторингу поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів** 79

*І. О. Федак, Р. М. Малик, Р. М. Василина,  
В. А. Усков*

## РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

**4 (89) 2023**

**Головний редактор:**

**Кондрат О. Р.,** д-р техн. наук

**Відповідальний секретар:**

**Грицанчук А. В.,** канд. техн. наук

### **РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:**

**Багрій С. М.,** канд. геол. наук

**Біщак Р. Т.,** канд. техн. наук

**Величкович А. С.,** канд. техн. наук

**Витязь О. Ю.,** д-р техн. наук

**Віра В. В.,** канд. техн. наук

**Гедзик Н. М.,** канд. техн. наук

**Джус А. П.,** д-р техн. наук

**Добротворський С. С.,** д-р техн. наук

**Долгов М. А.,** д-р техн. наук

**Дреус А. Ю.,** д-р техн. наук

**Здерка Т. В.,** канд. геол. наук

**Іванов В. О.,** канд. техн. наук

**Касіянчук Д. В.,** канд. геол. наук

**Кондрат Р. М.,** д-р техн. наук

**Корнута В. А.,** канд. техн. наук

**Криштопа С. І.,** д-р техн. наук

**Кузьменко Е. Д.,** д-р геол.-мінерал. наук

**Куровець С. С.,** д-р геол. наук

**Мислюк М. А.,** д-р техн. наук

**Мойсишин В. М.,** д-р техн. наук

**Панчук В. Г.,** д-р техн. наук

**Петрина Д. Ю.,** д-р техн. наук

**Піріг Т. Ю.,** канд. техн. наук

**Савик В. М.,** канд. техн. наук

**Семенюк Ю. В.,** д-р техн. наук

**Студент М. М.,** д-р техн. наук

**Судаков А. К.,** д-р техн. наук

**Судакова Д. А.,** канд. техн. наук

**Тяпкін О. К.,** д-р геол. наук

**Удалов І. В.,** д-р геол. наук

**Федоришин Д. Д.,** д-р геол. наук

**Хомин В. Р.,** д-р геол. наук

**Чепурна Т. Б.,** канд. геол. наук

**Шлапак Л. С.,** д-р техн. наук

**Jacko Stanislav,** PhD (Словаччина)

**Kotwica Krzysztof,** PhD (Польща)

**Piestrzynski Adam,** Dr. hab. (Польща)

**Ziaja Jan Dariusz,** Dr. hab. (Польща)

### **Адреса редакції:**

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15  
Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу  
тел.: (0342) 50-77-96  
тел./факс: (0342) 54-58-26  
eл.пошта: redactor@nung.edu.ua  
redntv@nung.edu.ua  
<http://rmngr.nung.edu.ua>

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

4 (89) 2023

*All-Ukrainian quarterly  
scientific and technical journal  
Published since October 2001*

The State Registration Certificate  
KB № 15835–4307ПР  
issued by the  
Ministry of Justice of Ukraine  
on October 16, 2009

The journal is included in the list  
of scientific specialized publications  
category «B»  
under the Decree of  
Ministry of Education of Ukraine  
dated December 28, 2019 No. 1643

Identifier in the Register of entities  
in the field of media R30–01428  
according to the Decision  
No 1154 of October 26, 2023

*Works due to the results of scientific and field  
activities in the sphere of oil and gas industry  
are published in the journal.  
The authors of works are responsible  
for the authenticity of published data.  
The reprinting of the articles is allowed only  
when there is a publishing house permission.*

Approved for publication of 30.12.2023  
Printed layout 60×84 1/8. Offset printing.  
Paper «SvetoCopy», new, 80 g/m<sup>2</sup>.  
Pressrun is 300 copies.

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
Publishing House  
15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine  
tel. (0342) 547430, fax (0342) 547139,  
<http://nung.edu.ua>, e-mail: [public@nung.edu.ua](mailto:public@nung.edu.ua)  
The journal is listed in the State Publishers' Record  
(ІФ № 18 of 12.03.2002)

---

## CONTENTS

---

---

### *Technique and technology*

---

- 7 Increasing the efficiency of hydraulic fracture  
of the form in wells on depleted gas reservoirs  
*R. M. Kondrat, L. I. Matiishyn*
- 14 Energy efficiency of the operation  
of "hot" oil pipelines in under-load  
conditions  
*V. Ya. Hrudz, N. M. Zapukhliak, V. B. Zapukhliak,  
I. R. Mykytiuk, L. M. Kachan*

---

### *Research and methods of analysis*

---

- 26 Investigation of the influence geometric shape  
and material of the pigs on the efficiency  
of pipeline cleaning  
*S. M. Stetsiuk, Ya. V. Doroshenko, R. V. Bondarenko,  
O. O. Filipchuk, Yu. I. Doroshenko*
- 44 Study of the influence of technological factors  
on the period of extraction of geothermal energy  
*O. R. Kondrat, O. R. Shishkin*
- 50 Increasing the efficiency of development  
gas deposits in conditions of uneven gas  
consumption  
*O. R. Kondrat, P. V. Horobets*

---

### *Science — production*

---

- 58 Features of the calculation of the process  
of heating the bitumen to the technologically  
necessary temperature  
*S. Ya. Grigorskyi, N. Ya. Drin, O. V. Ivanov,  
A. V. Hrytsanchuk, T. Yu. Pyrig, O. M. Bortniak*
- 68 Oligocene reservoir-rocks within  
Krosno zone of Folded Carpathians  
*O. M. Ostash, V. H. Omelchenko, A. V. Loktiev,  
T. V. Kalynyi*

---

# CONTENTS

---

- Features of geophysical monitoring of current oil and gas saturation of productive layers 79  
*I. O. Fedak, R. M. Malik, R. M. Vasylyna, V. A. Uskov*

## PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 4 (89) 2023

**Editor in Chief:**

**Kondrat O. R.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Executive Secretary:**

**Hrytsanchuk A. V.**, Cand. Sc. (Tech.)

### **EDITORIAL BOARD:**

**Bagriy S. M.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Bishchak R. T.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Velychkovych A. S.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Vytyaz O. Yu.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Vira V. V.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Hedzyk N. M.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Dzhus A. P.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Dobrotvorskyi S. S.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Dolgov M. A.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Dreus A. Yu.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Zderka T. V.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Ivanov V. O.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Kasiyanchuk D. V.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Kondrat R.** Dr. Sc. (Tech.)

**Kornuta V. A.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Kryshchak S. I.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Kuzmenko E. D.**, Dr. Sc. (Geol. and Mineral.)

**Kurovets S. S.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Myslyuk M. A.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Moisyshyn V. M.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Panchuk V. H.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Petryna D. Yu.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Pyrig T. Yu.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Savyk V. M.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Semenyuk Yu. V.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Student M. M.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Sudakov A. K.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Sudakova D. A.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Tiapkin O. K.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Udalov I. V.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Fedoryshyn D. D.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Khomyn V. R.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Chepurna T. B.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Shlapak L. S.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Jacko Stanislav**, PhD (Slovakia)

**Kotwica Krzysztof**, PhD (Poland)

**Piestrzynski Adam**, Dr. hab. (Poland)

**Ziaja Jan Dariusz**, Dr. hab. (Poland)

### **The Address of the Editorial Office:**

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

tel.: (0342) 50-77-96

fax: (0342) 54-58-26

e-mail: [redactor@nung.edu.ua](mailto:redactor@nung.edu.ua)

[redntv@nung.edu.ua](mailto:redntv@nung.edu.ua)

<http://rmgr.nung.edu.ua>

# Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.69628/pdogf/4.2023.07

## ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА У СВЕРДЛОВИНАХ НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДАХ

Р. М. Кондрат, Л. І. Матійшин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

Подано причини низькодебітності газових свердловин на виснажених газових покладах, до яких відносяться низька природна проникність продуктивних пластів і забруднення привибійної зони твердою фазою і рідиною. Наведено методи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин, серед яких для низькопроникних пластів і у разі погіршення стану привибійної зони на увагу заслуговує гідравлічний розрив пласта (ГРП). Охарактеризовано звичайний і потужний ГРП, технологію їх проведення, сферу застосування, використовувані матеріали, хімічні речовини і технологічну ефективність. Під час проведення ГРП у свердловинах на глибинах понад 600 м, до яких приурочені основні розвідані запаси газу, переважно утворюватимуться вертикальні і близькі до вертикальних тріщини. У випадку, коли товщина пласта є невеликою, вертикальні тріщини можуть пошкодити цементний камінь за експлуатаційною колоною, що на виснажених газових покладах сприятиме виникненню провідних каналів із газового покладу у верхні горизонти. Якщо утворена тріщина буде вертикальною, приплив газу до свердловини здійснюватиметься в одному напрямі – по тріщині, а інші об'єми присвердловинної зони пласта в радіусі тріщин будуть охоплені фільтрацією не повною мірою. Для підвищення ефективності ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах запропоновано створювати горизонтальну тріщину у невеликих за товщиною пластах або кілька вертикальних тріщин у пластах великої товщини шляхом попередньої гідропіскоструминної перфорації (ГПП) або газогідропіскоструминної перфорації (ГГПП). При попередньому створенні горизонтальних каналів у привибійній зоні насосно-компресорні труби (НКТ) з перфоратором поступово повертають на певний кут, а при створенні вертикальних каналів їх поступово піднімають на певну висоту. Після створення перфораційних каналів проводять ГРП. Послідовне проведення гідропіскоструминної перфорації і ГРП дає можливість створити у привибійній зоні сітку тріщин підвищеної протяжності у заданих напрямках. З використанням відомих аналітичних залежностей визначено довжину окремих перфораційних каналів під час газогідропіскоструминної перфорації за діаметра насадок у перфораторі 4,5 і 6 мм і радіус тріщини при проведенні ГРП. Оцінено ступінь збільшення дебіту газу окремо від проведення ГГПП і ГРП від їх послідовного їх проведення.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, експлуатація, дебіт, інтенсифікація, перфораційний канал, тріщина.

The reasons for the low production rate of gas wells in depleted gas reservoirs are presented, including low natural permeability of productive formations and contamination of the bottomhole zone with solid phase and liquid. The methods of gas inflow stimulation to the bottom of wells are presented, among which hydraulic fracturing (HF) is worthy of attention for low permeability formations and deterioration of the bottomhole zone. The essence of hydraulic fracturing is described. Conventional and high-power hydraulic fracturing, its technology, scope, materials and chemicals used, and technological efficiency are characterized. During hydraulic fracturing in wells at depths of more than 600 m, to which the main proven gas reserves are confined, vertical and near-vertical fractures will mainly form. With a small reservoir thickness, vertical fractures can damage the cement stone behind the production casing, which in depleted gas reservoirs will help create conductive channels from the gas reservoir

to the upper horizons. With a vertical fracture, gas flow to the well will be in one direction along the fracture and other volumes of the wellbore zone within the fracture radius will not be fully covered by filtration. To improve the efficiency of hydraulic fracturing in wells in depleted gas reservoirs, it is proposed to create a horizontal fracture in thin formations or several vertical fractures in formations of large thickness by preliminary hydraulic sandblasting perforation (HSP) or gas hydrosandblasting perforation (GHBP). When preliminary creating horizontal channels in the bottomhole zone, tubing with a perforator is gradually rotated to a certain angle, and when creating vertical channels, they are gradually raised to a certain height. After the perforation channels are created, hydraulic fracturing is performed. With the sequential use of hydraulic sandblasting perforation and hydraulic fracturing, it is possible to create a grid of cracks of increased length in the bottomhole zone in the specified directions. Using known analytical dependences, the length of individual perforation channels during gas-hydro-sandblasting perforation with a nozzle diameter of 4.5 and 6 mm in the perforator and the fracture radius during hydraulic fracturing were determined. The degree of increase in gas flow rate separately from hydraulic fracturing and hydraulic fracturing from their sequential implementation is estimated.

Keywords: reservoir, well, gas, operation, flow rate, intensification, perforation channel, fracture.

### **Вступ**

Поточний видобуток газу з покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення значною мірою залежать від продуктивної характеристики свердловин. На багатьох газових покладах видобувні свердловини експлуатуються з відносно невеликими дебітами газу. Причинами низькодебітності свердловин, поряд зі зниженням пластового тиску на виснажених покладах, можуть бути природна низька проникність газоносних пластів і скупчення у привибійній зоні частинок твердої фази і рідини. В цих умовах для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин необхідно очистити привибійну зону пласта від забруднень і підвищити її проникність порівняно з природним її значенням.

### **Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень**

Відомі методи збільшення дебітів свердловин поділяються на хімічні (кислотні оброблення), фізичні (теплові оброблення, оброблення поверхнево-активними речовинами чи вуглеводневими розчинниками), механічні (гідралічний розрив пласта, гідропіскоструминна і додаткова кумулятивна перфорація, віброоброблення, створення багаторазових миттєвих депресій і репресій на пласт з використанням струменневих апаратів, кавітаційно-пульсаційне діяння на пласт), комплексні (термохімічні оброблення, гідрокислотний розрив пласта, термогазохімічне діяння, ударно-хвильове діяння за допомогою електророзрядного і реагентно-акустичного впливу, газохімічне оброблення з використанням енергії вибухових матеріалів) [1-4,12-13].

До високоефективних методів підвищення продуктивної характеристики свердловин відноситься гідралічний розрив пласта. Суть ГРП полягає у створенні і розвитку нових або розширенні існуючих тріщин у пласті внаслідок нагнітання в свердловину рідини або піни при

високому тиску з подальшим закріпленням тріщини розклинювальним високопроникним матеріалом (пісок, пропант).

Розрізняють звичайний і потужний ГРП [2]. Під час звичайного ГРП ньютонівськими рідинами або рідинами із слабо вираженими неньютонівськими властивостями розвиваються глибокі (50-100 м) вертикальні тріщини невеликої висоти (до 10 м) і ширини (до 5 мм) углиб продуктивного пласта. Тріщини ГРП закріплюють кварцовим піском з невисокими концентраціями в рідині-пісконосії. Під час ГРП різко збільшується тиск на гирлі свердловини внаслідок «самовільного мостоутворення» і випадання піску в тріщині, яке зумовлює припинення процесу.

Технології звичайних ГРП передбачають неглибоке закріплення тріщин і забезпечують дво-, трикратне збільшення поточного дебіту нафтових, газових або приймальності нагнітальних свердловин у низькопроникних (до 0,05 мкм<sup>2</sup>) пластах товщиною не менше п'яти метрів, які залягають на глибинах до 3500 м, а також у пластах з дещо більшою проникністю або з дуже забрудненою привибійною зоною.

Процес потужного ГРП (ПГРП) проводиться в два етапи: спочатку малий ГРП з нагнітанням у пласт 30-70 м<sup>3</sup> рідини (пластової води, гелю) – для визначення тиску розриву та проникності пласта, прогнозування процесу розвитку тріщини, оцінки можливості проведення головного ГРП і уточнення його основних технологічних параметрів та ефективності. Потім виконується головний ГРП, під час якого в пласт нагнітається рідина розриву (гель) з витратою 2,0-3,6 м<sup>3</sup>/хв, а за нею – 50-150 м<sup>3</sup> пульпи, тобто гелю з 6-25 т пропанту чи піску з концентрацією 250-600 кг/м<sup>3</sup>, далі нагнітають протискувальну рідину.

Процес ПГРП вигідно відрізняється від ГРП значно меншою потребою у кількості пульпи-гелю із закріплювачем, а отже, скоро-

ченням тривалості процесу у 4-12 разів, майже удвічі меншою гідровтратою під час руху по НКТ до пласта, а, значить, зниженням тиску на гирлі до 30 МПа; високими витратами до  $3,6 \text{ м}^3/\text{хв}$ , поступовим підвищенням концентрації закріплювача в пульпі в межах  $100\text{-}600 \text{ кг}/\text{м}^3$ , що забезпечує закріплення тріщини щільністю  $1\text{-}5 \text{ кг}/\text{м}^2$  на одиницю поверхні. Під час ПГРП розкривається значно коротша та ширша тріщина, краще запакована закріплювачем, ніж за звичайного ГРП, а довжина тріщини досягає 40-200 м. Після проведення ПГРП дебіт свердловин зростає до 450 %, а за звичайного ГРП – 130-180 % [2,5,8, 9].

За технологічними схемами розрізняють такі види ГРП: однократний (під тиском нагнітання рідини під час ГРП перебувають усі розкриті пласти), скерований (поінтервальний) (обробляється лише один вибраний пласт або прошарок), багатократний (здійснюється діяння послідовно на кожний окремих пласт або прошарок) [6-7, 9-10].

В неглибоких (до 600 м) свердловинах зазвичай утворюються горизонтальні тріщини, а в глибоких свердловинах - вертикальні і близькі до вертикальних тріщини. Основні розвідані прогностичні запаси газу в Україні знаходяться на глибинах понад 600 м. У процесі проведення ГРП у свердловинах на глибокозалеглих покладах будуть утворюватися вертикальні і близькі до вертикальних тріщини. У випадку виникнення вертикальної тріщини приплив газу до свердловини здійснюватиметься в одному напрямі – по тріщині, і не повною мірою будуть охоплені фільтрацією інші об'єми присвердловинної зони пласта в радіусі тріщини. У разі невеликих за товщиною пластів тріщини можуть пошкодити цементний камінь за експлуатаційною колоною, що сприятиме виникненню провідних каналів з газового покладу у верхні горизонти. Відомі технології ГРП не забезпечують створення у привибійній зоні пласта тріщин у заданих площинах (напрямах) і у різній кількості.

Щоб підвищити ефективність ГРП у свердловинах на виснажених покладах, рекомендовано створювати горизонтальну тріщину у невеликих за товщиною пластах або кілька вертикальних тріщин шляхом попереднього проведення гідропіскоструминної перфорації (ГПП) або газогідропіскоструминної перфорації (ГГПП). Ефективнішою є газогідропіскоструминна перфорація завдяки більшій глибині і меншому забрудненню перфораційних каналів [11, 13-14]. Водночас, при додаванні азоту в пульпу рідини з піском виникає можливість

застосування ГГПП у свердловинах з більшою глибиною залягання перфораційних пластів.

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на велику кількість досліджень з метою вдосконалення технології ГРП, проблема підвищення ефективності проведення ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах є дуже актуальною. Дана проблема пов'язана з тим, що відомі технології ГРП не забезпечують утворення тріщин у заданих площинах. Тому при проведенні ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах невеликої товщини у разі утворення вертикальної тріщини можливі пошкодження цементного каменю за експлуатаційною колоною із створенням каналів для перетікання газу у верхні горизонти. При проведенні ГРП зазвичай утворюється одна тріщина, якою газ припливає до свердловини, і майже відключається з фільтрації значний об'єм присвердловинної зони у радіусі тріщини. Наведене послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

### Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є вдосконалення технології гідралічного розриву пласта у свердловинах на виснажених газових покладах створенням у привибійній зоні пласта тріщини збільшеного радіусу у заданій площині. Поставлена мета досягається створенням горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини або кількох вертикальних тріщин у різних площинах навколо свердловини у пластах великої товщини шляхом попереднього проведення гідропіскоструминної або газогідропіскоструминної перфорації. При створенні горизонтальної тріщини НКТ з перфоратором після вироблення перфораційних каналів послідовно повертають на певний кут і повторюють процес перфорації, а при створенні вертикальних каналів їх послідовно переміщують на певну висоту. У разі створення кількох вертикальних тріщин процес перфорації повторюють у заданих площинах. Після створення перфораційних каналів проводять ГРП. Передбачається, що під час ГРП під дією тиску рідини розриву будуть частково зруйновані перетинки породи між каналами і створена суцільна тріщина у більшій частині присвердловинної зони. При створенні горизонтальних і вертикальних тріщин збільшується площа фільтрації газу і зростає проникність привибійної зони. Водночас зростає довжина тріщини, оскільки тиск рідини розриву передається перфораційними каналами на більшу від-

стань від свердловини. В результаті покращується продуктивна характеристика свердловини.

**Висвітлення основного матеріалу дослідження**

Технологічна ефективність запропонованої технології ГРП у свердловинах на виснажених газових покладах, яка полягає у створенні горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини або кількох вертикальних тріщин у пластах великої товщини шляхом послідовного проведення газогідропріскоструминної перфорації і ГРП, оцінена за результатами визначення довжини перфораційних каналів і радіусу тріщини. Дослідження виконано на прикладі видобувної газової свердловини на реальному родовищі з такими параметрами: глибина свердловини – 2880 м; розкрита товщина пласта – 21 м; умовний діаметр експлуатаційної колони – 0,145 м; товщина стінки експлуатаційної колони – 0,0106 м; поточний пластовий тиск –  $25,66 \cdot 10^6$  Па; коефіцієнт проникності пласта – 0,01 Д (10 мД); радіус контуру живлення (половина відстані до сусідніх свердловин) – 500 м; радіус свердловини за долотом – 0,1 м.

Під час проведення газогідропріскоструминної перфорації (ГГПП) максимальну глибину перфораційного каналу  $l_{max}$  і глибину каналу  $l_t$ , утворену за час  $t$ , можна визначити за формулами [1]:

$$l_{max} = d_o \cdot C \left[ (1,15 + 1,85 \cdot \psi_2) \left( \frac{u_0}{u_{0H}} \right) - 1 \right]; \quad (1)$$

$$l_t = d_o \cdot C \left[ (1,15 + 1,85 \cdot \psi_2) \left( \frac{u_0}{u_{0H}} \right) \cdot f_{0t} - 1 \right]; \quad (2)$$

де  $d_o$  – діаметр насадки ( $d_o = 4,5$  та  $6$  мм);  
 $C$  – константа для заданих умов перфорації (відкриті, закриті),  $C = 1,14$  – для ГГПП;  
 $\psi_2$  – газовміст,  $\psi_2 = 0,3$ ;  
 $u_0$  – швидкість витікання з насадки,  $u_0 = 150 - 200$  м/с;  
 $u_{0H}$  – початкова швидкість різання, що залежить від міцності порід,  $u_{0H} = 8,4$  м/с;  
 $f_{0t}$  – функція часу вироблення каналу,  $f_{0t} = 0,55$ .

Для діаметра насадки 4,5 мм отримаємо:

$$l_{max} = 0,0045 \cdot 1,14 \left[ (1,15 + 1,85 \cdot 0,3) \left( \frac{192}{8,4} \right) - 1 \right] = 0,1948 \text{ м};$$

$$l_t = 0,0045 \cdot 1,14 \left[ (1,15 + 1,85 \cdot 0,3) \left( \frac{192}{8,4} \right) \cdot 0,55 - 1 \right] = 0,105 \text{ м}.$$

Для діаметра насадки 6,0 мм отримаємо:

$$l_{max} = 0,006 \cdot 1,14 \left[ (1,15 + 1,85 \cdot 0,3) \left( \frac{192}{8,4} \right) - 1 \right] = 0,2597 \text{ м};$$

$$l_t = 0,006 \cdot 1,14 \left[ (1,15 + 1,85 \cdot 0,3) \left( \frac{192}{8,4} \right) \cdot 0,55 - 1 \right] = 0,1398 \text{ м}.$$

При створенні у привибійній зоні свердловини густої сітки перфораційних каналів у горизонтальній площині шляхом періодичного повертання колони НКТ з перфоратором на певний кут або у вертикальній площині шляхом періодичного переміщення колони НКТ з перфоратором на певну висоту можна для проведення порівняльних розрахунків умовно прийняти, що глибина (радіус) перфораційних каналів дорівнює радіусу свердловини. Тоді коефіцієнт збільшення дебіту газу в результаті утворення густої сітки перфораційних каналів у привибійній зоні свердловини можна наближено визначити за формулою Максимовича Г.К. [1]:

– для діаметра насадки у перфораторі 4,5 мм:

$$N = \frac{\ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{R_k}{r_c + l_{max}} \right)}; \quad (3)$$

$$N = \frac{\ln \left( \frac{500}{0,1} \right)}{\ln \left( \frac{500}{0,1 + 0,1948} \right)} = 1,145;$$

– для діаметра насадки у перфораторі 6,0 мм:

$$N = \frac{\ln \left( \frac{500}{0,1} \right)}{\ln \left( \frac{500}{0,1 + 0,2597} \right)} = 1,177.$$

Довжину перфораційного каналу можна також визначити за формулою [14]:

$$L_k = K \cdot \mu \cdot \psi \cdot d_o \sqrt{\frac{20 \cdot \Delta P_{1H}}{\delta_{CT} \cdot \beta}}, \quad (4)$$

де  $K$  – const,  $K = 6,4$  (Форстом, Гейлорд);  
 $\mu$  – коефіцієнт витрати через насадку,  $\mu = 0,82$ ;

$\psi$  – співвідношення швидкості струменя в будь-якому перерізі основної ділянки струменя до швидкості на її осі в тому ж перерізі,  $\psi = 0,425$  м/с;

$\delta_{CT}$  – міцність порід на стиснення,  $\delta_{CT} = 20$  МПа;

$\beta$  – кутовий коефіцієнт,  $\beta = 0,31$ ;

$\Delta P_{Hn}$  – перепад тиску,  $\Delta P_{Hn} = 30$  МПа;

$d_o$  – діаметр насадки ( $d_o = 4,5$  та  $6$  мм).

Для діаметра насадки  $4,5$  мм:

$$L_k = 6,4 \cdot 0,82 \cdot 0,82 \cdot 0,0045 \sqrt{\frac{20 \cdot 30}{20 \cdot 0,31}} = 0,191 \text{ м.}$$

Для діаметра насадки  $6,0$  мм:

$$L_k = 6,4 \cdot 0,82 \cdot 0,82 \cdot 0,006 \sqrt{\frac{20 \cdot 30}{20 \cdot 0,31}} = 0,254 \text{ м.}$$

Аналіз результатів обчислень за формулами (1) і (4) різних авторів свідчать про майже однакові значення глибини перфораційних каналів.

Під час проведення гідравлічного розриву пласта (ГРП) радіус горизонтальної тріщини можна наближено визначити за емпіричною формулою [2]:

$$r_T = C \left( \frac{Q}{1,44 \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{K}}} \right)^{0,5}, \quad (5)$$

де

$$t_p = \frac{V_p}{Q_p}; \quad (6)$$

$C$  – емпіричний коефіцієнт, що залежить від гірського тиску і характеристики гірських порід (для свердловин глибиною до  $2000=0,02$ , понад  $2000=0,0173$ );

$Q$  – витрата рідини розриву, л/хв;

$\mu$  – в'язкість рідини розриву, мПа·с;

$t_p$  – час закачування рідини розриву, хв;

$K$  – проникність порід, мкм<sup>2</sup>;

$V_p$  – об'єм рідини розриву, м<sup>3</sup>.

Приймаємо, що  $V_p = 7,5$  м<sup>3</sup>,

$Q_p = 1300$  м<sup>3</sup>/доб,  $\mu = 50$  мПа·с,  $C = 0,0173$ ,  $K = 0,01$  мкм<sup>2</sup>.

$$t_p = \frac{7,5 \cdot 1440}{1300} = 8,3 \text{ хв.}$$

Підставивши у формулу (5) значення вхідних параметрів, отримаємо:

$$r_T = 0,0173 \left( \frac{1300}{1,44 \sqrt{\frac{50 \cdot 8,3}{0,01}}} \right)^{0,5} = 7,419 \text{ м.}$$

Коефіцієнт збільшення дебіту газу в результаті утворення у привибійній зоні свердловини тріщини радіусом  $r_T$  можна наближено визначити за формулою:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_T}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{7,419}\right)} = 2,023.$$

Коефіцієнт збільшення дебіту газу в результаті послідовного проведення ГГПП і ГРП орієнтовно дорівнює:

– для діаметра насадки у перфораторі  $4,5$  мм:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{l_{\max} + r_T}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{0,1948 + 7,419}\right)} = 2,035;$$

– для діаметра насадки у перфораторі  $6,0$  мм:

$$N = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{l_{\max} + r_T}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{500}{0,1}\right)}{\ln\left(\frac{500}{0,2597 + 7,419}\right)} = 2,039.$$

Незважаючи на відносно невелике розрахункове збільшення дебіту газу при послідовному проведенні ГГПП і ГРП порівняно з проведенням тільки ГГПП і ГРП, технологічний ефект буде набагато більшим. Це пов'язано з можливістю створення майже кругової горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини, в яких ГРП раніше практично не проводили через небезпеку порушення цілісності цементного каменю за експлуатаційною колоною, і створення провідних каналів для перетікання газу у верхні горизонти. Використання запропонованої технології ГРП у пластах великої товщини дозволяє одночасно створити кілька вертикальних тріщин, що значно покращить умови припливу газу до свердловин і підвищить дебіт газу.

## Висновки

За результатами виконаних досліджень розроблена удосконалена технологія ГРП у свердловинах на виснажених газових покладках, яка передбачає попереднє проведення у заданій площині (заданому інтервалі) гідропіскоструминної або газогідропіскоструминної перфорації з подальшим проведенням ГРП. При попередньому проведенні піскоструминної перфорації послаблюється міцність порід у площині (інтервалі) створення перфораційних каналів,

що сприяє створенню у цих інтервалах тріщин при подальшому проведенні ГРП. Технологія забезпечує створення горизонтальної тріщини у пластах невеликої товщини і кількох вертикальних тріщин за одну операцію у пластах великої товщини. Під час проведення ГРП під дією тиску рідини розриву будуть частково зруйновані перетинки породи між перфораційними каналами і утвориться суцільна тріщина у заданій площині. При створенні горизонтальних і вертикальних тріщин збільшується площа фільтрації газу і продуктивна характеристика свердловини. Водночас зростає довжина тріщини, оскільки тиск рідини розриву передається по перфораційних каналах на більшу відстань від свердловини.

### Література

1. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводів у свердловину: Наукове видання. Кн.1. Львів: Центр Європи. 2004. 352 с.
2. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводів у свердловину. Наукове видання. Кн.ІІ. Львів: Центр Європи, 2005. 414 с.
3. Качмар Д. Ю., Бурмич Ф. М., Андрусак А. М., Цьомко В. В. Аналіз застосування потужних гідророзривів у глибоких свердловинах України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2002. №1. С. 17-21.
4. Качмар Ю. Д., Меркурєв А. Б., Бурмич Ф. М., Савка В. М. Застосування потужних гідравлічних розривів пласта на родовищах України. *Нафтова та газова промисловість*. 1999. №4. С. 28-31.
5. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Pressures. *SPE 8297, J. Petr. Tech.* September 1981. Vol. 33. 1767-1775.
6. Economides. M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, March 1989. 430 p.
7. Качмар Ю. Д., Цьомко В. В. Методика комплексного проектування гідророзриву пласта. *Нафтова та газова промисловість*. 2005. № 4. С. 12-15.
8. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д. Освоєння свердловин. Львів: Світ, 1997. 252 с.
9. Цьомко В.В. Удосконалення технології гідророзриву пласта на пізній стадії родовищ. *Проблеми нафтогазової промисловості: збірник наук. праць НАК «Нафтогаз України», 2006. Вип. 4. С. 134-145.*

10. Качмар Ю. Д., Цьомко В. В. Аналіз розкриття, розвитку і закріплення тріщини під час гідророзриву пласта. *Нафтова та газова промисловість*. 2000. №3. С. 27-29.

11. Вайсберг Г. Д., Римчук Д. В. Гідропіскоструминна перфорація. Досвід проведення. *Нафтова і газова промисловість*. 2004. №4. С. 29-31.

12. Качмар Ю. Д. До визначення тисків і витрат рідини при плануванні ГРП. *Нафтова і газова промисловість*. 1991. №2. С. 25-27.

13. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. докторів технічних наук Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. К.: Львів, 1996. С. 620.

14. Мелик-Асланов Л.С., Сидоров В. Гидропескоструйный метод перфорации скважин и вскрытие пласта. Баку: Азербайджанское гос. Издательство, 1964. 116 с.

### References

1. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V. M., Syniuk B. B., Yaremiichuk R. S. Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodiv u sverdlovynu. *Naukove vydannia. Kn.1. Lviv: Tsentr Yevropy. 2004. 352 p.* [in Ukrainian]
2. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V. M., Syniuk B. B., Yaremiichuk R. S. Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodiv u sverdlovynu. *Naukove vydannia. Kn.II. Lviv: Tsentr Yevropy. 2005. 414 p.* [in Ukrainian]
3. Kachmar D. Yu., Burmych F. M., Andrusiak A. M., Tsomko V. V. Analiz zastosuvannia potuzhnykh hidrorozryviv u hlybokykh sverdlovynakh Ukrainy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2002. No 1. P. 17-21. [in Ukrainian]
4. Kachmar Yu. D., Merkuriev A. B., Burmych. F. M., Savka V. M. Zastosuvannia potuzhnykh hidravlichnykh rozryviv plasta na rodovyshchakh Ukrainy. *Naftova ta hazova promyslovist*. 1999. No 4. P. 28-31. [in Ukrainian]
5. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Pressures. *SPE 8297, J. Petr. Tech.* September 1981. Vol. 33. 1767-1775.
6. Economides. M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, March 1989. 430 p.
7. Kachmar Yu. D., Tsomko V. V. Metodyka kompleksnoho proektuvannia hidrorozryvu plasta. *Naftova ta hazova promyslovist*. 2005. No 4. P. 12-15. [in Ukrainian]
8. Yaremiichuk R. S., Kachmar Yu. D. Osvoiennia sverdlovyn. Lviv: Svit, 1997. 252 p. [in Ukrainian]

9. Tsomko V.V. Udoskonalennia tekhnolohii hidrorozryvu plasta na piznii stadii rodovyshch. *Problemy naftohazovoi promyslovosti: zbirnyk nauk. prats; NAK «Naftohaz Ukrainy»*, 2006. Vol. 4. P. 134-145. [in Ukrainian]

10. Kachmar Yu. D., Tsomko V. V. Analiz rozkryttia, rozvytku i zakriplennia trishchyny pid chas hidrorozryvu plasta. *Naftova ta hazova promyslovist*. 2000. No 3. P. 27-29. [in Ukrainian]

11. Vaisberh H. D., Rymchuk D. V. Hidropis-kostrumynna perforatsiia. Dosvid provedennia. *Naftova i hazova promyslovist*. 2004. No 4. P. 29-31. [in Ukrainian]

12. Kachmar Yu. D. Do vyznachennia tyskiv i vytrat ridyny pry planuvanni HRP. *Naftova i hazova promyslovist*. 1991. No 2. P. 25-27. [in Ukrainian]

13. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

14. Melik-Aslanov L.S., Sidorov V. Gidropeskostruyniy metod perforatsii skvazhin i vskrytie plasta. Baku: Azerbaydzhanskoe gos. izdatelstvo, 1964. 116 p. [in Russian]

## ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ “ГАРЯЧИХ” НАФТОПРОВОДІВ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

В. Я. Грудз, Н. М. Запхляк, В. Б. Запхляк, І. Р. Микитюк, Л. М. Качан

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: tzen@nuing.edu.ua

У статті розглянуто безтраншейні методи ремонту трубопроводів, які можуть бути застосовані при ремонті нафтопроводів в умовах неповного їх завантаження. Безтраншейні технології реконструкції трубопроводів мають широке застосування через певні переваги, які забезпечують екологічну безпеку та економічну ефективність. Такі технології можна використовувати в умовах, коли неможливо використати відкриті методи ремонту, з мінімальними об'ємами земляних робіт, без пошкоджень існуючих підземних комунікацій, а також при роботі в нестабільних ґрунтових умовах. Основна увага приділяється ремонту за схемою “труба в трубі без руйнування”. Стаття також присвячена вирішенню оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, який протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності, при якому енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність. Автори використовують аналітичні методи та проводять дослідження впливу зміни характеристик трубопроводу на параметри перекачування продукту. Результати дослідження показують, що методи безтраншейного ремонту “гарячих” нафтопроводів є ефективними з економічного та енергетичного погляду. В роботі встановлено, що при ремонті протяжних “гарячих” нафтопроводів з проміжними пунктами підігріву вибір діаметра внутрішнього трубопроводу потребує врахування енерговитрат на цих проміжних пунктах підігріву. Робота містить алгоритм вибору оптимального діаметра та товщини стінки трубопроводу, який може бути корисним для підприємств нафтопродуктування та енергетичних компаній для оптимізації роботи та зменшення енерговитрат на транспортування продукту.

Ключові слова: нафтопровід; неповне завантаження; ремонт; енергоефективність; оптимальний діаметр; в'язкість; густина.

*The article discusses trenchless methods of pipeline repair, which can be used in the repair of oil pipelines in conditions of incomplete loading. Trenchless pipeline reconstruction technologies are widely used due to certain advantages that ensure environmental safety and economic efficiency. Such technologies can be used in conditions where it is impossible to use open methods of repair, with minimal volumes of earthworks, without damage to existing underground communications, as well as when working in unstable soil conditions. The main attention is paid to the repair according to the "pipe in a pipe without destruction" scheme. The article is devoted to solving the optimization problem of choosing the diameter and wall thickness of the internal pipeline, which runs in the repaired one, according to the criteria of minimal heat loss at maximum throughput, in which energy costs for transporting the product will be minimal, which will allow obtaining maximum energy efficiency. The authors use analytical methods and conduct a study of the influence of changes in pipeline characteristics on product pumping parameters. The results of the study show that the methods of trenchless repair of "hot" oil pipelines are effective from an economic and energy point of view. The work established that during the repair of long "hot" oil pipelines with intermediate heating points, the selection of the diameter of the internal pipeline requires taking into account the energy consumption at these intermediate heating points. The work contains an algorithm for choosing the optimal diameter and wall thickness of the pipeline, which can be useful for oil transportation enterprises and energy companies to optimize work and reduce energy costs for transporting the product.*

Key words: oil pipeline; incomplete loading; repair; energy efficiency; optimal diameter; viscosity; density.

### Вступ

Протягом останніх десятиліть трубопровідний транспорт в основному використовувався для постачання споживачам енергоносіїв, зокрема нафти та природного газу. Однак, обсяги транспортування цих ресурсів трубопровідними системами України, які складаються з великої кількості труб різного діаметру, значно зменшилися за останні десять років. Щодо нафти

та нафтопродуктів, обсяги перекачування зменшилися приблизно в 4 рази, а щодо природного газу – це зменшення становить більше ніж в 3 рази. Така ситуація вважається неповним завантаженням трубопровідних системи і є критичною. Тому актуальними є проблеми подовження ресурсу лінійної частини трубопроводів, а отже, і забезпечення їх збереження в умовах скорочення обсягів перекачування [1-5].

З метою подовження ресурсу трубопроводів різного призначення зазвичай застосовуються ремонтні технології, які полягають у відновленні несучої здатності стінки трубопроводу та в ремонті систем захисту її від корозії. Відомо, що 90 відсотків методів ремонту не можуть обійтися без застосування дугового зварювання, однак процес зварювання може призводити до негативних впливів на подальшу експлуатацію трубопроводів. [6-8]

В умовах зменшення завантаженості систем трубопроводного транспорту та можливості зменшення необхідного діаметру для забезпечення відповідної пропускної здатності, велика увага присвячується внутрішньотрубним (безтраншейним) методам ремонту. Безтраншейні технології реконструкції трубопроводів мають широке застосування у зв'язку з певними перевагами, що забезпечують екологічну безпеку та економічну ефективність технології: їх можна використовувати в умовах неможливості використання відкритих способів ремонту, з мінімальними об'ємами виконання земляних робіт, без пошкоджень існуючих підземних комунікацій, а також при виконанні робіт в нестабільних ґрунтових умовах [9, 10].

#### **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

Серед основних способів внутрішньотрубного ремонту трубопроводів можна виділити схему "труба в трубі", яка виконується за наступними методами:

– "GFK-лайнер" – це метод ремонту трубопроводів, при якому довгий фібергласовий (скловолоконний) рукав протягується всередину ремонтваного трубопроводу. Метод дозволяє відновлювати працездатність трубопроводів різного діаметру (від 100 до 1200 мм), які втратили герметичність або пошкоджені внаслідок корозійних чи ерозійних процесів. Суть технології "GFK-лайнер" полягає в тому, що спочатку зона аварійного трубопроводу, який підлягає ремонту, очищається і піддається відеоконтролю внутрішньої поверхні. У разі потреби проводиться підготовка внутрішньої поверхні за допомогою роботизованого інструменту з метою її вирівнювання. Потім за допомогою пристрою для протягування, крізь отвір ремонтваного трубопроводу протягується м'який фібергласовий облицювальний рукав.

– "U-лайнер" – трубу для протягування виготовляють із термопластичної полімерної труби діаметром від 80 до 1200 мм, яка має велику міцність. Перед цим її попередньо деформують в нагрітому стані у формі літери "U" і закручу-

ють на барабан. Такі лайнери роблять з поліетилену або поліетилену, армованого поліефірним волокном, що забезпечує їхнє щільне прилягання до стінки дефектної труби після розширення. Лайнер протягують у дефектну ділянку трубопроводу. Потім обидва кінці лайнера закривають спеціальними заглушками, і трубопровід розширюють до круглої форми тиском пари, яку подають машиною-парогенератором. Однією з найперспективніших технологій безтраншейного ремонту протяжних ділянок трубопроводних мереж є технологія "SmartPipe" (США), яка полягає у використанні подібних лайнерів із здатністю трубопроводу витримувати високий тиск (понад 5 МПа).

– "Труба в трубі без руйнування" – проводиться ремонт пошкоджених сталевих трубопроводів шляхом протягування в них поліетиленових труб короткими або довгими відрізкамі. Протягування нової поліетиленової труби в сталевий трубопровід проводять з використанням лебідок, гідродомкратів, статичних установок Grundoburst, тракторів, бульдозерів тощо. [9-12].

Наведені методи ремонту передбачають зменшення діаметру трубопроводу, яким транспортується продукт, а отже, і зменшення пропускної здатності трубопроводу. Проте, властивості матеріалу трубопроводу, що протягується, дозволяють отримати кращі температурні характеристики роботи трубопроводу, з точки зору тепловтрат, особливо при транспортуванні нафти, зокрема високов'язкої.

При перекачуванні нафти і нафтопродуктів підземними трубопроводами відбувається їх поступове охолодження внаслідок теплообміну між трубопроводом і навколишнім ґрунтом. Під час руху трубопроводом підігріта рідина може охолонути до температури ґрунту, якщо її додатково не підігрівати. Тому більшість високов'язких нафт і нафтопродуктів перед перекачуванням магістральним трубопроводом попередньо підігрівають в резервуарах з метою зниження їх в'язкості і щоб уникнути закупорювання трубопроводу при їх остиганні по довжині трубопроводу. Підігрів цих продуктів при великій довжині магістрального трубопроводу здійснюється на головній станції та проміжних підігрівальних пунктах (теплових станціях). При розміщенні підігрівальних установок між перекачувальними насосними станціями теплопродуктивність і їх кількість визначаються, виходячи з характеру падіння температури по довжині трубопроводу і забезпечення повного розрахункового напору відповідним насосним обладнанням на станції.

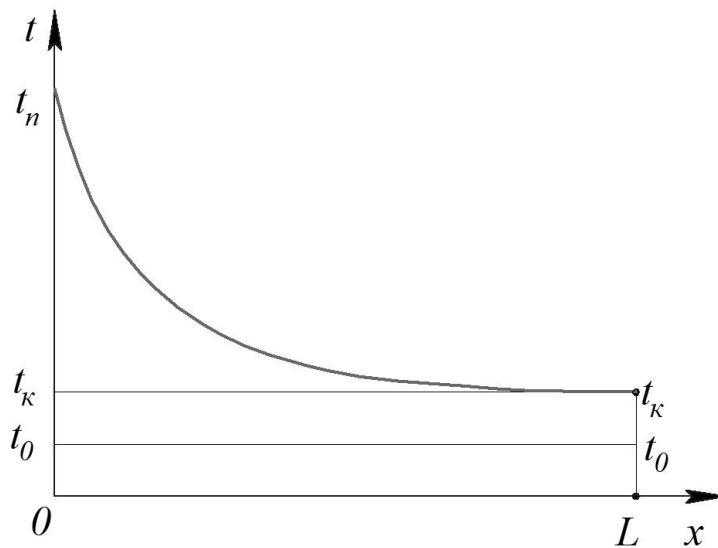


Рисунок 1 – Графік зміни температури нафти по довжині трубопроводу

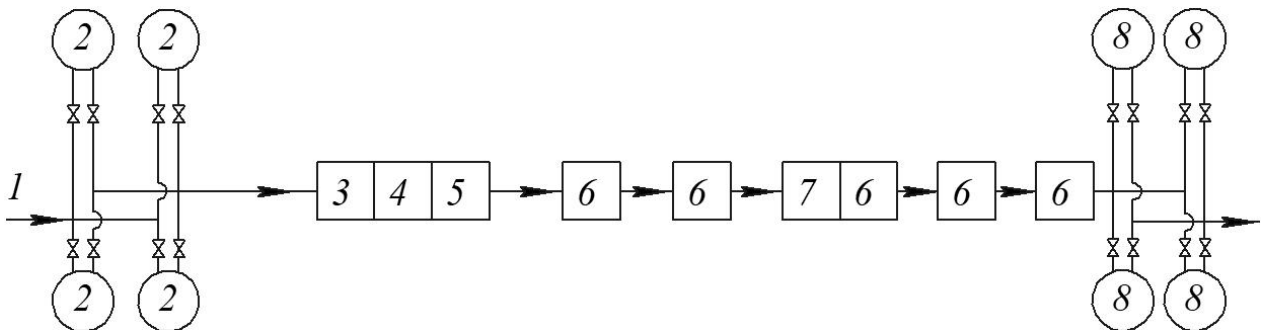


Рисунок 2 – Принципова схема «гарячого» магістрального трубопроводу (нафтопроводу)

На рисунку 1 показано графік зміни температури нафти (або нафтопродукту) по довжині трубопроводу. З графіка видно, що падіння температури на початковій ділянці трубопроводу інтенсивніше, ніж на кінцевих ділянках. Пояснюється це тим, що температура нафти на початковій ділянці вища, а отже, є великі теплові втрати порівняно з тепловими втратами на кінцевій ділянці, якою рухається нафта з нижчою температурою. Перекачування підігрітих нафт і нафтопродуктів трубопроводами умовно називається «гарячим» перекачуванням, а трубопроводи в цьому випадку називають «гарячими» трубопроводами.

