



Журнал виходить за підтримки редакції
української «Гірничої енциклопедії»



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Число 7

ISSN 2616–8839

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

2024

**ЗАСНОВНИЦЬКА
РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:**

Білецький В.С., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Гірничої академії України та Академії економічних наук України, редактор відділу переробки корисних копалин, редактор 1-7 випуску;

Фик І.М., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Української нафтогазової академії, редактор відділу нафтогазової інженерії;

Суярко В.Г., д.г.–м.н., професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна, академік Академії наук Вищої школи України та Української нафтогазової академії, редактор відділу геології;

Бондаренко В.І., д.т.н., професор, Національний гірничий університет, дійсний член Академії інженерних наук України, редактор відділу розробки твердих корисних копалин;

Гайко Г.І., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Київська Політехніка», член–кореспондент Академії будівництва України, редактор відділу геобудівництва;

Барташук О.В., к.г.н., с.н.с., УкрНДІгаз, м. Харків;

Височанський І.В., д.г.–м.н., професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна;

Гулій В.М., д.г.–м.н., професор, Львівський національний університет ім. Івана Франка;

Карпенко О.М., д.г.–м.н., професор, КНУ ім. Тараса Шевченка;

Коболєв В.П., д.г.н., с.н.с., завідувач відділу сейсмометрії і фізичних властивостей речовини Землі, Інститут геофізики ім. С.І.Суботіна НАН України;

Колтун Ю.В., д.г.н., Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України;

Науко І.М., д.г.–м.н., с.н.с., м. Львів;

Бойко В.С., д.т.н., професор, Івано–Франківський національний технічний університет нафти та газу;

Вітрик В.Г., к.т.н., ТОВ «НТП «Бурова техніка», дійсний член Української нафтогазової академії (УНГА);

Лаврова І.О., к.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

Пьотр Салуга, доктор габлітований «Гірничо–металургійна академія ім. Станіслава Сташиця», Польща.

Засновник та видавець

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 61002, м. Харків, вул. Кирпичова, 2.

Адреса видавця та редколегії

61002, Україна, м. Харків, вул. Пушкінська, 85, корпус У–4, кафедра «Видобування нафти, газу і конденсату» НТУ «ХПІ». Телефон: (057) 707–65–15; (067) 717–80–68. E–mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .

Виготовлення

Україна, 69097, Запорізька область, м. Запоріжжя, Хортицький р–н, вул. Сергієнка (Задніпровська), буд. 34. Типографія «УСПЕХ ПРИНТ», Наклад 100 примірників (1–й завод – 50 прим.). Формат 60x84 1/16.
Папір крейдований і офсетний.

Журнал в інтернеті

<http://library.kpi.kharkov.ua/>



The journal is supported by the Ukrainian
edition «Mining encyclopedia»



GEO TECHNOLOGIES

Volume 7

ISSN 2616–8839

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

2024

EDITORIAL BOARD:

Biletsky V.S., D.Sc., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", member of the Mining Academy of Ukraine and the Academy of Economic Sciences of Ukraine, editor of the mineral processing department, editor-in-chief of the issue;

Fyk I.M., D.Sc., Professor, National Technical University 'Kharkiv Polytechnic Institute ", member of the Ukrainian Oil and Gas Academy; editor of the department of oil and gas engineering;

Suyarko V.G., Dr.Sc., Professor, Kharkiv National University V.N.Karazin, academician of the Academy of Sciences of the Higher School of Ukraine and the Ukrainian Oil and Gas Academy, editor of the department of geology;

Bondarenko V.I., D.Sc., Professor, National Mining University, member of the Academy of Engineering Sciences of Ukraine; editor of the department of Solid Minerals Development;

Gayko G.I., D.Sc., Professor, National Technical University "Kyiv Polytechnic", corresponding member of the Academy of Ukraine, editor of the Geo-construction department;

Bartyshchuk O.V., Ph.D., Senior Researcher, UkrNIIGaz, city of Kharkiv;

Vysochansky I.V., D.Sc., Professor, Kharkiv National University. VN Karazin;

Guliy V.M., D.Sc., Professor, Lviv National University. Ivan Franko;

Karpenko O.M., Dr.Sc., Professor, KNU Taras Shevchenko;

Kobolev V.P., D.Sc., Head of seismometry and physical properties of the Earth Institute of Geophysics. S.I.Subotina NAS of Ukraine;

Koltun Yu.V., Ph.D., Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the National Academy of Sciences of Ukraine;

Nauko I.M., D.Sc., Senior Researcher, Lviv;

Boiko V.S., D.Sc., Professor, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

Vitryk V.G., Ph.D., LLC "NTP" Drilling equipment ", member of Ukrainian Oil and Gas Academy (UOGA);

Lavrova I.O., Ph.D., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute";

Piotr Saluha, D.Sc., "Krakow Mining and Metallurgical Academy", Poland;

Founder and publisher

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", 61002, Kharkov, str. Kyrpychova, 2.

Address of editor and editorial office

61002, Ukraine, Kharkiv, str. Pushkinska, 85, Building U-4, Department of "Production of oil, gas and condensate" NTU "KhPI". Phone (057) 707-65-15; (067) 717-80-68. E-mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .

Production

69097, Ukraine, Zaporozhye, Khortytskyi District, Serhiyenko (Zadne-provski) Street. 34. Printing "Success Print", Number of copies printed 100 (1st plant – 50). Sheet size 60x84 1/16. Coated paper and offset.

Journal in Internet

<http://library.kpi.kharkov.ua>



УДК 622.245.42

ДОСЛІДЖЕННЯ ДОЛОМИТО–ЗОЛОВИХ ТАМПОНАЖНИХ СУМІШЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

В. М. Орловський, канд. техн. наук, доцент (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова), e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID–0000 0002 8749 5354

В. С. Білецький, д-р техн. наук, професор (Національний технічний університет “Харківський політехнічний інститут”), e-mail: biletsk@i.ua, [https](https://orcid.org/0000-0003-2936-9680), ORCID–0000–0003–2936–9680

Н. А. Десна, канд. техн. наук, доцент (Державний економіко–технологічний університет, 50005, м. Кривий Ріг, вул. Медична, 16, Україна)

UDC 622.245.42

INVESTIGATION OF DOLOMITE–ASH TAMPAGE MIXTURES FOR CEMENTATION OF OIL AND GAS WELLS

V. M. Orlovskyy PhD, associate professor (Kharkiv National University of Municipal Economy named after A. M. Beketov, Kharkiv, Ukraine), e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID–0000 0002 8749 5354

V. Biletskyi Dr. Sci. (Engin.), Professor (National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”), ukcdb@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

N. Desna, PhD, associate professor (State University of Economics and Technology, 50005, Kryvyi Rih, 16 Medychna Str., Ukraine)

ABSTRACT

Objective. Study of the physicochemical features of hydration of dolomite–ash cement materials and the regularities of their hardening process. To achieve this goal, the following research tasks have been set:

- study of the composition of hydration products of dolomite–ash cement mixtures that harden for long periods at high temperatures;
- study of the dependence of the technological properties of stone based on dolomite–ash cement mixtures on physicochemical factors, in particular, the composition of the cement mixture, temperature, pressure and duration of hardening.

Methodology. Theoretical and experimental methods were used in the research. The experiments were conducted on laboratory equipment that simulates reservoir conditions. Measurement of technological properties of the cement mortar and the formed rock was carried out using standard laboratory equipment. In particular, the density of the cement mortar was determined using a pycnometer, the water–mixture ratio of the solutions was selected using a KR–1 flow cone, the water separation of the solutions was determined using the standard method according to DSTU BV.2.7–86–99, the thickening time of the solutions was determined on a KC–3 consistometer, a PSU–10 laboratory press with a hydraulic drive and a special attachment were used to study adhesion, the determination of the bending strength limits of the rock was carried out according to DSTU BV.2.7–86–99 on a device for testing beam specimens for tension in bending, and for compression – on a PSU–10 press. The number of experiments conducted is sufficient to obtain results with a confidence level of 0.95.

Results. The composition of hydration products of dolomite–ash cement mixtures that hardened for long periods at high temperatures has been clarified. It has been established that new

formations during hardening of DZTS contain low-basic calcium hydrosilicate of the CSH(B) type, tobermorite, serpentine, tricalcium hydrosulfoaluminate of the C₃ASH₄ type and hydrogarnets. A heat-resistant DZTS with a density of 1540 – 1820 kg/m³ has been created.

Scientific novelty. A new filling material was created based on a mixture of a by-product of dolomite burning – semi-burnt dolomite flour (SBF) (finely dispersed pulverized dolomite) and acid fly ash from thermal power plants from burning hard coal. Optimal formulations of dolomite-ash filling mixtures were selected.

Practical significance. The results of the work have practical application in cementing deep oil and gas wells in difficult mining and geological conditions of geological exploration areas and industrial hydrocarbon deposits in Ukraine.

Key words: tamponage portland cement, cement mixture, dolomite, acid fly ash, water-mixture ratio, cement stone.

1. ВСТУП (introduction)

У статті проаналізовано проблему підвищення якості розмежування гірських порід і нафтогазоносних горизонтів. Викладено результати теоретичних та експериментальних досліджень тампонажних композицій на основі доломіто-золотих тампонажних сумішей.

Розроблено і досліджено нові конкурентоздатні тампонажні композиції – доломіто-золоті тампонажні суміші (ДЗТС) густиною 1565 – 1815 кг/м³. Компоненти: побічний продукт випалювання доломіту (ППВД), тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, кислі золи виносу ТЕС. Рентгенофазовим аналізом тампонажного каменю уточнено склад новоутворень у процесі гідратації ДЗТС. Визначено раціональні температурні режими тужавіння ДЗТС за критеріями міцності і газопроникності цементного каменю.

Проведено підбір оптимальних рецептур доломіто-золотих тампонажних сумішей.

2. АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ (analysis of latest research)

Однією з основних проблем цементування свердловин є підвищення якості ізоляції затрубного простору при одночасному зниженні вартості цементувальних робіт. Також враховуючи зростання вартості цементу та його дефіцитність актуальною стає задача економії енергоємного тампонажного цементу. Вирішення цієї складної задачі лежить в області застосування побічних мінеральних продуктів і відходів промисловості.

Метою проведених досліджень є створення нових тампонажних матеріалів з використанням побічних мінеральних продуктів промисловості. Застосування техногенних мінеральних матеріалів забезпечить зниження вартості тампонажних робіт при високій якості кріплення свердловин.

У 1980-х роках на бурових підприємствах України використовувались цементно-золяні суміші (ЦЗС), в яких як домішка до тампонажних портландцементів використовувались кислі золи-виносу від спалювання кам'яного вугілля на електростанціях [1]. Застосування кислих зол-виносу ТЕС зумовлено їх пуцолановою активністю, що позитивно впливає на термостійкість і корозійну стійкість цементів [2]. Дослідження технологічних властивостей цементно-золяних сумішей проведені Полтавським відділенням Українського державного геологорозвідувального інституту (ПВ УкрДГРІ) [1, 2, 3]. Їх перевагами є підвищена термокоровійна стійкість каменю; понижена густина тампонажних розчинів; збільшення часу прокачування розчину при високих температурах а також зменшення вартості тампонажного матеріалу.

Кислі золи утворюються при спалюванні кам'яного вугілля Вони мають невисокий вміст оксиду кальцію (до 6 %).

Б.В. Крихом¹ проводилось вивчення тампонажних в'язучих матеріалів на основі сумішей портландцементу і висококальцієвої золи естонських горючих сланців [2]. Такі тампонажні суміші показали високі експлуатаційні властивості, зокрема розширення тампонажного каменю, але температура їх застосування становить 90 – 100 °С.

¹ Український дослідник, завідувач лабораторії, старший науковий співробітник ПВ УкрДГРІ

У 1990–х роках були розроблені тампонажні суміші з використанням висококальцієвої золи Прибалтійських горючих сланців та кислих зол–виносу від спалювання кам'яного вугілля [2, 4]. Але їх впровадження припинилось з технічних причин.

3. ПОСТАНОВКА МЕТИ (goal setting)

Метою даної роботи є вивчення фізико–хімічних особливостей гідратації доломіто–золених тампонажних матеріалів та закономірностей процесу їх тужавіння. Для досягнення цієї мети поставлені такі завдання досліджень:

- вивчення складу продуктів гідратації доломіто–золених тампонажних сумішей, що тужавіють тривалі терміни при високих температурах;
- вивчення залежності технологічних властивостей каменю на основі доломіто–золених тампонажних сумішей від фізико–хімічних чинників, зокрема, складу тампонажної суміші, температури, тиску і тривалості тужавіння.

2. МЕТОДИ ТА МАТЕРІАЛИ (Methods and materials)

Густина порошоків визначалася з допомогою пікнометра. Знання величини об'ємної (насіпної) маси порошокоподібних матеріалів необхідне для розрахунку кількості матеріалу при об'ємному дозуванні, наприклад, у бункері цементозмішувальної машини. Цей параметр визначався у пухкому й ущільненому стані [2, 5].

Питома поверхня порошоків визначалась на приладі ПСХ (прилади Ходакова <http://khodakov.ru/priboryi-psh/>) методом повітропроникності [2, 5].

Фракційний склад вихідних сипучих матеріалів визначався просіванням їх через сита, потім обчислювався відсотковий вміст фракцій [5].

Приготування (замішування) тампонажних розчинів здійснювалося стандартним способом за допомогою змішувача лопатевого зі швидкістю обертання лопатевого пристрою (1500 ± 100) хв.⁻¹, згідно з ДСТУ Б В.2.7–86–99, з використанням води з водопровідної мережі, кількість якої добавлялась відповідно з визначеним водосумішевим відношенням (В/С) [6].

Водосумішеве відношення визначалось виходячи із розтічності розчинів доломіто–золених тампонажних сумішей за допомогою конуса КР–1 (2, 7). Згідно з ДСТУ Б В.2.7–86–99, розтічність тампонажних розчинів повинна бути у межах 0,18 – 0,22 м розпливу на крузі.

Властивості розчинів оцінювались седиментаційною стійкістю та швидкістю водовіддачі, які визначались за стандартною методикою [2, 7].

Густина тампонажних розчинів визначалась за допомогою відкаліброваного пікнометра місткістю 100 см³.

Водовідділення визначалось за стандартною методикою [2, 7]. Згідно з ДСТУ Б В.2.7–86–99, для тампонажних портландцементів величина водовідділення повинна становити не більше ніж $7,5 \div 10$ мл.

Час загуснення тампонажних розчинів визначався на консистометрі КЦ–3 в одиницях консистенції Бердена (Вс), відповідно до метрологічної системи ДСТУ Б В.2.7–88–99, яка є безрозмірною величиною і не перебуває у прямому взаємозв'язку з в'язкістю. Згідно з ДСТУ Б В.2.7–86–99, часом загуснення цементного тіста є термін часу від початку замішування цементу з водою до моменту досягнення цементним тістом консистенції 30 Вс [2, 5].

Автоклавування взірців проводилось в установці АУ–1–71–ІЭ, конструкції Полтавського відділення УкрНДГРІ, яка розрахована на максимальний робочий тиск 100 МПа і максимальну температуру 523 К. Відхилення від заданої температури $\pm 5^0$. Зразки формувались у вигляді циліндрів висотою та діаметром 3 см [2].

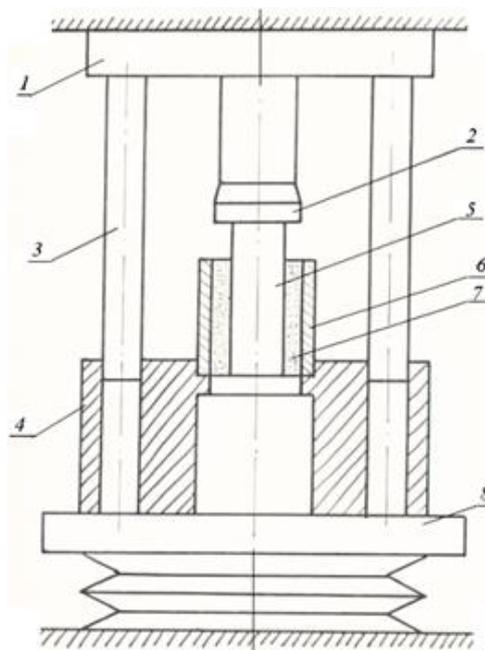
Визначення границь міцності каменю проводилось за типовими методиками при стискуванні на пресі ПСУ–10 [2, 7].

Визначення газопроникності зразків каменю здійснювалось на установці ГК–5 за методикою, яка описана в роботах [2, 5, 7].

Міцність контакту зразків каменю з обмежувальною металевою поверхнею оцінювалася зчепленням затужавілого каменю з металевим стрижнем і оцінювалася як дотична напруга зсуву, при котрій порушується контакт “цемент–метал” під час витискування стрижня. Для вивчення сили зчеплення зразків каменю з металом використовувався лабораторний прес ПСУ–10 з гідравлічним приводом і спеціальною приставкою для вивчення адгезії (рис. 1).

Рисунок 1 – Приставка до пресу ПСУ–2 для визначення адгезії тампонажного каменю з металом

1 – навантажувальна плита; 2 – пуансон; 3 – центруючі стрижні; 4 – корпус; 5 – стальний стрижень; 6 – циліндрична форма; 7 – цементний камінь; 8 – рухома плита гідравлічного пресу ПСУ–10



Рентгенофазовий аналіз здійснювали за допомогою апарату ДРОН–2 при мідному катоді з монохроматором, установленим на відбитому пучку випромінювання. Зйомку рентгенограм проводили за таких умов. Розмір щілин, які обмежують пучок рентгенівських променів, дорівнював $0,002 \times 0,004$ м, розмір щілин перед лічильником – $0,0025 \times 0,008$ м; досліджуваним матеріалом навантажували кювету діаметром $0,0275$ м і глибиною $0,005$ м; при зніманні кювета оберталась у горизонтальній площині з постійною швидкістю 20 хв⁻¹. Швидкість обертання лічильника становила 2 градуси на хвилину. Напруга на катоді дорівнювала 29 кВ, сила струму – 19 мкА, швидкість руху стрічки досягала $0,72$ м/год [2, 3, 5, 8, 9].

4. ВИКЛАД ОСНОВНОГО МАТЕРІАЛУ І РЕЗУЛЬТАТИ (Results and Discussion)

З метою забезпечення бурових підприємств нафтогазової галузі України якісними термостійкими тампонажними матеріалами та їх здешевлення і покриття дефіциту в цих матеріалах дослідниками на лабораторній базі Полтавського відділення Українського державного геологорозвідувального інституту (ПВ УкрДГРІ) розроблено рецептури термостійких доломіто–золотих тампонажних сумішей (ДЗТС) з високими технологічними властивостями.

Тампонажний розчин одержували з доломіто–золотої суміші, яка включала такі компоненти: побічний продукт випалювання доломіту – доломітове борошно напіввипалене (ДБН) (тонкодисперсний пиловидний доломіт), кисла зола–виносу Ладижинської або Курахівської ДРЕС, рідина замішування – технічна (водопровідна) вода. Деякі рецептури додатково вміщували тампонажний портландцемент ПЦТІ–100.

ДБН утворюється у процесі випалювання доломіту в обертових печах. Відділення ДБН від кінцевого продукту – металургійного доломіту проходить за методом протитоку, тобто доломітова сировина випалюється і рухається до одного кінця, а ДБН повітряним потоком направляється до зворотного кінця печі. Тому ДБН вміщує значний відсоток (63–36 %) невипаленого доломіту [2]. ДБН виготовляється згідно з ТУ 14–14–147–85 і являє собою порошок від сіро–зеленого до коричневого кольору. Має густину $2700 - 2850$ кг/м³ та питому поверхню $260 - 290$ м²/кг. Гранулометричний склад фракцій за ситовим аналізом:

1 мм – 0,50 %; 0,5 мм – 0,50 %; 0,25 мм – 3,9 %; 0,1 мм – 87,5 %.

Хімічний склад за оксидами:

CaO – $36 \div 40$ %; MgO – $19 \div 22$ %; Fe₂O₃ – $1,5 \div 2,5$ %; Al₂O₃ – $0,5 \div 1,0$ %; SO₃ – до 0,5 %; SiO₂ до 2 %; в.п.п. (втрати маси при прокалюванні) – $30 \div 36$ %.

З обертових печей ДБН надходить в осадкові камери де збираються найбільш крупні фракції. Дрібні фракції ДБН (доломітовий пил) через котел–утилізатор надходить у батарейні циклоні, а потім на електрофільтри. З циклонів і фільтрів ДБН з допомогою насосів через відвантажувальний бункер подається у залізничні вагони. Для поставки споживачам йде суміш циклонного (до 10 – 15 %) та електрофільтрового ДБН (85 – 90 %).

У тампонажних сумішах як кремнеземиста домішка були використані кислі золи-виносу ТЕС. У розроблених тампонажних сумішах досліджувались композиції з використанням кислої золи Курахівської (ЗКк) та Ладжинської (ЗКл) ДРЕС [2 – 4].

Зола-виносу кисла Курахівської ДРЕС – порошок темно-сірого кольору, густиною 1950 – 2050 кг/м³, питома поверхня 350 – 400 м²/кг. Насипна маса 1100 – 1150 кг/м³.

Хімічний склад за оксидами:

SiO₂ – 52,0 – 54,0 %; Al₂O₃ – 15,0 – 24,0 %; Fe₂O₃ – 17,0 – 23,0 %; CaO – 2,2 – 2,8 %; MgO – 2,0 – 3,0 %; K₂O+Na₂O – 1,7 ÷ 3,4 %; в.п.п. (втрати маси при прокалюванні) – 3,4 ÷ 3,7 %.

Зола-виносу кисла Ладжинської ДРЕС – порошок зеленувато-сірого кольору, густиною 2300 – 2500 кг/м³, питома поверхня 230 – 250 м²/кг, насипна маса – 1500 – 1600 кг/м³.

Хімічний склад за оксидами:

SiO₂ – 55,0 ÷ 59 %; Al₂O₃ – 21,0 ÷ 24,0 %; Fe₂O₃ – 10,0 ÷ 12,0 %; CaO – 2,0 ÷ 2,2 %; MgO – 1,9 ÷ 2,1 %; K₂O+Na₂O – 1,8 ÷ 2,3 %; в.п.п. – 5,1 ÷ 5,4 %.

Головними чинниками, що впливають на фазовий склад тампонажних матеріалів, які тужавіли в умовах глибоких свердловин, є температура, тиск і час, при цьому вплив тиску незначний [3, 10 – 17].

Відомо, що тампонажні портландцементи для «помірних» температур, наприклад, тампонажний портландцемент ПЦТІ-100 небажано використовувати при температурах вищих 90 °С у зв'язку з його низькою термостійкістю [2, 5].

Серед науковців існують різні пояснення негативного впливу температури на термостійкість цементного каменю. Найпоширенішою є теорія, згідно з якою зменшення міцності при температурах 100 °С і вищих відбувається тому, що утворюються високоосновні гідросилікати кальцію типу C₂SH(A), схильні до перекристалізації [2, 5]. Це призводить до руйнування сформованої структури цементного каменю. Уникнути негативного впливу високих температур на цементний камінь можна при введенні до складу портландцементу активної мінеральної (пуццоланової) домішки, яка містить кремнезем. У цьому випадку в цементному розчині знижується концентрація оксиду кальцію внаслідок чого у процесі кристалізаційного тужавіння серед новоутворень ідентифікуються низькоосновні гідросилікати типу CSH(B); такий камінь має високі показники міцності.

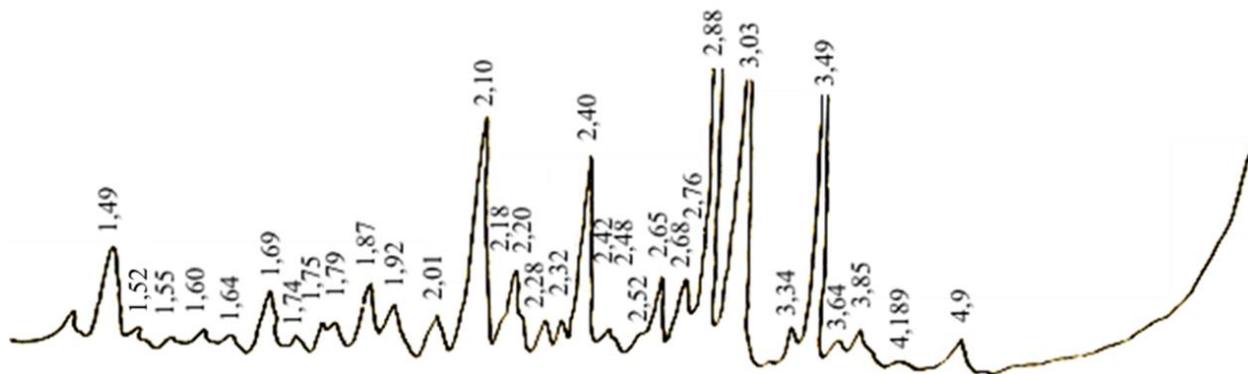


Рисунок 2 – Рентгенограма негідратованого ДБН

На рисунку 2 наведена рентгенограма негідратованого ДБН. На ній чітко прослідковуються основні рефлекси, які відповідають кальциту – $d = (1,60; 1,92; 3,03; 3,85...) \times 10^{-10}$ м, доломіту – $d = (2,01; 2,18; 2,88) \times 10^{-10}$ м, безводному гіпсу (ангідриту) – $d = (1,74; 1,87; 2,32; 3,49) \times 10^{-10}$ м, оксиду кальцію – $d = (1,69; 2,40; 2,76) \times 10^{-10}$ м, оксиду магнію – $d = (1,49; 2,10; 2,42...) \times 10^{-10}$ м, гідроксиду кальцію – $d = (1,79; 2,65; 4,90) \times 10^{-10}$ м, який утворився внаслідок взаємодії CaO з вологою повітря.

На рисунках 3, 4 наведені рентгенограми сумішей ДБН із золою Курахівської ДРЕС, які тверділи протягом різних термінів часу при температурах 75 та 100 °С відповідно. На початковій фазі гідратації значних змін у фазовому складі не спостерігається (рис. 3). Дещо зменшується інтенсивність піків CaO та MgO, відповідно зростає інтенсивність піків Ca(OH)₂, дещо змінюються рефлекси, які відповідають кремнезему – $d = (2,28; 3,34; 4,25) \times 10^{-10}$ м, спостерігаються також слабкі піки гідросилікатів кальцію типу C₂SH₂ – $d = (1,83; 2,80; 3,08) \times 10^{-10}$ м, а також гідроалюмінату кальцію C₄AH₁₂ – $d = (2,50; 2,88; 4,09; 10,60) \times 10^{-10}$ м.

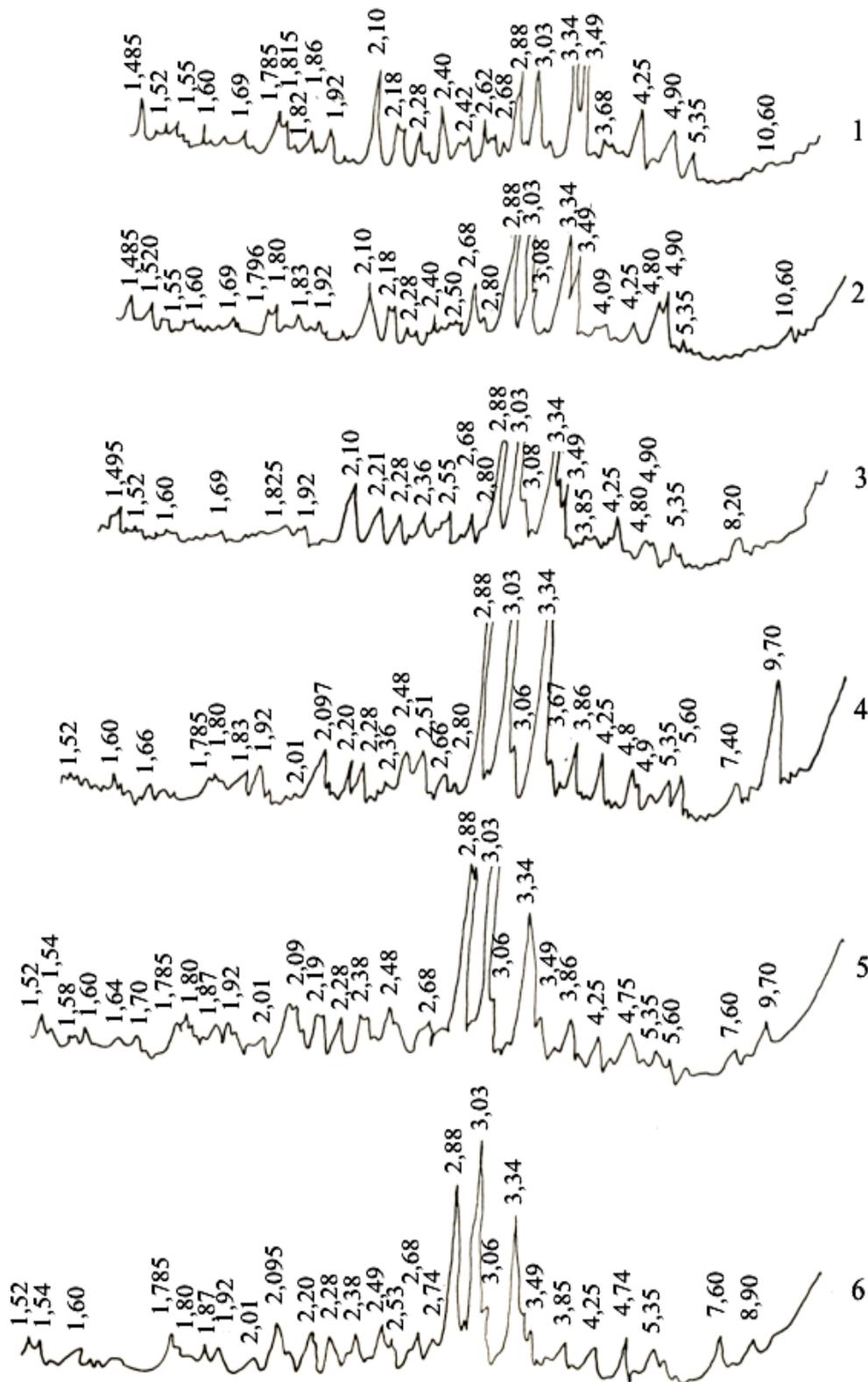


Рисунок 3 – Рентгенограми гідратованих доломіто-зольних тампонажних сумішей (ДЗТС)

В'язучий матеріал – ДБН : ЗКк – 50 : 50; В/С = 0,55; умови тужавіння: $t = 75^{\circ}\text{C}$; $P = 30$ МПа; час тужавіння: 1 – 1 год; 2 – 8 год, 3 – 1 доба; 4 – 2 доби; 5 – 28 діб; 6 – 180 діб.

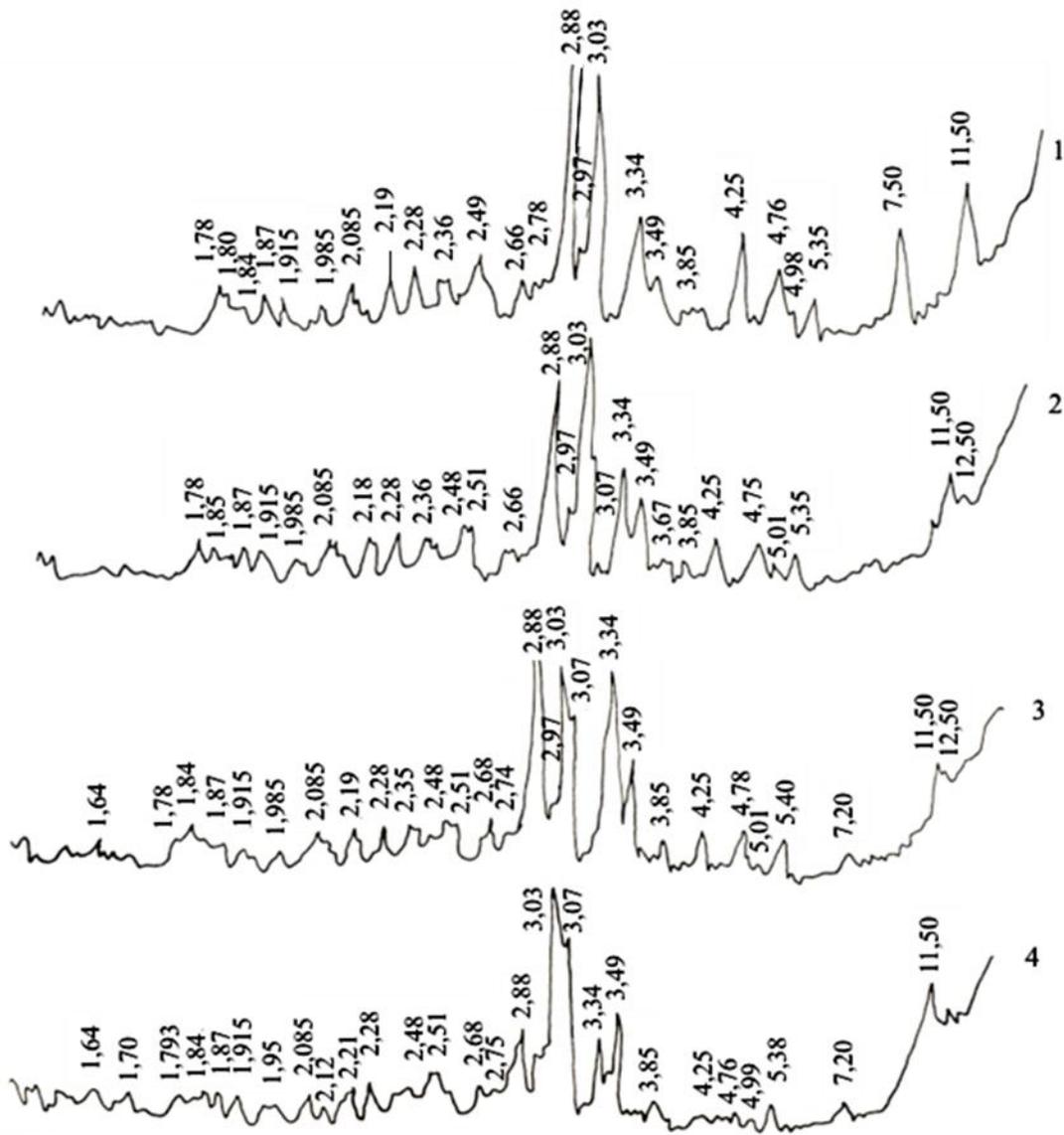


Рисунок 4 – Рентгенограми гідратованих доломіто–зольних тампонажних сумішей (ДЗТС).

В'язучий матеріал – ДМН : ЗКк – 50 : 50; В/С = 0,55; умови тужавіння: $t = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P = 40\text{ МПа}$; час тужавіння: 1 – 2 доби; 2 – 7 діб; 4 – 28 діб; 5 – 180 діб.

Протягом перших 8 годин гідратації процеси описані вище, в основному, продовжуються.

Через 1 добу відбуваються значні зміни складу продуктів гідратації, що супроводжуються формуванням кристалізаційної структури зразків тампонажної композиції. В цей період відбувається утворення гідросульфоалюмінатів кальцію – $d = (3,86; 5,60; 9,70) \times 10^{-10}\text{ м}$, перехід чотирьокальцієвого гідроалюмінату C_4AH_{19} в C_4AH_{13} – $d = (2,48; 3,9; 8,2) \times 10^{-10}\text{ м}$, а також перехід високоосновного гідросилікату кальцію C_2SH_2 в CSH(B) – $d = (1,66; 1,825; 2,80; 3,03) \times 10^{-10}\text{ м}$.

Під час тривалої гідротермальної дії на зміну фазового складу новоутворень суттєво впливає перекристалізація, яка протікає з плином часу. Через 28 діб тужавіння в автоклаві поруч з гідросульфоалюмінатами, гідроалюмінатами кальцію і магнію утворюються гідрогранати – $d = (1,64; 1,985; 2,84; 5,0) \times 10^{-10}\text{ м}$ та двоводний гіпс переходить в ангідрит – $d = (1,87; 2,20; 3,49) \times 10^{-10}\text{ м}$. ДБН : ЗКк – 50 : 50; В/С = 0,55; умови тужавіння: $t = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P = 30\text{ МПа}$; терміни 1. – 1 год; 2. – 8 год, 3. – 1 доба; 4. – 2 доби; 5. – 28 діб; 6. – 180 діб

Через 180 діб етрингіт (важкорозчинний гідросульфоалюмінат кальцію) повністю розкладається і на рентгенограмі залишаються лінії моносульфоалюмінату кальцію. Інших фазових змін, практично, не відбувається. Продукти гідратації представлені низькоосновним гідросилікатом кальцію типу CSH(B) , серпентином, C_3ASH_4 , ангідридом.

Для температури $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ характерні деякі відмінності (рис. 3). Через 2 доби тужавіння на рентгенограмах ідентифікується двоводний гіпс – $d = (2,87; 4,29; 7,6) \times 10^{-10}\text{ м}$, гідроксид магнію

– $d = (1,80; 2,36; 4,16) \times 10^{-10}$ м, гідрогранати – $d = (1,985; 2,74; 4,98) \times 10^{-10}$ м, тоберморит – $d = (1,84; 2,97; 11,5) \times 10^{-10}$ м, серпентин – $d = (2,09; 2,49; 2,51) \times 10^{-10}$ м, а також ангідрид, кварц, доломіт, кальцит. Через 7 діб цей склад в основному зберігається і практично не змінюється на протязі 180 діб, змінюється тільки кількість мінералів зменшується вміст кварциту, доломіту, кальциту і відповідно зростає кількість гідратованих матеріалів.

Отже, камінь із доломіто–золотих сумішей має високі експлуатаційні властивості: має високу міцність і низьку проникність в температурному діапазоні 50 – 140 °С. Крім того, тампонажні розчини на основі доломіто–золотих сумішей мають велику тривалість прокачуваності (при 75 °С більше 3–х годин), яка при більш високих температурах, легко регулюється стандартними реагентами–сповільнювачами (табл. 1) [18]. Це дає підставу для обґрунтованого висновку про придатність доломіто–золотих сумішей для цементування продуктивних горизонтів у складних гірничо–геологічних умовах [19].

Таблиця 1 – Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі ДЗТС

| № з/п | Масова частка компонентів, мас. % | | | | | | В/С | Густина, кг/м ³ | Рухливість, м | Водовідділення, мл | Прокачуваність, год–хв. | |
|-------|-----------------------------------|----------|-----|-----|---------|------|------|----------------------------|---------------|--------------------|-------------------------|------------------------|
| | ДБН | ПЦТІ–100 | ЗКл | ЗКк | КЛСТ–МЕ | НТФК | | | | | t = 75 °С, P = 30 МПа | t = 100 °С, P = 40 МПа |
| 1 | 20 | 10 | 70 | | | | 0,50 | 1700 | 0,20 | 2,5 | | |
| 2 | 20 | 10 | 70 | | 1,0 | | 0,50 | 1700 | 0,20 | 2,5 | 3–40 | 3–00 |
| 3 | 30 | | 70 | | | | 0,45 | 1720 | 0,22 | 1,25 | 3–20 | |
| 4 | 30 | | 70 | | 1,0 | | 0,45 | 1720 | 0,22 | 1,25 | | 3–45 |
| 5 | 50 | | 50 | | 1,0 | | 0,43 | 1820 | 0,18 | 0 | 3–50 | 3–10 |
| 6 | 70 | | 30 | | | | 0,50 | 1750 | 0,18 | 0 | | |
| 7 | 20 | 10 | | 70 | | | 0,58 | 1565 | 0,18 | 5,0 | 4–05 | |
| 8 | 20 | 10 | | 70 | | 0,03 | 0,58 | 1565 | 0,18 | 5,0 | | 3–30 |
| 9 | 30 | | | 70 | | | 0,58 | 1560 | 0,18 | 5,0 | | |
| 10 | 40 | 10 | | 50 | | | 0,55 | 1640 | 0,18 | 6,25 | | |
| 11 | 50 | | | 50 | | | 0,56 | 1600 | 0,18 | 10,0 | 5–00 | |
| 12 | 50 | | | 50 | | 0,03 | 0,56 | 1600 | 0,18 | 10,0 | | 4–15 |
| 13 | 70 | | | 30 | | | 0,52 | 1660 | 0,19 | 11,25 | | |

Густина тампонажних розчинів в досліджуваних рецептурах змінюється від 1565 до 1829 кг/м³. При введенні в суміш золи Курахівської ДРЕС рецептури мають полегшену густину, а при введенні золи Ладижинської ДРЕС – нормальну густину.

Дослідження прокачуваності, проведені на консистометрі КЦ–3 (табл. 1), дають підстави рекомендувати для свердловин з пластовою температурою 75 °С як сповільнювач загущення конденсований лігносульфонат (КЛСТ–МЕ), а для температури 100 °С нітрлотриметилфосфонову кислоту (НТФК)

При температурах 75 °С і нижчих усі склади мають тривалість прокачуваності більшу трьох годин, тому можливе застосування ДЗТС без сповільнювача для цементування неглибоких свердловин.

Одним з основних показників якості цементного каменю є його міцність. Деякі дослідники вважають, що вимоги до міцності часто завищені а основна функція каменю у свердловині ізолююча. Підвищення міцності, як правило, призводить до зниження деформованості утвореного цементного каменю. Виходячи з даних [2] мінімально допустима міцність на стискування тампонажного каменю складає 0,91 ÷ 3,50 МПа.

В таблицях 2, 3, 4 наведені показники міцності, газопроникності і адгезії каменю з ДЗТС, що тужавили при різних температурах і тисках.

Слід відзначити, що міцність переважної більшості досліджуваних рецептур відповідає вимогам до полегшених і нормальних тампонажних цементів (табл.2).

Із збільшенням часу тужавіння міцність зростає, а газопроникливість знижується у всіх без виключення складів, що підтверджує їх високу термостійкість і дозволяє використовувати їх при високих температурах.

Для підвищення швидкості набору міцності при температурах нижчих 75 °С до рецептур можна добавляти портландцемент.

Низька газопроникливість дозволяє рекомендувати більшість рецептур для цементування експлуатаційних колон газових свердловин (табл. 3).

Таблиця 2 – Міцність тампонажного каменю на основі ДЗТС

| № з/п | Масова частка компонентів, мас. % | | | | Міцність на стиснення, МПа | | | | | | | |
|-------|-----------------------------------|----------|-----|-----|----------------------------|--------|--------------------------|--------|---------------------------|--------|---------------------------|--------|
| | ДБН | ПЦТІ-100 | ЗКл | ЗКк | t = 50 °С, P = 20 МПа | | t = 75 °С, P = 30 МПа | | t = 100 °С, P = 40 МПа | | t = 140 °С, P = 60 МПа | |
| | | | | | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб |
| 1 | 20 | 10 | 70 | | 1,3 | 5,5 | 2,2 | 10,2 | 3,5 | 12,8 | 7,1 | 12,0 |
| 2 | 30 | | 70 | | 1,0 | 4,6 | 4,0 | 5,2 | 4,0 | 11,3 | 6,4 | 12,2 |
| 3 | 40 | 10 | 50 | | 2,0 | 7,5 | 3,0 | 8,2 | 4,7 | 15,0 | 8,8 | 11,1 |
| 4 | 50 | | 50 | | 1,7 | 5,5 | 2,1 | 8,4 | 3,6 | 11,2 | 6,8 | 11,0 |
| 5 | 20 | 10 | | 70 | 0,4 | 2,5 | 2,9 | 6,8 | 6,6 | 15,7 | 13,1 | 16,1 |
| 6 | 40 | 10 | | 50 | 0,6 | 2,5 | 3,5 | 7,1 | 6,5 | 15,1 | 14,0 | 13,1 |
| 7 | 50 | | | 50 | – | 2,2 | 1,2 | 3,2 | 2,6 | 4,1 | 4,0 | 4,4 |

Таблиця 3 – Газопроникність тампонажного каменю на основі ДЗТС

| № з/п | Масова частка компонентів, мас. % | | | | Газопроникність, мкм ² × 10 ⁻³ | | | | | | | |
|-------|-----------------------------------|----------|-----|-----|--|--------|--------------------------|--------|---------------------------|--------|---------------------------|--------|
| | ДБН | ПЦТІ-100 | ЗКл | ЗКк | t = 50 °С, P = 20 МПа | | t = 75 °С, P = 30 МПа | | t = 100 °С, P = 40 МПа | | t = 140 °С, P = 60 МПа | |
| | | | | | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб |
| 1 | 20 | 10 | 70 | | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| 2 | 30 | | 70 | | 2,2 | 1,6 | 1,6 | 1,0 | 1,4 | 0,9 | 1,0 | 1,0 |
| 3 | 40 | 10 | 50 | | 2,5 | 1,6 | 1,9 | 1,5 | 1,8 | 1,5 | 1,0 | 0,9 |
| 4 | 50 | | 50 | | 2,0 | 1,1 | 1,3 | 0,5 | 0,7 | 0,4 | 0,6 | 0,4 |
| 5 | 20 | 10 | | 70 | 2,6 | 1,1 | 1,4 | 1,2 | 1,3 | 0,9 | 1,0 | 0,7 |
| 6 | 40 | 10 | | 50 | 2,0 | 0,9 | 1,4 | 1,1 | 1,3 | 0,8 | 1,1 | 0,8 |
| 7 | 50 | | | 50 | – | 1,0 | 1,6 | 1,1 | 1,6 | 0,9 | 1,0 | 0,9 |

Таблиця 4 – Адгезія тампонажного каменю до металу на основі ДЗТС

| Масова частка компонентів, мас. % | | | | Сила зчеплення, МПа | | | | | |
|--------------------------------------|----------|-----|-----|--------------------------|--------|---------------------------|--------|---------------------------|--------|
| ДБН | ПЦТІ-100 | ЗКл | ЗКк | t = 75 °С, P = 30 МПа | | t = 100 °С, P = 40 МПа | | t = 140 °С, P = 60 МПа | |
| | | | | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб | 2 доби | 28 діб |
| 30 | | 70 | | 0,8 | 1,2 | 0,6 | 3,3 | 3,2 | 4,6 |
| 50 | | | 50 | 0,4 | 0,9 | 0,3 | 1,8 | 2,5 | 3,3 |

Однією з основних причин обводнення свердловин є недостатній контакт цементного каменю з обсадними трубами і породами, які складають стінки свердловин.

Зчеплення тампонажного каменю з граничною поверхнею залежить від багатьох чинників, причому головним з них є склад тампонажного матеріалу і температура. Пластовий тиск на адгезію впливає мало [2, 5].