На рисунку 2 показано принципову схему «гарячого» магістрального трубопроводу (нафтопроводу). Нафта з родовища трубопроводом 1 подається в резервуарний парк головної перекачувальної станції 2, де в резервуарах, обладнаних підігрівальними пристроями, підтримується необхідна температура нафти. З резервуарів нафта забирається підпірними насосами 3, перекачується через парові або вогневі підігрівачі 4, потім за допомогою основних насосів 5 закачується в магістральний трубопровід. Оскільки, рухаючись трубопроводом, нафта остигає

(що призводить до збільшення втрат на тертя), її підігрівають на проміжних теплових станціях 6, розташованих по довжині нафтопроводу кожні 25-100 км. При великих відстанях теплові станції поєднуються з проміжними перекачувальними станціями 7. Після теплових станцій нафта надходить в резервуари 8 кінцевого пункту нафтопроводу.

При гідравлічному розрахунку гарячих трубопроводів необхідно знати значення в'язкості і густини рідини. З цією метою визначають зміну температури підігрітої рідини по довжині трубопроводу, оскільки в'язкість і густина, що залежать від температури, також змінюватимуться по довжині. Оскільки кожному значенню температури нафти або нафтопродукту відповідає певний гідравлічний нахил, то повну втрату напору визначають на окремих ділянках, приймаючи для нього середні значення температур рідини і ґрунту. Температуру нафти чи нафтопродукту по довжині трубопроводу визначають за формулою В. Г. Шухова

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\frac{K\pi D x}{\rho Q c}}, \quad (1)$$

де  $t$  – температура нафтопродукту на відстані  $x$  від його початку (наприклад, від теплової станції);

$t_0$  – температура навколишнього середовища (грунту);

$t_n$  – початкова температура нафти або нафтопродукту на початку трубопроводу (початкова температура підігріву теплової станції);

$K$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти або нафтопродукту в довкілля (середній за довжиною трубопроводу);

$D$  – внутрішній діаметр трубопроводу;

$\rho$  – густина нафти або нафтопродукту;

$Q$  – об'ємна витрата;

$c$  – масова питома теплоємність нафти або нафтопродукту.

При заданих значеннях початкової  $t_n$  і кінцевої  $t_k$  температури нафтопродукту (наприклад, між пунктами підігріву) визначають відповідну довжину ділянки трубопроводу за перетвореною формулою (1) відносно  $l$

$$l_{mn} = \frac{\rho Q c}{K \pi D} \ln \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}. \quad (2)$$

Необхідна кількість пунктів підігріву на трубопроводі тоді дорівнює

$$n_{mn} = \frac{L}{l_{mn}}. \quad (3)$$

Повний коефіцієнт теплопередачі від перекачуваної нафти або нафтопродукту в довкілля залежить від ряду факторів, у тому числі від режиму руху нафти або нафтопродукту, їх фізичних властивостей, від характеру навколишнього середовища, від опорів теплопереходу антикорозійної та теплової ізоляції, відкладів парафіну та бруду для практичних цілей визначається за формулою

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (4)$$

де  $\alpha_1$  – коефіцієнт тепловіддачі нафти або нафтопродукту до внутрішньої стінки труби або відкладів;

$\alpha_2$  – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні трубопроводу в навколишнє середовище;

$\delta_i$  – товщина відкладів парафіну, стінки труби, ізоляції чи теплоізоляції;

$\lambda_i$  – коефіцієнт теплопровідності відкладів, металу, труби, ізоляції.

При розрахунку підземних неізольованих трубопроводів приймають такі значення коефіцієнтів тепловіддачі:  $\alpha_1 = (80-350) \text{ Bm}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $\alpha_2 = (1,5-2) \text{ Bm}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  і  $K = 2,3 \text{ Bm}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ . Середня температура нафтопродукту  $t_{cp}$  визначається як середньлогарифмічна величина

$$t_{cp} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{\ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}} \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \geq 2, \quad (5)$$

$$t_{cp} = \frac{1}{2}(t_n + t_k) \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} < 2. \quad (6)$$

Для визначення втрат на тертя в “гарячому” трубопроводі є кілька формул, проте через їхню складність для спрощення розрахунку у практиці проєктування ці втрати визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха або узагальненою формулою Лейбензона, розбиваючи трасу на окремі ділянки довжиною по 5-10 км. При цьому вважається, що на кожній з ділянок може одночасно спостерігатися два режими руху рідини – турбулентний на початку трубопроводу при високих температурах нафти або нафтопродукту та ламінарний – наприкінці трубопроводу. Розрахунок можна проводити і для перегону між станціями, якщо режим руху турбулентний. У будь-якому випадку враховується, що, на відміну від “холодних” нафтопроводів або нафтопродуктопроводів, критичне число параметра Рейнольдса (перехідної зони) –  $Re = (1000-2000)$  [13-15].

Очевидно, що коефіцієнт теплопередачі нафти чи нафтопродукту від перекачуваної нафти або нафтопродукту в довкілля при транспортуванні їх трубопроводом, що відремонтований методом “труба в трубі”, буде залежати від діаметра протягнутого трубопроводу, товщини його стінки, матеріалу, з якого він виготовлений, та від речовини, якою заповнено міжтрубний простір – порожнина між старим та протягнутим в ньому трубопроводом. Відповідно, від перелічених параметрів буде залежати характер зміни температури продукту в трубопроводі, в'язкості, а також і коефіцієнта гідравлічного опору по довжині трубопроводу.

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується дана стаття

На даний час існує безліч методів виконання робіт за бестраншейними технологіями, і для вибору оптимального методу не тільки розраховують різні еколого-економічні коефіцієнти, а й розроблено пакет програм, що враховує певні фактори та їх кількість для виявлення кращого методу [16]. Проте, не враховано, що під час проведення ремонту трубопроводів методом “труба в трубі” слід вибрати оптимальний діаметр внутрішніх труб для протягування, при якому буде отримано мінімальні втрати тепла через стінки в навколишнє середовище за максимальної пропускну здатності отриманої

системи. В таких умовах енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність.

#### Формулювання мети та завдань статті

Мета роботи – вирішення оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, що протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- постановка оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки трубопроводу, що протягується в ремонтваному;
- розроблення алгоритму визначення оптимального діаметру та товщини стінки трубопроводу, що протягується в ремонтваному;
- дослідження впливу зміни характеристик трубопроводу, що протягується в ремонтваному, на параметри перекачування продукту.

#### Виклад основного матеріалу

Транспортування нафти чи нафтопродуктів потребує використання надійних трубопроводних систем. Задля підтримання їх надійності на відповідному рівні необхідно своєчасно проводити ремонт. В умовах зменшення об'ємів транспортування одним з найбільш надійних та ефективних методів ремонту може бути метод санації – протягування нової труби в порожнині пошкодженої старої. Від вибору характеристик трубопроводу, що протягується в порожнині існуючого, буде залежати енергоефективність перекачування продукту. Використовуючи наступні вихідні дані: діаметр та товщина стінки існуючого сталевого трубопроводу, тип та характеристика існуючого ізоляційного покриття, властивості транспортованого продукту, профіль траси трубопроводу та дані про температуру ґрунту на глибині закладання трубопроводу, необхідно побудувати залежність втрат напору в протягнутому новому трубопроводі від його діаметру та визначити значення їх мінімуму, яке і буде відповідати оптимальному діаметру трубопроводу для протягування.

Алгоритм проведення розрахунку є наступним:

1. Вибирається матеріал трубопроводу для протягування та задається значення його діаметра  $D_{zn}$  та товщини стінки  $\delta_n$ . При цьому слід враховувати, що максимальне значення зовнішнього діаметра трубопроводу, що протягується, не може перевищувати значення внутріш-

нього діаметра існуючого трубопроводу  $D_{ec}$ , що підлягає ремонту.

2. Трубопровід розбивається на ділянки по 5-10 км.

3. Вибирається значення температури продукту на початку ділянки –  $t_n$ .

4. Задається значення кінцевої температури в першому наближенні –  $t_{кз}$ .

5. За формулою (5) або (6) визначається значення середньої температури на ділянці –  $t_{cp}$ .

6. За формулою Рейнольдса-Філонова визначається в'язкість нафти при  $t_{cp}$

$$v_{t_{cp}} = v_1 \exp[-u(t_{cp} - t_1)], \quad (7)$$

де  $u$  – коефіцієнт крутизни віскограмів,

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_2};$$

$v_1, v_2$  – кінематична в'язкість за температур  $t_1$  і  $t_2$  відповідно.

7. Визначається густина нафти на ділянці за температури  $t_{cp}$

$$\rho_{t_{cp}} = \rho_{20} - \zeta_t(t_{cp} - 20), \quad (8)$$

де  $\zeta_t$  – температурна поправка,  $\zeta_t = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}$ ;

$\rho_{20}$  – густина нафтопродукту при 20 °С, кг/м<sup>3</sup>;

$t$  – температура, °С.

8. Визначається приведена продуктивність нафтопроводу до умов завантаженості через коефіцієнт  $k_3$  ( $k_3 < 1$ ), для протягуваного трубопроводу діаметром  $D_{en}$  за формулою

$$Q_n = k_3 \cdot Q. \quad (9)$$

9. За числом Рейнольдса встановлюється режим руху нафти трубопроводом та визначаються коефіцієнти узагальненої формули Лейбензона  $m, A, \beta$  [13, ст. 82].

10. Визначаються втрати напору на тертя в трубопроводі

$$h_\tau = \beta \frac{Q_n^{2-m} v_{t_{cp}}^m}{D_{en}^{5-m}} L_\partial, \quad (10)$$

де  $\beta$  – постійний для певного режиму руху або зони турбулентного режиму комплекс величин

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}. \quad (11)$$

11. Визначається повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище – це комплексний параметр, який визначає теплові втрати при транспортуванні попередньо підігрітих рідин, величину гідравлічних втрат і режим роботи неізотермічного нафтопроводу загалом.

У загальному випадку величина повного коефіцієнта теплопередачі залежить від десятків факторів: фізико-хімічних властивостей нафти, теплофізичних властивостей навколишнього середовища, геометричних параметрів трубопроводу, способу його прокладання, характеристик теплової ізоляції трубопроводу, режиму руху нафти по нафтопроводу тощо [13, 14].

Формула для повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, що оточує нафтопровід, має вигляд

$$\frac{1}{KD_{en}} = \frac{1}{\alpha_1 D_{en}} + \frac{1}{2\lambda_n} \ln \frac{D_{zn}}{D_{en}} + \frac{1}{2\lambda_{м.п.}} \ln \frac{D_{6c}}{D_{zn}} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{D_{3c}}{D_{6c}} + \frac{1}{2\lambda_{i3}} \ln \frac{D_{i3}}{D_{3c}} + \frac{1}{\alpha_2 D_{i3}}, \quad (12)$$

де  $\alpha_1$  – внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби, що протягується;

$D_{3c}$  – зовнішній діаметр нафтопроводу, що підлягає ремонту;

$D_{i3}$  – зовнішній діаметр ізоляції;

$\lambda_n$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труби, що протягується;

$\lambda_{м.п.}$  – коефіцієнт теплопровідності речовини, якою заповнено міжтрубний простір;

$\lambda_c$  – коефіцієнт теплопровідності існуючої сталеві труби;

$\lambda_{i3}$  – коефіцієнт теплопровідності ізоляції;

$\alpha_2$  – зовнішній коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні труби (від ізоляції) у навколишнє середовище.

Величина повного коефіцієнта теплопередачі при підземному прокладанні нафтопроводів залежить здебільшого від величини зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі, який визначається значенням коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні труби може бути визначений за критеріальними рівняннями залежно від режиму руху нафти по нафтопроводу. Критерій Нуссельта для характеристики процесу тепловіддачі від рідини до стінки труби прийнято знаходити за такими формулами [13-14]:

– при  $Re_{cp} < 2000$  (ламінальний режим)

$$Nu_1 = 0,17 Re_{cp}^{0,33} Pr_{cp}^{0,43} Gr^{0,1} \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (13)$$

– при  $Re_{cp} > 10000$  (турбулентний режим)

$$Nu_1 = 0,021 Re_{cp}^{0,8} Pr_{cp}^{0,43} \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (14)$$

де  $cp, cm$  – індекси, які вказують, що параметр обчислюється при середній температурі нафти  $t_{cp}$  і стінки трубопроводу  $t_{cm}$  відповідно;

$Pr$  – критерій Прандтля

$$Pr = \frac{vc\rho}{\lambda}; \quad (15)$$

$Gr$  – критерій Грасгофа

$$Gr = \frac{D^3(t_{cp} - t_{cm})g\beta_n}{\nu^2}; \quad (16)$$

$\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності нафти;

$\beta_n$  – коефіцієнт об'ємного розширення нафти.

Для зведення фізичних властивостей нафти до необхідної температури використовуємо такі математичні моделі:

– для теплоємності нафти

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39 \cdot t_{cp}), \quad (17)$$

– для коефіцієнта теплопровідності нафти

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{20}} (1 - 0,00054 \cdot t_{cp}). \quad (18)$$

Якщо перекачування нафти відбувається при температурах, нижчих за температуру початку кристалізації парафіну, то за рекомендаціями В. І. Чернікіна знаходимо зведену теплоємність нафти з врахуванням прихованої теплоти кристалізації парафіну, що міститься у нафті.

За критерієм Нуссельта визначаємо величину внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_{cp}}{D}. \quad (19)$$

При підземному прокладанні ділянки трубопроводу найбільш точна формула для знаходження зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі від зовнішньої стінки труби (теплової ізоляції) у навколишнє середовище має такий вигляд

$$\alpha_2 = \frac{4\lambda_{cp}}{D_3} \left[ \ln \left( \frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) + \frac{32h_o \lambda_{cp}}{\alpha_o \left( \frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) D_3^2} \right]^{-1}, \quad (20)$$

де  $\lambda_{cp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані;

$h_o$  – глибина залягання осі нафтопроводу;

$\alpha_o$  – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в повітря,  $\alpha_o = (10-18)$  Вт/(м<sup>2</sup>°С).

12. Визначається кінцева температура нафти на ділянці за формулою (1) та порівнюється з прийнятим значенням у пункті 4. Якщо різниця між цими значеннями більша за допустиму величину, то приймається в якості кінцевої

Таблиця 1 – Фізико-хімічні характеристики Прилуцької нафти [13]

Нафта	Густина $\rho_{20},$ $\text{кг/м}^3$	В'язкість, сСт		Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$		Парафін	
		$\nu_{20}$	$\nu_{50}$	з термо- обробкою	без термо- обробки	вміст, %	температура плавлення, $^{\circ}\text{C}$
Прилуцька	825,4	22,1	7,78	-2	-1	10,00	52

температури їх середнє арифметичне значення і розрахунок повторюється з пункту 4.

13. Розрахунок проводиться для низки діаметрів внутрішнього трубопроводу, що протягується всередині існуючого, та за результатами будується графік залежності втрат напору в трубопроводі для кожної ділянки від його діаметра  $h_i(D_{3n})$ . При цьому  $D_{3n} \leq D_{6c}$ .

Контрольний розрахунок проведено для сталевих трубопроводів довжиною 100 км, що підлягають ремонту, діаметром та товщиною стінки –  $D_{3c} \times \delta_c = 159 \times 8$  мм та  $D_{3c} \times \delta_c = 530 \times 8$  мм, якими перекачується Прилуцька нафта, характеристики якої наведено в таблиці 1.

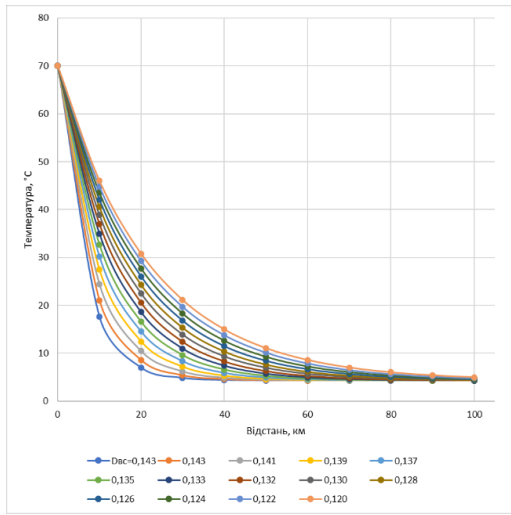
Для кращої візуалізації результатів розрахунку побудовано залежності, які відображають характер зміни температури (рис. 3, а), в'язкості (рис. 3, б), густини (рис. 3, в) нафти та втрат напору (рис. 3, г) по довжині трубопроводу для існуючого сталевих трубопроводу  $D_{6c} = 0,143$  м та для діаметрів поліетиленового трубопроводу, що протягується (0,143-0,120) м. Аналогічні залежності побудовано для трубопроводу  $D_{6c} = 0,514$  м та для діаметрів поліетиленового трубопроводу, що протягується (0,514-0,426) м (рис. 4, а-г).

Також, побудовано залежності втрат напору у внутрішньому трубопроводі для кожної ділянки від його діаметра  $h_i(D_{3n})$  для наведених сталевих трубопроводів, які наведено на рисунках 3, д та 4, д. Аналізуючи дані графіки, встановлено, що зменшення діаметра внутрішнього трубопроводу більш суттєво впливає на збільшення гідравлічних втрат напору, ніж відповідне зменшення в'язкості нафти, яке пов'язане зі зменшенням теплових втрат. Оскільки екстремуму на даних графіках не спостерігається, визначити оптимальний діаметр неможливо. Саме тому пропонується визначати значення оптимального діаметру за суперпозицією кількох критеріїв, які залежать від діаметра внутрішнього трубопроводу, таких як: гідравлічні втрати в трубопроводі, в'язкість та густина нафти (див. рис. 5)

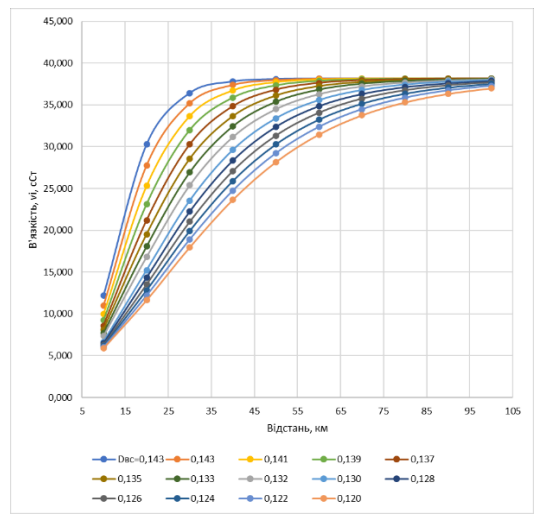
### Обговорення результатів

Аналіз одержаних результатів показує, що способи безтраншейного ремонту “гарячих” нафтопроводів виправдані як з економічної (зменшення витрат на ремонт), так і з енергетичної (витрати на перекачування нафти) точок зору. Зауважимо, що зі зменшенням внутрішнього діаметра “гарячого” нафтопроводу ( $d^{f-m}$ ) гідравлічні втрати зростають, однак при цьому зменшується теплопередача від нафти в довкілля, що сприяє зменшенню середньої по довжині трубопроводу в'язкості нафти ( $\nu^m$ ) і скорочує енергозатрати на транспортування. Однак, зменшення діаметра більш суттєво впливає на гідравлічні втрати енергії, ніж зниження середньої в'язкості. Тому загальні енерговитрати на транспортування зростають. Слід відмітити, що для довгих гарячих нафтопроводів, для яких передбачаються пункти проміжного підігріву нафти, їх кількість згідно з (2) і (3) для відремонтованого безтраншейним способом нафтопроводу зменшується, що призводить до економії енерговитрат на транспортування. Крім того, відзначимо, що для нафтопроводів малого діаметру, при охолодженні нафти, турбулентний режим (зона Блазіуса) переходить у ламінарний, тому співвідношення між зниженням в'язкості і зменшенням діаметру змінюється з  $\nu^{0,25}/d^{1,75}$  до  $\nu/d^4$ , що сприяє зниженню енерговитрат.

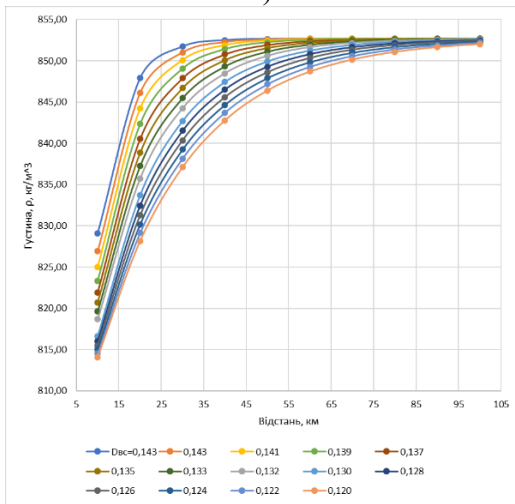
Вказані результати свідчать про доцільність і виправданість способів безтраншейного ремонту нафтопроводів для перекачування в'язких нафт.



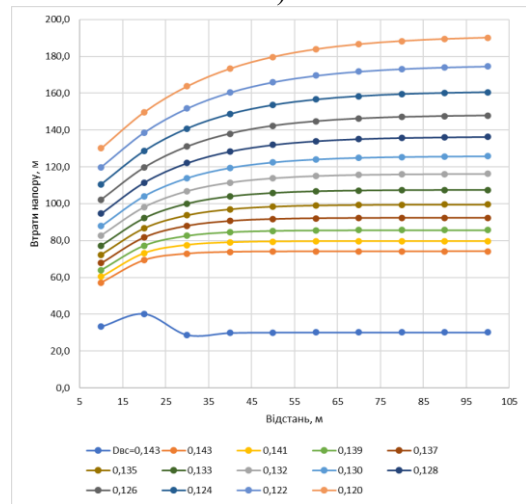
а)



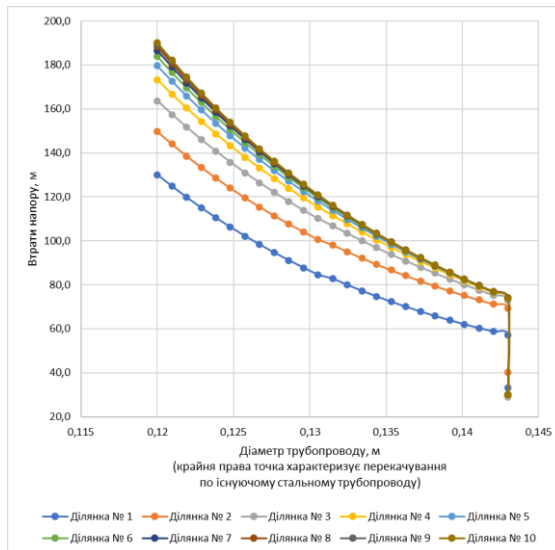
б)



в)



г)

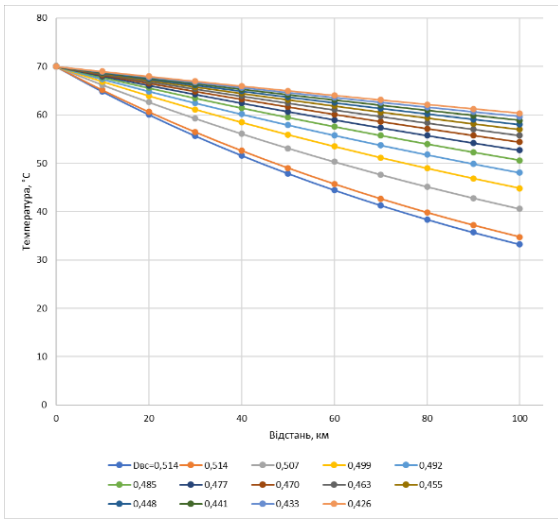


д)

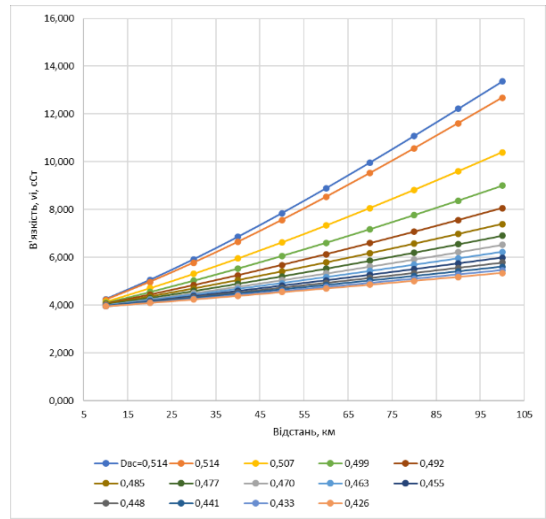
а – характер зміни температури нафти; б – характер зміни в'язкості нафти; в – характер зміни густини нафти; г – характер зміни втрат напору по довжині трубопроводу; д – залежність втрат напору в трубопроводі від його діаметра для кожної ділянки довжиною 10 км

Рисунок 3 – Результати розрахунку параметрів роботи існуючого сталевго трубопроводу

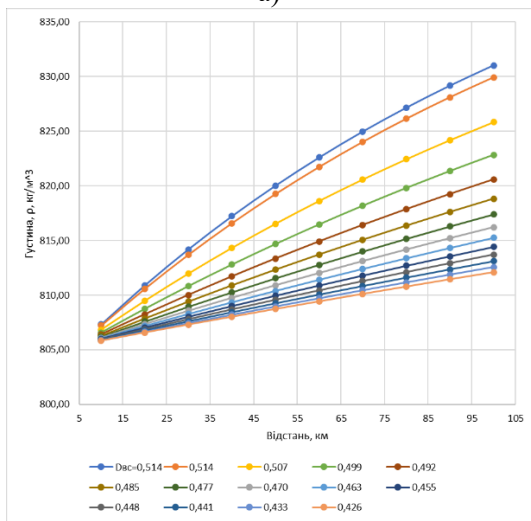
$$D_{зс} \times \delta_c = 159 \times 8 \text{ мм}$$



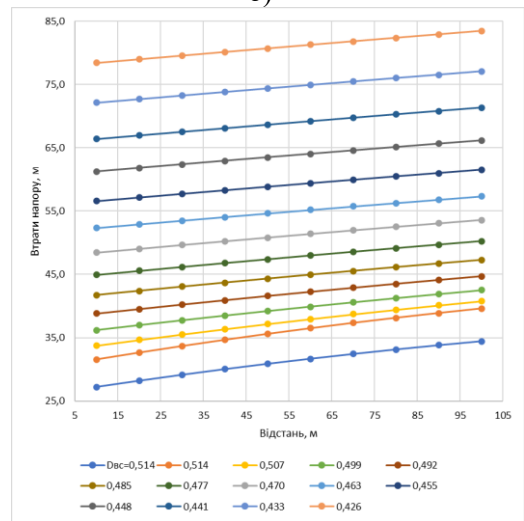
а)



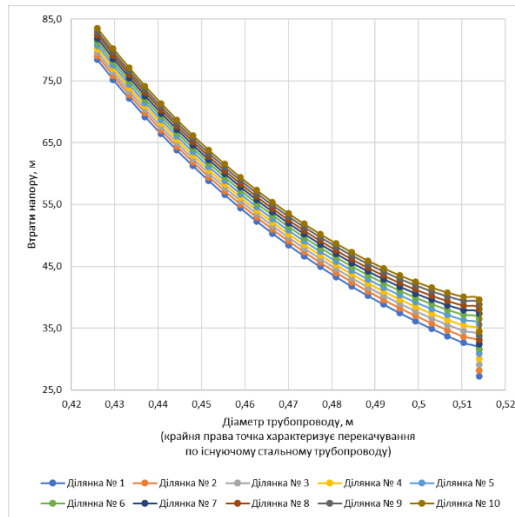
б)



в)



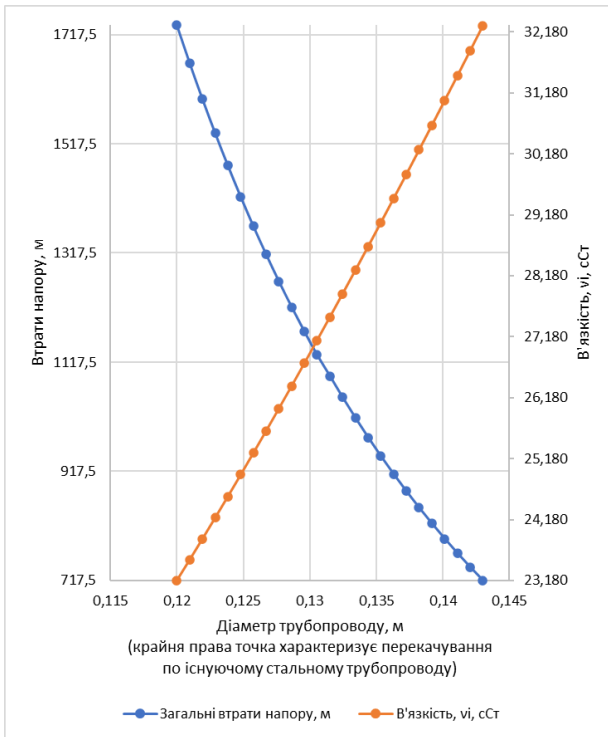
г)



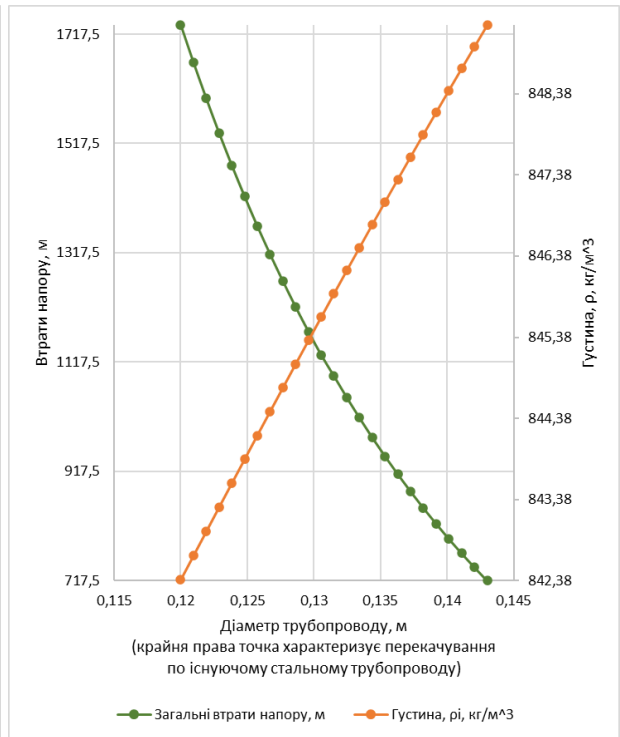
д)

а – характер зміни температури нафти; б – характер зміни в'язкості нафти; в – характер зміни густини нафти; г – характер зміни втрат напору по довжині трубопроводу; д – залежність втрат напору в трубопроводі від його діаметра для кожної ділянки довжиною 10 км

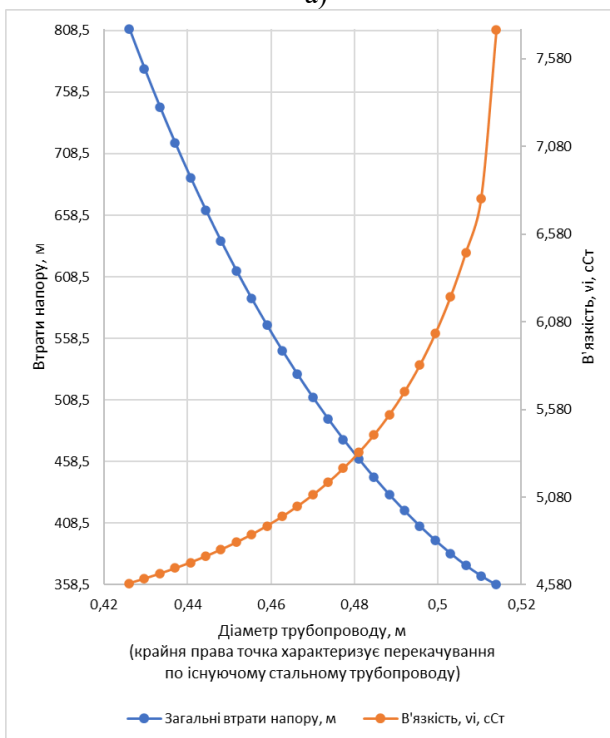
Рисунок 4 – Результати розрахунку параметрів роботи існуючого сталевго трубопроводу  $D_{зс} \times \delta_c = 530 \times 8 \text{ мм}$



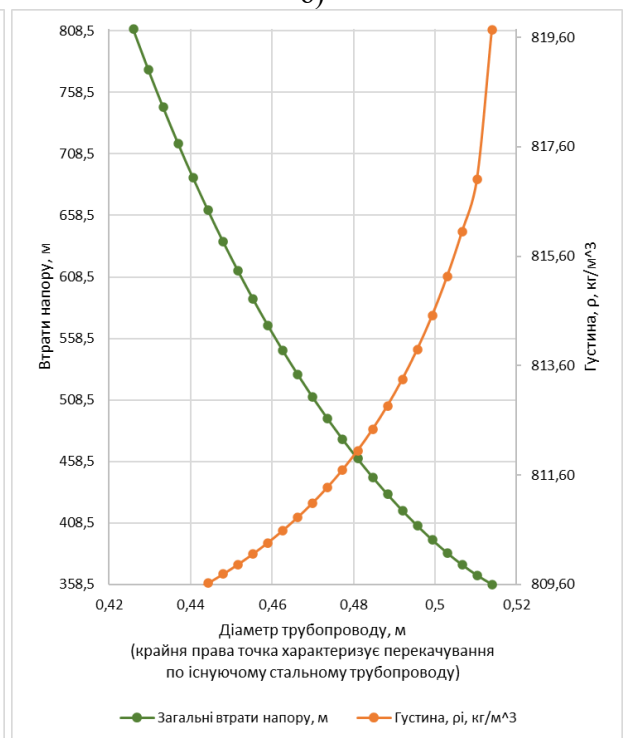
а)



б)



в)



г)

а, б – залежність зміни гідравлічних втрат напору та, відповідно, в'язкості і густини нафти від діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в сталевий  $D_{3\text{сх}d_c} = 159 \times 8$  мм;  
в, г – залежність зміни гідравлічних втрат напору та, відповідно, в'язкості і густини нафти від діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в сталевий  $D_{3\text{сх}d_c} = 530 \times 8$  мм

**Рисунок 5 – Визначення оптимального діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в існуючому**

## Висновки

1. Безтраншейні методи ремонту нафтопроводів для перекачування в'язких нафт мають суттєві переваги як з точки зору економії витрат на проведення ремонту, так і з точки зору енерговитрат на транспортування.

2. Запропонована методика і алгоритм розрахунку вибору діаметра внутрішнього трубопроводу для скорочення енерговитрат на транспортування підігрітої нафти. Якщо в результаті реалізації програми не отримано мінімального значення енерговитрат на транспорт нафти, то найбільш ефективним слід вважати спосіб із зазором між трубами не більше 3-5 мм.

3. Для ремонту протяжних "гарячих" нафтопроводів з проміжними пунктами підігріву при виборі діаметра внутрішнього трубопроводу слід враховувати енерговитрати на проміжних пунктах підігріву.

## Література

1. Сучасний стан, проблеми і перспективи створення в Україні нафтового та енергетичного резервів : аналіт. доповідь / [Дудкін О. М., Мінев А. Н., Міщай А. О. та ін.]; за заг. ред. Г. Л. Рябцева та О. М. Суходолі. К.: НІСД, 2018. 160 с.
2. «Укртранснафта» збільшила обсяги прокачування нафти в 2019 році. URL: <https://kosatka.media/category/neft/analytiks/ukrtransnafta-velichila-obemy-prokachki-nefti-v-2019-godu> (дата звернення: 03.07.2023)
3. Група Нафтогаз України. URL: <https://www.naftogaz.com/> (дата звернення: 03.07.2023)
4. Нафта і газ України. URL: <http://surl.li/izyim> (дата звернення: 04.07.2023)
5. АТ «Укртрансгаз». URL: <https://utg.ua/> (дата звернення: 03.07.2023)
6. Бут В. С., Олійник О. І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд і машин*: збірник наукових статей за результатами, отриманими в 2004–2006 рр. Київ : ІЕЗ ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. С. 491–496.
7. Бут В. С., Щербак О. В. Обґрунтування застосування дугового зварювання під час ремонту магістральних трубопроводів під тиском. *Зварювальник*. 2001. № 3. С. 15-19.
8. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II / А. В. Василик, В. Б. Запхляк, І. М. Сем'яник, Н. М. Запхляк. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2015. № 2(39). С. 131-138.
9. Yazdekhasi S. Analysis of factors influencing the selection of water main rehabilitation methods / S. Yazdekhasi, K. Piratla, A. Khan, S. Atamturktur. *NASTT 2014 No-Dig*, Orlando, USA, April 13–17, 2014. 10 p.
10. Suleiman M. Identification of practices, design, construction, and repair using trenchless technology / M. Suleiman, L. Stevens, C. Jahren, H. Ceylan, W. Conway. *Int rans project reports*, Institute for Transportation, Iowa State University, Iowa, October 2010. 64 p.
11. Сучасні технології безтраншейного ремонту теплогазових мереж / К. А. Поляруш, Я. В. Дорошенко, С. І. Тихонов, А. Р. Бабій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 1(58). С. 41–51.
12. Development of trenchless technology of reconstruction of «Pulling pig P» pipeline communications / Ya. Doroshenko, V. Zapukhliak, K. Poliarush, R. Stasiuk, S. Bagriy. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 2, No 1(98). P. 28–38.
13. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: підручник. Івано-Франківськ, 2001. 517 с.
14. Середюк М. Д., Пилипів Л. Д. Трубопровідний транспорт високов'язких вуглеводнів. Івано-Франківськ, 2013. 247 с.
15. Банчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Недра. 1977. 366 с.
16. Marlow D., Gould S., Lane B. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options. *Expert Systems With Applications*. (2015); Volume: 42 (Iss.22); pp. 8658-8668. DOI: 10.1016/j.eswa.2015.07.020.

## References

1. Suchasnyi stan, problemy i perspektyvy stvorennia v Ukraini naftovoho ta enerhetychnoho rezerviv : analit. dopovid / [Dudkin O. M., Miniev A. N., Mitsai A. O. ta in.] ; za zah. red. H. L. Riabtseva ta O. M. Sukhodoli. K.: NISD, 2018. 160 p. [in Ukrainian]
2. «Ukrtransnafta» zbilshyla obsiahы prokachuvannia nafty v 2019 rotsi. URL: <https://kosatka.media/category/neft/analytiks/ukrtransnafta-velichila-obemy-prokachki-nefti-v-2019-godu> (data zvernennia: 03.07.2023) [in Ukrainian]
3. Hrupa Naftohaz Ukrainy. URL: <https://www.naftogaz.com/> (data zvernennia: 03.07.2023) [in Ukrainian]
4. Nafta i haz Ukrainy. URL: <http://surl.li/izyim> (data zvernennia: 04.07.2023) [in Ukrainian]

5. AT «Ukrtranshaz». URL: <https://utg.ua/> (data zvernennia: 03.07.2023) [in Ukrainian]
6. But V. S., Oliinyk O. I. Stratehiia rozvytku tekhnologii remontu diiuchykh mahistralnykh truboprovodiv. *Problemy resursu i bezpeky ekspluatatsii konstruksii, sporud i mashyn: zbirnyk naukovykh statei za rezultatamy, otrym-?nyny v 2004–2006 rr.* Kyiv: IEZ im. Ye. O. Patona NAN Ukrainy, 2006. P. 491–496. [in Ukrainian]
7. But V. S., Shcherbak O. V. Obruntuvannia zastosuvannia duhovoho zvariuvannia pid chas remontu mahistralnykh truboprovodiv pid tyskom. *Zvariuvalnyk*. 2001. No 3. P. 15-19. [in Ukrainian]
8. Do problemy zvariuvalnykh robot na diiuchykh hazoprovodakh. Chastyna II / A. V. Vasylyk, V. B. Zapukhliak, I. M. Semianyk, N. M. Zapukhliak. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2015. No 2(39). P. 131-138. [in Ukrainian]
9. Yazdekhashti S. Analysis of factors influencing the selection of water main rehabilitation methods / S. Yazdekhashti, K. Piratla, A. Khan, S. Atamturktur. NASTT 2014 No-Dig, Orlando, USA, April 13–17, 2014. 10 p.
10. Suleiman M. Identification of practices, design, construction, and repair using trenchless technology / M. Suleiman, L. Stevens, C. Jahren, H. Ceylan, W. Conway. *Int rans project reports, Institute for Transportation*, Iowa State University, Iowa, October 2010. 64 p.
11. Suchasni tekhnologii beztransheinoho remontu teplohazovykh merezh / K. A. Poliarush, Ya. V. Doroshenko, S. I. Tykhonov, A. R. Babii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2016. No 1(58). P. 41–51. [in Ukrainian]
12. Development of trenchless technology of reconstruction of «Pulling pig P» pipeline communications / Ya. Doroshenko, V. Zapukhliak, K. Poliarush, R. Stasiuk, S. Bagriy. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 2, No 1(98). P. 28–38.
13. Serediuk M. D., Yakymiv Y. V., Lisafin V. P. Truboprovodnyi transport nafty i nafto-produktiv: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk, 2001. 517 p. [in Ukrainian]
14. Serediuk M. D., Pylypiv L. D. Truboprovodnyi transport vysokoviazkykh vuhlevodniv. Ivano-Frankivsk, 2013. 247 p. [in Ukrainian]
15. Banchuk V. A. Transport i hranenie nefci, nefteproduktov i gaza. M.: Nedra. 1977. 366 p. [in Russian]
16. Marlow D., Gould S., Lane B. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options. *Expert Systems With Applications*. (2015); Volume: 42 (Iss.22); pp. 8658-8668. DOI: 10.1016/j.eswa.2015.07.020.

# Дослідження та методи аналізу

---

---

УДК 622.691.4

DOI: 10.69628/pdogf/4.2023.26

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГЕОМЕТРИЧНОЇ ФОРМИ ТА МАТЕРІАЛУ ПОРШНІВ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ОЧИЩЕННЯ ТРУБОПРОВОДІВ

<sup>1</sup>С. М. Стецюк, <sup>1</sup>Я. В. Дорошенко, <sup>1</sup>Р. В. Бондаренко, <sup>2</sup>О. О. Філіпчук, <sup>1</sup>Ю. І. Дорошенко

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: yaroslav.doroshenko@nung.edu.ua

<sup>2</sup>Акціонерне товариство «Укргазвидобування»;  
04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28

Для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів, зменшення швидкості внутрішньотрубно́ї корозії необхідне регулярне очищення їх внутрішньої порожнини від різноманітних забруднень. Особливо це стосується трубопровідних систем збирання газу газових родовищ, тепло- та газопостачання, забруднення яких призводить до зменшення обсягів видобування газу, суттєвого зростання енерговитрат на транспортування. Традиційні методи очищення таких трубопровідних систем не завжди дають змогу підвищити гідравлічну ефективність трубопроводів, до того ж супроводжуються виробничо-технологічними втратами газу. Запобігти цьому можна застосуванням очисних поршнів, однак через цілий ряд ускладнень для таких трубопроводів необхідна розробка і підбір поршнів підвищеної прохідної здатності та дослідження впливу їх матеріалу і геометричної форми на ефективність очищення трубопроводів. Тому метою роботи є дослідження динаміки руху очисних поршнів різної геометричної форми із різних гіперпружних матеріалів горизонтальними і пониженнями ділянками трубопроводів та процесів їх очищення. Для таких досліджень розроблено технології виготовлення дослідних зразків очисних поршнів різної геометричної форми з різних гіперпружних матеріалів. Щоб дослідити динаміку руху кожного дослідного зразка, визначити його прохідну здатність та оцінити ефективність очищення ним трубопроводів, розроблено та змонтовано експериментальну установку зі скляних труб і відводів, яка містить протяжні горизонтальні і понижені ділянки. Експериментально визначено прохідну здатність кожного дослідного зразка очисного поршня та ефективність очищення ним трубопроводу. За результатами досліджень здійснено коректування геометричної форми дослідних зразків очисних поршнів для підвищення їхньої прохідної здатності. Також розроблено план прогресивної верифікації поршня для очищення трубопровідних систем збирання газу газових родовищ, тепло-, газопостачання, що дає змогу підібрати максимально ефективний поршень.