Аналізуючи одержані результати (табл. 4) можна відзначити наступне. Як правило адгезія пов'язана з міцністю каменю і чим вища міцність, тим вища сила зчеплення. Це особливо проявляється на прикладі портландцементу, при температурі до 100 °С стандартний тампонажний камінь має високу адгезію з металом. При 140 °С міцність тампонажного каменю різко знижується тому, що він недостатньо термостійкий, відповідно знижується і адгезія [2, 5].

5. ВИСНОВКИ (Conclusions)

5.1. Методом рентгенофазового аналізу тампонажного каменю уточнено склад продуктів гідратації доломіто-золотих тампонажних сумішей, що тужавили тривалі терміни при високих температурах. Встановлено, що новоутворення при тужавінні ДЗТС, містять низькоосновний гідросилікат кальцію типу CSH(B), тоберморит, серпентин, трикальцієвий гідросульфалюмінат типу C₃ASH₄ і гідрогранати. Це дає підставу для прогнозування високої термостійкості і міцності доломіто-золотого тампонажного каменю. Відсутність гідроксиду кальцію дає підставу прогнозувати стійкість тампонажного каменю у водному середовищі та в середовищах з високою концентрацією MgCl₂ і MgSO₄.

5.2. Дослідження залежності технологічних властивостей тампонажного каменю на основі ДЗТС від фізико-хімічних чинників, зокрема, складу тампонажної суміші, температури, тиску і тривалості тужавіння дають підстави встановити наступне: – 28-и добова міцність тампонажного каменю в середньому у 2 рази перевершує 2-х добову; – найвищу міцність мають ДЗТС з домішкою ПЦТІ-100, що тверділи при t = 100 °С та 140 °С; газопроникливість тампонажного каменю, отриманого на основі ДЗТС знаходиться в межах (0,4÷1,9)×10⁻³ мкм², що достатньо для якісної ізоляції свердловин.

Результатом проведеної роботи є створення ДЗТС густиною 1540 – 1820 кг/м³. Основою для даної розробки є побічний продукт випалювання доломіту і кислі золи виносу ТЕС. За своїми експлуатаційними властивостями, при їх комплексному розгляді, розроблені ДЗТС характеризуються: термостійкістю; високою міцністю; – малою проникливістю; – широким діапазоном зміни густин.

Symbols

ПЦТІ-100 – портландцемент тампонажний для помірних температур;
 ТЕС – теплова електростанція;
 ЦЗС – цементно-зольна суміш;
 ДРЕС – державна районна електростанція;
 ПВ УкрДГРІ – Полтавське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту;
 АУ-1-71-ІЕ – автоклавна установка конструкції Полтавського відділення УкрДГРІ;
 В/С – водосумішеве відношення;

ЗКк – кисла зола Курахівської ДРЕС;
ЗКл – кисла зола Ладигенської ДРЕС;
КЛСТ–МЕ – конденсований лігносульфонат;
НТФК – нітрлотриметилфосфонова кислота;
Позначення хімічних формул деяких мінералів (прийняті в технології цементів):
С – CaO;
S – SiO₂;
А – Al₂O₃;
Н – H₂O;
(А), (В) – модифікація гідросилікатів кальцію;
3CaO·Al₂O₃·3CaSO₄·31H₂O – етрінгіт (гідросульфоалюмінат кальцію трисульфатної форми);
Ca(OH)₂ – гідроксид кальцію;
Mg(OH)₂ – гідроксид магнію.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Орловський В. М. Полегшені тампонажні суміші / В. М. Орловський, А. М. Похилко // Мінеральні ресурси України. – № 3. – Київ, 2018. – С. 42 – 45.
2. Орловський В. М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні: Монографія / В. М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.
3. Physico–Chemical Peculiarities of Weighted Thermostable Plugging Materials Hydration // Vitalii Orlovskiy , Myroslav Malovanyu , Volodymyr Biletskyi, Mykola Sokur / Chemistry & Chemical Technology, 2021 Vol. 15, No. 4, pp. 599–607. <https://doi.org/10.23939/chcht15.04.599>
4. Orlovskiy V. M. Heat–Resistant Backfill Materials, Expanding During Hardening / V. M. Orlovskiy, V. S. Biletskyi, N. A. Desna, N. V. Ponomarenko // Petroleum and Coal, 2021. – № 63(1). – P. 8 – 16.
5. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В. Ф. Горський. – Чернівці: 2006. – 524 с.
6. Дворкін Л. Й. Фізико–хімічні і фізичні методи дослідження будівельних матеріалів / Л. Й. Дворкін, І. Г. Скрипник. – Рівне: НУВГП, 2006. – 220 с.
7. Булатов А. И. Методы испытания тампонажных материалов в 2–х томах / А. И. Булатов, С. А. Шаманов. – Краснодар: Просвещение–Юг, 2002. – т. 1. – 340 с.
8. Пушаровский Д.Ю. Рентгенография минералов. – Москва : ЗАО "Геоинформмарк", 2000. – 288 с.
9. Низамутдинов Э. А. Исследование фазового состава высокотемпературного цемента / Э. А. Низамутдинов // Наука, образование и культура. 2017. – Т. 2. – № 5. – С. 5 – 8.
10. Агзамов Ф. А. Химия тампонажных и промывочных растворов / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов, Э. Ф. Токунова: СПб. – М.: Недра, 2011. – 268 с.
11. Kurdowski W. Chemia cementu i betonu / W. Kurdowski. – Warszawa: Polski cement, 2010. – 728 s.
12. Таймасов Б. Т., Классен В. К. Химическая технология вяжущих материалов / Б. Т. Таймасов, В. К. Классен. – Шимкент–Белгород, 2017. – 448 с.
13. Андреева Н.А. Химия цемента и вяжущих веществ / Н. А Андреева. – Санкт–Петербург: СПбГАСУ. – СПб., 2011. – 67 с.
14. Шмитько, Е. И. Химия цемента и вяжущих веществ / Е. И. Шмитько, А. В. Крылова, В. В. Шаталова. – Воронеж: ГАСУ, 2005. – 164 с.
15. Тейлор Х. Химия цемента : Перевод с англ. / Х. Тейлор . – Москва: Мир, 1996. – 560 с.
16. Брыков А. С. Химия силикатных и кремнеземсодержащих вяжущих материалов / А.С. Брыков. – Санкт–Петербург, 2011. – 147 с.
17. Кузьменков М. И. Вяжущие вещества и технология производства изделий на их основе / М. И. Кузьменков, Т. С. Куницкая. – Минск, 2003. – 218 с.
18. Изотов В. С. Химические добавки для модификации бетона / В. С. Изотов, Ю. А. Соколова. – М.: Палеотип, 2006. – 244 с.
19. Овчинников В.П. Физико–химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. – Тюмень: ТГНГУ, 2011. – 368 с.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Вивчення фізико-хімічних особливостей гідратації доломіто-золених тампонажних матеріалів та закономірностей процесу їх тужавіння. Для досягнення цієї мети поставлені такі завдання досліджень:

- вивчення складу продуктів гідратації доломіто-золених тампонажних сумішей, що тужавіють тривалі терміни при високих температурах;
- вивчення залежності технологічних властивостей каменю на основі доломіто-золених тампонажних сумішей від фізико-хімічних чинників, зокрема, складу тампонажної суміші, температури, тиску і тривалості тужавіння.

Методика. При проведенні досліджень використано теоретичні й експериментальні методи. Експерименти проведено на лабораторному обладнанні, яке моделює пластові умови. Вимірювання технологічних властивостей тампонажного розчину та утвореного каменю проводилось з використанням стандартного лабораторного обладнання. Зокрема густина тампонажних розчинів визначалась з допомогою пікнометра, водосумішеве відношення розчинів підбиралось за допомогою конусу розтічності КР-1, водовідділення розчинів визначалось за стандартною методикою згідно ДСТУ БВ.2.7-86-99, час загуснення розчинів визначався на консистометрі КЦ-3, для вивчення адгезії використовувався лабораторний прес ПСУ-10 з гідравлічним приводом і спеціальна приставка, визначення границь міцності каменю при вигині проводилось згідно ДСТУ БВ.2.7-86-99 на приладі для випробування зразків-балочок на розтягування при вигині, при стискуванні – на пресі ПСУ-10.

Кількість проведених експериментів достатня для одержання результатів з довірчою вірогідністю 0,95.

Результати. Уточнено склад продуктів гідратації доломіто-золених тампонажних сумішей, що тужавіють тривалі терміни при високих температурах. Встановлено, що новоутворення при тужавінні ДЗТС, містять низькоосновний гідросилікат кальцію типу CSH(B), тоберморит, серпентин, трикальцієвий гідросульфалюмінат типу C_3ASH_4 і гідрогранати. Створено термостійку ДЗТС густиною 1540 – 1820 кг/м³.

Наукова новизна. Створено новий тампонажний матеріал на основі суміші побічного продукту випалювання доломіту – доломітового борошна напіввипаленого (ДБН) (тонкодисперсний пиловидний доломіт) і кислої золи-виносу теплових електростанцій від спалювання кам'яного вугілля. Проведено підбір оптимальних рецептур доломіто-золених тампонажних сумішей.

Практична значимість. Результати роботи мають практичне застосування при цементуванні глибоких нафтових і газових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах геологорозвідувальних площ та промислових родовищ вуглеводневої сировини України.

Ключові слова: *тампонажний портландцемент, тампонажна суміш, доломіт, кисла зола виносу, водосумішеве відношення, цементний камінь.*

ABSTRACT (POLISH)

Objective. W artykule analizuje się problem poprawy jakości demarkacji skał oraz horyzontów naftowych i gazowych. Przedstawiono wyniki badań teoretycznych i eksperymentalnych składów cementowych na bazie mieszanek cementowych dolomitowo-popiołowych.

Opracowano i zbadano nowe konkurencyjne składy cementowe – mieszanki cementowe dolomitowo-popiołowe (DZTS) o gęstości 1565 – 1815 kg/m³. Składniki: uboczny produkt kalcynacji dolomitu (PPVD), cement portlandzki PCTI-100, kwaśny popiół z elektrowni ciepłych. Analiza fazowa rentgenowska kamienia cementowego wyjaśniła skład nowych formacji w procesie hydratacji DZTS. Racjonalne reżimy temperaturowe utwardzania DZTS zostały określone zgodnie z kryteriami wytrzymałości i przepuszczalności gazu kamienia cementowego.

Wybrano optymalne receptury mieszanek cementowych dolomitowo-popiołowych.

Celem pracy jest badanie cech fizykochemicznych hydratacji materiałów zatykających dolomitowo-żolowych i prawidłowości procesu ich utwardzania. Aby osiągnąć ten cel postawiono następujące zadania badawcze:

- badanie składu produktów hydratacji mieszanek tamponażowych dolomit-żol, które utwardzają się długo w wysokich temperaturach;

– badanie zależności właściwości technologicznych kamienia na bazie mieszanek tamponowych dolomit–zol od czynników fizykochemicznych, w szczególności składu mieszaniny tamponującej, temperatury, ciśnienia i czasu utwardzania.

Metoda. W badaniach wykorzystano metody teoretyczne i doświadczalne. Doświadczenia przeprowadzono na sprzęcie laboratoryjnym symulującym warunki w zbiorniku. Właściwości technologiczne roztworu tamponującego i uformowanego kamienia mierzono przy użyciu standardowego sprzętu laboratoryjnego. W szczególności oznaczano gęstość roztworów tamponowych za pomocą piknometru, dobierano stosunek zmieszania wody w roztworach za pomocą stożka rozpraszającego KR–1, określano rozdział wody w roztworach metodą standardową według DSTU BV.2.7–86 –99, oznaczano czas zagęszczania roztworów na konsystometrze KC–3, do badań przyczepności wykorzystano prasę laboratoryjną PSU–10 z napędem hydraulicznym i specjalną przystawką, określono granice wytrzymałości kamienia podczas zginania zgodnie z DSTU BV.2.7–86–99 na urządzeniu do badania próbek belek na rozciąganie podczas zginania, podczas ściskania – na prasie PSU–10.

Liczba przeprowadzonych eksperymentów jest wystarczająca do uzyskania wyników z poziomem ufności 0,95.

Wyniki. Wyjaśniono skład produktów hydratacji mieszanek cementowych dolomitowo–popiołowych, które twardniały przez długi czas w wysokich temperaturach. Ustalono, że nowe formacje podczas utwardzania DZTS zawierają niskozasadowy hydrokrzemian wapnia typu CSH(B), tobermoryt, serpentynit, hydrosulfoaluminian trójwapniowy typu C3ASH4 i hydrogranaty. Powstał odporny na ciepło DZTS o gęstości 1540 – 1820 kg/m³.

Nowość naukowa. Nowy materiał tamponażowy powstał na bazie mieszaniny produktu ubocznego spalania dolomitu – częściowo spalonej mąki dolomitowej (DBN) (dolomit pylisty drobno zdyspergowany) i kwaśnego popiołów z elektrowni ciepłych powstałych w wyniku spalania węgla kamiennego. Dokonano wyboru optymalnych receptur mieszanek tamponażowych dolomit–zol.

Praktyczne znaczenie. Wyniki pracy mają praktyczne zastosowanie w cementowaniu głębokich odwiertów ropy i gazu w trudnych warunkach górniczo–geologicznych obszarów poszukiwań geologicznych i przemysłowych złóż surowców węglowodorowych Ukrainy.

Słowa kluczowe: *tamponaż cement portlandzki, mieszanka tamponowa, dolomit, kwaśny popiół lotny, stosunek mieszaniny wodnej, kamień cementowy.*

ABOUT AUTHORS

В. М. Орловський канд. техн. наук, доцент Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Україна e–mail: svaroh13@ukr.net

В. С. Білецький д–р техн. наук, професор Національний технічний університет “Харківський політехнічний інститут”, Україна e–mail: biletsk@i.ua, <https>

Н. А. Десна, канд. техн. наук, доцент Державний економіко–технологічний університет, 50005, м. Кривий Ріг, вул. Медична, 16, Україна



УДК 622.7

АПРОКСИМАЦІЯ ДАНИХ ФРАКЦІЙНОГО АНАЛІЗУ ВУГІЛЛЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ОЧІКУВАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ЗБАГАЧЕННЯ

A.I. Samoilov (Провідний фахівець ТОВ «ЗБАГАЧУВАЛЬНА ФАБРИКА «СВЯТО-ВАРВАРИНСЬКА», кандидат технічних наук, тел. +380951058139, e-mail: anatoliy.samoylov@metinvestholding.com, samoylovai@gmail.com)

APPROXIMATION OF COAL FRACTIONAL ANALYSIS DATA FOR CALCULATION OF EXPECTED BENEFICIATION RESULTS

A.I.Samoilov ("Preparation plant "Sviato-Varvarynska", 85333, Sergiivka, Donetsk Reg, Ukraine)

Мета. Розробка науково обґрунтованої методики апроксимації даних фракційних аналізів вугілля для розрахунків балансів продуктів переробки з потрібними показниками якості.

Методи дослідження. Аналіз відомих методів обробки даних розшарування вугілля з використанням літературних джерел, метод узагальненого наведеного градієнту надбудови пошуку розв'язання Microsoft Excel, метод екстраполяції для розрахунку граничних параметрів вугілля, метод чисельного диференціювання та метод трапецій при інтегруванні.

Наукова новизна. Узагальнені недоліки існуючих методик аналітичного представлення кривих збагачуваності, які полягають у некоректному визначенні ординат точок при побудові кривої зольності елементарного шару. Показана можливість з допомогою сигмоподібних функцій з високою точністю апроксимувати залежність зольності фракцій, що спливли та потонули при розшаруванні у важких рідинах, для широкого спектру вугілля найбільших вугледобувних країн світу. Встановлені види взаємозалежності зольності елементарного шару та густини розділення.

Практичне значення. Використання розробленої методики дозволяє представити дані фракційного аналізу вугілля в аналітичному вигляді, відобразити їх у виді кривих збагачуваності та розрахувати основні теоретичні показники переробки при довільному значенні якості продуктів з застосуванням доступних засобів Microsoft Excel. Для складання балансів продуктів збагачення при умові отримання максимального виходу товарної продукції згідно з теоремою Рейнгардта запропонована методика знаходження зольності елементарного шару з використанням рівняння залежності зольності фракцій, що спливли та потонули. Отримані баланси після коригування стандартними методами з урахуванням додаткового шламоутворення та засмічення продуктів дозволяють підвищити точність розрахунку очікуваних показників продуктів збагачення вугілля при потрібній якості.

Результати. Розроблені моделі зв'язку параметрів фракційних аналізів вугілля з різними характеристиками у виді функції арктангенсу, що забезпечують середню відносну похибку апроксимації на рівні 0,3 %. Підтверджено високу якість апроксимації шляхом розрахунку технологічних показників та порівняння їх з фактичними даними.

Ключові слова: збагачення вугілля, фракційний аналіз, криві збагачуваності, взаємозв'язок параметрів, баланс продуктів переробки.

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними завданнями. При проектуванні збагачувальних фабрик для переробки вугілля, оцінки ефективності і планування роботи діючих підприємств, вибору режимів для досягнення максимального виходу товарного продукту та укладенні договорів з постачальниками сировини важливим є розрахунок об'єктивних балансів продуктів збагачення. В їх основі лежать дані розшарування сировини на фракції у рідинах різної густини, так як більша частина рядового вугілля збагачується гравітаційними методами завдяки відмінності густини корисного компоненту та породних мінералів. З застосуванням даних фракційних аналізів розраховуються теоретичні баланси, котрі коригуються з урахуванням додаткового шламоутворення та засмічення продуктів для отримання очікуваних практичних балансів продуктів збагачення [1]. Обмежена кількість фракцій розшарування приводить до того, що результати розрахунку якості товарних продуктів не співпадають з бажаними. Рекомендоване виконання аналізів з використанням рідини, густина якої співпадає з густиною розділення продуктів збагачення [1], не вирішує проблему через трудність передбачити значення необхідного параметру.

Аналіз досліджень і публікацій. Для визначення результатів розділення при довільному значенні якості концентрату дані фракційного аналізу можуть бути представлені у графічному вигляді, що дозволяє приблизно розраховувати теоретичні показники збагачення. Цей метод був запропонований Р. Анрі у 1905 році, використовується до сих пір та рекомендований стандартом [2]. Традиційно будуються чотири кривих збагачуваності, що представляють залежності між сумарним виходом фракцій, що спливли γ_c , та зольністю елементарного шару (крива λ), зольністю фракцій, що спливли (крива β) та густиною розділення (крива δ) та залежність між сумарним виходом фракцій, що потонули γ_n , і їхньою зольністю (крива θ). Крім даних фракційного аналізу для побудови графіків використовуються значення зольності вихідної проби вугілля A_0 , мінімальної (внутрішньої) зольності частинок вугілля A_{min} на рівні 1 – 2 % та максимальної зольності частинок породи A_{max} на рівні 95 – 98 %.

На відміну від кривих β , θ та δ , безпосередньо по даним фракційних аналізів неможливо збудувати основну криву збагачуваності Анрі λ в зв'язку з відсутністю координат точок. Тому пропонується проводити криву так, щоб площа під нею дорівнювала сумарній площі розташованих послідовно прямокутників зі сторонами, рівними виходу кожної фракції та її зольності [2].

З появою електронно-обчислювальних машин неодноразово проводилися спроби аналітичного представлення кривих збагачуваності. У більшості випадків ординату кривої λ для кожної зольності фракції A_ϕ визначають як точку, що відповідає середньоарифметичному виходу відповідної фракції [2]. Такі дані апроксимують з застосуванням інтерполяційних поліномів Лагранжа та квадратичних і кубічних сплайнів [3 – 5].

Пропонують також для кожного значення виходу фракцій, що спливли, визначати зольність елементарного шару, як середньоарифметичну величину зольностей суміжних фракцій [6]. Цей метод дозволяє проводити інтерполяцію даних лінійними функціями з отриманням бажаної кількості точок кривої λ . Недоліком усіх вищенаведених методів є необґрунтоване визначення координат опорних точок кривої, що доведено в роботі [7], та потреба в спеціальних програмах для ЄОМ.

Відома спроба підібрати функцію, яка б змогла описати криві збагачуваності на всьому їх протязі [8 – 10], хоча більшість фахівців висловлюють сумнів з цього приводу. Запропоновану функцію не доцільно використовувати для апроксимації даних фракційного аналізу, так як при розрахунку зольності фракцій середня відносна похибка досягає 20 % [9]. Крім того, визначена мінімальна зольність може перевищувати 6 % [10], що не характерно для коксівного вугілля Донбасу.

Запропонована нами методика [7] розрахунку значення зольності елементарного шару у вузьких межах густини розділення не дає змогу побудувати криву збагачуваності λ .

Постановка завдання. Таким чином, досі не знайдена можливість коректного визначення координат точок для побудови основної кривої збагачуваності λ на всьому її протязі, що знижує точність розрахунків балансів продуктів переробки вугілля та ускладнює застосування теореми Рейнгардта для досягнення максимального виходу товарної продукції [5, 7]. Для підвищення надійності результатів слід розробити обґрунтований метод апроксимації кривих збагачуваності на основі відомих зв'язків між параметрами фракційного складу вугілля.

Викладення матеріалу та результати. Зольність елементарного шару для будь-якої густини розшарування зв'язана з іншими показниками фракційного складу вугілля рівняннями у вигляді

$$\lambda = \beta + \gamma_c d\beta/d\gamma_c = \theta - \gamma_n d\theta/d\gamma_n \quad (1)$$

Враховуючи, що $d\gamma_c = -d\gamma_n$ та $\gamma_c / \gamma_n = (\theta - A_e)/(A_e - \beta)$, рівняння (1) можна перетворити до виду

$$d\theta/d\beta = (\theta - \lambda)(\theta - A_e)/((\lambda - \beta)(A_e - \beta)) \quad (2)$$

Аналіз рівняння (2) показує, що його рішення шляхом розділення змінних неможливе, так як λ пов'язана з β та θ , але, у разі знаходження функції $\theta = f(\beta)$ та її диференціювання, з'явиться можливість розраховувати зольність елементарного шару при довільних значеннях β чи θ . На відміну від кривої λ , усі координати шуканої функції, крім A_{min} та A_{max} , визначаються при обробці даних фракційного аналізу.

Для з'ясування виду функції побудовані графіки по даним, отриманим з літературних джерел (рис. 1). Були використані фракційні склади вугілля України та найбільших вуглевидобувних країн світу з зольністю від 5,8 % до 65,0 % та крупністю в межах 0,2 – 100 мм [5, 7, 11 – 18]. Як видно, криві можуть бути опуклими вгору чи вниз та мати перегин. Тобто, залежність θ від β для кожного складу вугілля може бути апроксимована різними функціями, але інтерес представляє знаходження універсальної функції опису даних аналізів різноманітного вугілля.

Враховуючи, що об'єктом дослідження є дані фракційного аналізу, отримані с похибками на стадії відбору проб, підготовки рідин різної густини для розшарування, при виконанні аналізу та визначенні вмісту золи, використання методу інтерполяції не доцільне. Тому був застосований метод найменших квадратів, а в якості моделей обрані сигмоподібні криві, форма яких чи окремих їх ділянок співпадає з кривими рис. 1. Апроксимація такими функціями поширена в техніці, біології, статистиці та економіці [19].

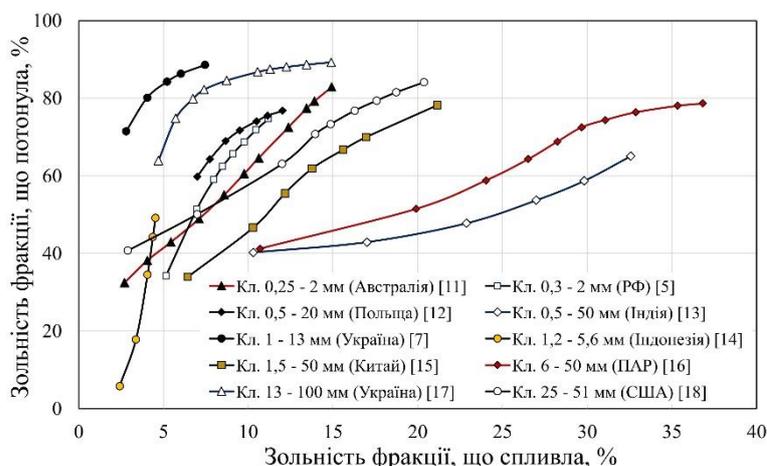


Рисунок 1 – Залежність зольності фракцій, що потонули та спливли при різній густині розшарування

До класу сигмоїд належать логістичні рівняння, функції арктангенсу, гіперболічного тангенсу, дрібно-раціональні функції та багато інших. У рамках даної статті здійснена спроба апроксимації функціями, які перелічені у табл. 1.

Коефіцієнти рівнянь a , b , c , d та σ визначають паралельне перенесення вздовж осі ординат та абсцис, розтягнення вздовж осі ординат, положення точки перегину, крутість та

асиметрію кривої. Їх значення розраховувались методом узагальненого наведеного градієнту надбудови пошуку розв'язання Microsoft Excel при умові досягнення мінімуму суми квадратів відхилень експериментальних даних від розрахованих по кожному з рівнянь $\Sigma(\theta_i - f(\beta_i))^2 \rightarrow \min$. Деякі труднощі під час розрахунків коефіцієнтів були пов'язані лише з вибором їх вихідних значень.

Таблиця 1
Функції апроксимації

| Тип кривої | Рівняння кривої |
|-------------------------|---|
| Логіста Гомпертца | $\theta = a + b \exp(-c \exp(-d\beta))$ (3) |
| Логіста Річардса | $\theta = a + b (1 + \exp((\beta - c)/d))^{-\sigma}$ (4) |
| Сигмоїда Ферхюльста | $\theta = a + b / (1 + \exp(-(\beta - c)/d))$ (5) |
| Функція арктангенсу | $\theta = a + b \arctg(c\beta - d)$ (6) |
| Гаусова функція | $\theta = a + b \exp(-(\beta - c)^2/d)$ (7) |
| Раціональна сигмоїда | $\theta = a + b\beta / (c + \beta)$ (8) |
| Коренева сигмоїда | $\theta = a + b\beta / (c + d\beta^2)^{1/2}$ (9) |
| Функція Фішера | $\theta = a + b \exp(c\beta + d) / (1 + \exp(c\beta + d))$ (10) |

Для виявлення функції, що найбільш якісно описує залежність θ від β , були обрані дані семи фракційних аналізів вугілля з різною формою кривих (рис. 1). Після знаходження коефіцієнтів рівнянь регресії, методом екстраполяції визначались значення мінімальної та максимальної зольності для кожного вугілля. У деяких випадках, коли перша фракція мала невеликий вихід при низькій зольності (менше 3 %), A_{min} набувала від'ємного значення. Це може бути слідством недостатньо точної апроксимації чи не вірно визначеної зольності фракції. У цьому випадку приймалось, що

$A_{min} = 1$ % при $\theta = A_e$ та розрахунок коефіцієнтів повторювався з новою парою даних.

Оцінка та вибір моделі здійснювалась за величиною середньої відносної похибки апроксимації. Розрахунки показали, що рівняння (3 – 10) досить точно описують залежність $\theta = f(\beta)$, але середню відносну похибку нижче 2 % забезпечують перші чотири функції (табл. 2). Для цих регресійних моделей коефіцієнт детермінації лежить у межах $0,9952 < R^2 < 0,9999$.

Таблиця 2
Результати розрахунку похибки апроксимації

| Об'єкт аналізу | Кількість фракцій | Середня відносна похибка, % | | | | |
|---------------------------|-------------------|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------------|
| | | при апроксимації рівняннями | | | | при розрахунку A_ϕ |
| | | (3) | (4) | (5) | (6) | |
| Кл. 0,5 – 20 мм (Польща) | 8 | 0,098 | 0,113 | 0,118 | 0,096 | 0,687 |
| Кл. 0,5 – 50 мм (Індія) | 7 | 0,291 | 0,308 | 0,131 | 0,271 | 0,308 |
| Кл. 1 – 5 мм (Індонезія) | 6 | 0,106 | 0,163 | 0,016 | 0,146 | 0,410 |
| Кл. 1 – 13 мм (Україна) | 6 | 0,185 | 0,149 | 0,175 | 0,027 | 0,962 |
| Кл. 1,5 – 50 мм (Китай) | 8 | 0,769 | 0,606 | 0,909 | 0,786 | 2,631 |
| Кл. 6 – 50 мм (ПАР) | 11 | 1,110 | 0,472 | 0,840 | 0,885 | 3,608 |
| Кл. 13 – 100 мм (Україна) | 11 | 0,517 | 0,490 | 0,518 | 0,071 | 2,398 |
| Середнє: | | 0,440 | 0,329 | 0,387 | 0,326 | 1,572 |

Декілька точнішою функцією з наведених вище для опису залежності θ від β є рівняння (6). Безумовно, що можливе існування математичної моделі, яка забезпечить тіснішу апроксимацію, та, зважаючи на об'єктивні похибки отримання вихідних даних і розраховану відносну похибку, для подальшого застосування була прийнята функція арктангенсу (6).

Треба відзначити, що зі збільшенням кількості фракцій при розшаруванні похибки апроксимації зростають, що, ймовірно, зв'язано з підвищенням кількості помилок при виконанні аналізів. При зменшенні меж густини розшарування крупного вугілля деякі фракції можуть бути представлені кількома зернами (грудками) з зольністю, яка не дорівнює якості зерен відповідних меж густини опробуваного вугілля. В зв'язку з цим рекомендоване збільшення кількості фракцій для точної побудови кривої λ на практиці не завжди дасть очікуваний результат.

Маючи залежність θ від β , з відомих рівнянь балансів по масі і вмісту золи у вихідному продукті та продуктах розділення, можна отримати формулу залежності γ_c від β у вигляді

$$\gamma_c = 100 (\theta - A_g) / (\theta - \beta) = 100 (a + b \arctg (c\beta - d) - A_g) / (a + b \arctg (c\beta - d) - \beta) \quad (11)$$

Рівняння (11) дозволяє вирішити проблему складання теоретичних балансів переробки вугілля при довільному значенні якості концентрату, а, після корегування згідно з методикою [1], визначити очікуваний практичний баланс збагачення.

Для отримання максимального виходу товарної продукції при збагаченні різних машинних класів згідно з теоремою Рейнгардта [5, 7, 20, 21] необхідне визначення зольності елементарного шару. Цей параметр можна знайти по формулі (1) з застосуванням диференціювання рівняння (11). У зв'язку зі складним видом отриманого рівняння $\lambda = f(\beta)$ подальші розрахунки виконувались методом чисельного диференціювання. В якості прикладу, на рис. 2 наведені остаточні результати розрахунків для двох фракційних складів вугілля у вигляді кривих збагачуваності, побудованих з використанням таблиць розрахованих параметрів при зміні β в межах від A_{min} до A_g з кроком 1 %.

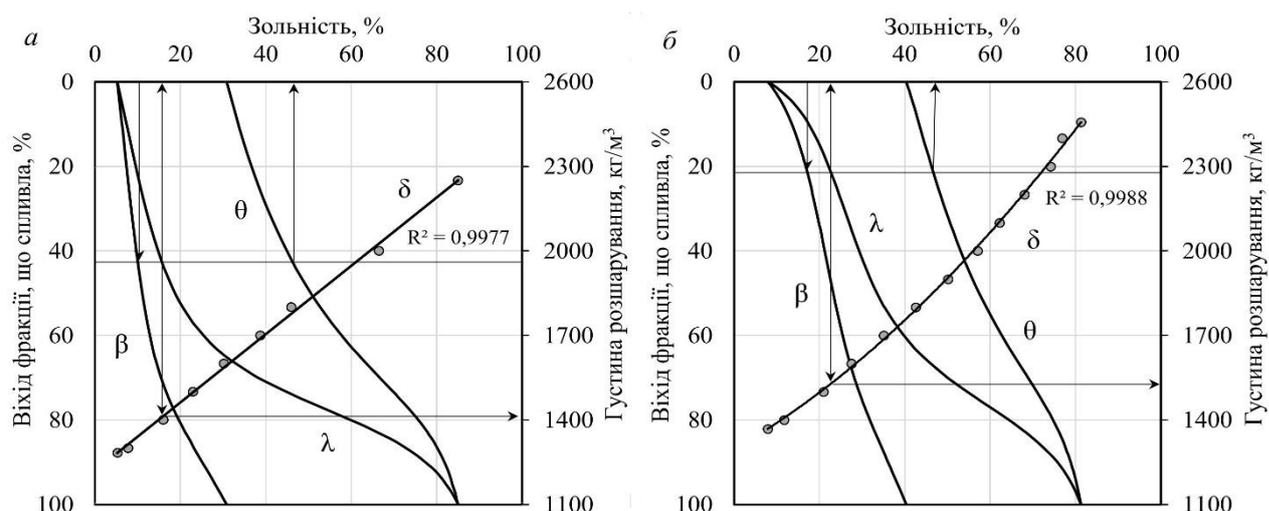


Рисунок 2 – Криві збагачуваності вугілля: *а* – Китаю [15] та *б* – ПАР [16]

Основним критерієм точності апроксимації кривої зольності елементарного шару, крім математичних показників, є результати розрахунку інтеграла $\int \lambda(\gamma_c) d\gamma_c$ у межах γ_c від 0 до 100 %, які повинні дорівнюватися зольним одиницям вихідного вугілля ($100 A_g$). Для зразків вугілля (табл. 2) середнє відносне відхилення розрахованих зольних одиниць від

фактичних при інтегруванні методом трапецій склало 0,16 %, що свідчить про високу точність апроксимації.

Інтегрування у межах виходу окремих фракцій дало змогу знайти значення зольності кожної фракції з метою порівняння з фактичними показниками $A_{\phi i}$. Середнє відносне відхилення для більшості об'єктів виявилось меншим, ніж 3 % (табл. 2), що відповідає нормативу відтворюваності при виконанні аналізів згідно з діючим стандартом.

Доцільність використання запропонованої методики доводиться ще й тим, що при штучному зменшенні кількості фракцій шляхом підсумування суміжних фракцій та повторенні розрахунків форма кривої λ не змінюється на відміну від застосування стандартної методики. Відхилення в значеннях зольності елементарного шару не перевищує 0,05 %, що дає можливість знизити кількість розшарувань при виконанні фракційних аналізів та спростити підготовку даних без втрати точності розрахунку балансів продуктів збагачення.

Певні труднощі є в апроксимації ще однієї з кривих збагачуваності, яка визначає зв'язок густини розшарування з виходом фракцій, що спливли. Це обумовлено взаємозалежністю густини частинок та їх зольності [7, 8, 20, 21]. Таким чином, проблеми знаходження функцій $\delta = f(\gamma_c)$ та $\lambda = f(\gamma_c)$ аналогічні і доцільним для побудови кривої δ є використання кореляції між зольністю та густиною.

Спосіб визначення зв'язку зольності з густиною, використовуючи вміст золи у фракції A_{ϕ} та середньоарифметичну величину граничних густин рідини при розшаруванні [20, 21], є коректним тільки у разі рівномірного розподілу зерен за густиною в межах фракцій, що малоймовірно. Крім того, відсутність значень мінімальної δ_{min} та максимальної δ_{max} густини зерен дає змогу проводити розрахунки тільки у межах частини безпородних фракцій. Більш обґрунтованим є визначення залежності δ від λ , можливість чого відкривається при застосуванні вищенаведеної методики розрахунку зольності елементарного шару.

Використовуючи значення λ_i та δ_i при відповідних виходах фракцій, що спливли, було встановлено, що у багатьох випадках залежність $\delta = f(\lambda)$ досить точно описується лінійними рівняннями (рис. 2а). Розрахунки коефіцієнтів рівнянь проводилися з застосуванням надбудови пошуку розв'язання Microsoft Excel при умові $\sum(\delta_i - f(\lambda_i))^2 \rightarrow \min$ з одночасним визначенням значень δ_{min} та δ_{max} при $\lambda_{min} = A_{min}$ та $\lambda_{max} = A_{max}$ відповідно. Для деяких зразків вугілля більш тісною є апроксимація зв'язку густини розшарування та зольності елементарного шару поліномом другого ступеню (рис. 2б). Відхилення залежності від прямолінійної можна пояснити присутністю у вугіллі породних мінералів різної густини у ґрунті, покрівлі та прошарках пласту, які формують зростки. Зображення кривої δ на рис. 2 відрізняється від рекомендованого стандартом [2] і показує залежність δ від λ , що дає змогу застосувати для побудови графіків засоби Microsoft Excel. Приклад визначення параметрів теоретичного балансу продуктів збагачення (виходу концентрату, зольності відходів та густини розділення) з допомогою побудованих графіків кривих збагачуваності при довільному значенні зольності концентрату наведений на рис. 2.

Висновки та напрямок подальших досліджень.

1. Розроблена методика аналітичного представлення кривих збагачуваності на основі апроксимації залежності θ від β , що дозволяє засобами Microsoft Excel розраховувати баланси переробки вугілля при довільному значенні якості концентрату з максимальним його виходом.

2. Найбільшу точність апроксимації забезпечує рівняння з використанням функції арктангенсу, що підтверджено розрахунком як математичних, так і технологічних критеріїв.

Таким чином, на основі запропонованої методики можуть бути розроблені алгоритми та пакети прикладних програм на базі Microsoft Excel для обробки даних фракційного складу, прогнозу результатів збагачення та розробки раціональних режимів переробки вугілля.

Надалі планується визначення можливості застосування методики для різних корисних копалин при збагаченні гравітаційними методами.

Список літератури

1. Зміна № 1 до СОУ 10.1.00185755.002-2004 Вугільні продукти збагачення. Методика розрахунку показників якості. – Київ: Мінерговугілья, 2018. – 208 с.
2. ДСТУ 3550-97 (ГОСТ 4790-93) (ИСО 7936-1992) Паливо тверде. Визначення та наведення показників фракційного аналізу. Загальні вимоги до апаратури та методики.
3. Korolev I., Udovitskiy V.I. Analytical Representation of Washability Curves with Application in the Simulation of Gravity Concentration / XVIII International Coal Preparation Congress: 28 June – 01 July 2016, Saint-Petersburg, Russia, 2016. – P. 191 – 196.
4. Пилов П.И. Описание фракционных составов и удельной поверхности дисперсных материалов с помощью квадратичного сплайна // Збагачення корисних копалин: Наук.-техн. зб. – 1999. – № 3 (44). – С. 14 – 19.
5. Козлов В.А., Новак В.И. Оптимизация работы углеобогатительной фабрики с целью получения максимального выхода концентрата // GIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin, 2019. – № 4. – С. 175 – 186.
6. Ариненков Ю.Д. Начальные условия в сепарбельном описании характеристик сыпучих материалов // Вісті Донецького гірничого інституту. – № 1, 2003. – С. 41 – 46.
7. Самойлов А.И., Редька А.М. Оптимізація режимів гравітаційного збагачення вугілля // Вісник КНУ. – Кривий Ріг, 2023. – Вип. 57. – С. 59 – 64.
8. Грачов О.В. Автоматизована система управління процесом підготовки вугільної шихти: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.07. – Луганськ, 2011. – 21 с.
9. Мирша А.Н., Грачѳв О.В. Анализ влияния изменения минимальной граничной плотности на устойчивость модели описания фракционного состава угля / X Международная конференция: 30 – 31 янв. 2013. – Изд. НГУ, 2013. – С. 104 – 106.
10. Грачѳв О.В., Мирша А.Н. Анализ влияния изменения минимальной и максимальной граничной зольности на устойчивость модели описания фракционного состава угля // Системные технологии. – 2013. – № 4 (87). – С. 28 – 33.
11. S.M. Iveson, D.M. Hunter, K.P. Galvin A water-based method for measuring density-based partition curves of separators used in coal and mineral processing. Minerals Engineering, 79, 2015. – P. 196 – 211. URL: <https://nova.newcastle.edu.au> > ATTACHMENT02.
12. I. Pyka, K. Wierzchowski, B. Bialecka Mercury reduction in hard coal cleaning processes in Poland—the technology and the environmental impacts / XVIII International Coal Preparation Congress: 28 June – 01 July 2016, Saint-Petersburg, Russia, 2016. – P. 633 – 638.
13. G. Mustafi, A. Ognyanova, M. Nandy “Pneumatic Flotation” – A Proven Solution to the Challenges of Beneficiating Indian Coking Coal Fines / XVII International Coal Preparation Congress: 1 – 6 October 2013, Istanbul, Turkey, 2013. – P. 347 – 351.
14. A. Saputno, Sufriadin, S. Widodo Washability Study using Float-Sink Test Method of Coal from Paludda, Barru Regency, South Sulawesi, Indonesia. – 2023. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/1134/1/012042/pdf>.
15. X. Tong Research and Application on Carboniferous Raw Coal Washing and Separation Technology in Datong Mining Area / XVII International Coal Preparation Congress: 1 – 6 October 2013, Istanbul, Turkey, 2013. – P. 599 – 601.
16. GJ de Korte Dry Processing Versus Dense Medium Processing for Preparing Thermal Coal / XVII International Coal Preparation Congress: 1 – 6 October 2013, Istanbul, Turkey, 2013. – P. 301 – 308.
17. Полулях А.Д., Бучатский А.С., Выродов С.А. и др. Обогащение угля в магнетитовой суспензии. – Днепрпетровск, Издание НГУ, 2016. – 512 с.
18. J. D. Miller, C.L. Lin, G.H. Luttrell, G.T. Adel, B. Marin Development of an On-line Coal Washability Analyzer. – 2001. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/823482>.

19. Гадецька С.В., Дубницький В.Ю., Кушнерук Ю.І., Філатова Л.Д., Ходирев О.І. Геометричні характеристики s-подібних (логістичних) кривих, що застосовуються при моделюванні явища гістерезису // Системи обробки інформації: Збірник наук. праць. – 2021. – Вип. 2 (165). – С. 14 – 27.

20. Пилов П.И., Святошенко В.А. Определение режима обогащения каменных углей для обеспечения максимального выхода концентрата // Збагачення корисних копалин: Наук.-техн. зб. – 2011. – Вип. 44 (85). – С. 88 – 96.

21. Пилов П.И., Чумаченко И.И. Оперативный технологический менеджмент в углеобогащении на основе теоремы Рейнхардта // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, 2007. – № 10. – С. 384 – 390.

ABSTRACT

Purpose. Elaboration of a scientifically based method of approximating coal fractional analysis data for calculating the balances of processing products with the required quality indicators.

Research methods. Analysis of known processing methods of float-sink test data of coals using literary sources, the generalized reduced gradient method of the solution search superstructure of the Microsoft Excel, the extrapolation method for calculating the boundary parameters of coal, the numerical differentiation method and the trapezoidal method during integration.

Scientific novelty. The shortcomings of the existing methods of analytical representation of enrichment curves are summarized, which consist in the incorrect determination of the ordinates of the points when constructing the ash content curve of the elementary layer. It is shown the possibility of using sigmoid functions to approximate the dependence of the ash content of the fractions that floated and sank during stratification in heavy liquids with high accuracy for a wide range of coal from the world's largest coal-mining countries. The types of interdependence of the ash content of the elementary layer and the separation density have been established.

Practical significance. The use of the developed methodology allows to present the data of fractional analysis of coal in an analytical form, to display them in the form of enrichment curves and to calculate the main theoretical indicators of processing at an arbitrary value of product quality using available Microsoft Excel tools. To compile balances of enrichment products, subject to obtaining the maximum yield of marketable products, according to Reinhardt's theorem, a method for finding the ash content of the elementary layer using the equation for the dependence of the ash content of floating and sinking fractions is proposed. The obtained balances after adjustment by standard methods, taking into account additional sludge formation and clogging of products, make it possible to increase the accuracy of calculating the expected indicators of enrichment products at the required quality.

Results. The models of connection of the parameters of fractional analysis of coal with different characteristics in the form of an arctangent function have been developed, which provide an average relative error of approximation at the level of 0,3 %. The high quality of the models was confirmed by calculating technological indicators and comparing them with actual data.

Key words: coal preparation, float-sink test, enrichment curves, relationship of parameters, balance of processing products.

ABOUT AUTHORS

А.І. Самойлов (Провідний фахівець ТОВ «ЗБАГАЧУВАЛЬНА ФАБРИКА «СВЯТО-ВАРВАРИНСЬКА», кандидат технічних наук, тел. +380951058139, e-mail: anatoliy.samoylov@metinvestholding.com, samoylovai@gmail.com)



УДК 622.323

ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ ТЕХНІКИ І ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

В. М. Орловський канд. техн. наук, доцент (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова), e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID-0000 0002 8749 5354

В. С. Білецький д-р техн. наук, професор (Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"), e-mail: biletsk@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

UDC 622.323

HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF WELL DRILLING TECHNIQUES AND TECHNOLOGY

V. Orlovskyy PhD, associate professor (Kharkiv National University of Municipal Economy named after A. M. Beketov, Kharkiv, Ukraine), e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID-0000 0002 8749 5354

V. Biletskyi Dr. Sci. (Engin.), Professor (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"), ukcdb@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

ABSTRACT

Actuality of problem. The article is devoted to the history of the development of equipment and technology for drilling wells for oil and natural gas. Oil and natural gas are raw materials for the chemical industry and the fuel and energy complex.

The purpose of article. To trace and introduce into scientific circulation the main events, facts, technical and technological solutions that determined the development of the technique and technology of well drilling in the 18th - 20th centuries.

Methods and apparatus. Literature review, use of archival materials, description of oil and gas well drilling techniques and technologies.

Results. A sequence of events has been traced that reveals the technological and technical development of oil and gas well drilling techniques and technologies.

Scientific value of development. Introduction into scientific circulation of the main events, facts, technical and technological solutions that determined the development of the technique and technology of drilling oil and gas wells in the 18th - 20th centuries.

Practical meaning. Wells are drilled for the purpose of searching for oil and natural gas and gas condensate. Deposits with expected significant resources of oil, natural gas and gas condensate have been discovered in Ukraine. Their reserves allow Ukraine to meet its own needs in the fuel and energy complex and the chemical industry, and to export hydrocarbon products to European consumers.

Keywords: well drilling, percussion drilling, rotary drilling, beginnings of the oil and gas industry, history of the development of well drilling equipment and technology.

Вступ. Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX століття, коли

зросла потреба у нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згоряння. Тому почали копати нафтові шахти глибиною понад 100 м, бурити свердловини за допомогою бурових верстатів, які широко застосовувались у соляному промислі.