Ключові слова: тестування очисних поршнів, динаміка руху, прохідна здатність, гіперпружний матеріал, рідинні забруднення, понижена ділянка.

To increase the hydraulic efficiency of pipelines and reduce the rate of intra-pipe corrosion, it is necessary to regularly clean their internal cavity from various contaminants. This especially applies to gathering pipeline systems, heat and gas networks, pollution of which leads to a decrease in gas production volumes and a significant increase in energy costs for transportation. Traditional methods of cleaning such pipeline systems do not always make it possible to increase the hydraulic efficiency of pipelines, besides, they are accompanied by production and technological losses of gas. This can be prevented by using cleaning pigs, however, due to a number of

complications for such pipelines, it is necessary to develop and select pigs with increased throughput and study the influence of their material and geometric shape on the efficiency of pipeline cleaning. Therefore, the purpose of the work is to study the dynamics of the movement of cleaning pigs of different geometric shapes made of various hyperelastic materials through horizontal and lowered section of pipelines and their cleaning processes. For such studies, technologies for manufacturing test samples of cleaning pigs of different geometric shapes from various hyperelastic materials have been developed. In order to study the dynamics of the movement of each test sample, determine its throughput and evaluate the effectiveness of its cleaning of pipelines, an experimental installation with glass pipes and elbows was developed and assembled, which contains long horizontal and lowered section. The through-conduit of each test sample of the cleaning pig and the effectiveness of its cleaning of the pipeline were determined experimentally. Based on the results of research, the geometric shape of test samples of cleaning pigs was adjusted to increase their through-conduit. A plan for progressive verification of the pig for cleaning the gathering pipeline systems, heat and gas networks has also been developed, which makes it possible to choose the most effective pig.

Keywords: testing of cleaning pigs, movement dynamics, through-conduit, hyperelastic material, liquid contamination, lowered section.

## Вступ

Гідравлічна ефективність трубопровідних систем різноманітного призначення суттєво залежить від якості їх технічного обслуговування. Я. Дорошенко [1] констатує, що у внутрішній порожнині практично усіх ненових металевих трубопроводів, незалежно від їх призначення, містяться різноманітні забруднення різного походження: винесені зі свердловин частинки порід; газовий конденсат; вода; мастило; продукти внутрішньотрубної корозії; будівельне сміття; окалина, яка відшарувалась від труб; парафіни; різні мінеральні солі; відклади шламу; пісок; ґрунт; біоплівка тощо.

За недостатньої швидкості потоку забруднення накопичуються у понижених ділянках газопроводів, відкладаються на внутрішній стінці, що призводить до збільшення гідравлічного опору трубопроводів і, як наслідок, до збільшення перепаду тиску, зростання енерговитрат на транспортування, зменшення обсягів вилучення вуглеводнів із пластів родовищ, збільшення швидкості внутрішньотрубної корозії і зменшення надійності трубопроводів. В. Воловецький [2]) за результатами CFD моделювання встановив, що збільшення обсягу рідких забруднень у внутрішній порожнині трубопроводів систем збирання газу газових родовищ призводить до збільшення втрат тиску вище величин, передбачених технологічним режимом транспортування. Також В. Воловецький [3] зазначив, що наявність рідких забруднень у газовому потоці за певних термобаричних умов може призвести до утворення в трубопроводах твердих кристалічних сполук, а саме, гідратів. Потенційно схильними до накопичення гідратів є місця розгалужень трубопроводу, перехідники з одного діаметра трубопроводу на інший, відводи, регулюючі дроселі та понижені ділянки траси. Відкладення гідратів призводить до зменшення внутрішнього діаметра трубопроводу, а

в окремих випадках – до повного закупорення газопроводу.

Видалення забруднень продуванням газопроводів швидкісним газовим потоком супроводжується збільшенням обсягів виробничо-технологічних втрат природного газу і забрудненням доквілля парниковими газами, не завжди забезпечує повне очищення газопроводу. До того ж, в Україні багато газових родовищ перебувають на завершальній стадії розробки в умовах низьких тисків, яких не завжди достатньо, щоб продути промислові газопроводи. Енергетична криза, висока вартість енергоносіїв, необхідність в декарбонізації вимагають уваги до багатьох аспектів і питань технічного обслуговування трубопровідних систем.

Ефективно очистити трубопроводи від накопичених у внутрішній порожнині і відкладених на стінці забруднень можливо очисними поршнями. Газопроводи поршнями можна очистити без втрат газу і викидів метану в доквілля. Магістральні газопроводи спроектовані таким чином, щоб була можливість періодичного їх очищення та діагностування поршнями. Однак, що стосується систем збору газу газових родовищ, трубопроводів газових і теплових мереж, то під час їх проектування і будівництва не було передбачено можливості застосування очисних поршнів. Тому такі трубопроводи містять різні елементи, що перешкоджають вільному руху поршнів, зокрема, крутовигнуті відводи, перехідники з більшого на менший діаметр труб тощо. Також доволі часто зустрічаються зміщення кромки труб та напливи металу у внутрішню порожнину в місці зварних швів, вм'ятини, овальності та інші дефекти. Усі ці ускладнення можуть призвести до застрягання очисних поршнів і часткового або повного закупорювання трубопроводу. Найкращим підходом у такому випадку є розроблення індивідуальної програми очищення кожного трубопро-

воду, так як очищення поршнями таких трубопроводів буде виконано вперше. Тому треба оцінити придатність кожного трубопроводу для очищення та підібрати для нього матеріал і геометричну форму очисного поршня (верифікувати очисний поршень), оскільки одним і тим же очисним поршнем ефективно очищувати усі трубопроводи від різних забруднень неможливо.

Верифікацію очисних поршнів треба виконати з урахуванням стану кожного трубопроводу (наявність рідких, твердих забруднень у внутрішній порожнині, твердих відкладів на внутрішній стінці), його прохідності (наявність фітінгів, крутовигнутих відводів, трійників, перехідників із більшого на менший діаметр труб і навпаки), значних впливів чи зміщень кромки у місці зварних з'єднань, вм'ятин), режимів роботи (витрата, тиск) серією запускань тестових поршнів. Запускання тестових поршнів дає можливість переконатись у прохідності трубопроводу, підібрати геометричну форму і матеріал поршня для максимально ефективного очищення. Щоб мінімізувати ризик застрягання чи руйнування очисного поршня, треба здійснювати прогресивну його верифікацію. Найпершими доцільно запускати тестові поршні, виготовлені з матеріалу невеликої твердості, які мають таку геометричну форму, яка забезпечить їм найкращу прохідність. Кожен наступний тестовий поршень повинен бути з матеріалу більшої твердості та геометричної форми, яка дасть змогу ефективніше очищувати трубопровід. Тому для виконання таких робіт потрібен набір очисних поршнів із різних матеріалів різної геометричної форми.

R. Lie [4] зазначив, що тільки виконанням експериментальних досліджень прохідної здатності поршнів різної геометричної форми можна знизити ризик їх застрягання і зупинки трубопроводів.

J. Zhou [5] застерігає: якщо поршень виносить у камеру приймання експериментальної установки велику кількість рідинних забруднень, то наприкінці процесу очищення виникає гідравлічний удар такої сили, що може відбутись розрив трубопроводу.

C. Стецюк [6] експериментально оцінив ефективність очищення циліндричними поршнями із гіперпружних матеріалів різної твердості (пінополіуретан; пінополіуретан, покритий уретаном; саморуйнівна пружно-полімерна композиція; силіконовий герметик, силіконовий компаунд) горизонтальних і понижених ділянок трубопроводів із скляних труб. Встановлено, що найефективніше внутрішню порож-

нину таких ділянок трубопроводів очищують поршні із силіконового компаунду, силіконового герметика та пінополіуретану високої щільності. При цьому очищення усіма поршнями було найефективнішим, коли поршні рухались із майже постійною швидкістю – 2-5 м/с. При цьому Z. Liang [7] встановив, що швидкість руху поршня визначається, насамперед, діаметром трубопроводу, швидкістю газу, величиною перетікання через поршень і силою тертя між поршнем та стінкою трубопроводу.

### Мета та завдання досліджень

Метою роботи є дослідження динаміки руху очисних поршнів різної геометричної форми із різних гіперпружних матеріалів горизонтальними і пониженими ділянками трубопроводів та оцінка ефективності їх очищення.

Основними завданнями роботи є розроблення технології виготовлення дослідних зразків очисних поршнів різної геометричної форми з різних гіперпружних матеріалів, розроблення та монтаж експериментальної установки для тестування очисних поршнів, визначення прохідної здатності кожного поршня та оцінка ефективності очищення горизонтальних і понижених ділянок трубопроводів.

### Огляд літератури

P. Кондрат [8] для очищення внутрішньої порожнини систем збирання газу газових родовищ розробив саморуйнівний в'язкопружний очисний поршень, для якого не треба влаштовувати камери приймання. До складу матеріалу поршня входить карбоксиметилцелюлоза, спінуюча поверхнево-активна речовина та вода. Шляхом лабораторних досліджень встановлено, що, змінюючи рецептуру виготовлення такого поршня, можна регулювати тривалість його існування: від 40 хв до понад годину – у воді, від більш ніж двох до трьох годин – у суміші води з конденсатом.

W. Winters [9] констатує, що на сьогодні існує понад 500 типів поршнів. Вони мають різноманітне призначення (очищення, розділення різних транспортованих продуктів, нанесення хімічних речовин на внутрішню стінку, діагностування, картографування, різних вимірювань тощо). А тому надзвичайно важливо правильно підібрати поршень. Для очищення трубопроводів застосовують циліндричні поршні з різних спінених полімерів та литі з уретану і інших матеріалів, які мають різну геометричну форму.

Щоб правильно підібрати поршень для очищення трубопроводу, необхідні як теоретичні, так і лабораторні експериментальні дослі-

дження, тестування та промислова верифікація для кожного трубопроводу систем збирання газу газових родовищ, мереж тепло- та газопостачання. Неправильний підбір очисного поршня може призвести до його застрягання чи руйнування. Причин для цього є надзвичайно багато. Основні з них розглянули А. O'Donoghue [19] та Р. Ward [20]. До того ж, застосування невірно підібраних поршнів може спричинити вибух газопроводу, причини чого розслідує L. Matta [21].

Теоретичні дослідження полягають у моделюванні руху поршнів трубопроводами, режимів роботи трубопроводу і газодинамічних процесів при цьому для визначення розподілу тиску, швидкості руху поршня, його місцезнаходження за заданих умов експлуатації трубопроводу.

А. Nieckele [10], А. Solghar [22] та М. Lesani [23] для моделювання руху поршнів трубопроводом об'єднали рівняння руху потоку (збереження маси, імпульсу та енергії) з рівняннями балансу сил, які діють на поршень. У рівнянні балансу сил врахував сили тиску, контактні сили та різні режими тертя та прискорення поршня. Розв'язують ці рівняння чисельним методом. Реалізація згаданих математичних моделей дала змогу дослідити динаміку руху поршня трубопроводом, встановити місця його пришвидшення, гальмування, моменти збільшення і зменшення тиску, побудувати набір графічних моделей зміни тиску, витрати, швидкості руху та положення поршня в часі. Суттєві зміни цих параметрів спостерігались в моменти початку руху поршня, в місцях зміни його діаметра. Натомість М. Borregales [11] для дослідження розподілу швидкості й тиску під час руху поршня трубопроводом запропонував застосувати CFD моделювання в програмному комплексі Ansys. Змодельовано рух поршнів різної геометричної форми (циліндричної, кулеподібної і дискової) з постійною швидкістю трубопроводом, який містить дві прямолінійні ділянки і криву повороту. Встановлено, що найкращим поршнем для очищення досліджуваного трубопроводу є дисковий.

В. Грудз [12] теоретично дослідив нестационарні термогазодинамічні процеси, які відбуваються в газопроводі під час руху поршнів. Для цього створено математичну модель руху газу в газовій області, яка рухається перед і за поршнем. Реалізація такої моделі дає змогу прогнозувати характер переміщення рухомої границі та розподіл тисків і витрати газу впродовж нестационарного процесу.

Також В. Грудз [13] запропонував підвищувати ефективність очищення газопроводів гальмуванням руху очисного пристрою на низхідних ділянках зміною технологічної схеми лінійної частини шляхом підключення лупінгу. Для встановлення закономірностей руху очисного пристрою при зміні технологічної схеми газопроводу побудовано математичну модель процесу і запропоновано алгоритм її реалізації, що дало змогу розрахувати ступень зменшення швидкості руху поршня після підключення лупінгу.

Х. Zhu [24] та А. Heijer [25] досліджували силу тертя, спричинену нелінійним контактом між ущільнювальним диском поршня та внутрішньою стінкою труби. Одержані результати засвідчили, що сила тертя залежить від сили притискання дисків, стану стінки труби та швидкості руху поршня. Експериментально визначено контактну силу, силу тертя та розраховано коефіцієнт тертя між ущільнювальним диском і стінкою труби, який, в основному, визначався станом стінки труби і майже не залежав від розмірів ущільнювального диска. S. Kim [14] в лабораторних умовах експериментально досліджував вплив тертя на швидкість руху поршня трубопроводом. Розроблено та виготовлено експериментальну установку з прозорих труб, особливістю якої є можливість заміни двох секції трубопроводу на секції з різними товщинами стінки і, відповідно, різними внутрішніми діаметрами. Зменшення діаметра трубопроводу призводило до збільшення контактних сил і сил тертя під час проходження поршнем таких секцій трубопроводу, що, в свою чергу, пригальмовувало поршень. Пригальмовування поршня призводило до збільшення тиску в запоршневому просторі, тож коли він проходив змінну секцію, його швидкість суттєво збільшувалась.

Досліджено взаємозв'язок між швидкістю руху поршня на виході із змінної секції та основними змінними, якими були швидкість потоку, товщина стінки змінної секції та довжина прямолінійної ділянки трубопроводу перед змінною секцією. Встановлено, що збільшення товщини стінки змінної секції і, відповідно, підвищення сили тертя призводить до пришвидшення поршня на виході змінної секції на величину від 46 % до 110 %, Особливо значним воно було при малій швидкості потоку. Результати показали, що довжина пакету ліній є основним фактором поведінки свиней. Зокрема, лінійний пакет також слід розглядати як важливу змінну, яка впливає на відхилення швидкості та

поведінку під час проходження трубопроводу на великій відстані.

W. Wang [15] експериментально в лабораторних умовах досліджував ефективність видалення дисковими і чашковими поршнями відкладів парафіну різної товщини і різної твердості з внутрішньої стінки трубопроводу. Найефективніше відклади на внутрішній стінці трубопроводу видаляють дискові поршні, які чинять більшу сили опору парафінам. При цьому ефективність видалення воску можна підвищувати оптимізацією розмірів і твердості дисків.

Z. Chen [16] та Y. Cao [17] для дослідження напружено-деформованого стану, деформацій чашок очисного поршня застосували чисельне моделювання методом кінцевих елементів. Такий метод дає змогу визначати розподіл напружень у чашках поршня, від величини яких залежить очисна здатність поршня та його здатність проходити елементи трубопроводу.

Під час руху поршня прямолінійною ділянкою трубопроводу радіальні напруження на зовнішньому краю чашки розподілені рівномірно, а коли поршень проходить кривою – їх розподіл має кардіальний характер.

D. Molyneux [18] описує успішне застосування очисного поршня з еластомеру для очищення газозбірного трубопроводу газового родовища сланцевого газу накопичення води, в понижений ділянці якого в місці перетинання ущелини призводило до виникнення значного перепаду тиску. Газопровід не містив камер запускання-приймання поршнів, тому для поміщення поршня в газопровід демонтували котушку труби довжиною 1,5 метрів і кран у початковій його точці. З газопроводу очисний поршень був видалений через продувну лінію. У результаті очищення перепад тиску в трубопроводі зменшився до 0,01 МПа.

### Матеріали та методи

Для виготовлення дослідних зразків очисних поршнів підібрано різні матеріали, які мають різні фізико-механічні характеристики. Це силіконовий компаунд, поліуретан та пінополіуретан. При цьому очисні поршні виготовлені із силіконового компаунда і поліуретану різної твердості (за шкалою Шор А), а пінополіуретану - різної густини. Підібрані матеріали називають гіперпружними, оскільки під навантаженням вони зазнають значних деформацій і мінімально змінюють об'єм (у разі стискання бічної поверхні зразки видовжуються, а у разі прикладання вертикального навантаження – розширюються), швидко відновлюють форму після знімання навантажень. Тому такі матеріа-

ли спроможні забезпечити здатність очисним поршням проходити через різноманітні ускладнення, які спостерігаються в трубопроводах систем збору газу газових родовищ, газових і теплових мереж (зокрема, коліна малого радіусу вигину, перехідники з більшого на менший діаметр труб, зміщення кромки труб та напливи металу у внутрішню порожнину в місці зварних швів, вм'ятини, овальності тощо).

Цікавим щодо виготовлення очисних поршнів для очищення складних трубопровідних систем є силіконовий компаунд, який після затвердіння при кімнатній температурі стає надзвичайно міцним і непроникним матеріалом великої пружності, гнучкості, зносостійкості, довговічності та добре розтягується і точно повторює форму, в яку його заливають, незалежно від її розміру та складності.

Дослідні зразки очисних поршнів виготовлено із силіконового компаунда на олов'яному каталізаторі (поліконденсаційного), який простий у використанні, добре обтікає внутрішню поверхню форми. Натомість силіконовий компаунд на платиновому каталізаторі (поліадитивний) є липким, але термостійким, тому його доцільно застосовувати для виготовлення очисних поршнів, призначених для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів тепломереж під тиском теплоносія.

Поршні виготовлено із силіконових компаундів різних марок, які мають різну твердість за Шор А (табл. 1).

Для виготовлення суцільнолитих дослідних зразків очисних поршнів із силіконового компаунда розроблено таку технічну послідовність виконання робіт:

- розроблення 3D моделі очисного поршня;
- виготовлення 3D моделі ливарної форми;
- виготовлення ливарної форми;
- приготування суміші силікону (основи) і каталізатора;
- заливання суміші в ливарну форму;
- забезпечення технічної перерви для твердіння силіконового компаунда;
- вилучення очисного поршня з ливарної форми;
- контроль якості очисного поршня.

3D моделі очисних поршнів доцільно розробляти для наочності, виявлення недоліків і внесення необхідних коректив щодо геометричної форми та розмірів поршня, виготовлення 3D моделі форми для лиття із максимальним ступенем деталізації.

Таблиця 1 – Фізико-механічні властивості силіконових компаундів

Показник	Марка силіконового компаунда		
	SKR-780	SKR-781	SKR-788
Усереднена в'язкість, СПз	15000	15000	19000
Твердість за Шор А	5	10	30
Відносне подовження за розривання, %	600	660	580
Умовна міцність за розривання, МПа	2,4	2,5	3,5
Співвідношення компонентів	100:2	100:2	100:2
Густина, кг/м <sup>3</sup>	1100	1100	1100
Особливості	Дуже м'який, міцний	М'який, міцний	Твердий

3D моделі очисних поршнів виготовляли за такою послідовністю:

- розроблення геометричної форми очисного поршня (до уваги приймалися результати експериментальних досліджень із використанням попередньо виготовлених поршнів);

- розрахунок, оптимізування розмірів очисного поршня (у тому числі з урахуванням результатів експериментальних досліджень із використанням попередньо виготовлених поршнів);

- двовимірне креслення очисного поршня;

- побудова 3D моделі очисного поршня без урахування його фізичних характеристик;

- експериментальне тестування очисного поршня та внесення коректив до проекту (у разі потреби).

Під час розроблення геометричної форми очисних поршнів, оптимізування їх розмірів особливу увагу треба приділяти їх міцності з урахуванням фізико-механічних характеристик гіперпружного матеріалу, діаметра трубопроводу. Розроблено очисні поршні циліндричної, гантелеподібної (дво- і три- кулевої, дискової, циліндричної), багатодискової, циліндрично-одностискової, циліндрично-двостискової, манжетної, чашкової, манжетно-чашкової геометричних форм. За двовимірним кресленням очисних поршнів виготовлено 3D моделі очисних поршнів (рис. 1).

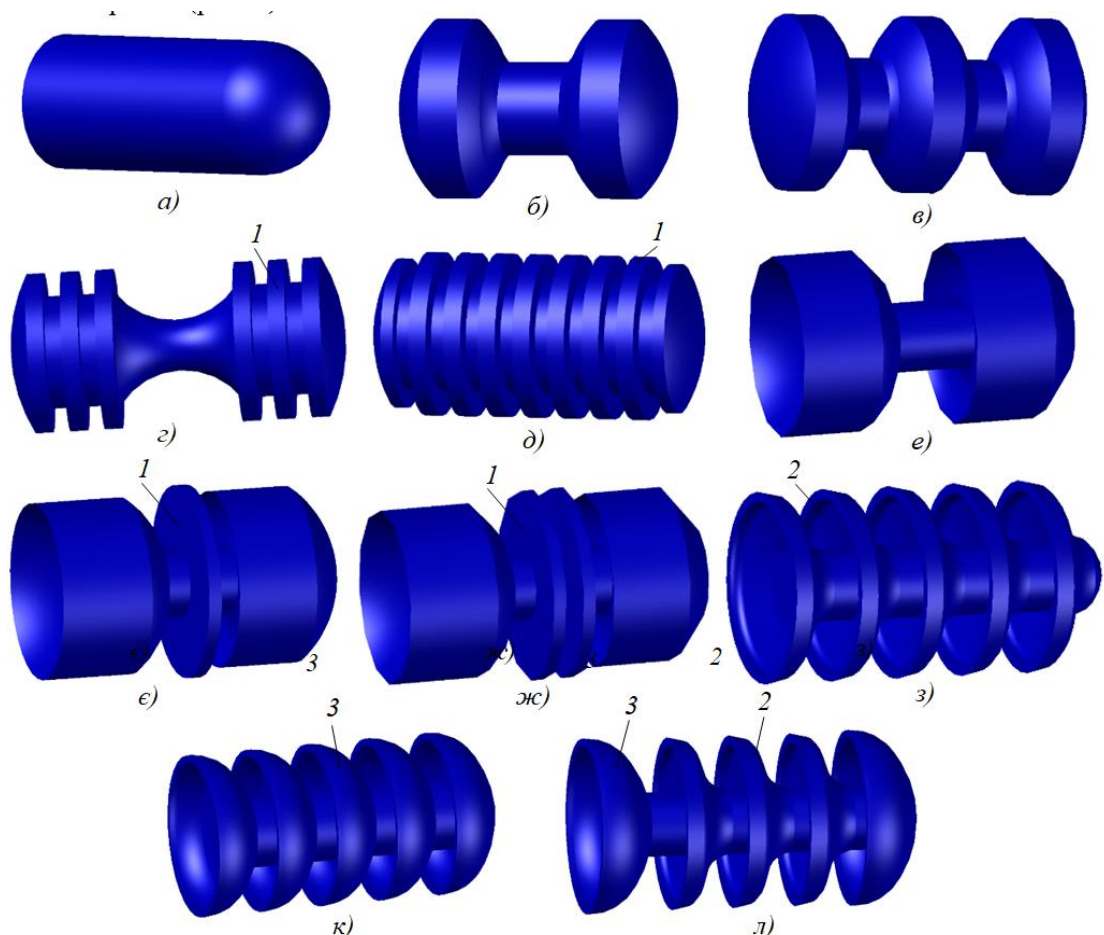
Оскільки, внутрішня стінка ливарної форми повинна повторювати геометричну форму зовнішньої поверхні поршня, то на основі 3D-моделі очисного поршня виготовлено 3D-модель ливарної форми. Приклад 3D моделі ливарної форми подано на рисунку 2, а. Товщину стінки ливарної форми приймали рівною 1,5 мм.

Ливарна форма для очисних поршнів складається зі з'єднаних між собою двох половин. Щоб точно з'єднати дві половини ливарної форми, одна з них має виступи 2 (рис. 2, а). Для заливання силіконового компаунда у ливарних

формах передбачено горловину 3 діаметром 20 мм та довжиною від 10 мм до 30 мм.

Суміш основи і каталізатора готували в окремій вимірювальній ємності. Для визначення об'єму необхідного силіконового компаунда, у програмному комплексі комп'ютерного моделювання визначали об'єм 3D моделі очисного поршня. Недотримання пропорцій основи і каталізатора порушує перебіг хімічної реакції, що призводить до неповного затвердіння силіконового компаунда і наявності рідких включень. Тому під час підготовки суміші конкретної марки ретельно дотримувались пропорцій основи і каталізатора, зазначених виробником компаунда. Після перемішування суміш одразу виливали тонким струменем у горловину ливарної форми крізь лійку вимірювальної ємності так, щоб силікон поступово сам розподілявся в ливарній формі. Зволікання чи повільне виливання може призвести до суттєвого збільшення в'язкості суміші, що ускладнює (унеможливує) виливання, призводить до застигання суміші в вимірювальній ємності або під час лиття і неповного заповнення ливарної форми. Коли силіконовий компаунд полімеризувався, з'єднувач двох половин ливарної форми видаляли, відокремлювали дві половини ливарної форми і виймали очисний поршень. Очисним поршнями із силіконового компаунда різної твердості за шкалою Шор А надано різного забарвлення. Для цього під час перемішування основи і каталізатора до суміші додавали флуоресцентні пігменти. Додавання барвника дало змогу контролювати рівномірність розподілу каталізатора в масі основи. Приклади виливок очисних поршнів із силіконового компаунда подано на рисунку 3, а, б, в.

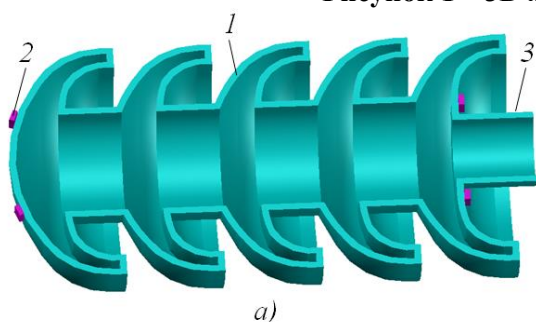
Поліуретан, із якого виготовляли дослідні зразки очисних поршнів, характеризується жорсткістю і міцністю та твердістю 80 одиниць за шкалою Шор А. Поршні із поліуретану виготовляли за такою ж технологічною послідовністю виконання робіт, що й із силіконового



1 – диск; 2 – манжета; 3 – чашка

- a) – циліндрична; б) – гантелеподібна двокулева; в) – гантелеподібна трикулева;  
 г) – гантелеподібна дискова; д) – багатодискова; е) – гантелеподібна циліндрична;  
 є) – циліндрично-однорискова; ж) – циліндрично-дворискова;  
 з) – манжетна; к) – чашкова; л) – манжетно-чашкова

Рисунок 1 – 3D моделі очисних поршнів

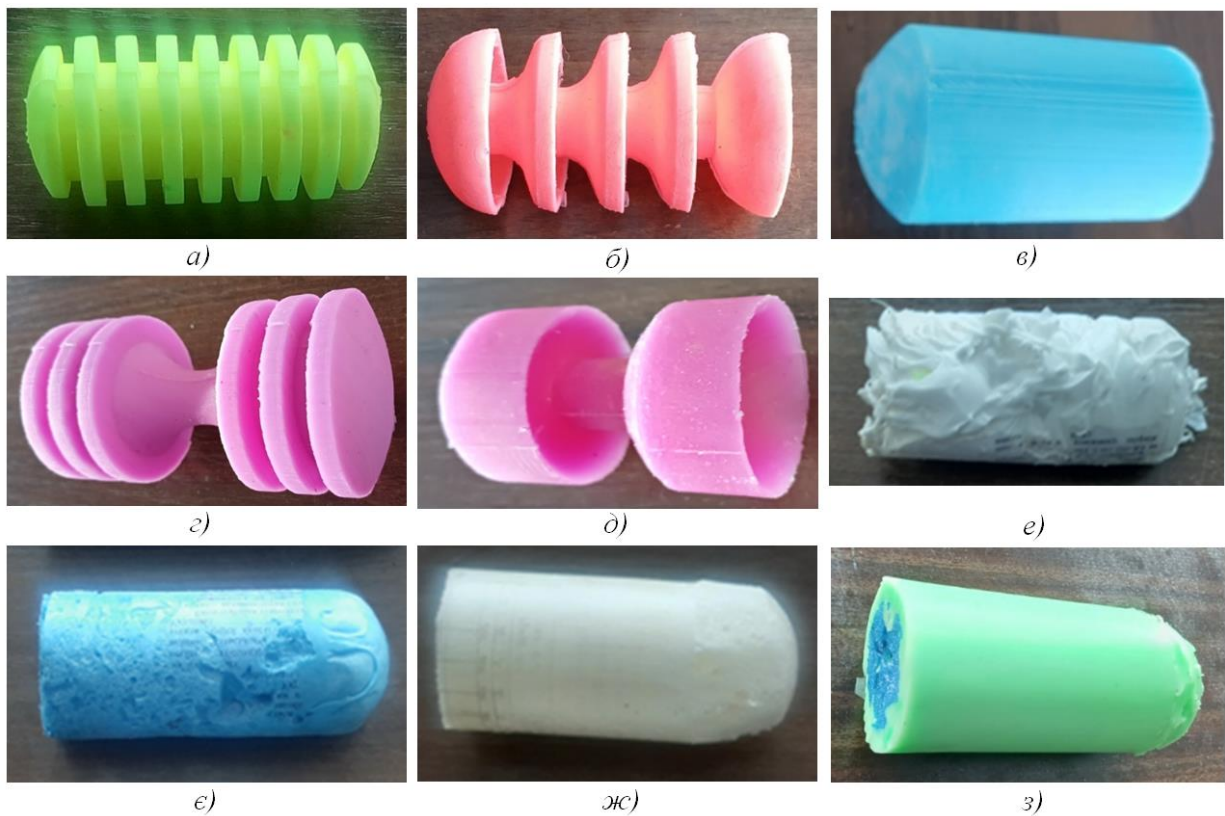


- a) – 3D модель; б) – форми, роздруковані на 3D принтері;  
 1 – ливарна форма; 2 – виступ; 3 – горловина

Рисунок 2 – Ливарні форми

компаунда. Відмінністю є те, що після полімеризації поліуретан сильно прилипає до стінок ливарної форми. Щоб запобігти цьому, обидві половини ливарної форми перед з'єднанням змащували декількома шарами спеціального розділювача для поліуретану. Приклади виливок очисних поршнів із поліуретану подано на рисунку 3, г, д.

Також дослідні зразки поршнів для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів виготовляли зі силіконового герметика холодного твердіння густиною  $1020 \text{ кг/м}^3$ , твердістю 18 одиниць за шкалою Шор А. Для виготовлення суцільнолитих очисних поршнів із силіконового герметика розроблено технічну послідовність виконання робіт:



а) – багатодисковий із силіконового компаунда; б) – манжетно-чашковий із силіконового компаунда; в) – циліндричний із силіконового компаунда; г) – гантелеподібний дисковий із поліуретану; д) – гантелеподібний циліндричний із поліуретану; е) – циліндричний із силіконового герметика; є) – циліндричний із пінополіуретану густиною 20-30 кг/м<sup>3</sup>; ж) – циліндричний із пінополіуретану густиною 150-160 кг/м<sup>3</sup>; з) – циліндричний із пінополіуретану, покритого силіконовим компаундом

**Рисунок 3 – Приклади очисних поршнів із гіперпружних матеріалів**

- виготовлення форми;
- підготовка матеріалу;
- заповнення форми силіконовим герметиком;
- забезпечення технічної перерви для твердіння силіконового герметика;
- вилучення очисного поршня з форми;
- контроль якості очисного поршня.

Силіконовий герметик не достатньо добре обтікає внутрішню поверхню форми, тому з нього виготовляли тільки циліндричні очисні поршні. Для виготовлення циліндричних очисних поршнів форму виготовляли з такої ж труби, що й споруджений трубопровід. Щоб полегшити відділення поршня від форми, її внутрішню порожнину обгортали змащеним рослинною олією папером. Силіконовий герметик твердіє взаємодіючи з повітрям докільця, тому заповнену форму витримували відкритою. Час повного затвердіння силіконового герметика за кімнатної температури може перевищувати 4-5 діб. Під час виготовлення очисних поршнів із силіконового герметика можливе неповне затвердіння, значна нерівномірність усадку. Прик-

лад виливки очисного поршня із силіконового компаунда подано на рисунку 3, е.

Що стосується пінополіуретану, то чим більша його густина – тим він міцніший, чим менша – тим пружніший та м'якший. Вироби із пінополіуретану малої густини надзвичайно пружні, гнучкі і здатні повернутися до початкової форми після стиснення (навіть до 75 %) або розтягування (до 45 %). Вироби із пінополіуретану великої густини жорсткі і здатні повернутися до початкової форми після стиснення до 10 %. Дослідні зразки очисних поршнів для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів виготовляли з пінополіуретанів різної густини. Пінополіуретану малої густини 20-30 кг/м<sup>3</sup> (піна монтажна еластична FLEXIFOAM Soudal) та пінополіуретану великої густини 150-160 кг/м<sup>3</sup> (піна звичайна монтажна).

Для виготовлення суцільнолитих дослідних зразків очисних поршнів із пінополіуретану розроблено наступну технічну послідовність виконання робіт:

- виготовлення форми;
- підготовка матеріалів, інструментів;

- заповнення форми пінополіуретаном;
- технічна перерва для твердіння пінополіуретану;
- вилучення очисного поршня з форми;
- контроль якості очисного поршня.

Пінополіуретан є пористим спіненим полімером, який на 85-90 % складається з газової фази. Наявність газової фази суттєво зменшує міцність очисного поршня, особливо коли він має складну геометричну форму. Тому з пінополіуретану виготовляли тільки циліндричні очисні поршні. У такому разі форму найкраще виготовити з такої ж труби, що й трубопровід.

Пінополіуретан застигає під впливом вологи повітря, тому після наповнення форми її не можна закривати, а для кращої якості очисного поршня дно форми має бути перфорованим. Форма має бути закріплена таким чином, щоб її дно перебувало у повітрі. Для полегшення відділення очисного поршня від форми її внутрішню порожнину обгортали змащеним рослинною олією папером. Пінополіуретан після виходу із балона збільшується в об'ємі, тому форму заповнювали наполовину. Приклади поршнів із пінополіуретану подано на рисунку 3, є, ж. Щоб збільшити міцність, жорсткість та зносостійкість очисних поршнів із пінополіуретану, їх підсилювали покриванням зовнішньої поверхні силіконовим компаундом (рис. 3, з). Для цього поршень із пінополіуретану виготовляли діаметром, меншим за діаметр форми, а простір між поршнем і формою заливали силіконовим компаундом.

Дослідні зразки очисних поршнів, виготовлені із різних гіперпружних матеріалів, мають різну геометричну форму. Різні гіперпружні матеріали мають різну твердість, модулі пружності, механічну міцність, густину тощо, тому поршні із різних гіперпружних матеріалів різної геометричної форми із різною ефективністю очищують трубопроводи від різних забруднень (рідинних чи твердих накопичень, відкладів на стінці тощо), мають різну прохідну здатність. Для обґрунтованого підбору поршня з метою ефективного очищення трубопроводів систем збирання газу газових родовищ, мереж тепло- та газопостачання та продуманої натурної прогресивної його верифікації необхідні тестування дослідних зразків очисних поршнів, дослідження процесів очищення ними різних ділянок трубопроводу. Під час таких експериментальних тестувань треба визначити прохідну здатність та ефективність очищення трубопроводу кожним з поршнів.

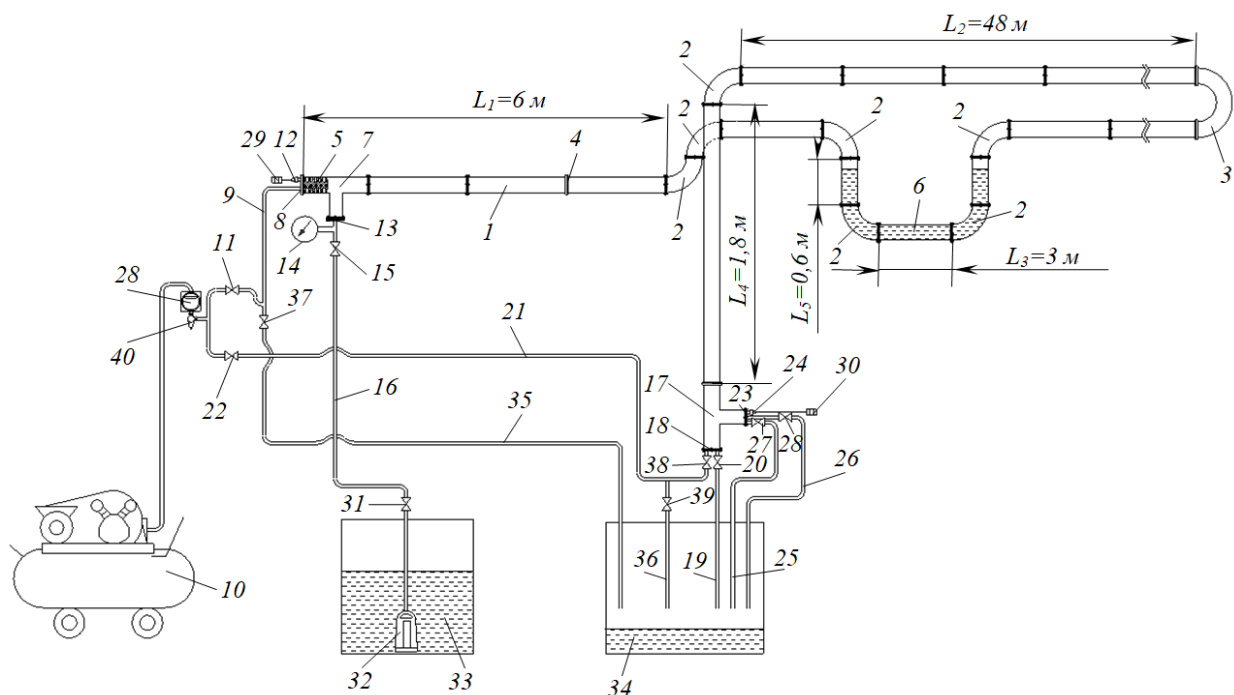
Установка для тестування дослідних зразків очисних поршнів, дослідження ефективності

очищення ними трубопроводів, їх прохідної здатності змонтована у лабораторії трубопровідного транспорту нафти ІФНТУНГ на базі експериментальної установки зі скляних труб. У наявній експериментальній установці змонтовано камеру запускання та камеру приймання поршнів, понижену ділянку трубопроводу і обв'язку, яка забезпечує можливість закачувати воду в понижену ділянку, рухати поршень як в аверсному, так і в реверсному напрямку.

Експериментальна установка складається з трубопроводу загальною довжиною 105 м, виконаного зі скляних труб 1 (рис. 4) зовнішнім діаметром 65 мм, товщиною стінки 5 мм і довжиною 3,4 м кожна, скляних відводів 2 з кутом вигину 90° і радіусом вигину, рівним 1,5DN (де DN – умовний діаметр трубопроводу) та відводу 3 з кутом вигину 180° (рис. 4, рис. 5). Скляні труби 1 та відводи 2 з'єднані між собою фланцями 4 (рис. 4), ущільненими гумовими кільцями та прокладками між скляними трубами 1. Прокладки в деяких фланцях незначно виступають у внутрішню порожнину трубопроводу, що імітує зміщення кромки і напливи металу у внутрішню порожнину трубопроводу в місці зварних з'єднань трубопроводів систем збирання газу газових родовищ, мереж тепло- та газопостачання.

Щоб забезпечити можливість дослідження ефективності очищення поршнем 5 (рис. 4) понижених ділянок трубопроводу вздовж експериментальної установки, змонтовано П-подібну понижену ділянку 6, в яку закачували воду (рис. 6). Для цього демонтовано одну з труб горизонтального скляного трубопроводу. Тоді з труб, відводів і приклеєних до них епоксидним клеєм друкованих на 3D принтері фланців із буртами змонтовано монтажні вузли, з яких виконано понижену ділянку. Понижена ділянка містить дві вертикальні скляні труби довжиною 0,6 м, одну горизонтальну трубу довжиною 3,2 м і чотири скляних відводи з кутом вигину 90° і радіусом вигину, рівним 1,5DN. Загальна довжина пониженої ділянки трубопроводу – 5,1 м.

На початку скляного трубопроводу змонтовано камеру запускання очисних поршнів (рис. 7, а), яку виконано у вигляді скляного трійника 7 (рис. 4) до магістралі і відгалуження якого епоксидним клеєм приклеєно надруковані на 3D принтері фланці з буртами. До фланця, приклеєного до однієї із сторін магістралі трійника (на вході трубопроводу), прикріплено надруковану на 3D принтері заглушку 8 з двома патрубками. До одного з патрубків приєднано шланг лінії подавання повітря 9 з ресивера



1 – скляна труба 65×5; 2 – відвід 90°; 3 – відвід 180°; 4 – фланець; 5 – очисний поршень; 6 – понижена ділянка; 7, 17 – скляний трійник; 8, 13, 18, 23 – заглушка; 9, 21 – лінія подавання повітря; 10 – компресор; 11, 15, 20, 22, 27, 28, 31, 37, 38, 39 – кран; 12, 24 – давач тиску; 14 – манометр; 16 – лінія подавання води; 19, 25, 26, 35, 36 – лінія відведення води з передпоршневого простору; 29, 30 – універсальний лічильник імпульсів; 32 – дренажний водяний насос; 33 – ємність з водою; 34 – скляна мірна ємність; 40 – запобіжний клапан; 41 – газовий лічильник

**Рисунок 4 – Схема установки для тестування дослідних зразків очисних поршнів**



**Рисунок 5 – Установка для тестування дослідних зразків очисних поршнів**

компресора 10 в запоршневий простір та кран 11, а до іншого – давач тиску 12. У свою чергу, до фланця, приклеєного до відгалуження скляного трійника 7, прикріплено надруковану на 3D принтері заглушку 13 із патрубком, до якого приєднано манометр 14, призначений для візуального контролю тиску в трубопроводі, кран 15 та шланг лінії подавання води 16 (рис. 4).

У кінці скляного трубопроводу змонтовано камеру приймання очисних поршнів (рис. 7, б),

яку виконано у вигляді скляного трійника 17 (рис. 4), до магістралі і відгалуження якого епоксидним клеєм приклеєно надруковані на 3D принтері фланці з буртами. До фланця, приклеєного до однієї із сторін магістралі трійника (на виході трубопроводу), прикріплено надруковану на 3D принтері заглушку 18 з двома патрубками. До одного з патрубків приєднано шланг лінії відведення води з передпоршневого простору 19 з краном 20, а до іншого – шланг

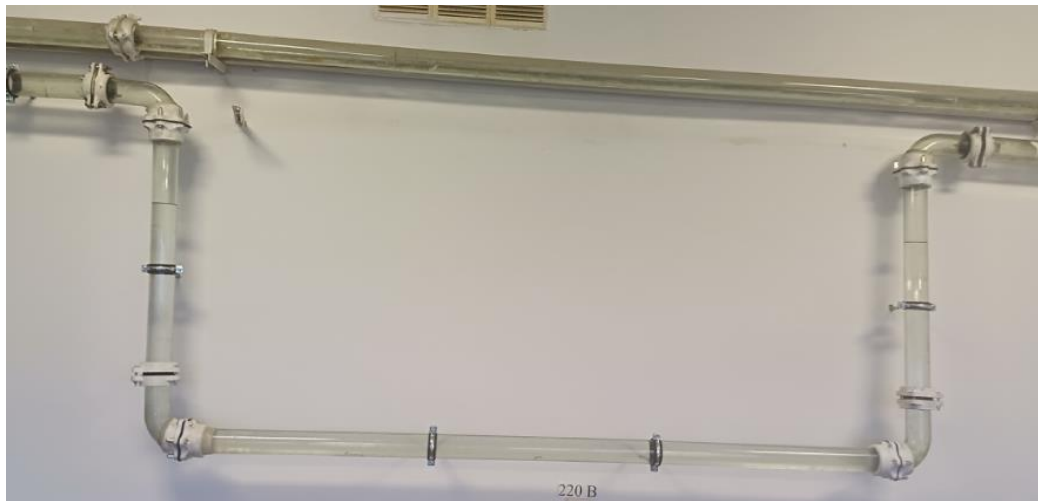


Рисунок 6 – Понижена ділянка трубопроводу



а)



б)

а) – камера запускання поршнів; б) – камера приймання поршнів

Рисунок 7 – Камери запускання та приймання поршнів

лінії подавання повітря 21 з ресивера компресора 10 в запоршневий простір з краном 22. Лінію подавання повітря 21 з ресивера компресора 10 в запоршневий простір приєднували до заглушки 18 для скерування очисного поршня 5 в реверсному напрямі з камери приймання та з місць його застрягання в трубопроводі. До фланця, приклеєного до відгалуження скляного трійника 17, прикріплено надруковану на 3D принтері заглушку 23 з трьома патрубками, до одного з яких приєднано давач тиску 24, а до двох інших – шланги ліній відведення води з передпоршневого простору 25 та 26 з кранами 27 та 28 відповідно. Така кількість ліній відведення води з передпоршневого простору необхідна для запобігання виникненню гідравлічного удару, який може відбутись у результаті винесення у камеру приймання очисним поршнем 5 великої кількості рідинних забруднень.

Для моніторингу та аналізу зміни тиску під час руху дослідних зразків очисних поршнів

установка обладнана двома давачами тиску 12 та 24 для води, газу, повітря G1/4, які закріплені в патрубках заглушок 8 та 23 камер запускання та приймання поршнів (рис. 4). Давачі тиску 12 та 24 під'єднано до універсальних лічильників імпульсів 29 та 30 (smart-MAC D105) відповідно, які, в свою чергу, під'єднано до бездротової мережі WiFi. Через бездротову мережу WiFi лічильників імпульсів передають результати вимірювань на «хмарний» сервер даних, де здійснювалась візуалізація та аналіз даних.

Обв'язку експериментальної установки зроблено таким чином, щоб після відкриття кранів 31 та 15 була можливість закачувати воду дренажним водояним насосом 32 з ємності 33 або мережі водопостачання в понижену ділянку трубопроводу 6 до запускання очисного поршня 5, а після проходження поршнем усієї довжини трубопроводу, змінювати його напрям руху з аверсного на реверсний (рис. 4). При



Рисунок 8 – Обв'язка експериментальної установки

цьому видалена поршнем 5 вода зливалась лініями відведення води з передпоршневого простору в скляну мірну ємність 34. Для цього обв'язка містить лінії подавання повітря в запоршневий простір 9, 21, лінії відведення води з передпоршневого простору 19, 25, 26, 35, 36, крани 20, 27, 28, 37, 38, 39 (рис. 4, рис. 8).

Для зміни напрямку руху очисного поршня 5 змонтовано вузол переключення, який містить крани 11 та 22 на лініях подавання повітря в запоршневий простір 9 та 21 відповідно, кран 37 на зливній лінії 35 (рис. 4). Також на вході вузла перемикачів напряму руху очисного поршня 5 змонтовано запобіжний клапан 40 та роторний газовий лічильник 41. Запобіжний клапан 40 призначений для скидання тиску з системи, якщо він буде більший 0,2 МПа, щоб запобігти зриву приклеєних до скляних труб фланців з буртами, розриву скляного трубопроводу.

Експериментальна установка комплектувана компресором 10 (модель Dnipro-M AC-100 VG потужністю 2,2 кВт і об'ємом ресивера 100 л (рис. 4). Такого об'єму ресивера достатньо, щоб поршень пройшов усім трубопроводом без зупинок і підкачувань.

Перед запасуванням кожного дослідного зразка очисного поршня 5 в камеру запускання установки визначали його матеріал, геометричну форму, довжину і масу. Тоді демонтували заглушку 8 камери запускання (рис. 4) та запасували очисний поршень 5 у магістраль скляного трійника 7. Після монтажу заглушки 8 камери запускання дренажним водяним насосом 32 або з водопровідної мережі заливали воду в понижену ділянку 6 експериментальної установки до відміток рівня.

Щоб визначити обсяг забруднень, який кожен очисний поршень 5 виносить із скляного трубопроводу в кінцеву точку, відкривали крани 20, 27, 28 та 39 лінії відведення води з передпоршневого простору 19, 25, 26 та 36 відповідно, і вода з повітрям із передпоршневого простору потрапляла в мірну зливну ємність 34 (рис. 4, рис. 8). Тоді визначали об'єм води в мірній зливній ємності 34 (рис. 4), вимірювали рівень води в пониженій ділянці трубопроводу 6 та розраховували об'єм води в ній. Під час руху кожного дослідного зразка очисного поршня 5 виконували відеозапис та запис даних давачів тиску 12 і 24.

### Результати та обговорення

Динаміка руху дослідних зразків очисних поршнів залежала від величини тиску в запоршневому просторі, витрати повітря та сили тертя між бічною поверхнею поршня і внутрішньою стінкою трубопроводу. У свою чергу, на величину сили тертя впливали форма та матеріал очисного поршня, стан у якому перебував поршень (спокій, рух), наявності перешкод вздовж трубопроводу (відводів, виступів резинових ущільнень у місці з'єднань скляних труб у внутрішню порожнину).

Тому рух дослідних зразків очисних поршнів експериментальною установкою розбито на чотири окремі етапи:

- старт у камері запускання;
- рух горизонтальною ділянкою трубопроводу;
- рух пониженою ділянкою трубопроводу;
- тимчасова зупинка в місцях гумових ущільнень.

Після подавання повітря з ресивера компресора у запоршневий простір розміщеного в камері запускання поршня (рис. 7, а) тиск збільшувався до того моменту, коли зумовлена ним сила не ставала більшою сили тертя спокою між бічною поверхнею поршня і внутрішньою стінкою трубопроводу. У цей момент відбувався старт руху поршня, і він набував значного прискорення, оскільки сила тертя спокою змінювалась на силу тертя ковзання, яка є суттєво меншою від неї. Також у результаті швидкого старту очисного поршня відбувалось різке зменшення тиску в запоршневому просторі, а під час подальшого руху він зменшувався поступово. У результаті різкого зменшення тиску поршень сповільнювався, і далі його швидкість ставала практично незмінною.

Сила, під дією якої поршень рухався горизонтальною прямолінійною ділянкою трубопроводу, зумовлена різницею тиску у запоршневому просторі і тиску перед поршнем. Протидіє цій силі сила тертя ковзання між бічною поверхнею поршня та внутрішньою стінкою трубопроводу. Коли поршень рівномірно рухається горизонтальною прямолінійною ділянкою з постійною швидкістю, сила тиску та сила тертя ковзання між бічною поверхнею поршня та внутрішньою стінкою трубопроводу врівноважені. Тому найбільший тиск у запоршневому просторі потрібен був, щоб рухались циліндричні поршні із силіконового компаунда, силіконового герметика, оскільки їх маса є найбільшою (біля 300 г). Такий тиск складав від 0,025 до 0,030 МПа. Натомість найменшу масу мають поршні із пінополіуретану (від 10 до 40 г), і тому, щоб забезпечити їх рух, потрібен був невеликий тиск у запоршневому просторі, який складав від 0,003 до 0,006 МПа.

Поршні із силіконового компаунда складної геометричної форми (гантелеподібний (дво- і три кулевий, дисковий, циліндричний), багатодисковий, циліндрично-односторонній, циліндрично-двосторонній, манжетний, чашковий, манжетно-чашковий) мають масу від 100 г до 250 г, і для їх руху потрібний тиск від 0,010 МПа до 0,025 МПа. Причиною того, що для поршнів складної геометричної форми меншої маси потрібен наближено такий ж тиск, як для циліндричних поршнів більшої маси, є те, що на величину сили тертя і, відповідно, тиску в запоршневому просторі має вплив контактна сила між бічною поверхнею поршнів і внутрішньою стінкою труб. У свою чергу, контактна сила залежить від геометричної форми очисного поршня. Оскільки диски, манжети та чашки очисних поршнів мають діаметр більший, ніж

внутрішній діаметр трубопроводу, вони з більшою силою притискаються до внутрішньої стінки, що покращує ефективність очищення, але призводить до збільшення сили тертя.

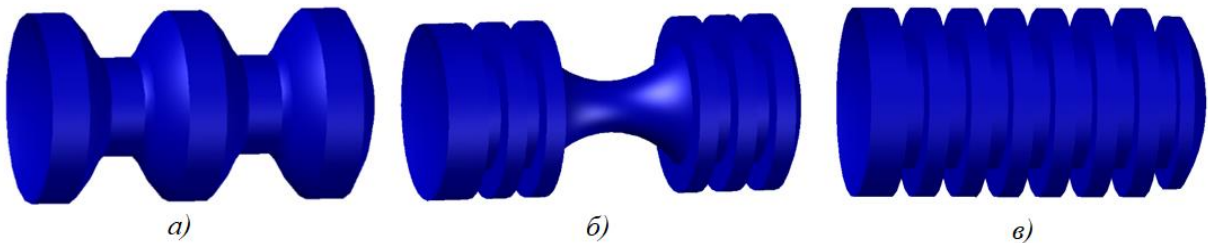
Швидкість руху очисних поршнів горизонтальними прямолінійними ділянками трубопроводу залежала від витрати повітря. Щоб поршні рухались з швидкістю від 2 до 5 м/с, за якої очищення трубопроводів є найефективнішим, витрата повітря на вході трубопроводу повинна складати від 0,0005 до 0,0010 м<sup>3</sup>/с.

Скляні труби та відводи експериментальної установки з'єднані між собою фланцями, ущільненими гумовими кільцями та прокладками між скляними трубами. У деяких з'єднаннях прокладки незначно виступають у внутрішню порожнину трубопроводу. Такі виступи у внутрішню порожнину трубопроводу зустрічаються в місці зварних з'єднань трубопроводів систем збирання газу газових родовищ, мереж теплогазопостачання, що зумовлено зміщенням кромки і напливами металу у внутрішню порожнину трубопроводу. Виступи гумових прокладок у внутрішню порожнину трубопроводу призводили до незначного деформування (стискання) поршня і збільшення контактних сил, величина яких залежала від різниці діаметрів дисків, манжет, чашок та внутрішнього діаметра трубопроводу, а також твердості за шкалою Шор А матеріалу, з якого виготовлено поршень. У свою чергу, збільшення контактних сил призводило до збільшення сили тертя. Тому, коли сума сили тиску в запоршневому просторі і сили інерції ставала меншою, ніж сила тертя між бічною поверхнею поршня та гумовими ущільненнями труб і внутрішньою стінкою скляних труб, відбувалась зупинка руху поршня, і виникало перегітання повітря через нього (рис. 9). Найчастіше такі процеси спостерігались під час досліджень прохідної здатності гантелеподібних (двокулевих, трикулевих, дискових) (рис. 1, б, в, г) та багатодискових очисних поршнів (рис. 1, д) із силіконового компаунда та поліуретану, які мають опуклий задній торець та циліндричних з силіконового герметика (рис. 2, е), поліуретану і пінополіуретану великої густини (рис. 2, ж).

Найкраще місця виступів гумових прокладок у внутрішню порожнину трубопроводу проходили чашкові (рис. 1, к) та манжетно-чашкові (рис. 1, з) дослідні зразки очисних поршнів із силіконового компаунда, зупинки яких не спостерігались навіть при мінімальній швидкості їх руху. Поодинокі випадки зупинки у місцях виступів прокладок у внутрішню порожнину трубопроводу спостерігались під час



**Рисунок 9 – Застрягання гантелеподібного трикулевого очисного поршня зі силіконового компаунда в місці резинового ущільнення з'єднання скляних труб і перетікання через нього повітря**



*а) – гантелеподібна трикулева; б) – гантелеподібна дискова; в) – багатодискова*

**Рисунок 10 – Удосконалені 3D моделі очисних поршнів**

руху чашкових та манжетно-чашкових дослідних зразків очисних поршнів із поліуретану та циліндричних із пінополіуретану малої густини.

Коли дослідні зразки очисних поршнів зупинялись у місці виступів гумових ущільнень у внутрішню порожнину трубопроводу, тиск у запоршневому просторі збільшувався. Величина цього тиску залежала від величини перетікання повітря через поршень. Якщо сила тиску ставала більшою сили тертя спокою між бічною поверхнею поршня та гумовими прокладками і внутрішньою стінкою скляних труб, поршень зрушувався і суттєво прискорювався, оскільки відбувалось раптове зменшення значних сил тертя. Також після виходу очисного поршня з гумових прокладок відбувалось зменшення тиску в запоршневому просторі до величини, необхідної, щоб долати сили тертя ковзання, що призводило до сповільнення руху поршня після прискорення. Оскільки через поршні з опуклим заднім торцем було значне перетікання повітря під час їх зупинки у місці виступів гумових ущільнень у внутрішню порожнину трубопроводу, то суттєвого збільшення тиску в запоршневому просторі не відбувалось. І тому такі очисні поршні застрягали в трубо-

проводі. Щоб зрушити застряглий поршень у трубопроводі, подавали воду. Якщо це не давало результату, то до потоку води компресором додавали потік повітря, що розганяло воду і створювало гідроудар в запоршневому просторі. У результаті гідроудару відбувалось суттєве збільшення тиску в запоршневому просторі і зрушення поршня.

Щоб збільшити прохідну здатність гантелеподібних (двокулевих, трикулевих, дискових) та багатодискових очисних поршнів, їх геометричну форму, а саме опуклий задній торець було змінено на увігнутий (рис. 10), що мінімізувало випадки їх застрягання в місцях виступів гумових прокладок у внутрішню порожнину трубопроводу.

Ефективність очищення дослідними зразками очисних поршнів пониженої ділянки трубопроводу визначали шляхом порівняння об'єму залишку води в ній після проходження кожного поршня. Встановлено, що найефективнішими є очисні поршні манжетно-чашкової і манжетної геометричної форми: після їх проходження у внутрішній порожнині пониженої ділянки трубопроводу води не залишалось (рис. 11). Також ефективними є гантелеподібні, багатодисковий, чашковий, циліндричний із



а)



б)

а) – понижена ділянка трубопроводу; б) – горизонтальна ділянка трубопроводу

**Рисунок 11 – Очищення трубопроводу манжетно-чашковим поршнем із силіконового компаунда**

силіконового компаунда та поліуретану і циліндричний із пінополіуретану, після проходження яких пониженою ділянкою трубопроводу об'єм залишку води був мінімальним. Найменш ефективним для очищення пониженої ділянки трубопроводу виявився очисний поршень із силіконового герметика. Причиною цього є неякісна бічна поверхня таких поршнів, яка містить борозни, впадини (рис. 3, е).

Щоб оцінити ефективність очищення горизонтальних ділянок трубопроводу дослідними зразками очисних поршнів, визначали об'єм залишку води у їх внутрішній порожнині після проходження кожного очисного поршня. Для цього визначали об'єм винесеної поршнем води із пониженої ділянки трубопроводу та об'єм води в мірній зливній ємності після того, як поршень зупинявся в камері приймання. Різниця між цими об'ємами є залишком води в горизонтальних ділянках трубопроводу після проходження очисного поршня.

Порівнянням об'єму залишку води в горизонтальних ділянках трубопроводу після проходження дослідних взірців очисних поршнів встановлено, що найефективнішими є поршні манжетно-чашкової, манжетної геометричної форми із поліуретану. Після їх проходження у внутрішній порожнині горизонтальних ділянок трубопроводу об'єм залишку води був найменшим і складав від 0,0006 до 0,0007 м<sup>3</sup>. Найменш ефективним для очищення горизонтальної ділянки трубопроводу є циліндричний очисний поршень із силіконового герметика: об'єм залишку рідких забруднень після його проходження складав 0,0191 м<sup>3</sup>.

Наступним кроком після лабораторного тестування очисних поршнів має бути прогресивна верифікація очисного поршня в умовах трубопроводів систем збирання газу газових

родовищ, мереж тепло- та газопостачання. Необхідність такого підходу обумовлена тим, що переважна більшість трубопроводів таких систем є унікальними, що вимагає індивідуального підбору поршня.

Оскільки очищення кожного трубопроводу буде виконуватись вперше, то потрібно скласти план прогресивної верифікації. Такий план мінімізує ризик застрягання поршнів та дасть змогу підібрати поршень для ефективного очищення газопроводу. Прогресивну верифікацію очисного поршня треба виконати з урахуванням стану кожного трубопроводу (наявність рідких, твердих забруднень у внутрішній порожнині, твердих відкладів на внутрішній стінці), його прохідності (наявність фітингів (крутовигнутих відводів, трійників, перехідників із більшого на менший діаметр труб і навпаки), значних напливів чи зміщень кромek у місці зварних з'єднань, вм'ятин тощо), режимів роботи (витрата, тиск) серією запускань тестових поршнів. Такий підхід дасть можливість переконатись у прохідності трубопроводу, підібрати геометричну форму і матеріал поршнів для максимально ефективного очищення, визначити, чи правильно налаштоване все обладнання, зокрема вузли запускання-приймання поршнів.

Особливо детально план верифікації треба опрацьовувати, якщо трубопроводи містять перехідники з одного діаметра на інший, трійники, значні відкладення на внутрішній стінці, малий тиск на вході та немає достатньої інформації про стан внутрішньої порожнини, можливу наявність механічних перешкод у трубопроводі, конструктивні особливості трубопроводу (радіуси вигину відводів, параметри трійників тощо).

Найперше доцільно запускати саморуйнівні тестові поршні з матеріалу найменшої твер-

дості за шкалою Шор А, розроблені Р. Кондра- том [8], Українським науково-дослідним інсти- тутом природних газів (С. Стецюк [6]). Також такі тестові запускання дадуть змогу визначи- ти, чи вистачає тиску для проходження порш- нем усього газопроводу і видалення при цьому забруднень. У разі, якщо пропусканням само- руйнівних поршнів не буде видалено більшої частини забруднень із внутрішньої порожнини трубопроводу, їх стан буде надавати розуміння того, які тестові поршні можуть бути наступ- ними. Найдоцільніше, щоб наступний поршень був циліндричний із пінополіуретану малої гу- стини, який сильно деформується під тиском у разі застрягання, а для його руху потрібен не- великий тиск у запоршневому просторі.

Результати огляду літературних джерел, виконаних експериментальних досліджень дали змогу скласти рекомендований план прогреси- вної верифікації очисних поршнів для трубоп- роводів систем збирання газу газових родовищ, мереж тепло- та газопостачання, який полягає в наступному:

- запускання саморуйнівного очисного поршня;
- запускання пінополіуретанового поршня малої густини (20-30 кг/м<sup>3</sup>);
- запускання манжетно-чашкового поршня із силіконового компаунда з твердістю за шка- лою Шор А від 5 до 40 одиниць;
- запускання манжетно-чашкового поршня із поліуретану з твердістю за шкалою Шор А від 50 до 90 одиниць;
- прогресивне запускання поршнів із силі- конового компаунда, поліуретану різної геоме- тричної форми (дискові, циліндричні, гантеле- подібні тощо різної твердості за шкалою Шор А) до моменту повного видалення усіх забруд- нень (рідинних чи твердих накопичень, відкла- дів на стінці тощо).

Поступово збільшувати твердість та/або діаметр елементів очисних поршнів треба до тих пір, поки усі забруднення не буде видалено з трубопроводу (під час виходу поршня із не- пошкодженими ущільнювальними елементами перед і за ним не буде забруднень, а перепад тиску в трубопроводі буде мінімальним). Для очищення внутрішньої порожнини газопроводу від твердих забруднень твердість ущільнюва- льних елементів поршня має бути більшою, ніж від рідинних забруднень. Для таких очищень рекомендовано останніми запускати дискові очисні поршні із поліуретану.

## Висновки

Найкращими з досліджуваних матеріалів для виготовлення очисних поршнів складної геометричної форми виявилися силіконовий компаунд на олов'яному каталізаторі (полікон- денсаційний) твердістю від 5 до 30 одиниць за шкалою Шор А та поліуретан з твердістю від 60 до 90 одиниць за шкалою Шор А, які прості у використанні, добре обтікають внутрішню поверхню ливарної форми, є міцними і пруж- ними. Ливарну форму для таких очисних пор- шнів доцільно виготовляти 3D друком. Очисні поршні із пінополіуретану найлегше виготов- ляти, і вони є найдешевшими. Бічна поверхня очисних поршнів із силіконового герметика містить глибокі борозни, впадини, а тому вони мають низьку прохідну здатність та неефектив- но очищують трубопровід.

Перевагами розробленої і змонтованої екс- периментальної установки для тестування дос- лідних зразків очисних поршнів є те, що вона виготовлена з прозорих труб та містить протя- жні горизонтальні і понижену ділянку трубоп- роводу, крутовигнуті відводи, камери запус- кання та приймання поршнів, обв'язку, яка за- безпечує можливість закачувати воду в перед- поршневий простір та рухати очисні поршні як в аверсному, так і в реверсному напрямі, пере- шкоди у внутрішній порожнині, які імітують різні ускладнення, що можуть зустрітись у реал- ьних умовах. Також експериментальна уста- новка обладнана давачами тиску, лічильником витрати повітря, запобіжним клапаном для зменшення тиску у критичних ситуаціях.

Найкращу прохідну здатність мають чаш- кові та манжетно-чашкові очисні поршні із си- ліконового компаунда та поліуретану, цилін- дричні із пінополіуретану малої густини. Поршні для очищення трубопроводів систем збирання газу газових родовищ, мереж тепло- та газопо- стачання повинні мати увігнутий задній торець, що суттєво збільшує їх прохідну здатність. Од- ним з ефективних способів видалення застряг- лого у трубопроводі поршня є закачування води з додаванням до неї потоку повітря, що ство- рює гідрудар в запоршневому просторі.

Найефективнішими поршнями для очи- щення горизонтальних і понижених ділянок трубопроводів від рідинних забруднень є ман- жетно-чашкові і манжетні ущільнювальні, еле- менти яких притискаються до внутрішньої сті- нки трубопроводу. Після їх проходження у вну- трішній порожнині пониженої ділянки експе- риментальної установки води не було, а у про- тяжній горизонтальній ділянці її був най-

менший об'єм, порівняно з об'ємом, який залишався після проходження інших поршнів.

Відсутність повної інформації про стан внутрішньої порожнини трубопроводів систем збирання газу газових родовищ, мереж теплогазопостачання вимагає виконання прогресивної верифікації поршня, що дасть змогу мінімізувати випадки їх застрягань та підібрати максимально ефективний поршень для очищення трубопроводу залежно від складу забруднень у його внутрішній порожнині, наявності різних ускладнень для руху поршня (крутовигнутих відводів, перехідників із більшого на менший діаметр труб, зміщень кромки та напливів у місці зварних швів тощо), профілю траси тощо. Одержані результати експериментальних досліджень можуть бути основою для такої верифікації.

Перспективи подальшої роботи в даному напрямку полягають у оптимізації геометричних розмірів, твердості чашкових та манжетно-чашкових та дискових очисних поршнів, дослідженні динаміки руху поршнів із різних гіперпружних матеріалів різної геометричної форми фасонними елементами трубопроводів (крутовигнутими відводами, перехідниками з більшого на менший діаметр труб та трійниками).

### References

1. Doroshenko Ya. V., Karpash M. O., Hozhaiev B. N. Study of the composition of pipeline gas-liquid flows and the influence of harmful impurities present in them on pumping modes, energy consumption for transportation. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2019. Vol. 4(73). P. 35-45. doi: [10.31471/1993-9973-2019-4\(73\)-35-45](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4(73)-35-45). [in Ukrainian]
2. Volovetskyi V. B., Doroshenko Ya. V., Kogut G. M., Dzhus A. P., Rybitskyi I. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Investigation of gas gathering pipelines operation efficiency and selection of improvement methods. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 107(2). P. 59-74. doi: [10.5604/01.3001.0015.3585](https://doi.org/10.5604/01.3001.0015.3585).
3. Volovetskyi V. B., Doroshenko Ya. V., Bugai A. O., Kogut G. M., Raiter P. M., Femiak Y. M., Bondarenko R. V. Developing measures to eliminate of hydrate formation in underground gas storages. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, 2022. Vol. 111(2). P. 64-77. doi: [10.5604/01.3001.0015.9996](https://doi.org/10.5604/01.3001.0015.9996).
4. Lie R., Craig S. Operational pigging programs and stuck pig recovery from gas export pipeline. *Materials of the PPSA Seminar Aberdeen: Pigging Products & Services Association*. 2009. P. 1-9.
5. Zhou J., Deng T., Peng J., Liang G., Zhou X., Gong J. Experimental study on pressure pulses in longdistance gas pipeline during the pigging process. *Science Progress*. 2020. Vol. 103 (1). P. 1-23. doi: [10.1177/0036850419884452](https://doi.org/10.1177/0036850419884452).
6. Stetsiuk S. Experimental studies of the effectiveness of cleaning the internal cavity of pipelines with pistons made of hyperelastic materials. *Oil and Gas Power Engineering*. 2022. Vol. 2(38). P. 62-75. doi: [10.31471/1993-9868-2022-2\(38\)-62-75](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-2(38)-62-75). [in Ukrainian]
7. Liang Z., Jiawei Z., He H. Modeling and Simulation of Pigging for a Gas Pipeline Using a Bypass Pig. *Mathematical Problems in Engineering*. 2020. Vol. 1-12. doi: [10.1155/2020/2047352](https://doi.org/10.1155/2020/2047352).
8. Kondrat R. M., Uhrynovskiy A. V., Petryshak V. S., Sapozhkova T. S. Characteristics and selection of cleaning devices for cleaning the internal cavity of pipelines. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2013. Vol. 3(48). P. 48-61. doi: [10.31471/1993-9868-2022-2\(38\)-62-75](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-2(38)-62-75). [in Ukrainian]
9. Winters B. Cleaning Pig Designs and Applications. *2011 Nace Central Area Conference*. Houston, Texas: Williams, 2011. P. 1-24.
10. Nieckele A., Braga M., Azevedo L. Transient Pig Motion Through Non-Isothermal Gas and Liquid Pipelines. In *3rd International Pipeline Conference*. Calgary, Alberta: ASME, 2000. P. 611-618. doi: [10.1115/IPC2000-175](https://doi.org/10.1115/IPC2000-175)
11. Borregales M., Ensalsado R., Asuaje M. CFD Analysis of Phenomena Attributed to Pigging Run in a Straight Pipeline. *Proceedings of the ASME 2014 International Mechanical Engineering Congress & Exposition IMECE 2014*. Montreal: ASME, 2014. P. 1-9. doi: [10.1115/IMECE2014-37452](https://doi.org/10.1115/IMECE2014-37452)
12. Hrudz Ya. V., Melnytska L. I. Unstationary processes in a gas pipeline during the movement of mechanical devices. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2016. Vol. 1(58). P. 69-81. [in Ukrainian]
13. Hrudz Ya. V., Slobodian N. B. Increasing the efficiency of cleaning gas pipes by adjusting the movement speed of cleaning devices. *Oil and Gas Power Engineering*. 2020. Vol. 1(33). P. 29-35. doi: [10.31471/1993-9868-2020-1\(33\)-29-35](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-1(33)-29-35). [in Ukrainian]
14. Kim S., Jongyeon J., Yoo K., Yoo H., Seo Y. Experimental investigation on speed excursion of PIG due to friction variation in natural

gas pipeline. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022. Vol. 104, August. P. 46-59. doi: [10.1016/j.jngse.2022.104659](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104659).

15. Wang W., Huang Q., Liu Y., Sepehrnoori K. Experimental Study on Mechanisms of Wax Removal During Pipeline Pigging. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston*. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2015. P. 1-25. doi: [10.2118/174827-MS](https://doi.org/10.2118/174827-MS).

16. Chen Z., Qiu X., Yang L. Deformation and stress analysis of cup on pipeline inspection gauge based on reverse measurement. *Energy Science & Engineering*. 2022. Vol. 10(7). P. 2509-2526. doi: [10.1002/ese3.1241](https://doi.org/10.1002/ese3.1241).

17. Cao Y., Zhen Y., Shi Y., Zhang S., Sun Y., Nie W. Stress Distribution of the Power Section Cup of Pipeline Inspection Gauges by Finite Element Method. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. 2018. Vol. 9(2). P. 1-11. doi: [10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000308](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000308).

18. Molyneux D. Dewatering unpiggable gas gathering line with elastomeric pig. *Materials of the PPSA Seminar*. Aberdeen: Pigging Products & Services Association, 2017. P. 1-4.

19. O'Donoghue A. Why Pigs get Stuck, and how to avoid it. In *Pipeline Pigging, Integrity Assessment, and Repair Conference*. Amsterdam: Pipeline Research Limited, 2002. P. 1-16.

20. Ward P., Cockfield D. Development of the pathfinder foam caliper pig. *Materials of the PPSA Seminar*. Aberdeen: Pigging Products & Services Association, 2018. P. 1-10.

21. Matta L. Pipe explosion during pigging procedure. *Pipeline and Gas Journal*. 2008. Vol. 235(10). P. 84-86.

22. Solghar A., Davoudian, M. Analysis of transient PIG motion in natural gas pipeline. *Mechanics & Industry*. 2012. Vol. 13. P. 293-300. doi: [10.1051/meca/2012039](https://doi.org/10.1051/meca/2012039).

23. Lesani M., Rafeeyan M., Sohankar A. Dynamic Analysis of Small Pig through Two and Three-Dimensional Liquid Pipeline. *Journal of Applied Fluid Mechanics*. 2012. Vol. 5(2). P. 75-83. doi: [10.36884/jafm.5.02.12170](https://doi.org/10.36884/jafm.5.02.12170).

24. Zhu X., Fu C., Wang Y., Zhang S. Experimental research on the contact force of the bi-directional pig in oil and gas pipeline. *Petroleum Science*. 2023. Vol. 20(1). P. 474-481. doi: [10.1016/j.petsci.2022.08.021](https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.08.021).

25. Heijer A. *Frictional behaviour of pigs in motion*. (Report number: 2732, Technische Universiteit Delft, Delft, Netherlands). 2016.

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ПЕРІОД ВИЛУЧЕННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

<sup>1</sup>О. Р. Кондрат, <sup>2</sup>О. Р. Шишкін

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422)4-21-95;  
e-mail: oleksandr.kondrat@nung.edu.ua

<sup>2</sup>Філія Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз)  
акціонерного товариства «Укргазвидобування»; 61010, м. Харків, вул. Гімназійна набережна, 20;  
тел. (066)-445-85-39, e-mail: shyshkinoleksandr1@gmail.com

Охарактеризовано основні методи вилучення геотермальної енергії. Враховуючи значну кількість виснажених родовищ природних вуглеводнів, питання повторного використання раніше пробурених свердловин набуває все більш актуального значення. Проаналізовано приклади впровадження технологій вилучення геотермальної енергії на виснажених родовищах природних вуглеводнів. Показано, що основним ризиком та капіталовкладенням при впровадженні технологій вилучення геотермальної енергії є буріння нових свердловин. Практичний досвід реалізації технологій отримання геотермальної енергії показав, що приблизно 25 ГВт-год електроенергії можна виробляти з однієї свердловини встановленою потужністю 500 кВт протягом 10 років. Для оцінки впливу технологічних чинників, а саме, впливу дебіту нагнітання/видобування; відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами; температури води, що нагнітається на період вилучення геотермальної енергії, використано програмні комплекси Petrel та Eclipse. Дослідження проведено з використанням синтетичної моделі водоносного пласта. Проаналізовано результати досліджень впливу досліджуваних параметрів на період вироблення геотермальної енергії, які оцінено шляхом визначення температури води, що видобувається, від досліджуваного параметру. Встановлено, що із збільшенням дебіту нагнітання/видобування період вилучення геотермальної енергії зменшується. Також встановлено, що із збільшенням відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами період вилучення геотермальної енергії збільшується. Збільшення температури води, що нагнітається, забезпечує зростання періоду вилучення геотермальної енергії. Дослідження впливу різних технологічних чинників на ефективність вилучення геотермальної енергії дає можливість оптимізувати процеси, що забезпечують отримання такого виду енергії.

Ключові слова: геотермальна енергія, геотермальна циркуляційна система, видобувні, нагнітальні свердловини.

*The main methods of geothermal energy extraction are characterized. Given the significant number of depleted natural hydrocarbon fields, the issue of reusing previously drilled wells is becoming increasingly relevant. Examples of the implementation of geothermal energy extraction technologies at depleted natural hydrocarbon fields are analyzed. It is shown that the main risk and capital investment in the implementation of geothermal energy extraction technologies is the drilling of new wells. Practical experience in implementing geothermal energy extraction technologies has shown that approximately 25 GWh of electricity can be produced from a single well with an installed capacity of 500 kW over 10 years. To assess the impact of technological factors, namely the influence of injection/production flow rates, the distance between injection and production wells, and the temperature of the injected water on the period of geothermal energy extraction, the software complexes Petrel and Eclipse were used. The research was conducted using a synthetic model of an aquifer. The results of studies on the impact of the investigated parameters on the period of geothermal energy production were analyzed, which were evaluated by determining the temperature of the produced water from the investigated parameter. It was found that with an increase in injection/production flow rates, the period of geothermal energy extraction decreases. It was also found that with an increase in the distance between the injection and production wells, the period of geothermal energy extraction increases. Increasing the temperature of the injected water ensures an increase in the period of geothermal energy extraction. Research on the impact of various technological factors on the efficiency of geothermal energy extraction makes it possible to optimize the processes that ensure the production of this type of energy.*

Keywords: geothermal energy, geothermal circulation system, production wells, injection wells.

### Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Геотермальне тепло традиційно видобувається в місцях, що характеризуються гідрогеологічними аномаліями, але останні досягнення в інженерії дозволили розробити альтернативні підходи, такі як геотермальні циркуляційні системи (ГЦС) та свердловинні теплообмінники [1-3]. Обидві технології дозволяють збирати тепло Землі без будь-яких (або з незначними) обмеженнями щодо місця розташування. Геотермальні системи використовуються для виробництва енергії шляхом підвищення проникності на місці забору тепла з гарячих гірських порід [4]. Зв'язок між видобувними та нагнітальними свердловинами в ГЦС забезпечується різними методами інтенсифікації. На життєздатність проєкту ГЦС найбільше впливають дебіт і температура води, де вищий дебіт і температура підтримують виробництво електроенергії, а нижчі – пряме використання гарячої води, тобто виробництво теплової енергії. Що стосується дебіту флюїду, то збільшення низьких дебітів може бути досягнуто шляхом інтенсифікації видобутку (наприклад, гідравлічного розриву пласта (ГРП), тоді, як підвищення температури можливе лише шляхом буріння глибших свердловин [5]. Свердловинні теплообмінники збирають геотермальну енергію без прямої взаємодії рідини, що тече, з ґрунтом або гірською породою.

На відміну від ГЦС, ефективність свердловинних теплообмінників сильно залежить від конфігурації теплообмінника і теплофізичних властивостей вміщуючих порід [6]. Економічна життєздатність обох технологій, особливо на великих глибинах (>3 км), залежить від новітніх технологій, технологій буріння, технологій розкриття пласта тощо.

Для того, щоб уникнути ризиків, пов'язаних з розвідкою та бурінням, можна використовувати старі та ліквідовані нафтові свердловини. В Європі є тисячі свердловин, і більшість з них знаходяться на нафтових родовищах, де, зазвичай, існуючі свердловини зараз дають набагато більше води, ніж нафти - із середнім співвідношенням води до нафти вище 90%. Глибина залягання нафтових покладів коливається від кількох сотень до кількох тисяч метрів, тому температура рідини на поверхні може сягати 90°C і більше, що дає змогу виробляти електроенергію, тепло або і те, і інше. У більшості випадків воду закачують у поклад для збільшення видобутку через попередньо вже існуючі системи підтримування пластового тиску, які використовувались для заводнення на-

фтових покладів з метою підвищення нафтовилучення з пластів. Отже, теплотворна енергія води витрачається даремно. Це і є точка з'єднання між нафтовидобувною промисловістю та виробництвом геотермальної енергії. Саме можливість використання цих високотемпературних флюїдів для виробництва геотермальної енергії на завершальній стадії життя нафтового родовища і перетворення родовища на геотермальне є новим і цікавим варіантом можливої енергетичної стратегії. Численні дослідження були проведені на зрілих нафтових родовищах, де геотермальний потенціал був доведений шляхом моделювання або фактичної експлуатації [7, 8].

У роботі [9] автори переглянули старі нафтогазові родовища по всьому світу, де тепло геотермальних вод вже було використано або його потенціал був визначений. Для забезпечення рентабельного використання тепла було запропоновано перелік критеріїв, сформованих на основі пластових, геологічних, виробничих та економічних характеристик. Ці критерії стали орієнтиром при оцінці використання геотермальної енергії та протестовані на родовищі Віллафортунна-Трекате в Італії. Результати показали, що приблизно 25 ГВт-год електроенергії можна виробляти з однієї свердловини встановленою потужністю 500 кВт протягом 10 років. Інший випадок переобладнання вуглеводневих свердловин на геотермальні був представлений в роботі [10], де метод використання геотермальної енергії враховував економічні та екологічні рішення для ефективного виробництва електроенергії шляхом розгляду математичних та 3D-моделей видобутку тепла. Результатом моделі стало життєздатне та ефективне виробництво електричної та теплової енергії протягом усього терміну експлуатації родовища. Проведений аналіз чутливості основних параметрів, що контролюють температуру вихідного флюїду, показав, що ліквідовані газові свердловини є придатними джерелами геотермальної енергії. В роботі [11] автори оцінили занедбані нафтові свердловини в Угорщині, які придатні для потенційного застосування геотермальних циркуляційних систем. Всі попередньо проведені дослідження показали, що кожне родовище є унікальним, і є багато різних технологічних чинників, які суттєво впливають на ефективність роботи системи «пласт-свердловина-використання геотермальної енергії». Тому врахування особливостей геолого-технічних параметрів дає можливість оптимізувати параметри роботи такої системи в цілому.

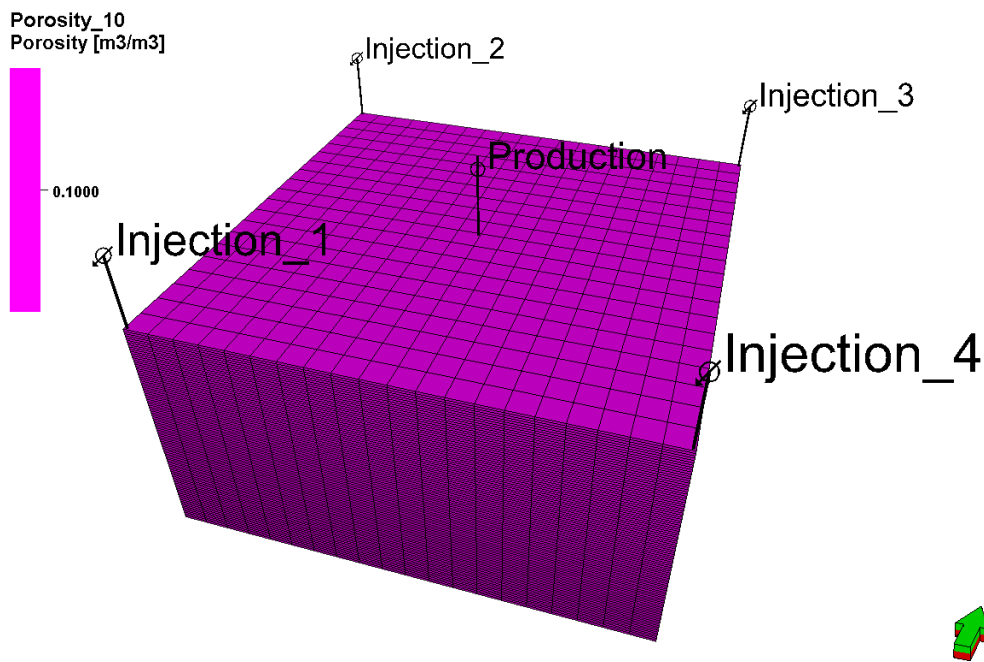


Рисунок 1 – Концептуальна модель пласта з кубом розповсюдження пористості

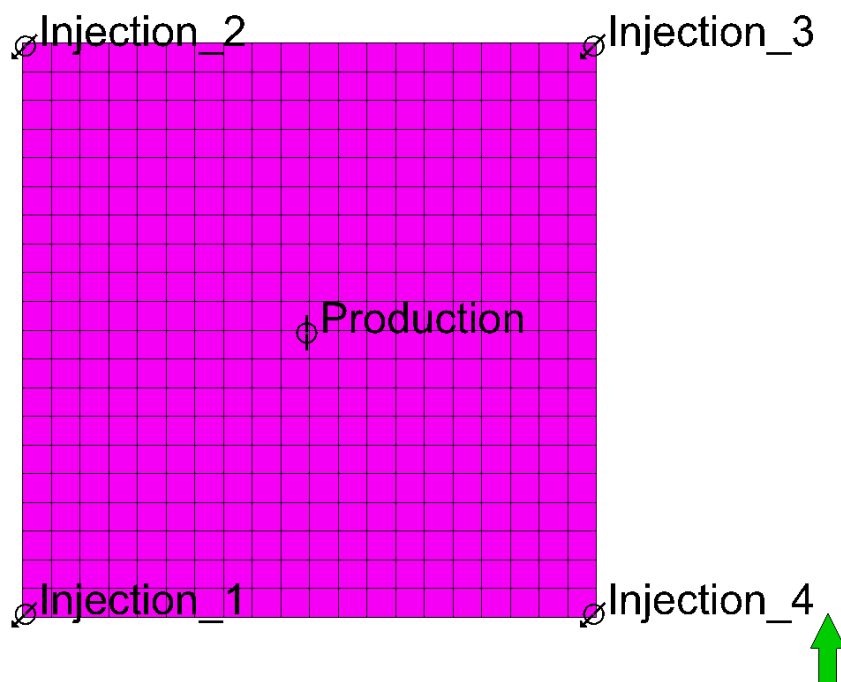


Рисунок 2 – Схема розміщення видобувної та нагнітальних свердловин

#### Методика досліджень і вихідні дані

Для оцінки впливу технологічних чинників, а саме, вплив дебіту нагнітання/видобування, відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами, температури води, що нагнітається, на ефективність вилучення геотермальної енергії використано програмний комплекс Petrel та Eclipse. Дослідження виконано на основі тривимірної моделі водоносного пласта з такими параметрами: товщина пласта – 20 м; розмір пласта – 1000x1000 м; коефіцієнт пористості – 0,1; коефіцієнт проникності –

30 мД; початковий пластовий тиск – 19МПа; пластова температура – 353 К. Кількість видобувних свердловин – 4. Кількість нагнітальних свердловин – 1.

Концептуальна модель пласта з кубом розповсюдження пористості зображена на рисунку 1.

Дослідження проведено шляхом моделювання геотермальної циркуляційної системи (ГЦС). Схема розміщення видобувної та нагнітальних свердловини зображена на рисунку 2.