Станом на 01.01.2021 в Україні нараховувалося 467 об'єктів обліку (родовища природного газу та перспективні газові площі). Більша частина з них є комплексними: 65 нафтових, 111 газових, 18 нафтогазових і газонафтових, 155 газоконденсатних, 115 нафтогазоконденсатних, 3 газоконденсатнонафтових. У промисловій розробці знаходилося 285 родовищ із балансовими (видобувними) запасами природного газу 618719 млн м³. Підготовлені до промислового освоєння 22 об'єкти з балансовими (видобувними) запасами газу 26143 млн м³. Родовища газу і газові площі в Україні зосереджені у трьох регіонах: Східному (289), Західному (135) та Південному (43).

Буріння свердловин – складний і дорогий технологічний процес. Під час буріння використовується великий набір спеціального обладнання й інструменту та допоміжні агрегати й автотранспорт. Бурове обладнання та інструмент працює у надзвичайно складних умовах, які часто важко передбачити, при невеликих запасах міцності.

Для буріння свердловин необхідні знання з фізики, хімії, геології, геофізики, гірничої механіки, гідромеханіки, гідравліки, термодинаміки тощо.

У світовому розвитку техніки і технології буріння можна умовно виділити три етапи.

Перший етап пов'язаний із промисловим освоєнням ударного способу буріння, коли порода руйнувалася спеціальним лопатевим долотом при його ударі об вибій. Утворена свердловина обсаджувалася сталевими трубами до моменту їх прихоплення стінками свердловини. Після цього продовжувалося руйнування породи долотами меншого діаметра. Цей метод буріння називався *канадським*.

Переваги методу полягали у тому, що продуктивний пласт під час його розкриття зберігав свої фільтраційні властивості незмінними. Однак при аномально-високому тиску цей спосіб не забезпечував повного розкриття пласта внаслідок неконтрольованого фонтанування свердловини.

Другий етап пов'язаний з освоєнням обертального (обертового, роторного) способу, завдяки якому буріння свердловин істотно прискорилося і стало безпечнішим. Поєднання цього способу з винаходом шарошкових та алмазних безопорних доліт дозволило ефективно здійснювати буріння глибоких і надглибоких свердловин. У кінці ХХ століття буріння свердловин у світі здійснювалося переважно роторним способом. У 1920 – 1930-их роках винайдено турбінний спосіб буріння. Турбобури, електробури й об'ємні (гвинтові) двигуни створили новий клас бурових машин – вибійних двигунів.

Третій етап пов'язаний із освоєнням технологій буріння свердловин із похило-скерованими, горизонтальними і горизонтально-розгалуженими стовбурами. Розроблено теорію проєктування трас свердловин, засобів маркшейдерії, техніки для скерованого викривлення стовбура свердловини і стабілізації напрямку свердловини та технологію такого буріння. Створені механізми викривлення і телеметричні системи з використанням вибійних двигунів дають змогу бурити з одного кущового майданчика десятки свердловин із похило-скерованими стовбурами з виведенням їх вибоїв у точки, обумовлені проєктом розробки родовища.

У промивальних рідинах відбувся перехід від використання води, глинистих, полімерних, нафтоемальсійних рідин до створення реагентів, які дозволяють регулювати фізико-хімічні та реологічні властивості бурових промивальних рідин для різних гірничо-геологічних умов.

Виклад основного матеріалу. Археологічні розкопки в Єгипті, у долині ріки Ніл, виявили давні артезіанські свердловини, які датують II – I тис. до н.е. Знайдені при розкопках бурові інструменти різних періодів дають можливість оцінити технологію буріння. У найдавніший період буріння виконували кам'яними долотами, закріпленими на жердинах. Пізніше кам'яні долота змінили бронзовими свердлами-зубилами.

Близько 2 тис. років тому у Китаї вперше у світовій практиці бурили свердловини (діаметром 12 – 15 см і глибиною 900 м) для видобування соляних розчинів. Буровий інструмент (долото і бамбукові штанги) опускали у свердловину на канатах завтовшки 1 – 4 см, звитих із індійського очерету².



а



б

Рисунок 1 – Буріння свердловин у найдавніший період

а – стела із зображенням процесу буріння у Давньому Єгипті; б – буріння свердловин у давньому й середньовічному Китаї (гравюра з енциклопедії «Тянь гун кай у», 1637 р.)

Перша з відомих європейських свердловин була пробурена на північному сході Франції в провінції Артуа (зараз входить у департамент Па-Де-Кале) у 1126 р. Від назви провінції глибокі колодязі з напірною водою дістали назву *артезіанських*.

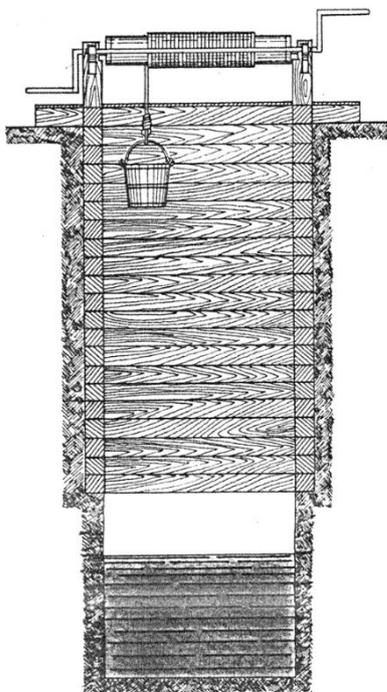


Рисунок 2 – Колодязь для видобутку нафти ХІХ ст.

загрозу для життя гірників.

Відомі пізніші соляні промисли, що застосовували свердловинно-колодязні технології, у Балахані (ХІІ ст.), у Солікамську (ХVІ ст.), на Донеччині (ХVІІ–ХVІІІ ст.).

На соляних промислах застосовувалось ударне штангове буріння. Для запобігання корозії бурові штанги виготовлялися дерев'яними, стінки свердловини закріплювали дерев'яними трубами.

Літературні джерела свідчать про перші гірничі споруди на території України у Галичині ще з кінця VІІ сторіччя. Це були ями (дучки), копанки або колодязі, студні, а промисловою мовою шахти для видобутку нафти, а потім і озокериту (рис. 2). Глибина таких гірничих виробок досягала майже 200 метрів.

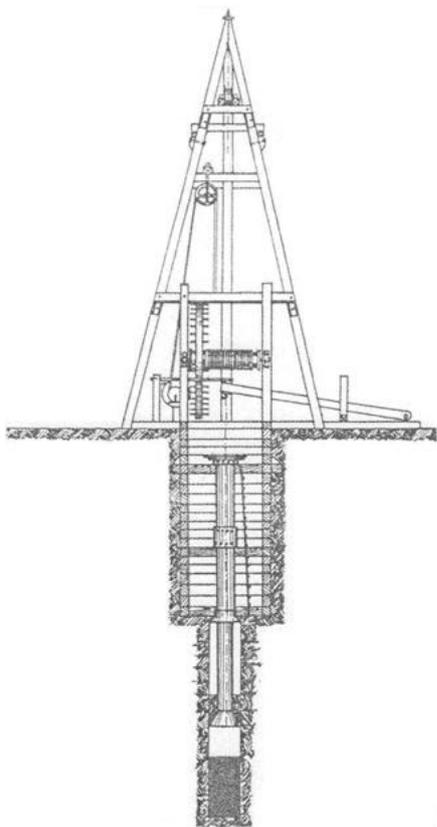
Від середини ХІХ ст. копання колодязів на нафту значно поширюється. Для спорудження таких колодязів потрібні були інструменти і механізми для руйнування й підйому гірської породи, а також для транспортування людей та інструментів до шахти. Необхідні були пристрої для захисту гірників від дії отруйних газів. Копання колодязів було дуже трудоємним і складним та несло

² Loewe, Michael. (1968). *Everyday Life in Early Imperial China during the Han Period 202 BC–AD 220*. London: B.T. Batsford Ltd.; New York: G.P. Putnam's Sons, p. 194.

У 1865 році в Бориславі і на Волянці, на обох берегах Тисмениці, на площі близько десяти гектарів було понад 5000 колодязів, із яких добували ропу (нафту), і їх кількість постійно зростала. Глибина цих гірничих виробок була 35 – 40 м і більше. На початку експлуатації вони давали в середньому по 100 – 150, а в окремих виробках – до 1600 кг ропи на добу. Коли приплив нафти припинявся, гірничі виробки поглиблювали. Пізніше поглиблювати колодязі почали за допомогою долота. Новий напрям у гірничій справі стали називати верченням (бурінням), а гірничу справу в цілому – вертничою (буровою) справою. Гірничі споруди також одержали нову назву – *свердловини*. Деякий час старий і новий метод споруджування гірничих виробок існували паралельно. Довгий час застосовувалася комбінована технологія, коли спочатку копали колодязь просвітом 4 стопи і глибиною 30 сажнів, а потім його поглиблювали за допомогою буріння.

Ударне буріння. У 1860-х роках на Прикарпатті розпочали буріння свердловин за допомогою ударів долота (бура) об породу. Це дало змогу за допомогою ручного, а потім механічного ударного способу буріння збільшити глибину свердловин від 300 м до 1500 м. Перші свердловини в Бориславі ударним способом були пробурені у 1861 році глибиною до 250 м.

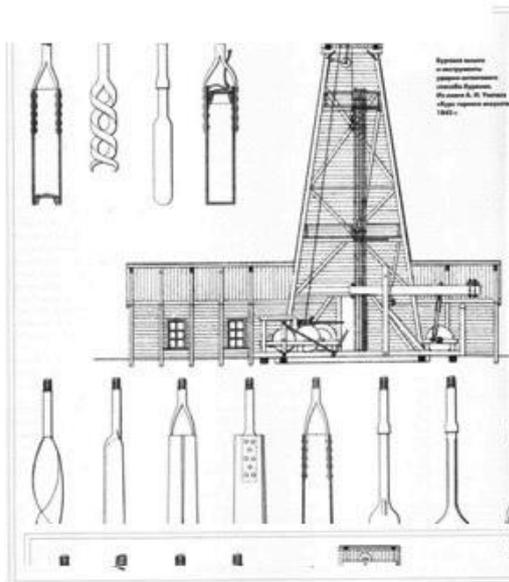
У XIX ст. буріння свердловин стає головним засобом пошуку, розвідки і видобування нафти. Основні етапи розвитку цієї технології розглянемо за напрямками удосконалення бурових установок та їх приводів і породоруйнуючого інструменту.



Перші бурові установки для споруджування нафтових свердловин являли собою саморобні механічні системи ударного буріння, що застосовувалися ще на соляних промислах. Кінь обертав велике дерев'яне колесо, за допомогою якого піднімали вгору і відпускали вниз штанги з прикріпленим знизу сталевим долотом (загальна схема подібна до рис. 1 б). Технічні вдосконалення середини XIX ст. у першу чергу стосувалися впровадження ідеї скидання поєднаного зі штангами долота, що призвело до винаходу вільно падаючого інструменту – «фрейфала» (т. зв. «німецький спосіб» Кінда та Фабіана, 1849 р.). Механізм фрейфала виконаний таким чином, що коли буровий інструмент ударявся об вибій свердловини, гільза пристрою Фабіана разом зі штангами продовжувала спускатися вниз і завдяки внутрішньому клину сідала і зчіплювалась із долотом так, що весь буровий інструмент з усією силою своєї ваги, вільно падаючи, вдарявся об вибій свердловини. Еволюція ударного буріння свердловин охоплює кілька періодів: ручне ударне буріння; механічне ударне буріння; буріння за канадською системою; ударно-канатне буріння; буріння за пенсільванською системою, а також перехідні періоди.

Рисунок 3 – Установка для ударного буріння з ручним приводом середини XIX ст.

Конструкція установки для ударного буріння з ручним приводом мала дерев'яну балку – «вахач», укріплену на стояку (рис. 3). На одному кінці «вахача» встановлювали систему елементів – «верстат», який складався з обкутих із обох кінців дерев'яних штанг, вантажу над долотом і долота. На іншому кінці «вахача» знаходилися рукоятки (держак), які полегшували працю робітників. Для зменшення віддачі удару під час зворотного руху використовувався відбійник – балка, що вдаряла у задню частину «вахача» в кінці коливального руху. Пізніше цей «верстат» обладнали ножицями Фабіана, які оберігали штанги від ударів, а також механізмом, що надавав штангам обертовий рух. Для

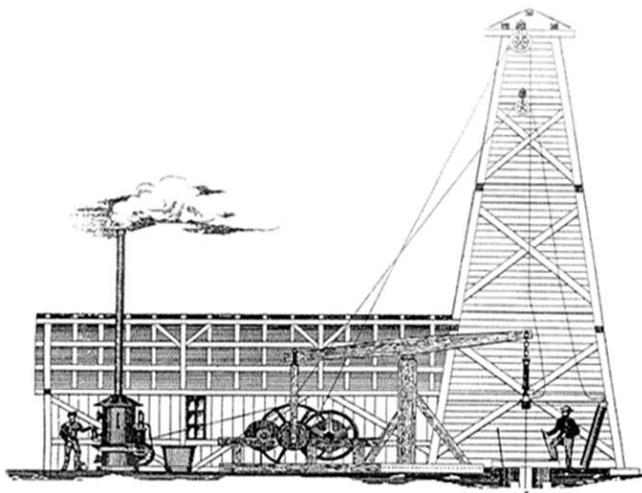


утримання напрямку долота було запроваджено «кондуктор». Над свердловиною встановлювали дерев'яну вежу – триногу. Через блок на вершині вежі протягували трос із «ложкою», за допомогою якої із вибою свердловини коловоротом піднімали вибурену породу. Ударно-канатне та ударно-штангове буріння (рис. 4) тривалий час мали ручний (кінний) привід.

Рисунок 4 – Бурова установка та інструменти для ударно-штангового буріння (О. Узатіс «Курс гірничого мистецтва», 1843 р.)

У 1858 р. американський інженер Д. Поуелл винайшов бурильну машину, що застосовувала паровий двигун (рис. 5), і в тому ж році славнозвісний Е. Дрейк застосував його при бурінні першої американської свердловини. У 1859 р. інженер Д. Романовський вперше випробував паровий привід на бурових установках у Російській імперії (поблизу Подольська). У 1873 р. перші парові машини з'явилися на нафтових промислах у Баку, причому протягом десятиріччя вони повністю витіснили кінську тягу. З 1883 р. механічний (паровий) привід став використовуватись майже повсюдно, при цьому у буровій установці для привода «вахача» почали використовувати локомотив, тобто пересувний паровий двигун (рис. 6).

Таке обладнання застосовувалось упродовж тривалого часу і давало добрі результати.



Проте, існувала суттєва небезпека внаслідок близького розміщення топки локомотива до свердловини. Ця бурова машина робила 20–25 ударів на хвилину і зазвичай забезпечувала проходку 3–5 м за добу. У процесі еволюції було суттєво полегшено деякі технологічні операції: «ложкування», опускання та підняття бурових штанг, спускання обсадних труб у свердловину. Подальший розвиток техніки дав можливість розміщувати привід бурового верстата («вахача» і канатних барабанів) – парові машини – на безпечній відстані від свердловини.

Рисунок 5 – Бурова установка з використанням парової машини

Ударне буріння канадської та польсько-канадської системи, а також ударно-канатне буріння розглянемо на прикладі застосування цих технологій на Прикарпатті.

У 1884 р. до Прикарпаття з Канади приїхав інженер Вільям Гарвей, який працював над упровадженням способу механічного буріння штангами, названого канадським бурінням.

Нову «канадську» систему машинного буріння, яка давала можливість досягнути глибини у 600 м і більше, застосував вчений-економіст і нафтовий підприємець С. Щепановський при бурінні свердловин на промислах у с. Слободі-Рунгурській біля Коломиї. У 1886 р. в районі Борислава на Потоці розпочато буріння свердловини «Карпатський Раточин-1» механічним ударним способом канадською машиною. Проте виявилось, що її конструкція не відповідає геологічним умовам прикарпатських родовищ. Установку та інструменти, які застосовували у процесі буріння, для проходки глибших свердловин було вдосконалено. Зокрема, створено польсько-канадську бурову машину (рис. 7), котру довгий час використовували на нафтових площах Прикарпаття.

На початку ХХ сторіччя бурова справа на Прикарпатті одержала новий розвиток: вдосконалено конструкції машин ударно-штангового буріння, скорочено тривалість буріння свердловин, а самі вони стали глибшими. У 1910 році тривалість буріння свердловин глибиною 1000 – 1800 м становила 3 – 5 років. На той час було створено бурові ударні машини, які можна було перевозити, були впорядковані різні операції будівельного і монтажного призначення для спорудження веж, гірничих і машинних навісів, котельних тощо. У 1912 році у Глініку (Польща) виготовлено першу бурову машину з «вахачем», яку можна було перевозити.



Рисунок 6 – Буровий верстат, у якому для приводу «вахача» використано локомотив

Ударно-канатне буріння – одне із найдавніших, проте у нафтовій промисловості воно йшло за звичним ударно-штанговим способом. Перші свердловини у давньому Китаї споруджували за допомогою методу, який згодом назовуть ударно-канатним бурінням.

К.С. Том, дослідник зі США, так описує процес буріння: «Китайський метод глибокого буріння використовував групу чоловіків, які стрибали по брусу бурового долота, у той час, як буровий інструмент обертася буйволами і биками». Як повідомляє К.С. Том, цей же метод використовувався для видобутку нафти у Каліфорнії у 1860-ті роки (процес називали «копати ногами вниз» – англ. «Kicking Her Down»).

У 1870 р. у Бориславі уже застосовували ударно-канатне буріння. Але внаслідок відсутності устаткування і досвіду цей метод буріння не сприйняли прихильники канадського способу, тому він не набув поширення на Прикарпатті у ХІХ столітті. Особливістю ударно-канатного буріння є застосування тросів замість штанг.

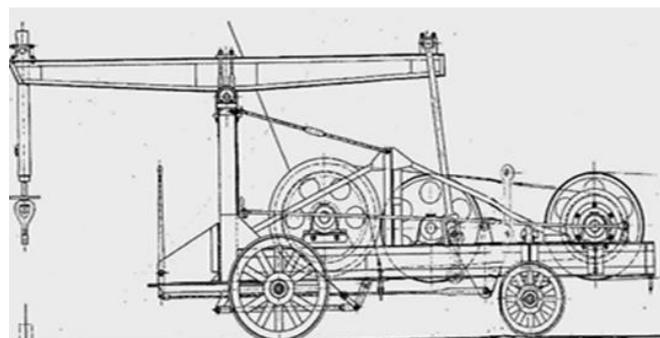
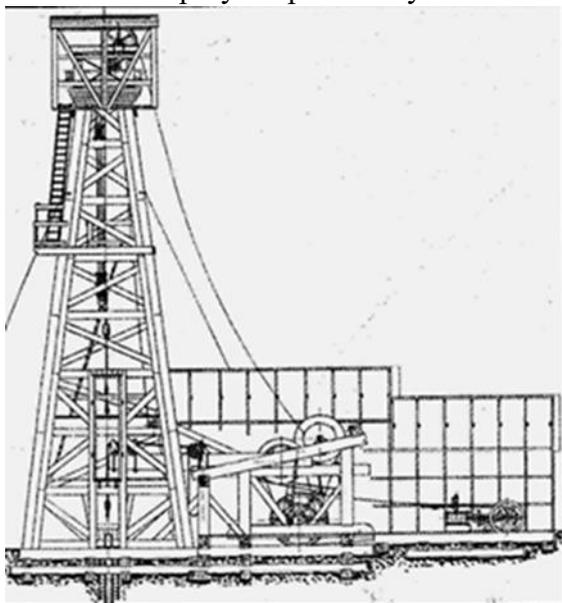


Рисунок 7 – Польсько-канадська бурова машина

Після Першої світової війни деякий час застосовували ударно-штангові бурові машини й обладнання, що збереглися з передвоєнної пори. Перелом на користь канатної системи відбувся у 1920-х роках, коли на Прикарпатті з'явилися фахівці нової генерації – випускники Краківської гірничо-металургійної академії та нафтового факультету Львівського політехнічного інституту, які почали запроваджувати новий ударно-канатний спосіб буріння.

У міжвоєнний період відбулася суттєва модернізація технології буріння: були механізовані деякі важкі і небезпечні операції, вдосконалено техніку й ефективність ізоляції припливу глибинних вод, удосконалено технологію спуску обсадних труб у

свердловину, а також вимірювання відхилення осі стовбура свердловини від вертикалі, впроваджено використання «шурфу» під час виконання операції нарощування інструменту і заміни долота, опрацьовані робочі інструкції.

Перехід на ударно-канатний спосіб буріння швидше відбувався у великих фірмах. Невеликі фірми із застарілим канадським устаткуванням і дешевою робочою силою лише чинили опір упровадженню цього способу.

У 1930-ті роки із застосуванням ударного механічного буріння була пробурена найглибша в Україні і Польщі, можливо й у Європі, свердловина «Піонер-1» на Орові у Бориславі глибиною 2274 м.

Обертальне буріння суцільним вибоєм сьогодні є основним способом, який використовується у практиці, на його частку припадає понад 90 % всього виконуваного обсягу робіт. Простежимо хронологію його зародження і розвитку детальніше.

Зі збільшенням середньої глибини нафтових свердловин, яка у 1900 р. сягнула близько 300 м, стають відчутнішими вади ударного способу буріння. Інженерні розрахунки і практика показували, що на великих глибинах, через великі механічні втрати у системі «долото–бурильна колона–поверхнєве обладнання» втрачається ефективність ударного буріння. Також зі збільшенням глибини свердловин різко збільшуються пластові тиски, що унеможлиблює застосування ударного буріння.

Тому на зміну ударному способу прийшло обертальне буріння, при якому одночасно відбувається руйнування гірської породи і винесення її на поверхню потоком бурової промивальної рідини. У 1846 р. французький інженер Фовель винайшов спосіб очистки свердловин водним струменем, що подавався насосом із поверхні у порожнисту штангу (перший успішний досвід буріння з промивкою Фовель здійснив при бурінні артезіанської свердловини у монастирі Св. Домініка у Перпіньяні, Франція). Наприкінці 1880-х рр. у Новому Орлеані (Луїзіана, США) починає впроваджуватися роторне буріння на нафту із застосуванням лопатевих доліт і промиванням глинистим розчином. У 1902 р. першу нафтову свердловину пройшли обертальним (роторним) способом на Кавказі в районі Грозного (глибина 345 м).

Для успішного впровадження обертального способу буріння першорядне значення мало винайдення ефективного бурового долота. У 1908 р. американський інженер Говард Хьюз винайшов тришарошкове долото «Шарп-Хьюз» (рис. 8), чим створив справжню революцію у техніці і технології буріння, відкривши нову еру обертального буріння свердловин. Створений ним механізм перетворював обертальний рух корпусу долота в ударну дію на вибій свердловини робочих елементів (зубів шарошок) із високою частотою, що давало небачений раніше ефект руйнування гірської породи. Швидкість руйнування породи при застосуванні вже перших двошарошкових доліт Хьюза у 10 разів перевищила найкращий буровий інструмент того часу. Крім того, шарошкове долото Хьюза відкрило можливість руйнувати особливо міцні породи, які вважалися неприступними (у 1909 р. Хьюз забезпечив перше морське буріння в Техасі по надміцних породах). Одним із найвідоміших напівжартів Хьюза була «тверда обіцянка» пробурити свердловину до центру Землі.



Рисунок 8 – Перше шарошкове долото «Шарп-Хьюз»

У 1920-ті рр. були створені кільцеві бурові коронки, армовані твердосплавними різцями (ідея німецького інженера Ломана), а у 1940 рр. – дрібноалмазні бурові коронки і долота (робоча частина інструменту – м'яка металокерамічна матриця, в яку впресовані дрібні кристали алмазів, що можуть руйнувати гірські породи будь-якої міцності).

Однією зі складних проблем, які виникали при бурінні свердловини, особливо при роторному способі, була проблема герметизації затрубного простору між обсадними трубами і стінкою свердловини. Першу ізоляційну операцію із застосуванням портландцементу виконано у США у 1903 р. на свердловині площі Лаптос (Каліфорнія). Технічно цю ж проблему було вирішено у 1906 р. інженером А. Богушевським закачуванням цементного розчину в обсадну колону з подальшим витісненням його через низ колони у затрубний простір. У 1910 р. аналогічний спосіб цементування шляхом застосування двох роздільних корків запропонував американський інженер А. Перкінс із Каліфорнії.

У 1918 р. на Прикарпатті започатковано тампонування свердловин за методом А. Перкінса (назва свердловини не збереглась). Цей спосіб і донині залишається основним при споруджуванні свердловин.

У 1920 р. на Прикарпатті фірма «Газоліна» вперше запровадила роторне буріння на глинистій промивальній рідині.

У 1922 р. бакинський інженер Матвій Капелюшников розробив перший успішний гідравлічний вибійний двигун – турбобур.

Історія турбобура починається з патенту американського інженера Х. Кросса 1873 р., який запропонував гідравлічну бурильну одноступінчасту турбіну. У 1883 р. американець Дж. Вестингауз сконструював турбінний вибійний двигун. У 1890 р. український інженер К. Сімченко, працюючи у Баку, запатентував ротаційний вибійний двигун, а на початку ХХ ст. польський інженер Вольський сконструював швидкісний вибійний гідравлічний двигун («таран Вольського»), який став прототипом сучасних гідровідбійників. Але саме завдяки двигуну Капелюшнікова у 1924 р. в Азербайджані у Суруханах була пробурена перша у світі свердловина за допомогою турбобура, що започаткувало історію турбінного буріння. Протягом десятиріччя трест «Азнафта» широко застосовував турбобур Капелюшнікова, а в подальшому він слугував прототипом для нових прогресивних конструкцій, які стали основним засобом буріння нафтових і газових свердловин. Значною перевагою вибійного двигуна є те, що бурова промивальна рідина, яка закачується у свердловину, одночасно обертає турбіну двигуна. При цьому не потрібно обертати всю бурову колону (як це робиться при роторному бурінні), що дало великий економічний ефект при бурінні на великих глибинах.

Протягом 1933–1940 рр. було створено багатоступінчасті безредукторні турбобури різних типів (керівник розробки – П. Шумілов). У 1930-х рр. у США пройшов успішне випробування електробур, який опускали у свердловину на кабелі-канаті. У 1937–1940 рр. винахідниками А. Островським, Н. Григоряном, А. Богдановим розроблено конструкцію вибійного електричного двигуна – електробура.

У 1943 р. на Прикарпатті почали освоювати обертальне буріння з використанням промивальних глинистих рідин.

З 1944 р. турбінний спосіб буріння почали широко застосовувати у нафтогазоносних районах Росії.

У 1947 р. впроваджено коронку-фрез для відбору керна, а також уперше в Україні застосовано турбінне буріння на свердловині у Бориславі.

Високі техніко-економічні показники буріння турбобуром сприяли тому, що з 1952 р. в Україні і у деяких інших країнах роторний спосіб поступився турбінному.

У 1957 р. на Прикарпатті пробурено першу свердловину з розгалужено-горизонтальними стовбурами, яка мала п'ять стовбурів із різними азимутами, з відстанню між вибоями від 40 м до 120 м.

У 1958 р. в Україні на Прикарпатті розроблено гідромішалку для приготування глинистої промивальної рідини гідромоніторним способом, яка дала можливість збільшити продуктивність процесу у 20 разів.

У 1961 р. на Прикарпатті вперше застосовано алмазні долота діаметром 188 мм у свердловині «Орив-21».

У 1962 р. при бурінні свердловин у зонах поглинання Борислава почали використовувати соляну і парафінову нафту для підвищення густини глинистої промивальної рідини.

У 1966 р. на Прикарпатті у свердловині «Уличне-31» вперше застосували буріння з продуванням вибою повітрям, що значно збільшило проходку на долото та механічну швидкість буріння; вперше у свердловині «Попелі-4» застосували долото з надтвердого сплаву ІНМ, а при бурінні свердловин «Північний Борислав-15» і «Іваники-9» – газотурбінний двигун для приводу бурових верстатів.

У 1966 р. у колишньому СРСР винахідниками М. Гусманом, С. Никомаровим, Ю. Захаровим та іншими розроблено гвинтовий вибійний двигун.

У 1969 – 1975 рр. у Долинському нафтопромисловому районі вперше бурили свердловину «Шевченкове-1» глибиною 7510 м, в якій пластовий тиск сягав 135 МПа, а температура 185 °С.

У 1973 р. на Прикарпатті запроваджено турбінно-роторне буріння у поєднанні з алмазними долотами ЦСМ-292 та ЦСМ-267.

У 1974 р. на Прикарпатті вперше застосовано безперебійне обважнення глинистої промивальної рідини при газопроявах свердловин.

У 1977 р. на Прикарпатті для буріння свердловин із похило-скерованими стовбурами були застосовані електробури з телеметричними системами СТЕ-164.

Слід відзначити вагомий науковий внесок в удосконалення технології буріння і кріплення свердловин Українського науково-дослідного геологорозвідувального інституту (УкрНДГРІ) (пізніша назва УкрДГРІ), зокрема Полтавського відділення, у другій половині ХХ ст. Наведемо лише деякі із розробок інституту:

– у кінці 1960-х рр. розроблено термостійкі безусадочні золо-цементні тампонажні суміші для цементування обсадних колон в інтервалі температур (20 – 150) °С. Нові тампонажні золо-цементні композиції знайшли широке застосування у багатьох регіонах колишнього СРСР;

– у кінці 1970-х рр. розроблено нові бурові промивальні рідини з малим вмістом твердої фази, на початку 1980-х рр. – інгібовані промивальні рідини, потім полімерні хлоркалієві промивальні рідини; нові розробки у сфері промивальних рідин отримали широке застосування у державних геологічних об'єднаннях України: «Полтаванафтогазгеологія», «Чернігівнафтогазгеологія», «Кримгеологія» і «Західгеологія»;

– у 1980-х рр. створено пересувні комплексні дефектоскопічні лабораторії (ПКДЛ) неруйнівних методів контролю бурильних труб і бурового обладнання, які широко застосовувалися майже в усіх нафтогазоносних регіонах колишнього СРСР, Пакистані, Афганістані, Болгарії, Польщі, В'єтнамі, Ємені, Ефіопії, Кубі;

– у кінці 1980-х на початку 1990-х рр. розроблено безклінкерні термостійкі тампонажні суміші, що розширюються при твердінні, які почали масово застосовуватись у державних геологічних підприємствах України та у бурових підприємствах нафтової і газової промисловості, а також за межами України в колишньому СРСР;

– у кінці 1980-х на початку 1990-х рр. розроблено технологію біохімічної ліквідації нафтових забруднень із поверхні шламових амбарів і ґрунтів із застосуванням спеціальних бактерій.

Сучасні механічні способи буріння поділяють на ударний, ударно-штанговий, ударно-канатний, обертальний, ударно-обертальний. За типом породоруйнівного інструмента розрізняють шарошкове, алмазне, дробове, шнекове буріння тощо, за способом обертального буріння – верхньоприводне або роторне буріння та буріння за допомогою вибійних двигунів (гвинтове, турбінне, електричне). За напрямком і методом проведення свердловин – вертикальне, похило-скероване, горизонтальне, багатовибійне і кушове. Кожен із різновидів і підрізновидів буріння має свою історію, яка започаткована, переважно, у ХХ столітті.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Білецький В.С. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В.С. Білецький, Г.І. Гайко, В.М. Орловський. – Львів: Новий Світ 2000, 2019. – 302 с.
2. Білецький В.С. Хронологія гірництва в країнах світу / В.С. Білецький, Г.І. Гайко. – Донецьк: Донецьке відділення НТШ, «Редакція гірничої енциклопедії», УКЦентр, 2006. – 224 с.
3. Войтенко В. С. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / В. С. Войтенко, В. Г. Вітрик, Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012 – 708 с.
4. Гайко Г.І. Історія гірництва: Підручник / Г.І. Гайко, В.С. Білецький. – Київ –Алчевськ: Видавничий дім "Кисво-Могилянська академія", видавництво "ЛАДО" ДонДТУ, 2013. – 542 с.
5. История бурения [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL : http://www.mining-portal.ru/press_center/news/interesting/istoriya-bureniya
6. Плачков І.В. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє / І.В. Плачков. – К., 2012 – 2013. – в 5-ти книгах [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL : <http://energetika.in.ua/ua/books/book-1/part-2/section-8/8-1>
7. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / укл. В.С. Білецький. – Донецьк: Донбас, 2004. – ISBN 966-7804-14-3.
8. Становлення нафтопромислової промисловості Прикарпаття // Музей нафтопромислів Галичини [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL : <http://oilmuseum.org.ua>
9. Historia polskiego przemyslu naftowego/ Т.2. / Pod redakcja R. Wolwowicha. – Brzozow – Krakow, 1995. – 616 s.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність проблеми. Стаття присвячена історії становлення техніки і технології буріння свердловин на нафту і природний газ. Нафта і природний газ є сировиною для хімічної галузі та паливно-енергетичного комплексу.

Мета. Простеження і введення у науковий обіг основних подій, фактів, технічних та технологічних рішень, які визначили розвиток техніки і технології буріння свердловин у XVIII–XX ст.

Методи і апаратура. Літературний огляд, залучення архівних матеріалів, опис техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин.

Результати. Простежено послідовність подій, які розкривають технологічний та технічний розвиток техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин.

Наукова цінність розробки. Введення у науковий обіг основних подій, фактів, технічних та технологічних рішень, які визначили розвиток техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин у XVIII – XX ст.

Практичне значення. Буріння свердловин проводиться з метою пошуків нафти і природного газу та газового конденсату. В Україні виявлені родовища зі значними прогнозними ресурсами нафти, природного газу та газоконденсату. Їх запаси дають можливість Україні забезпечувати власні потреби паливно-енергетичного комплексу і хімічної промисловості та експортувати вуглеводневу продукцію європейським споживачам.

Ключові слова: буріння свердловин, ударне буріння, обертове буріння, зародження нафтогазової промисловості, історія розвитку техніки і технології буріння свердловин.

ABSTRACT (IN POLAND)

Pilność problemu. Artykuł poświęcony jest historii rozwoju techniki i technologii wierceń ropy naftowej i gazu ziemnego. Ropa naftowa i gaz ziemny są surowcami dla przemysłu chemicznego i kompleksu paliwowo-energetycznego.

Bramka. Prześledzenie i wprowadzenie do obiegu naukowego głównych wydarzeń, faktów, rozwiązań technicznych i technologicznych, które zadecydowały o rozwoju techniki i technologii wiercenia studni w XVIII – XX wieku.

Metody i sprzęt. Przegląd literatury, wykorzystanie materiałów archiwalnych, opis techniki i technologii wierceń odwiertów naftowych i gazowych.

Wyniki. Prześledzono sekwencję wydarzeń, które ujawniają rozwój technologiczny i techniczny techniki i technologii wierceń odwiertów ropy i gazu.

Naukowa wartość rozwoju. Wprowadzenie do obiegu naukowego głównych wydarzeń, faktów, rozwiązań technicznych i technologicznych, które zdecydowały o rozwoju techniki i technologii wierceń odwiertów ropy i gazu w XVIII – XX wieku.

Praktyczne znaczenie. Odwierty wiercone są w celu poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kondensatu gazowego. Na Ukrainie odkryto złoża o przewidywanych znacznych zasobach ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu gazowego. Ich rezerwy umożliwiają Ukrainie zaspokojenie własnych potrzeb w kompleksie paliwowo-energetycznym i przemyśle chemicznym oraz eksport produktów węglowodorowych do europejskich konsumentów.

Słowa kluczowe: wiercenie studni, wiercenie udarowe, wiercenie obrotowe, początki przemysłu naftowo-gazowego, historia rozwoju sprzętu i technologii wiercenia studni.

ABOUT AUTHORS

В. М. Орловський канд. техн. наук, доцент Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, e-mail: svaroh13@ukr.net

В. С. Білецький д-р техн. наук, професор Національний технічний університет “Харківський політехнічний інститут”, e-mail: biletsk@i.ua, [https](https://)



УДК 550.34+550.42

ВПЛИВ ПЕТРІВСЬКО-КРЕМІНСЬКОГО ГЛИБИННОГО РОЗЛОМУ НА МІГРАЦІЮ ФЛЮЇДАЛЬНИХ ПОТОКІВ У ПОРОДАХ СВЯТОГІРСЬКОЇ БРАХІАНТИКЛІНАЛІ

Антон Пивоваров – здобувач вищої освіти магістратури ХНУ ім. В.Н. Каразіна; смт. Донець, Харківська область, Україна; e-mail: anton.pyvovarov.2002@gmail.com

Василь Суярко – доктор геолого-мінералогічних наук, професор кафедри фундаментальної та прикладної геології ХНУ ім. В.Н. Каразіна; м. Харків, Україна; e-mail: [vgsuyarko@gmail.com](mailto:vgস্যুরকো@gmail.com)

INFLUENCE OF THE PETRIVSKO-KREMSKY DEEP FAULT ON FLUID FLOW MIGRATION IN ROCKS OF THE SVYATOGORSK BRACHYANTIKLINE

Anton Pyvovarov is a higher education getter of the master's degree at V. N. Karazin Kharkiv National University, Ukraine; e-mail: anton.pyvovarov.2002@gmail.com

Vasyl Suyarko Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Fundamental and Applied Geology of V. N. Karazin Kharkiv National University, Ukraine; e-mail: vgsuyarko@gmail.com

У цій статті досліджується вплив Петрівсько-Кремінського глибинного розлому та його вторинних диз'юнктивів на формування складної системи гідрогеохімічних і термогідрогеодинамічних процесів у Святогірсько-Кам'янському регіоні Дніпровсько-Донецького авлакогену. Встановлено, що ці розломні структури сприяють активному вертикальному переміщенню флюїдальних потоків і теплових потоків із глибинних шарів земної кори та мантії. Це призводить до формування зон інтенсивної гідрогеохімічної інверсії, які проявляються у значному збагаченні підземних вод ендегенними елементами, такими як гелій, радон, аргон та діоксид вуглецю (CO₂), що походить з глибин і має специфічний ізотопний склад δ¹³C.

У досліджуваних водоносних горизонтах зареєстровано термогідрогеодинамічні аномалії з підвищеною температурою (до 23–27 °C порівняно з фоновими 10–12 °C), що сприяють конвекційним процесам і вторинній мінералізації порід. Цей процес зумовлює значну зацементованість тріщинного простору колекторів, зокрема внаслідок накопичення карбонатів та інших мінералів у результаті реакцій з розчиненим у водах CO₂. Глибинні розломи виконують функцію каналів для міграції розігрітих флюїдів, що порушує природний термічний градієнт і сприяє термогідрогеодинамічним інверсіям.

Дослідження також виявило, що ізотопні аномалії вуглецю (δ¹³C) у водах свідчать про термометаморфічний генезис та дегазаційні процеси, зумовлені глибинними джерелами флюїдів. Ці явища є особливо інтенсивними поблизу Петрівсько-Кремінського розлому та його апофізів, що підтверджує значну роль глибинних тектонічних структур у перенесенні мантійних компонентів у верхні водоносні горизонти. Ці гідрогеохімічні процеси впливають на катагенетичні та метагенетичні зміни порід, сприяючи унікальній літологічній будові регіону. Отримані результати мають важливе значення для розуміння механізмів взаємодії тектонічних структур з гідрогеологічними умовами та можуть бути використані в подальших геологічних дослідженнях і для ресурсної оцінки подібних структур при урахуванні флюїдодинамічних параметрів порід-колекторів.

Ключові слова: Петрівсько-Кремінський глибинний розлом, Святогірська брахіантиклиналь, міграція, розігріті флюїдальні потоки, тепломасоперенесення.

Вступ. Глибинні регіональні розломи є основними шляхами міграції флюїдальних мас. Для Дніпровсько-Донецького авлакогену характерний конседиментаційний розвиток різного роду геологічних структур – антикліналей, монокліналей, розривних порушень, у тому числі і диз'юнктивних апофіз глибинних розломів.

Протягом усього періоду формування і розвитку, відбувається безперервний систематичний вплив глибинних розломів на сусідні структури. Особливо потужний вплив простежується у складчастих порушеннях (переважно антиклінальні структури), оскільки ті сприяють акумуляції перенесених флюїдальних потоків [1].

На прикладі Святогірської брахіантиклінальної структури та Петрівсько-Кремінського розлому, яскраво простежується вплив міграції розігрітих флюїдальних мас на подальший розвиток структури у літолого-фаціальному та геодинамічному планах. Така взаємодія підтверджена чисельними проявами геохімічної та термогідродинамічної інверсії на території брахіантикліналі.

Отже, розуміння постійної системної взаємодії глибинних розломів із антиклінальними структурами є важливим компонентом для моделювання літолого-фаціальних та структурних особливостей. Комплексний кореляційний аналіз є надважливим для подальшого прогнозування флюїодинамічних параметрів порід та структур, що зазнають сигніфікативного впливу від регіональних глибинних розломів.

Аналіз стану питання. Попередні дослідження припускали, що саме розташування Святогірської структури на антиклінальному валу є основним чинником формування особливостей та складу нижньопермських і кам'яновугільних відкладів. Проте автори вважають, що періодична тектонічна активізація корово-мантійних осередків, пов'язаних зі Святогірською брахіантиклінальною структурою та прилеглими територіями, посилює постійні процеси тепломасоперенесення флюїдних потоків у зонах розвантаження, що формуються вздовж глибинних розломів. Ці розломи сприяють швидкій та імпульсивній міграції розігрітих флюїдних мас, які переносять частки порід з нижчезалеглих пластів і фундаменту разом із зарядженими йонами у вигляді тепла. Саме цей механізм є ключовим для встановлення вірогідної моделі Святогірської структури [5].

Мета роботи. Метою даної статті є простеження впливу Петрівсько-Кремінського регіонального глибинного розлому на Святогірську брахіантикліналь.

Аналіз основних досліджень і літератури. Обґрунтуванню присутності регіональних глибинних розломів та їх впливу на інші внутрішньоавлакогенові структури присвятили свої наукові публікації Суярко В.Г., Барташук О.В., Гавриш В.К.. Безпосередніми практичними дослідженнями Святогірської брахіантикліналі займався Сухов В.В., під час яких було встановлено присутність термогідродинамічних аномалій у верхньокрейдових відкладах (K2) [5].

Викладення основного матеріалу дослідження. Святогірська брахіантикліналь є складовою частиною Дніпровсько-Донецького палеорифту, розташована у його південно-східній частині та являє собою палеозойську складку конседиментаційного розвитку. Її формування припадає на пфальську фазу герцинського тектогенезу, після чого зазнала кілька етапів розвитку під час осадконакопичення у палеозойській, мезозойській та кайнозойській ератем [9].

За палеозойськими відкладами, Святогірська брахіантиклінальна структура умовно розташована у межах Північно-Волвенківсько-Торсько-Дробишівського антиклінального валу, через індуляцію якого, утворилися Кам'янська, Співаківська, Торсько-Дробишівська, Північно-Волвенківська та Святогірська антиклінальні структури. З північної частини антиклінальний вал обмежений Білогірсько-Кам'янським прогином, а з півдня – Комишувахсько-Лиманською синкліналлю.

За даними сейсмічних досліджень, виконаними АТ «Укргазвидобування», було виділено численні розривні порушення, що, ймовірно, є диз'юнктивними апофізами Петрівсько-Кремінського глибинного розлому [5]. До вищезазначених досліджень додається

дослідження авторів, які картографували присутність розривних глибинних порушень у межах Кам'янської брахіантикліналі, що є частиною Святогірської площі (рис 1).

Існує підтверджений факт, що русла річок часто формуються вздовж зон тріщинуватості, які виникають у земній корі через глибинні розломи, що беруть свій початок від мантиї. На досліджуваній території є дві великі річки — Сіверський Донець і Оскіл, де перша є притокою другої. Це дозволяє припустити, що тут існує точка перетину двох різноспрямованих зон розломів, які відповідають руслам цих річок (рис. 2) [3].

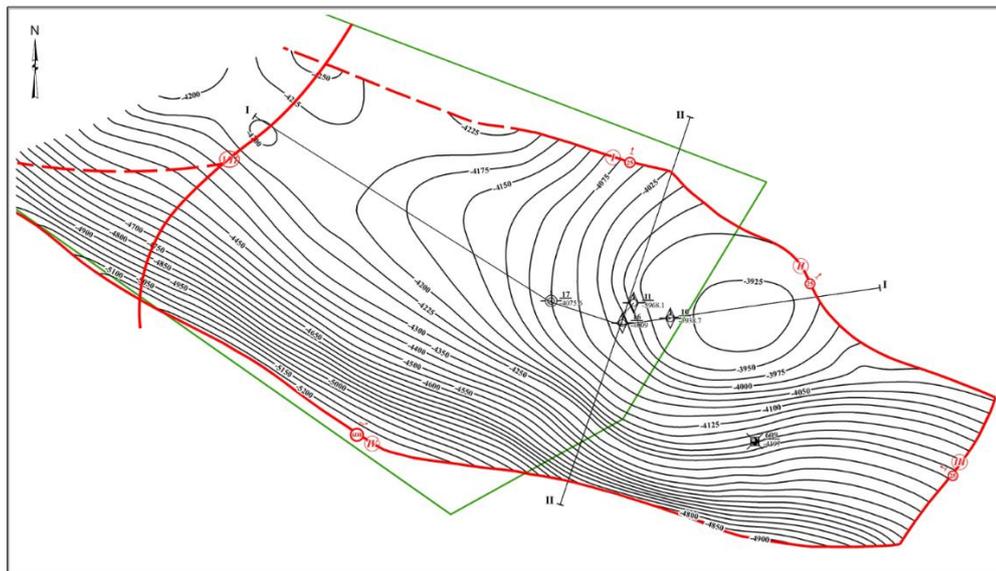


Рис. 1 – Структурна карта Святогірської Брахіантикліналі (за матеріалами УкрНДІГаз (2019 р.) із доповненнями авторів (2021 р.))