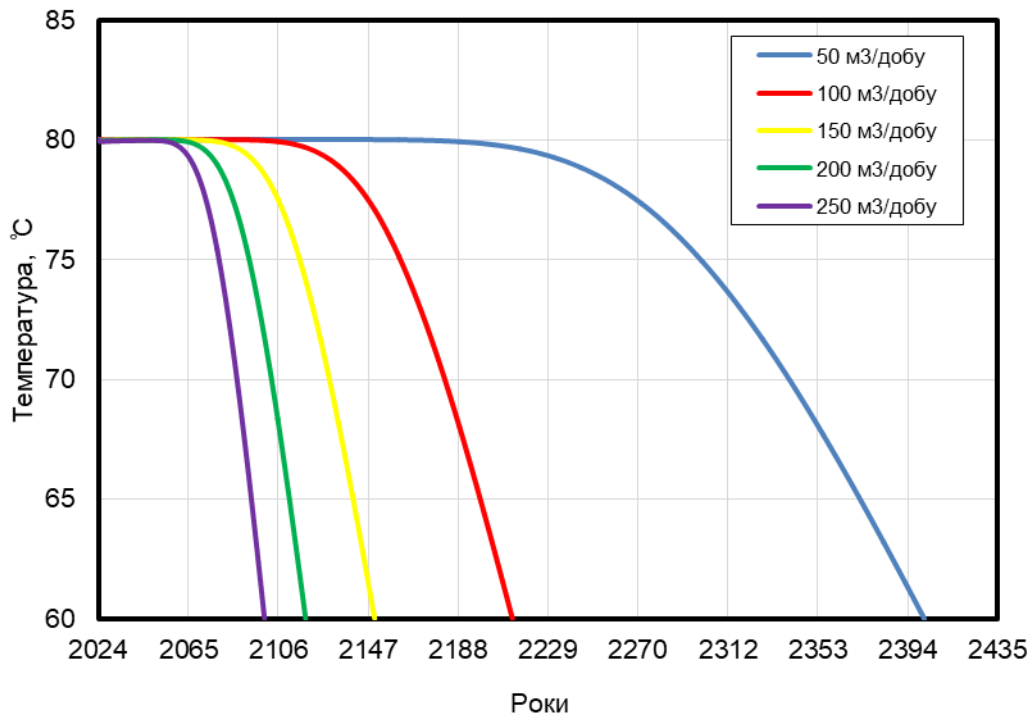


Рисунок 3 – Графік залежності температури води, що видобувається, від дебіту нагнітання/видобування

Дослідження проведено для: різних значень дебітів нагнітання/видобування (50; 100; 150; 200 та 250 м<sup>3</sup>/добу); різних відстаней між нагнітальною та видобувними свердловинами (300; 400; 500; 600 та 700 м); різних температур води, що нагнітається (0; 5; 10; 15 та 20 °C). Результати досліджень зображені у вигляді графічних залежностей температури води, що видобувається, від досліджуваних параметрів.

В рамках даного дослідження вилучення геотермальної енергії обмежено на рівні 60 °C, тобто процес вилучення геотермальної енергії вважається ефективним та відбувається, доки видобувна свердловина вилучає робочий агент (воду) з мінімальною температурою на рівні 60 °C або вище.

#### Вплив дебіту нагнітання/видобування на період вилучення геотермальної енергії

На рисунку 3 зображено графік залежності температури води, що видобувається, від дебіту нагнітання/видобування.

Залежності рисунку 3 показують періоди стабільного вилучення геотермальної енергії, які становлять від 76 років у варіанті з нагнітанням/видобуванням 250 м<sup>3</sup>/добу до 375 років у варіанті з нагнітанням/видобуванням 50 м<sup>3</sup>/добу.

#### Вплив відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами на період вилучення геотермальної енергії

На рисунку 4 зображено графік залежності температури води, що видобувається, від відстаней між нагнітальною та видобувними свердловинами.

Залежності рисунку 4 показують періоди стабільного вилучення геотермальної енергії, які становлять від 40 років у варіанті відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами, яка становить 300 м до 125 років у варіанті з відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами, яка становить 700 м.

#### Вплив температури води, що нагнітається, на період вилучення геотермальної енергії

На рисунку 5 зображено графік залежності температури води, що видобувається, від температури води, що нагнітається.

Залежності рисунку 5 показують періоди стабільного вилучення геотермальної енергії, які становлять від 122 років у варіанті з нагнітанням води температурою 0 °C до 126 років у варіанті з нагнітанням води температурою 20 °C.

Аналіз результатів виконаних досліджень показують відносно зростання періоду стабільного вилучення геотермальної енергії при: зменшенні дебіту нагнітання/видобування; збільшенні відстані між нагнітальною і видобувни-

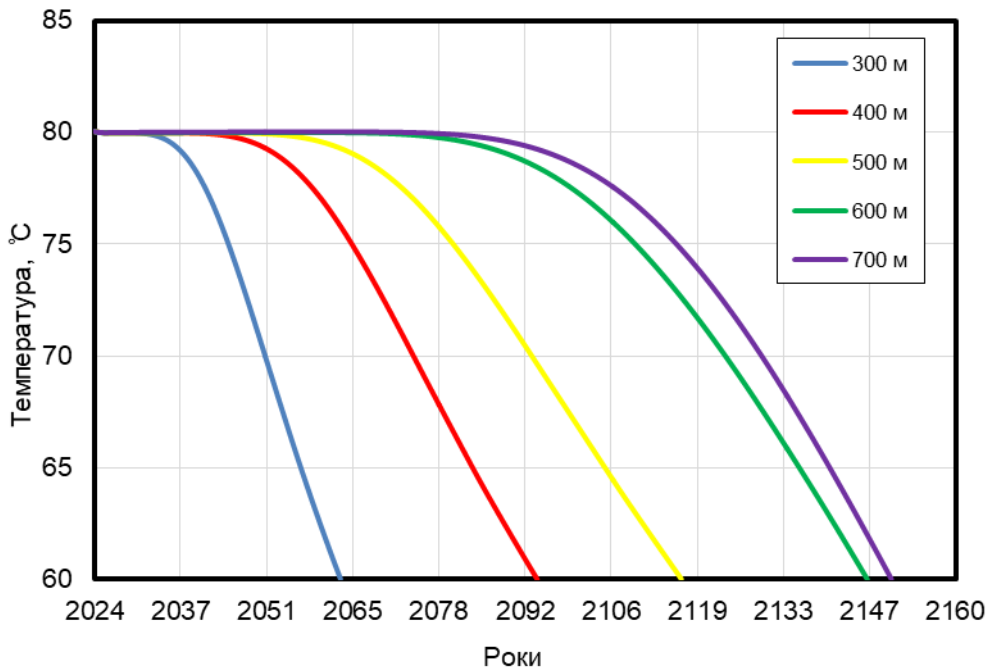


Рисунок 4 – Графік залежності температури води, що видобувається, від відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами

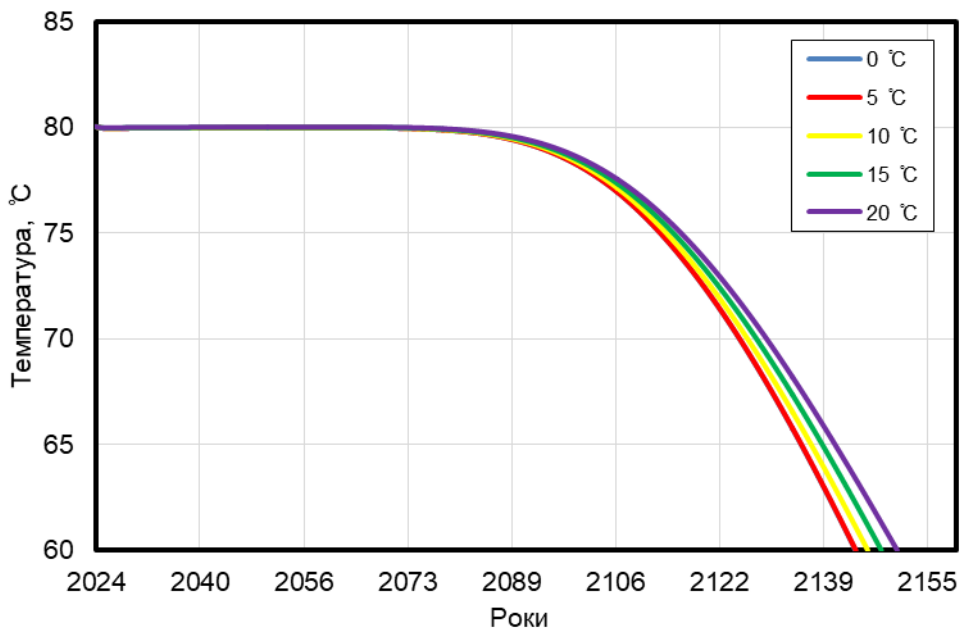


Рисунок 5 – Графік залежності температури води, що видобувається, від температури води, що нагнітається

ми свердловинами; збільшенні температури води, що нагнітається у пласт.

Базуючись на результатах проведених досліджень, можна стверджувати, що:

1. Варіант із нагнітанням/видобуванням, що становить 50 м<sup>3</sup>/добу, забезпечує період стабільного вилучення геотермальної енергії, який є у 4,93 рази більшим порівняно з варіантом із нагнітанням/видобуванням 250 м<sup>3</sup>/добу.

2. Варіант із відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами 700 м забезпе-

чує період стабільного вилучення геотермальної енергії, який є у 3,13 рази більшим порівняно з варіантом із відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами 300 м.

3. Варіант з температурою води, яка нагнітається, що становить 20 °C, забезпечує період стабільного вилучення геотермальної енергії, який є у 1,03 рази більшим порівняно з варіантом, де температура води, що нагнітається, становить 0 °C.

**Висновки**

Досліджено вплив дебіту нагнітання/видобування води, відстані між нагнітальною та видобувними свердловинами та температури води, що нагнітається, на період вилучення геотермальної енергії.

Результати виконаних досліджень свідчать, що період стабільного вилучення геотермальної енергії: у 4,93 рази більший у варіанті нагнітання/видобування, що становить 50 м<sup>3</sup>/добу, ніж при 250 м<sup>3</sup>/добу; у 3,13 рази більше у варіанті з відстанню між нагнітальною та видобувними свердловинами 700 м, ніж при 300 м; у 1,03 рази більше у варіанті з температурою води, що нагнітається, що становить 20 °С, ніж при 0 °С.

Загалом тривалість отримання геотермальної енергії є можливим і ефективним, на що вказують, як результати світового досвіду, так і результати наведені в даних дослідженнях. Однак, для реалізації таких технологій на теренах України необхідно вивчити додатково правові аспекти організації підприємств з надання послуг з теплової чи електричної енергії, отриманої з геотермальної енергії, провести оцінку техніко-економічної ефективності отримання такого виду енергії для кожного конкретного випадку.

**Література / References**

1. Caulk R.A., Tomac I. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renew. Energy*. 2017, Vol. 112, P. 388–397.
2. Alimonti C., Soldo E. Study of geothermal power generation from a very deep well with a wellbore heat exchanger. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, Vol. 86, P. 292–301.
3. Alimonti C., Falcone G., Liu X. Potential for Harnessing the Heat from a Mature High-Pressure-High-Temperature Oil Field in Italy Case Study: The Villafortuna — Trecate Oil Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands, 27–29 October 2014.
4. Abuaiasha M. S. Enhanced Geothermal Systems: Permeability Enhancement through Hydraulic Fracturing in a Poro-Thermoelastic Framework. Grenoble, France, University of Grenoble, 2014.
5. Karvounis D. C. Simulations of enhanced geothermal systems with an adaptive hierarchical fracture representation. Ph.D. Thesis, ETH Zurich, Zürich, Switzerland, 2013.
6. Le Lous M., Larroque F., Dupuy A., Moignard A. Thermal performance of a deep borehole heat exchanger: Insights from a synthetic coupled heat and flow model. *Geothermics*. 2015, Vol. 57, P. 157–172.
7. Kurnia J. C., Shatri M. S., Putra Z. A., Zaini J., Caesarendra W., Sasmito A.P. Geothermal energy extraction using abandoned oil and gas wells: Techno-economic and policy review. *Int. J. Energy Res.* 2021.
8. Ziabakhsh-Ganji Z., Nick H. M., Bruhn D. F. Investigation of the synergy potential of oil and geothermal energy from a fluvial oil reservoir. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, Vol. 181, P. 106–195.
9. Liu X., Falcone G., Alimonti C. A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy. *Energy*. 2018, Vol. 142, P. 346–355.
10. Mehmood A., Yao J., Fan D., Bongole K., Liu J., Zhang X. Potential for heat production by retrofitting abandoned gas wells into geothermal wells. *PLoS ONE*. 2019, Vol. 14, e0220128.
11. Toth A. N., Szucs P., Pap J., Nyikos A., Fenerty D. K. Converting Abandoned Hungarian Oil and Gas wells into Geothermal Sources. *43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, CA, USA, 12–14 February 2018.

## ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ В УМОВАХ НЕРІВНОМІРНОГО СПОЖИВАННЯ ГАЗУ

О. Р. Кондрат, П. В. Горобець

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 727137,  
e-mail: oleksandr.kondrat@nung.edu.ua

Одним із основних показників енергетичної безпеки України є видобуток вуглеводнів, постійний приріст запасів та відкриття нових родовищ. Проте, не менш важливим є раціональне використання видобувних запасів природного газу на вже існуючих родовищах. В Україні є ряд родовищ, природний газ з яких, після підготовки спрямовується безпосередньо споживачам певних населених пунктів і не надходить до підземних сховищ, оскільки відсутнє приєднання родовища до єдиної газотранспортної системи України. Такий режим експлуатації напряму залежить від сезонних коливань споживання природного газу населенням, що, в свою чергу, впливає на технологічний режим роботи існуючих свердловин і, як наслідок, призводить до утилізації надлишкових об'ємів природного газу на факельну лінію в літній період або пошуку дороговартісних шляхів утилізації видобутого газу з прокладанням додаткових трубопроводів та будівництвом компресорних станцій. Експлуатація газових свердловин в режимі регулятора під час сезонного використання із закачуванням надлишкових об'ємів газу в літній період у нижні горизонти родовища з подальшим його відбором в опалювальний сезон, дає можливість підвищити ефективність розробки газових покладів в умовах нерівномірного споживання газу, уникнути утилізації надлишків природного газу і подовжити термін розробки газового родовища та експлуатації свердловин.

Ключові слова: видобуток вуглеводнів, нерівномірне споживання, режим регулятора, ефективність розробки.

*One of the main indicators of Ukraine's energy security is the extraction of hydrocarbons, the continuous increase in reserves, and the discovery of new fields. However, no less important is the rational use of natural gas reserves in already existing fields. In Ukraine, there are several fields from which natural gas, after being processed, is directly supplied to consumers in certain settlements and does not enter underground storage facilities because the fields are not connected to Ukraine's unified gas transportation system. This mode of operation directly depends on the seasonal fluctuations in natural gas consumption by the population, which in turn affects the technological regime of the existing wells and leads to the disposal of excess natural gas through flaring during the summer period or the search for expensive ways to utilize the extracted gas, such as laying additional pipelines and constructing compressor stations. Operating gas wells in a regulator mode during seasonal usage by injecting excess gas into the lower horizons of the field in the summer period and subsequently extracting it during the heating season allows for increased efficiency in the development of gas deposits under conditions of uneven gas consumption. This approach helps to avoid the disposal of excess natural gas, extends the development period of the gas field, and prolongs the operation of the wells.*

Keywords: hydrocarbon extraction, uneven consumption, regulator mode, development efficiency.

### Вступ

Одним із основних показників енергетичної безпеки України є видобуток вуглеводнів, постійний приріст запасів та відкриття нових родовищ. Проте, не менш важливим є раціональне використання видобувних запасів природного газу на вже існуючих родовищах. В Україні є ряд родовищ, природний газ з яких після підготовки спрямовується безпосередньо споживачам певних населених пунктів і не надходить до підземних сховищ, оскільки відсутнє приєднання родовища до єдиної газотранспортної системи України. Такий режим експлуатації напряму залежить від сезонних коливань споживання природного газу населенням, що, в свою чергу,

впливає на технологічний режим роботи існуючих свердловин і, як наслідок, призводить до утилізації надлишкових об'ємів природного газу на факельну лінію в літній період або пошуку дороговартісних шляхів утилізації видобутого газу з прокладанням додаткових трубопроводів та будівництвом компресорних станцій.

Експлуатація газових свердловин в режимі регулятора під час сезонного використання із закачуванням надлишкових об'ємів газу в літній період у нижні горизонти родовища з подальшим його відбором в опалювальний сезон, дає можливість підвищити ефективність розробки газових покладів в умовах нерівномірного споживання газу, уникнути утилізації надлишків

природного газу і подовжити термін розробки газового родовища та експлуатацію свердловин.

Одним із таких родовищ є Стрількове газове родовище, розташоване в північній частині Арабатської Стрільки, яка простягається паралельно північно-східному берегу Кримського півострова і прилеглої акваторії Азовського моря на території Генічеського району Херсонської області. На жаль, родовище знаходиться на сьогоднішній день на окупованій РФ території. Однак, це родовище є цікавим стосовно апробації для його умов попередньої розробки проведення досліджень з метою його подальшої розробки в режимі родовища-регулятора [1, 2].

### Загальна характеристика об'єкту досліджень

Стрількове газове родовище відкрито в 1964 році пошуковою свердловиною 5, за результатами буріння і випробування якої відкриті газові поклади в пачках М-V та М-VI верхнього майкопу. Виявлені газові поклади є пластовими, склепінними. Продуктивні горизонти досить неоднорідні як за площею, так і за розрізом родовища і літологічно представлені пачками, в які входять пласти алевролітів, пісковиків та глин різного ступеня алевролітистості та піщаності.

Родовище введено в дослідно-промислову розробку в 1976 р.

В тому ж році в ДКЗ СРСР затверджений підрахунок запасів ВВ Стрількового родовища (протокол № 7651). Початкові запаси газу склали 3087 млн м<sup>3</sup> за категорією С<sub>1</sub> та 996 млн м<sup>3</sup> за категорією С<sub>2</sub> [3].

На даний час в розробці перебувають поклади пачок М-VI та М-IV, а розробка покладу пачки М-V припинилася ще в 1997 р. Розробка родовища здійснюється у відповідності з «Уточненим проектом...» [1], розглянутим на засіданні Центральної комісії з питань розробки газових, газоконденсатних, нафтових родовищ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (протокол № 3 від 05 лютого 2016 р.) та затвердженим наказом Міненерговугілля № 257 від 13.04.2016 р. з показниками розробки за другим варіантом до 2030 р. включно затверджений наказом Міненерговугілля № 257 від 13.04.2016 р. з показниками розробки за другим варіантом до 2030 р. включно.

Основним споживачем газу з родовища в поточний час є м. Генічеськ та прилеглі села. В літній період загальний обсяг споживання газу Генічеського району значно менший за обсяги його видобутку зі Стрількового родовища, навіть при виконанні робіт з обмеження видобутку

газу шляхом зменшення штуцерів на усті та періодичної зупинки свердловин. Тому в останній час надлишковий об'єм видобутку газу утилізують шляхом спалювання на факельному амбарі.

Поточна система розробки Стрількового родовища цілком відповідає проектній [1]: в даний час здійснюється розробка двох експлуатаційних об'єктів: покладу пачки М-IV свердловинами 80, 81 та 82, які працюють з максимальними дебітами газу на рівні 20-22 тис.м<sup>3</sup>/добу; покладу пачки М-VI свердловинами 73 та 79, дебіт яких складає 0,6 тис.м<sup>3</sup>/добу та 5,1 тис.м<sup>3</sup>/добу відповідно. З максимальними значеннями дебіту газу свердловини працюють у зимовий період, коли потреба споживача у газі є найвищою, а влітку дебіт свердловин знижується до 2,5-7 тис.м<sup>3</sup>/добу. При цьому час від часу свердловини взагалі зупиняються з метою зменшення надлишкових об'ємів видобутку газу, які доводиться утилізувати шляхом спалювання на факельному амбарі через незначні фактичні обсяги споживання газу у літній період.

Загальний експлуатаційний фонд свердловин на Стрільковому родовищі складає дев'ять одиниць: окрім п'яти свердловин діючого фонду (св. 73, св. 79, св. 80, св. 81 та св. 82) до експлуатаційного фонду також відносяться чотири непрацюючі свердловини, розташовані на МСП-115 (св. 83, св. 84, св. 85 та св. 86), з яких три перші знаходяться в очікуванні ліквідації. Накопичений видобуток газу за весь період розробки родовища станом на 01.07.2017 р. складав 1941,1 млн м<sup>3</sup> (62,9 % від балансових запасів категорії С<sub>1</sub>).

Раніше надлишковий газ, що не використовувалася, газопроводом Стрількове-Джанкой (до березня 2014 року – мережа газопроводів Публічного акціонерного товариства «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз») направлявся на територію Республіки Крим та закачувався до Глібівського ПСГ. Під час опалювального періоду здійснювався відбір газу із ПСГ для забезпечення споживачів Генічеського району. На сьогодні можливість зберігання природного газу у Глібівському ПСГ та його транспортування до Генічеського району через газотранспортну систему АР Крим відсутня. А оскільки система газопроводів побудована таким чином, що гілка газопроводу Генічеського району є тупиковою, без входу в єдину газотранспортну систему України, то надлишковий об'єм видобутку газу доводиться утилізувати.

З метою більш раціонального використання видобутого газу надкористувач вирішив розглянути один із напрямків вирішення цього пи-

тання, а саме, закачування надлишкового газу в резервуари родовища для його зберігання та наступного відбору. Кінцева мета таких досліджень полягає в аналізі геологічних умов, технологічної можливості реалізації зазначеного напрямку використання надлишкового газу, а також техніко-економічній доцільності проведення таких робіт [4, 5].

### **Мета та завдання досліджень**

З метою більш раціонального використання видобутого газу без утилізації в даній статті розглянуто один із напрямків вирішення цього питання, а саме, закачування надлишкового газу в резервуари родовища для його зберігання та наступного відбору. Кінцева мета таких досліджень полягає в аналізі геологічних умов, технологічної можливості реалізації зазначеного напрямку використання надлишкового газу, а також техніко-економічній доцільності проведення таких робіт [4, 5].

Для вирішення поставленої мети проведено збір, систематизацію та аналіз геолого-геофізичної, промислово-геофізичної інформації, результатів розробки Стрілкового родовища. Виконано аналіз гідрогеологічних умов, структурно-тектонічної будови, фізико-літологічної характеристики можливих колекторів для закачування газу і покришок покладів. Визначено параметри за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин та обґрунтовано ємнісні і фільтраційні властивості пачок, перспективних для створення підземного сховища газу (ПСГ).

### **Висвітлення основного матеріалу дослідження**

Стрілкове газове родовище розташовано частково на суші в середній частині Арабатської стрілки, а також у водах Азовського моря та заливу Сиваш, на території Генічеського району Херсонської області. Найближчі населені пункти – с. Стрілкове (7 км на північ), с. Щаслівцево (23 км на північ), м. Генічеськ (40 км на північ) та м. Джанкой (40 км на захід). Населені пункти пов'язані між собою асфальтованими та ґрунтовими дорогами. У м. Генічеськ розташований порт, що пов'язаний морськими шляхами – з портами Азовського та Чорного морів.

Найближче сусіднє родовище, яке відкрите і розробляється, – Джанкойське, на захід від якого проходить газопровід Джанкой-Сімферополь. Зі Стрілкового родовища прокладені газопроводи на Джанкойське ГКР та до м. Генічеськ.

В стратиграфічному відношенні газові поклади Стрілкового родовища приурочені до відк-

ладів майкопської світи олігоценного відділу P3mk, а його газоносність пов'язана з пачками M-IV, M-V та M-VI.

В останній час на родовищі здійснюється видобуток газу із двох експлуатаційних об'єктів: покладу пачки M-IV – свердловинами 80, 81, 82 і покладу пачки M-VI – свердловинами 73, 79. Свердловини 79, 80, 81 та 82 розміщені на морській платформі МСП-112: газ від свердловин 80, 81 та 82 з платформи на берег надходить існуючим трубопроводом між МСП та ПОЗ-3, а робота свердловини 79 реалізована через метанолопровід. При цьому система збору вуглеводнів побудована таким чином, що регулювання роботи усіх морських свердловин здійснюється виключно на МСП.

Починаючи з літа 2015 року, газ із Стрілкового родовища використовується тільки для забезпечення споживачів Генічеського району через ГРС «Щаслівцево» та ГРС «Стрілкове». При цьому загальний обсяг споживання Генічеського району у літній період був суттєво меншим у порівнянні з зимовим. Тому у відповідності з рекомендаціями уточненого проекту [1] з метою оптимізації відборів газу на родовищі було організовано відповідну зміну технологічних режимів експлуатації свердловин впродовж року: збільшення дебіту та коефіцієнту експлуатації свердловин у зимовий період та зменшення дебіту та коефіцієнту експлуатації свердловин у літній період. В 2015 р. на ПОЗ-3, на якому відбувається підготовка газу Стрілкового родовища, завершили будівництво амбару для аварійного скидання газу, який з серпня 2015 р. використовується для утилізації надлишкових об'ємів видобутку газу шляхом його спалювання.

Поточний рівень видобутку газу з родовища в основному повністю забезпечує потреби місцевого споживача і впродовж більшої частини року є вищим від існуючих потреб. При цьому надлишковий об'єм видобутку газу утилізують шляхом його спалювання на факельному амбарі. Але інколи в найбільш холодні дні року, які бувають в грудні та січні, спостерігається певний дефіцит газу, який досить складно ліквідувати через відсутність технічної можливості регулювання роботи морських свердловин в зимовий період. При цьому слід мати на увазі, що різке збільшення дебіту свердловин в зимовий період може спровокувати прорив води по найбільш високопроникних пропластках і передчасне обводнення свердловин. Враховуючи ситуацію, яка склалась на родовищі, запропоновано два можливих варіанти подальшої його розробки.

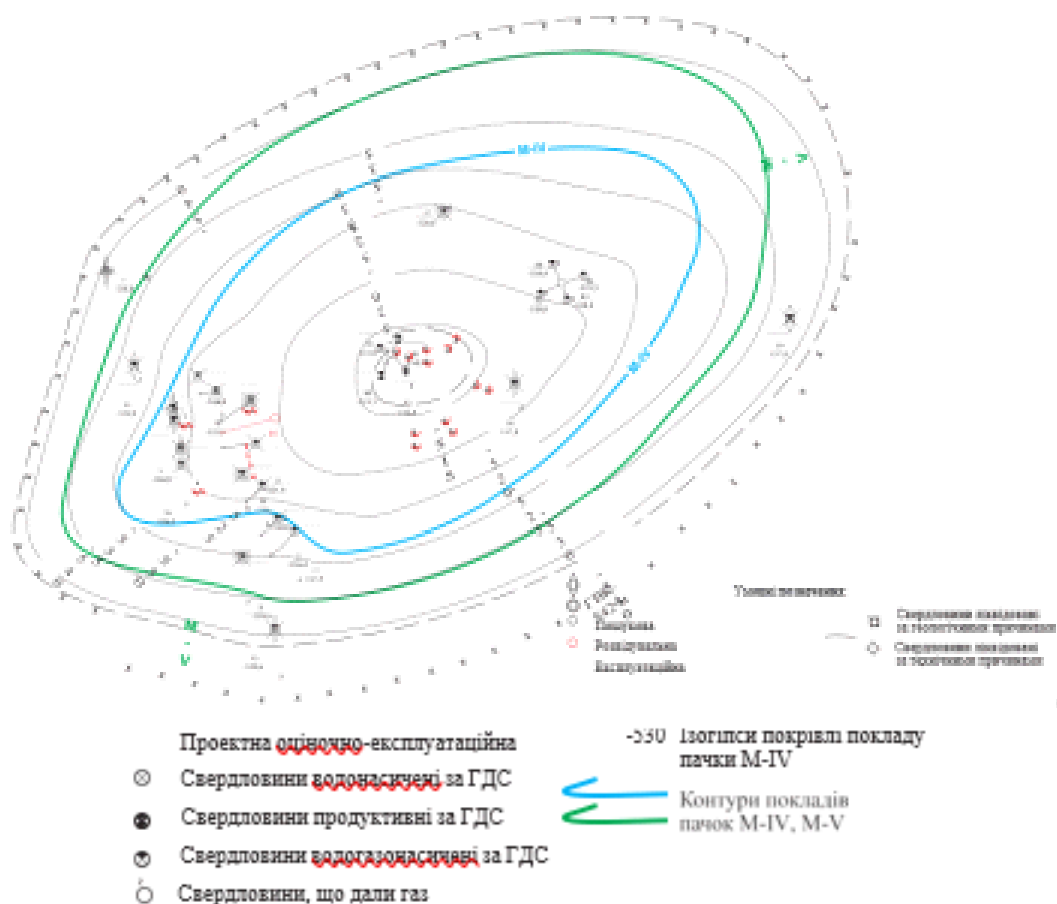


Рисунок 1 – Структурна карта по покритті продуктивної пачки M-VI

Згідно з **варіантом 1** виділені об'єкти пропонується й надалі розробляти на виснаження діючим на сьогоднішній день фондом свердловин, серед яких чотири розташовані у склепінній частині родовища в межах морської акваторії на МСП-112, а одна (свердловина 73) – на береговій лінії в межах східної перикліналі у фактично повністю обводненій зоні. При цьому експлуатація свердловин впродовж року рекомендується здійснювати з видобутком газу в межах потреб місцевого споживача при мінімальному спалюванні надлишків його видобутку на факельному амбарі. Загалом даний варіант відповідає поточному фактичному варіанту розробки Стрількового родовища.

**Варіант 2** передбачає закачування надлишкових обсягів видобутку газу до покладу пачки M-VI Стрількового газового родовища з метою його наступного видобутку в окремі найбільш холодні дні зимового періоду (коли спостерігається пікове споживання газу місцевим споживачем, яке неможливо задовільнити існуючим діючим фондом свердловин) та подальшого відбору як закачаного газу, так і залишкових запасів газу покладу пачки M-VI (вже після падіння обсягів його видобутку з покладу пачки M-IV).

Для реалізації запропонованого заходу в 2019 р. рекомендується пробурити з суші похило-спрямовану оціночно-експлуатаційну свердловину 87 проектною глибиною по вертикалі 580 м та зміщенням вибою від устя на 500 м в напрямку склепінної частини покладів. Дана свердловина спочатку використовуватиметься як нагнітальна, а потім як видобувна. Окрім того, її спорудження дозволить достовірно визначити рівень підйому ГВК у процесі розробки родовища в умовах прояву водонапірного режиму.

Геологічна модель родовища свідчить про наявність величезного водонапірного басейну, який безперечно впливатиме на розробку покладів пачок M-IV та M-VI. При цьому фактична стабільна робота свердловини 73 впродовж більш ніж десяти останніх років (свердловина розташована в приконтурній зоні покладу пачки M-VI, а в її стовбурі наявний стовп рідини) з дебітом на рівні 1 тис.м<sup>3</sup>/добу, очевидно свідчить про відсутність інтенсивного руху ГВК в процесі розробки покладу в поточний час. З іншого боку, високий темп відбору газу з покладу пачки M-IV мав би спровокувати інтенсивне надходження пластової води (розрахункова величина об'єму пластової води, яка на сьогодні-

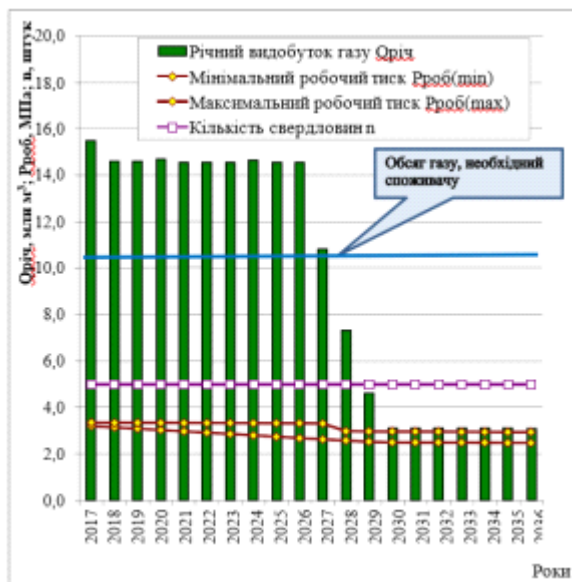


Рисунок 2 – Основні прогностичні показники розробки родовища (варіант 1)

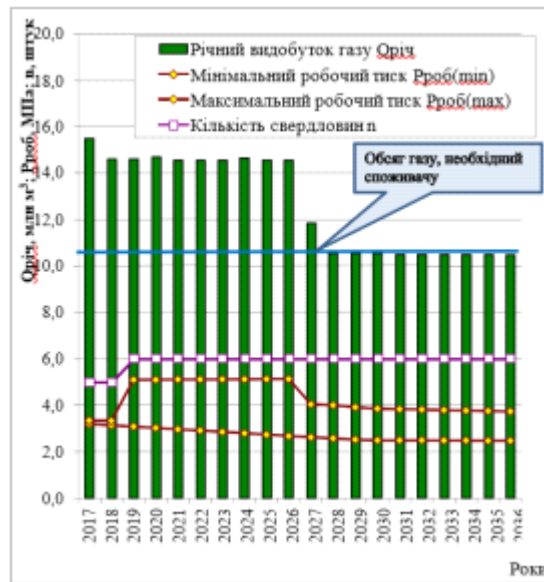


Рисунок 3 – Основні прогностичні показники розробки родовища (варіант 2)

шній день вже надійшла в газовий поклад, складає близько 3,5 млн м<sup>3</sup> [6,7,8]), що мало б уже спровокувати підйом ГВК. На сьогоднішній день на вибоях повинен би вже бути стовп рідини, а їхня продуктивність мала би знизитися, чого не спостерігається, а свердловини продовжують стабільно працювати без винесення пластової води.

За результатами проведених газогідродинамічних розрахунків за типовими методиками, що використовуються при прогнозуванні показників розробки газових родовищ, які розробляються за газового режиму розробки [6,7,8], отримано результати, наведені на рисунках 2 і 3.

Технологічні розрахунки основних показників розробки для обох виділених експлуатаційних об'єктів виконано на 20 років (2017-2036 рр.), що є достатнім для проведення техніко-економічних розрахунків та оцінки ефективності подальшої розробки родовища і вибору оптимального варіанту його освоєння.

Розробка покладу пачки М-IV (I експлуатаційного об'єкта) є однаковою за обома розглянутими варіантами. Найвищий річний видобуток газу з даного об'єкта в об'ємі 14 млн м<sup>3</sup> буде досягнуто в поточному 2017 р. Передбачається, що впродовж 2017-2026 рр. середньорічний дебіт свердловин залишатиметься незмінним, а за рахунок незначного зниження коефіцієнту експлуатації річні видобутки газу в 2018-2026 рр. будуть дещо нижчими, ніж у поточному році та складатимуть 13,1-13,2 млн м<sup>3</sup>. Впродовж 2027-2030 рр. очікується різке зниження дебіту та падіння річного видобутку газу до

1,1 млн м<sup>3</sup>, що пов'язано з проривом пластової води до вибою експлуатаційних свердловин.

Прогностичний накопичений видобуток газу з покладу пачки М-IV до кінця 2036 р. складатиме 304,1 млн м<sup>3</sup>, тобто коефіцієнт газовилучення відносно початкових запасів газу, які були взяті за основу при проведенні технологічних розрахунків, досягне 0,837. Слід відмітити, що досягнення такого коефіцієнту вилучення газу буде можливим лише за умови забезпечення розробки покладу пачки М-IV після очікуваного прориву пластової води до вибою свердловин.

Покладу пачки М-VI (II експлуатаційний об'єкт) в найближчі роки характеризуватиметься надзвичайно низьким рівнем видобутку газу за обома розглянутими варіантами. При цьому за варіантом 1 річний видобуток газу залишатиметься низьким впродовж всього розглянутого нами періоду: очікується, що в 2017-2026 річний видобуток газу знизиться з 1,5 млн м<sup>3</sup> до 1,4 млн м<sup>3</sup>; впродовж 2027-2028 рр. річний видобуток газу зросте до 2 млн м<sup>3</sup>, після чого залишатиметься незмінним до 2036 р. (незначне збільшення відборів пов'язане зі зростанням дебіту та коефіцієнту експлуатації свердловини 79, яке буде можливим та доцільним після зменшення видобутку газу з покладу пачки М-IV – очікується, що свердловина працюватиме з максимальними рівнями відбору газу впродовж цього року).

За варіантом 2 річні видобутки газу з II експлуатаційного об'єкта відповідають об'ємам його видобутку за варіантом 1 аж до 2026 р. При цьому поклад пачки М-IV впродовж 2019-2027 рр. додатково використовуватиметься з

метою закачування надлишкових обсягів видобутку газу з родовища через пробурену для цього проектну свердловину 87, у яку буде закачано 32 млн м<sup>3</sup> газу. Оскільки об'єми закачування газу у нову свердловину перевищуватимуть обсяги видобутку газу свердловинами 73 та 79, то очікується закономірне зростання пластового тиску в покладів з 4,18 МПа до 4,23 МПа. Але вже з 2027 р. свердловина 87 навпаки використовуватиметься для видобутку газу, і, у міру зниження видобутку газу з I об'єкту, зростатиме відбір газу з II об'єкту, основну частку якого забезпечуватиме саме нова свердловина. Очікується, що в 2030 р. річний видобуток газу з покладу зросте до 9,4 млн м<sup>3</sup>, з яких 7,4 млн м<sup>3</sup> припадатиме саме на свердловину 87.

Накопичений видобуток газу з покладу пачки М-VI на кінець 2036 р. зросте до 673,4 млн м<sup>3</sup> за варіантом 1 та 719,4 млн м<sup>3</sup> за варіантом 2, тобто коефіцієнт газовилучення відносно прийнятих до розрахунку запасів газу категорії С1 становитиме 0,411-0,439.

Результати виконаних розрахунків свідчать, що основний видобуток газу у найближчі роки за обома варіантами припадатиме на поклад горизонту М-IV, а частка видобутку газу з покладу горизонту М-VI у його сумарному річному видобутку з родовища зростатиме лише після прориву пластової води у поклад горизонту М-IV. За обома розглянутими варіантами в 2017 р. річний видобуток газу з родовища складатиме 15,5 млн м<sup>3</sup>, а впродовж 2018-2026 рр. підтримуватиметься на рівні 14,5-14,6 млн м<sup>3</sup>, що дозволить забезпечувати потреби місцевого споживача в даний часовий період в об'ємі 10,5 млн м<sup>3</sup> газу. При цьому згідно з варіантом 1 надлишковий об'єм видобутого газу будуть, як і зараз, утилізувати шляхом його спалювання, а за варіантом 2 надлишковий видобуток газу з середини 2019 р. закачуватиметься в поклад пачки М-IV.

За варіантом 1 очікується різке зниження видобутку газу з родовища, починаючи з 2027 р., який до 2030 р. зменшиться до 3,1 млн м<sup>3</sup>. При цьому, слід зазначити, що, вже починаючи з 2027 р., відчуватиметься гостра нестача газу місцевим споживачем для задоволення потреб якого явно не вистачатиме існуючих потужностей родовища.

У варіанті 2 за рахунок переведення в 2027 р. проектної свердловини 87 з нагнітального у видобувний фонд вдасться ще досить тривалий час забезпечувати місцеве населення газом, адже після виснаження та падіння видобутків газу з покладу пачки М-IV, саме вона забезпечуватиме основний рівень видобутку газу з ро-

довища. За цим варіантом річний видобуток газу в 2028-2036 рр. залишатиметься незмінним та складатиме 10,5 млн м<sup>3</sup>, що дозволить забезпечувати існуючі на сьогоднішній день потреби споживача.

Ще однією із суттєвих переваг варіанту 2 є можливість використання свердловин 87 з метою покриття нестачі газу в найбільш холодні дні року вже у поточний час шляхом її тимчасового переведення у видобувний фонд.

Накопичений видобуток газу з родовища на кінець 2036 р. досягне 2123,4 млн м<sup>3</sup> за варіантом 1 та 2153,3 млн м<sup>3</sup> за варіантом 2.

Враховуючи всі наведені вище факти, до впровадження з технологічної точки зору однозначно рекомендується варіант 2, який забезпечить більш раціональну розробку надр, а також дозволить уникнути необхідності спалювання надлишкових об'ємів видобутку газу. Крім того, впровадження даного варіанту дозволить впродовж більшого періоду часу повністю забезпечувати потреби газу місцевого споживача.

### Висновки

В даній статті на прикладі Стрілкового газового родовища, промислова газонасиченість якого пов'язана з пачками М-IV, М-V та М-VI майкопської світи, розглянуто можливість подальшої розробки родовища в режимі родовища-регулятора.

Особливість експлуатації свердловин Стрілкового газового родовища пов'язана з необхідністю штучного обмеження видобутку газу з родовища в весняно-осінній період через зниження потреб газу місцевого споживача, крім того, це дозволяє мінімізувати об'єми спалювання надлишкового видобутку газу.

З метою більш раціонального використання видобутого газу без його утилізації розглянуто один із можливих шляхів вирішення цього питання, а саме, закачування надлишкового об'єму видобутого газу в існуючі резервуари родовища, для його зберігання та наступного відбору.

Аналіз геологічної моделі покладів вуглеводнів, історії їхньої розробки, початкової та поточної продуктивності, фільтраційно-ємнісних характеристик та технічного стану свердловин свідчить, що для оптимального та успішного втілення проектного рішення стосовно організації зворотного закачування газу в поклад, слід пробурити нову свердловину. При цьому, зважаючи на необхідність нарощування видобутку газу в майбутньому, найбільш раціональним на сьогоднішній день виглядає буріння свердловини на об'єкт з найбільшими залишковими запасами, а саме, поклад пачки М-VI.

Буріння свердловини з розкриттям найнижчої газоносної пачки додатково дозволить встановити рівень газоводяного контакту усіх покладів та стан фактичного обводнення, що, зважаючи на їхню розробку в умовах прояву водонапірного режиму, є вельми актуальним і дозволить більш обґрунтовано приймати рішення щодо доцільності нарощення числа експлуатаційних свердловин в майбутньому.

Виконані розрахунки свідчать, що якісно пробурена нова свердловина із застосуванням сучасного вибірного обладнання дозволить проводити закачування всього надлишкового об'єму видобутого газу, а також забезпечить додатковий видобуток газу в зимовий період за виникнення такої потреби. Але, оскільки на проектну свердловину покладається також ряд дослідницьких задач, то її слід віднести до оціночно-експлуатаційної категорії.

Попередньо оціночно-експлуатаційна свердловина 87 закладається на західній перикліналі Стрілкової структури. З врахуванням поверхневих умов її рекомендується пробурити похилою із розташуванням устя на суші на відстані ~140 м на північ від устя свердловини 75 та відходом вибою від устя на 500 м у південно-східному напрямку. Проектна глибина свердловини 86 – 580 м (без врахування видовження).

Взагалі в рамках даної роботи було розглянуто два варіанти розробки Стрілокового родовища: варіант 1, який цілком відповідає поточній системі його промислового освоєння і передбачає подальшу розробку покладів пачок М-IV та М-VI існуючим фондом свердловин із регулюванням їхньої роботи впродовж року (зменшення дебіту та коефіцієнту експлуатації в літній період), подачею газу місцевому споживачу та утилізацією надлишкового об'єму його видобутку; варіант 2, який замість утилізації надлишкових об'ємів видобутку газу передбачає його зворотне закачування в поклад пачки М-VI з метою його подальшого відбору в зимовий період (у випадку суттєвого зростання обсягів споживання у найбільш холодні дні), а також відбору залишкових запасів газу покладу пачки М-VI після очікуваного обводнення та виснаження пачки М-IV, що пропонується реалізувати саме за рахунок буріння нової свердловини 87.

За обома розглянутими варіантами в річний видобуток газу з родовища у початковий період часу складатиме 15,5 млн м<sup>3</sup>, а впродовж 2018-2026 рр. підтримуватиметься на рівні 14,5-14,6 млн м<sup>3</sup>, що дозволить забезпечувати потреби місцевого споживача в даний часовий період в об'ємі 10,5 млн м<sup>3</sup> газу. При цьому згідно з ва-

ріантом 1 надлишковий об'єм видобутого газу будуть, як і зараз, утилізувати шляхом його спалювання, а за варіантом 2 надлишковий видобуток газу з середини 2019 р. закачуватиметься в поклад пачки М-IV. За першим варіантом, починаючи з 2027 р., очікується різке зниження видобутку газу з родовища. При цьому обсяги його видобутку стануть нижчими від реальних потреб споживача. У варіанті 2 за рахунок переведення в 2027 р. проектною свердловини 87 з нагнітального у видобувний фонд вдасться забезпечувати місцеве населення газом впродовж всього розглянутого нами часового періоду, адже після виснаження та падіння видобутків газу з покладу пачки М-IV, саме вона забезпечуватиме основний рівень видобутку газу з родовища.

Розробка родовища, з економічної точки зору, доцільна для підприємства за обома варіантами, що розглядалися. Вкладення коштів в будівництво проектною свердловини 87 на Стрілковому родовищі (варіант 2) для надкористувача характеризується ефективністю, приведений вільний грошовий потік (чистий дохід надкористувача) за рахунок додаткового видобутку 61,9 млн м<sup>3</sup> газу на 15,0 млн грн більші, ніж за варіантом 1.

До впровадження у виробництво рекомендується варіант 2, який є кращим як з технологічної, так і економічної точки зору.

### *Література*

1. Уточнений проект промислової розробки Стрілокового газового родовища: Звіт за договором № 106/15 / ТОВ НВФ «ГЕРА ЛТД» / В. Щербинва, О. Попівчук, Р. Андрухів. Харків, 2015. 146 с.
2. Луньова Т. С. Енергоефективність економіки України: проблеми та перспективи. *Науковий вісник Національної академії статистики, обліку та аудиту*: зб. наук. пр. 2021. №1-2. С. 36-42. doi: [10.31767/nasoa.1-2-2021.05](https://doi.org/10.31767/nasoa.1-2-2021.05).
3. Подсчет запасов газа Стрелкового газового месторождения: Отчет о НИР / Крымморгеология; Дергачева А.Я., Апареев Б.Н, Озерный О.М. Симферополь, 1976.
4. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України 15.03.2017 р., № 118.
5. Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах: Затв. Мінгазпромом СРСР та Держгіртехнаглядом СРСР 14.03.1986 р. та 16.05.1986 № 11. М., 1986.

6. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів техн. наук В.С.Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С.Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.

7. Матківський С., Кондрат О. Удосконалення технологій розробки газових родовищ за водонапірного режиму. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 1(23). С. 16-28. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-16-28](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-16-28)

8. Кондрат Р., Дремлюх Н. Підвищення дебітів газових свердловин у нестійких колекторах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 2(83). С. 71-77. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-71-77](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-71-77)

### References

1. Utochnenyi proekt promyslovoi rozrobky Strilkovoho hazovoho rodovyshcha: Zvit za dohovorom No 106/15 / TOV NVF «HERA LTD» / V. Shcherbynva, O. Popivchuk, R. Andrukhiv. Kharkiv, 2015. 146 p. [in Ukrainian]

2. Lunova T. S. Enerhoefektyvnist ekonomiky Ukrainy: problem ta perspektyvy. *Naukovyi visnyk Natsionalnoi akademii statystyky, obliku ta audytu*: zb. nauk. pr. 2021. No 1-2. P. 36-42 doi: [10.31767/nasoa.1-2-2021.05](https://doi.org/10.31767/nasoa.1-2-2021.05). [in Ukrainian]

3. Podschet zapasov gaza Strelkovogo gazovogo mestorozhdeniya: Otchet o NIR / Krymmorgeologiya; Dergacheva A.Ya., Apareev B.N, Ozernyj O.M. Simferopol, 1976. [in Russian]

4. Pravyla rozrobky naftovykh i hazovykh rodovyshch. Zavtverdzheno Nakaz Ministerstva ekolohii ta pryrodnykh resursiv Ukrainy 15.03.2017, No 118. [in Ukrainian]

5. Pravyla stvorennia ta ekspluatatsii pidzemnykh skhovyshch hazu v porystykh plastakh: Zatv. Minhazpromom SRSR ta Derzhirtekhnahtiadom SRSR 14.03.1986 r. ta 16.05.1986 No 11. M., 1986. [in Ukrainian]

6. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhn. nauk V.S.Boika, R.M. Kondrata, R.S.Iaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

7. Matkivskiy S., Kondrat O. Udoskonalennia tekhnolohii rozrobky hazovykh rodovyshch za vodonapirnoho rezhymu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2023. No 1(23). P. 16-28. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-16-28](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-16-28) [in Ukrainian]

8. Kondrat R., Dremliukh N. Pidvyshchennia debitiv hazovykh sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 2(83). P. 71-77. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-71-77](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-71-77) [in Ukrainian]

# Наука — виробництву

---

---

УДК 622.692.4

DOI: 10.69628/pdogf/4.2023.58

## ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ПРОЦЕСУ ПІДІГРІВУ БІТУМУ ДО ТЕХНОЛОГІЧНО НЕОБХІДНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ

С. Я. Григорський, Н. Я. Дрінь, О. В. Іванов\*, А. В. Грицанчук, Т. Ю. Пиріг, О. М. Бортняк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727138,  
e-mail: [oleksandr.ivanov@nung.edu.ua](mailto:oleksandr.ivanov@nung.edu.ua)

Розглянуто особливості термодинамічних розрахунків для досягнення технологічно необхідної температури бітуму під час його підігріву за допомогою змійовикового підігрівача. На основі даних результатів експериментальних досліджень розроблено уточнені математичні моделі для розрахунку основних теплофізичних властивостей (густини, кінематичної в'язкості, ізобарної теплоємності, коефіцієнта теплопровідності та об'ємного розширення) бітуму марки БНД 60/90 та гарячого теплоносія термічного масла АМТ-300, що використовується для розігріву бітуму. Запропоновано аналітичні залежності, що дають змогу адекватно оцінити значення коефіцієнтів тепловіддачі для різних видів теплообміну, залежно від типу ємності, де зберігається бітум. Наведено детальний алгоритм розрахунку необхідного часу розігріву бітуму із врахуванням критеріїв подібності швидкісних та теплових полів, фізичних властивостей теплоносія та бітуму, температури зберігання та навколишнього середовища. Запропоновану методика апробовано на прикладі розрахунку бітуму БНД 60/90, що зберігається у горизонтальній цистерні із тепловою ізоляцією. Отримано графічні залежності, що дають змогу оцінити технологічно необхідний час розігріву бітуму БНД 60/90 до заданої температури залежно від температури навколишнього середовища, об'ємної витрати та температури гарячого теплоносія на вході в теплообмінний апарат.

Ключові слова: термодинамічний розрахунок, процеси теплообміну, коефіцієнт теплопередачі, критерій подібності, фізичні властивості бітуму.

*The features of thermodynamic calculations for achieving the technologically necessary temperature of bitumen in the process of its heating with the help of a coil heater are considered. Based on the results of experimental studies, refined mathematical models were developed for calculating the main thermophysical properties (density, kinematic viscosity, isobaric heat capacity, coefficient of thermal conductivity and volume expansion) of bitumen grade BND 60/90 and hot coolant of thermal oil AMT-300, which used for heating bitumen. Analytical dependences are proposed, which make it possible to adequately estimate the value of heat transfer coefficients for various types of heat exchange, depending on the type of container where bitumen is stored. A detailed algorithm for calculating the necessary bitumen heating time is presented, taking into account the criteria of similarity of speed and thermal fields, physical properties of the coolant and bitumen, storage temperature and ambient air. Approbation of the proposed methodology was carried out on the example of the calculation of BND 60/90 bitumen stored in a horizontal tank with thermal insulation. Graphical dependences have been obtained, which make it possible to estimate the technologically necessary time to heat up BND 60/90 bitumen to a given temperature, depending on the ambient temperature, volumetric flow rate, and the temperature of the hot coolant at the entrance to the heat exchanger.*

Keywords: thermodynamic calculation, heat exchange processes, heat transfer coefficient, similarity criterion, physical properties of bitumen.

## Вступ

Бітум відносяться до найбільш поширених органічних в'язучих речовин і є складною сумішшю з різноманітних за хімічною будовою рідких та твердих вуглеводнів та їх похідних, багатих киснем, що не розчиняються у воді, але розчиняються в сірковуглеці (CS<sub>2</sub>), хлороформі і інших органічних розчинниках.

Залежно від вихідної сировини розрізняють природні і штучні нафтові бітуми.

Природний бітум є органічною речовиною темно-коричневого або чорного кольору, яка при нагріванні розм'якшується і переходить в рідкий стан, а при охолодженні твердне. У чистому вигляді природний бітум зустрічається досить рідко, частіше зустрічаються просочені бітумом гірські породи (вапняки, доломіти, пісковики). Бітумні доломітові і вапнякові породи без вилучення бітуму використовуються у вигляді тонкого порошку для отримання асфальтової мастики і асфальтового бетону. Природний бітум утворюється у результаті повільного видалення з нафти легких і середніх фракцій, а також під впливом процесів полімеризації і окислення. Природні бітуми відрізняються високою атмосферною стійкістю та високою адгезією до поверхні кам'яних матеріалів.

Нафтові (штучні) бітуми є органічно в'язучим продуктом, який отримується шляхом переробки нафтової сировини при виділенні з нього газів, бензину, гасу, дизельного палива тощо. Основною сировиною для отримання нафтових бітумів є гудрон – залишок після відгону з мазуту нафтових фракцій. Залежно від технології виробництва розрізняють такі нафтові бітуми:

- залишкові;
- окислені;
- крекінгові.

Залишкові бітуми отримують з гудрону шляхом подальшого глибокого вилучення з нього мастил. За нормальної температури залишкові бітуми є твердими або напівтвердими продуктами з відносно малою в'язкістю.

Окислені бітуми отримують шляхом окислення гудрону в спеціальних апаратах шляхом продування повітрям. У процесі виробництва окислених бітумів водень, що міститься в залишках, реагує з киснем повітря, утворюючи водяну пару. Відбувається втрата водню, яка супроводжується ущільненням нафтових залишків з їх полімеризацією та згушенням.

Крекінгові бітуми отримують шляхом переробки залишків, що утворюються під час крекінгу (розкладанні за високої температури)

нафти і нафтових мастил з метою отримання великого виходу бензину.

За консистенцією (за температури 18 °С) бітуми можуть бути:

- твердими, що володіють пружними, а іноді крихкими властивостями;
- напівтверді, що володіють в'язкопластичними властивостями;
- рідкими, які мають легко текучі властивості.

Нафтові бітуми – це дисперсні системи, в яких дисперсійним середовищем є мастила і смоли, а дисперсною фазою – асфальтени. Залежно від ступеня агрегування і пептизації нафтові бітуми утворюють різні міцелярні системи – золі, золи-гелі, гелі.

Компонентний склад бітуму зумовлює його колоїдну структуру і реологічну поведінку, і тим самим – технічні властивості, які характеризуються умовними показниками якості, які визначають в стандартних умовах.

Через велике різноманіття сполук, що входять до складу бітуму, неможливо виокремити якусь речовину з цієї складної суміші. Крім того, основна маса сполук, що входять до його складу, є речовинами гібридного характеру. Єдиний клас сполук, які можна виділити з бітумів в більш-менш чистому вигляді – це парафіни.

Особливість складу бітумів підтверджується і тим, що їх молекулярно-масовий розподіл охоплює межі від 300 до 40000 кг/кмоль і більше. Все це є причиною того, що аналіз складу бітумів важкий, неточний і має на меті виділити лише характерні групи, що відрізняються більшою чи меншою одноманітністю складу.

Отже, бітуми містять 80-85 % вуглецю, 8,0-11,5 % водню, 0,2-4,0 % кисню, 0,5-7,0 % сірки та 0,2-0,5 % азоту. За методом Маркуссо-на бітуми поділяють на мастила, смоли, асфальтени, асфальтогенові кислоти та їх ангідриди, або розділяють на *мальтени* (сума мастил та смол) та *асфальтени*.

Однак, слід додати, що дані сполуки знаходяться у генетичному зв'язку. Так, мастила у результаті процесів окислювальної конденсації, радикальної циклізації та окислювального дегідратування можуть перетворюватися в смоли, а далі – у асфальтени.

*Мальтени* – частина бітуму, розчинна у низькокиплячих насичених вуглеводнях (найчастіше у н-гептані). Містять в своєму складі високомолекулярні вуглеводні з температурою кипіння вище 350-450 °С – нафтові оливи та малолеткі гетероароматичні з'єднання – нафтові смоли.

Асфальтени – найбільш високомолекулярні компоненти нафти, тверді крихкі речовини чорного або бурого кольору, нерозчинні у насичених вуглеводнях. Розчиняються в гарячому бензолі та інших ароматичних вуглеводнях, а також в сірковуглеці і хлороформі, але не розчиняються в низькокиплячих метанових вуглеводнях. При розчиненні асфальтени утворюють не істинний (молекулярний), а колоїдний розчин або колоїдну систему.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Значний ріст виробництва і споживання бітуму, а також підвищення вимог до їх якості потребують більш глибокого і усестороннього вивчення складу і властивостей бітумів, впливу параметрів технологічного режиму, кінетики і гідродинаміки процесів і природи сировини на ці показники. Тому ці питання продовжують цікавити широке коло теоретиків і практиків цієї справи.

На даний час в Україні на бітуми діють відповідні нормативні документи [1-10].

Бітум, як один із побічних продуктів процесів нафтової промисловості, є найпоширенішим в'язким, що використовується в дорожніх покриттях і в будівельній галузі загалом [11]. Це складна органічна суміш широкого діапазону вуглеводнів, класифікованих за чотирма хімічними групами, спільно відомими під аббревіатурою фракцій SARA, які включають насичені, ароматичні, смоли та асфальтени.

Для моделювання реологічних властивостей бітуму авторами [12] досліджено властивості текучості в області постійного зсуву та динамічної області. Концепція реограми використовується для створення незалежної від температури основної кривої, яка моделюється за допомогою простого рівняння Карро–Ясуді. Виявлено, що зміну в'язкості при нульовому зсуві із температурою можна моделювати за допомогою рівняння простого степеневого закону. Результати показали, що традиційний метод еквів'язкості з використанням віскозиметра Брукфілда не підходить для прогнозування температур змішування та ущільнення бітуму.

Авторами [13] показано, що бітум слід завжди зберігати та обробляти за найнижчої температури, що відповідає його ефективному використанню. За більш високих температур і меншої в'язкості перекачування оптимізується, тоді як при нижчих температурах і вищій в'язкості ефективність перекачування швидко знижується. Таким чином, в'язкість і її контроль за

температурою є важливим моментом щодо всіх операцій транспортування.

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Деякі аспекти процесу підігріву бітуму можуть залишатися невивченими або неоптимізованими. Наприклад, визначення оптимальних режимів підігріву для різних типів бітуму або урахування впливу вихідних параметрів бітуму на процес підігріву. Важливо визначити, чи існують нові методи аналізу та контролю процесу підігріву бітуму, які можуть покращити ефективність та точність цього процесу. Дослідження способів оптимізації процесу з метою зменшення впливу на навколишнє середовище та зниження енергетичних витрат може стати актуальним напрямом. Невирішеними залишаються можливості для підвищення ефективності та якості бітуму через оптимізацію процесу підігріву. Це може включати вдосконалення методів контролю температури, зменшення втрат тепла чи підвищення точності розрахунків.

### Мета та завдання досліджень

Визначення оптимальних параметрів та режимів підігріву бітуму для досягнення технологічно необхідної температури.

Основні задачі досліджень:

– побудова математичних моделей основних фізичних властивостей бітуму, що використовуються під час відповідних теплових і гідравлічних розрахунків;

– аналіз технологічних вимог та особливостей процесу підігріву бітуму, включаючи режими роботи підігрівачів та температурні параметри;

– розроблення математичних моделей, які описують процес підігріву бітуму з урахуванням теплопередачі, теплоємності та інших факторів;

– виконання термодинамічних розрахунків з підігрівання бітуму за різних умов для визначення впливу параметрів процесу на досягнення технологічно необхідної температури.

Вказані задачі досліджень дають змогу встановити оптимальні параметри та режими підігріву бітуму для досягнення технологічно необхідної температури з метою підвищення якості виробництва та ефективності процесу.

### Фізичні властивості для умов транспортування та зберігання бітуму

Температурний коефіцієнт густини характеризує зміну густини зі зміною температури

на один градус. Для всіх бітумів він майже однаковий і прийнятний рівним  $0,6 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ .

*Теплопровідність* характерна для аморфних речовин і становить  $0,5...0,6 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ .

*Коефіцієнт об'ємного теплового розширення* за  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  знаходиться в межах від  $5 \cdot 10^{-4}$  до  $8 \cdot 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , причому більш в'язкі бітуми мають більший коефіцієнт розширення. Коефіцієнт об'ємного розширення з підвищенням температури на  $1 \text{ }^\circ\text{C}$  в інтервалі  $60...300 \text{ }^\circ\text{C}$  для дорожніх бітумів знаходиться в межах  $(3,3...4,2) \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ .

*Стійкість при нагріванні* характеризується втратою маси при нагріванні проби бітуму за температури  $160 \text{ }^\circ\text{C}$  протягом 5 год (не більше 1 %) і температури спалаху  $230...240 \text{ }^\circ\text{C}$  (залежно від марки бітуму).

*Питома ізобарна теплоємність* практично однакова для різних бітумів. Вона збільшується з підвищенням температури: зміна теплоємності бітумів різної консистенції на  $1 \text{ }^\circ\text{C}$  дорівнює  $(1,34...3,27) \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ . Теплоємність сумішей бітумів з мінеральними матеріалами (наповнювачами) можна розрахувати за правилом адитивності. В середньому питома теплоємність бітумів складає за температур,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ :  $0 \text{ }^\circ\text{C} - 1,67$ ;  $100 \text{ }^\circ\text{C} - 1,88$ ;  $200 \text{ }^\circ\text{C} - 2,09$ ;  $300 \text{ }^\circ\text{C} - 2,30$ .

*Коефіцієнт теплопровідності* для всіх бітумів практично однаковий і незначно зменшується з підвищенням температури. Так, за температури  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  він дорівнює  $1,51...1,69 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ; за  $20 \text{ }^\circ\text{C} - 1,45...1,57 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ; за  $40 \text{ }^\circ\text{C} - 1,4...1,5 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ .

*Водостійкість* характеризується вмістом водорозчинних з'єднань (в бітумі не більше  $0,2...0,3 \text{ } \%$  по масі).

*Коефіцієнт температуропровідності*, що характеризує швидкість процесу вирівнювання температур, прямопропорційний теплопровідності і оберненопропорційний питомій ізобарній теплоємності і густині матеріалу. В середньому він становить  $(1,0...1,5) \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  і мало відрізняється для бітумів з різної сировини.

*Густина* бітумів залежно від групового складу коливається в межах  $800...1300 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Вона є однією з найважливіших характеристик бітуму, оскільки дозволяє зробити висновок про його походження.

Густина бітуму необхідна, зокрема, для обчислення об'ємних характеристик асфальтобетонних сумішей відповідно до EN 12697-8 «Асфальтобетонні суміші. Методи випробувань гарячих асфальтобетонних сумішей. Частина 8: Визначення змісту пустот».

*В'язкість* бітуму є одним з найбільш важливих технологічних і споживчих властивостей.

*Динамічна в'язкість* – це відношення напруги зсуву до швидкості зсуву. Динамічна в'язкість є мірою опору потоку рідини і зазвичай називається в'язкістю рідини [4].

*Кінематична в'язкість* – це відношення динамічної в'язкості до густини рідини. Кінематична в'язкість є мірою опору потоку рідини течії під впливом гравітації [3].

*Температура розм'якшення* визначає властивості бітуму за так званою «високою температурою» експлуатації та складає приблизно умовну верхню межу в'язкопружного стану бітуму.

**Розрахунок необхідної кількості теплоти для розігріву бітуму від температури зберігання до заданого значення**

Кількість тепла  $Q_1$ , МДж, який необхідний для підігріву заданої маси нафтопродукту від абсолютної початкової  $T_n$  до абсолютної кінцевої температури  $T_n$  становить:

– для підігріву всієї маси нафтопродукту  $G$  (т)

$$Q_1 = G \cdot c_p \cdot (T_k - T_n); \quad (1)$$

– для розплавлення застиглої частини нафтопродукту

$$Q_2 = G_m \cdot \lambda; \quad (2)$$

– кількість тепла, яка безповоротно втрачається в навколишнє середовище

$$Q_3 = K \cdot F \cdot \Delta T \cdot \tau, \quad (3)$$

де  $G_m$  – маса нафтопродукту в застиглому стані, т;

$c_p$  – питома масова ізобарна теплоємність нафтопродукту за середньої температури нагріву,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$ ;

$\lambda$  – прихована теплота плавлення нафтопродукту,  $\text{кДж}/\text{кг}$ ;

$K$  – повний усереднений коефіцієнт теплопередачі від нафтопродукту в навколишнє середовище,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$ ;

$F$  – повна площа поверхні охолодження,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta T$  – середня різниця абсолютних температур (середній температурний напір) між нафтопродуктом та навколишнім середовищем,  $\text{K}$ ;

$\tau$  – час розігріву нафтопродукту, с.

Середній тепловий потік  $Q_m$ , МВт, який передає підігрівач середовищу, що нагрівається, за одиницю часу,

$$Q_m = \frac{Q_1 + Q_2 + Q_3}{\tau}. \quad (4)$$

Кількість розігрітого нафтопродукту  $G$  та його питома теплоємність  $c_p$ , як правило, відомі. За початкову температуру зазвичай беруть ймовірну температуру нафтопродукту в кінці періоду зберігання. Кінцева температура розраховується, виходячи із конкретних технологічних умов.

У разі визначення втрат у навколишнє середовище повний коефіцієнт теплопередачі обчислюють для різних ємностей за формулами, що наведені нижче.

Коефіцієнт теплопередачі через стінку ємності:

$$\frac{1}{K_{cm}} = \frac{1}{\alpha_{1cm}} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_{2cm} + \alpha_{3cm}}, \quad (5)$$

де  $\alpha_{1cm}, \alpha_{2cm}, \alpha_{3cm}$  – коефіцієнти тепловіддачі, відповідно внутрішній (від нафтопродукту до стінки ємності), зовнішні (від зовнішньої поверхні стінки в навколишнє середовище) та від стінки ємності радіацією, Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$\delta_i$  – товщина стінки ємності, ізоляції і т.д., м;

$\lambda_i$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки, ізоляції і т.д., Вт/(м·К).

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі конвекцією від нафтопродукту до стінки ємності визначають за формулами:

– для горизонтальних циліндричних ємностей (характерний розмір діаметр  $d$ ) та труб за значень добутку чисел Грасгофа  $Gr_d$  та Прандтля  $Pr$ :  $(Gr_d \cdot Pr)_n = 10^3 \dots 10^8$  (тут  $i$  в подальшому нижній індекс « $cp$ » використовується для середньої температури, « $cm$ » – для температури стінки)

$$\alpha_{1cm} = 0,5 \cdot \frac{\lambda_n}{h} \cdot (Gr_d \cdot Pr)_{cp}^{0,25} \cdot \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (6)$$

– для вертикальних циліндричних ємностей (характерний лінійний розмір висота  $h$ ) і труб за ламінарного режиму  $(Gr_h \cdot Pr)_{cp} = 10^3 \dots 10^9$

$$\alpha_{1cm} = 0,76 \cdot \frac{\lambda_n}{h} \cdot (Gr_h \cdot Pr)_{cp}^{0,25} \cdot \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (7)$$

– для вертикальних циліндричних ємностей (характерний лінійний розмір висота  $h$ ) і труб за турбулентного режиму  $(Gr_h \cdot Pr)_{cp} > 10^9$

$$\alpha_{1cm} = 0,76 \cdot \frac{\lambda_n}{h} \cdot (Gr_h \cdot Pr)_{cp}^{0,33} \cdot \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (8)$$

де  $\lambda_n$  – коефіцієнт теплопровідності нафтопродукту за середньої температури, Вт/(м·К).

Якщо відношення  $\frac{T_n - T_0}{T_k - T_0} \leq 2$  ( $T_0$  – температура навколишнього середовища, К), середню температуру визначають як середню арифметичну величину від початкової  $T_n$  та кінцевої  $T_k$  температур нафтопродукту

$$T_{cp} = 0,5 \cdot (T_n + T_k). \quad (9)$$

Якщо відношення  $\frac{T_n - T_0}{T_k - T_0} > 2$ , середню температуру визначають як середню логарифмічну величину

$$T_{cp} = T_0 + \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{T_n - T_0}{T_k - T_0}}. \quad (10)$$

Оскільки в формулах (9), (10)  $T_k$  – невідома величина, то при визначенні середньої температури нафтопродукту можна прийняти, що

$$T_{cp} = 0,5 \cdot (T_{зак} + T_{нов}), \quad (11)$$

де  $T_{зак}$  – температура нафтопродукту, з якої він заливається (закачується) в ємність, К;

$T_{нов}$  – температура навколишнього повітря, К.

Середню температуру стінки ємності визначають методом послідовних наближень за формулою

$$T_{cm} = T_{cp} - \frac{K_{cm}}{\alpha_{1cm}} \cdot (T_{cp} - T_0). \quad (12)$$

Коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha_{2cm}$  при вимушеній конвекції (обдуванні ємності або надземного трубопроводу вітром) визначають за спеціальними емпіричними формулами [14].

Зовнішній коефіцієнт тепловіддачі радіацією від стінки ємності або трубопроводу  $\alpha_{3cm}$  визначають за формулою

$$\alpha_{3cm} = \varepsilon_{cm} \cdot C_s \cdot \frac{\left( \frac{T_{cm}}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_{нов}}{100} \right)^4}{T_{cm} - T_{нов}}, \quad (13)$$

де  $C_s = 5,768$  Вт/(м<sup>2</sup>·К<sup>4</sup>) – стала Стефана-Больцмана;

$\varepsilon_{cm}$  – ступінь чорноти поверхні стінки.

**Розрахунок кількості теплоти від теплоносія (фактична кількість теплоти)**

При розрахунку теплообмінних апаратів головним рівнянням є:

$$Q_t = K_t \cdot F_t \cdot \Delta T_{cp}, \quad (14)$$

де  $Q_t$  – кількість тепла, переданого теплоносієм через теплообмінний апарат в середовище, яке нагрівається за одиницю часу (тепловий потік);

$K_t$  – коефіцієнт теплопередачі теплообмінного апарату (від теплоносія до середовища, що нагрівається), Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$F_t$  – повна поверхня нагріву теплообмінного апарату, м<sup>2</sup>;

$\Delta T_{cp}$  – середня логарифмічна різниця температур гарячого і холодного теплоносіїв, К.

Середньологарифмічний температурний напір визначають за формулою

$$\Delta T_{cp} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}}, \quad (15)$$

де  $\Delta T_1, \Delta T_2$  – відповідно найбільший та найменший температурні напори між гарячим та холодним теплоносієм, К

$$\Delta T_1 = T'_m - T_n, \quad \Delta T_2 = T''_m - T_k, \quad (16)$$

$T'_m, T''_m$  – температура теплоносія відповідно на вході і виході із теплообмінника, К.

Коефіцієнт теплопередачі для трубопроводів залежить від внутрішнього  $\alpha_1$  і зовнішнього  $\alpha_2$  коефіцієнтів тепловіддачі, а також від термічного опору стінки труби, ізоляції тощо

$$\frac{1}{K \cdot d} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{D_i}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_3}, \quad (17)$$

де  $n$  – число шарів, врахованих при розрахунку;

$\lambda_i$  – коефіцієнти теплопровідності відкладів, сталі, труби, ізоляції тощо, Вт/(м·К);

$d_i, D_i$  – відповідно внутрішній і зовнішній діаметри  $i$ -го шару, м;

$D_3$  – зовнішній діаметр трубопроводу, м.

Для визначення  $\alpha_1$  при вимушеному руху рідини існують різні експериментальні залежності. Найбільш відомими є емпіричні формули Міхеєва:

- для ламінарного режиму для умови критерію Рейнольдса  $Re_{cp} \leq 2000$

$$\alpha_1 = 0,17 \cdot \frac{\lambda_m}{d} \cdot Re_{cp}^{0,33} \cdot Pr_{cp}^{0,43} \cdot Gr_{cp}^{0,10} \cdot \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (18)$$

- для турбулентного режиму при  $Re_{cp} > 10^4$

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda_m}{d} \cdot Re_{cp}^{0,8} \cdot Pr_{cp}^{0,43} \cdot \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (19)$$

де  $\lambda_m$  – коефіцієнт теплопровідності гарячого теплоносія, Вт/(м·К);

$Gr, Pr$  – відповідно критерії Грасгофа і Прандтля

$$Gr = \frac{l_x^3 \cdot g \cdot \beta_T \cdot (T_{cp} - T_{cm})}{\nu^2}, \quad Pr = \frac{\nu}{a}, \quad (20)$$

де  $l_x$  – характерний лінійний розмір, м;

$\beta_T$  – коефіцієнт об'ємного розширення гарячого теплоносія, К<sup>-1</sup>;  $a$  – коефіцієнт теплопровідності гарячого теплоносія, м<sup>2</sup>/с.

$$a = \frac{\lambda_m}{c_{pm} \cdot \rho_m}, \quad (21)$$

$c_{pm}$  – питома масова ізобарна теплоємність гарячого теплоносія, Дж/(кгК);

$\rho_m$  – густина гарячого теплоносія, кг/м<sup>3</sup>.

За відсутності експериментальних даних теплофізичні характеристики  $c_{pm}, \lambda_m$  можна розраховувати за класичними формулами Крєго та Сміта із поправкою на вид продукту [15-16].

У разі використання теплоносія як водяної пари коефіцієнт тепловіддачі від пари до внутрішньої стінки труби становить 3,5...11,6 кВт/(м<sup>2</sup>·К). При виборі інших теплоносіїв цю величину розраховують за критеріальним рівнянням. Коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha_{2n}$  від зовнішньої поверхні трубок теплообмінника в середовище, яке нагрівається при вільній конвекції, визначається за формулами (6)-(8).

Час розігріву  $\tau$  необхідно підібрати так, щоб величина кількості теплоти, розрахована за формулами (4) і (14), дорівнювала одна одній із заданою наперед точністю.

### Вихідні дані для проведення розрахунків

Технічні характеристики цистерни:

- корисний об'єм  $V = 22,5 \text{ м}^3$ ;
- габаритні розміри – 6058×2438×2591 мм;
- внутрішній діаметр цистерни – 2304 мм;
- товщина стінки цистерни – 6 мм;
- матеріал, з якого виготовлена цистерна – сталь 09Г2С;
- коефіцієнт заповнення ємності – не більше 95 %.

Характеристика теплової ізоляції цистерни:

- базальтове волокно Pro Wiret Mat 80 товщиною 50 мм;
- лист алюмінієвий фарбований (чорний) 3003Н24.

Технічна характеристика підігрівача (конструктив на кресленнях):

– повна площа поверхні підігрівача –  $18 \text{ м}^2$ ;

– труба  $\frac{32 \times 3 \text{ ГОСТ } 8732 - 78}{Б 20 \text{ ГОСТ } 8731 - 74}$ ;

– теплоносій – АМТ-300 ТУ 38.101537-75 (термічне масло);

– робочий тиск -  $5 \text{ бар}$ ;

– температура на вході в підігрівач –  $180 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

– номінальна годинна витрата теплоносія –  $2,5 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Початкова температура бітуму в цистерні –  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Необхідна температура розігріву бітуму –  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Марка бітуму – БНД 60/90.

### Результати розрахунків необхідного часу розігріву бітуму

На основі експериментальних даних із використанням методів регресійного та кореляційного аналізів отримано залежності для розрахунку фізичних властивостей продуктів від абсолютної температури  $T$ :

1) для бітуму марки БНД 60/90 (у рідкому стані):

– густина

$$\rho = 1170 - 0,4653 \cdot T, \text{ кг/м}^3; \quad (22)$$

– кінематична в'язкість

$$\nu = \frac{1074}{\rho} \cdot \exp[-61,2 \cdot 10^{-3} \cdot (T - 273,15)], \text{ м}^2/\text{с}; \quad (23)$$

– ізобарна теплоємність

$$c_p = \frac{32,16}{\sqrt{\rho}} \cdot (1096 + 2,1 \cdot T), \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K}); \quad (24)$$

– коефіцієнт теплопровідності

$$\lambda = \frac{2709}{\rho} \cdot (1 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot T), \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K}); \quad (25)$$

– коефіцієнт об'ємного розширення

$$\beta_T = \frac{2,83 \cdot (1388 - \rho)}{2515 - T}, \text{ K}^{-1}; \quad (26)$$

2) для гарячого теплоносія підігрівача (термічного масла АМТ-300)

– густина

$$\rho = 1156 - 0,6525 \cdot T, \text{ кг/м}^3; \quad (27)$$

– кінематична в'язкість

$$\nu = 0,1079 \cdot (T - 273,15)^{-2,156}, \text{ м}^2/\text{с}; \quad (28)$$

– ізобарна теплоємність

$$c_p = 625,5 + 3,348 \cdot T, \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K}); \quad (29)$$

– коефіцієнт теплопровідності

$$\lambda = 0,1513 - 1,011 \cdot 10^{-4} \cdot T, \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K}); \quad (30)$$

– коефіцієнт об'ємного розширення

$$\beta_T = \frac{1}{1772 - T}, \text{ K}^{-1}; \quad (31)$$

– ентальпія (для оцінки різниці температур на вході і виході теплообмінника)

$$h = 1,635 \cdot 10^{-3} \cdot T^2 + 0,6469 \cdot T - 298,9, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (32)$$

Ступінь ймовірності апроксимації (коефіцієнт детермінації) розроблених математичних моделей (22)-(32) близький до одиниці (перевіщує 0,992).

Використовуючи алгоритм розрахунку необхідної і фактичної кількості теплоти для розігріву заданої маси бітуму марки БНД 60/90 (коефіцієнт заповнення цистерни 0,90) та розроблене оригінальне програмне забезпечення, проводимо розрахунок часу розігріву бітуму від температури навколишнього середовища до  $80 \text{ }^\circ\text{C}$ . При цьому діапазон зміни температури навколишнього повітря  $t_0$  становить від мінус  $40$  до плюс  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , об'ємної витрати масла  $Q_{\text{вх}}$  на вході в теплообмінник – від  $2,0$  до  $3,0 \text{ м}^3/\text{год}$ . Температура теплоносія на вході в теплообмінник постійна та становить  $180 \text{ }^\circ\text{C}$ . Результати виконаних розрахунків необхідного часу бітуму наведено на рисунку 1.

Для даних умов час розігріву бітуму марки БНД 60/90 змінюється від  $14$  до  $4$  год відповідно при зміні температури повітря від мінус  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  до плюс  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  та об'ємній годинній продуктивності гарячого теплоносія від  $2$  до  $3 \text{ м}^3/\text{год}$ . За фіксованого значення витрати гарячого теплоносія час розігріву лінійно зменшується зі збільшенням температури повітря.

На рисунку 2 наведено результати розрахунку часу розігріву бітуму від зміни температури гарячого теплоносія на вході в теплообмінник за середньої витрати  $2,5 \text{ м}^3/\text{год}$ .

З отриманої графічної залежності робимо висновок, що за фіксованої витрати гарячого теплоносія необхідний час розігріву бітуму до необхідної температури нелінійно зменшується при зростанні температури на вході в теплообмінний апарат. За допомогою рисунка 2 можна встановити мінімально необхідну температуру гарячого теплоносія для розігріву бітуму за наперед встановлений час за конкретної температури навколишнього середовища.

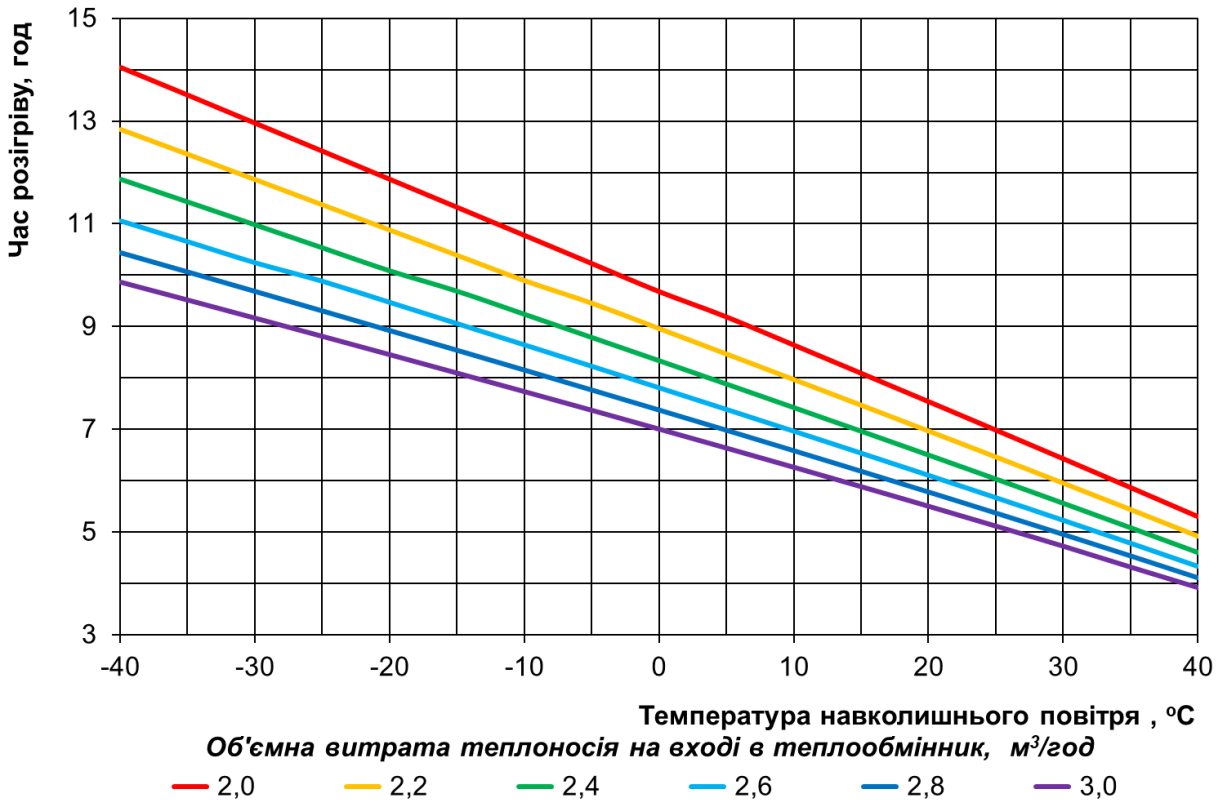


Рисунок 1 – Динаміка зміни часу розігріву бітуму від температури навколишнього середовища та об’ємної витрати теплоносія на вході в теплообмінник (температура мастила на вході в теплообмінник 180 °C)

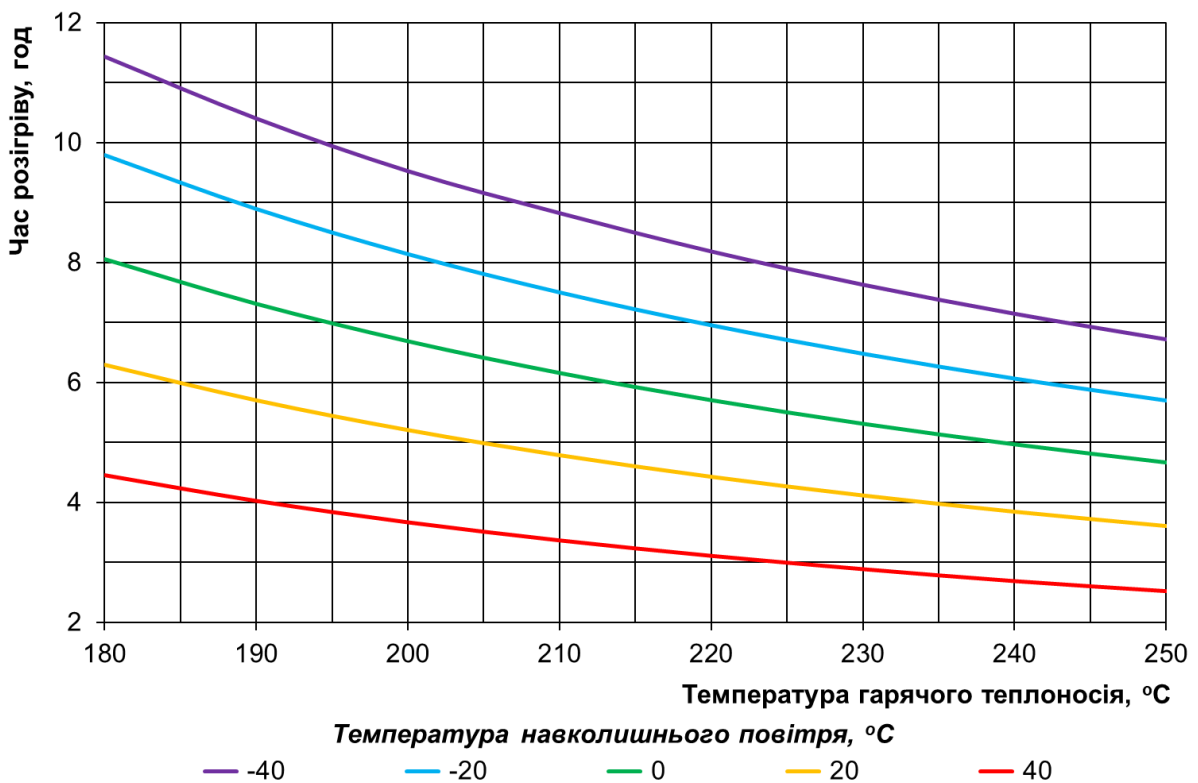


Рисунок 2 – Динаміка зміни часу розігріву бітуму від температури гарячого теплоносія на вході в теплообмінник

## Висновки

1. Розроблено математичні моделі основних фізичних властивостей бітуму марки БНД 60/90 (у рідкому стані) та гарячого теплоносія термічного масла АМТ-300 залежно від фактичної температури продуктів. Вказані аналітичні залежності мають високий ступінь достовірності апроксимації ( $R^2 > 0,993$ ) та можуть бути використані у відповідних теплових розрахунках процесу розігріву бітуму.

2. Запропоновано алгоритм розрахунку мінімального часу розігріву бітуму до технологічно необхідної температури із урахуванням температурного та гідравлічного режиму роботи підігрівача. В результаті проведених розрахунків у випадку зберігання бітуму БНД 60/90 у горизонтальній цистерні із тепловою ізоляцією, встановлено, що час розігріву лінійно зменшується за фіксованої витрати гарячого теплоносія при зростанні температури зберігання (за довготривалого зберігання це буде температура навколишнього середовища).

3. За постійного гідравлічного режиму роботи теплообмінника (витрата гарячого теплоносія незмінна) та заданої температури зберігання, необхідна температура розігріву бітуму збільшується нелінійно при зменшенні температури теплоносія на вході в теплообмінник. Встановлено, що при зміні температури теплоносія АМТ-300 від 180 °С до 250 °С необхідний час розігріву бітуму БНД 60/90 зменшується в середньому в 1,7 разів для діапазону температур навколишнього повітря від мінус 20 °С до плюс 30 °С.

4. Розв'язок задачі про знаходження мінімального часу для досягнення оптимальних умов підігріву бітуму до заданої температури вимагає інтегрованого підходу, що поєднує експериментальні дослідження за динамікою зміни властивостей бітуму і теплоносія при зміні їх температури, побудові відповідних математичних моделей, використанні емпіричних залежностей для термодинамічного розрахунку, що враховують особливості конструкції ємності для зберігання, теплової ізоляції, типу теплообмінного апарату та фактичних умов навколишнього середовища.

## Література

1. ДСТУ EN 12591:2017 Бітум та бітумні в'язучі. Технічні вимоги до дорожніх бітумів (EN 12591:2009, IDT).

2. ДСТУ EN 12597:2018 Бітум та бітумні в'язучі. Словник термінів (EN 12597:2014, IDT).

3. ДСТУ EN 12595:2018 Бітум та бітумні в'язучі. Визначення кінематичної в'язкості (EN 12595:2014, IDT).

4. ДСТУ EN 12596:2018 Бітум та бітумні в'язучі. Визначення динамічної в'язкості з використанням вакуумного капілярного віскозиметра (EN 12596:2014, IDT).

5. ДСТУ EN 15326:2019 Бітум та бітумні в'язучі. Визначення густини та відносної густини. Метод з використанням пікнометра з капіляром у пробці (EN 15326:2007 + A1:2009, IDT).

6. ДСТУ EN 14023:2019 Бітум і бітумні в'язучі. Технічні вимоги до бітумів, модифікованих полімерами (EN 14023:2010, IDT).

7. ДСТУ EN 13924:2019 Бітум і бітумні в'язучі. Технічні вимоги до твердих бітумів для дорожніх покриттів (EN 13924:2006, IDT).

8. ДСТУ 8860:2019 Бітум та бітумні в'язучі. Метод визначення еквів'язких температур.

9. ДСТУ 9116:2021 Бітум та бітумні в'язучі. Бітуми дорожні, модифіковані полімерами. Технічні умови.

10. ДСТУ 9133:2021 Бітум та бітумні в'язучі. Бітуми дорожні, модифіковані комплексами добавок. Технічні умови.

11. Porto M, Angelico R, Caputo P, Abe AA, Teltayev B, Rossi CO. The Structure of Bitumen: Conceptual Models and Experimental Evidences. *Materials*. 2022; 15(3):905. <https://doi.org/10.3390/ma15030905>.

12. Nikhil Saboo, Praveen Kumar, Use of flow properties for rheological modeling of bitumen. *International Journal of Pavement Research and Technology*, 2016, Vol. 9, Iss. 1, P. 63-72, ISSN 1996-6814, <https://doi.org/10.1016/j.ijprt.2016.01.005>.

13. Justas Bražiūnas, Henrikas Sivilevičius. Heat Transfer and Energy Loss in Bitumen Batching System of Asphalt Mixing Plant. *The 9th International Conference "ENVIRONMENTAL ENGINEERING"* 22–23 May 2014, Vilnius, Lithuania. <https://doi.org/10.3846/enviro.2014.146>.

14. Kuppan T. Heat Exchanger Design Handbook (Mechanical Engineering) 2nd Edition. 2013. 1272 p. ISBN 978-1-4398-4212-6.

15. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів : [підруч. для студ. вищ. навч. закл.]. Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. 517 с.