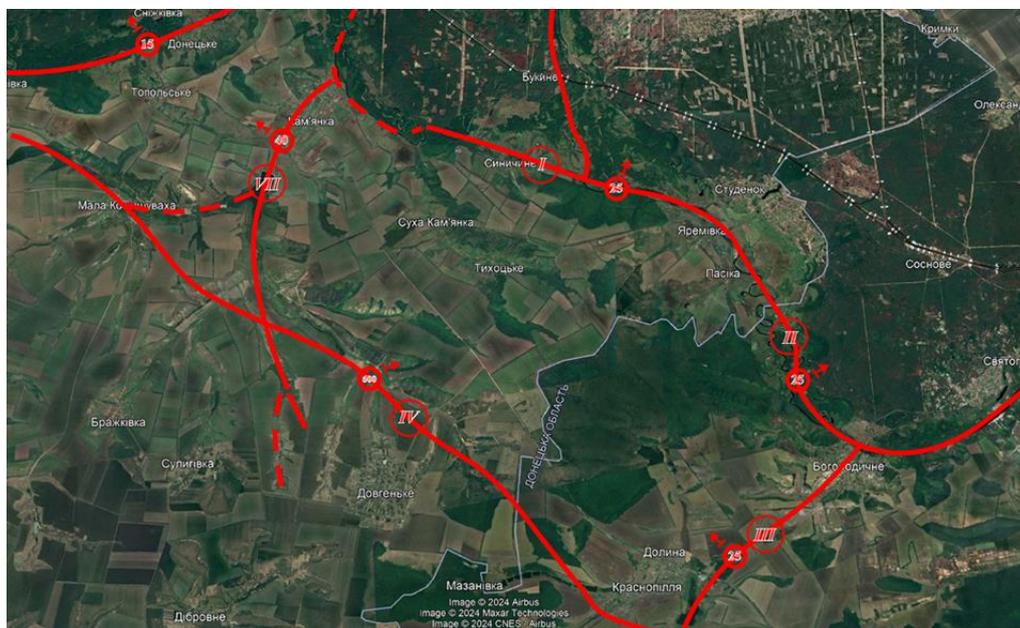


Рис. 2 – Принципова схема дислокації зон тектонічних порушень та їх кореляція з лінієментами на супутниковому знімку (склав Пивоваров А.В. – 2024 р.)

Згідно з класифікацією глибинних розломів Дніпровсько-Донецького авлакогену, Петрівсько-Кремінський розлом належить до глибинних (за В.Г. Суярко, [7]) і контролює висхідні флюїдальні потоки та геодинамічні напруги, включно зі Святогірською

брахіантикліналію. Його існування підтверджується просторовою орієнтацією тріщин, які перпендикулярні напрямкам геодинамічних напруг, що виникали на різних етапах тектонічної активізації цієї структури.

Сучасні тектонічні рухи відображаються в різних швидкостях підняття крил брахіантикліналі: висяче крило піднімається зі швидкістю 1,4–2,9 мм/рік, тоді як лежаче — 5,2–11,1 мм/рік, що чітко простежується в рельєфі [5]. Раніше вважалося, що розташування Святогірської структури на антиклінальному валу є основним фактором формування особливостей і складу нижньопермських і кам'яновугільних відкладів. Проте автори припускають, що періодична тектонічна активізація корово-мантійних осередків поблизу Святогірської брахіантикліналі сприяє тепломасоперенесенню флюїдних потоків у зонах розвантаження, що сформовані глибинними розломами. Через ці розломи відбувається імпульсивна міграція розігрітих флюїдних мас, які переносять частинки порід з нижчезалеглих пластів і фундаменту, а також енергетично заряджені йони у вигляді тепла [4, 5].

Геохімічна і термогідрогеодинамічна інверсійність зумовлена діяльністю глибинних розломів, які насичують водоносні горизонти ендегенними флюїдами та тепловими потоками. Води з неглибоких свердловин у межах Святогірської брахіантикліналі демонструють гідрогеодинамічну інверсію, підвищену концентрацію хлоридів і мікроелементів глибинного походження (ртуть, гелій, аргон, йод, бром та інші), а також значну напруженість гідрогеотермічного поля.

Ця діяльність глибинних розломів вплинула на літологічний склад, підвищуючи щільність порід-колекторів, представлених пісковиками, що підтверджується складом їх цементної маси (піритизація, залізистість, вторинний кварц, карбонатність).

Вплив Петрівсько-Кремінського розлому та численних диз'юнктивів спричиняє гідравлічний зв'язок між усіма водоносними комплексами, що формується завдяки вертикальному розвантаженню флюїдів по розломах. Тектоногенні тріщини слугують каналами для міграції флюїдальних мас, прискорених мантійним тепловим потоком, який активізує конвекційні процеси у водоносних горизонтах. Цей процес супроводжується дегідратацією та вторинною мінералізацією цементу, внаслідок чого на території Святогірської площі спостерігається гідрогеохімічна інверсія [8].

Дослідження В.Г. Суярка і В.В. Сухова виявили термогідрогеодинамічні аномалії в крейдових і юрських породах (23–27 °С при фоновій температурі 10–12 °С), що підтверджують високу активність гідрогеотермічного поля [5]. Такі аномалії прискорюють катагенетичні та метагенетичні зміни гірських порід і сприяють вторинній цементації тріщин, які сформувалися під час тектонічної активізації ларамійської фази.

Метаморфогенні флюїди, що мігрують уздовж зон розвантаження, утворюють гіпогенні аномалії у вищезалеглих водоносних комплексах, про що свідчить присутність гелію, радону, аргону і CO₂ в підземних водах [5]. Особливою ознакою гідрогеотермальних процесів є насичення тріщин карбонатно-глинистим цементом, що зумовлено реакціями нижчезалеглих карбонатистих порід із мантійним CO₂.

Концентрація CO₂ збільшується з глибиною, вказуючи на його ендегенне походження, характерне для флюїдів термічного генезису (метаморфогенного, гідротермального, вулканічного, катагенетичного). Його ізотопний склад ($\delta^{13}\text{C}$: 5-8‰) аналогічний вуглецю метану (CH₄), що підтверджує дегазацію мантії і термометаморфічний генезис [4, 9].

Саме розчиненість ендегенних компонентів та їх локалізація і тяжіння до зон розущільнення, свідчить про інтервально-імпульсивну тектонічну активізацію і є свідченням глибинного походження певної частини вуглеводнів у межах Святогірської брахіантикліналі (рис. 3).

Очевидно, що присутність порід-колекторів та щільних флюїдотривів обумовило акумуляцію мігрованих флюїдів (у т.ч. вуглеводнів).

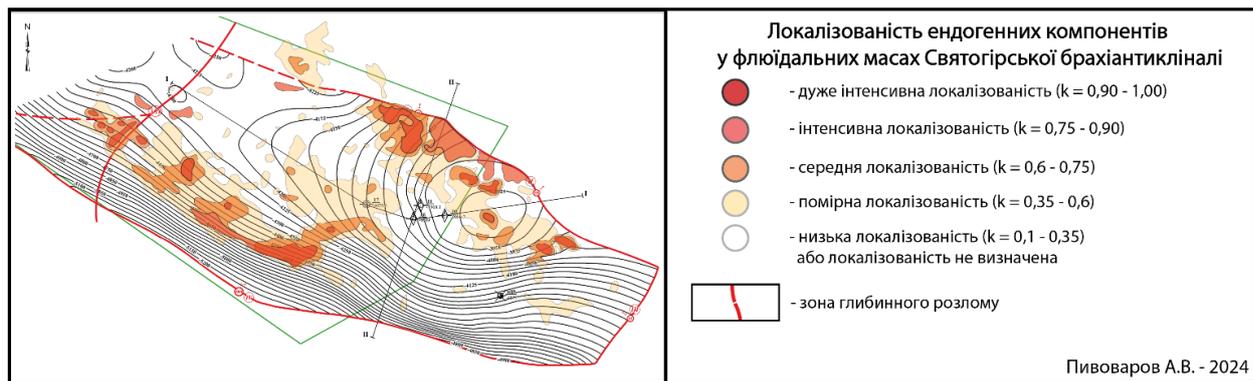


Рис. 3 – Схематична карта локалізації ендогенних компонентів у висхідних флюїдних потоках Святогірської брахіантикліналі (склав Пивоваров А.В. – 2024 р.)

Висновки. Проведене дослідження показало, що флюїдодинамічна взаємодія брахіантиклінальної структури та глибинного розлому і його апофіз у вигляді вторинних диз'юнктивів, формує геохімічні та термогідрогеодинамічні інверсії. Ці інверсії зумовлені впливом теплових потоків і дегазацією мантії, що спричиняє взаємодію між коливальними та складчастими рухами, а також міграцію флюїдів по зонах розущільнення. Глибинні розломи відіграють ключову роль у транспортуванні висхідних розігрітих флюїдальних мас, що призводить до виникнення гідрогеохімічних аномалій, а їх розігрітість та порушення тривіального термічного градієнту формує термогідрогеодинамічні інверсії. Особливості літологічного складу порід-колекторів проявляється у вигляді значної зацементованості тектоногенних тріщин, що могли виникнути під час пфальської фази герцинського тектогенезу, а вторинна цементация відбувалася вже під дією потужних або локальних тектонічних активізацій.

Список літератури

1. Бартацук О. В., Суярко В. Г. Горизонтальні переміщення геомасивів у континентальних рифтогенних геоструктурах (на прикладі Дніпровсько-Донецького палеорифта). Частина 1. Структурні прояви тектонічної течії у фундаменті // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2018. – № 49. – С. 10-23.
2. Гавриш В.К., Глубинное строение и эволюция Припятско-Днепровско-Донецького и Кенийского рифтов. - В кн.: Тез. докл. 27-го МГК, секция 07 Тектоника, т. 3. М.: Наука, 1984, с. 207-208.
3. Бартацук О. Системна організація диз'юнктивної тектоніки консолідованого фундаменту Дніпровсько-Донецького палеорифту. Частина 1. Лінементи // Вісник ХНУ. Серія "Геологія, географія, екологія". 2016. Вип. 45. С. 14-22
4. Helgeson H. C. Thermodynamics of hydrothermal systems at elevated temperature and pressures / H. C. Helgeson // Amer. J. Sci., 1969. – V. 267. – P. 729-804.
5. Сухов В.В. Гідрогеологічні особливості розвитку суфозії та карсту карбонатних порід на території Святогірського історично-архітектурного комплексу. Харків, 2016. – 157 с.
6. Белоконь В. Г. Неотектонические движения в Донбассе и их связь со структурными элементами / В. Г. Белоконь. – В кн. Материалы по геологии Донецкого бассейна. – М. : Наука, 1968. – С. 11–15.
7. Суярко В. Г. Про джерела надходження та міграцію бромів в підземних водах (на прикладі Дніпровсько– Донецького авлакогену) [Текст] / В. Г. Суярко, О. В. Гаврилюк // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. Серія: «Геологія. Географія. Екологія». – 2014. – №41 (1128). – С. 70-75.
8. Суярко В.Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – с. 26.
9. Гавриш В.К., Роль глибинних розломів у формуванні структур Дніпровсько-Донецької западини. - Геол. журн., 1965, т.25, №6, с. 13-21.

References (transliterated)

1. Bartashchuk O. V., Suyarko V. G. Horizontal displacements of geomasses in continental rift geostructures (on the example of the Dnipro-Donetsk paleorift). Part 1: Structural manifestations of tectonic flow in the basement // *V. N. Karazin Kharkiv National University Bulletin, series "Geology. Geography. Ecology."* - 2018. - No. 49. - P. 10-23.
2. Gavrysh. Deep structure and evolution of the Prypiat-Dnipro-Donetsk and Kenyan rifts. - In the book: *Abstracts of the 27th IGC, Section 07 Tectonics, vol. 3. Moscow: Nauka, 1984, pp. 207-208.*
3. Bartashchuk O. System organization of disjunctive tectonics of the consolidated basement of the Dnipro-Donetsk paleorift. Part 1: Lineaments // *KhNU Bulletin. Series "Geology, Geography, Ecology"*. 2016. Issue 45. C. 14-22
4. Helgeson H. C. Thermodynamics of hydrothermal systems at elevated temperatures and pressures / H. C. Helgeson // *Amer. I. Sci.*, 1969. - V. 267. - P. 729-804.
5. Sukhov V.V. Hydrogeological features of the development of suphosition and karst of carbonate rocks on the territory of Sviatohirsk historical and architectural complex. Kharkiv, 2016. 157 p.
6. Belokon V.G. Neotectonic movements in Donbas and their connection with structural elements / V.G. Belokon. - In the book *Materials on the geology of the Donetsk basin. - Moscow: Nauka, 1968. - P. 11-15.*
7. Suyarko V. G. On the sources of bromine inputs and migration in groundwater (on the example of the Dnipro-Donetsk avlakogen) [Text] / V. G. Suyarko, O. V. Havryliuk // *Bulletin of V. N. Karazin Kharkiv National University. Series: "Geology. Geography. Ecology."* - 2014. - No. 41 (1128). - P. 70-75.
8. Prediction, prospecting and exploration of hydrocarbon deposits: Textbook / V.G. Suyarko - Kharkiv: Folio, 2015. - p. 26.
9. Gavrysh V.K., The role of deep faults in the formation of structures of the Dnipro-Donetsk depression. - *Geological Journal*, 1965, vol. 25, no. 6, pp. 13-21.

ABSTRACT

The article examines the influence of the Petrivsko-Kreminsky deep fault and its secondary disjuncts on the formation of a complex system of hydrogeochemical and thermohydrogeodynamic processes in the Sviatohirsko-Kamiansky region of the Dnipro-Donetsk aulacogen. It has been established that these fault structures contribute to the active vertical movement of fluid flows and heat flows from the deep layers of the Earth's crust and mantle. This leads to the formation of zones of intense hydrogeochemical inversion, which are manifested in the significant enrichment of groundwater with endogenous elements such as helium, radon, argon, and carbon dioxide (CO₂) originating from the depths and having a specific isotopic composition of $\delta^{13}\text{C}$. Thermohydrodynamic anomalies with elevated temperatures (up to 23-27 °C compared to the background temperature of 10-12 °C) were recorded in the studied aquifers, which contribute to convection processes and secondary mineralization of rocks. This process leads to significant cementation of the fracture space of reservoirs, in particular due to the accumulation of carbonates and other minerals as a result of reactions with CO₂ dissolved in water. Deep fractures act as channels for the migration of heated fluids, which disrupts the natural thermal gradient and promotes thermohydrogeodynamic inversions.

The study also revealed that carbon isotopic anomalies ($\delta^{13}\text{C}$) in the waters indicate thermometamorphic genesis and degassing processes caused by deep fluid sources. These phenomena are particularly intense in the vicinity of the Petrivsko-Kreminsky fault and its apophyses, which confirms the significant role of deep tectonic structures in the transfer of mantle components to the upper aquifers. These hydrogeochemical processes affect catagenetic and metagenetic changes in rocks, contributing to the unique lithological structure of the region. The results obtained are important for understanding the mechanisms of interaction between tectonic structures and hydrogeological conditions and can be used in further geological studies and for resource estimation of similar structures, taking into account the fluid dynamic parameters of reservoir rocks.

Keywords: Petrivsko-Kreminsky deep fault, Svyatohirsk brachiatcfaul, migration, heated fluid flows, heat and mass transfer.

Відомості про авторів / About the Authors

Пивоваров Антон Віталійович – здобувач вищої освіти магістратури ХНУ ім. В.Н. Каразіна; смт. Донець, Харківська область, Україна; e-mail: anton.pyvovarov.2002@gmail.com

Суярко Василь Григорович – доктор геолого-мінералогічних наук, професор кафедри фундаментальної та прикладної геології ХНУ ім. В.Н. Каразіна; м. Харків, Україна; e-mail: ygsuyarko@gmail.com



УДК 669.297

ДО ІСТОРІЇ ПРОМИСЛОВОГО ВИРОБНИЦТВА ГАФНІЮ В УКРАЇНІ³

Леонід Шпильовий, канд. техн. наук, ст. наук. співробітник Інституту геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка НАН України, Київ, Україна, E-mail: mineraltech.azov@gmail.com
Володимир Білецький д-р техн. наук, професор (Національний технічний університет “Харківський політехнічний інститут”), e-mail: biletsk@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

ON THE HISTORY OF INDUSTRIAL HAFNIUM PRODUCTION IN UKRAINE

Leonid Shpylovyi Ph.D. technical Sciences, senior researche, Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation. M.P. Semenenko, Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: mineraltech.azov@gmail.com

Volodymyr Biletskyi Dr. Sci. (Engin.), Professor (National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”), ukcdb@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

Анотація.

Стаття присвячена історії вітчизняного промислового виробництва гафнієвої продукції. Показано, що актуальність організації такого виробництва зумовлена, зокрема, необхідністю забезпечення будівництва реакторів атомних електростанцій. З використанням архівних даних доведено, що вперше у вітчизняній практиці виробництво гафнію освоєне на Донецькому хіміко-металургійному заводі на початку 1960-х років. У 1960 році вироблено перші 3 кг діоксиду гафнію; у 1961 році — перші 2,64 кг порошку металевого гафнію. У 1964 році на Донецькому ХМЗ освоєно промислове виробництво компактного пластичного гафнію в стрижнях, придатного для атомного реакторобудування.

Показано, що значною мірою зусиллями саме українських вчених і практиків у другій половині ХХ ст. в стислі строки вдалося створити нові, оригінальні технології розділення цирконію і гафнію, що дозволило забезпечити збройні сили, космічну індустрію та атомну промисловість країни важливими конструкційними матеріалами. Впровадження цих технологій, їх вдосконалення і заміна відбувалися у відповідності з вимогами часу. Донецький ХМЗ в останній третині ХХ ст. та на початку ХХІ ст. був єдиним в країні виробником цирконієвої та гафнієвої продукції, експериментальною базою для розвитку нових технологій і техніки. Фахівцями заводу, його колективом зроблено неоціненний внесок в становлення атомної промисловості країни.

Наукова новизна роботи полягає у введенні в науковий обіг нових фактів, які висвітлюють розробку гафнієвих технологій на Донецькому ХМЗ, що носили піонерський характер у вітчизняній промисловості.

Ключові слова: цирконій, гафній, технологічні процеси, Донецький хіміко-металургійний завод, інновації.

Вступ. В умовах розбудови незалежної держави виникає потреба всебічного дослідження та переосмислення маловідомих сторінок вітчизняної історії, у тому числі історії промисловості. Серед них актуальною і недостатньо вивченою є проблема

³ Закордонні архівні матеріали, посилання на які використані в цій статті, були вивчені і оброблені у 1995-2000 рр.

дослідження історії окремих підприємств, окремих галузей промисловості, зокрема виробництва такого рідкісного металу як гафній.

Опубліковано кілька оглядів, присвячених питанням становлення і розвитку промислового виробництва цирконію і гафнію в зарубіжних країнах [1–5]. Історія промисловості гафнію в Україні лише фрагментарно висвітлена в роботах зарубіжних [6–8] та українських дослідників [1, 9–12]. Зокрема, в роботах [10,11] нами досліджувалася вітчизняна практика розділення цирконію і гафнію в промислових умовах.

Метою цієї роботи є встановлення пріоритету Донецького хіміко-металургійного заводу (ДХМЗ) в промисловому освоєнні технології виробництва гафнію та його сполук на теренах пострадянського простору.

Джерельна база. Для дослідження історії промисловості гафнію в Україні нами залучалися архівні матеріали, щорічні звіти ДХМЗ про виробничо-господарську діяльність, звіти про науково-дослідні роботи, які виконувалися заводською науково-дослідною лабораторією та науковими установами України і Росії за участі фахівців заводу. Робота є продовженням досліджень, започаткованих авторами раніше [10,11].

Основний виклад. Гафній, відкритий у 1923 році вченими Дьєрдь де Гевеші і Дірк Костер, знайшов достатньо широке промислове застосування лише в середині ХХ століття. Гафній не має власних мінералів у природі. Сировинним джерелом гафнію є різні мінерали цирконію, які зазвичай містять до 3 % гафнію.

Присутність гафнію в металевому цирконії не впливає негативно на якість останнього через близькість їх властивостей. Тому вилучення гафнію з цирконієвої продукції загальнопромислового призначення не завжди здійснюється (ще й з огляду на складність і високу вартість технологічних операцій з вилучення гафнію). Дефіцитність гафнієвої продукції та слабка вивченість властивостей гафнію протягом тривалого часу визначали порівняно незначне за обсягами промислове використання цього елемента.

Першими галузями, де гафній знайшов практичне застосування, були електровакуумна техніка, електроніка і радіотехніка (*катоди, геттери, електроконтакти*) [13]. Перспективними галузями використання, як вважалося, були також виробництво спеціальних вогнетривів і кераміки, оптики, якісних сплавів для металургії, авіа- та ракетобудування, промисловий катализ.

Властивості і можливості використання хімічних сполук гафнію на той час були вивчені гірше, ніж металевого гафнію. Найбільшу увагу викликали тугоплавкі сполуки гафнію – діоксид, карбід, борид. Твердий розчин карбідів гафнію і танталу плавиться при температурі вище 4000 °С [4]. Це найтугоплавкіший керамічний матеріал: сьогодні з нього виготовляють тиглі для плавки інших тугоплавких металів, деталі реактивних двигунів.

Особливого значення для промисловості індустріально розвинутих країн гафній набув з середини минулого століття у зв'язку з розвитком атомної енергетики (регулюючі стрижні реакторів, екрани для захисту від нейтронного випромінювання), та атомних озброєнь (особливо військово-морських). Лігатура на основі гафнію використовується як компонент для виробництва жаростійких сталей, спеціальних сплавів для ракетної і космічної техніки, для виготовлення лопатей авіаційних турбін, реактивних двигунів.

Металевий гафній 99 %-ої чистоти вперше отримали у 1923 році Гевеші і Янтсен [14]. Перша промислова установка для отримання діоксиду гафнію, а з нього – металу за способом Кролля (металотермічне відновлення магнієм) стала до ладу 1951 року в США. Її основним призначенням було забезпечення морського відомства гафнієм для виробництва регулюючих стрижнів активної зони реакторів атомних підводних човнів [1].

Тоді ж, в середині ХХ ст., розпочалося широке промислове застосування процесів розділення цирконію і гафнію.

Розділення досить близьких за властивостями хімічних елементів – цирконію і гафнію, що зустрічаються в природі лише сумісно в цирконових рудах, вперше здійснили Дірк Костер та Дьєрдь де Гевеші [15]. При ланцюгових реакціях ядерного розпаду необхідний

цирконій «реакторної чистоти» – з мінімальним вмістом гафнію. Гафній, як і цирконій, має унікальні атомно-фізичні властивості, які дозволяють широко використовувати ці метали в ядерній енергетиці. З усіх конструкційних металів з високою жаростійкістю та корозійною стійкістю гафнію притаманна найбільша величина поперечного перетину захоплення теплових нейтронів – 115 барн, а цирконію – найменша (0,18 барн).

Унікальна властивість очищеного від гафнію цирконію – пластичного, ковкого, жаростійкого, тугоплавкого, корозійностійкого металу майже повністю пропускати нейтрони, – зумовила зростання його виробництва в 1950-х роках. Паралельно зростало виробництво гафнію. Очищений від гафнію металічний цирконій використовується в окремих конструктивних елементах ядерних реакторів, але в основному як оболонка, яка захищає ядерне паливо (уран, плутоній) від контакту з теплоносієм. Як відомо, уранове паливо поміщають у порожнисті труби, які називають тепловиділяючими елементами (ТВЕЛ). З усіх відомих металів для оболонок ТВЕЛів був обраний надчистий, очищений від гафнію цирконій, як такий, що майже повністю пропускає нейтрони. Гафній же, навпаки, маючи високий показник величини захоплення теплових нейтронів та притаманну йому високу жаростійкість, став широко використовуватися як захисний матеріал в атомних реакторах у вигляді стрижнів, за допомогою яких керують тепловою реакцією. Використовується гафній і в захисних пристроях ядерних реакторів від нейтронного опромінення.

Отримання металевого гафнію було неймовірно складним процесом, про що до певної міри свідчать ціни: в 1935–1936 роках металевий гафній 95 %-ої чистоти продавався у Німеччині в дуже незначних обсягах за ціною 2750 марок за один грам [13].

У 1950 році в США – найбільшому виробнику цирконію і гафнію, – було вироблено лише декілька кілограмів гафнію реакторної чистоти [8]. До 1952 року на дослідних та напівпромислових установках США було вироблено менше 50 кг 98-99 %-ого діоксиду гафнію, з якого могли виробляти металевий гафній.

Промислове виробництво гафнію виникло в США у 1952 році, і було зумовлене саме необхідністю вилучити домішки гафнію з цирконію реакторного сорту. Надалі гафній і його сполуки набули самостійного промислового значення, насамперед в ядерній енергетиці. У 1952 році річний випуск металевого губчатого гафнію на заводі в місті Олбані складав уже 2,7 т. У 1958 році виробництво губчатого гафнію досягло 23 т, а в 1959–1960 рр. середньорічний випуск складав 30 т [1]. Виробництвом гафнію і його сполук в США в ті роки займалося близько 20 фірм. Ціна на губчатий гафній в 1959 році знизилася до 55 дол./кг. Ціна на гафнієвий прокат перевищувала 100 дол./кг [13]. Окрім компактного металу та порошоків гафнію в США вироблялися такі продукти, як товарний діоксид гафнію технічної і реакторної чистоти, борид гафнію, карбід гафнію, різні солі.

Промислове виробництво гафнію на той час було освоєно також в Англії, Німеччині, Японії, Франції. В Англії гафній вироблявся фірмами «Магnezіум електрон» та «Мрекс» [4]. Загальний випуск не перевищував перших десятків кілограмів, і залишався дефіцитним навіть для наукових робіт.

Ядерна техніка є основним споживачем губчатого і компактного металевого гафнію (до 90 %). Завдяки поєднанню великого перерізу захвату нейтронів, високих механічних властивостей і корозійної стійкості, гафній є незамінним матеріалом для регулюючих стрижнів атомних реакторів. Гафнієві стрижні регулювання вперше були використані в реакторі американського атомного підводного човна «Наутілус», реакторах Шіпінгпортської атомної електростанції поблизу Чікаго, атомної електростанції поблизу Франкурта-на-Майні, ФРН [16].

Перспективним виявилось також використання металевого гафнію і діоксиду гафнію для компактних захисних екранів від нейтронного опромінення.

Радіотехнічна промисловість була одним першим споживачів гафнію. В Західній Європі всі патенти на виробництво гафнієвих сполук та їх використання монопольно

скуповувалися нідерландським концерном *Філіпс*, близьким до німецьких концернів *Сіменс* і *А.Е.С.* [13]. Висока температура плавлення та значна термоелектронна емісія зумовили застосування гафнію в електровакуумній техніці при виготовленні підсилювальних ламп і катодів рентгенівських і неонових трубок. Гафній виявився придатним матеріалом для гетерів електронних приладів завдяки високому ступеню адсорбції газів.

Велися також широкі дослідження по використанню гафнію в жаростійких сплавах.

Після відкриття можливості використання цирконію в ядерній техніці проблема розділення цирконію і гафнію, яка являла до того чисто науковий інтерес, набула практичного значення. В неочищеному від гафнію цирконії середньої якості поперечний переріз поглинання теплових нейтронів перевищує 1,0 барн. Тому у виробництві металевого цирконію для реакторів на теплових нейтронах необхідна операція вилучення гафнію до прийнятної вмісту – 0,01 % [1].

Невдовзі після відкриття гафнію для його вилучення було розроблено велику кількість методів фракційної кристалізації, осадження і дистиляції. Значно пізніше оприлюднені роботи по екстракційному і йонообмінному процесам. До середини ХХ століття запропоновано декілька десятків різних способів розділення цирконію і гафнію. В роботі [17]. приведена класифікація методів розділення цих елементів:

- фракційна кристалізація сполук;
- фракційне осадження сполук;
- термічний розклад сполук;
- сублимація і дистиляція галогенідів;
- методи адсорбції і йонного обміну;
- екстракційні методи.

Найбільш ефективними є екстракційні методи, які забезпечують високу ступінь розділення при відносно невеликій трудомісткості. На цирконієвих заводах США прийняті два екстракційні методи розділення цирконію і гафнію [18]:

– рідинна екстракція з застосуванням метилізобутилкетону, соляної і тіоціанової кислоти;

– рідинна екстракція з застосуванням трибутилфосфату і азотної кислоти.

Останній метод прийнято на заводі фірми «Коламбія Нейшіл» в м. Пенсакола, (штат Флорида), а також у Франції. На інших великих цирконієвих заводах США, Англії, Німеччини і Японії з 1950-х років застосовувався перший метод [1]. На цьому методі базується технологія розділення цирконію і гафнію на найбільшому заводі США в м. Аштабьюла. У вихідному напівфабрикаті – технічному тетрахлориді цирконію, – міститься близько 2 % гафнію. Екстракції гафнію передуює очистка тетрахлориду цирконію від домішок заліза (до 0,0001 %) шляхом обробки водного розчину метил-ізобутил-кетонем.

Розділення цирконію і гафнію здійснюється екстракцією гафнію у вертикальних колонах з використанням метил-ізобутил-кетону в присутності тіоціанату амонію. Після екстракції в тетрахлориді цирконію залишається 0,01 % гафнію. Гафнієвий концентрат, отриманий екстракцією, піддається тим же операціям, що й цирконій.

Пізніше розділення стали здійснювати ректифікацією пари тетрагалогенідів цирконію та гафнію.

Весь гафній, який сьогодні виробляється, отримують як супутній продукт при виробництві металевого цирконію реакторної чистоти. Промислова технологія губчатого гафнію в США основана на модифікованому процесі Кролла [18]. Новий процес по суті є дещо зміненим процесом відновлення тетрахлоридів цирконію і гафнію з використанням суміші натрію і магнію. Найважливішою перевагою цього методу є можливість отримання гафнію, який може застосовуватися в ядерній техніці без попереднього очищення. Такої ж чистоти отримують і цирконій.

Губчатий гафній, вироблений в США за старою технологією, очищали шляхом йодидної дисоціації галогенідів з метою вилучення таких домішок, як кремній, алюміній, натрій, кисень та азот [4].

Для виплавки зливків гафнію в США вже до 1960 року використовувався метод електронно-променевої плавки [5].

На сьогодні випуск гафнію в світі складає приблизно 140 т на рік, у тому числі: Oremet-Wall Chang – 72 т (США); Western Zirconium Inc. (США) – 28 т; Cezus (Франція) – 32 т; Nippon Mining Co. (Японія) – 3 т; Чепецький механічний завод (Росія) – 4,3 т [19].

В Україні виробництво гафнію також стало розвиватися після того, як у промисловості виникла нагальна потреба в металевому цирконію, очищеному від гафнію.

У листопаді 1952 року в Маріупольському цирконовому рудоуправлінні (майбутньому Донецькому хіміко-металургійному заводі (ДХМЗ) була змонтована спеціальна дослідна установка для відділення цирконію від гафнію хроматографічним методом, розробленим в *Укрдірідмет* (м. Одеса) Вінаровим І.В. із співробітниками [9, 20]. Пуск установки затримувався через відсутність сировини – хлориду цирконію, – та деякого допоміжного обладнання і спеціальних пристроїв.

У лютому 1954 р. Рада Міністрів СРСР прийняла постанову № 259-124сс про організацію виробництва металевого цирконію, очищеного від гафнію, для забезпечення будівництва реакторів атомних електростанцій. Наказом Міністра кольорової металургії СРСР від 18.02.1954 року рудоуправлінню доручалося спільно з підприємством п/с 12 виробити 100 кг металевого цирконію з вмістом цирконію (Zr) 99,5 % та вмістом гафнію (Hf) не вище 0,2 % [21].

Перша дослідна установка, створена на підприємстві, забезпечувала проведення наступних технологічних операцій:

- хлорування вихідної сировини (технічного діоксиду цирконію або знезалізного цирконового концентрату);
- хроматографічної очистки хлориду цирконію від гафнію з наступним отриманням чистого діоксиду цирконію.

Одночасно, як побічний продукт, отримували 7-10 %-ний гафнієвий концентрат.

До кінця року на дослідній установці отримали 86 кг діоксиду цирконію з вмістом гафнію 0,11 %, та перші 2,6 кг 5 %-го гафнієвого концентрату [21].

У липні 1954 року на підприємстві запустили другу дослідну установку для виробництва технічного флуорцирконату калію K_2ZrF_6 (ФЦК) та особливо чистого діоксиду цирконію з вмістом гафнію не вище 0,03 %, який отримували методом фракційної (дробової) перекристалізації ФЦК.

ФЦК, з метою очищення від гафнію, піддавався 16-20 перекристалізаціям. Очищений від гафнію, він осаджувався аміаком і у вигляді гідроксиду відмивався від флуористої солі. Потім гідроксид підсушувався і прожарювався. Маточні розчини від попередніх партій передавалися на наступні цикли перекристалізації, крім перших і других, а через 7 циклів – і третіх. Останні дві перекристалізації проводилися на дистильованій воді. Перші маточні розчини упарювалися і піддавалися перекристалізації. Кристали ФЦК змішувалися з технічними кристалами, отриманими в попередніх циклах, а маточний розчин осаджувався аміаком. Гідроксид цирконію з вмістом гафнію до 10 %, відтискався і складувався.

Осадження гідроксиду цирконію здійснювалося спочатку згідно інструкції, розробленої *Гиредмет* Попеляєвою Є.А., при концентрації 80 г/л K_2ZrF_6 . Але виробнича практика показала, що при такій концентрації відмивка від флуору відбувалася через 110-120 промивок (15-20 днів). Надалі прийняли концентрацію 20 г/л та ввели періодичну промивку гідроксиду 0,5 %-ю аміачною водою. Кількість промивок при цьому зменшилося до 25-30. Вміст флуору при усталеній технології коливався в межах 0,2-0,3 % [21].

Так званий «гафнієвий концентрат» з вмістом HfO_2 7-11 % складувався у мокрому вигляді через відсутність методики подальшої його переробки.

У 1955 році на заводі планувалося ввести в експлуатацію дослідний цех. Там мали розмістити установки для отримання гафнієвого концентрату та діоксиду цирконію з вмістом гафнію менше 0,04 %. Планувалося виробити 40 кг гафнієвого концентрату. Але цех в експлуатацію не ввели через повільне та неякісне проєктування, та невиконання підрядниками плану будівельних робіт. Виробили у 1955 році лише 8,3 кг бідного 5 %-го гафнієвого концентрату на дослідній установці [22].

Дослідні роботи по отриманню гафнієвого концентрату виконувалися на підприємстві в двох напрямках. За технологічною схемою *Гиредмет*: перші і другі маточні розчини, отримані в результаті перекристалізації флуорцирконату калію (ФЦК), упарювалися до 1/6 початкового об'єму. Гарячий розчин зливався на кристалізацію. Кристали флуорцирконату калію, отримані в результаті кристалізації, зливалися з товарним ФЦК, а маточні розчини осаджувалися водним розчином аміаку. Відтиснутий гідроксид після аналізу на вміст суми (Zr + Hf) був готовою продукцією.

Дослідна напівпромислова установка по виробництву особливо чистого діоксиду цирконію працювала з червня 1954 року. За цей період (до кінця 1955 року) на ній вироблено з відходів 103,7 кг 5 %-го гафнієвого концентрату. Вміст Hf_2O в концентраті коливався від 5,2 до 6,4 %. Вміст шкідливих домішок флуору в концентраті – 2,6-11,2 % [22]. Тому на вимогу Укрдирімет (м. Одеса), де здійснювалася на той час подальша переробка бідного гафнієвого концентрату, останній відмивався від солей флуору декантацією або на фільтрпресі.

За технологічною схемою, запропонованою фахівцями підприємства Шапіро О.І. і Долгушиним Д.С. концентрат гафнію у вигляді сульфатоцирконілу отримували наступним чином: технічний гідроксид цирконію, отриманий осадженням маточних розчинів, розчинявся в сірчаній кислоті. У відфільтрований розчин знову доливалася сірчана кислота для висолювання кристалів сульфатоцирконілу. В деяких дослідах кристали розчинялися і осаджувалися водним розчином аміаку. Отриманий гідроксид містив від 5,0 до 7,3 % Hf_2O лише в п'яти партіях з 18; у більшості ж випадків вміст Hf_2O не перевищував 3-4 %, що пояснювалося нестабільним вмістом гафнію в цирконовій руді [22].

Концентрат мав бути очищеним від оксидів заліза до вмісту менше 0,2 %, кремнію – менше 0,5 %, і флуору – менше 0,2 %. Однак, вдалося лише частково очистити концентрат до вмісту флуору – 1 %, заліза – 0,1 %, і кремнію – 1,7 %. Всього вироблено у другому півріччі 22,06 кг концентрату, у тому числі зі зниженим вмістом домішок – 10,215 кг [23].

Згідно технологічної схеми, розробленої *Гиредмет*, при розділенні цирконію і гафнію методом фракційної (дробної) кристалізації ФЦК одержують 5 %-ий гафнієвий концентрат. Його отримували осаджуванням гідроксиду із збагачених гафнієм I і II маточників дробної кристалізації ФЦК. Отже, випуск 5 %-го гафнієвого концентрату повністю зумовлений обсягами випуску очищеного від гафнію діоксиду цирконію.

Отримання 5 %-го гафнієвого концентрату випарюванням I та II маточних розчинів проводилося в дослідному цеху підприємства з травня 1956 року [24]. Через несталий вміст гафнію в цирконових концентратах випарювання проводилось до 1/5 та 1/6 початкового об'єму розчину. В грудні для підвищення продуктивності випарної дільниці впроваджено комбінований метод упарювання до 1/2 початкового об'єму з наступним висолюванням ФЦК з розчину хлористим калієм.

Дослідні роботи по отриманню гафнієвого концентрату включали:

- розчинення технічного гідроксиду в сірчаній кислоті з наступним висолюванням сульфат-цирконату;
- висолювання флуорсульфату калію хлористим калієм з основних (міцних) і маточних розчинів;
- розчинення технічного гідроксиду цирконію в плавиковій кислоті з наступним виділенням з розчинів флуоргафнату калію;
- упарювання I та II маточних розчинів з наступним висолюванням.

Проведені дослідження по отриманню гафнієвого концентрату з основних та маточних розчинів показали, що вміст гафнію в розчині після висолювання хлористим калієм залежить від низки причин:

- вмісту гафнію у вихідному цирконовому концентраті;
- температури маточного розчину;
- кількості хлористого калію, взятого для висолювання.

Концентрат гафнію, отриманий висолюванням хлористим калієм, містив Hf/Zr 5,0-5,4 %, в той час як сульфат цирконію містив 4,1 % Hf/Zr, що не відповідало вимогам *Главредмет* до гафнієвого концентрату.

Гідрооксид, отриманий осадженням маточних розчинів після кристалізації ФЦК, розчинявся у плавиковій кислоті. Прояснений розчин піддавався фракційному осадженню хлористим калієм до тих пір, поки в розчині співвідношення Hf/Zr досягало 5 % і вище. Багатий за вмістом гафнію розчин декантували, потім з нього флуорцирконат і флуоргафнат калію повністю висолювали хлористим калієм. Кристали відділялися від розчину, розчинялися у дистильованій воді, усереднювалися аміаком до закінчення виділення гідрооксиду заліза (рН=5,0-5,5). Очищений від заліза розчин осаджувався аміаком. Отриманий гідрооксид мав такий склад: Fe₂O₃ – 0,08-0,20 %; SiO₂ – 0,18 %; Zr – 9,8-15,7 %; F – 12,8-17,3 %; Hf/Zr – 4,4-6,6 %.

У лютому 1957 року міністерство кольорової металургії доручило Донецькому ХМЗ організувати разом з *Гиредметом*, *ГСПИ-1* та Інститутом тонкої хімічної технології ім. Ломоносова (Москва) в напівпромислових умовах при переробці цирконового концентрату супутнє вилучення гафнію, і отримання багатих концентратів та діоксиду гафнію [25].

Виробництво планувалося здійснювати до кінця року на йонообмінній установці. Але у зв'язку з затягуванням *Гиредметом* завершення науково-дослідних робіт установку для отримання діоксиду гафнію йонообмінним методом за технологічною схемою *Гиредмет* змонтували лише у 1958 році, та в кінці року провели перший цикл переробки. Отримали перші 43,9 г діоксиду гафнію з вмістом основної речовини 99,5 %. Пряме вилучення складало 58 % [26].

У цьому ж році на підприємстві разом з бригадою ІЗНХ АН УРСР під керівництвом Шеки І.А. виконали ще одну роботу по отриманню багатих концентратів гафнію (50-60 % гафнію по відношенню до цирконію), куперфероновим методом. Технологія полягала в наступному [26].

1. Розчин ФЦК підкислювався плавиковою кислотою; до нього додавався водний розчин купферону до повного випадіння заліза (у вигляді купферону заліза). З очищеного від заліза розчину купфероном осаджувалось 90 % сухих оксидів (сума діоксидів цирконію і гафнію). В цю фракцію переходило до 30 % діоксиду гафнію. Вміст гафнію в ній – 3-5 %. Залишки оксидів осаджували аміаком.

Отриманий концентрат містив від 50 до 60 % діоксиду гафнію. Вилучення складало 70 %. Близько 70 % куперферону регенерувалося і знову направлялося в процес.

2. Концентрат з вмістом 3 % HfO₂/ZrO₂ розчинявся в плавиковій кислоті і оброблявся за тією ж схемою. В цьому випадку отримали 70 %-ий гафнієвий концентрат при вилученні 70 %. Цей метод не був цікавим як самостійний метод отримання сполук гафнію, але був хорошим доповненням йонообмінного методу як попередня операція.

У 1960 році отримали 3,046 кг діоксиду гафнію (ціна 35 000 крб.) [27]. В наступному році виробництво діоксиду гафнію зросло до 30,0 кг; з них 1,7 кг використали для випуску порошку металевого гафнію [28].

Технологія виробництва порошку гафнію полягала у кальцієрмічному відновленні діоксиду гафнію. Вперше металевий гафній відновленням діоксиду гафнію кальцієм отримали де Бур і Фаст у 1930 році [29]. Вільна енергія Гіббса реакції відновлення нижчих оксидів гафнію кальцієм невелика. Тому необхідний надлишок кальцію, щоб забезпечити

повноту протікання реакції. Тепла енергії реакції недостатньо для позапічного процесу і тому його проводили із зовнішнім підігрівом.

Шихту готували з діоксиду гафнію та кальцію, очищеного дистиляцією. Для кращого контакту між кальцієм і діоксидом гафнію в шихту добавляли хлористий кальцій. Це прискорювало реакцію і сприяло утворенню більш крупних частинок металу. Надлишок кальцію складав 25-40 % від стехіометрично необхідного. Кількість хлористого кальцію не перевищував 50 % від маси оксиду кальцію та коригувався в залежності від вимог до крупності порошку гафнію.

Відновлення протікало в герметичному реакторі (стакані) із нержавіючої сталі, заповненому аргоном, при температурі 1000-1100 °С. З охолодженого реактора вилучали реакційну масу, яку після подрібнення обробляли водним розчином соляної кислоти. Відмитий водою порошок гафнію висушували у вакуумі при 40-50 °С.

Кальцієтермічний порошок гафнію містив 99,5-99,8 % Hf. З початку 1960-х років підприємство нарощувало випуск багатих гафнієвих концентратів, діоксиду гафнію та порошоків металевого гафнію.

У 1964 році на ДХМЗ завершено освоєння промислового виробництва багатого гафнієвого концентрату екстракцією трибутилфосфатом із азотнокислих розчинів. Освоєна технологія була більш економічною в порівнянні з технологією переробки бідних концентратів методом йоннообмінного розділення цирконію і гафнію та флуорцирконатного методу очистки цирконію від гафнію [30].

До кінця року вироблено було 622,56 кг 60 %-го екстракційного гафнієвого концентрату, з якого отримали 233 кг діоксиду гафнію. Вміст гафнію в діоксиді гафнію – 84,2 %. Кальційтермічним відновленням діоксиду гафнію вироблено також 193,42 кг порошку металевого гафнію з вмістом Hf 99,8 % [30].

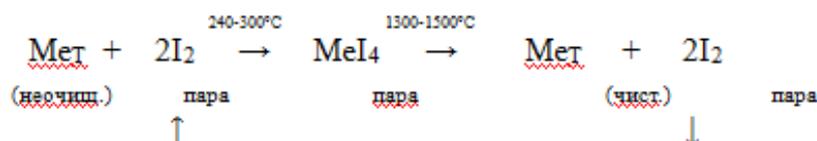
Порошок гафнію, отриманий кальційтермічним відновленням діоксиду гафнію, знаходить застосування в електронній техніці, але непридатний для виробництва пластичного металу, так як містить близько 1,7 % кисню і азоту (в сумі), присутніх у вигляді оксиду і нітриду, що спричиняє крихкість металу [1].

Тому у I кварталі 1964 року фахівці заводу разом з *Гиредмет* виконали науково-дослідну роботу, метою якої було реалізація технології виробництва металевого компактного пластичного гафнію із кальційтермічного порошку відомим методом ван Аркеля і де Бура, або так званім йодидним методом.

Ще у 1925 році де Бур і ван Аркель показали, що пластичний компактний метал дуже високої якості можна отримати методом термічної дисоціації галоїдів [31]. Крупнокристалічний металевий цирконій було отримано при термічному розкладі пари йодиду цирконію на вольфрамовому дроті. Цей метал піддавався холодній обробці і був пластичним при кімнатній температурі [1, 5].

Процес полягає в тому, що з елементарного йоду і нерафінованого металу отримують легкий йодид металу, який при нагріванні розкладається на чистий метал і газоподібний йод. Таким чином, отримують чистий, пластичний, стійкий проти корозії метал у вигляді кристалічних стрижнів, які легко переплавити відомими методами.

Йодидний спосіб рафінування металів є типовим прикладом практичного застосування хімічної транспортної реакції, яку в найпростішій формі можна представити наступним рівнянням [3]:



Умовами реакції є оборотність і наявність градієнту концентрацій реагуючих газів між двома різними за температурою зонами. Це рівняння характеризує хімізм процесу отримання

чистої гафнії з неочищеного металу шляхом утворення тетраїодиду гафнії як проміжної стадії процесу. Під час реакції йод безперервно регенерується та взаємодіє з новою порцією неочищеної гафнії.

Тепло необхідне лише для розкладання тетраїодиду гафнії.

Установка для йодидного рафінування, запропонована Гиредмет, конструктивно повторювала описану Гонсером Б.В. (Gonser B.W.) установку [32] і складалася із циліндричного реактора 5 (реторти) з герметичною кришкою 3, виготовлених з нержавіючої сталі, а також термостата 6, вакуумної системи, електротехнічної та контрольно-вимірної апаратури (рис. 1).

У II кв. 1964 року розпочалося виробництво йодидних стрижнів гафнії. Вихідним матеріалом для процесу був порошок гафнії. Порошок пресували під тиском 4000 ат в штабіки (брикети) діаметром 30 мм та висотою 100 мм, які висушували у вакуумі, спікали у вакуумній печі (ЦЕП-300) при 1050 °С, та різали на токарному верстаті на стружку. Стружку поміщали між внутрішньою стінкою реторти і молібденовою сіткою 7, яка була встановлена всередині реторти із проміжком 7-12 см (в залежності від величини завантаження реторти) від його внутрішніх стінок. Гафнієвий дріт 8 закріплювався на кришці за допомогою охолоджуваних струмоводів 2. На кришці реторти встановлювався також бункер з йодом 1. Патрубок 4 з'єднував реторту через затвор з вакуумною системою, яка складалася з форвакуумного і дифузійного насосів.