16. Лісафін В. П., Лісафін Д. В. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.]. Івано-Франківськ: Факел, 2006. 597 с.

## References

1. DSTU EN 12591:2017 Bitum ta bitumni v'iazhuchi. Tekhnichni vymohy do dorozhnikh bitumiv (EN 12591:2009, IDT). [in Ukrainian]
2. DSTU EN 12597:2018 Bitum ta bitumni v'iazhuchi. Slovnyk terminiv (EN 12597:2014, IDT). [in Ukrainian]
3. DSTU EN 12595:2018 Bitum ta bitumni viazhuchi. Vyznachennia kinematychnoi viazkosti (EN 12595:2014, IDT). [in Ukrainian]
4. DSTU EN 12596:2018 Bitum ta bitumni viazhuchi. Vyznachennia dynamichnoi viazkosti z vykorystanniam vakuumnoho kapiliarnoho viskozymetra (EN 12596:2014, IDT). [in Ukrainian]
5. DSTU EN 15326:2019 Bitum ta bitumni viazhuchi. Vyznachennia hustyny ta vidnosnoi hustyny. Metod z vykorystanniam piknometra z kapiliarom u probtsi (EN 15326:2007 + A1:2009, IDT). [in Ukrainian]
6. DSTU EN 14023:2019 Bitum i bitumni viazhuchi. Tekhnichni vymohy do bitumiv, modyfikovanykh polimeramy (EN 14023:2010, IDT). [in Ukrainian]
7. DSTU EN 13924:2019 Bitum i bitumni viazhuchi. Tekhnichni vymohy do tverdykh bitumiv dlia dorozhnikh pokryttiv (EIN 13924:2006, IDT). [in Ukrainian]
8. DSTU 8860:2019 Bitum ta bitumni v'iazhuchi. Metod vyznachennia ekviv'iazkykh temperatur. [in Ukrainian]
9. DSTU 9116:2021 Bitum ta bitumni viazhuchi. Bitumy dorozhni, modyfikovani polimeramy. Tekhnichni umovy. [in Ukrainian]
10. DSTU 9133:2021 Bitum ta bitumni viazhuchi. Bitumy dorozhni, modyfikovani kompleksamy dobavok. Tekhnichni umovy.
11. Porto M, Angelico R, Caputo P, Abe AA, Teltayev B, Rossi CO. The Structure of Bitumen: Conceptual Models and Experimental Evidences. *Materials*. 2022; 15(3):905. <https://doi.org/10.3390/ma15030905>.
12. Nikhil Saboo, Praveen Kumar, Use of flow properties for rheological modeling of bitumen. *International Journal of Pavement Research and Technology*, 2016, Vol. 9, Iss. 1, P. 63-72, ISSN 1996-6814, <https://doi.org/10.1016/j.ijprt.2016.01.005>.
13. Justas Bražiunas, Henrikas Sivilevicius. Heat Transfer and Energy Loss in Bitumen Batching System of Asphalt Mixing Plant. *The 9th International Conference "ENVIRONMENTAL ENGINEERING"* 22–23 May 2014, Vilnius, Lithuania. <https://doi.org/10.3846/enviro.2014.146>.
14. T. Kupan. Heat Exchanger Design Handbook (Mechanical Engineering) 2nd Edition. 2013. 1272 p. ISBN 978-1-4398-4212-6.
15. Serediuk M.D., Yakymiv Y.V., Lisafin V.P. Truboprovodnyi transport nafty i naftoproduktiv : [pidruch. dlia stud. vyshch. navch. zakl.]. Ivano-Frankivsk: Kremenchuk, 2001. 517 p. [in Ukrainian]
16. Lisafin V.P. , Lisafin D.V. Proektuvannia ta ekspluatatsiia skladiv nafty i naftoproduktiv: [pidruch. dlia stud. vyshch. navch. zakl.]. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2006. 597 p. [in Ukrainian]

## ПОРОДИ-КОЛЕКТОРИ ОЛІГОЦЕНУ КРОСНЕНСЬКОЇ ЗОНИ СКЛАДЧАСТИХ КАРПАТ

О. М. Остап, В. Г. Омельченко, А. В. Локтєв, Т. В. Калиній

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: ovg eo@ukr.net

Нарощування видобутку природних вуглеводнів вимагає збільшення обсягу пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, тобто проведення таких робіт у районах, які раніше вважались малоперспективними. Окрім цього, необхідно приділяти увагу і колекторам у карбонатних відкладах, де спостерігаються тріщинуваті зони, які можуть бути пастками нафти і газу. Зважаючи на це, карбонатна товща олігоцену Кросненської зони Складчастих Карпат є одним із цікавих об'єктів для пошуку, розвідки та розробки покладів вуглеводнів. З метою оцінки якості порід-колекторів, які складені тріщинуватими вапняками, необхідно більш детально проводити дослідження їх фільтраційно-ємнісних властивостей. У статті представлено результати дослідження олігоценових вапняків Лютнянської площі, що знаходиться у межах Кросненської зони. Для дослідження порід-колекторів, які складені тріщинуватими вапняками, застосовано комплексний підхід, що включає літолого-стратиграфічний, петрографічний і геохімічний аналізи, а також дослідження тріщинуватості і структурних особливостей порід. Результати досліджень вказують на високу тріщинуватість і сприятливий мінеральний склад вапняків, що свідчить про добрі фільтраційно-ємнісні характеристики та підтверджує їх належність до резервуарів для вуглеводнів промислового значення. В результаті вивчення та аналізу виготовлених із вапняків олігоценових відкладів шліфів, в них виявлено діагенетичні зміни, які впливають на пористість і проникність, що дозволяє оцінити надійність природного резервуару для накопичення та збереження покладів вуглеводнів. Практична цінність отриманих результатів полягає у використанні їх для планування та якісного проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, що може підвищити ефективність розробки нафтових і газових родовищ у карбонатних відкладах.

Ключові слова: вуглеводні, вапняки, тріщинуватість, пористість, проникність.

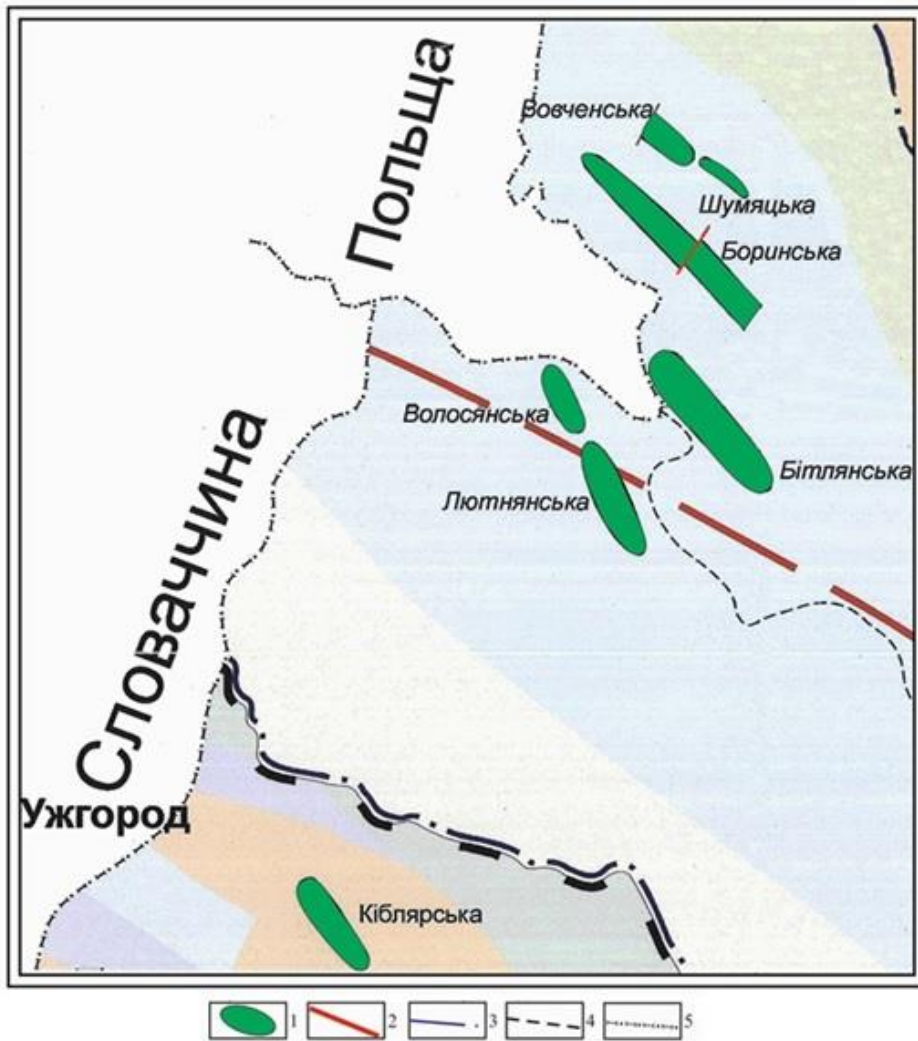
*Increasing the production of natural hydrocarbons requires an increase in the volume of exploration and exploration for oil and gas, and this requires such work to be carried out in areas that were previously considered unpromising. In addition, it is necessary to pay attention to collectors in carbonate deposits, where fractured zones can be observed, which can be reservoirs of oil and gas. Considering this, the Oligocene carbonate layer of the Krosnen zone of the Folded Carpathians is one of the interesting objects for the search, exploration and development of hydrocarbon deposits. In order to assess the quality of reservoir rocks, which are composed of fractured limestones, it is necessary to conduct a more detailed study of their filtration and capacity properties. The article presents the results of the study of Oligocene limestones of Lutnyanska square, which is located within the Krosnen zone. A comprehensive approach was used for the study of reservoir rocks composed of fractured limestones, which included lithologic-stratigraphic, petrographic and geochemical analyses, as well as the study of fracturing and structural features of the rocks. The results of the researches indicate a high fracturing and a favorable mineral composition of the limestones, which indicates good filtration-capacity characteristics and confirms their belonging to reservoirs for hydrocarbons of industrial importance. In the results of the study and analysis of the produced grindings from the limestones of the Oligocene deposits, diagenetic changes were found in them, which affect the porosity and permeability, which makes it possible to assess the reliability of the natural reservoir for the accumulation and preservation of hydrocarbon deposits. The practical value of the obtained results lies in their use for planning and high-quality conducting of exploration and exploration for oil and gas, which can increase the efficiency of the development of oil and gas fields in carbonate deposits.*

Key words: Folded Carpathians, Oligocene, reservoir-rock, fractures, psamites.

### Вступ

Нафтогазова галузь є однією з ключових складових світової економіки, забезпечуючи енергетичні потреби промисловості, транспорту та побутового сектору. Зростаючий попит на енергетичні ресурси ставить перед науковою спільнотою завдання пошуку нових родовищ

вуглеводнів та підвищення ефективності їх видобутку. У сучасних умовах виснаження традиційних нафтогазових резервуарів особливого значення набуває процес пошуку та розвідки покладів вуглеводнів у резервуарах, де колекторами служать не класичні гірські породи, а карбонатні тріщинуваті різновиди. Такі гірські



1 – сейсмоструктури, 2 – край платформного автохтону Карпат, 3 – межі нафтогазоносних областей, 4 – межі адміністративних областей, 5 – лінія державного кордону

**Рисунок 1 – Фрагмент карти-схеми північно-західної частини Кросненської зони Складчастих Карпат (тектонічна основа ІГГГК НАН України з доповненнями Локтєва А.В.)**

породи поширені у північно-західній частині Західноукраїнського нафтогазоносного регіону, зокрема у зоні Кросно, дослідженнями якої ще у XIX столітті займались геологи Австрії, Угорщини, Польщі, Чехословаччини та інші. (Ladyzhensky, 2000, Golonka, 2019, Pavliuk, 2019).

За результатами цих досліджень були складені перші геологічні карти Карпат, побудовані перші тектонічні моделі, серед яких були і такі, що передбачали насувний характер будови гірської споруди. В 1946-48 рр. вся територія Українських Карпат вперше була покрита геологічною зйомкою масштабу 1:200000, яку провела експедиція під керівництвом Богданова О.О., яка дала багатий геологічний матеріал для подальших досліджень. Було намі-

чено перші зв'язки поверхневих нафтогазопроявів з можливими промисловими скупченнями вуглеводнів на глибині.

Кросненська зона Карпатського складчастого поясу є одним із перспективних регіонів для пошуків, розвідки та видобутку вуглеводнів у карбонатних відкладах, де виявлено низку перспективних на нафту і газ сейсмоструктур (рис. 1). Олігоценіві вапняки Лютнянської площі, що входять до складу цієї зони, представляють значний інтерес для геологів та інженерів-нафтовиків завдяки своїм потенційним резервуарним властивостям. Незважаючи на складні геологічні умови та недостатню вивченість, ці відклади можуть стати важливим джерелом вуглеводнів у майбутньому (Kutas, 2021, Loktev, 2019, Khomjak, 2020).

Отже, детальне вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей карбонатних відкладів олігоцену зони Кросно дозволить якісно оцінити пасткові умови та можливості накопичення і збереження покладів вуглеводнів у них.

**Метою досліджень** є вивчення фільтраційно-ємнісних параметрів вапняків за результатами лабораторних та свердловинних досліджень на прикладі олігоценових відкладів Лютнянської площі. Дослідження спрямоване на визначення потенціалу цих відкладів для нафтогазового видобутку.

Для вирішення поставленої мети необхідно проаналізувати результати геофізичних досліджень вапняків олігоцену у свердловинах на сусідніх із Лютнянською площах, а також результати лабораторних досліджень структури вапняків у шліфах. Окрім того, вивчення діагенетичних змін і мінерального складу вапняків дозволить розширити розуміння про геологічні процеси, що впливають на якість колекторських властивостей.

### Огляд літератури

Геологічна будова зони Кросно тісно пов'язана із формуванням Карпатського складчастого поясу. Так І. Б. Вишняковим та В. В. Глушко (Vyshnyakov, 1984) була висловлена думка про те, що покривна структура Карпат формувалась в декілька актів тектонічної активності. Індикаторами часу в цьому процесі вважалися крупні депресії, в тому числі і Кросненська, утворення яких супроводжувалося консидентаційним вторгненням в їх межі з південного заходу флішових покривів. В результаті утворювались багатоярусні споруди по типу Бориславсько-Покутської зони.

На сучасному етапі вивчення Складчастих Карпат найвагомішими дослідженнями зони

Кросно було проведено комплексну геологічну зйомку масштабу 1:50000, метою якої було виявлення перспективних на нафту та газ об'єктів, вивчення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності зон зчленування Дуклянського, Чорногорського і Кросненського покривів. За результатами робіт були складені геологічні карти Складчастих Карпат масштабу 1:100000, 1:50000 (Hnylko, 2020, Savchak, 2019, Gaevska, 2019).

В межах Кросненської зони тектонічним аналогом Бориславсько-Покутських складок вважається Переддуклянська смуга, частково перекрита Дуклянським покривом, де прогнозується нагромадження зсувних глибинних флішових складок, захоронених у кросненських

відкладах (Hnylko, 2019). Однією з таких складок є Ветлінська, розміщена на території Польщі. Тут виявлені промислові газові поклади в олігоцені і доведені кондиційні гранулярні породи-колектори в еоцені і палеоцені (Marchenko, 2019).

Об'єктом наших досліджень є породи-колектори олігоцену, які розкриті однією із пошукових свердловин, пробурених на Лютнянській площі (Naumko, 2020). Олігоценові відклади відомі у всіх структурно-фаціальних одиницях Кросненської зони Карпат та складаються з двох фацій: чорний, кременистий, часто бітумінозний фліш з листуватими аргілітами та пісковиками, і сірий, сильно вапняковистий фліш, грубо-, середньо-, та тонкоритмічний. В підшві головецького горизонту олігоцену простежуються маркуючий нижньокременевий горизонт та чорні бітумінозні аргіліти, складені переважно тонкоритмічним флішем товщиною від перших метрів до 60 м. За цими літологічними ознаками він має значення місцевого реперу (Popp, 2019).

Таким чином карбонатні породи олігоценових відкладів є цікавим об'єктом для вивчення з метою встановлення їх перспектив нафтогазоносності у надрах Кросненської зони.

### Матеріали та методи

Для вирішення поставленої мети необхідно при дослідженнях використати комплексний підхід, що включає:

1. Літолого-стратиграфічний аналіз для визначення геологічної будови і складу вапняків.
2. Петрографічний аналіз для дослідження структури і складу порід під мікроскопом.
3. Геохімічні методи для визначення мінерального складу і діагенетичних змін.
4. Аналіз тріщинуватості та структурних особливостей порід з метою оцінки потенціалу порід як резервуарів для вуглеводнів.
5. Інтерпретація даних, отриманих із свердловинних досліджень і польових спостережень.

Практична цінність досліджень полягає у можливості застосування його результатів для планування пошуково-розвідувальних та видобувних робіт на олігоценові відклади Кросненської зони Карпатського складчастого поясу. Отримані дані можуть бути використані для оптимізації методів видобутку вуглеводнів і підвищення ефективності експлуатації родовищ. Крім того, результати досліджень можуть стати основою для подальших наукових робіт у галузі геології і нафтогазовидобутку.

**Результати досліджень та обговорення**

Результати дослідження показують, що олігоценові вапняки Лютнянської площі мають значний потенціал для нафтогазового видобутку. Встановлено високу тріщинуватість порід, що є позитивним фактором для резервуарних властивостей. Виявлено наявність діагенетичних змін, які впливають на пористість і проникність вапняків. Геохімічний аналіз вказує на сприятливий мінеральний склад, що підтверджує можливість нафтогазоносності.

Під час проведення геолого-зйомочних робіт на площі Лютнянська були зафіксовані прояви нафти і газу в картувальних свердловинах (Navryshkiv, 2019). Ці свердловини розміщувались у межах Лютнянської синклінали, виповненої олігоценом. У свердловині № 4-Лютнянська були зафіксовані примазки нафти по тріщинах в пісковиках (інтервал глибин 37-40 м), в свердловині № 7-Лютнянська – примазки бітумів (інтервал глибин 26-27 м). У свердловині № 8-Лютнянська, в інтервалі глибин 68-71 м при підйомі керну з пісковиків сочилась нафта, крім того, в інтервалах глибин 89-92, 109-112 і 128-130 м в пісковиках спостерігались прояви бітуму і нафти. Найбільш інтенсивні прояви нафти відзначались у свердловині № 18-Лютнянська. У ній інтенсивне височування нафти з пісковиків мало місце в інтервалі глибин 148-152 м, а в інтервалі глибин 185-190 м з поверхні глинистого розчину була відібрана проба нафти. ( $D_{20}^{20} - 0,8432$ ,  $S - 0,22\%$ , початок кипіння –  $47^{\circ}\text{C}$ , до  $100^{\circ}\text{C} - 0,2\%$ , до  $150^{\circ}\text{C} - 7,5\%$ , до  $200^{\circ}\text{C} - 18\%$ , до  $250^{\circ}\text{C} - 28\%$ , до  $300^{\circ}\text{C} - 41\%$ , до  $350^{\circ}\text{C} - 56\%$ ). Крім того, в цій свердловині зафіксовано прояви горючого газу. Склад газу:  $\text{CH}_4 - 95,36\%$ ,  $\text{CO}_2 - 1\%$ ,  $\text{N}_2 - 3,63\%$ .

У картувальній свердловині № 10-Лугівська при вибої 112 м (розташованій на правому березі р. Уж на 650 м північно-західніше окраїни с. Луги на північно-східному крилі Північно-Лугівської складки) з сірих аргілітів олігоцену з глибини 7 м мало місце витікання коричнево-бурої нафти і слабе газування.

Результат хімічного аналізу нафти з інтервалу глибин 7-21 м наступний:  $D_{20}^{20} - 0,8755 \text{ г/см}^3$ ,  $S - 0,4\%$ . Розгонка за Енглером: початок кипіння –  $105^{\circ}\text{C}$ ,  $10\% - 244^{\circ}\text{C}$ ,  $20\% - 275^{\circ}\text{C}$ ,  $30\% - 308^{\circ}\text{C}$ ,  $40\% - 332^{\circ}\text{C}$ . Фракційна розгонка: до  $100^{\circ}\text{C} - \text{немає}$ , до  $150^{\circ}\text{C} - 0,5\%$ , до  $200^{\circ}\text{C} - 1,2\%$ , до  $300^{\circ}\text{C} - 27\%$ . Всього бензину –  $1,2\%$ , керосину –  $25,8\%$ . дизпалива –  $13,0\%$ .

У картувальній свердловині № 140 площі Лімна (Kutas, 2021), також розташованій на північно-східному крилі Північно-Лугівської складки, з олігоценових відкладів нижньовер-

ховинської підсвіти з інтервалу глибин 112-118 м був одержаний приплив вільного газу, хімічний склад якого:  $D_{20}^{20} - 0,6847$ ,  $D_{20}^{20} - 0,6847$ ,  $D_{20}^{20}$  (по повітрю) –  $0,5682$ ,  $\text{CH}_4 - 97,182$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,527$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,009$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,005$ ,  $\text{N}_2 - 1,534$ ,  $\text{CO}_2 - 0,722$ .

Прояви нафти та бітумів відзначались в картувальних свердловинах № 19, 20, 22, 23 площі Луги в межах Південно та Північно-Лугської складок, а також в свердловинах № 5, 7, 18, 19-Луги, в олігоценових відкладах наступної від Північно-Лугської складки, лусці Бітлянського субпокриву. У свердловині № 7-Луги, крім того, відзначались також газопояви з глибини 37 м. Декілька природних проявів нафти і бітумів, зафіксованих у цій же лусці, задокументовано в олігоцені, північно-західніше с. Луги по струмку Лубня (права притока р. Уж).

Наявність великої кількості природних поверхневих проявів вуглеводнів у районі Лугів, була причиною постановки тут пошукових робіт на нафту. Перші такі роботи в Лугах були проведені в 1870 р за дорученням угорського уряду в околицях с. Ставне, західніше с. Луги, де було пробурено декілька свердловин глибиною 19-70 м.

На глибині 30-40 м був розкритий нафтоносний горизонт, який давав на початку таку кількість нафти, що в с. Кострино був збудований невеликий нафтопереробний завод. Однак приплив нафти швидко припинився, оскільки в свердловинах не були перекриті водоносні горизонти. У 1874 р розвідувальні роботи були припинені. За чотири роки було видобуто 120 центнерів нафти. У 1897-1901 рр. промисловець А. Бантлін (Buntlin, 1901) пробурив біля с. Луги чотири свердловини.

Свердловина № 2 (“Граф Терек”) розкрила нафтоносний горизонт на глибині 453 м. Початковий дебіт – 400 кг/добу. Видобуто 10 т нафти. Вибій – 725 м. Свердловина № 3 (“Лідія”) – розкрила нафтовий горизонт на глибині 230 м. Початковий дебіт – 5 бар./добу ( $0,8 \text{ м}^3/\text{добу}$ ), вибій – 425 м. Видобуто 83,35 т нафти. Свердловина № 4 (“Анна”). Нафтовий горизонт на глибині 215 м. Видобуто 48,75 т нафти. Разом ці чотири свердловини дали з інтервалу глибин 215-453 м 253,1 т нафти.

За даними В.Н. Крамаренка (Kramarenko, 1947) розріз свердловини “Граф Терек” наступний: 0-260 м – олігоцен, кросненська світа; 260-598 м – олігоцен, менілітова світа; 598-725 м – еоцен (верхній). У 1945 р після розташування цієї свердловини одержали приплив важкої нафти ( $D_{20}^{20} - 0,889 \text{ г/см}^3$ ,  $t \text{ кипіння} = 98^{\circ}\text{C}$ . У 1946-

47 рр. в районі с. Луги в ядерній частині Північно-Лугівської складки було пробурено дві структурно-пошукові свердловини № 1 і 2-Луги (вибої відповідно 371 і 275 м). Свердловина № 1-Луги розкрила наступні відклади: 0-72 м – олігоцен, менілітова світа, 72-215 м – еоцен верхній (переважають аргіліти), 215-371 м – еоцен (пісковики).

Свердловина № 2-Луги: 0-72 м – олігоцен, менілітова світа, 72-195 м – еоцен верхній (аргіліти), 195-275 м – еоцен (пісковики). Під час буріння нафтогазопрояви не спостерігались. У свердловині № 1-Луги після чотирьох місяців по закінченню буріння почали виділятися бульбашки газу. Склад (в %): вуглекислий газ – 0,89, метан – 84,84, ненасичені і важкі вуглеводні – 0,15, інертні гази – 14,72.

У свердловині № 2- Луги після трьох місяців на глинистому розчині з'явилась зеленувата піна, нижче якої знаходилась масляниста рідина товщиною шару 20 см, яка нагадувала солярове масло ( $D^{20} - 0,785 \text{ г/см}^3$ .  $t \text{ кип.} - 150^\circ\text{C}$ ,  $t \text{ заст.} - +16^\circ\text{C}$ ). Склад газу (в %): вуглекислий газ – 0,73, метан – 86,3, ненасичені і важкі вуглеводні – 0,52, інертні гази – 12,45,  $D - 0,5784$ . Підсумовуючи викладене, можна зробити висновок, що за наявності в зоні зчленування Дуклянського і Кросненського покривів можна очікувати, імовірніше, відкриття промислових покладів газу і газоконденсату (лінія, яка розмежовує ореоли нафтових і газових родовищ, простягається на польській території від с.Скшидліни на заході до с.Ветліни, поблизу українсько-польського кордону, а на українській території її можна протрасувати через смт.Бориню-с.Тухольку-с.Опорець-с.Конятин.) До речі, на продовженні Північно-Лугської складки в районі с.Ветліни, (Польща) (25 км північно-західніше с. Луги) у 60-тих – 70-тих роках минулого століття було відкрито газове родовище Ветліна. Також на суміжній території Польщі в Сілезькій (Кросненській) зоні відкрито десятки родовищ нафти і газу. Продуктивними там є стебнянські, ценжковицькі і кросненські пісковики. У відкладах палеоцен-еоцену зосереджено 85% запасів нафти. Родовища здебільшого приурочені до інтервалу глибин 300-1200 м.

За даними П. Карнковскі (Karnkovsky, 1993) на Ветлінському газовому родовищі (Польща), яке знаходиться у подібних з Лютнянською ділянкою тектонічних умовах, виявлено газові поклади в олігоцені. У свердловині № 5-Ветліна (вибій 3008 м) отримано приплив газу 16,6 тис.м<sup>3</sup>/добу з покривельної частини “менілітової” (головецької) світи з глибини

1800 м, а в свердловині № 6-Ветліна (вибій-2100 м) отримано приплив газу дебітом 59 тис.м<sup>3</sup>/добу з інтервалу глибин 2025-2027 м з середньої частини “менілітової” світи.

На українській території в межах однієї із сейсмоструктур, Боринській, було проведено параметричне буріння. Під час буріння свердловини № 1-Бориня при вибої 4873 м, стався відкритий фонтан газу з конденсатом. Дебіт досягав приблизно 400 тис.м<sup>3</sup>/добу. Після ліквідації свердловини № 1-Бориня з технічних причин було пробурено свердловину № 2-Бориня до глибини 5230 м, де стаціонарно випробувано 10 об'єктів (інтервал глибин 5160-3190 м), з яких було отримано припливи газу з дебітом від 2,0 тис.м<sup>3</sup>/добу до 9,7 тис.м<sup>3</sup>/добу при аномально високих пластових тисках.

Причиною отримання незначних дебітів газу в свердловині № 2-Бориня є, ймовірно, технічні причини, які вплинули на розкриття продуктивних об'єктів при бурінні свердловини. Проте, завдання з картування нових складок, в зв'язку з газоносністю олігоцену в межах окремих блоків Боринської ділянки, не було виконане. Рідка сітка профілів (два розвідувальних і два сполучних), фрагментарне стеження відбиваючих горизонтів, на той час не дали змоги здійснити структурні побудови. Тому, результати робіт були представлені тільки у вигляді сейсмічних глибинних розрізів, а рекомендацій щодо збільшення обсягів пошуково-розвідувального буріння виявилися відсутніми. Відзначалося, що необхідно істотно підвищити якість первинного сейсмогеологічного матеріалу, для чого слід провести дослідно-методичні роботи. В порівнянні з Гринявським газовим родовищем, на Боринській площі колекторські властивості олігоценових порід вищі, а ефективні товщини проникних горизонтів значно більші (Guliy, 2019).

На південному заході від Боринської ділянки в 90-х роках минулого століття було пробурено параметричну свердловину № 1-Бітля. В її задачі входило розкриття еоценових відкладів, вивчення їх літофаціальних особливостей та характеру насичення розрізу. При вибої 3100 м свердловина була припинена бурінням через складну аварію, не розкривши еоцену. Під час буріння з глибини 1000 м відмічались постійні газопрояви. При випробуванні з допомогою ВПТ в інтервалі глибин 1865-1933м (головецька світа) отримано газовий факел довжиною 2 м, а з інтервалу глибин 2978-3056 м отримано приплив газу дебітом 6,2 тис.м<sup>3</sup>/добу. На площі Бітля в процесі проведення структурно-пошукового буріння в більшості свердловин

спостерігались нафтогазопрояви у вигляді плівок нафти, розгазованість глинистого розчину, викиди газу і нафти, наявність примазок нафти по тріщинах в керні. Найбільш інтенсивні нафтогазопрояви задокументовані в свердловинах № 4-8-Бітля.

Дистанційні дослідження підтвердили загальний депресійний характер будови Кросненської зони, що відрізняє її від оточуючих покривів. За даними результатів дистанційних досліджень найбільш перспективною вважається північно-західна частина Кросненської зони, де на тлі регіональної депресії виділяються значні за розмірами локальні позитивні морфоструктури, в тому числі і на Лютнянській площі (Tserklevych, 2019).

Характерним для Кросненської і Дуклянської зон є чітка покривно-лускова їх тектонічна будова. В Кросненській зоні, широко представлені породи олігоцен-міоцену товщиною понад 5000 м (свердловина № 2-Боринська). По відношенню до Дуклянської, Кросненська зона має чітко виражений депресивний характер будови, що нагадує внутрішню гірську западину.

Північно-східна границя Кросненської зони проходить, в досліджуваному перетині, по потужному, поздовжньому розлому, що відділяє Розлуцьку луску від Скибового покриву. Південно-західна межа Кросненської зони по поверхні проходить вздовж регіонального насуву Дуклянської зони. Під покривом останньої передбачаються захоронені параавтохтонні структури зони Кросно. Підтвердженням тому слугує розріз флішових палеогенових відкладів, розкритий свердловиною № 1-3 на суміжній території Словаччини, яка пробурена в 16 км від чола Дуклянського покриву.

На підставі даних польової геофізики та результатів буріння свердловини № 1-3бої передбачається майже субгоризонтальне положення підошви Дуклянського покриву. Цей факт дозволяє сподіватися на існування під Дуклянським покривом низки перспективних пасток на нафту та газ, що належатимуть до Кросненської зони. Доцільно відмітити, що за аналогією з Внутрішньою зоною прогину, де крупні насуви, що розділяють покриви, часто виконують роль екранів для покладів вуглеводнів, таку роль може виконувати і регіональний насув, що відділяє Дуклянську зону від Кросненської (Gavura, 1992).

Під насувом Дуклянських складок свердловиною № 1-Лютнянська розкрита антиклінальна структура, в межах якої газонасиченим виявився майже весь розріз олігоценових відкладів. Вона відноситься до лінії антиклінальних

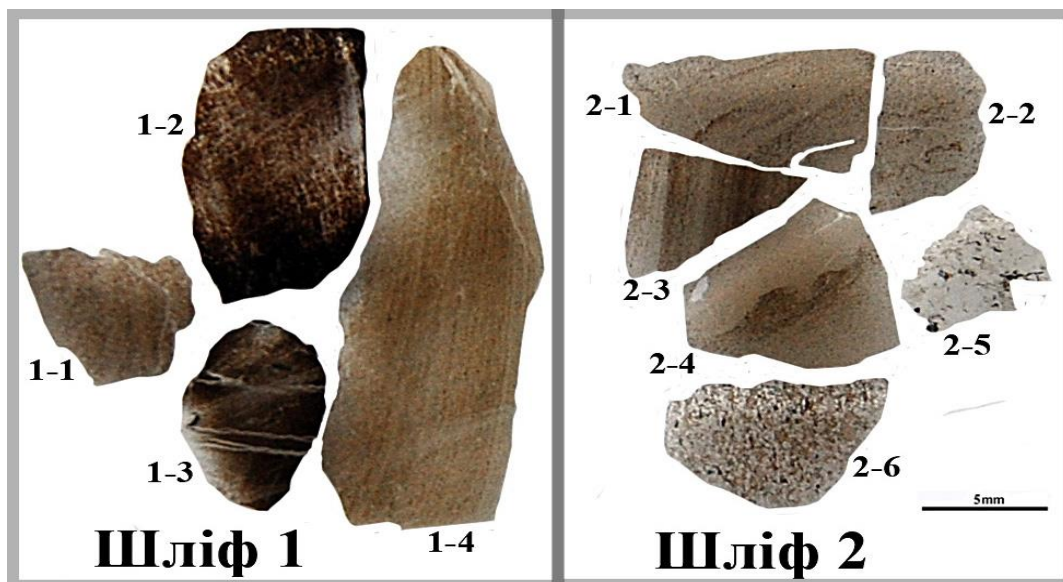
структур першого ярусу, що за даними геологічних зйомок прослідковуються по простяганню на десятки кілометрів. При цьому, тими ж геологічними зйомками встановлено, що ця лінія складок регіонально піднімається в північно-західному напрямку.

На території Польщі поклади нафти відкриті в нижньокросненських відкладах та клівських пісковиках менілітових шарів, які є аналогічними за літологічним складом головецькому горизонту. Ці відклади є добрими породами-колекторами: їх пористість коливається в границях від 9 до 14 %, а проникність змінюється від 25 до 100 мД. Загальна товщина головецького горизонту складає від 500 до 1000 м.

За даними інтерпретації отриманих результатів ГДС в Лютнянській свердловині № 2 в інтервалі олігоценових відкладів розкрита пачка глинистих вапняків, які характеризуються питомим електричним опором пластів 300 Ом і пористістю до 7 %. За результатами проведеного газового каротажу в процесі буріння свердловини газові покази в зазначеному інтервалі мали такі значення:  $C_1 - 96,5\%$ ;  $C_2 - 2,5\%$ ;  $C_3 - 0,2\%$ ;  $C_4 - 0,7\%$ ;  $C_5 - 0,1\%$ . При стаціонарному випробуванні отримано приплив газу дебітом  $3,5 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$  з ознаками нафти та конденсату на діафрагмі діаметром 2,5 мм. Оскільки керн не відбирався в олігоценових відкладах, нами проведено лабораторні дослідження проб зразків шламу, з яких виготовлено шліфи з відібраних уламків частинок гірських порід, з метою визначення літолого-петрографічних особливостей (Shlapinsky, 2019).

За результатами лабораторних досліджень проб шламу, відібраних у інтервалах олігоценових відкладів, карбонатність порід становить  $15,3-19,3\%$ . Літолого-петрографічні особливості уламків глинистих вапняків досліджено на шліфах. Як виявилось, у них повністю відсутня порова складова матриці та зафіксовано значні відкриті тріщини розміром 0,1 мм і більше. Останні, на нашу думку, слугують шляхами фільтрації вуглеводнів (рис. 2).

Уламок 1-1 представлений пелітоморфно-мікрозернистим згустковим вапняком слабодоломітизованим, водоростевим пеліто-алевритистим тріщинуватим з домішкою пелітових та дрібно алевритових уламків кварцу, в якому присутні реліктовий детрит, окремі збережені форми форамініфер, а також стилітові шви. Вивчений уламок має неправильну форму; колір сірий з буруватим відтінком. Порода крихка, приховано-кристалічна, закипає при реакції з 5% розчином соляної кислоти. Також встановлено, що вапняк характеризується слабо вира-



Шліф 1 – олігоцені відклади; Шліф 2 – олігоцені відклади

Рисунок 2 – Розташування частинок уламків шламу на площині штучних шліфів

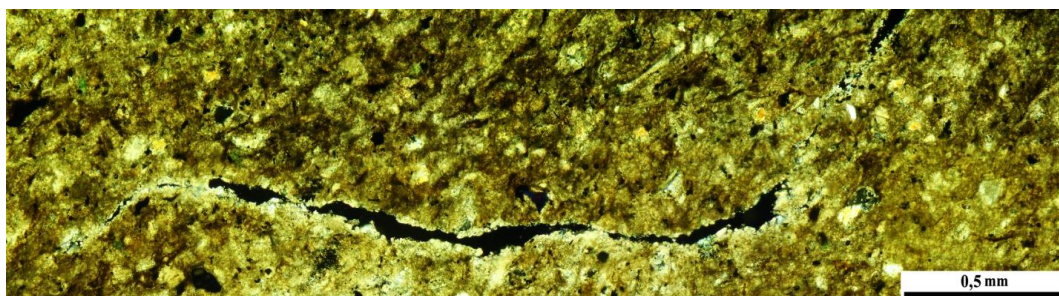


Рисунок 3 – Шліф 1. Уламок 1-1. Відкрита тріщина у вапняку

женою мікрошаруватістю, пелітоморфно-мікрозернистою і реліктово-згусткуватою структурою (розміри згусткуватих згромаджень менші 0,1 мм) та грудкуватою структурою (розміри згромаджень – 0,1-1,0 мм). Границі між згусткувато-грудкуватими згромадженнями та цементом практично відсутні: їх можна визначити лише за плямистим забарвленням. Ця структура є важливою класифікаційною ознакою і, відповідно, генетичним показником того, що даний вапняк утворився в морських мілководних умовах і має водоростеву природу. Про це свідчать окремі збережені форми форамініфер, детритові уламки, ниткоподібні релікти водоростевих фрагментів, присутність окремих зерен глауконіту і, що найголовніше, згустково-грудкувату будову породи. Збагачені водоростевими залишками ділянки віддалено нагадують шари товщиною приблизно 1-1,5 мм, в межах яких маємо більш темно-бурувате забарвлення.

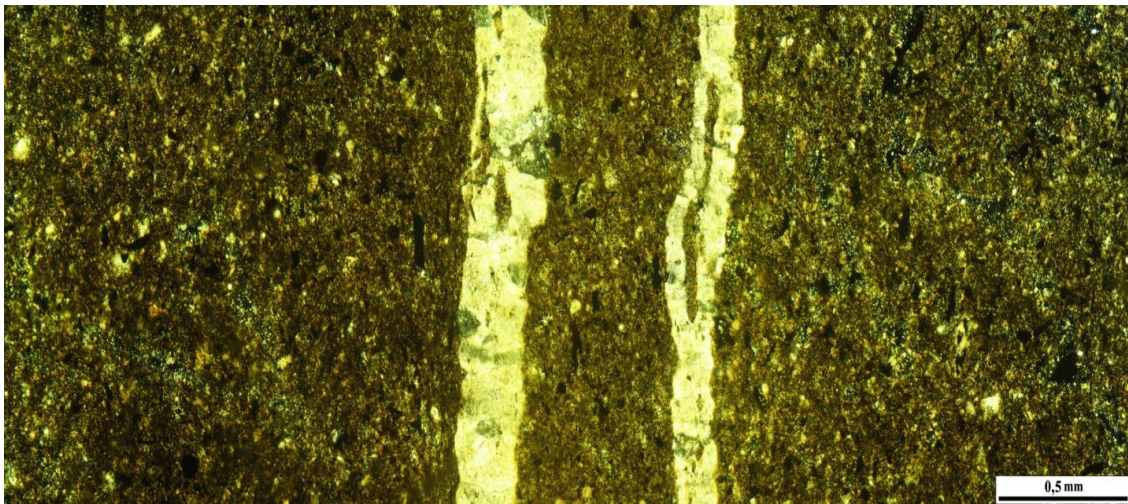
Уламки кварцу, нерівномірно розсіяні в породі, характеризуються реакційною взаємодією з карбонатною основою, у більшості своїй

за формою осколкові або субізометричні. У кількісному відношенні вони складають не більше 2-3 %.

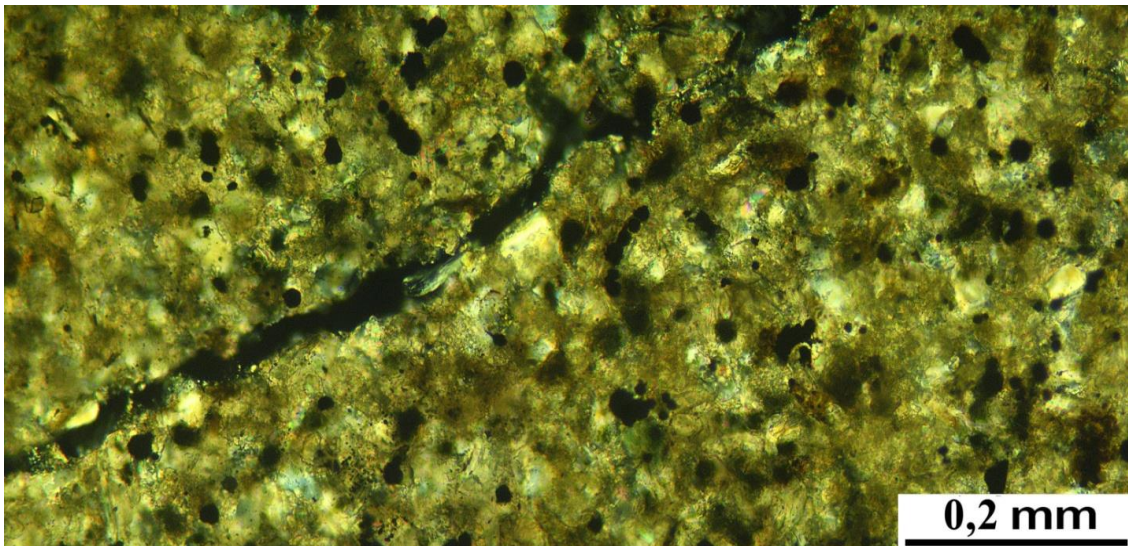
Для породи характерні відкриті тріщини (рис. 3), які в межах досліджуваного уламка простежуються на 3-3,5 мм при ширині від 0,01 до 0,05 мм. На окремих ділянках вони майже повністю заповнені тонкокристалічним новоутвореним кальцитом.

Серед мінералів діагенетичного етапу перетворення (крім новоутвореного кальциту) по тріщинах присутні дрібні вкраплення окисленого піриту. Пустотний простір практично відсутній, первинні пори заповнені новоутвореним доломітом або кальцитом (Vernygorova, 2020).

На (рис. 2) шліф 1, уламок 1-2 представлений темно-коричневим бітумінозним аргілітом, тому на ньому увага не акцентована. Уламок 1-3 представлений вапняком водоростевим, дуже схожим на уламок 1-1. Колір уламка – бурий, текстура масивна. Структура мікро-дрібнозерниста, картина первинної згустково-грудкуватої структури майже не помітна. Тріщини у цій породі повністю заліковані середньокрис-



**Рисунок 4 – Уламок 1-3. Шліф водоростевого вапняку мікро-дрібнозернистого, щільного з прожилками середньокристалічного кальциту**



**Рисунок 5 – Шліф 2. Уламок 2-1. Фрагмент тріщини у вапняку**

талічним кальцитом (рис. 4), а основна маса слабонасичена органічною речовиною, що надає їй у шліфі буруватий відтінок. Реальну довжину тріщин, заповнених кальцитом, встановити неможливо, оскільки вони пронизують весь уламок. Товщина їх досягає 0,2 мм. Рослинні органічні рештки вуглефіковані і піритизовані. Пустотний простір практично відсутній, порода щільна.

На (рис. 2), шліф 1, уламок 1-4 представлений вапняком, ідентичним з уламком 1-3. Єдина різниця полягає у практично повній відсутності тонкодисперсної органічної речовини, внаслідок чого колір уламка світло-сіро-буруватий плямистий.

На (рис. 2), шліф 2, уламки 2-1, 2-2, 2-5 представлені вапняком доломітизованим, дрібнозернистим, щільним алевритистим і сильно піритизованим. Колір уламка – сірий, мікротек-

стура – смугаста за рахунок пошарового розташування вкраплень піриту.

Встановлено, що структура - дрібнозерниста (розміри уламків 0,01-0,05 мм), рівномірнозерниста. Дрібно алевритова частина присутня у кількості не більше 5-6 %, представлена уламками зерен кварцу розміром не більше 0,05 мм, розсіяна у породі нерівномірно. Особливістю даної породи є значна кількість вкраплень піриту, які розсіяні в усьому об'ємі у вигляді крапель і агрегатних утворень з ікроподібною структурою. Порода дуже щільна, пустотний простір відсутній. У той же час, спостерігаємо присутність окремих тріщин, довжина яких досягає 4 мм, ширина на найбільш розкритих ділянках досягає 0,1 мм. Тріщина у площині шліфа має хвилястий вигляд і пережими, а на закінченні поступово виклинюється (рис. 5).