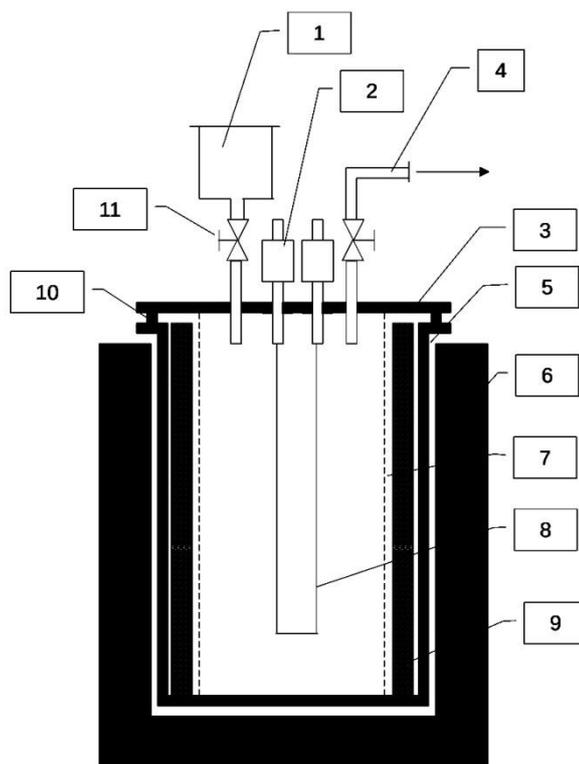


Рис. 1. Схема установки йодидного рафінування гафнії:

1 – бункер з йодом; 2 – охолоджувані електроди; 3 – кришка; 4 – до вакуумної помпи; 5 – реактор (реторта); 6 – термостат; 7 – молібденова сітка; 8 – гафнієвий дріт; 9 – гафнієва стружка; 10 – ущільнення; 11 – затвори.

Завантажену і герметично закрити реторту встановлювали в піч і проводили дегазацію чорного металу та реторти при залишковому тиску 1×10^{-4} мм рт. ст. протягом 10-15 годин, поступово нагріваючи реактор до 350-400 °С. Перед початком рафінування апарат перевіряли на герметичність. Для цього його відключали від вакуумної системи і протягом 30-60 хв. спостерігали за тиском у реторті, розраховуючи натікання. Тиск може підвищуватися з двох причин: за рахунок розгерметизації при складанні реторти, або

внаслідок недостатньої дегазації сировини чи стінок реторти. Оскільки гафній є добрим гетером (газопоглиначем), перевірка натікання необхідна при підготовці реторти і сировини до рафінування. Допустима величина натікання визначається конкретно у кожному окремому випадку в залежності від вимог до вмісту газових домішок в йодидному металі та особливостей конструкції реторти.

Перед початком процесу гафнієву нитку розжарювання дегазували, нагріваючи її протягом 2-3 годин до температури, близької до оптимальної, прийнятої для процесу рафінування. Після зниження тиску в апараті до 1×10^{-4} мм рт. ст. реторту від'єднували від вакуумної системи. Бункер з йодом відкачували до залишкового тиску 1×10^{-3} мм рт. ст.

Підготовлений до процесу рафінування апарат поміщали в термостат. Для термостатування застосовували електронагрівання в поєднанні з обдувом.

При досягненні температури 240-300 °С включали нагрів нитки (дроту) і бункера з йодом, та відкривали клапан, через який в реторту надходила пара йоду. На кришці апарата підтримували дещо вищу температуру, ніж на стінках, для запобігання конденсації на ній йоду і тетраїодиду цирконію. Самопливне зростання сили струму після включення нагріву нитки розжарювання свідчило про початок переносу металу. Оптимальна температура гафнієвої нитки розжарювання 1400-1550 °С.

Процес нарощування металу на нитці розжарювання в металевій реторті вели за попередньо розрахованими вольт-амперними характеристиками, забезпечуючи стабільність температури нитки зміною сили струму.

Після завершення процесу напругу знімали з нитки, охолоджували реторту до звичайної температури, виймали реторту з термостата і переносили на стенд переробки цирконію. Реторту заповнювали через клапан аргоном, і протягом 2-3 годин обливали водою для запобігання самозаймання дисперсного матеріалу. Потім реторту заповнювали водою, знімали кришку з підвішеними до неї стрижнями йодидного металу; стрижні промивали для вилучення йодиду, і від'єднували їх від кришки. Реторту із залишками стружки, яка не прореагувала, а також кришку реторти ретельно промивали; залишок чорного металу (40-50 % від вихідного) висушували і повертали в наступний цикл. З промивних розчинів осаджували гідроксид цирконію і вилучали йод, окиснюючи його до елементарного двохромоксид натрієм.

Діаметр стрижнів цирконію досягав 18-20 мм. Вміст гафнію в металі – 99,64 %.

Чистота металу при йодидному рафінуванні залежала не лише від вмісту домішок в чорному металі, але і від матеріалу, з якого виготовлена реторта, та об'єму проникаючого в реторту повітря.

Виробили перших 100 кг з вмістом гафнію 99,64 % [30]. За якістю стрижні йодидного гафнію ще не були доведені до вимог, задовольняючих потреби реакторобудівної промисловості. Багато труднощів з якістю стрижнів виникало через незадовільне апаратурне оформлення процесу. Стрижні, отримані в реторті з нержавіючої сталі, виявилися менш якісними. Тому надалі виробництво здійснювали в ніхромових ретортах.

У 1965 році дослідний цех № 2 Донецького ХМЗ виробив 157,602 кг йодидних стрижнів гафнію. Вилучення металу становило 81,81 % [33]. Технологія виробництва була вдосконалена. Процеси тепер проводили лише у ніхромовому апараті, з більш ретельним екрануванням його стінок і кришок молібденовим листом. У технології застосовували лише чистий кристалічний йод, попередньо перегнаний у вакуумі. Дещо змінили температурний режим процесу, тим самим знизили перехід шкідливих домішок у готовий продукт. Весь річний випуск стрижнів відповідав першому сорту за технічними умовами.

Виробництво гафнієвої продукції у 1966 році та наступні роки здійснювалося на Донецькому ХМЗ за схемою [34]: сировина – хлороксид цирконію (гафнію) – гафнієвий концентрат – діоксид гафнію – металевий гафній порошковий – гафній йодидний компактний. Сировиною для виробництва гафнієвих продуктів слугував цирконовий концентрат, з якого гафній частково вилучався у різні продукти.

Виробництво гафнієвого концентрату здійснювалося на дільниці переробки хлороксиду цирконію (гафнію), де в результаті екстракційного розділення цих металів отримували два продукти: гідроксид цирконію з вмістом в ньому діоксиду гафнію не вище 0,05 % по відношенню до суми ZrO_2+HfO_2 , та гідроксид гафнію (так званий 60 % гафнієвий концентрат), що містив від 40 до 60 % діоксиду гафнію по відношенню до суми ZrO_2+HfO_2 . З гідроксиду гафнію вироблявся діоксид гафнію.

Основним обладнанням дільниці були екстрактор ящиківий восьмиступеневий, емальовані реактори об'ємом 0,3-1,0 м³ (13 шт.), нутч-фільтри з площею фільтрації 1 м² (4 шт.), монтежу об'ємом 1,2 м³ (1 шт.), та муфельна піч з площею поду 3 м² для прожарювання гідроксиду цирконію з отриманням діоксиду цирконію, очищеного від гафнію.

Виробництво діоксиду гафнію здійснювалося переробкою гафнієвого концентрату йонно-обмінним методом. Технологія виробництва полягала в розчиненні гафнієвого концентрату (приготування сірчаноокислого розчину цирконію і гафнію) в порцелянових баках ємністю 150 л (3 шт.), йонно-обмінному розділенні металів у п'яти вінілплатових колонах діаметром 0,3 м і висотою 3,0 м, заповнених катіонітом КУ-2, та очищенні гідроксиду гафнію від домішок у випарній чаші і нутч-фільтрі, з наступним прожарюванням в лабораторних муфелях (3 шт.).

Виробництво порошку металевого гафнію здійснювалося відновленням діоксиду гафнію металевим кальцієм з наступною гідрометалургійною обробкою отриманого спеченого порошку з метою очистки від домішок. На виробничій дільниці реакційні стакани пошарово заповнювалися порошком діоксиду гафнію і стружкою металевого кальцію, які щільно набивалися за допомогою гідравлічного преса. Стакани герметизувалися заварюванням та поміщалися у печі відновлення шахтного типу з електронагрівом. Після відновлення діоксиду гафнію спечений порошок вивантажувався із реакційних стаканів за допомогою токарного станка, та промивався в порцеляновому котлі.

Далі порошок гафнію пресувався в брикети на пресі П-814 (500 т), висушувався в сушильній вакуумній шафі ВШ-0,035 та спікався в печі спікання брикетів ЦЕП-301. Із брикетів на токарному станку нарізали стружку, яку після промивки і вакуумної сушки завантажували в реторту для рафінування металу йодидним методом. Реторту поміщали в термостат та під'єднували до систем електрозабезпечення, управління процесом і вакуумування.

Після закінчення процесу рафінування реторту демонтували; вилучені стрижні направлялися на опробування та упаковку; оборотна стружка гафнію, який не прореагував в процесі рафінування піддавалася обробці для отримання гідроксиду гафнію, який використовувався у виробництві гафнієвого концентрату.

Заводська науково-дослідна лабораторія та інженерно-технічні служби підприємства разом з науковими установами країни значну увагу приділяли проблемам якості гафнієвої продукції, підвищення техніко-економічних показників виробництва. Так, у 1965-66 роках проводилася науково-дослідна робота разом з МІТХТ ім. Ломоносова: «Розробка технології екстракційного розділення металів з використанням клінкеру і вдосконалення процесу отримання гафнію» [34]. За результатами цієї роботи у 1967 році на підприємстві була впроваджена рекомендована МІТХТ нова технологія, направлена на підвищення продуктивності і техніко-економічних показників виробництва.

У 1967 р. існуючі на заводі потужності з виробництва гафнієвої продукції забезпечували виробництво такої продукції: гафній йодидний компактний – 0,13 т/рік; діоксид гафнію – 0,4 т/рік; концентрат гафнієвий згідно тимчасових технічних умов – 1,1 т/рік; порошок гафнію – 1,0 т/рік [35].

У виробництві концентрату в цьому році впровадили метод двостадійного розчинення хлороксиду цирконію, що призвело до зростання продуктивності обладнання на 20 %.

Здійснена регенерація азотної кислоти сірчаною кислотою, що дозволило знизити витрати реактивної азотної кислоти в порівнянні з фактичними витратами за 1966 рік на 35,2 % [35].

У виробництві діоксиду гафнію для нарощування виробництва збільшили кількість фільтруючих колонок у 2 рази та їх висоту. Розширили вузол приготування вихідних розчинів та вузол упарки хлороксиду і доводки розчинів.

У виробництві порошку були визначені оптимальні умови чергування шарів діоксиду гафнію і кальцію в реакційних стаканах, що дозволило підняти вихід порошку на 3 %.

У виробництві гафнію йодидного виготовили реактор (реторту) з більш якісної сталі ХН78Т, що дало можливість вести процес при більш високих температурах (550-650 °С), а не 240-300 °С, без ризику забруднення стрижнів домішками (Ni, Fe, Si) із матеріалу реторти, і випускати стрижні лише I сорту.

У 1968 році заводом розроблені нові ТУ на порошок гафнію, діоксид гафнію і гафній йодидний [36]. Пізніше, у 1975 році разом з *Гиредмет* було розроблено державний стандарт на гафній йодидний [37].

У 1969 році заводом спільно з Одеською лабораторією ІЗНХ АН УРСР виконувалася науково-дослідна робота, метою якої було дослідження йоно-обмінних процесів розділення цирконію і гафнію, і впровадження у виробництво на ДХМЗ більш ефективного методу виробництва діоксиду гафнію. Дослідно-промислові випробування цієї технології, проведені у 1970 році, показали переваги методу ІЗНХ АН СРСР перед діючим на ДХМЗ сульфатно-флюоридним методом розділення цирконію і гафнію [38].

Наприкінці року розпочалася ще одна науково-дослідна робота, вже спільно з *МІТХТ*, по розробці і впровадженню екстракційної технології отримання 80-90 % гафнієвого концентрату і діоксиду цирконію, вільного від гафнію і придатного для виробництва чистого цирконієвого порошку. Спільно з *Гиредмет* фахівці заводу здійснили розробку екстракційної технології виділення гафнію із сірчаноокислих розчинів (при виробництві сульфатоцирконату).

Згідно плану впровадження нової техніки, затвердженого Главтитанрідметом, в 1970 році на заводі розроблена і впроваджена технологія виробництва гафнієвих стрижнів для катодів зварювальної техніки. Вироблена партія стрижнів – 107,5 кг.

У 1971 році на ДХМЗ освоєна нова технологія випуску діоксиду гафнію методом екстракції [39].

У 1972-1973 роках спільно з *Гиредмет* Донецький ХМЗ виконував науково-дослідні роботи «Отримання гафнію високої чистоти методом електролізу та йодидним рафінуванням» та «Дослідження йодидного рафінування сплаву ГЦН-20 (гафній-цирконій-ніобій)» [40].

Заводська науково-дослідна лабораторія у 1974 році розробила технологію очистки гафнієвого концентрату від цирконію способом протитечійної екстракції на 12-ти ступеневому ящичному екстракторі. Впровадження її суттєво збільшило прямий вихід гафнію з хлороксиду в готовий продукт.

Лабораторією розроблено також спосіб очистки технічного гідроксиду цирконію від домішок заліза, кремнію, титану і алюмінію з отриманням цирконій-(гафній)вмісного розчину, який надалі використовували для екстракційного розділення цирконію і гафнію за існуючою технологією.

У 1975 р. виконана науково-дослідна робота по розробці вдосконаленої апаратурно-технологічної схеми доводки гафнієвого концентрату до діоксиду гафнію. Нова схема впроваджена у виробництво [37].

У 1980 році заводчанами спільно з *Гиредмет* виконана НДР: «Впровадження нової апаратурно-технологічної схеми отримання йодидних металів на ДХМЗ і переробка відходів цього виробництва з метою підвищення вилучення» [41]. В наступному, 1981 році, технологія отримання йодидного гафнію впроваджена у виробництво, що дозволило

збільшити знімання металу за цикл у 1,5 рази, і збільшити вилучення гафнію в готовий продукт [42].

У період з 1970 по 1991 рік вилучення гафнію з діоксиду в металевий порошок зросло на заводі завдяки зусиллям науковців та інженерно-технічних працівників з 91,8 до 96,0-96,1 %; в йодидний гафній – з 83,9 до 90,3-92,0 %. Весь порошок металевого гафнію випускався 1 сортом, а також 74 % йодидного гафнію [43].

Існуючі середньорічні потужності гафнієвого виробництва на Донецькому ХМЗ у 1976 році склали: діоксид гафнію – 1250 кг; кальцієтермічний порошок гафнію – 200 кг; гафній йодидний – 900 кг [40]. Надалі виробничі потужності з випуску гафнієвої продукції були нарощені і до 1991 року доведені до 700 кг/рік порошоків гафнію, та 2400 кг йодидного гафнію [43].

Обсяги виробництва гафнієвої продукції на Донецькому ХМЗ у 1955-1990 роках наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Обсяги виробництва гафнієвої продукції на Донецькому ХМЗ (1955-1990 рр.), кг

| Рік | Концентрат Hf 5 % | Концентрат Hf 60 % | Діоксид гафнію | Гафній металевий порошок | Гафній йодидний стрижні |
|------|----------------------|-----------------------|-------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| 1955 | 8,3 | | | | |
| 1956 | 51,4 | | | | |
| 1957 | 50,0 | | | | |
| 1958 | 45,0 | | 0,044 | | |
| 1959 | 51,6 | | - | | |
| 1960 | 114,4 | | 3,046 | | |
| 1961 | 150,0 | | 30,003 | 2,641 | |
| 1962 | 6934,0 | | 49,75 | 50,66 | |
| 1963 | 3650,0 | 275,74 | 218,0 | 234,0 | |
| 1964 | | 622,56 | 233,0 | 193,42 | 100,0 |
| 1965 | | 558,0 | - | 165,58 | 157,6 |
| 1966 | | - | 3,9 | 167,56 | 130,03 |
| 1967 | | 1103,0 | 254,0 | 13,1 | 85,0 |
| 1968 | | 752,0 | 268,0 | 17,0 | 12,0 |
| 1969 | | 1292,0 | 344,4 | 22,0 | 32,5 |
| 1970 | | 2058,0 | 622,1 | 228,0 | 193,0 |
| 1971 | | | 659,5 | 30,0 | 170,4 |
| 1972 | | | 550,0 | 35,0 | 232,1 |
| 1973 | | | 949,0 | 44,0 | 300,0 |
| 1974 | | | 1083,0 | 130,0 | 450,0 |
| 1975 | | | 1159,0 | 210,0 | 716,4 |
| 1976 | | | 1249,0 | 153,0 | 778,0 |
| 1977 | | | | 199,5 | 900,0 |
| 1978 | | | | 358,0 | 1022,1 |
| 1979 | | | | 249,0 | 1124,2 |
| 1980 | | | | 258,5 | 1500,0 |
| 1981 | | | | 283,0 | 1279,0 |
| 1982 | | | | 300,0 | 1151,1 |
| 1983 | | | | 480,0 | 630,0 |
| 1984 | | | | 333,6 | 987,4 |
| 1985 | | | | 405,1 | 1035,9 |
| 1986 | | | | 306,7 | 1474,0 |
| 1987 | | | | 400,0 | 1960,0 |
| 1988 | | | | 550,0 | 2132,0 |
| 1989 | | | | 400,0 | 2130,0 |
| 1990 | | | | 664,8 | 2200,3 |

Висновки

1. Промислове виробництво гафнієвої продукції, зумовлене необхідністю забезпечення будівництва реакторів атомних електростанцій, вперше у вітчизняній практиці освоєно на Донецькому хіміко-металургійному заводі на початку 1960-х років. У 1960 році вироблено перші 3 кг діоксиду гафнію; у 1961 році — перші 2,64 кг порошку металевого гафнію. У 1964 році на заводі освоєно промислове виробництво компактного пластичного гафнію в стрижнях, придатного для атомного реакторобудування.

2. Можна з упевненістю констатувати, що значною мірою зусиллями українських вчених в стислі строки вдалося створити нові, оригінальні технології розділення цирконію і гафнію, що дозволило забезпечити збройні сили, космічну індустрію та атомну промисловість країни важливими конструкційними матеріалами. Впровадження цих технологій, їх вдосконалення і заміна відбувалися у відповідності з вимогами часу. Донецький ХМЗ в останній третині ХХ ст. та на початку ХХІ ст. був єдиним в країні виробником цирконієвої та гафнієвої продукції, експериментальною базою для розвитку нових технологій і техніки. Фахівцями заводу, його колективом зроблено неоціненний внесок в становлення атомної промисловості країни.

Література та джерела:

1. Шека И.А., Карлышева К.Ф. Химия гафния. – К., «Наукова думка». – 1973. – 455 с.
2. *The Metallurgy of Zirconium*. Edited by Benjamin Lustman and Frank Kerze. New York, Toronto, London. – 1955. – 776 p.
3. Muller G.L. *Zirconium*. – London, 1954. – 382.
4. *The metallurgy of hafnium*. Authors: U.S. Atomic Energy Commission, E. T. Hayes, D. E. Thomas. – Publisher: Naval Reactors, Division of Reactor Development, U.S. Atomic Energy Commission, [Washington], [1960] 384 p.
5. *Металлургия циркония и гафния* / Барышников Н.В., Гегер В.Э., Денисова Н.Д. и др.; Под ред. Нехамкина Л.Г. – М.: *Металлургия*, 1979. – 208 с.
6. Сажин Н.П. Развитие в СССР металлургии редких металлов и полупроводниковых материалов. М., 1967. – 136 с.
7. Бочкарев Э.П. Организация промышленности редких металлов в СССР и этапы развития инта Гиредмет. С.8–23. Сб. статей «Гиредмет на службе научно-технического прогресса»: М. – 1981. – 324 с. Для служ. пользования. Ротапринтный цех Гиредмета.
8. Цегельник Э. Копенгаген в анфас и профиль. Гафний // *Атомная стратегия*. – 2006. – № 22.
9. Винаров И. В. Современные методы разделения циркония и гафния // *Успехи химии*. – 1967. – т. XXXVI, вып. 7. – С.1244–1269.
10. Білецький В., Шпильовий К., Шпильовий Л. Внесок Донецького хіміко-металургійного заводу в розвиток промислової технології розділення цирконію і гафнію в Україні // *Донецький вісник НТШ*. – 2017. – т. 44. – С. 206–225.
11. Шпильовий Л.В., Білецький В.С., Шпильовий К.Л. Розвиток в Україні промислової технології розділення цирконію і гафнію // *Збагачення корисних копалин*, 2017. – Вип. 67(108). – С. 32–46.
12. В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, К.А. Линдт, А.П. Мухачев, Н.Н. Пилипенко. Цирконий и его сплавы: технологии производства, области применения: Обзор. Харьков: ННЦ ХФТИ, 1998, 89 с.
13. Каганович С.Я. Цирконий и гафний. М., Изд-во АН СССР, 1962. – 182 с.
14. G. Hevesy, Thal Jantzen. – *Chem. News*, 1923, **127**, 353.
15. Coster D., Hevesy G. – *Ber. deut. Chem. Ges.*, 1923, **56**, С. 1503.
16. Мандель Г. Атомная электростанция в Кале // *Атомная техника за рубежом*, 1958, № 3.
17. Коммисарова Л.Н., Плющева В.Е. Разделение циркония и гафния. *Усп. Химии*, 1956, **25**, № 10, С. 1197
18. Пилипенко Н.Н. Получение циркония ядерной чистоты // *Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение (92)*. – 2008. – № 2. – С. 66–72.
19. Ринок гафнію. <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/hafnium-market>; *Hafnium Market Size, Share & Industry Analysis, By Type (Hafnium Metal, Hafnium Oxide, Hafnium Carbide, and*

Others), By Application (Super Alloy, Optical Coating, Nuclear, Plasma Cutting, and Others), and Regional Forecast, 2024-2032 Source: <https://www.fortunebusinessinsights.com/hafnium-market-108578>

20. Архів ДХМЗ. Інв. № 34. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1952 год. Ждановское цирконовое рудоуправление. Волноваха, 1953 р. – 123 с.

21. Архів ДХМЗ. Інв. № 36. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1954 год. Ждановское цирконовое рудоуправление. Волноваха, 1955 р. – 122 с.

22. Архів ДХМЗ. Інв. № 37. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1955 год. Ждановское цирконовое рудоуправление. Волноваха, 1956 р. – 122 с.

23. Архів ДХМЗ. Інв. № 244. Переписка по научно-дослідних роботах // Звіт про виконання плану розвитку і виконання нової техніки за 3 кв. 1956 року. ДХМЗ, 1956. –С.12.

24. Архів ДХМЗ. Інв. № 38. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1956 год. Ждановское цирконовое рудоуправление. Донське, 1957 р. – 155 с.

25. Архів ДХМЗ. Інв. № 39. Годовой отчет и объяснительная записка к годовому отчету за 1957 год по основной деятельности ДХМЗ. Донське, 1958 р. – 197 с.

26. Архів ДХМЗ. Інв. № 40. Пояснительная записка к годовому отчету за 1958 год по основной деятельности ДХМЗ. Донське, 1959 р. – 245 с.

27. Архів ДХМЗ. Інв. № 398. Пояснительная записка к годовому отчету за 1960 год по основной деятельности. Донське, 1961 р. – 129 с.

28. Архів ДХМЗ. Інв. № 43. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1961 год. Донське, 1962 р. – 186 с.

29. J.H. de Voer, J.D. Fast. – Z. anorg. allg. Chem., 1930, **187**, 193.

30. Архів ДХМЗ. Інв. № 93. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1964 год. Донське, 1965 р. – 194 с.

31. E.A. van Arkel, J.H. de Voer. – Z. anorg. allg. Chem., 1923, **148**, 345.

32. Gonser B. W., Metal Progress, **55**, 193 (1949).

33. Архів ДХМЗ. Інв. № 96. – Объяснительная записка и закрытые формы отчетности к годовому отчету по основной деятельности за 1965 год. Донське, 1966 р. – 181 с.

34. Архів ДХМЗ. Інв. № 109. Закрытые формы отчетности и пояснительная записка к годовому отчету по основной деятельности Донецкого химико-металлургического завода за 1966 год. Донське, 1967 р. – 187 с.

35. Архів ДХМЗ. Інв. № 118. Объяснительная записка и закрытые формы отчетности к годовому отчету по основной деятельности за 1967 год. Донське, 1968 р. – 249 с.

36. Архів ДХМЗ. № 124. Объяснительная записка и закрытые формы отчетности к годовому отчету по основной деятельности за 1968 год. Донское, 1969. – 179 с.

37. Архів ДХМЗ. Інв. № 200. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1975 год. Донское, 1976. – 108 с.

38. Архів ДХМЗ. Інв. № 146. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1970 год. п. Донское, 1971. – 142 с.

39. Архів ДХМЗ. Інв. № 152. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1971 год. п. Донское, 1972. – 120 с.

40. Архів ДХМЗ. Інв. № Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1973 год. № 176, п. Донское, 1974. – 107 с.

41. Архів ДХМЗ. Інв. № б/н. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1980 год. п. Донское, 1981. – 118 с.

42. Архів ДХМЗ. Інв. № (2081). Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1981 год. п. Донское, 1982. – 105 с.

43. Архів ДХМЗ. Інв. № 418. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1990 год. Донське, 1991 р. – 104 с.

44. Архів ДХМЗ. Інв. № 212. Объяснительная записка к годовому отчету по основной деятельности за 1976 год. п. Донское, 1977. – 144 с.

Автори:

Леонід Шпильовий, канд. техн. наук, ст. наук. співробітник Інституту геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка НАН України, Київ, Україна, E-mail: mineraltech.azov@gmail.com

Володимир Білецький д-р техн. наук, професор (Національний технічний університет “Харківський політехнічний інститут”), e-mail: biletsk@i.ua, [https, ORCID-0000-0003-2936-9680](https://orcid.org/0000-0003-2936-9680)



УДК 658.152

МІГРАЦІЯ ФЛЮЇДАЛЬНИХ ПОТОКІВ ПО ЗОНАХ ГЛИБИННИХ РОЗРИВНИХ ПОРУШЕНЬ У МЕЖАХ ШЕБЕЛИНСЬКОЇ АНТИКЛІНАЛЬНОЇ СТРУКТУРИ

Аріна Чаговець – здобувач вищої освіти бакалаврату ХНУ ім. В.Н. Каразіна Україна; e-mail: chagovets.arina2018@gmail.com

Василь Суярко – доктор геолого-мінералогічних наук, професор кафедри фундаментальної та прикладної геології ХНУ ім. В.Н. Каразіна; м. Харків, Україна; e-mail: vgsuyarko@gmail.com

MIGRATION OF FLUID FLOWS ALONG THE ZONES OF DEEP FAULTING WITHIN THE SHEBELYNKA ANTICLINE STRUCTURE

Chahovets Arina is a higher education getter bachelor's at V. N. Karazin Kharkiv National University, Ukraine; e-mail: anton.pyvovarov.2002@gmail.com

Vasyl Suyarko Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Fundamental and Applied Geology of V. N. Karazin Kharkiv National University, Ukraine; e-mail: vgsuyarko@gmail.com

Досліджено механізми міграції флюїдів по глибинних розломах на Шебелинській антиклінальній структурі, що має велике значення для подальшого продуктивного використання нафтогазоперспективних об'єктів. Проаналізовано взаємозв'язок тектонічних порушень і міграції вуглеводнів, які надходять із глибоких горизонтів, що призводить до підживлення верхніх покладів. Встановлено, що глибинні розломи виконують роль вертикальних каналів, через які вуглеводні мігрують з глибоких шарів до поверхні, що забезпечує сталий пластовий тиск у газових покладах. Це вказує на важливість врахування глибинних джерел надходження вуглеводнів у процесі пошуку та розвідки нафти та газу.

Особливу увагу приділено газовій зональності в породах Шебелинської структури, де розломи утворюють численні флюїдодинамічні зони, які суттєво впливають на процес міграції флюїдів. Розглянуто вплив тектонічних порушень на вертикальне переміщення газу і його міграцію до покладів. Показано, що у разі зниження пластового тиску, це може створювати гігантські міжпластові депресії, які в свою чергу сприяють перетоку газу з глибинних горизонтів у верхні. Показано важливу роль тектонічних рухів та диз'юнктивних порушень на формування скупчень газу. Констатовано, що без підживлення глибинними флюїдами, ресурси родовища мали б виснажитись, тому аналіз таких процесів є важливим для прогнозування тривалості експлуатації родовища.

Дослідження також враховувало історичні зміни у структурі Шебелинської антикліналі, що відображають довготривалі процеси тектонічної активності. Отримані результати дослідження підтверджують наявність глибинних розривних порушень і їхню важливість для міграції флюїдів у Шебелинській антиклінальній структурі, які в свою чергу забезпечують підживлення верхніх покладів, що сприяє тривалій розробці родовища та стабільному видобутку.

Ключові слова: Шебелинська антиклінальна структура, міграція, пластові тиски, тектонічні рухи, диз'юнктивні зони.

Вступ. Шебелинське родовище приурочене до однойменної Шебелинської антиклінальної структури. Відкриття та розробка цього родовища стало знаковим у розумінні флюїдодинамічних особливостей геологічних структур Дніпровсько-Донецького палеорифту, в яких формуються родовища вуглеводнів.

Особливістю Шебелинського родовища є гігантські запаси газу, які вже мали б закінчитися, однак розробка триває й досі. На думку авторів, основною причиною

можливого підживлення продуктивних горизонтів родовища є його структурна специфіка, що проявляється у розбитті антикліналі на чисельні блоки, які відокремлюються диз'юнктивними розривними порушеннями.

Оскільки формування Шебелинської антиклінальної структури пов'язане з соляною тектонікою, то цілком вірогідно, що формування соляного діяпіру, який виступає нижнім флюїдотривом, вказує на прояви інтенсивного тепломасоперенесення по зонах тектонічного розуцільнення. Через це можна дійти до висновку, що усі структурні диз'юнктиви, що розбивають Шебелинську антикліналь на блоки мають глибинний характер. Про це свідчать різнорежимні (під час експлуатації родовища), показники пластових тисків, які вивчалися у нашому дослідженні.

Саме вказані вище диз'юнктиви утворюють основні передумови для накопичення газу та інших флюїдів у тілі Шебелинської брахіантікліналі.

Аналіз стану досліджень. Переважна більшість досліджень Шебелинського родовища стосується, в основному, технологічних моментів експлуатації родовища. При цьому часом ігноруються новітні геологічні парадигми. Оскільки формування Шебелинської антикліналі пов'язане з соляною тектонікою, пластичність соляного діяпіру, що виступає нижнім флюїдотривом, може вказувати на активне посилення тепломасоперенесення у зонах розуцільнення. Автори розвивають думку про вплив диз'юнктивних розривних порушень, що являють собою локальні глибинні розломи, на подальшу міграцію флюїдальних вуглеводневих потоків по тектонічних каналах у вищезалеглі пласти – до наступних зон акумуляції (пасток) у цих пластах.

Мета дослідження. Метою дослідження є обґрунтування впливу локальних розломів глибокого закладання у межах Шебелинської антиклінальної структури на флюїдодинамічні параметри та газонасність.

Аналіз основних наукових робіт. Питанням геологічних особливостей Шебелинської антиклінальної структури присвячені наукові публікації О. Істоміна, А. Лагутіна, А. Лизанця, О. Бартащука, С. Кривулі, І. Фика (мол.) та ін.. Особливу увагу ці автори приділяють впливу глибинних розломів на розвантаження флюїдальних мас у геологічній структурі та просторовим моделям формування газових покладів Шебелинського родовища включно з проблемою постійного надходження у відпрацьовані пастки нових об'ємів метану. Теоретичне обґрунтування цієї проблеми ґрунтується на теорії абіогенного походження вуглеводнів.

Найвідомішими представниками прихильників цієї теорії в Україні є Г. Доленко, О. Лукін, В. Коболєв, І. Багрій, Е. Чекалюк, М. Павлюк, В. Суярко І. Наумко та ін. Серед іноземних вчених цієї точки зору дотримуються А. Glasbry, Р. Geoffry, L. Sherwood, Т. Wastgate (США); R. Sugisuku, K. Minura (Японія); Т. Stachel, А. Banas (Канада); Li Zian, Lin Ge (КНР) та ін.

Викладення основного матеріалу дослідження. Шебелинська антиклінальна структура знаходиться у приосьовій зоні східної частини Дніпровсько-Донецького авлакогену. Структура являє собою асиметричну брахіантікліналь північно-західного простягання, яка утворилася протягом тривалої у часі пізньогерцинської тектонічної активізації [10]. Основні диз'юнктивні порушення у межах структури, були утворені впродовж пфальської фази складчастості, під час якої брахіантікліналь поділилася на умовні 5 структурних блоків з різною амплітудою тектонічних порушень.



Рис. 4 Шебелинська брахіантикліналь з супутника (за матеріалами Google Maps)

У межах Шебелинської брахіантикліналі у 1949 р. відкрито та активно розробляється Шебелинське газоконденсатне родовище (далі – ГКР). Особливістю його є унікальні (гігантські) запаси природного газу. Родовище представлене масивно-пластовим покладом. Продуктивні горизонти виділяються у нижньопермському та верхньокам'яновугільному структурних поверххах.

За чисельними підрахунками та переоцінками запасів, Шебелинське родовище вже давно мало би вичерпати свій ресурсний потенціал, але і досі щорічно дає до 2 млн м³ дебіту газу. Це важко пояснити лише на основі органічної теорії походження вуглеводнів [8]. Тому автори і зробили спробу розглянути це явище, ґрунтуючись на інших позиціях.

По-перше, у верхньокам'яновугільних комплексах продуктивних горизонтів простежується літологічна інверсивність: після значних внутрішньопластових процесів, що проявлялися в інтенсивній тріщинуватості порід внаслідок термобаричних режимів пізнього катагенезу – раннього метагенезу, відбулася трансформація первинного флюїдотрива (строкатобарвна тонкофлішова глинисто-аргілітисто-пщаниста товща) у глинисто-ангідритисту товщу зі значною тріщинуватістю, яка за своїми параметрами перетворилася у породу-колектор. При цьому породиколектори внаслідок привнесення вимитих компонентів із залеглих нижче порід зазнали кольматації порового простору з їх подальшою цементацією [12]. Це спостереження підтверджує вплив літологічного компоненту на розвиток комплексу порід під дією термобаричних умов, що створилися внаслідок як термогідрогеодинамічних процесів. Цей чинник є доволі важливим та дозволяє змоделювати шляхи перетоків флюїдальних мас в межах покладу.

На думку авторів, саме сучасна тектонічна активізація є ключовим фактором спроможності Шебелинської брахіантикліналі до відновлення запасів газу у межах утвореного покладу. Структурна особливість брахіантикліналі, що проявляється у присутності численних поперечних розривних диз'юнктивних порушень, вектор яких спрямований у одному і тому ж напрямку (рис. 2), дозволяє висунути припущення про умовне глибинно-ендогенне підживлення її продуктивних горизонтів, яке можна виявити за допомогою ізотопного аналізу карбону [4, 7].

Таким чином, через присутність широкої сітки тектонічних порушень, що представлені диз'юнктивними розривними порушеннями (підтверджено за результатами глибокого буріння), існує можливість сучасної міграції вуглеводнів до покладів мідистих пісковиків та араукаритової світи. Різниця тисків між глибокими пластами, де тиск сягає 30–50 МПа, і покладами з тиском 2,5 МПа створює умови для перетікань газу через ці порушення, що посилюється міжпластовою депресією, спричиненою тривалою розробкою та експлуатацією родовища.

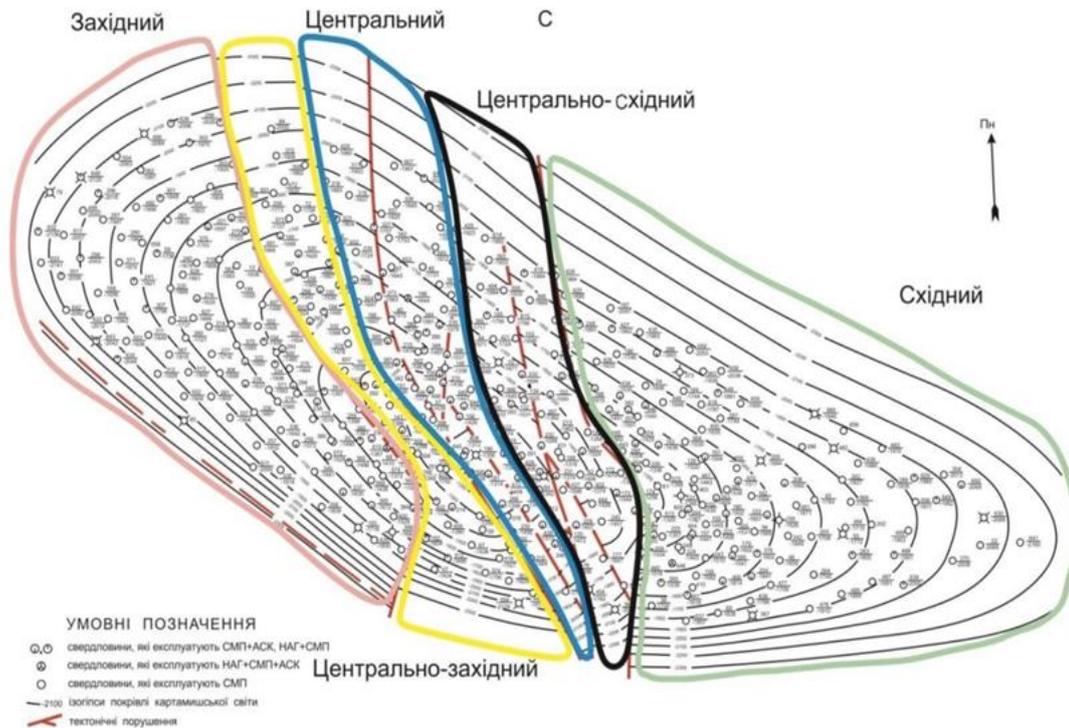


Рис. 5 Структурна карта Шебелинського родовища (за матеріалами "УкрНДІГаз", 2001)

На думку авторів, ці диз'юнктивні розривні порушення представлені локальними розривами глибинного закладання. У 1971-1974 р.р. видобуток газу з Шебелинського ГКР було тимчасово припинено. Після значної перерви були проведені заміри пластового тиску і результати показали сталу тенденцію до його поступового відновлення, що свідчить про висхідну міграцію газів з нижчезалеглих пластів у пласти розробки саме через різницю тисків. У газових струменях окрім метану і його гомологів присутні мантіїні (гелій, пара ртуті) та метаморфогенні (оксид та діоксид карбону, водень) газу. Це дозволяє припустити, що і вуглеводневі газу можуть мати глибинне, можливо – абіогенне походження [2, 3,4,13,14] .

Однак підтримка поточних показників тиску спостерігається не лише під час перерв, а й під час поточної експлуатації. При цьому, саме вздовж розривних диз'юнктивних порушень спостерігаються зони локалізації високого пластового тиску (рис. 3). Це свідчить про глибинно-ендогенний характер умовного підживлення, оскільки відновлення пластового тиску та привнесення флюїдів у продуктивні горизонти неможливе без термобаричного компоненту міграції флюїдальної маси. Саме через високу температуру, розігріті флюїдальні маси мають флюїодинамічні передумови для міграції у вищезалеглі продуктивні горизонти і їх міжпластове умовне протискання до найвищої точки баричного спротиву [4,5,7,14].

Процеси тепломасоперенесення в межах Шебелинської структури значно посилюються завдяки нижньому флюїдотриву, утвореному фран-фаменськими верхньодевонськими відкладами кам'яної солі. Оскільки соляна тектоніка тісно пов'язана з формуванням покладів у ДДЗ, пластичний характер соляного діапіру, що виконує функцію флюїдотриву, може вказувати на ймовірні теплові рухи в зонах розуцільнення [7,9].

Висока теплопровідність солі, яка зумовлена її йонною структурою, сприяє швидкій передачі тепла через кристалічну ґратку. Це призводить до змін температурних умов залягання, що, у свою чергу, додатково впливає на інтенсивність міграції міжпластових та привнесених флюїдальних мас у структурі.

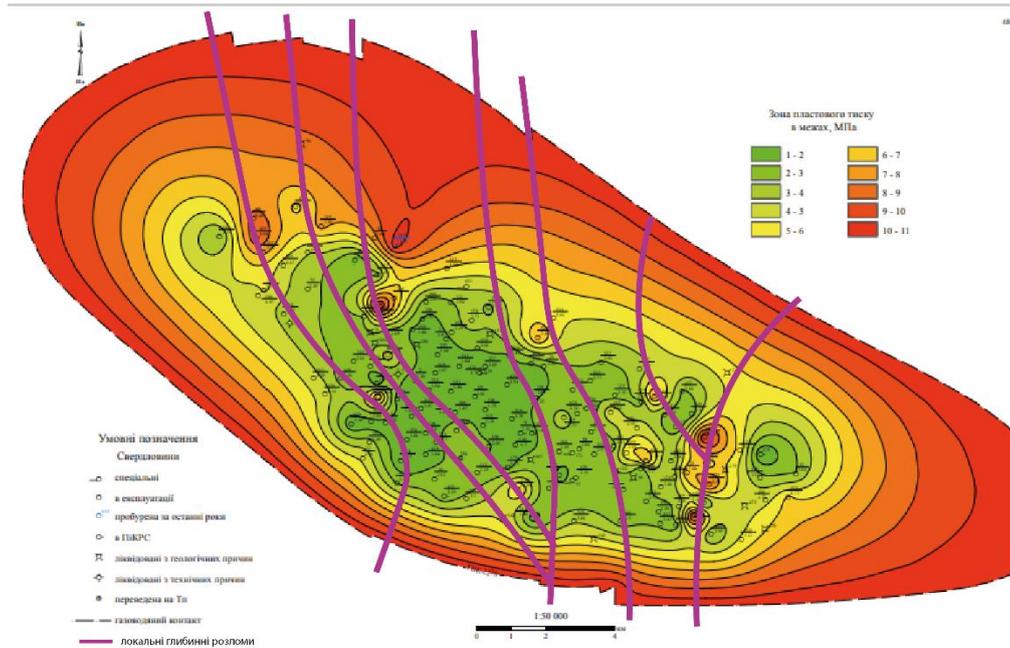


Рис. 6 Карта зон пластового тиску і їх локалізації відносно локальних глибинних розломів (за матеріалами АТ "Укргазвидобування", 2011)

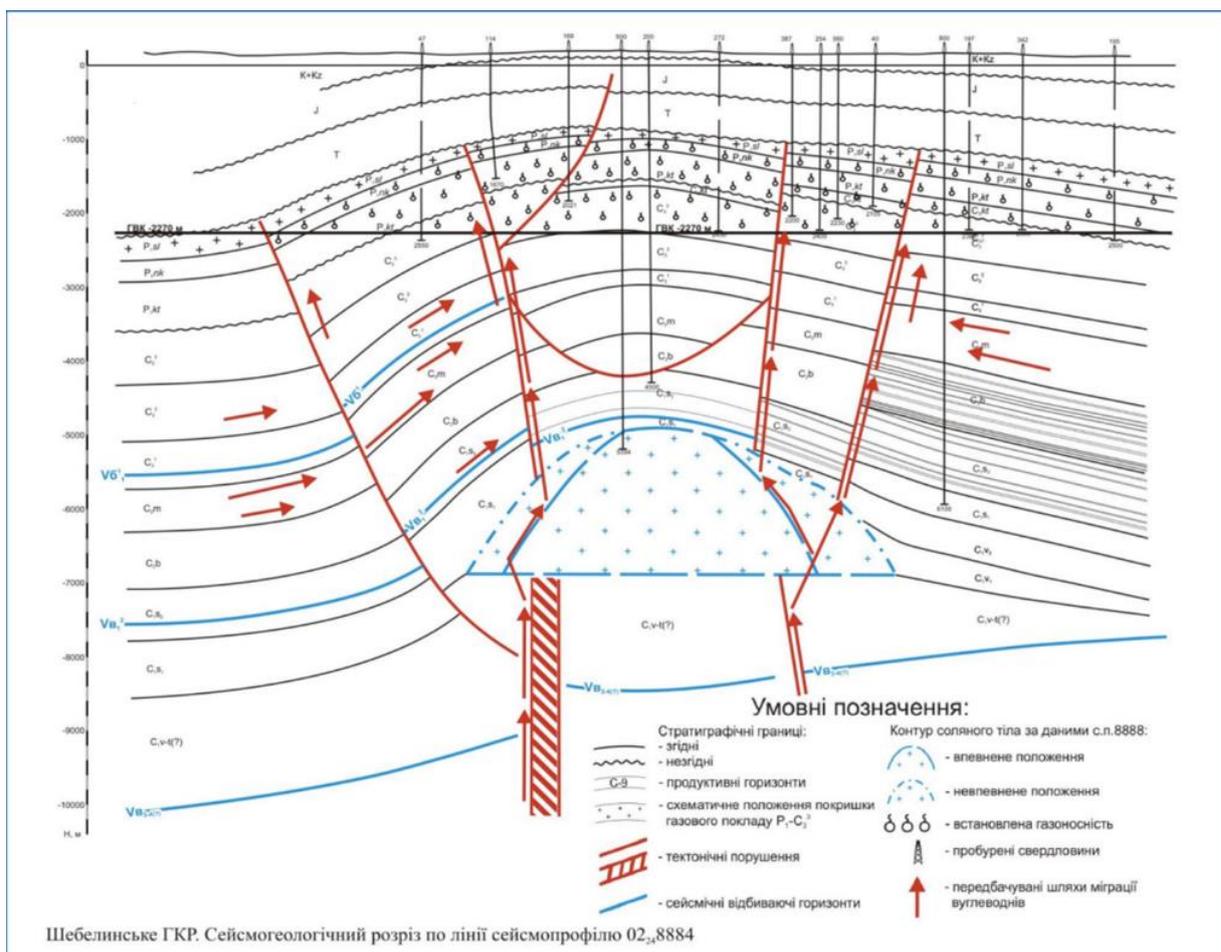


Рис. 7 Геологічний профіль ШГКР. Можливі шляхи перетоків газу. (Використані сейсмічні матеріали Придніпровської ГРЕ (Верповський М.М., Гладченко Ю.О., 1990 р.)

Про безпосередню класифікацію розривних диз'юнктивних порушень як локальних глибинних розломів свідчить лінійний градієнт потенціалу відновлення пластового тиску вздовж цих диз'юнктивів. Загальновідомим є факт, щодо ускладненості Дніпровсько-Донецького палеорифту регіональними глибинними розломами, якими вздовж зон тріщинуватості та розуцільнення протікають русла річок [9]. Відповідно, поблизу Шебелинської брахіантикліналі проходить русло р. Сіверський Донець, яка відображає наявність регіонального глибинного розлому, що має відповідний вплив на розвиток брахіантикліналі та її диз'юнктивних розривних порушень. Локалізація зон підвищених пластових тисків та інтенсивність їх проявів ближче до глибинного розлому, що проходить по р. Сіверський Донець (у північному напрямку від брахіантикліналі), підтверджує гіпотезу щодо класифікації цих розломів, як глибинних із мантійним живленням. Через це розігріті флюїдальні маси ендегенного походження, з домішками компонентів з вищезалеглих водоносних комплексів, мігрують у вже існуючі пастки вуглеводнів. Це сприяє накопиченню новоутвореного газу, ймовірно, абіогенного походження, на що вказує значний вміст у ньому ртуті.[2,5,12,13].

Аналіз геолого-геофізичних та ізотопно-геохімічних матеріалів по різних нафтогазоносних басейнах може свідчити про те, що в породах Шебелинської антиклінальної структури основним фактором формування скупчень метану, який надходить по зоні глибинного розлому, можуть бути абіогенні сполуки. Це, на думку вчених з різних країн, може бути наслідком дегазації нашої планети [6,13,14,16]. Суттєвим є й те, що максимальний прояв цього явища може бути пов'язаний з плюм-тектонікою [3].

Висновки

1. Простежено вплив глибинних розломів у межах Шебелинської антиклінальної структури на флюїдодинамічні параметри та газонасність.

2. Обґрунтовано, що спроможність Шебелинської брахіантикліналі до відновлення запасів газу у межах утвореного покладу може бути пояснена її геологічною будовою і сучасними процесами глибинного тепломасоперенесення, яким сприяє сольова тектоніка.

3. Моніторинг процесу відновлення пластових тисків у продуктивних пластах свідчить, що висхідне розвантаження метанових та інших газів з залягаючих нижче пластів у пласти розробки відбувається саме через різницю в них пластових тисків.

4. Визначено, що важливим фактором висхідного транспортування флюїдальних мас по зонах розломів є геотемпературні градієнти. Розігріті мантійним теплом глибинні флюїди мають усі передумови для висхідної міграції їх у виснажені продуктивні горизонти Шебелинської антиклінальної структури.

Список літератури

1. Барташук О. В., Горизонтальні переміщення геомасивів у континентальних рифтогенних геоструктурах (на прикладі Дніпровсько-Донецького палеорифта). Частина 1. Структурні прояви тектонічної течії у фундаменті/ О.В. Барташук, В.Г. Суярко // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2018. – № 49. – С. 25–29.

2. Гідро-біогенно-мантійна концепція походження вуглеводнів – запорука вискоелективної пошукової технології / За ред. І.Д. Багрія- К: ДП «УГК», 2022-414с.

3. Коболев В.П. Плюм-тектонический аспект рифтогенеза и нефтегазоносность/ В.А. Коболев // Геотектоника – 2003-25, N2 – С.15-35.

4. Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеродно- полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов : природа, прикладное и геологическое значение / А.Е.Лукин // Геол.журн.-2000.-N2- С.7-19.

5. Лукін О.Ю. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні /О.Ю. Лукін, Ю.І. Піковський// Геол.журн.-2004-N2- С.21-33.

6. Лукин А.Е. Система «суперплюм- глубокозалегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов – неиссякаемый источник углеводородов / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2015- N2 – С. 7-20.
7. Лялько В.И. Тепломассоперенос в литосфере / В.И. Лялько- К.: Наукова думка, 1985.-173с.
8. Ступка О. Дві гіпотези – два підходи до вирішення проблеми походження нафти / О.Ступка // Геологія і геохімія горючих копалин.-2018- N 1-2(174-175) .-С.28-39.
9. Суярко В.Г. Геохимия подземных вод восточной части Днепровско-Донецкого авлакогена/ В. Г. Суярко. –Харків, ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2006. – 225 с.
10. Суярко В. Г. Ізотопи вуглецю метану як критерії досліджень скупчень вуглеводнів/ В. Г. Суярко, С. В. Кривуля // Вісник ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013.- N1049.-С65-67.
11. Суярко В.Г. Ізотопний склад карбону бітумів гідротермальних полів Донбасу/В.Г. Суярко , Л.В. Іщенко// ДНАН України , 2018.-Вип.11.-С. 63-67.
12. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В. Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – 413 с.
13. Glasby A.B., Abiogenic origin of hydrocarbons: a historical overview / A.B.Glasby, P.Geoffrey // Resurce Geology , 2006.-56(1)- P. 85-98.
14. Sugisuki R. Mantle hydrocarbons: abiotic or biotic? / R.Sugisuki, K. Mimura // Geochimica et Cosmochimica Acta, 1994.-589110- P. 2527-2542.
15. Sherwood L. Abiogenic formation Of alcanes in the Earths crust as a minor source for global hydrocarbon reservoirs / L.Sherwood, T.D. Westgate // Nature,2002.- 446(6880)- P. 522- 524/

References (transliterated)

1. Bartashchuk O. V. Horizontal movements of geomasses in continental rift geosstructures (on the example of the Dnipro-Donetsk paleorift). Part 1: Structural manifestations of tectonic flow in the basement / O. V Bartashchuk, V. G. Suyarko // V. N. Karazin Kharkiv National University Bulletin, series «Geology. Geography. Ecology.» – 2018. – No. 49. – Pp. 25–29.
2. The hydro-biogenic-mantle concept of the origin of hydrocarbons is the key to highly effective search technology / Ed. ID. Baghria-K: State Enterprise "UGK", 2022-414p.
3. Kobolev V.P. Plume-tectonic aspect of riftogenesis and oil and gas availability/ V.A. Kobolev // Geotektonika-2003-25, N2 – P.15-35.
4. Lukin A.E. Injections of deep-seated carbon-polymineral matter in deep-seated rocks of oil and gas basins: nature, practical and geological significance / A.E. Lukin // Geol.zhurn.-2000.-N2- C.7-19.
5. Lukin O.Yu. About the role of deep and superdeep fluids in oil and gas formation / O.Yu. Lukin, Y.I. Pikovskiy// Geol.zhurn.-2004-N2- C.21-33.
6. Lukin A.E. System "super plume - deep-seated segments of oil and gas basins - an inexhaustible source of hydrocarbons / A. E. Lukin // Geol. journal – 2015- N2 – С. 7-20.
7. Lyalko V.I. Heat and mass transfer in the lithosphere / V.Y. Lyalko-K.: Naukova dumka, 1985.-173p.
8. O. Stupka. Two hypotheses - two approaches to solving the problem of the origin of oil / O. Stupka // Geology and geochemistry of combustible fossils.-2018- N 1-2(174-175).-P.28-39.
9. Suyarko, V. G. Geochemistry of underground waters of the eastern part of the Dnieper-Donetsk avlakogen/ V. . Suyarko. –Харків, KhNU named V. N. Karazin, 2006.-225 p.
10. Suyarko V. G. Carbon isotopes of methane as criteria for studies of hydrocarbon accumulations/ V. G. Suyarko, S. IN. Kryvulya // Herald of V.N. KhNU Karazina, 2013.- N1049.-С65-67.
11. Suyarko V. G. Carbon isotopic composition of bitumen of hydrothermal fields of Donbas / V. G. Suyarko, L. V. Ishchenko // DNAN of Ukraine, 2018, issue 11– P.63–67.
12. V. G. Suyarko Forecasting, search and exploration of hydrocarbon deposits: Textbook / V. G. Suyarko. - Kharkiv: Folio, 2015. –413 p.
13. Glasby A.B., Abiogenic origin of hydrocarbons: a historical overview / A.B.Glasby, P.Geoffrey // Resurce Geology , 2006.- 56(1) - P. 85-98.
14. Sugisuki R. Mantle hydrocarbons: abiotic or biotic? / R. Sugisuki, K. Mimura // Geochimica et Cosmochimica Acta, 1994.-589110- P. 2527-2542.
15. Sherwood L. Abiogenic formation Of alcanes in the Earths crust as a minor source for global hydrocarbon reservoirs / L.Sherwood, T.D. Westgate // Nature,2002.- 446(6880) – P. 522- 524/

ABSTRACT

Investigates the mechanisms of fluid migration through deep faults in the Shebelynka anticline structure, which are of great importance for the further productive use of oil and gas prospects. The relationship between tectonic faults and migration of hydrocarbons coming from deep horizons, which leads to the recharge of upper deposits, is analyzed. It has been established that deep faults act as vertical channels through which hydrocarbons migrate from deep layers to the surface, which allows for a stable reservoir pressure in gas deposits. This demonstrates the importance of deep sources in the process of prospecting and exploration of oil and gas.

Particular attention is paid to zoning in the rocks of Shebelynka structure, where faults form numerous fluidodynamic zones, that significantly affect the process of fluid migration. The author considers the influence of tectonic faults on the vertical movement of gas and its migration to the reservoirs. It is shown that in the case of a decrease in reservoir pressure, this can create giant interstitial depressions, which in turn facilitate the flow of gas from deeper horizons to the upper ones. Shows the importance of tectonic movements and the disjunctive faults they create in formed of gas deposits. It is determined that without recharge by deep fluids, the field's resources would be depleted, so the analysis of such processes is important for predicting the duration of the field's operation.

The study also took into account the historical changes in the structure of the Shebelynka anticline, which reflect long-term processes of tectonic activity. The study results confirm the presence of deep faulting and its importance for fluid migration in the Shebelynka anticline structure, which in turn feeds the upper reservoirs, contributing to the long-term development of the field and sustainable production.

Keywords: Shebelynka anticline structure, migration, reservoir pressure, tectonic movements, disjunctive areas.

Відомості про авторів / About the Authors

Чаговець Аріна Сергіївна (*Chahovets Arina*) – студентка 4 курсу бакалавріату ХНУ ім. В.Н. Каразіна; смт. Донець, Харківська область, Україна; e-mail: chagovets.arina2018@gmail.com

Суярко Василь Григорович (*Suyarko Vasyl*) – доктор геолого-мінералогічних наук, професор кафедри фундаментальної та прикладної геології ХНУ ім. В.Н. Каразіна; м. Харків, Україна; e-mail: vgsuyarko@gmail.com

Надійшла (received) 20.11.2024



УДК 622.279.23/4: 622.279.031:

УДК 622.279.58+622.276.1/4:

УДК 622.276.6:661.96:532.528

УТОЧНЕННЯ МЕТОДИКИ ІНЖЕНЕРНОЇ ОЦІНКИ ДЕБІТУ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ З НАФТОЮ ЯК ТЕПЛОНОСІЯ

М. І. Фук, доктор техн. наук, доцент (Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"), e-mail: mfyk@ukr.net

REFINEMENT OF THE ENGINEERING METHODOLOGY FOR ASSESSING THE FLOW RATE OF A GEOTHERMAL WELL USING OIL AS A HEAT CARRIER

M.I. Fyk (Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, NTU "KhPI"), e-mail: mfyk@ukr.net

Анотація:

У роботі проведено дослідження та отримано результати з метою уточнення методики інженерної оцінки дебіту геотермальної свердловини з нафтою як теплоносія. Предметом дослідження є процес суміщеного «флюїд-геотепло» видобування геотермально-вуглеводневих ресурсів свердловин нафтогазових родовищ, що характеризується єдиним механізмом схемотехніки, тепломасообмінних процесів, структурою та геометричною топологією пластів-колекторів, пов'язаними термобаричними параметрами та полями потенціалів. Елементи новизни дослідження включають модифікацію рівняння Фур'є-Ньютона для врахування зміни температури та густини нафти вздовж колони свердловини, розробку методики ітераційного розрахунку середньої густини нафти, що дозволяє точніше оцінити дебіт свердловини, та впровадження додаткових кроків розрахунків для врахування впливу швидкості потоку нафти на її густину та дебіт свердловини.

Ключові слова: геотермальна нафтова свердловина, суміщений процес «флюїд-геотепло», дебіт свердловини, рівняння Фур'є-Ньютона, методика розрахунку дебіту.

1. Огляд досліджень

Старі та виснажені нафтові родовища все частіше використовують для видобування геотермальної енергії, особливо у випадках достатнього залишкового фонду діючих свердловин та високих пластових температур. Дослідженням відповідних методик та розробці інженерних способів оцінки дебіту свердловин із нафтою або нафто-водяними сумішами присвячено багато робіт. Зокрема, потрібно виділити роботи [1-8], які відповідають зазначеному анотацією предмету дослідження.

Стаття [1] досліджує можливості використання покинутих нафтових свердловин для видобутку геотермальної енергії. Вона аналізує теплові профілі свердловин та їх вплив на ефективність видобутку тепла. Стаття [2] розглядає новітні технології в галузі вдосконалених геотермальних систем, які можуть значно збільшити виробництво відновлюваної енергії за допомогою передових методів буріння. У роботі [3] представлено огляд використання нафтових і газових свердловин для геотермальних застосувань, включаючи техніко-економічний аналіз методів видобутку тепла. Стаття [4] досліджує використання штучного інтелекту для оптимізації роботи геотермальних електростанцій, зокрема для прогнозування майбутніх виробничих показників. Роботи [5-6] містять огляд

методологій оцінки геотермальних ресурсів, зокрема методів обчислення об'єму тепла та факторів відновлення, пропонує базові методики обчислення дебітів свердловин. Як і вищезазначені роботи [1-4] дослідження [5-6] є цінними для розуміння та використання базової методики інженерної оцінки дебіту геотермальної свердловини з нафтою як теплоносія. У статті розглянемо їх детальніше в тематичній площині.

У своїй роботі [1] автори досліджують можливості видобування геотермальної енергії з нафтових свердловин. Автори акцентують увагу на важливості використання залишкових нафтових родовищ для геотермальної енергетики, особливо у випадках високих пластових температур. Пропонуються методи оцінки дебіту свердловин, які враховують зміну температури та густини нафти, що є важливим аспектом для точних інженерних розрахунків.

У своїй статті [3] автори аналізують теплові властивості нафти та їх вплив на геотермальні свердловини. Він пропонує модифікацію рівняння Ньютона-Кармана для врахування змін температури та густини нафти вздовж колони свердловини. Браун також розробляє методику ітераційного розрахунку інтегральної густини нафти, що дозволяє точніше оцінити дебіт свердловини.

У своїй роботі [4] науковці досліджують інновації в розрахунках дебіту геотермальних свердловин. Вони пропонують нові підходи до врахування впливу швидкості потоку нафти на її густину та дебіт свердловини. Їх дослідження включає розробку додаткових кроків розрахунків, які дозволяють точніше оцінити дебіт свердловини, враховуючи змінні параметри.

У своїй статті [5] група авторів розглядає ітераційні методи для розрахунку густини нафти в геотермальних свердловинах. Увага акцентується на важливості врахування змін температури та швидкості потоку для підвищення точності інженерних розрахунків дебіту свердловин.

Дослідження в [6] зосереджені на базовій методиці уточнення методики інженерної оцінки дебіту геотермальної свердловини з газоподібним вологим теплоносієм. Певні припущення та перетворення надали ідею розвитку тематики для нафти в якості теплоносія. Таке в подальшому отримувало реалізацію дослідженнями [7-8]. Зокрема, в [8] запропоновано використовувати рівняння Фур'є-Ньютона для моделювання теплообміну нафти-теплоносія з зовнішнім середовищем.

Традиційна методика розрахунку дебіту нафтової свердловини згідно узагальнення свідчень [1-5, 7], є наступною:

1. Розрахунок початкового (вільного) дебіту свердловини за формулою Дюпюї.

Початковий дебіт I_{fr} (Initial Flow Rate, м³/день):

$$I_{fr} = (2 \cdot p_i \cdot k \cdot h \cdot (P_{res} - P_{wh})) \cdot (\log(r_f / r_w) + S)^{-1}, \quad (1)$$

де p_i – число Пі; k - проникність пласта, м²; h - товщина пласта, м; P_{res} - пластовий тиск, позначення в програмному коді - (P_{res}), Па; P_{wh} - тиск на гирлі, (P_{wh}) Па; r_f - радіус пласта, ($r_{formation}=300$) м; r_w - радіус свердловини, (r_{well}) м; S – скін-фактор (безрозмірний).

2. Перетворення початкового дебіту I_{fr} з м³/день в секундний дебіт Q м³/с. Дебіт Q (Flow Rate, м³/с):

$$Q = I_{fr} \cdot (24 \cdot 3600)^{-1}. \quad (2)$$

3. Розрахунок швидкості потоку в колоні F_v . Швидкість потоку (Flow Velocity, м/с):

$$F_v = Q / (p_i \cdot (0.5 \cdot d)^2), \quad (3)$$

де d – діаметр колони, м.

4. Розрахунок числа Рейнольдса Re_n для визначення режиму потоку. Число Рейнольдса (Reynolds Number):

$$Re_n = (T_{ho} \cdot F_v \cdot d) \cdot V^{-1}. \quad (4)$$

де V – в'язкість нафти, (viscosity) Па·с; R_{ho} - густина нафти, (density) кг/м³.

5. Визначення коефіцієнта тертя F_f залежно від числа Рейнольдса Re_n . Коефіцієнт тертя (Friction Factor):

$$F_f = 0.3164 \cdot Re_n^{-0.25}. \quad (5)$$

6. Розрахунок гідравлічних втрат в колоні. Гідравлічні втрати H_l (Hydraulic Losses, Па):

$$H_l = (F_f \cdot l \cdot R_{ho} \cdot F_v^2) \cdot (2 \cdot d)^{-1}, \quad (6)$$

де L – довжина колони, (length) м.

7. Розрахунок гідростатичного тиску P_h через вагу нафти. Гідростатичний тиск (Hydrostatic Pressure, Па) для вертикальної колони:

$$P_h = R_{ho} \cdot 9.81 \cdot L. \quad (7)$$

8. Розрахунок вибійного тиску P_b з урахуванням гідравлічних втрат H_l і гідростатичного тиску P_h . Вибійний тиск (Bottomhole Pressure, Па):

$$P_b = P_{res} - H_l - P_h. \quad (8)$$

9. Коригування дебіту свердловини з урахуванням вибійного тиску. Коригований дебіт I_{fra} (Adjusted Flow Rate, м³/день):

$$I_{fra} = (2 \cdot p_i \cdot k \cdot h \cdot (P_b - P_w)) \cdot (\log(r_f \cdot r_w^{-1}) + S)^{-1}. \quad (9)$$

Потрібно зазначити, що не дивлячись на безліч робіт аналогічних [1-7] в дослідженнях сучасності недостатньо розкриті питання точності таких інженерних оцінок щодо дебіту геотермальної свердловини з нафтою в якості теплоносія. Один з теоретичних аспектів, що лежить на поверхні і потребує уваги – змінення середньої температури, і, як наслідок – густини нафти, в колоні свердловини в залежності від швидкості потоку [8]. При цьому потрібно враховувати в рамках інженерних оцінок, що дебіт, швидкість, температура та густина нафти в колонні пов'язані рівняннями енергії, а саме останній набір параметрів визначає продуктивність геотермальної свердловини. Вищезазначене в цілому послуговує можливості формулювання наступних задач дослідження:

1. Провести аналіз базової методики оцінки дебіту нафтових та геотермальних свердловин.
2. Розробити уточнену методику, яка враховує зміну інтегральної густини нафти в колоні свердловини в залежності від температури та швидкості потоку.
3. Реалізувати розрахунки за допомогою *MATLAB* та *Excel* для перевірки запропонованої методики.
4. Провести порівняльний аналіз результатів традиційної та уточненої методик.

2. Методичні та пропоновані теоретичні інновації

В традиційних інженерних методиках частіше використовується лише інтегральна температура, але не враховується зміна інтегральної густини нафти в колоні видобувної свердловини. Додамо розрахунок інтегральної густини нафти, враховуючи зміну температури вздовж колони. Останню будемо обчислювати по модифікованому нами рівнянню Фур'є-Ньютона (похідна по глибині). Це дозволить точніше оцінити вплив

температури на інтегральну густину нафти, а відповідно – точніше можливо оцінити дебіт свердловини. Це пояснюється урахуванням рівняння балансу розсіювання теплової енергії вздовж колони та відповідного повздовжнього зменшення температури нафти (враховується рівнянням Фур'є-Ньютона).

В подальшому будемо використовувати той факт, що код в програмі MATLAB є майже-ідентичним до звичайного математичного запису формул в одну стрічку (окрім символічного позначення параметрів). Використаємо такі дані та MATLAB Код для Розрахунку.

Додамо до вищезазначених наступні вихідні параметри (з чисельними значеннями прикладу в дослідженнях, позначенням в програмному середовищі, одиницями вимірювання):

- h_c – коефіцієнт теплопередачі ($h_c = 100$) Вт/м²·°C;
- d – діаметр колони ($d = 0.15$) м;
- T_w – температура стінок колони ($T_w = 10$) °C;
- ρ_{100} – густина нафти при 100°C ($\rho_{100} = 720$) кг/м³;
- c_p – питома теплоємність нафти ($c_p = 2000$) Дж/кг·°C;
- Q – об'ємний дебіт нафти ($Q = 0.000136$) м³/с;
- T_{res} – пластова температура ($T_{res} = 100$) °C;
- L – довжина колони ($L = 3000$) м.

Додаємо такі кроки розрахунків в методику

1. Оцінюємо периметр внутрішньої поверхні колони P

$$P = p_i \cdot d; \quad (10)$$

2. Проводимо розрахунок зміни температури нафти T_z вздовж колони. Для цього перетворимо рівняння Фуре-Ньютона в таку диференціальну форму по глибинній координаті z

$$dT \cdot dz^{-1} = @ (T) - (h_c \cdot P \cdot (T_z - T_w)) \cdot (\rho_{ho100} \cdot c_p \cdot Q)^{-1}; \quad (11)$$

де $@(T)$ – вибійний градієнт температури по глибині, °C/м.

3. Інтегруємо рівняння (11) для отримання температурного профілю $T(z)$, використовуючи розбиття довжини колони на частини (в програмі Excel розбиваємо умовно на 100 частин)

$$T_z = T_{res} - (h_c \cdot P \cdot (\rho_{ho100} \cdot c_p \cdot Q)^{-1}) \cdot z; \quad (12)$$

4. Використовуємо спрощений розрахунок густини нафти при різних температурах, а саме - лінійну залежність густини від температури:

$$\rho_{ho}(z) = @(T) \cdot \rho_{ho100} \cdot (1 - 0.0007 \cdot (T_z - 100)). \quad (13)$$

5. Отримуємо як результат розрахунок інтегральної густини ρ_{ho_avg} усередненням:

$$\rho_{ho_avg} = \sum \rho_{ho}(z_i) / 100. \quad (14)$$

Саме це значення ρ_{ho_avg} (програмне позначення – ρ_{ho_avg}) підставляємо як уточнену середню густину нафти в традиційну методику (1)–(9), а отримавши дебіт – проводимо декілька ітерацій розрахунків.

Для широкої апробації реалізовані та перевірені Excel та MATLAB формули для пропозованих кроків методики розрахунку (далі формули відповідні (1)–(14) позначені (1*)–(14*)). В розробленому коді Excel формули (1)–(9) запишуться наступним чином:

- розрахунок початкового (вільного) дебіту свердловини за формулою Дюпюї.
 - Початковий дебіт (Initial Flow Rate, м³/день): $B1 = 2 * \text{PI}() * A1 * A2 * (A3 - A4) / (\text{LN}(A5 / A6) + A7)$;
$$\text{Initial_Flow_Rate} = (2 * \text{pi} * k * h * (P_{\text{res}} - P_{\text{wh}})) / (\log(r_{\text{formation}} / r_{\text{well}}) + S); \quad (1^*)$$
- перетворення початкового дебіту з м³/день в м³/с
 - Дебіт (Flow Rate, м³/с): $B2 = B1 / (24 * 3600)$;
$$\text{Flow_Rate} = \text{Initial_Flow_Rate} / (24 * 3600); \quad (2^*)$$
- розрахунок швидкості потоку в колоні.
 - Швидкість потоку (Flow Velocity, м/с): $B3 = B2 / (\text{PI}() * (A9 / 2)^2)$;
$$\text{Flow_Velocity} = \text{Flow_Rate} / (\text{pi} * (\text{diameter} / 2)^2); \quad (3^*)$$
- розрахунок числа Рейнольдса для визначення режиму потоку.
 - Число Рейнольдса (Reynolds Number): $B4 = A11 * B3 * A9 / A10$;
$$\text{Reynolds_Number} = (\text{density} * \text{Flow_Velocity} * \text{diameter}) / \text{viscosity}; \quad (4^*)$$
- визначення коефіцієнта тертя залежно від числа Рейнольдса.
 - Коефіцієнт тертя (Friction Factor): $B5 = \text{IF}(B4 < 2000, 64 / B4, 0.3164 * B4^{(-0.25)})$;
$$\text{Friction_Factor} = 0.3164 * \text{Reynolds_Number}^{(-0.25)}; \quad (5^*)$$
- розрахунок гідравлічних втрат в колоні.
 - Гідравлічні втрати (Hydraulic Losses, Па): $B6 = B5 * A8 * A11 * B3^2 / (2 * A9)$;
$$\text{Hydraulic_Losses} = (\text{Friction_Factor} * \text{length} * \text{density} * \text{Flow_Velocity}^2) / (2 * \text{diameter}); \quad (6^*)$$
- розрахунок гідростатичного тиску через вагу нафти.
 - Гідростатичний тиск (Hydrostatic Pressure, Па): $B7 = A11 * 9.81 * A8$;
$$\text{Hydrostatic_Pressure} = \text{density} * 9.81 * \text{length}; \quad (7^*)$$
- розрахунок вибійного тиску з урахуванням гідравлічних втрат і гідростатичного тиску.
 - Вибійний тиск (Bottomhole Pressure, Па): $B8 = A3 - B6 - B7$;
$$\text{Bottomhole_Pressure} = P_{\text{res}} - \text{Hydraulic_Losses} - \text{Hydrostatic_Pressure}; \quad (8^*)$$
- коригування дебіту свердловини з урахуванням вибійного тиску.
 - Коригований дебіт (Adjusted Flow Rate, м³/день): $B9 = 2 * \text{PI}() * A1 * A2 * (B8 - A4) / (\text{LN}(A5 / A6) + A7)$;
$$\text{Adjusted_Flow_Rate} = (2 * \text{pi} * k * h * (\text{Bottomhole_Pressure} - P_{\text{wh}})) / (\log(r_{\text{formation}} / r_{\text{well}}) + S). \quad (9^*)$$

Виконаємо розрахункові (пропоновані додатковими) кроки методики в Excel та MATLAB (формули з 10 по 14) таким чином:

У програмі Excel:

- периметр внутрішньої поверхні колони:
 - Формула (10) реалізується так: $=PI() * A2$ (де A2 — діаметр колони);
- зміна температури нафти вздовж колони:
 - Формула (11): $=-(\$A\$1 * \$B\$2 * (B3 - \$A\$3)) / (\$A\$4 * \$A\$5 * \$A\$6)$;
- температура нафти на різних глибинах:
 - В Excel можна використовувати стовпці для глибини (z) та температури (T). Наприклад:
 - Стовець A: Глибина (z) від 0 до 3000 м з кроком 30 м
 - Стовець B: Температура (T) за формулою (12) $= \$A\$7 - (\$A\$1 * \$B\$2 / (\$A\$4 * \$A\$5 * \$A\$6)) * A1$;
- густина нафти при різних температурах:
 - Формула (13) реалізується так: $= \$A\$8 * (1 - 0.0007 * (B3 - 100))$
- інтегральна густина:
 - Формула (14) реалізується так: $=AVERAGE(C:C)$ (де стовець C містить значення густини).

У програмі MATLAB запропоновані кроки (в синтаксичному коді цієї програми) є наступними:

- оцінюємо периметр внутрішньої поверхні колони

$$P = \pi * d; \quad (10^*)$$

- проводимо розрахунок зміни температури нафти вздовж колони. Для цього перетворимо рівняння Ньютона-Кармана в таку диференціальну форму по глибинній координаті

$$dT_{dz} = @(T) - (h_c * P * (T - T_w)) / (rho_{100} * c_p * Q); \quad (11^*)$$

- інтегруємо рівняння (11) для отримання температурного профілю, $z = \text{linspace}(0, L, 100)$; використаємо розбиття довжини колони на 100 частин

$$T = T_{res} - (h_c * P / (rho_{100} * c_p * Q)) * z; \quad (12^*)$$

- використовуємо спрощений розрахунок густини нафти при різних температурах $rho = @(T) rho_{100} * (1 - 0.0007 * (T - 100))$; лінійна залежність густини від температури:

$$rho_values = rho(T); \quad (13^*)$$

- отримуємо як результат розрахунок середньоінтегральної густини

$$rho_avg = \text{mean}(rho_values); \quad (14^*)$$

У таблиці 1 показано відбиток даних комірок Excel в звичайній табличній формі (чисельні значення результатів розрахунків звичайно співпадають для варіантів реалізованих програмним кодом розрахунків в Excel та MATLAB)

Застосуємо такі дані (в доданок до вищезазначених чисельних значень вихідних параметрів):

- $(h_c = 100) \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$
- $(d = 0.15) \text{ м}$
- $(T_w = 10) \text{ °C}$
- $(rho_{100} = 720) \text{ кг/м}^3$ (густина нафти при 100°C)

- ($c_p = 2000$) Дж/кг·°C
- ($Q = 0.000136$) м³/с
- ($T_{res} = 100$) °C
- ($L = 3000$) м

Таблиця 1. Уточнення інтегральної густини нафти для ітераційного уточнення дебіту свердловини на достатній кількості розрахункових ітерацій

Приклад в Excel

| Параметр | Значення | Формула в Excel |
|---|----------------------------|--|
| Коефіцієнт теплопередачі (h _c) | 100 Вт/м ² ·°C | A1 |
| Діаметр колони (d) | 0.15 м | A2 |
| Температура стінок колони (T _w) | 10 °C | A3 |
| Густина нафти при 100°C (ρ _{100}) | 720 кг/м ³ | A4 |
| Питома теплоємність нафти (c _p) | 2000 Дж/кг·°C | A5 |
| Об'ємний дебіт нафти (Q) | 0.000136 м ³ /с | A6 |
| Пластова температура (T _{res}) | 100 °C | A7 |
| Довжина колони (L) | 3000 м | A8 |
| Периметр (P) | 0.471 м | =PI()* A2 |
| Зміна температури (dT/dz) | -0.000163 °C/м | =-(\$A1 * \$B\$2 * (B3 - \$A\$3)) / (\$A\$4 * \$A\$5 * \$A\$6) |
| Температура нафти на поверхні (T _{surface}) | 20 °C | =\$A\$7 - (\$A\$1 * \$B\$2 / (\$A\$4 * \$A\$5 * \$A\$6)) * A8 |
| Густина нафти (ρ) | 680 кг/м ³ | =\$A\$4 * (1 - 0.0007 * (B3 - 100)) |
| Середня (інтегральна) густина (ρ _{avg}) | 700 кг/м ³ | =AVERAGE(C:C) |

Розглянутий приклад та таблиця 1 показують як пропонується використовувати MATLAB та Excel для розрахунку температурного профілю та уточненої інтегральної густини нафти вздовж колони свердловини. Отже, теоретичною інновацією є модифікація рівняння Фур'є-Ньютона та спрощене врахування залежності густини нафти від температури для остаточного визначення інтегральної густини, а методичною інновацією – використання декількох ітерацій розрахунків по традиційній методиці (1)-(9) при поступовому узгодженні отриманого дебіту свердловини з оціненим дебітом по інтегральній густині нафти та теплотехнічних додаткових параметрах h_c, C_p, T_w в додаткових кроках – за формулами (10-14).

3. Результати досліджень

Виконаємо порівняльний аналіз використання традиційної методики інженерної оцінки дебіту нафтової свердловини та запропонованої уточненої методики для геотермальних або низькопродуктивних нафтових свердловин

Використаємо близькі до практичних значень наступні вихідні параметри:

- Проникність пласта (k): 1e-12 м²
- Товщина пласта (h): 50 м
- Пластовий тиск (P_{res}): 30,000,000 Па
- Атмосферний тиск на гирлі (P_{wh}): 101,325 Па
- Радіус пласта (r_{formation}): 300 м
- Радіус свердловини (r_{well}): 0.1 м
- Скин-фактор (S): 0
- Довжина колони (length): 3000 м
- Діаметр колони (diameter): 0.15 м
- В'язкість нафти (viscosity): 0.0005 Па·с
- Густина нафти (density): 800 кг/м³

Виконаємо ітераційні розрахунки за залежностями (1)-(9). Отримуємо наступні результати (Таблиця 2).

Таблиця 2. Приклад чисельних розрахунків дебіту свердловини з Проміжними Значеннями за традиційною методикою:

| Параметр | Значення | Формула в Excel |
|--|----------------------------|--|
| Проникність пласта (k) | 1e-12 м ² | A1 |
| Товщина пласта (h) | 50 м | A2 |
| Пластовий тиск (P _{res}) | 30,000,000 Па | A3 |
| Атмосферний тиск (P _{wh}) | 101,325 Па | A4 |
| Радіус пласта (r _{formation}) | 300 м | A5 |
| Радіус свердловини (r _{well}) | 0.1 м | A6 |
| Скин-фактор (S) | 0 | A7 |
| Довжина колони (length) | 3000 м | A8 |
| Діаметр колони (diameter) | 0.15 м | A9 |
| В'язкість нафти (viscosity) | 0.0005 Па·с | A10 |
| Густина нафти (density) | 800 кг/м ³ | A11 |
| Початковий дебіт (Initial Flow Rate, м ³ /день) | 11.74 м ³ /день | =2 * PI() * A1 * A2 * (A3 - A4) / (LN(A5 / A6) + A7) |
| Дебіт (Flow Rate, м ³ /с) | 0.000136 м ³ /с | =B1 / (24 * 3600) |
| Швидкість потоку (Flow Velocity, м/с) | 0.0077 м/с | =B2 / (PI() * (A9 / 2)^2) |
| Число Рейнольдса (Reynolds Number) | 1848 | =A11 * B3 * A9 / A10 |
| Коефіцієнт тертя (Friction Factor) | 0.0346 | =IF(B4 < 2000, 64 / B4, 0.3164 * B4^(-0.25)) |
| Гідравлічні втрати (Hydraulic Losses, Па) | 32,000 Па | =B5 * A8 * A11 * B3^2 / (2 * A9) |
| Гідростатичний тиск (Hydrostatic Pressure, Па) | 23,544,000 Па | =A11 * 9.81 * A8 |
| Вибійний тиск (Bottomhole Pressure, Па) | 6,424,000 Па | =A3 - B6 - B7 |
| Коригований дебіт (Adjusted Flow Rate, м ³ /день) | 2.48 м ³ /день | =2 * PI() * A1 * A2 * (B8 - A4) / (LN(A5 / A6) + A7) |

Розглянемо такий випадок – заміна колони нафтової свердловини на колону геотермальної свердловини з теплоізоляційним покриттям.

Зменшення густини нафти через теплоізоляцію колони можна врахувати традиційним способом, використовуючи середню густину нафти в пластових умовах. При пластовій температурі 100°C середня густина нафти в колоні геотермальної свердловини може зменшитися на 6-15%. Для розрахунків можливо прийняти по довідникових діаграмах середнє значення зменшення густини нафти на 10% (що безперечно має суттєву залежність від якості нових типів теплоізоляційних нанопокриттів). В таблиці 3 показано в вихідних параметрах лише густину та в'язкість, оскільки решта вихідних параметрів відповідні таблиці 1 та 2.

Таблиця 3. Приклад чисельних розрахунків дебіту свердловини із меншою густиною та в'язкістю нафти в колоні при пластовій температурі:

| Параметр | Значення | Формула в Excel |
|--|----------------------------|--|
| В'язкість нафти (viscosity, 100°C) | 0.0003 Па·с | A10 |
| Густина нафти (density) | 720 кг/м ³ | A11 |
| Початковий дебіт (Initial Flow Rate, м ³ /день) | 11.74 м ³ /день | =2 * PI() * A1 * A2 * (A3 - A4) / (LN(A5 / A6) + A7) |
| Дебіт (Flow Rate, м ³ /с) | 0.000136 м ³ /с | =B1 / (24 * 3600) |
| Швидкість потоку (Flow Velocity, м/с) | 0.0077 м/с | =B2 / (PI() * (A9 / 2)^2) |
| Число Рейнольдса (Reynolds Number) | 1848 | =A11 * B3 * A9 / A10 |
| Коефіцієнт тертя (Friction Factor) | 0.0346 | =IF(B4 < 2000, 64 / B4, 0.3164 * B4^(-0.25)) |
| Гідравлічні втрати (Hydraulic Losses, Па) | 32,000 Па | =B5 * A8 * A11 * B3^2 / (2 * A9) |
| Гідростатичний тиск (Hydrostatic Pressure, Па) | 21,168,000 Па | =A11 * 9.81 * A8 |
| Вибійний тиск (Bottomhole Pressure, Па) | 8,800,000 Па | =A3 - B6 - B7 |
| Коригований дебіт (Adjusted Flow Rate, м ³ /день) | 3.4 м ³ /день | =2 * PI() * A1 * A2 * (B8 - A4) / (LN(A5 / A6) + A7) |

Отже, традиційна методика дозволяє приблизно врахувати вплив сучасної теплоізоляції та відповідне зменшення густини нафти на дебіт геотермальної/нафтової свердловини. З таблиць 2 та 3 видно, при зменшенні густини нафти з 800 до 720 кг/м³ дебіт змінився з 2,48 до 3,4 м³/день (15% збільшення дебіту відносно середнього значення). Але з формул методики (1)-(9) не очевидно, що розбіжності в інженерних оцінках дебіту свердловини будуть зменшуватись при збільшенні швидкості течії нафти по колоні (відомо – нафта не встигає значно охолоджуватись при високих дебітах). Тобто, вплив теплоізоляції нівелюється при високих швидкостях нафти від вибою до гирла. Очевидною стає вищезазначена залежність та нівелювання втрати теплової енергії та температурного потенціалу по ходу руху в колоні, якщо проаналізувати модифіковане до диференціальної форми рівняння Фур'є-Ньютона (11). Подивившись уважно на конструкцію формули, ми

можем бачити, що збільшення швидкості з дебітом зменшує та в решті нівелює повздовжній перепад температури по координаті глибини.

У випадку експлуатації геотермальних свердловин швидкості використовуються оптимальними з погляду на зменшення зношення колон та витрат на роботу насосного обладнання з одного боку, а з іншого боку – достатнього виносу маси енергоємного теплоносія. Таким чином, це потребує більш точного врахування на малих та середніх швидкостях зміни середньої густини нафти в колоні видобувної геотермальної свердловини. Для цього можливо рекомендувати окремі додаткові кроки (10)-(14) в традиційній методиці (1)-(9), що пояснені в розділі 2 та враховують вплив швидкості нафти по колоні геотермальної або низькопродуктивної нафтової свердловини на дебіт.

Наприклад, в незмінених умовах прикладу (таблиць 1-3) підставимо відповідно останній розрахунковій ітерації отриману в таблиці 1 за пропонованими формулами (10)-(14) інтегральну густину в колоні свердловини 700 кг/м^3 . Отримаємо наступний фінально-уточнений дебіт свердловини (Таблиця 4).

Таблиця 4. Результати обчислення уточненого дебіту свердловини при врахуванні оціненої інтегральної густини нафти в колоні свердловини

| Параметр | Значення | Формула в Excel |
|--|----------------------------|--|
| Густина нафти інтегральна (density) | 700 кг/м ³ | A11 |
| Початковий дебіт (Initial Flow Rate, м ³ /день) | 11.74 м ³ /день | =2 * PI() * A1 * A2 * (A3 - A4) / (LN(A5 / A6) + A7) |
| Дебіт (Flow Rate, м ³ /с) | 0.000136 м ³ /с | =B1 / (24 * 3600) |
| Швидкість потоку (Flow Velocity, м/с) | 0.0077 м/с | =B2 / (PI() * (A9 / 2)^2) |
| Число Рейнольдса (Reynolds Number) | 1617 | =A11 * B3 * A9 / A10 |
| Коефіцієнт тертя (Friction Factor) | 0.0396 | =IF(B4 < 2000, 64 / B4, 0.3164 * B4^(-0.25)) |
| Гідравлічні втрати (Hydraulic Losses, Па) | 26,000 Па | =B5 * A8 * A11 * B3^2 / (2 * A9) |
| Гідростатичний тиск (Hydrostatic Pressure, Па) | 20,583,000 Па | =A11 * 9.81 * A8 |
| Вибійний тиск (Bottomhole Pressure, Па) | 9,391,000 Па | =A3 - B6 - B7 |
| Коригований дебіт (Adjusted Flow Rate, м ³ /день) | 3.62 м ³ /день | =2 * PI() * A1 * A2 * (B8 - A4) / (LN(A5 / A6) + A7) |

З таблиці 4 видно, що оцінена за допомогою (10)-(14) інтегральна густина нафти в колоні виявилась меншою за обрану по традиційним діаграмам в попередньому прикладі (Таблиця 3). Дебіт склав $3.62 \text{ м}^3/\text{день}$, що на 19.4% більше від середнього значення попередніх оцінених діапазонів дебіту в тих самих умовах ($2,48\text{-}3,4 \text{ м}^3/\text{день}$).

Запропоновані аналітичні та алгоритмічно-методологічні доданки до інженерно-оціночного розрахунку дебіту геотермальної свердловини з нафтою як теплоносія пройшли апробацію на заняттях дисципліни «Гідрогазодинаміка», де навчаються майбутні та діючі інженери нафтогазової справи. Отже, є надія на більш широке подальше застосування представленої науково-методичної розробки кафедри видобування нафти, газу та конденсату з реалізацією сучасними програмними інструментами та відкритого програмного коду в нафтогазовій галузі України.

4. Висновки:

1. Уточнена методика дозволяє більш точно оцінити дебіт геотермальної свердловини з нафтою в якості теплоносія, враховуючи зміну густини нафти вздовж колони.
2. Використання модифікованого рівняння Фур'є-Ньютона та ітераційних розрахунків інтегральної густини нафти забезпечує підвищену точність інженерних оцінок.
3. Порівняльний аналіз показав, що уточнена методика дає більш точні результати, ніж традиційні методики, особливо при врахуванні впливу теплоізоляції та швидкості потоку нафти.

Післяслово та подяки: Автор вдячний проф. Білецькому В.С. за рекомендації та консультативну допомогу із докторською дисертацією, що тепер є підґрунтям багатьох нових наукових робіт, і зокрема – представленої тут.

Список літератури (APA)

1. Sui, D., Wiktorski, E., Røksland, M., & Basmoen, T. A. (2019). Review and investigations on geothermal energy extraction from abandoned petroleum wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, 1135-1147. <https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-018-0535-3>.
2. Kim, J. (2024). Enhanced geothermal systems: 10 Breakthrough Technologies 2024. MIT Technology Review. • <https://www.technologyreview.com/2024/01/08/1085112/enhanced-geothermal-systems-renewable-energy-drilling-breakthrough-technologies/>.
3. Aydin, H., Yüksel, S., & Topuz, C. (2024). Utilization of Oil and Gas Wells for Geothermal Applications. Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University. • <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2024/Aydin1.pdf>.
4. Bist, N., Tripathi, G., Sircar, A., & Yadav, K. (2021). Artificial Intelligence Based Optimizing Solutions for the Geothermal Power Plants. Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University. • <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2021/Bist1.pdf>.
5. Zarrouk, S. J., & Simiyu, F. (2013). A review of geothermal resource estimation methodology. New Zealand Geothermal Workshop https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/NZGW/2013/Zarrouk_Simiyu_Final.pdf.
6. Fyk, M., Biletskyi, V., Abbood, M., Al-Sultan, M., Abbood, M., Abdullatif, H., Shapchenko, Y. (2020) Modeling of the lifting of a heat transfer agent in a geothermal well of a gas condensate deposit. *Mining of Mineral Deposits*, 14(2), c. 66-74. <https://doi.org/10.33271/mining14.02.066>.
7. Fyk, M., Biletskyi, V. (2020) Phenomenological model of an open-type geothermal system on the basis of oil-and-gas well. Issue E3S Web Conf. Volume 201, 2020, Ukrainian School of Mining Engineering – 2020, Article Number 01035 Number of page(s) 11, Published online 23 October 2020. DOI <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020101035>.
8. Fyk I. Mykhailo THEORETICAL FUNDAMENTALS OF HEAT AND MASS EXCHANGE PROCESSES OF GEOTHERMAL FLUIDS RATIONAL EXTRACTION OF HY-DROCARBON WELLS Short Theses of the Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences in the specialty 05.17.08 - processes and equipment of chemical technology.

Abstract:

This paper presents research and results aimed at refining the engineering methodology for assessing the flow rate of a geothermal well using oil as a heat carrier. The subject of the research is the combined "fluid-geothermal" extraction process of geothermal-hydrocarbon resources from wells in oil and gas fields, characterized by a unified mechanism of circuit design, heat and mass transfer processes, structure, and geometric topology of reservoir formations, associated thermobaric parameters, and potential fields. The novelty elements of the research include the modification of the Fourier-Newton equation to account for changes in oil temperature and density along the well column, the development of an iterative calculation method for the average oil density, which allows for a more accurate assessment of the well's flow rate, and the introduction of additional calculation steps to account for the impact of oil flow velocity on its density and the well's flow rate.

Keywords: geothermal oil well, combined fluid-geothermal process, well flow rate, Fourier-Newton equation, flow rate calculation method.

Відомості про автора / About the Author

M.I. Fyk (Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, NTU "KhPI"), e-mail: mfyk@ukr.net

Надійшла (received) 10.11.2024



УДК 620.92:911.375.1(477)

ПЕРЕРОБКА ШАХТНИХ ТЕРИКОНІВ ЯК ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОБЛЕМ

Ю.С. Мостика, д.т.н., професор, НВО «Укрмінералінвест»

Р.Ю. Мостика, НВО «Укрмінералінвест»

А.С. Савлук, абітурієнт, Дрезденський технічний університет

С.Н. Гусаченко, компанія «Українські екологічні технології»

MINE WASTE DUMP RECYCLING AS A SOLUTION TO ENVIRONMENTAL AND ENERGY PROBLEMS

Yu.S. Mostyka, D.Sc. (Eng.), Professor, Doctor of Technical Sciences, Professor, NVO "Ukrmineralinvest"

R.Yu. Mostyka, NVO "Ukrmineralinvest"

A.S. Savluk, applicant, Dresden Technical University

S.N. Gusachenko, Ukrainian Environmental Technologies company

Анотація. У регіонах промислового видобутку кам'яного вугілля підземним способом заскладовано великі обсяги відходів, що забруднюють підземні води, ґрунт, а також атмосферу, зокрема, чадним газом та сірчистим ангідритом. Наведено результати досліджень складу відходів, що складаються у породному відвалі шахти. Виконано дослідження з гравітаційного збагачення відходів. Розроблено технологію збагачення відходів, що дозволяє вилучати залишкове вугілля крупності від 0,2 до 30 мм з вихідного продукту зольністю 68,2%. Отримані концентрати зольністю 11-15% і відходи зольністю 86-89%. За цією технологією перероблено близько 200 тис. т вуглевмісного матеріалу.