Вторинні зміни проявились у вигляді діагенетичних перетворень, що супроводжувались утворенням піриту, перекристалізацією кальциту і доломітизацією.

На (рис. 2), шліф 2, уламки 2-3, 2-4 представлені вапняком доломітизованим, дрібнозернистим, щільним, алевритистим і піритизованим. Ця порода дуже схожа на вище описані уламки порід шламу 2-1 і 2-2 (рис. 2, шліф 2). Колір – сірувато-бурий, текстура неясно-смугаста; окремі смуги відрізняються за інтенсивністю забарвлення бурих відтінків за рахунок пошарового вмісту тонкодисперсної органічної речовини і піритизації.

За даними літолого-петрографічних досліджень виявлено, що контакт між шарами з різною інтенсивністю забарвлення чіткий. Разом з тим, смуга з більшим вмістом органічної речовини характеризується більшим вмістом алевритових уламків зерен кварцу. Слід відзначити присутність волосоподібних тріщин у світлій частині породи і майже повну відсутність пустотного простору (Ryabokon, 2022).

Уламок 2-6 (рис. 2, шліф 2) представлений слабо піритизованим глауконітовим дрібнозернистим кварцовим пісковиком з карбонатним детритово-згустково-грудкуватим цементом з домішкою слюди (мусковіту). Колір – сірий зі слабким буруватим відтінком. Текстура масивна. Спостерігається бурхлива реакція породи з 5 % розчином соляної кислоти.

Уламкова частина представлена зернами кварцу і окремими зернами халцедону. Розмір уламків – від крупної алевритової фракції (0,05-0,1 мм) до крупної (окремі зерна) псамітової (0,5-0,7 мм). Отже, порода нерівномірно зерниста і погано сортована, хоча суттєво переважає псамітова фракція розміру 0,1-0,17 мм. Разом з тим, об'єм уламків майже рівний об'єму цементу, тому порода може мати подвійну назву (вапняк дрібнопсамітовий). Розподіл уламків – рівномірний. За характером цементаций структура цементу – базальна, в окремих випадках – порова. Цемент представлений, головним чином, кальцитом у вигляді детриту (уламки ступок різної форми і розміру), який зцементований дещо перекристалізованим (пелітоморфно-дрібнозернистим) згустково-грудкуватим кальцитом водоростевого походження. Чітких ознак доломітизації не помічено (Hnylko, 2020).

До новоутворених мінералів цементу відноситься незначна кількість кальциту, яка оточує зерна кварцу, поодинокі зерна глауконіту та лусочки слюди. У складі цементу присутня незначна кількість органічної речовини у вигляді мікрозгустків чорного кольору. Пустотний про-

стір у породі практично відсутній. За наявністю новоутворених мінералів (частково кальцит другої генерації, луски мусковіту та пірит) можна вважати, що порода зазнала змін на стадії діагенезу. В зоні водонафтових контактів (ВНК) відбувається окислення нафти, розчинення і перевідкладення карбонатів,  $\text{SiO}_2$ . З бітумами пов'язано утворення піриту і інших сульфатних мінералів (Naumko, 2019).

Наведений коротко геологічний матеріал по олігоценових карбонатних відкладах Лютнянської площі Кросненської зони Складчастих Карпат дозволяє зробити висновок про те, що в них є типові породи-колектори, сильно тріщинуваті, які являють собою перспективні об'єкти для пошуків, розвідки та видобування вуглеводнів, а також отримання припливів газу низькопроникних щільних порід-колекторів методом буріння горизонтальних свердловин з подальшими гідрозривами пласта.

Отже, враховуючи виявлену тріщинуватість вапняків олігоцену на Лютнянській площі рекомендовано провести циклічне закачування під тиском (міні-гідророзрив пласта) розчину соляної кислоти 10-15 % концентрації, з розрахунку закачування кислотного розчину в об'ємі близько  $0,1 \text{ м}^3$  на 1 м ефективної товщини пласта. Це пояснюється випаданням в привибійній зоні пласта продуктів реакції кислоти з породою, які спричиняють закупорювання фільтраційних каналів, у нашому випадку тріщин. Оптимальний час дії соляної кислоти з породами-колекторами не повинен перевищувати 1 год. Враховуючи значну карбонатність порід (15,3-19,3 %), застосування плавикової кислоти є недоцільним, оскільки вона, як більш активна у порівнянні з соляною, реагує, насамперед, з  $\text{CaCO}_3$  і  $\text{MgCO}_3$  утворюючи при цьому драгисті осади фторидів кальцію і магнію, які будуть випадати у тріщинах і можуть повністю блокувати фільтрацію вуглеводнів. Викликаючи приплив, не потрібно створювати депресій, які перевищують величину  $1/3$  від пластового тиску ( $85 \text{ кгс/см}^2$ ). Це може спричинити повне або часткове змикання тріщин у породах-колекторах привибійної зони, що може призвести до суттєвого зменшення припливів вуглеводнів. Для отримання позитивних результатів, враховуючи початковий дебіт  $3,5 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$ , рекомендуємо серію повторних обробок пласта.

## Висновки

Проведені дослідження олігоценових вапняків Лютнянської площі, яка виявлена у складі Кросненської зони Карпатського складчастого поясу, дозволило отримати важливі наукові ре-

зультати, які підтверджують перспективність цих відкладів для нафтогазовидобутку.

Аналіз геологічної будови вапняків показав, що ці породи мають складну стратиграфічну структуру з високою тріщинуватістю. Висока тріщинуватість є важливим чинником, що сприяє поліпшенню резервуарних властивостей порід, створюючи додаткові шляхи для накопичення і міграції вуглеводнів.

Виявлені діагенетичні зміни карбонатних порід свідчать про значний вплив постседиментаційних процесів на вапняки. Зокрема, змінюється мінеральний склад та структура цементу, що, у свою чергу, впливає на пористість і проникність порід. Ці зміни є ключовими для розуміння умов формування і подальшого утворення нафтогазових резервуарів.

Геохімічний аналіз підтвердив сприятливий мінеральний склад олігоценових вапняків для утворення продуктивних порід-колекторів. Наявність певних мінералів, що утворюються під час діагенетичних процесів, вказує на потенційну нафтогазоносність цих порід. Це підкреслює значення геохімічних досліджень для визначення перспектив нафтогазоносності.

Отримані дані мають велике практичне значення для нафтогазової промисловості. Вони можуть бути використані для планування та оптимізації розвідувальних і видобувних робіт в карбонатних відкладах олігоцену на родовищах Кросненської зони. Використання цих результатів дозволить підвищити ефективність експлуатації вуглеводневих ресурсів, знизити витрати на видобуток та збільшити продуктивність родовищ.

Для більш глибокого розуміння нафтогазоносного потенціалу олігоценових вапняків рекомендується проведення додаткових досліджень. Зокрема, необхідно зосередитись на вивченні мікроструктури порід та використанні детальних геофізичних методів для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей.

Таким чином, результати дослідження олігоценових вапняків Лютнянської площі свідчать про їх значний потенціал як джерела нафти і газу.

Подальше використання отриманих даних сприятиме розвитку нафтогазової галузі та зміцненню енергетичної безпеки України.

### *Литература / References*

1. Ladyzhensky H.M. Peculiarities of the geological structure and oil and gas potential of the autochthon of the Ukrainian and Polish Carpathians in a comparative aspect. *Materials of the 6th International Scientific and Practical Conference "Oil and Gas of Ukraine-2000"*. 2000. Vol. 1.
2. Golonka J., Waškowska A., Ślaczka A. The Western Outer Carpathians: Origin and evolution. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*. 2019. No. 170 (3–4). P. 229–254. DOI: [10.1127/zdgg/2019/0193](https://doi.org/10.1127/zdgg/2019/0193)
3. Ternavsky M., Huzarska L., Triska N., Ogrenda. New approaches to determining the oil and gas potential of the southeastern part of the Inner Flysch Carpathians of Ukraine. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. Vol. 4 (181). ISSN 0869-0774
4. Hnylko O., Hnylko S., Marchenko R. Stratyhafiya ta umovy nakopychennya kreydovopaleohenovykh flishovykh vidkladiv Duklyans'koho pokryvu (Ukrayins'ki Karpaty) za vyvchennyam dribnykh foraminifer i sedymentolohichnymy danymy. *Paleontolohichnyy zbirnyk*. 2020. ol. 52. P. 50–70.
5. Savchak O., Pavlyuk M., Shlapinsky V., Ternavsky M. Oil and gas prospects of the northwestern part of the inner flysch covers of the Ukrainian Carpathians. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 2 (179). P. 5–20.
6. Gaevska Y. P. Litho-facies features of Eocene deposits of the Boryslav-Pokuttya zone of the Precarpathian and the Skiba zone of the Ukrainian Carpathians in connection with their oil and gas potential. Author's abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological Sciences. Lviv, 2019.
7. Kutas R. I. Deep degassing and oil and gas potential of the Eastern (Ukrainian) Carpathians: geodynamic and geothermal aspects. *Geophysical Journal*. 2021. Vol. 43. No. 6.
8. Loktev A. A. Quantitative indicator of organic carbon in different age complexes of the Transcarpathian internal depression as a criterion for assessing oil and gas generation potential. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 1 (178). P. 41–46.
9. Khomyak M., Malysky D., Astashkina O., Makhnitsky M., Kravets S., Grytsay O. Regression analysis of seismic and geophysical parameters and its application for studying the seismicity of the Transcarpathian region. *Bulletin of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*. 2020. No 3(90). P. 49–53.
10. Marchenko O. M., Periy S. S., Lompas O. V., Holubinka Y. I., Marchenko D. O., Kramarenko O. S., Salawu A. Determination of the tensor of horizontal deformation velocities in Western Ukraine. *Geodynamics*. 2019. No 2 (27). P. 5–17.
11. Havryshkiv H. Ya. Mineralogical and petrographic features of Paleocene deposits of the

Berehova and Orivska slices of the Ukrainian Carpathians in the aspect of their oil and gas potential. Author's abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological Sciences. Lviv, 2019.

12. Hnylko O., Hnylko S. Geological environments forming the Eocene black-shale formation of the Silesian Nappe (Ukrainian Carpathians). *Geodynamics*. 2019. No 1(26). P. 61–68. <https://doi.org/10.23939/jgd2019.01.060>

13. Hulyi V. M., Kostyuk O. V., Kuzemko Ya. D. Deep flows of "young hydrocarbons" as natural and man-made objects of scientific research and geotourism. *Collection of Scientific Works of UkrDGRI*. 2019. 1–2/2019. P. 115–123.

14. Tserklevych A. L., Shylo O. M., Shylo Y. O. Changes in the figure of the Earth – a geodynamic factor of the stressed-deformed state of the lithosphere. *Geodynamics*. 2019. No 4(26). P. 28–42.

15. Gavura S. P., Danysh V. V. On the oil and gas potential prospects of the Ukrainian Carpathians. *Geology and geochemistry of fossil fuels*. 1992. Vol. 3. P. 7–14.

16. Naumko I. M. Isotopic composition of strontium in calcite of vein-impregnated mineralization in oil and gas promising deposits of the flysch formation of the northwestern part of the Krosno zone of the Ukrainian Carpathians. *Mineralogical Journal*. 2020. Vol. 42, No 2. P. 3–13.

17. Shlapinsky V., Pavlyuk M., Medvedev A., Ternavsky M. Olistostrome in the Oligocene of the Turka subcover of the Krosno cover and Stavne subcover of the Dukla-Chornohora cover. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 1(178). P. 5–20.

18. Vernygorova Y. V., Ryabokon T. S. The stratigraphy of the Oligocene–Lower Miocene deposits of southern Ukraine. *Turkish Journal of Earth Sciences*. 2020. Vol. 29.

19. Ryabokon T. S. Oligocene epoch and Oligocene section. *Encyclopedia of Modern Ukraine*. Kyiv: Institute of Encyclopedic Research of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2022. URL: <https://esu.com.ua/article-76421>

20. Hnylko O., Hnylko S., Navarivska K. Stratigraphy and conditions of accumulation of black shale formations in the Ukrainian Carpathians. *Paleontological Collection*. 2021. No 53. P. 35–54.

21. Naumko I. On the lithofluidothermodynamic system in geology and geochemistry. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 2 (179). P. 28–36.

## ОСОБЛИВОСТІ ГЕОФІЗИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ПОТОЧНОГО НАФТОГАЗОНАСИЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

<sup>1</sup>І. О. Федак, <sup>2</sup>Р. М. Малик, <sup>2</sup>Р. М. Василина, <sup>1</sup>В. А. Усков

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: geophys@nimg.edu.ua

<sup>2</sup>Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта";  
77500, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2;  
e-mail: roman.malyk@ukrnafta.com, roman.vasylyna@ukrnafta.com

Процес розробки нафтогазових родовищ вимагає постійного моніторингу поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів-колекторів. Контроль поточного нафтогазонасичення дає змогу забезпечити ефективне видобування вуглеводнів. Вирішення цієї задачі в умовах обсадженої свердловини суттєво обмежує комплекс геофізичних методів, які є основним джерелом інформації про кондиційні характеристики пластів-колекторів. Найефективнішими геофізичними методами для вирішення задачі визначення поточного нафтогазонасичення продуктивного пласта в експлуатаційній свердловині вважають методи імпульсного нейтронного каротажу. У даній роботі автори проаналізували можливості цих методів, геолого-технологічні умови їх ефективного застосування та виявили чинники, які суттєво впливають на достовірність інтерпретації результатів каротажу. На покази імпульсних нейтронних методів впливають не тільки геологічні характеристики досліджуваного пласта. У процесі будівництва та експлуатації нафтогазової свердловини з'являються ще й технологічні чинники, які часто суттєво змінюють покази методів. Звичайно, більшість з цих чинників науковці виявили і запропонували способи врахування їх впливу. У своїй роботі автори звернули увагу на два чинники, які доволі часто ігнорують при проведенні досліджень імпульсними нейтронними методами. Відповідно, не врахування їх під час інтерпретації, доволі часто призвело до хибного тлумачення отриманих результатів під час визначення поточного характеру нафтогазонасичення. Зокрема, існують випадки забруднення пласта-колектора у процесі буріння і цементування обсадної колони, коли відбувається формування нетипово великої зони кольматції. Або відбувається руйнування присвердловинної зони пласта-колектора в процесі експлуатації свердловини. Зважаючи на обмежену радіальну роздільну здатність імпульсних нейтронних методів, збільшення зони кольматції або руйнування присвердловинної зони породи-колектора у процесі експлуатації свердловини чинить суттєвий вплив на покази методів. Автори запропонували комплексний підхід, який дає змогу уникнути таких помилок.

Ключові слова: поточне нафтогазонасичення, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, декремент загасання теплових нейтронів, продуктивний пласт-колектор, геофізичні дослідження свердловин, обсаджена свердловина.

The process of developing oil and gas fields requires continuous monitoring of the current oil and gas saturation of productive reservoirs. Monitoring the current oil and gas saturation allows for effective hydrocarbon recovery. Solving this problem under the conditions of a cased hole significantly limits the suite of geophysical methods, which are the main source of information about the conditional characteristics of reservoirs. The most effective geophysical methods for determining the current oil and gas saturation of a productive reservoir in a producing well is deemed to be the methods of pulse neutron logging. In this paper, the authors analyzed the features of this method, the geological and technological conditions for its effective application, and identified factors that significantly affect the reliability of log interpretation. The indications of pulse neutron-neutron logging are influenced not only by the geological characteristics of the studied reservoir. During the operation and production of an oil and gas well, technological factors also appear, which often significantly change the methods' indications. Scientists have identified most of these factors and proposed ways to account for their influence. In their work, the authors focused on two factors that are often neglected when performing logging using pulsed neutron methods, accordingly, and not taking them into account during interpretation often led to misinterpretation of pulsed neutron logging readings when determining the current oil and gas saturation. There are cases of reservoir contamination during drilling and cementing of the casing, when an unusually large colmatage zone is formed. Or the near-wellbore zone of the reservoir formation is damaged during well operation. Given the limited radial resolution of pulsed neutron methods, an enlargement in the colmatage zone or damaging of the downhole zone of the

*reservoir during well operation has a significant impact on the method readings. The authors proposed a comprehensive approach that allows avoiding such errors.*

Keywords: current oil and gas saturation, pulsed neutron-neutron logging, thermal neutron decrement of attenuation, productive reservoir, well geophysical logging, cased well.

## **Вступ**

Більшість нафтогазових родовищ України на даному етапі знаходяться на середніх і пізніх стадіях розробки, наслідком чого є зменшення нафтогазовіддачі продуктивних інтервалів і необхідність регулярного моніторингу поточного нафтогазонасичення та контролю переміщення міжфлюїдних контактів, що є вирішальним чинником при прийнятті рішень, спрямованих на забезпечення максимального вилучення вуглеводнів. Такий підхід забезпечує максимальний ефект при вилученні вуглеводнів з продуктивних горизонтів та можливість уточнення геологічних, петрофізичних, фільтраційно-ємнісних і флюїдальних моделей покладів.

Основним джерелом інформації про поточний стан вироблення покладів вуглеводнів є результати геофізичних досліджень свердловин. Арсенал геофізичних методів і апаратури, які дають змогу кількісно і якісно оцінювати характер насичення пластів-колекторів, визначати положення міжфлюїдних контактів – широкий, але кожен метод має обмеження для ефективного застосування. Якщо вести мову про моніторинг поточного нафтогазонасичення, то більшість таких досліджень роблять у експлуатаційних свердловинах, які обсажені, у переважній більшості випадків, сталевими колонами, що різко зменшує вибір можливих геофізичних досліджень. Зокрема, відсікають цілий ряд електричних методів, які є ефективними для вирішення задачі визначення коефіцієнту нафтогазонасичення у відкритих стовбурах свердловин.

У експлуатаційних свердловинах найдоступнішим і найефективнішим геофізичним методом в Україні вважають імпульсний нейтронний каротаж. Необхідно зауважити, що технологія проведення та методика інтерпретації результатів цього каротажу вимагає досвіду і врахування усіх чинників, які впливають на величину показів зондового пристрою. Нерідко результати ІННК (імпульсних нейтронних методів ІНК, бо є ІННК, ІНГК) інтерпретують хибно, що пов'язано з геологічними і технологічними особливостями досліджуваного інтервалу. Це вказує на актуальність поставленої у роботі проблеми.

## **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій**

На сучасному етапі розвитку нафтогазової індустрії проблемами ефективного застосування методів імпульсного нейтронного каротажу в Україні займається цілий ряд учених, продовжуючи роботи дослідників (Г. Н. Фльорова, Б. Б. Лапука, Ю. С. Шимелєвіча та ін.), які стояли біля витоків застосування цього виду каротажу.

Науковцями УкрДГРІ розроблено нову модифікацію методу ІННК – темпоральне зондування, в основу якої поставлена мультиплікативна модель сигналу ІННК [1]. Дана модифікація дає можливість визначати або уточнювати характер насичення порід колекторів, а також кількісно оцінювати коефіцієнт нафто- або газонасичення, проводити моніторинг процесу міграції вуглеводнів або заміщення їх мінералізованою водою.

Група учених Київського національного університету імені Тараса Шевченка на чолі з В. М. Курганським займається проблемою визначення характеру насичення й коефіцієнта нафтонасичення низькоомних пластів-колекторів за даними ІННК. В основу цього завдання поставлено зв'язок між петрофізичними характеристиками та геофізичними параметрами як побудову моделі багатоконпонентного середовища, що складається з твердої фракції, зокрема розсіяних глин, і пластового флюїду (нафта, газ, вода), які заповнюють поровий простір [2,3]. Запропоновані способи визначення декрементів загасання компонентів скелету досліджуваної породи, які є елементами даної моделі, дали змогу реалізувати запропонований спосіб визначення величини коефіцієнтів нафтонасичення для низькоомних пластів-колекторів.

Також у вирішення проблеми визначення поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів-колекторів методом імпульсного нейтронного каротажу свій внесок зробила група науковців Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу [4-7], очолювана доцентом Старостіним В. А. Зокрема, з метою зменшення похибки оцінки поточного насичення продуктивних відкладів ними запропоновано будувати просторові схеми розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи для відкладів конкретного родовища, мінеральний

склад скелету якого невідомий. Для визначення ступеня обводнення покладів у площинному варіанті пропонують використати результати вимірювання часу життя теплових нейтронів імпульсним нейтронним каротажем навпроти досліджуваного продуктивного інтервалу. Різниця критичного і вимірюваного часу життя теплових нейтронів продуктивного пласта у конкретній свердловині вказує на ступінь його обводнення. Для дослідження продуктивних порід складної будови використали новий підхід, у якому під час визначення ступеня обводнення коригували об'єм порового простору за даними методу нейтронного гамма-каротажу.

Згадані вище роботи підвищують ефективність використання імпульсного нейтронного каротажу для визначення поточного значення нафтогазонасичення, але не вирішують проблеми врахування зміни характеристик ближньої зони пласта-колектора, спричинених технологічними чинниками.

Існує цілий ряд закордонних робіт, які пов'язані з дослідженням поточного нафтогазонасичення продуктивних пластів. Зокрема в роботі [8] автори досліджують вплив забруднення присвердловинної зони продуктивного інтервалу на покази С/О-каротажу, що найкраще корелюється з роботою, викладеною у даній статті. Але на даний час в Україні не набула широкого застосування саме ця модифікація імпульсного нейтронного каротажу через відсутність апаратури.

### **Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми**

На сьогоднішній день ефективність визначення поточного нафтогазонасичення пластів-колекторів продуктивних горизонтів незмінно залежить від достовірності аналізу їх петрофізичних властивостей. Аналіз цих характеристик різко підвищує ймовірність правильного визначення поточного характеру насичення продуктивних пластів-колекторів. Особливо актуальним це є в діючих експлуатаційних свердловинах або у свердловинах старого фонду на зрілих родовищах. Часто при відновленні свердловини з метою визначення поточного нафтогазонасичення проводять дослідження тільки методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) і, як наслідок, тільки на його основі формалізують відповідні висновки про поточний характер насичення. Такі висновки досить часто виявляються хибними.

У традиційних методиках досліджувані інтервали з низькими показами ІННК інтерпретують як водоносні, хоча причиною цього на-

справді може бути не обводнення пласта, а зміна присвердловинної зони за рахунок її руйнування і виносу уламків породи у процесі експлуатації свердловини. Аналогічно пласти-колектори з високими показами ІННК інтерпретують як нафто- чи газонасичені, хоча причиною високих показів методу насправді може бути заповнення цементним розчином високопористого пласта-колектора. Тобто, як пониження нейтронної характеристики у першому випадку, так і її підвищення у другому, насправді можуть бути пов'язані не зі зміною характеру насичення, а з поточними ємнісними характеристиками присвердловинної зони пласта. Отже, результати дослідження методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу таких пластів без врахування індивідуальних ємнісних характеристик не дають змоги ефективно вирішувати згадані вище геологічні завдання.

### **Мета та завдання досліджень**

Дана робота має за мету удосконалення методики визначення поточного характеру насичення продуктивних пластів-колекторів методами імпульсного нейтронного каротажу шляхом врахування поточних особливостей петрофізичних характеристик порід. Для досягнення поставленої у роботі мети необхідно вирішити ряд завдань:

- проаналізувати можливості та недоліки визначення характеру поточного насичення продуктивних пластів за допомогою ІННК;

- провести порівняльний аналіз визначення поточного характеру насичення за методом ІННК для присвердловинної зони з заповненням цементним розчином порового простору і без нього;

- провести порівняльний аналіз визначення поточного характеру насичення за методом ІННК для присвердловинної зони до її руйнування у процесі експлуатації свердловини і до руйнування;

- розробити комплексний підхід, який в обов'язковому порядку враховує дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС) відкритого стовбуру з даними нейтронних методів обсадженого стовбуру, що дасть змогу кількісно оцінити вплив поточних ємнісних характеристик пласта-колектора на дійсний характер його насичення;

- удосконалити існуючу методику визначення характеру насичення шляхом врахування поточних ємнісних характеристик.

Таблиця 1 – Прийняті та розраховані значення декрементів загасання поля теплових нейтронів

Параметр		Прийняте значення	Одиниці вимірювання
Мінералізація води	$C_v$	170	г/дм <sup>3</sup>
Декремент загасання нейтронів в мінеральному скелеті	$\lambda_{ск}$	1,1	мс <sup>-1</sup>
Декремент загасання нейтронів у воді	$\lambda_v$	17,92	мс <sup>-1</sup>
Декремент загасання нейтронів у нафті	$\lambda_n$	4,75	мс <sup>-1</sup>
Декремент загасання нейтронів у глинах	$\lambda_{гл}$	2,65	мс <sup>-1</sup>

**Висвітлення основного матеріалу дослідження**

Дослідження було проведено на геолого-геофізичному матеріалі одного з нафтових родовищ Прикарпаття. У геологічній будові родовища беруть участь крейдово-палеогенові флішеві і неогенові моласові відклади Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та крейдово-палеогенові відклади Скибової зони Карпат, а саме, Орівської і Берегової скиб.

Складка повністю перекрита насунутими породами Скибової зони Карпат. Це асиметрична антикліналь північно-західного простягання. Північно-східне її крило коротке, оскільки значною мірою зрізане насумом; південно-західне – відносно широке, нахилене під кутами 25°-35°. Поперечними скидо-зсувами складка розбита на три блоки, які ступінчасто занурюються на північний захід від регіонального розлому.

Нафтоносними є утворення нижньоменілітової підсвіти Р<sub>3</sub>ml<sub>1</sub>. Досліджуваний клівський горизонт цієї підсвіти складається, в основному, із пісковиків сірих, світло-сірих інколи темно-сірих з буруватим відтінком, дрібнозернистих з невеликими прошарками алевролітів і аргілітів. Алевроліти темно-сірі та буруватотемно-сірі до чорних, різно- та крупнозернисті, тонкошаруваті. Алевроліти темно-сірі з буруватим відтінком, алевритисті. Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований [9].

Аналіз геологічної будови родовища дав змогу відзначити декілька основних аспектів, які можуть впливати на результати визначення нафтогазонасичення методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу:

– *геологічні структури*: антиклінальні структури, які виявлені у ході геофізичних досліджень, можуть чинити вплив на розподіл нафтогазонасичення в пласті. Насичення нафтою та газом часто пов'язане з деформаціями та пористістю гірських порід, які можуть бути виявлені методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу;

– *типи порід*: наявність літологічних різновидів порід з відмінними петрофізичними характеристиками може впливати на зареєстровані значення інтенсивності поля теплових нейтронів, а отже, і на інтерпретацію результатів ІННК;

– *стратиграфічна будова*: літолого-стратиграфічна характеристика порід різного віку та складу може впливати на розподіл нафтогазонасичення. Різні світи та формації можуть мати відмінні геохімічні та петрофізичні властивості, які варто враховувати при аналізі результатів каротажу.

Для порівняння каротажів ІННК, проведених в межах продуктивних інтервалів, брали фоновий замір, проведений на початку розробки покладу та поточний замір після тривалої експлуатації покладу для визначення поточного насичення пластів-колекторів.

Продуктивний нафтонасичений пласт-колектор знаходиться на глибині 2467,9-2506 м, умовно поділяється на дві частини, - верхню (2467,9-2491,2 м) і нижню (2493,3-2506 м), які розділені незначною глинистою перетинкою 2491,3-2493,2 м.

За літолого-фракційною моделлю даний пласт-колектор є практично чистим пісковиком з незначним вмістом глини та алевролітів. Відповідно до табл. 1 декремент загасання поля теплових нейтронів у скелеті породи прийняли  $\lambda_{ск}=1,1$  мс<sup>-1</sup>, як для кварцу.

Декременти загасання для нафти та глини взяли як середньо прийняті значення  $\lambda_n=4,75$  мс<sup>-1</sup> та  $\lambda_{гл}=2,65$  мс<sup>-1</sup>, відповідно. Декремент загасання для пластової води  $\lambda_v$  визначали з урахуванням її мінералізації за формулою:

$$\lambda_v = 4,83 + 0,077 \times C, \quad (1)$$

де  $\lambda_v$  – декремент загасання для води;  
 $C$  – мінералізація пластової води.

Середня мінералізація пластової води становить 170 г/дм<sup>3</sup>, тому розраховане значення декременту загасання поля теплових нейтронів у пластовій воді  $\lambda_v=17,92$  мс<sup>-1</sup>.

З формули:

$$\lambda_{нп} = \lambda_{ск} (1 - k_n - k_{2л}) + \lambda_{2л} k_{2л} + \lambda_3 k_n, \quad (2)$$

де  $\lambda_{нп}$  – декремент загасання для нафтонасиченого пласта;

$\lambda_{ск}$  – декремент загасання для мінерального скелету пласта;

$k_n$  – коефіцієнт пористості;

$k_{гл}$  – коефіцієнт глинистості;

$\lambda_{гл}$  – декремент загасання для глин;

$\lambda_3$  – декремент загасання для заповнювача пористого простору пласта із врахуванням декременту загасання заповнювача, що визначається:

$$\lambda_3 = \lambda_g k_g + \lambda_n k_n + \lambda_c k_c, \quad (3)$$

де  $\lambda_3$  – декремент загасання для заповнювача пористого простору пласта;

$\lambda_b$  – декремент загасання для пластової води;

$k_b$  – коефіцієнт водонасичення;

$\lambda_n$  – декремент загасання для нафти;

$k_n$  – коефіцієнт нафтонасичення;

$k_{гл}$  – коефіцієнт глинистості;

$\lambda_{гл}$  – декремент загасання для глин;

Увівши поправку за вплив колони 40% (0,6), виводимо поточне  $k_g$ :

$$k_g = \frac{\frac{1000 \cdot 0,6}{\lambda_{нп}} - \lambda_{ск} (1 - k_n - k_{2л}) - \lambda_{2л} k_{2л}}{\lambda_g - \lambda_n}, \quad (4)$$

де  $k_b$  – коефіцієнт водонасичення;

$\lambda_{нп}$  – декремент загасання для нафтонасиченого пласта;

$\lambda_{ск}$  – декремент загасання для мінерального скелету пласта;

$k_n$  – коефіцієнт пористості;

$k_{гл}$  – коефіцієнт глинистості;

$\lambda_{гл}$  – декремент загасання для глин;

$\lambda_n$  – декремент загасання для нафти;

$\lambda_b$  – декремент загасання для пластової води.

Відповідно коефіцієнт нафтонасичення  $k_n$ :

$$k_n = 1 - k_g, \quad (5)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт нафтонасичення;

$k_b$  – коефіцієнт водонасичення;

Далі досліджуємо вплив ємнісних характеристик присвердловинної зони на характер насичення.

*Варіант 1* – заповнення цементним розчином присвердловинної частини порового простору пласта-колектора.

Запис ІННК, де отримано високі значення в покрівлі, за характером насичення інтерпретують як високопродуктивний нафтоносний інтервал. Підшва вважається обводненою. На

основі цього виконують геолого-технологічні заходи (ГТЗ) у свердловині: ізолюють нижню частину, прострілюють верхню, сподіваючись отримати хороший дебіт нафти. Насправді, у покрівлі – вода, а нижня частина може бути або частково або теж повністю обводнена. У такому випадку здійснено фінансові витрати як на ГДС, так і на ГТЗ в цілому, а результатів з приросту видобутку не отримано. Проаналізувавши вищенаведені чинники, можна зробити припущення з наступним обґрунтуванням, що не було враховано поточної петрофізичної характеристики пласта-колектора, а до уваги взяли тільки пористість у відкритому стовбурі за даними акустичного каротажу. При цементуванні обсадної колони, швидше за все, цементний розчин проник у пласт, замістивши собою поровий простір, суттєво зменшивши об'єм порового простору і, як результат, зменшивши кількість водню в порах. ІННК у цьому випадку показує саме цю ущільнену частину, яка, поглинувши цементний розчин, дає високі значення. Але ці значення пов'язані не з характером насичення, а зі зміною ємнісної складової присвердловинної зони пласта у верхній частині. Щоб це підтвердити, рекомендовано провести разом з ІННК запис стаціонарного нейтронного каротажу (НГК), і за його результатами визначити поточну пористість в досліджуваному інтервалі. Якщо вона нормалізується з пористістю відкритого стовбура, тоді високі значення дійсно пов'язані з характером насичення, а якщо відрізняється, то дане припущення підтверджується.

Далі, за прийнятими та розрахунковими значеннями параметрів, представлених у таблиці 2, розраховуємо поточну ємнісну характеристику [10]:

$$k_n^{НГК} = W^{НГК} - \frac{W_{matrix} \cdot (1 - k_{2л}) - W_{2л} k_{2л}}{1 - W_{matrix}}, \quad (6)$$

де  $k_n^{НГК}$  – коефіцієнт пористості за даними НГК;

$W^{НГК}$  – водневміст породи за НГК;

$W_{matrix}$  – поправка за літологію;

$W_{2л}$  – водневміст глин;

$k_{гл}$  – коефіцієнт глинистості,

і за рівнянням *Schlumberger* (4) – величину нафтонасичення.

Розрахунки за удосконаленою методикою показують, що верхню частину колектора уже не можна інтерпретувати однозначно як нафтонасичену, а навпаки – вона є обводненою. При цьому нижня частина є менш обводненою, і зберігає високе значення нафтонасичення. Як наслідок, отримано кардинально іншу картину поточного характеру насичення, де тепер уже

Таблиця 2 – Прийняті та розраховані значення параметрів для визначення коефіцієнта пористості за НГК

Параметр		Формули для розрахунку / Прийняті значення
Загальний водневміст	$W^{НГК}$	$W^{НГК} = W_{zl} \times (W_{ск} / W_{zl})^{\Delta Iny}$
Подвійний різницевий параметр	$\Delta Iny$	$\Delta Iny = (Iny - Iny^{min}) / (Iny^{max} - Iny^{min})$
Водневміст в скелеті пласта	$W_{ск}$	0,01
Поправка за літологію для пісковиків (-3%)	$W_{matrix}$	-0,03

нижня частина може бути рекомендованою до повторного випробування, а верхня – до ізоляційних робіт, оскільки є основним джерелом надходження води у свердловину (рис. 1).

*Варіант 2* – руйнування породи-колектора в процесі експлуатації свердловини.

Типова ситуація: проведено запис тільки ІННК, де отримано низькі значення в підозві. За характером насичення такий інтервал інтерпретують як обводнений колектор. Покрівлю вважають нафтонасиченою. На основі такого висновку виконують ГТЗ; ізолюють нижню частину, перфорують верхню частину з надією отримати хороший дебіт нафти (газу). А насправді і у покрівлі – нафта, і у підозві також нафта, незважаючи на низькі значення часу життя теплових нейтронів  $\tau$ , що пов'язано з руйнуванням присвердловинної частини пласта-колектора і виносом породи у стовбур свердловини. Знову витратили значну частину коштів як на ГДС, так і на ГТЗ в цілому, а результат з приросту видобутку отримано суттєво менший за можливий. Аналіз наведених вище фактів дає підставу зробити припущення з наступним обґрунтуванням, що не було враховано поточної петрофізичної характеристики пласта-колектора, а до уваги бралась тільки пористість у відкритому стовбурі за результатом акустичного каротажу. Окрім того, аналізуючи геолого-промислові дані, очевидним стає те, що типові свердловини виходили з експлуатації в основному з технічних причин з відсутнім повним обводненням або тільки незначною наявністю води у продукції. Також, згідно з уявленнями про геологічну модель родовища та згідно підрахунку запасів, даний горизонт ще вміщує досить значні видобувні запаси, ВНК далеко, прориву води не могло бути. Тому необхідно піддати сумніву причини понижених значень ІННК в підозві і, відповідно, інтерпретацію цієї частини інтервалу як повністю обводненого. Окрім того, зазначено, що свердловини виходили з експлуатації саме з технічних причин –

спостерігалось винесення породи в процесі нетривалої експлуатації.

Виніс породи призвів до утворення своєрідної каверни, внаслідок чого підвищилась пористість у присвердловинній зоні. У цьому випадку, ІННК бачить саме понижені значення, але вони пов'язані не з характером насичення, а зі зміною петрофізичної характеристики присвердловинної зони пласта у нижній частині. Щоб це підтвердити, рекомендовано провести разом з ІННК стаціонарний нейтронний каротаж, і за його результатами визначити поточну пористість за НГК. Якщо вона нормалізується з пористістю відкритого стовбуру, тоді низькі значення дійсно пов'язані з характером насичення, а якщо відрізняється, то дане припущення про руйнування породи у присвердловинній зоні за колоною підтверджується.

Для цього порівнюємо поточні записи НГК із записами у відкритому стовбурі свердловини. Суттєва різниця між значеннями вторинного гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів між цими записами підтверджує зміну пористості зони пласта за колоною. Далі за прийнятими та розрахунковими значеннями параметрів, представленими у таблиці 2, використовуємо формулу (6), розраховуємо поточну ємнісну характеристику досліджуваного інтервалу. Результати розрахунку підтверджують зміну пористості у нижній частині пласта. Як бачимо, відбулось суттєве збільшення поточної пористості у порівнянні з початковою у відкритому стовбурі. Це підтверджує та обґрунтовує припущення, що в даному випадку низькі значення ІННК обумовлені зміною ємнісної характеристики, а не характеру насичення.

В кінцевому підсумку за формулами (4) і (5), визначаємо поточний коефіцієнт нафтонасичення. Відповідно до розрахунків за удосконаленою методикою нижню частину колектора можна характеризувати як нафтонасичену. Верхня частина також зберігає кондиційний характер нафтонасичення (рис. 2).





Як наслідок, отримано кардинально іншу картину поточного характеру насичення досліджуваного інтервалу, де тепер нижня частина інтерпретується як нафтонасичена і може бути рекомендована до повторного випробування разом з верхньою частиною, що в підсумку дозволить отримати значно більший дебіт та приріст видобутку.

### Висновки

Імпульсний нейтронний каротаж на сьогодні в Україні є доступним, дієвим і ефективним геофізичним методом дослідження свердловин, за допомогою якого можна визначати та проводити моніторинг поточного значення нафтогазонасичення в експлуатаційних свердловинах і контролювати процес обводнення продуктивних інтервалів у процесі розробки продуктивних горизонтів. Поряд з низкою переваг, які має імпульсна модифікація нейтронного каротажу перед стаціонарними нейтронними методами, існують геологічні та технологічні чинники, що ускладнюють і проведення каротажу, і інтерпретацію його результатів, часто приводячи до хибних висновків, які стосуються величини поточного нафтогазонасичення та характеру насичення досліджуваних інтервалів. У даній роботі автори акцентували увагу на двох таких чинниках – це забруднення пористого простору присвердловинної зони пласта-колектора цементним розчином, яке може відбуватися під час цементування затрубного простору свердловини на етапі її кріплення обсадною колоною, та руйнування ближньої зони пласта-колектора у процесі видобування нафти і газу. У першому випадку об'єм пористого простору зменшується, у другому – збільшується, що суттєво впливає на покази імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу у порівнянні з показами, отриманими на початку експлуатації об'єкта. Без врахування згаданих вище явищ, які відбуваються у процесі експлуатації продуктивного інтервалу, неможливо об'єктивно оцінити поточний стан пласта за даними ГДС. Автори запропонували поєднати методи ІНК зі стаціонарними нейтронними методами, які в даному випадку дають змогу об'єктивно оцінити об'єм порового простору ближньої зони досліджуваного пласта і уникнути похибки при розрахунку поточного значення нафтогазонасичення та характеру насичення за даними ІНК.

### Література

1. Кулінкович А. Є., Косаченко В. Д., Ліннік К. В. Випробування методу імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу в модифікації темпорального зондування в комп'ютерній технології «Геопошук» на матеріалі нафтогазових свердловин Дніпровсько-Донецької западини. *Геоінформатика*. 2008. № 4. С. 33-38.
2. Курганський В. М., Ручко К. О. Визначення коефіцієнта нафтонасичення низькоомних пластів-колекторів за нейтронними характеристиками середовища на прикладі Дніпровсько-Донецької западини. *Мінеральні ресурси України*. 2016. № 4. С.47-49.
3. Ручко В. О., Ручко К. О. Визначення характеру насичення низькоомних колекторів за даними імпульсного нейтрон-нейтронного методу. *Мінеральні ресурси України*. 2016. № 4. С.29-33.
4. Старостін В. А., Федорів В. В., Старостін А. В. Методика комплексної інтерпретації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та гамма-спектрометричного каротажу. *Нафта-Газ України-98*: збір. наук. праць за матеріалами 5-ої Міжнар. конф., Полтава, 15–17 вересня, 1998. Том 1. С.409–410.
5. Старостін В. А., Коваль Я. М., Федак І. О. Особливості визначення коефіцієнта газонасичення пластів-колекторів із глинисто-карбонатним типом цементу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 1. С. 58-65.
6. Нагорняк Р. І., Старостін В. А. Дослідження залишкового водонасичення продуктивних порід методами нейтронного каротажу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 4. С. 103-112.
7. Нагорняк Р. І., Коваль Я. М. Основні напрямки удосконалення системи заводнення продуктивних пластів як одного з перспективних шляхів їх розробки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 4. С. 96-102.
8. Guo W., Wydrinski R., Truax J., Jacobson L., et al. Pulsed Neutron Tool Responses in Propped Fractures and Gravel Packed Completions. *48th SPWLA Annual Logging Symposium*. Austin, Texas, June 3-6, 2007.
9. Атлас родовищ нафти і газу України. Т.5 : Західний нафтогазонасичений регіон / за заг. ред. М. М. Іванюти та ін. Львів: Українська нафтогазова академія, 1998. 373 с.
10. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учебное пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 327с.

References

1. Kulinkovych A. Ye., Kosachenko V. D., Linnik K. V. Vyprobuvannya metodu impulsnoho neutron-neutronnoho karotazhu v modifikatsii temporalnogo zonduvannya v kompiuternii tekhnologii «Heoposhuk» na materiali naftohazovykh sverdlo- vyn Dniprovsko-Donetskoï zapadyny. *Heoinfor- matyka*. 2008. No 4. P. 33-38. [in Ukrainian]
2. Kurhanskyi V. M., Ruchko K. O. Vyzna- chennia koefitsiienta naftonasychnennia nyzkoom- nykh plastiv-kolektoriv za neutronnymy kharakte- rystykamy seredovyschcha na prykladi Dniprovsko- Donetskoï zapadyny. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2016. No 4. P. 47-49. [in Ukrainian]
3. Ruchko V. O., Ruchko K. O. Vyznachennia kharakteru nasychnennia nyzkoomnykh kolektoriv za danymy impulsnoho neutron-neutronnoho metodu. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2016. No 4. P. 29-33. [in Ukrainian]
4. Starostin V. A., Fedoriv V. V., Starostin A. V. Metodyka kompleksnoi interpretatsii impulsnoho neutron-neutronnoho karotazhu ta hamma-spektro- metrychnoho karotazhu. *Nafta-Haz Ukrainy-98: zbir. nauk. prats za materialamy 5-oi Mizhnar. konf., Poltava, 15–17 veresnia. Poltava, 1998. Vol. 1. P. 409–410. [in Ukrainian]*
5. Starostin V. A., Koval Ya. M., Fedak I. O. Osoblyvosti vyznachennia koefitsiienta hazonasy- chennia plastiv-kolektoriv iz hlynysto-karbonat- nym typom tseментu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyschch*. 2013. No 1. P. 58–65. [in Ukrainian]
6. Nahorniak, R. I., Starostin V. A. Dosli- dzhennia zalyshkovoho vodonasychnennia produktyvnykh porid metodamy neutronnoho karotazhu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyschch*. 2014. No 4. P. 103–112. [in Ukrainian]
7. Nahorniak R. I., Koval Ya. M. Osnovni napriamky udoskonalennia systemy zavodnennia produktyvnykh plastiv yak odnogo z perspek- tyvnykh shliakhiv yikh rozrobky. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyschch*. 2017. No 4. P. 96-102. [in Ukrainian]
8. Guo W., Wydrinski R., Truax J., Jacobson L., et al. Pulsed Neutron Tool Responses in Propped Fractures and Gravel Packed Completions. *48th SPWLA Annual Logging Symposium*. Austin, Texas, June 3-6, 2007.
9. Atlas rodovyschch nafty i hazu Ukrainy. T.5 : Zakhidnyi naftohazonosnyi rehion / za zah. red. M. M. Ivaniuty ta in. Lviv: Ukrainska nafto- hazova akademiia, 1998. 373 p. [in Ukrainian]
10. Latyshova M. H. Prakticheskoe rukovod- stvo po interpretatsii dannykh HYS: Uchebnoe posobie dlia vuzov. M.: Nedra-Biznestsentr, 2007. 327 p. [in Russian]