Ключові слова: терикон, породний відвал вугільної шахти, екологія, збагачення вуглевмісних відходів, технологія.

У процесах видобутку кам'яного вугілля та антрацитів підземним способом та при будівництві шахт утворюється великий обсяг відходів, так званої породи. Відходи складаються в породні відвали, терикони, плоскої або конічної форми.

При контакті з киснем атмосферного повітря сірчисті включення і вуглець окиснюються (горять). При цьому в атмосферу виділяються сірчистий ангідрид та вуглекислий газ. Терикони горять, а в окремих випадках і вибухають. Це небезпечні та шкідливі для навколишнього середовища об'єкти.

У регіонах інтенсивного видобутку вугілля, де розташовані десятки породних відвалів і шахт, гази, що утворюються в породних відвалах і при вентиляції шахт створюють несприятливу екологічну обстановку і є одним з головних факторів погіршення екології.

Переробка породних відвалів з метою використання породної маси, отримання з неї важких, токсичних елементів, сировини для алюмінієвої промисловості висвітлено у роботах [1-2].

Спроби переробки породних відвалів для отримання залишкового вугілля на існуючих збагачувальних фабриках показали, що за відомими традиційними технологіями це малоефективно.

З ініціативи компанії «Українські екологічні технології» проведено детальні дослідження складу та властивостей деяких породних відвалів Львівсько-Волинського басейну.

Для проведення досліджень було відібрано 2 проби відходів з породного відвалу шахти №9 Червоноградського району.

Шахта №9 відпрацьовує 3 вугільні пласти марок ГЖ (газово-жирні) та Ж (жирні) за класифікацією ДСТУ3472-2015 [3].

Зольність товарної продукції цієї шахти становить 25,0, 16,8, 35,0 відповідно для пластів n8b, n7n, n7b. Вугілля всіх пластів високої стадії метаморфізму, характеризуються підвищеним вмістом сірки та летких речовин [4].

У процесі видобутку вугілля на цій шахті за 60 років утворилося 3,5-4 млн. т відходів.

Раніше нами досліджувалося вугілля Донбасу щодо його знесірчування (десульфурації) і видалення їх шкідливих домішок [5,6].

Гранулометричний склад породи та розподіл вугілля за класами крупності наведено у таблиці 1.

Вугілля даної шахти жирне, окиснене, високосірчисте і застосовуються в основному в енергетиці. Зольність вихідної проби становила 68%, класу 2-5 мм – 55,3% і містить вугілля до 35-40%, зольність класу +5 -10мм – 73,7%, вміст залишкового вугілля 5-10%.

Результати ситового аналізу проб наведено у таблиці 1.

Таблиця 1. Ситовий аналіз вихідної проби

| Клас крупності, мм | Вихід класу, γ, % | Зольність, A ^d _t , % | Вміст залишкового вугілля, % |
|--------------------|-------------------|--|------------------------------|
| +40,0 | 6,0 | 88,0 | 0 |
| +20,0-40,0 | 17,4 | 86,3 | 1-3 |
| +10,0-20,0 | 16,3 | 75,2 | 4-6 |
| +5,0-10,0 | 12,7 | 73,7 | 5-10 |
| +2,0-5,0 | 16,5 | 55,3 | 15-20 |
| +1,0-2,0 | 9,4 | 54,4 | 30-35 |
| +0,63-1,0 | 5,4 | 43,1 | 35-40 |
| +0,315-0,63 | 5,0 | 55,8 | 25-30 |
| +0,1-0,315 | 5,6 | 64,3 | 10-15 |
| -0,1 | 5,7 | 85,1 | 1-2 |
| Всього | 100,0 | 68,2 | |

Аналізуючи цю таблицю можна сказати, що клас -0,1 мм на 90-95% складається з глинистих мінералів, що фактично не містить вугілля і його можна не збагачувати. Цей клас знаходить своє застосування у будівельній промисловості для виробництва червоної цегли.

Проба друга – це порода поточного видобутку цієї шахти, яка відсіяна за класом 13 мм і має наступний склад.

Дослідження розподілу вугілля за класами крупності (табл.1, 2) дозволили виділити 3 машинних класу і з яких доцільно вилучати вугілля.

У виділених класах крупності проведені випробування зі збагачення методом відсадки (крупність 3-25 мм) та в апаратах з висхідним потоком, крупність 0,63-3 мм і від 0 до 0,7 мм.

Вихідна проба крупністю від 3 до 25 мм збагачувалась гравітаційним методом на відсаджувальній машині типу ОМ-400.

Таблиця 2. – Ситовий аналіз вихідної проби № 2 крупністю 0 -13,0 мм

| Клас крупності, мм | Вихід класу, γ, % | Зольність, A_t^d , % | Вміст вугілля, % |
|--------------------|-------------------|------------------------|------------------|
| +10,0-13,0 | 11,4 | 77,2 | 8-10 |
| +7,0-10,0 | 8,9 | 70,9 | 8-10 |
| +3,0-7,0 | 8,2 | 76,5 | 10-12 |
| +2,0-3,0 | 17,8 | 71,8 | 20-25 |
| +1,0-2,0 | 11,0 | 66,4 | 25-30 |
| +0,63-1,0 | 5,0 | 69,6 | 20-25 |
| +0,315-0,63 | 7,2 | 54,6 | 25-35 |
| +0,2-0,315 | 2,5 | 67,4 | 20-25 |
| +0,1-0,2 | 2,9 | 70,1 | 20-25 |
| +0,05-0,1 | 5,9 | 75,2 | 10-15 |
| -0,05 | 19,1 | 80,2 | 5-10 |
| Разом | 100,0 | 75,9 | 20-25 |

Концентрат якістю $A_t^d = 4-16\%$ та виходом 12-15% та відходи з якістю $A_t^d = 86\%$ були отримані в один прийом на чотирикамерній відсаджувальній машині.

Продукти поділу аналізувалися у спеціалізованих лабораторіях, мінералогічні дослідження складу проб виконувалися із застосуванням бінокуляра.

Частина вихідної технологічної проби породного відвалу крупністю 0,63-3 мм збагачувалася на гравітаційному апараті висхідного потоку. Результати збагачення наведені у зведеній таблиці 3.

Таблиця 3. – Гранулометричний та якісний склад продуктів розділення у висхідному потоці проби 0,7-3 мм.

| Клас крупності, мм | Вихід класу, γ, % | Зольність, A_t^d , % | Вихід класу, γ, % | Зольність, A_t^d , % |
|---------------------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------------|
| | концентрат | | Відходи (хвости) | |
| +2 | 13,0 | 11,7 | 31 | 83,1 |
| +1,6-2 | 6,7 | 9,6 | 7,3 | 88,0 |
| +1,25-1,6 | 27,4 | 7,9 | 21,1 | 86,8 |
| 1,0-1,25 | 11,9 | 12,4 | 9,9 | 88,8 |
| +0,8-1,0 | 23,4 | 11,0 | 14,1 | 87,9 |
| -0,8 | 17,6 | 68,4 | 16,6 | 89,9 |
| Разом | 100,0 | 20,41 | 100,0 | 86,6 |
| Усього від вихідної проби | 35 | | 65 | |

Клас крупністю 0-0,7 мм також збагачувався у висхідному потоці з меншими швидкостями підйому пульпи.

При цьому отримано три продукти: концентрат, відходи та шлам. Вихід цих продуктів відповідно 32,5%, 38,2% та 29,4%. Результати цих досліджень наведено у таблиці 4.

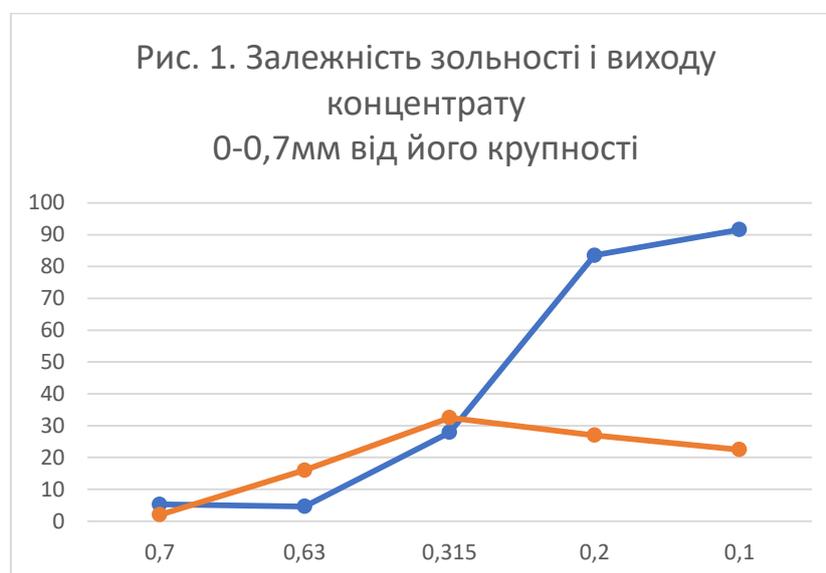
Таблиця 4. – Гранулометричний та якісний склад вихідної проби крупністю 0-0,7 мм.

| Клас крупності, мм | Вихід класу, γ , % | Зольність, A_t^d , % | Вміст вугілля, % |
|--------------------|---------------------------|------------------------|------------------|
| +0,63-0,7 | 7,5 | 37,0 | 80 |
| +0,315-0,63 | 37,9 | 64,14 | 45-50 |
| +0,1-0,315 | 32,6 | 74,2 | 50 |
| +0,05-0,1 | 8,5 | 88,8 | 20-25 |
| -0,05 | 13,5 | 86,9 | 5-10 |
| Разом | 100,0 | 68,6 | 30-40 |

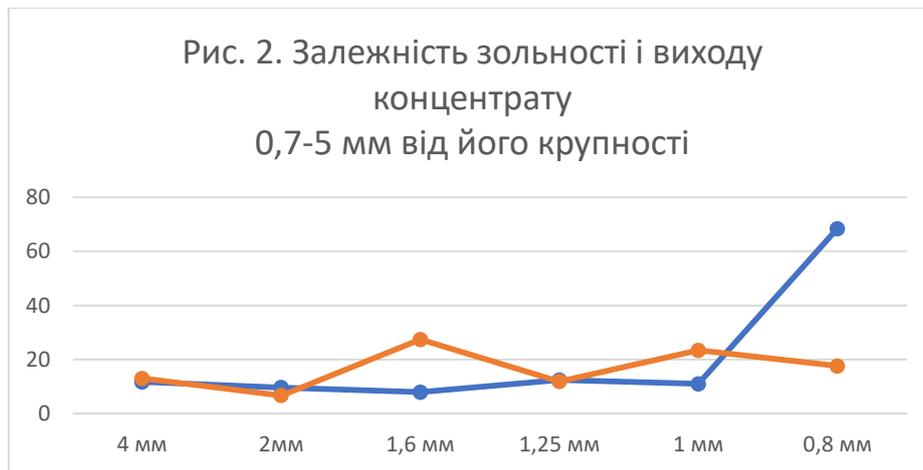
Результати продуктів розділення проби 0-0,7 мм наведено у таблиці 5

Таблиця 5. – Гранулометричний та якісний аналіз продуктів розділення проби 0-0,7 мм у висхідному потоці

| Клас крупності, мм | Вихід класу, γ , % | Зольність, A_t^d , % | Вихід класу, γ , % | Зольність, A_t^d , % |
|--------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|
| | концентрат | | Відходи (хвости) | |
| +0,63-0,7 | 2,0 | 8,3 | 16,7 | 68,8 |
| +0,315-0,63 | 16,0 | 4,6 | 33,1 | 86,5 |
| +0,2-0,315 | 32,5 | 27,9 | 38,2 | 91,1 |
| +0,1-0,2 | 27,0 | 83,5 | 3,4 | 91,3 |
| -0,1 | 22,5 | 91,6 | 8,7 | 92,9 |
| Разом | 100,0 | 53,12 | 100,0 | 86,11 |



Умовні позначення: синій колір – зольність; червоний – вихід концентрату.



Умовні позначення: синій колір – зольність; червоний – вихід концентрату.

Аналіз отриманих концентратів на апаратах із висхідним потоком води (рис.1, 2) показує можливість ефективно вилучати вугільну масу у двох виділених класах крупності із заскладованих та поточних відходів.

При включенні в технологічну схему операцій з додаткової класифікації одержуваних концентратів на вібраційних грохотах якість вугілля може бути значно покращено.

У класі крупності 0,7-3мм отримано концентрат із зольністю 20,41% та відходи зольністю 86,6%, видаляючи клас -0,8мм якість вугілля підвищиться при зниженні зольності до 10,0%, а вміст зольності відходів збільшиться до 85, 2%.

У продукті крупністю 0-0,7 мм зольність концентрату становила 53,12 %, і якщо його дешламувати по 0,2 мм, то якість концентрату підвищиться зі зниженням зольності до 18,3%, а зольність відходів зростає до 87%.

Проведені дослідження з гравітаційного збагачення відходів показали важливу можливість вилучення вугілля з породних відвалів у крупності 0,2-25 мм.

Для перевірки результатів виконаних досліджень було побудовано дослідно-промислову лінію (Світлина 1).



Світлина 1. – Дослідно-промислова установка по збагаченню вуглевмісного матеріалу відвалу

Установка для переробки породного відвалу з вилучення вугілля має продуктивність по вихідному продукту – 100 т/год, крупність вихідного продукту 0-400 мм, витрата оборотної технічної води до 300 м³/год, витрата свіжої води до 20 м³/год (компенсація втрат води з продуктами збагачення та випаровування), споживана потужність електроенергії 190 кВт, продуктивність за вугільним концентратом 5-10 т/год, зольність концентрату до 11-16%.

Вихідне живлення крупністю 0-400 мм подається в 3х-ситний вібраційний грохот для його промивання та класифікації.

Промивна оборотна вода також подається на цей грохот.

На грохоті відбувається промивання та класифікація вугілля на 3 класи крупності, а також відділення шламів.

Продукт крупніший за 25 мм є відвальним, тому що зазвичай містить мало вугільної складової і за допомогою стрічкового конвеєра транспортується на конус породи.

Продукт крупністю 3-25 мм подається у відсаджувальну машину в якій відбувається вилучення вугілля з породи в пульсуючому потоці технічної оборотної води, що надходить в підрешітне відділення. Класи крупності 0,7-2 мм і 0-0,7 мм пісковими насосами подаються в апарати з висхідним потоком води.

Усі продукти збагачення зневоднюються на спеціальному грохоті. Шлами, крупністю менше 0,1-0,2 мм, що складаються в основному з глини, надходять у шламовий ставок. Оборотна вода після прояснення повертається насосами в технологічний ланцюжок.

Технологія розвивається. Ведуться експерименти із залученням спеціальних згущувачів для створення повного або часткового замкнутого водообігу.

Висновки

1. Розроблена технологія та спеціальне обладнання для переробки породних відвалів з низьким вмістом вугілля у вихідному живленні апробована та впроваджена. Нова технологія вигідно відрізняється від відомих тим, що глибина збагачення (крупність при якій вилучається вугілля) становить 0,2 мм, що дозволяє вилучати до 80% вугілля з породних відвалів. Якість концентратів або зольність вугільних продуктів, що видобуваються, становить від 11 до 18%.

2. Розроблена технологія дозволить виробляти істотну кількість вугілля для вітчизняної енергетики, виробництва коксу та інших цілей. Є досвід промислової експлуатації технології у масштабі 50-70 т/год. Все технологічне обладнання та схема його управління розроблено та виготовлено в Україні та має суттєві переваги перед закордонними аналогами.

3. Отримані при переробці відвалів відходи є практично нейтральними до навколишнього середовища і не схильні до горіння. Роздільне складування крупних, середніх і дрібних класів відходів дозволяє частково використовувати їх у будівельних цілях та при виробництві цегли.

4. По суті розроблено та перевірено у промислових умовах вітчизняний варіант вирішення проблеми териконів та їх шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Література

1. Мнухин А.Г., Мнухина Н.О., Гитуляр А.А. Переробка породних відвалів вугільних шахт новими екологічно чистими методами. *Екологія і виробництво, Екологічні науки*. 2024. №1(20), том 2. с.30-33.
2. Мнухин А.Г. Породные отвалы – сырье будущего. *Уголь Украины*. 2009. №5. С. 28-32.
3. Савчук В.С. Склад та якість вугілля окремих марок Львівсько-Волинського басейну. *Вісник Дніпропетровського університету. Геологія, географія*. - 2003. - Вип. 5. - С. 3-11.

4. Савчук В.С., Приходченко В.Ф., Хоменко Ю.Т., Хоменко Н.В. Слад та якість вугільних пластів шахти №10 «Нововолинська» Львівсько-Волинського басейну і основні напрями їх використання. Вісник Дніпровського університету. Геологія, географія. - 2024. - С. 30-36.

5. Ю.С. Мостика, Е.Н. Савлук, И.М. Чеберячко Десульфурация энергетических углей методом высокоградиентной магнитной сепарации./ Научно-техническая конференция Экологические проблемы горного производства / Москва, 2-5 февраля 1993 г./М.,1993, С. 143-144.

6. V.I. Karmazin, Yu.S. Mostika and E.N. Savluk. Investigation of the removal of ash, Sulphur and other contaminants from coal by wet magnetic separation./ Magnetic and electrical separation, Vol. 6., pp.1-18, 1994.

Abstract.

In the regions of industrial coal mining, large volumes of waste are stored underground, polluting groundwater, soil, and the atmosphere, in particular, with carbon monoxide and sulfur dioxide. The results of studies of the composition of waste stored in the mine waste heap are presented. Studies on gravitational enrichment of waste have been carried out. A waste enrichment technology has been developed that allows the extraction of residual coal with a size of 0.2 to 30 mm from the initial product with an ash content of 68.2%. Concentrates with an ash content of 11-15% and waste with an ash content of 86-89% have been obtained. About 200 thousand tons of carbon-containing material have been processed using this technology.

Keywords: tailings heap, coal mine waste heap, ecology, enrichment of carbon-containing waste, technology.

Відомості про автора / About the Author

Ю.С. Мостика, д.т.н., професор, НВО «Укрмінералінвест»

Р.Ю. Мостика, НВО «Укрмінералінвест»

А.С. Савлук, абітурієнт, Дрезденський технічний університет

С.Н. Гусаченко, компанія «Українські екологічні технології»

Надійшла (received) 10.11.2024



УДК 550.8

МОДЕЛЮВАННЯ СТАЦІОНАРНИХ І НЕСТАЦІОНАРНИХ ПОТОКІВ ФЛЮЇДІВ У НАФТОГАЗОВІЙ ІНЖЕНЕРІЇ

В. С. Білецький, *д-р техн. наук, професор (Національний технічний університет “Харківський політехнічний інститут”)*, e-mail: biletsk@i.ua, [https, ORCID-0000-0003-2936-9680](https://orcid.org/0000-0003-2936-9680)

В. М. Орловський, *канд. техн. наук, доцент (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова)*, e-mail: svaroh13@ukr.net, [ORCID-0000 0002 8749 5354](https://orcid.org/0000-0002-8749-5354)

О.А.Малікова, *завідувач навчальної лабораторії кафедри «Видобування нафти, газу і конденсату» НТУ «Харківський політехнічний інститут»*, e-mail: malikova4578@gmail.com

MODELING OF STEADY AND UNSTEADY FLUID FLOWS IN OIL AND GAS ENGINEERING

V. Biletskyi *Dr. Sci. (Engin.), Professor (National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”)*, e-mail: ukcdb@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

V. M. Orlovskyy *PhD, associate professor (Kharkiv National University of Municipal Economy named after A. M. Beketov, Kharkiv, Ukraine)*, e-mail: svaroh13@ukr.net, [ORCID-0000 0002 8749 5354](https://orcid.org/0000-0002-8749-5354)

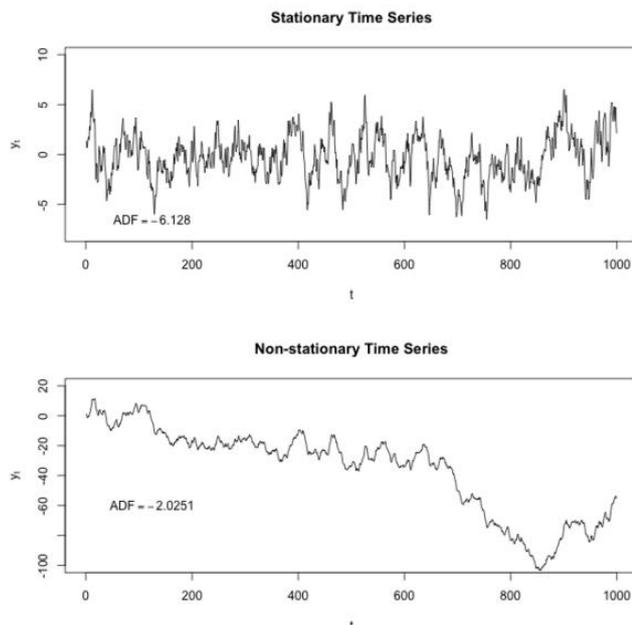
O.A. Malikova, *Head of the Training Laboratory of the Department of Oil, Gas and Condensate Production of NTU “Kharkiv Polytechnic Institute”*, e-mail: malikova4578@gmail.com

Анотація. Викладені дефініції і загальні підходи до моделювання стаціонарних і нестаціонарних потоків флюїдів у нафтогазовій інженерії. Описані програмні ресурси: PIPESIM – для стаціонарних, а OLGA – нестаціонарних потоків. Стаття може бути корисна для науковців, спеціалістів-практиків, викладачів, студентів і аспірантів та докторантів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

Ключові слова: стаціонарні і нестаціонарні потоки, флюїд, нафтогазова інженерія, моделювання, програмні продукти, PIPESIM, OLGA.

Вступ. Як відомо, стаціонарність — властивість процесу не змінювати свої характеристики з часом. Стаціонарними (усталеними) називають процеси, які не залежать від часу. Стаціонарний випадковий процес — такий випадковий процес, у якому ма тематичне очікування характеристик процесу з часом не змінюється. Часові графіки показують (рис.1), що крива математичного очікування стаціонарного процесу є приблизно горизонтальною (хоча можлива певна циклічна поведінка) із постійною дисперсією.

Рисунок 1. – Два процеси у порів-



нянні: *стаціонарний (верхній рисунок), нестаціонарний (нижній рисунок).*

Натомість така крива для нестаціонарного процесу має спадну або зростаючу тенденцію в часі [1, 2].

Квазістаціонарний процес дає деяке наближення до стаціонарності. Цей термін зазвичай застосовується в тих випадках, коли характерний час встановлення рівноваги в системі набагато менший характерного часу швидкості зміни впливів на систему.

У нафтогазовій промисловості для моделювання потоків флюїдів застосовують різні програмні ресурси: PIPESIM – для стаціонарних, а OLGA – нестаціонарних потоків [3, 4]. Так як інформація про ці симулятори обмежена, автори вважають за доцільне подати в науковий і навчальний обіг оглядовий матеріал про ці програми. Цільова аудиторія, на яку спрямована стаття – науковці, спеціалісти-практики, викладачі, студенти і аспіранти спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

Програма моделювання стаціонарного потоку PIPESIM

PIPESIM з моделювання багатофазного потоку покликаний вирішувати питання, пов'язані зі стаціонарним потоком флюїду, і оптимізувати його видобуток.

PIPESIM — лідируючий в галузі інструмент моделювання стаціонарного багатофазного потоку, що забезпечує точне моделювання різних сценаріїв і умов видобутку флюїду.

PIPESIM був вперше випущений в 1984 році і орієнтований на проектування виробничих систем, що знаходяться в суворих кліматичних умовах таких, як Північне море. PIPESIM безперервно удосконалювався, розширюючи можливості.

PIPESIM дозволяє оптимізувати систему видобутку протягом усього життєвого циклу родовища за допомогою застосування новітніх наукових рішень, спрямованих на вирішення проблем забезпечення заданого рівня видобутку.

Для точного моделювання в основі PIPESIM лежать сучасні наукові підходи в областях:

- -Багатофазної течії
- -Теплопередачі
- -Поведінки рідин

Моделі потоку враховують ефект проковзування і режими течії, наявність пробок і втрати тиску на всьому виробничому шляху. Завдяки даним опціям користувач може моделювати і управляти системами збору і розподілу флюїду на нафтогазоконденсатодобувному підприємстві.

1. Типові завдання, які вирішуються за допомогою програми PIPESIM:

- Підбір оптимального розміру ліфтових труб / обсадних колон
- Моделювання припливу з пласта (модель закінчення) з детальним розрахунком скін-фактору
- Моделювання водо- або газонагнітальних свердловин
- Вибір оптимального розташування і конфігурації перфорації
- Визначення оптимальної довжини горизонтального стовбура
- Моделювання багатошарових свердловин, включаючи ефект перетікання між зонами
- Оптимізація видобутку інтелектуальних свердловин за допомогою моделювання керованих свердловинних клапанів

- Обчислення очікуваного приросту продуктивності внаслідок зниження скін-фактора⁴
- Діагностика накопичення рідини на вибої газових свердловин і оцінка заходів для усунення проблеми
- Моделювання трубного, затрубного або змішаного потоку
- Налаштування параметрів закінчення і профілю температури-тиску на промислові дані з використанням автоматичних регресій
- Генерація таблиць Vertical Flow Performance (VFP) для гідродинамічних симуляторів
- Виконання аналізу чутливості для визначення параметрів, що найбільш сильно впливають на видобуток і продуктивність свердловин
- порівняння різних методів механізованого видобутку і вибір оптимального режиму (штангові свердловинні насосні установки (ШСНУ), гвинтові і заглибні насоси, Газліфт)
- Проектування систем механізованого підйому флюїду (штангові, гвинтові, електровідцентрові насоси, Газліфт)
- Моделювання ефектів від нагнітання газу по гнучких насосно-компресорних трубах
- Ідентифікація проблем, пов'язаних зі стабільністю подачі потоку, таких як ерозія, корозія, утворення твердої фази (солі, гідрати, парафіни, асфальтени)
- Прогнозування виникнення пульсацій в райзерах (морських стояках)
- Моделювання внутрішньо свердловинного обладнання, такого як штуцери, підземні обмежувальні клапани, сепаратори і нагнітачі хімреагентів тощо.

2. Основні методи моделювання стаціонарного багатофазного потоку

Для однофазного потоку застосовуються такі математичні моделі: Moody, AGA (з налаштуванням коефіцієнта тертя), Panhandle A & B (з налаштуванням ефективності потоку), Hazen-Williams (з налаштуванням C-фактора), Weymouth (з налаштуванням ефективності потоку), Cullender-Smith.

Для багатофазного горизонтального потоку застосовуються такі математичні моделі: Beggs & Brill, Baker Jardine Revised (для конденсатного потоку), Dukler, AGA & Flanagan, Eaton Oliemans (Neotec), Mukherjee & Brill, Oliemans, Xiao (механістична) Dukler, No-Slip.

Для багатофазного вертикального потоку застосовуються такі математичні моделі: Beggs & Brill, Duns & Ros, Ansari (механістична), Govier, Aziz & Fogarasi, Gray, Gregory (Neotec), Hagedorn & Brown, Mukherjee & Brill, Orkiszewsk.

Калібрування

PIPESIM містить опцію, яка дозволяє автоматично підібрати множники коефіцієнтів затримки рідини і тертя, множник коефіцієнта теплопередачі U-value для налаштування на фактичні виміри тиску і температури. Крім того, операція порівняння кореляцій потоку допомагає швидко підібрати оптимальну модель.

Карти режимів течії

PIPESIM будує карти режимів течії в будь-якій обраній точці системи. PIPESIM має шаблони, які можуть бути використані користувачем для програмування власних алгоритмів розрахунку двофазної і трифазної кореляції. Створена dll-бібліотека на основі шаблону може бути підключена як плагін.

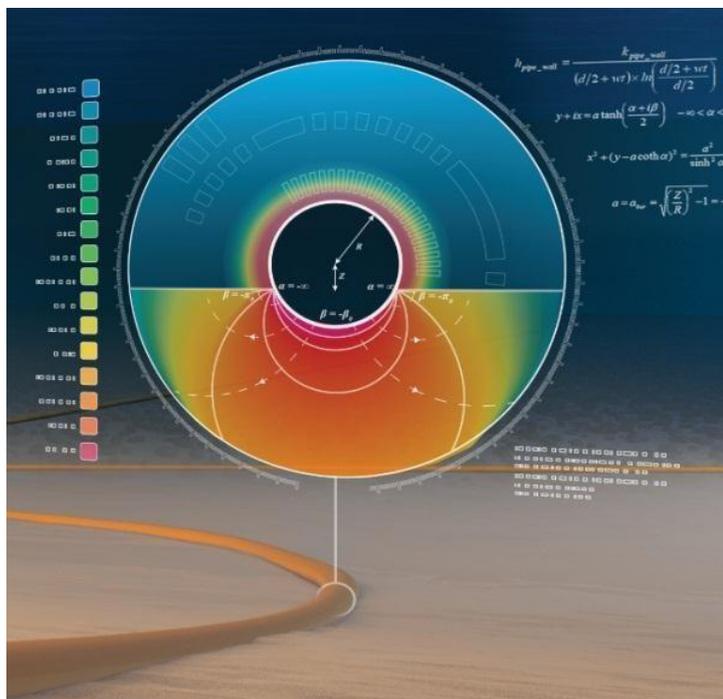
⁴ Скін-фактор — гідродинамічний параметр, що характеризує додатковий фільтраційний опір течії флюїдів у навколосвердловинній зоні пласта, який спричиняє зниження видобутку (дебіт) в порівнянні з досконалою (ідеальною) свердловиною. Причини скін-фактора: гідродинамічна недосконалість розкриття пласта, забруднення навколосвердловинної зони, інші нелінійні ефекти (турбулентна течія, розгазування, стиснення скелета гірської породи і т. д.).

Теплопередача

Точне прогнозування параметрів теплопередачі залежить від температурних властивостей флюїду, прогнозування формування твердих фаз. PIPESIM враховує різні механізми теплопередачі, включаючи: конвекцію, теплопровідність, випромінення. Крім того, враховується ефект Джоуля-Томсона і фрикційне нагрівання.

Моделі теплопередачі в PIPESIM включають залежність від режиму течії флюїду, враховують коефіцієнт теплопровідності внутрішньої стінки трубопроводу, зокрема, наявність теплоізоляційного покриття, а також теплові властивості навколишнього середовища. PIPESIM реалізує методики розрахунку теплопередачі в занурених (заглиблених) і частково заглиблених трубах (рис. 2.). Доступні методи: Модель Kreith, Модель Kaminsky (залежить від режиму течії).

Рисунок 2. – Модель температурних полів при теплопередачі «трубопровід-середовище»



PIPESIM дозволяє виводити детальну інформацію по розрахунку теплового потоку для аналізу можливих ускладнень:

розрахунок і звітність по газогідратах, асфальтенах, парафінах. При цьому виконується розрахунок також з обігрівом (напр., електричним) трубопроводів.

Моделювання властивостей флюїду

Точний опис поведінки флюїду має вирішальне значення для коректного моделювання виробничої системи.

Моделі PIPESIM охоплюють всі види нафтових флюїдів від надважкої до легкої нафти і конденсату. Залежно від типу флюїду, користувачі можуть зробити вибір з широкого набору функцій для моделювання PVT⁵ властивостей флюїду. Відповідно враховується широкий діапазон в'язкості флюїду. Є опція для розрахунку течії емульсій, обчислення точки інверсії фаз. Визначаються домішки газу для налаштування поправочного коефіцієнта стисливості і розрахунків корозії.

Виконується установка температурних даних для всіх фаз (газ, вода, нафта) з метою точного термодинамічного моделювання та деяких стандартних методів розрахунку ентальпії флюїду для прогнозу енергетичного балансу. Залежно від вибору термодинамічного пакета, надається доступ до широкого набору рівнянь стану і залежностей кінетичних властивостей флюїду. PIPESIM включає наступні композиційні методи (пакети підпрограм):

- ECLIPSE
- CompositionaloIMultiflash
- GERG 2008.

⁵ PVT – акронім Pressure (тиск), Volume (об'єм), Temperature (температура).

Забезпечується інтерполяція властивостей флюїду і транспортування з використанням ряду додатків Schlumberger і сторонніх програм: PVTsim (Calsep) Multiflash (KBC) ScaleChem (OLI Systems) GUTS (MSI)

Моделі пари в PIPESIM, як однокомпонентної системи, використовують таблиці пари ASME. Моделі пари застосовні як до видобувних свердловин, так і до нагнітальних свердловин, для розрахунків одиничних гілок і мережевих моделей.

Продуктивність свердловин

Застосування PIPESIM – точний, швидкий і ефективний спосіб допомогти користувачеві збільшити продуктивність і оцінити потенціал пласта. Це не тільки моделі багатозафазного потоку з резервуара-колектора до гирла свердловини, а також розрахунок механізованих способів видобутку, включаючи штангові, гвинтові, електровідцентрові насоси і газліфт. Інтерактивне графічне представлення стовбура свердловини дозволяє користувачеві швидко створити модель свердловини і переглянути змодельовані лінії течії на діаграмі. Крім того, не перемикаючись на мережевий режим, можна легко задати наземне обладнання та флюїд.

Дизайн параметричної моделі і основних розрізів свердловини показано на рис. 3.

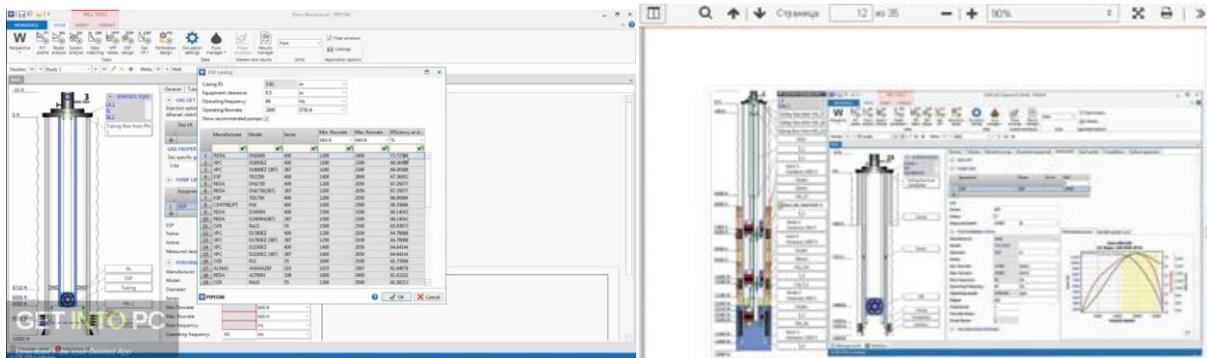


Рисунок 3. – Подання параметричної моделі і основних розрізів свердловини у PIPESIM.

PIPESIM дозволяє: проектувати оптимальні закінчення свердловин, підбирати оптимальні системи механізованої видобутку, встановлювати проблеми, що обмежують потенціал свердловини, оптимізувати видобуток на існуючих свердловинах.

Моделювання закінчення

PIPESIM включає всі стандартні криві припливу для вертикальних, горизонтальних свердловин і свердловин з різними видами закінчення, наприклад, ГРП. Моделюється і складне багатопластове та багатофакторне закінчення (рис. 4.55.).

Модель вертикального закінчування дозволяє розрахувати Індекс продуктивності по газу (PI), Індекс продуктивності по рідині (без врахування поправки Вогеля і поправки на водну фазу). При цьому використовуються: рівняння Фетковича (тільки рідина), рівняння Джонса (газ і рідина), рівняння Вогеля (тільки рідина), рівняння протитиску (тільки газ), рівняння Форггеймера (тільки газ). Всі вказані рівняння дозволяють розрахувати залежні параметри на основі введених користувачем даних випробувань свердловин. Аналогічно, з використанням відповідних рівнянь, моделюється ГРП, горизонтальне закінчення.

Розрахунок скін-фактора

PIPESIM підтримує наступні параметри закінчення: відкритий стовбур-гравійний фільтр (відкритий вибій і перфорація), перфорація ГРП з фільтром (тільки для вертикальних

свердловин). Більшість параметрів, що відповідають за розрахунок скін-фактора, доступні для аналізу чутливості та невизначеності. І для горизонтальних, і для вертикальних закінчень, користувач може задати скін-фактор, отриманий з даних тестування свердловини.

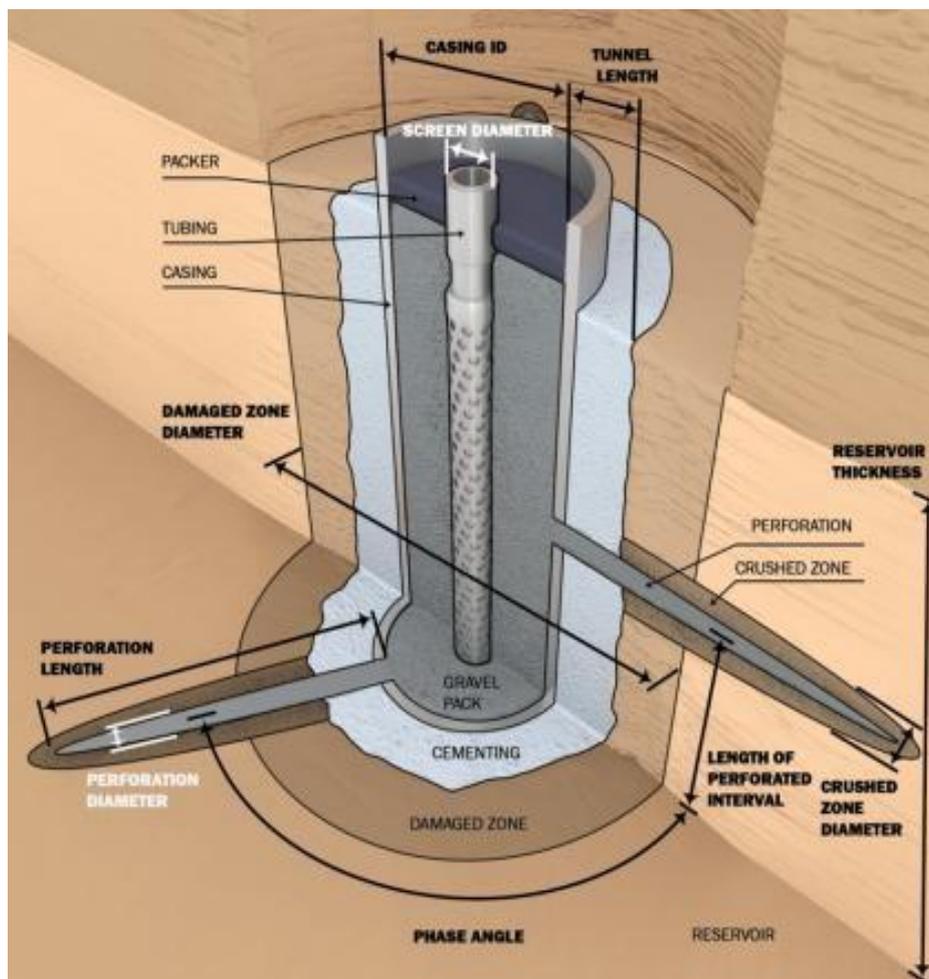


Рисунок 4. – Приклад моделювання процесу закінчення свердловини

За визначенням скін-фактор описується формулою:

$$S = \ln r_c / r_c^* \quad (1)$$

де S — скін-фактор, r_c — радіус реальної свердловини по долоту в інтервалі розтину пласта, r_c^* — приведений радіус свердловини — це модельний радіус досконалої (ідеальної) свердловини, при якому її розрахункова продуктивність збігається з продуктивністю реальної свердловини при інших рівних умовах.

Після підстановки приведенного радіусу замість реального радіусу в гідродинамічні формули, що описують фільтрацію до досконалої свердловини, ці формули стають придатними для аналізу реальної недосконалої свердловини.

Проектування механізованого видобутку. Газліфт.

PIPESIM дозволяє вибрати найбільш підходящий метод механізованого підйому і провести детальне проектування газліфта або електро-відцентрового насоса (ЕВН). Інструменти оцінки чутливості дозволяють проаналізувати параметри механізованого видобутку (об'єм закачування газу / кількість ступенів ЕВН) так, щоб отримати оптимальний видобуток. Для газліфта PIPESIM пропонує розрахунки з урахуванням розміщення нових і

встановлених мандрелей⁶ газліфтних клапанів, а також вибір дизайну клапана для визначення оптимальної глибини його установки, використовуючи стандартизовані методи проектування газліфта. PIPESIM також включає базу даних виробників клапанів, надаючи найбільш точну інформацію для прийняття кращих рішень.

PIPESIM використовує передові методи для виконання проектування та діагностики газліфтних свердловин. Система газліфтних свердловин може бути використана в різних операціях з моделювання свердловин і транспортних мереж, включаючи оптимізацію родовища. Деякі ключові особливості: База даних газліфтних клапанів включає кілька типів / серій і розмірів різних виробників. Користувачі можуть легко додавати нові клапани в базу даних.

Доступно декілька методів проектування (IPO-Surface Close, IPO-pt-Min-Max & PPO). Визначення розмірів клапанів. Дизайн може бути заснований на граничних умовах по тиску або для фіксованого рівня видобутку. Облік втрат тиску на тертя газу, що закачується через кільцевий простір. Опція перегляду проектних рішень доступна при зміні розміщення клапанів, зміні в одному або декількох клапанах, зміні в профілі температури і т.д.

Результати і графіки проектування включають (рис. 4): 1.Рекомендовані клапани: модель, розміщення, розмір і т.д. 2.Рекомендовані тестові тиски відкриття для всіх клапанів. 3.Розрахунки пропускної здатності клапана (рівняння Thornhill-Craver). 4.Профілі тиску і температури в НКТ і затрубному просторі. 5.Вхідні дані, результати проектування і графік перепадів тиску між клапанами. 6.Діагностика газліфта, яка враховує умови закачування газу та граничні умови для забезпечення робочого режиму кожного клапана (відкритий / закритий / дроселювання). Графічні результати діагностики: залежність видобутку і закачування з урахуванням статусу клапана. Таблиця продуктивності з даними про режим роботи кожного клапана. Коригувальний фактор температури азоту, включаючи Winkler-Eades і DAK-Sutton для високого тиску. Перевірка роботи системи клапанів з допомогою рівнянь закладених в програмі у порівнянні з реальними даними; в якості вхідних параметрів використовуються загальна витрата закачуемого газу і тиск нагнітання.

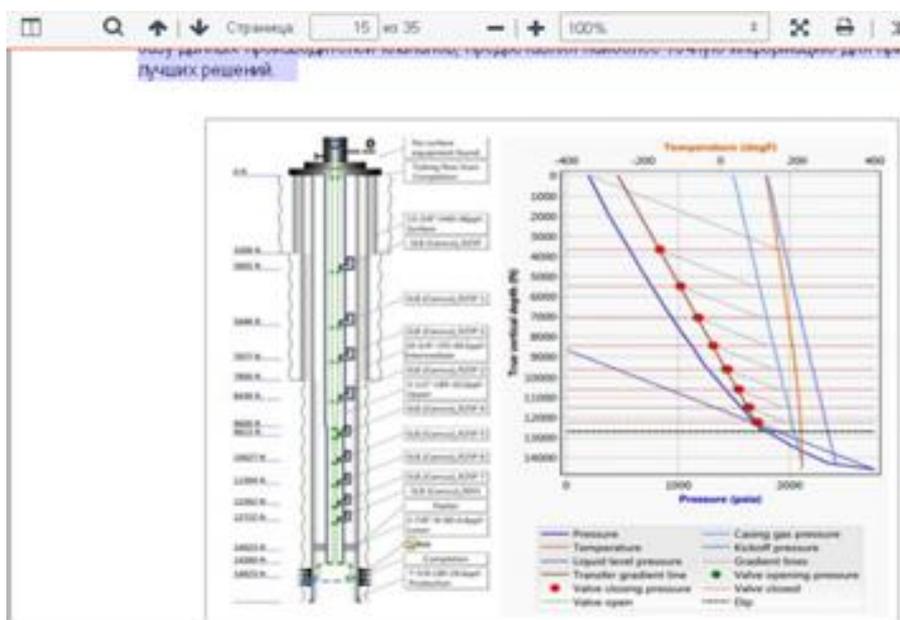


Рисунок 5. – Приклад розрахунку моделі свердловини з встановленими і розставленими клапанами по глибині.

Гвинтові насоси

⁶ Мандрель — стрижень або шпindelь клапана.

PIPESIM дозволяє моделювати гвинтові насоси. Основні вихідні дані: база гвинтових насосів; криві продуктивності гвинтових насосів для різних розмірів і номінальних дебітів від різних виробників. PIPESIM дозволяє проектувати гвинтовий насос з верхнім і нижнім розміщенням двигуна, визначати коефіцієнти напору, поправки в'язкості і сепарації газу. Після цього виконується моделювання свердловин з гвинтовими насосами.

Моделювання системи перфорації свердловини

Ключовими характеристиками дизайну перфорації в PIPESIM є детальна інформація про конфігурацію свердловини, включаючи свердловинний флюїд і цемент за обсадною колоною, властивості породи, додавання перфоратора в базу даних, геологічний розріз на інтервалі перфорації.

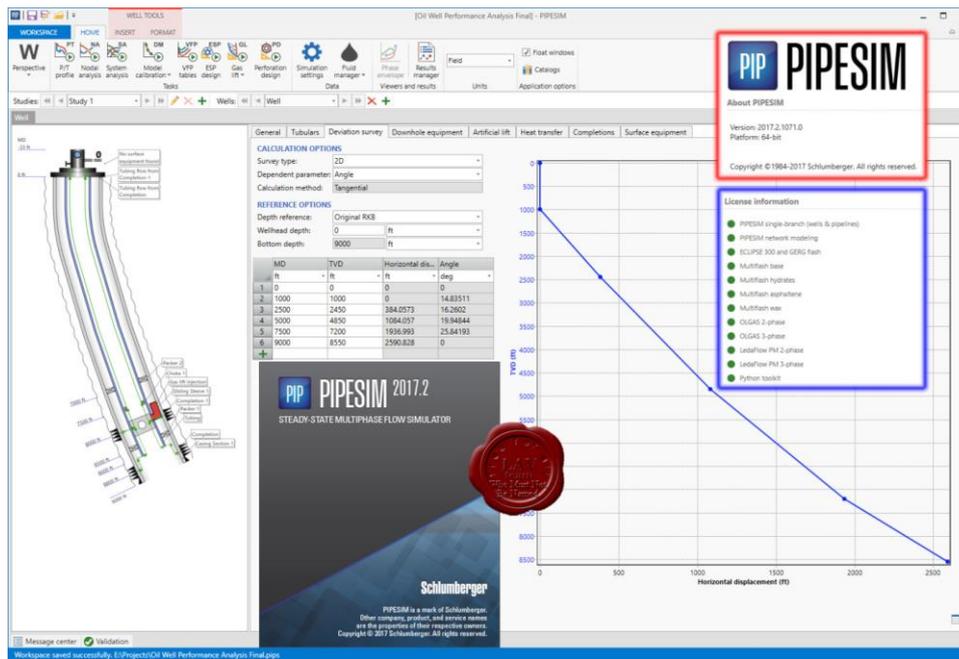


Рисунок 6. – Моделювання привибійної ділянки стовбура свердловини з деталізацією конструкції.

Вузловий аналіз та інші операції

Вузловий аналіз широко відомий як метод оцінки продуктивності свердловин і має велике значення в розумінні поведінки системи в цілому. Вузловий аналіз в PIPESIM дозволяє побудувати графіки припливу-відтоку в будь-якій точці системи і виконати аналіз чутливості по будь-якій системній змінній, забезпечуючи розуміння того, де є можливості збільшення дебіту. На додаток до вузлового аналізу PIPESIM пропонує цілий ряд інших опцій для широкого кола робочих процесів свердловинного моделювання.

Зокрема, робочі процеси в моделях окремої гілки, профіль температури / тиску, розраховує ряд змінних (витрата, розподіл тиску, властивості рідини, теплофізичні властивості, характеристики багатофазних потоків, параметри забезпечення потоку і т.д.) на всьому шляху течії флюїду. Визначення невідомих граничних умов: тиск або витрата Умови роботи обладнання при відомих тиску і витраті.

Вузловий аналіз включає стандартний аналіз продуктивності свердловини, який також може бути застосований для системи простого трубопроводу. Практичне застосування даного виду аналізу включає дизайн свердловини і закінчення, вибір і дизайн типів механізованого видобутку, розміри обладнання, виявлення «вузьких місць» системи, аналіз забезпечення потоку та ін.

Розрахунки виробничих ризиків

Найбільш серйозні виробничі ризики пов'язані з транспортуванням флюїдів. При одночасному транспортуванні у свердловині або трубопроводі нафти, води і газу, ризики потенційно зростають. Проблеми можуть бути пов'язані з нестійкістю течії, осадженням твердих компонентів, які потенційно здатні блокувати потік, ерозією і корозією, що є причиною руйнування трубопроводу.

PIPESIM пропонує найповніший в галузі набір робочих ресурсів для моделювання сталого плинну, як при проектуванні систем клієнтського рівня, так і виробничих операцій. PIPESIM часто застосовується для виявлення ситуацій, які в подальшому вимагають більш детального підходу до моделювання нестационарної течії, використовуючи програмний продукт **OLGA**.

До таких випадків можна віднести зупинку / запуск свердловин, виведення свердловин на режим, видалення гідратів, очищення свердловин і трубопроводів. Спільно **PIPESIM** і **OLGA** пропонують найбільш комплексне рішення задач моделювання при вивченні систем мультифазного потоку.

PIPESIM дозволяє проектувати, оптимізувати трубопроводи і таке обладнання, як насоси, компресори, мультифазні бустери з метою збільшення видобутку і зниження капіталовкладень. Точно моделювати багатofазні стаціонарні потоки, теплообмін і поведінку рідини для забезпечення надійної доставки рідини до пункту призначення.

Моделювання наземного обладнання

Моделювання наземної схеми показано на рис. 4.58. Забезпечення безперебійного режиму подачі потоку для наземного обладнання включає моделювання таких об'єктів: трубопроводи і стояки, насоси В PIPESIM існує спрощений і детальний режим завдання трубопроводів і стояків, PIPESIM надає можливість моделювати штуцери і дроселі, як на поверхні, так і в свердловині.

У тому числі: можливість задавати нерівності труби для розрахунку в умовах негоризонтального ґрунту і можливості моделювати як стояки, так і спускні вертикальні труби. Використання вимірних значень тиску і температури (якщо такі є) для налаштування моделі з використанням складних алгоритмів регресії. Моделювання електрообігріву трубопроводів. Схематичне відображення геометричних профілів трубопроводів і стояків. Можливість задання кривих PQ при виборі джерела, що відобразить продуктивність свердловини при зміні умов.

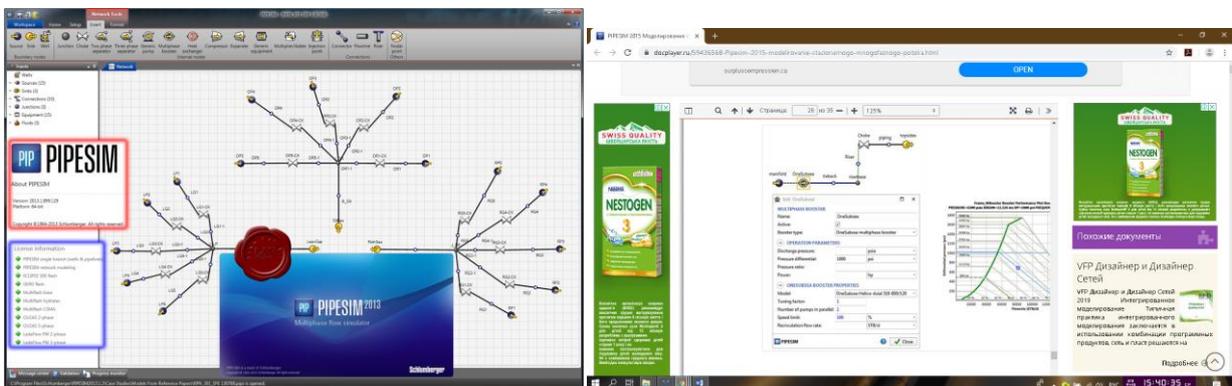


Рисунок 7. – Приклад моделювання багатofазної течії на поверхні з встановленим насосом і запірною арматурою

Для розрахунку втрат тиску в докритичному або критичному потоці в PIPESIM також доступні різні кореляції. Також доступні розширені опції для налаштування режиму роботи штуцера заданням спеціальних коефіцієнтів потоку для рідкої і газової фаз, коефіцієнта витрати, C_p / C_v , фактора розширення газу і т.д. Управління продуктивністю насоса за допомогою застосування обмежень для перепаду тиску, потужності тощо або їх комбінацій. Розрахунок параметрів насоса перепад тиску, потужність і т.д. для одного або декількох наборів умов експлуатації.

Термодинамічна модель або задані користувачем криві. Більшість параметрів роботи насоса: тиск, перепад тиску, потужність, число ступенів (якщо є), швидкість течії флюїду. PIPESIM дозволяє вибрати обладнання різного типу для визначення його впливу на конструкцію всієї системи. При проектуванні систем в PIPESIM можуть бути використані складні аналізи чутливості зі зміною ключових параметрів розрахунку. Це дозволяє оптимально розрахувати трубопроводи і підібрати розмір обладнання. PIPESIM дозволяє моделювати багатofазні насоси з OneSubsea, Включаючи створення карт продуктивності на основі точних умов експлуатації.

Мережеве моделювання

Після створення схем і установки всіх наземних одиниць обладнання, конфігурації і обов'язки можуть вирішуватися такі основні завдання мережевого моделювання:

- Проектування і управління системами збору нафти і газу з урахуванням обмежень системи
- Швидке визначення місць в системі, які найбільш схильні до проблем забезпечення безперервності потоку, таких як ерозія, корозія і утворення гідратів
- Визначення переваг додавання нових свердловин, компресорів, трубопроводів тощо.
- Визначення оптимального розміщення насосів і компресорів
- Проектування і контроль засетямі закачування газу або води
- Аналіз ряду змінних, таких як тиск, температура і параметри забезпечення безперервного потоку в складних траєкторіях течії
- Оцінка переваг кільцевих трубопроводів і перетинів для зменшення протитиску
- Розрахунок повної пропускної здатності месторожденія для забезпечення заданих уривней видобутку
- Оптимізація розміщення газліфта в свердловинах.

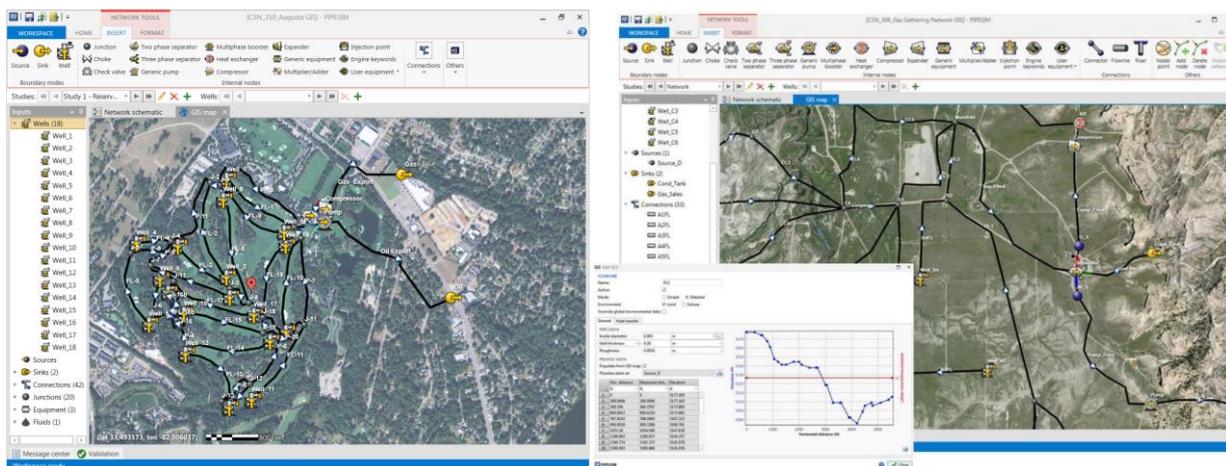


Рисунок 8. – Моделювання з розстановкою обладнання на місцевості і профілюванням трас.

Програма моделювання нестационарного потоку OLGA⁷

Загальна характеристика

OLGA — це інструмент для моделювання транспортування суміші нафти, природного газу та води у трубопроводі, так званого багатофазного транспорту. Коротка назва «OLGA» — від «oil and gas simulator». Основний виклик багатофазного потоку рідини — це утворення в трубопроводах пробок нафти та води, що спричиняє великі проблеми на приймальному кінці (кінцевому терміналі трубопроводу) — на платформі або на береговому заводі. Інструмент OLGA дає можливість моделювати і обчислювати багатофазні нестационарні потоки (на відміну від програми PIPESIM).

Ідея цього інструменту була задумана у 1979 році двома дослідниками IFE, Норвегія: Даг Малнес та К'єлл Бендіксен (Dag Malnes and Kjell Bendiksen).

Перша версія OLGA була профінансована Statoil і була готова в 1980 році. Інструмент був розроблений надалі IFE у співпраці з SINTEF у 1980-х роках. 1 січня 1984 року Statoil, IFE та SINTEF підписали спільну галузеву угоду щодо подальшого розвитку OLGA.

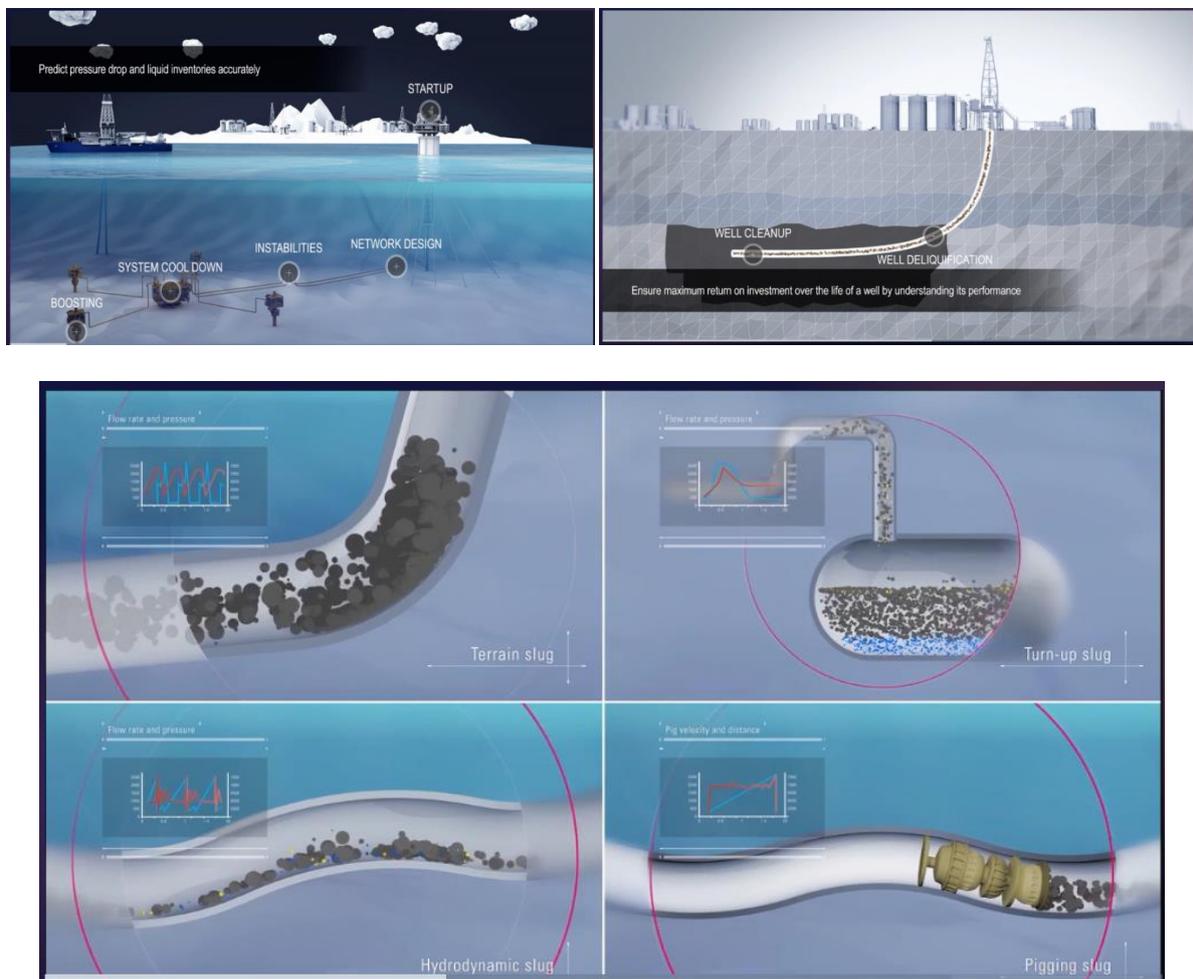


Рисунок 9. – Типові об'єкти моделювання ресурсом OLGA.

⁷ Лінки: <https://www.software.slb.com/products/olga>

<https://sis.slb.ru/products/olga/>

<https://rsload.net/soft/editor/30065-olga-skachat-programmu-s-klyuchom-besplatno.html> Скачати програму

IFE несе основну відповідальність за розробку моделі, в той час як технічні експерименти проводилися в лабораторії SINTEF в Тіллері.

До 2012 року група SPT володіла правами на OLGA. У березні 2012 року, Schlumberger оголосив угоду з Altor Fund II на придбання SPT Group. Придбання було завершено у II кварталі. На момент придбання SPT Group, заснована в 1971 році, штаб-квартира розташована в Норвегії, в якій працювало приблизно 280 осіб у 11 країнах. Інструмент постійно розробляється та продовжує розвиватися, серед інших у проекті HORIZON II, де партнерами є IFE та SPT Group.

OLGA широко впроваджена на світовому ринку — близько 90 % об'єктів. Ця технологія вважається центральним успіхом для досліджень у нафтовій галузі Норвегії.

OLGA дозволяє розробляти нафтові та газові родовища в більш глибоких морях і далі від берега, ніж це було б інакше можливо без цієї технології, наприклад, родовища Тролль, Ормен Ланге та Снехвіт.

1. Типові завдання, які вирішуються за допомогою програми OLGA

Динамічний симулятор мультифазного потоку OLGA дозволяє розраховувати зміни параметрів потоку в свердловинах і трубопроводах залежно від часу, зокрема, перехідні режими потоку.

Моделювання перехідних процесів є необхідним компонентом для техніко-економічних обґрунтувань і проектування розробки родовищ. Динамічне моделювання має ключове значення для глибоководного видобутку і широко використовується в наземному і морському газонафтовидобутку.

Моделювання перехідних процесів з використанням OLGA забезпечує якісно інший рівень інженерних розрахунків в порівнянні з класичним стаціонарним підходом, дозволяючи прогнозувати зміну в часі сотень параметрів, таких як швидкість потоку в цілому і кожної фази окремо, компонентного складу флюїду в цілому і кожної фази окремо, температури, тиску, осадження домішок, змін режиму експлуатації і т.д.

Ключові інженерні розрахунки, виконувані за допомогою ресурсу OLGA:

- Контроль рівня рідини в свердловинах, трубопроводах і сепараторах
- Розрахунок типорозміру і пропускної здатності пробко уловлювачів та сепараторів
- Комплексне моделювання поведінки твердих фаз (гідрати, парафіни, пісок)
- Моделювання процедур експлуатації свердловин, трубопроводів та інших об'єктів промислу, наприклад, запуск, зупинка, продування, поршнювання, інгібування тощо
- Планування заходів щодо захисту від небезпечних ситуацій. Наприклад, розрахунки густини, витрати і тиску подачі розчину глушіння для запобігання викидам нафти і газу, розрахунки контраварійних параметрів обладнання АСУ на об'язки родовища і т.д.
- Оцінка екологічних ризиків при експлуатації в умовах вічної мерзлоти і при підводному покладі

Додаткові модулі розширеного функціоналу OLGA

OLGA має модуль тонкого налаштування (Tuning), що дозволяє користувачам OLGA отримувати доступ до ряду параметрів рушія OLGA і точно налаштувати моделі на фактичні або експериментальні дані.

OLGA має модуль для користувача розширень (Plug-in). Цей модуль дозволяє користувачам підключати власні бібліотеки до рушія OLGA для розрахунку параметрів або процедур, що не входять до функціоналу комерційної версії OLGA.

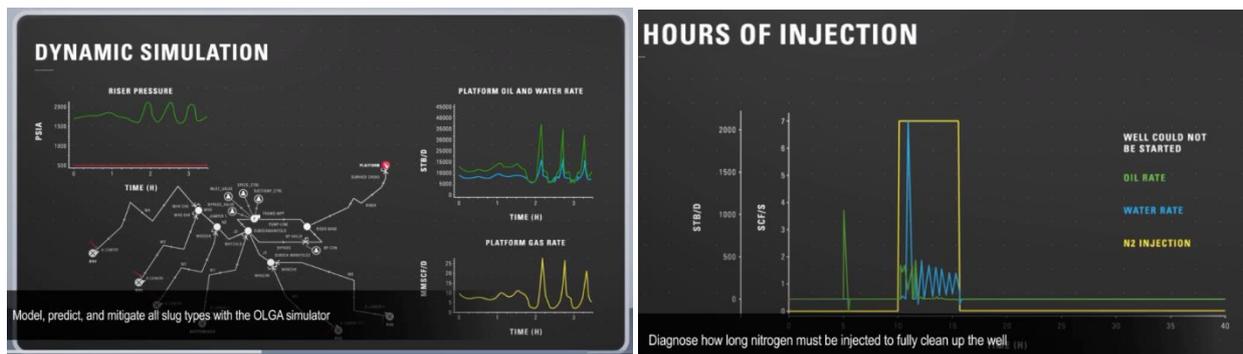


Рисунок 10. – Приклад представлення результатів розрахунків на інтерфейсі ресурсу OLGA

Моделювання твердих фаз

Розрахунок поведінки парафінів і гідратів

Процеси формування та осадження твердих речовин в ході нормальної експлуатації, запланованої чи аварійної зупинки, є об'єктом пильної уваги при проектуванні та розробці технічних регламентів.

OLGA має спеціалізовані модулі для розрахунків випадання, осадження, плавлення і фізичного видалення твердих парафінів (Wax), а також утворення гідратів, формування і руху гідратних пробок.

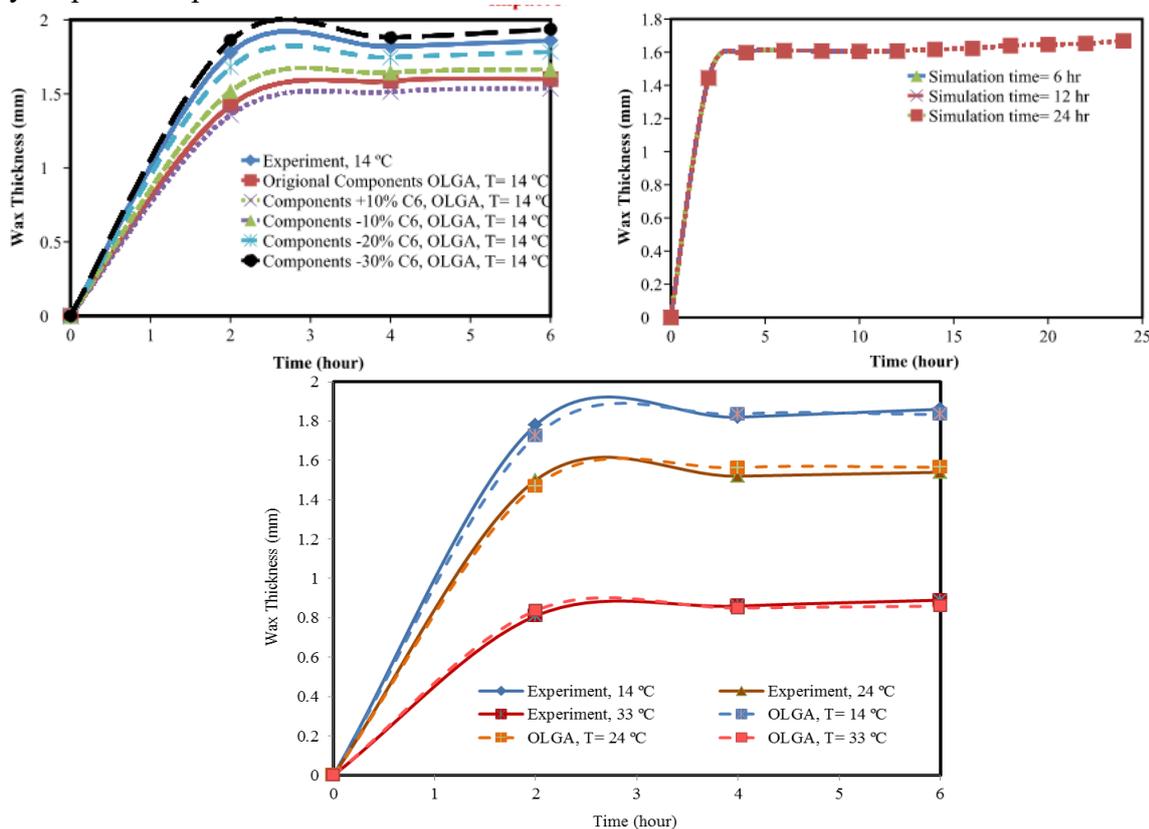


Рисунок 11. – Приклад аналізу даних по осадженню парафінів на стінці трубопроводу: а – вплив на прогнозовану товщину шару парафіну складу сирої нафти, швидкість потоку 2,7 л / хв., температура 14 ° С.

б – вплив часу на модельну товщину парафіну при 2,7 л / хв, температура теплоносія 14 ° С, пористість парафіну 0,6. в – порівняння експериментальних результатів з результатами моделювання при швидкості потоку 2,7 л / хв.⁸

⁸ За результатами: Global Journal of Engineering Science and Researches. - AN EXPERIMENTAL AND SIMULATION STUDY OF WAX DEPOSITION IN HYDROCARBON PIPELINE // Muhammad Ali

Відстеження концентрації інгібіторів

OLGA має модуль, що дозволяє відстежувати концентрацію і ефективність інгібіторів, таких як: метанол, етанол і моноетиленгліколь, по всій модельованій системі (Inhibitor Tracking).

Моделювання свердловин (OLGA для свердловин)

У зв'язку з сучасним повсюдним збільшенням числа складних свердловин, нафтогазовій галузі потрібні передові інструменти моделювання, необхідні для планування та експлуатації цих свердловин з прийнятним рівнем ризику. Звуження меж безпечної експлуатації зі збільшенням складності актуалізує точне моделювання, при якому перехідні процеси мають критичне значення.

Динамічний симулятор мультифазного потоку OLGA дає можливість інженерам передбачати гідродинамічну поведінку потоку в свердловині і визначати оптимальний режим, що дозволяє усунути або мінімізувати потенційні проблеми. OLGA дозволяє аналізувати можливі сценарії експлуатації, діагностувати проблеми стабільності потоку, аналізувати роботу внутрішньосвердловинного обладнання, передбачати результати і наслідки різних режимів роботи свердловин як у короткостроковій, так і довгостроковій перспективі для максимально ефективної роботи кожної свердловини.

OLGA Wells підходить для будь-яких типів свердловин – від найпростіших до свердловин з комплексними закінчення і складною геометрією, в тому числі довгих горизонтальних або похилих, зі складними тривимірними траєкторіями, багатопластових, в тому числі з «інтелектуальними» закінчення, з бічними стовбурами, великого діаметра, з декількома НКТ, що використовують закачування / видобуток через затруб, газліфтних тощо.

На додаток OLGA має свій окремий гідродинамічний симулятор ROCX, що дозволяє детально досліджувати ефекти взаємодії вибою і привибійної зони пласта з урахуванням перебігу подій у свердловині.

Динамічний аналіз свердловин із застосуванням OLGA дозволяє інженерам передбачати ускладнення і розробляти процедури експлуатації на віртуальній свердловині, мінімізуючи проблеми.

Моделювання трубопроводів (OLGA для трубопроводів)

Симулятор OLGA є індустріальним стандартом серед інструментів проектування і аналізу експлуатації трубопроводів. Головний модуль OLGA Core дозволяє вирішити більшість проблем, пов'язаних з нормальною експлуатацією трубопроводу в стаціонарному і перехідному режимах.

Також розроблено ряд додаткових модулів для більш ефективного вирішення конкретних завдань:

- розрахунків поведінки гідродинамічних пробок (Slugtracking),
- теплопередачі в складних конфігураціях заглиблення і складних породах, зокрема, у вічній мерзлоті (FEMTherm),
- відстеження компонентного складу відкладів у трубопроводах (Comptracking),
- моделювання мультифазних насосів (Pumps),
- моделювання неньютонівських рідин (Complex Fluids),

Theyab & Pedro Diaz / Chemical and Petroleum Engineering Department, London South Bank University, United Kingdom

https://www.researchgate.net/publication/318215056_AN_EXPERIMENTAL_AND_SIMULATION_STUDY_OF_WAX_DEPOSITION_IN_HYDROCARBON_PIPELINE

- високоточного моделювання розшированих режимів для газо- і газоконденсатопроводів (OLGA HD),
- моделювання корозії і розрахунків течії однокомпонентних флюїдів,
- моделювання потоку частинок (Particle flow models),
- моделювання потоку для стаціонарних розрахунків (Flow models for steady-state calculations),
- динамічні моделі гідратів (Hydrate Kinetics models).

Зазначені модулі можуть використовуватися як для моделювання трубопроводів, так і для моделювання свердловин.

Література та джерела

1. *Forecasting: Principles and Practice (2nd ed)*. Rob J Hyndman and George Athanasopoulos. Monash University, Australia / Stationarity and differencing. <https://otexts.com/fpp2/stationarity.html>
2. Kwiatkowski, D., Phillips, P. C. B., Schmidt, P., & Shin, Y. (1992). Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root. *Journal of Econometrics*, 54(1-3), 159–178.
3. *Product Support*. <https://www.software.slb.com/support/product>
4. *List of chemical process simulators* https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_chemical_process_simulators
5. Білецький В. С. Моделювання у нафтогазовій інженерії: навч. посібник / В. С. Білецький ; Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». — Львів: Новий Світ — 2000, 2021. — 306 с.

Abstract.

Definitions and general approaches to modeling steady and unsteady fluid flows in oil and gas engineering are presented. Software resources are described: PIPESIM for steady and OLGA for unsteady flows. The article may be useful for scientists, practitioners, teachers, students and postgraduates and doctoral candidates in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies".

Keywords: steady and unsteady flows, fluid, oil and gas engineering, modeling, software products, PIPESIM, OLGA.

Відомості про автора / About the Author

V. Biletskyi Dr. Sci. (Engin.), Professor (National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"), e-mail: ukcdb@i.ua, <https://orcid.org/0000-0003-2936-9680>

V. M. Orlovskyy PhD, associate professor (Kharkiv National University of Municipal Economy named after A. M. Beketov, Kharkiv, Ukraine), e-mail: svaroh13@ukr.net, [ORCID-0000 0002 8749 5354](https://orcid.org/0000-0002-8749-5354)

O.A. Malikova, Head of the Training Laboratory of the Department of Oil, Gas and Condensate Production of NTU "Kharkiv Polytechnic Institute", e-mail: malikova4578@gmail.com

Надійшла (received) 10.10.2024



УДК 622.279.

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ АТОМАТИЧНИХ СИСТЕМ ПОЧАЧІ РІДКИХ ХІМІЧНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ БОРОТЬБИ З ОБВОДНЕННЯМ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

М. В. Ткаченко, експерт з видобутку нафти і газу, «Спілка буровиків України»
відділ КВПіА, ГПУ «Полтавагазвидобування», tkachenkonipr@ukr.net

Найбільш широко в промисловій практиці застосовується метод виносу рідини з газових свердловин за допомогою спінюючих поверхнево-активних речовин (ПАР). Суть його в тому, що при введенні ПАР у пластову рідину в стовбурі свердловини та проходженні через неї газу утворюється піна. Для виносу її потрібна значно менша швидкість руху газу, ніж для виносу води. При проектуванні технології експлуатації обводнених газових свердловин із застосуванням спінюючих ПАР вибирають тип піноутворювача, спосіб введення його в свердловину й оптимальну концентрацію у спінюваній рідині.

Тип ПАР залежить від загальної мінералізації та складу пластової води, вибієної температури, вмісту у спінюваній рідині вуглеводневого конденсату і його фізико-хімічних властивостей (фракційного складу, будови вуглеводнів, їх полярності та молярного об'єму, вмісту домішок гетероатомних (наприклад, сірчистих з'єднань і природних ПАР). Зростання мінералізації пластової води, зокрема вмісту в ній солей кальцію і магнію, збільшення пластової температури та наявність в системі вуглеводневого конденсату негативно впливають на процес піноутворення і зменшують стабільність піни.

Спінюючі ПАР повинні характеризуватися високими поверхнево активними, стабілізуючими і диспергуючими властивостями, мати температуру помутніння більшу від максимально можливої температури в стовбурі свердловини, не утворювати осаду при змішуванні з пластовою рідиною, не прискорювати процеси корозії газопромислового обладнання, гідратуутворення та солевідкладень в ліфтових трубах, не розкладатися протягом тривалого строку зберігання, бути дешевими та доступними. До цього часу відсутня уніфікована методика оцінки піноутворюючих властивостей ПАР.

При використанні ПАР для інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин можливе інтенсивне піноутворення в системі обробки газу (УКПГ), яке супроводжується потраплянням спіненої рідини за межі УКПГ. В результаті погіршується якість підготовки газу і виникають ускладнення в роботі газотранспортних систем. Боротьбу зі спінюванням рідини на УКПГ проводять механічним і хімічним способами та їх поєднанням. При механічному способі піногасіння руйнування піни здійснюють шляхом механічної дії на газові пухирці. Стосовно до УКПГ механічне руйнування піни можна проводити за допомогою сіток та інших насадок, які встановлюють у сепараторах на шляху руху спіненого газорідинного потоку, а також використанням різного роду пристроїв (нерухомих або обертових), змонтованих на вході або всередині сепаратора. Хімічний метод боротьби з піною оснований на застосуванні піногасників, які сприяють витісненню з поверхневого шару молекули піноутворювача. Піногасники можна подавати у спінений газорідинний потік до або після сепаратора першого ступеня, по окремій технологічній лінії чи разом з інгібітором гідратуутворення. Можливим варіантом комбінованого способу піногасіння є установка в сепараторі однієї або декількох сіток і подача піногасника на кожну сітку або в

простір між ними. Як піногасники застосовують кремнійорганічні сполуки, технічний оксидат, а також відходи різних виробництв (наприклад, со-апсток, кубові залишки виробництва окисленого парафіну, вищих жирних спиртів тощо).

Досить широке застосування в промисловій практиці, особливо останні кілька років, набув метод винесення рідини із вибою за допомогою автоматичної системи подачі рідких хімреагентів.

Подавання ПАР з використанням автоматичної системи подачі (АСП) рідких хімреагентів можливе як в трубний, так і в затрубний простори свердловини. До основних елементів АСП входять вибійний клапан, капілярна трубка, підвіска капілярної трубки, дозувальний насос, нагнітальний маніфольд, сонячна та акумуляторна батареї, контролер, а також резервуар для хімічного реагенту.

Досвід застосування АСП на свердловинах родовищ України показав, що вони мають як переваги так і недоліки.

До переваг можна віднести:

1. Широкий діапазон (від 1 до 140 л/добу) регулювання подачі ПАР, причому витрату ПАР можна змінювати дистанційно.
2. Автономна робота від акумуляторної батареї з сонячною панеллю.
3. Автоматичне інформування персоналу при некоректної роботи установки чи аварії.
4. Дистанційний моніторинг за параметрами роботи свердловини й установки (трубний та затрубний тиски, подача і рівень ПАР, заряд АКБ).
5. Монтаж АСП за один день без глушіння свердловини і залучення бригади КРС.
6. Відносно недороге обладнання, що забезпечує швидку окупність системи.
7. Можливість одночасної роздільної подачі ПАР (рис. 1, а) та деемульгаторів (рис. 1, б) відповідно в трубний чи затрубний простір та шлейф.
8. Універсальність, можливість подачі рідких хімреагентів (ПАР, деемульгаторів, інгібіторів, піногасників тощо) за призначенням не лише на свердловинах, а й на вході в технологічне обладнання (сепаратори, розділювачі тощо).

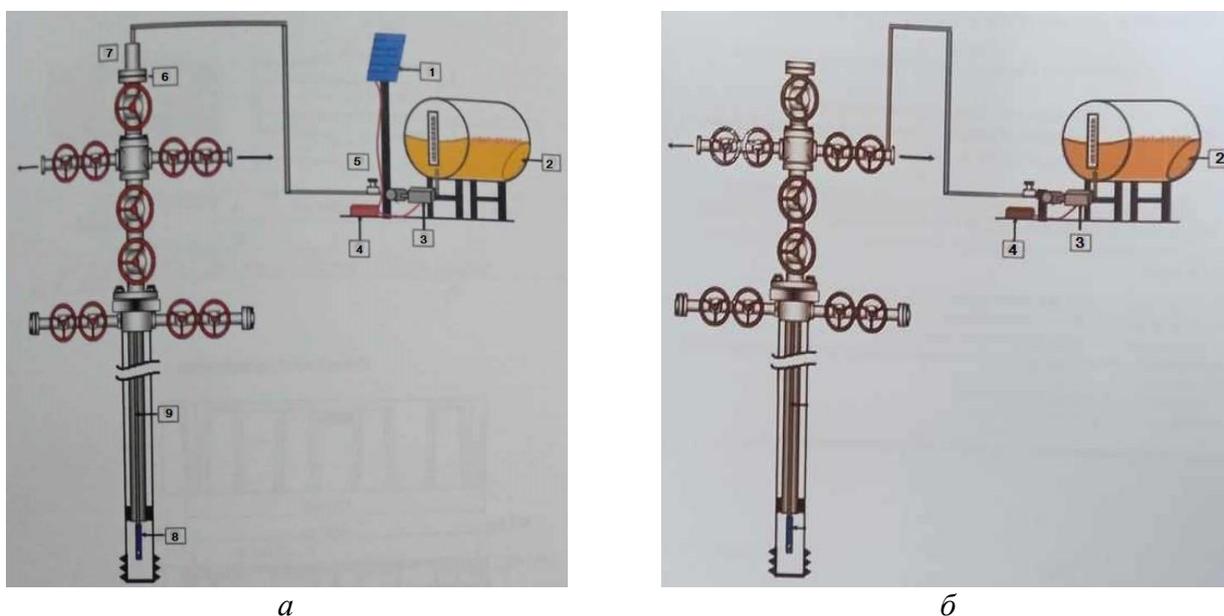


Рисунок 1 – Автоматичні системи подачі рідких хімреагентів:

а – АСП ПАР в трубний простір; б – АСП деемульгаторів в шлейф;

1 – сонячна батарея, 2 – резервуар для хімічного реагенту; 3 – дозувальний насос; 4 – акумуляторна батарея; 5 – нагнітальний маніфольд; 6 – фланець для встановлення підвіски капілярної трубки; 7 – підвіска капілярної трубки, різьбова; 8 – нагнітальний клапан; 9 – капілярна трубка.

Недоліки:

1. При використанні АСП з подачею ПАР на вибій, спущена капілярна трубка перешкоджає проведенню внутрішньосвердловинних операцій, також немає можливості закриття засувки трубного простору та буферної засувки.

2. Необхідне переналаштування вибійного клапана при значних змінах величини вибійного тиску.

3. Обмежений запас автономної роботи в зимовий період та за відсутності попадання сонячного проміння на сонячну панель

4. Можливі несправності в роботі як електричної так і гідравлічної частини системи (загазованість системи, залипання зворотнього клапана, вихід з ладу плунжера насоса, зношування щіток колектора електродвигуна насоса, розгерметизація лінії подачі ПАР, вихід з ладу контролера тощо).

5. Некоректні показники рівня рідини, внаслідок наявності на її поверхні плівки піни та розсіювання променя. Легко вирішується встановленням відносного трансдуктора тиску перетворюючого гідростатичний тиск стовба рідини в його висоту.

6. Ускладнені операції з поповнення резервуарів ПАР, обслуговування та сервісу АСП, внаслідок складних погодніх умов та відсутності під'їзних доріг та твердого покриття, що вимагає наявності спеціальної техніки.

Сьогодні велика кількість свердловин в Україні обладнані автоматичними системами подавання рідких чи твердих поверхнево-активних речовин. Наявність дистанційного моніторингу параметрів роботи свердловин, а також спільна робота з системами віддаленого моніторингу, дає змогу оперативно реагувати на зміну їх робочих тисків, температури, дебіту газу, а також відповідним чином задавати необхідну витрату поверхнево-активних речовин для ефективного винесення рідини на поверхню. Спостереження за параметрами роботи свердловин в режимі реального часу значно зменшує витрати на їх обслуговування та дозволяє оперативно реагувати у випадку виникнення ускладнень під час роботи. Не дивлячись на ряд описаних недоліків, які виникають в роботі автоматичної системи подавання поверхнево-активних речовин, ці системи зарекомендували себе досить простими в обслуговуванні та надійними в роботі, що вказує на доцільність і перспективність їх застосування.

Література

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – с. 620. – ISBN 5-335-01293-5.

2. Проблеми та перспективи застосування капілярних систем на газових свердловинах родовищ Передкарпаття. / Угриновський А., Мороз Л., Потятинник Т., Дирів Р., Рушак В. // Збірник тез. Міжнародний науковий форум «Нафтогазова енергетика», Івано-Франківськ, 2023. – с. 85-88.

Відомості про автора / About the Author

М. В. Ткаченко, експерт з видобутку нафти і газу, «Спілка буровиків України»
відділ КВПіА, ГПУ «Полтавагазвидобування», tkachenkonpp@ukr.net

Надійшла (received) 20.11.2024



ТЕХНІЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ ТА ВИСТАВКА SPE (ATCE 2024)

Михайленко Аліна

Студентка кафедри видобування нафти, газу та конденсату, НТУ "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна. Е-майл: lina11alex@gmail.com

SPE TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION (ATCE 2024)

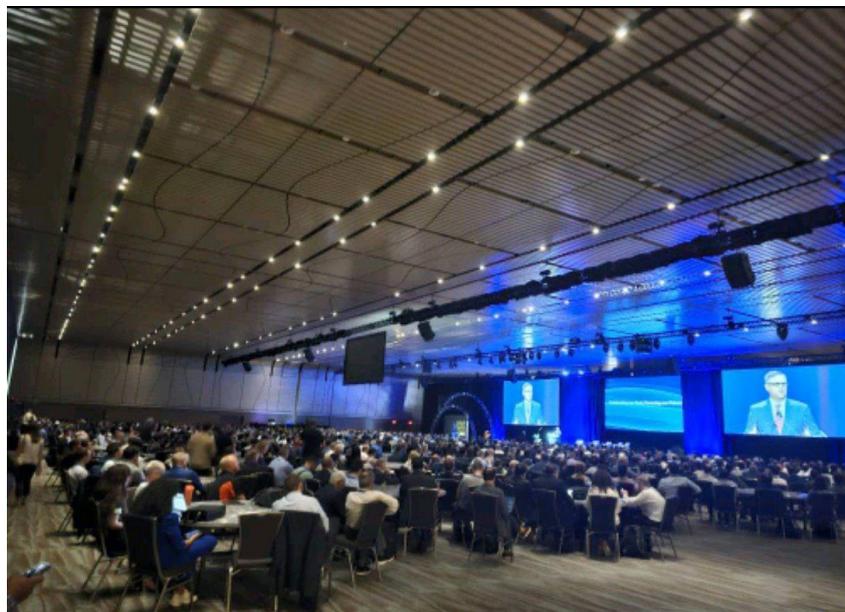
Alina Mykhailenko

Student of the Department of Oil, Gas and Condensate Production, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine.

Щорічна Технічна конференція та виставка SPE (ATCE 2024), що цьогоріч відбулася в легендарному Новому Орлеані, стала знаковою подією для молодих науковців і майбутніх фахівців нафтогазової галузі. Україну на цьому масштабному заході, який об'єднав понад 6 тисяч учасників із усього світу, представляли чотири студенти – Дмитро Нащочич та Микола Маркевич з Івано–Франківського національного технічного університету нафти і газу, Анастасія Молодча з Національного університету "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка" і автор цього матеріалу — Аліна Михайленко, студентка четвертого курсу кафедри «Видобування нафти, газу та конденсату» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Ініціатором поїздки виступила SPE Central Ukraine Section, надавши можливість українським студентам познайомитися з новітніми технологіями, обмінятися ідеями з міжнародною спільнотою та долучитися до дискусій щодо майбутнього енергетичного сектору. Сьогодні ми публікуємо розповідь Аліни Михайленко, яка ділиться своїм досвідом участі в конференції та тим, як цей захід вплинув на її професійний розвиток.

Моя поїздка до США на щорічну Технічну Конференцію та Виставку SPE – SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE), що відбулася в легендарному місті Новий Орлеан, стала незабутнім досвідом, який значно вплинув на мій професійний розвиток у нафтогазовій галузі.

Світлина 1. Учасники зустрічі, присвяченої 100–річчю Технічної конференції та виставки SPE (ATCE), обговорюють еволюційну трансформацію нафтогазової галузі, історичні досягнення та майбутні виклики. На порядку денному створення стійкого енергетичного ландшафту, опора на професіоналів, які формують



нову еру інновацій у секторі.

Я мала честь представляти Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут" та *Kharkiv SPE Students' Chapter* на такому масштабному заході. Це була чудова можливість побачити глобальні тенденції в галузі, зустрітися з лідерами та експертами, а також обмінятися досвідом з іншими студентами й професіоналами.

Світлина 2. Виступає президент SPE Terry Palish

Конференція зібрала понад 6 тисяч учасників в тому числі понад 300 представників різних фірм та організацій нафтогазової галузі, надаючи унікальні можливості для дослідження новітніх технологій і найкращих практик у сфері нафтогазової інженерії.

Особливе враження на мене справили зустрічі з президентами SPE International: Med Kamal, Terry Palish та імовірним майбутнім президентом Olivier Houze. Обговорення з ними торкалося ключових питань щодо підтримки студентів та молодих фахівців, а також шляхів розвитку нафтогазової галузі в умовах трансформації енергетичних систем. Я також мала можливість поспілкуватися з Pierre Emmanuel d'Huart, регіональним директором SPE Європи, обговоривши питання співпраці між українськими студентами та студентами інших країн Європи та Світу.

Технічні сесії та панельні дискусії, які я відвідала в рамках АТСЕ, охоплювали найактуальніші теми – від інновацій у технологіях видобутку нафти та газу до використання відновлюваних джерел енергії та підвищення енергетичної безпеки. Ці сесії не лише дали мені нові ідеї для майбутніх досліджень, а й підкреслили важливість впровадження інноваційних підходів до розробки низькопроникних колекторів і виснажених родовищ. Це особливо актуально для України, яка має багаті, але частково розроблені родовища, що потребують нових підходів для підвищення продуктивності.

Я також дізналася багато нового щодо інтеграції відновлюваних джерел енергії в нафтогазовий сектор. Важливо працювати над поєднанням традиційних технологій із новими підходами, зокрема в царині геотермальних ресурсів. Впровадження цієї технології в Україні може стати важливим джерелом екологічно чистої енергії, що сприятиме нашій енергетичній незалежності.

Нетворкінг став важливою частиною мого візиту. Я познайомила з численними студентами та професіоналами з різних країн, що відкрило нові можливості для співпраці на рівні студентських осередків і спільних проєктів. Окрім того, разом з іншими українськими студентами ми записали подкаст із Elena Melchert, де розповіли про виклики навчання під час війни. Це стало важливим майданчиком для донесення наших голосів до міжнародної аудиторії.

Ще однією визначною подією стала зустріч з офіцерами Texas A&M SPE Student Chapter і представниками компанії Chevron, що допомогло краще зрозуміти корпоративну культуру та навчальні підходи в США. Я також відвідала офіс ExxonMobil у Х'юстоні, що стало унікальним досвідом.



Окрім участі у конференції, ми мали чудову можливість відвідати Генеральне консульство України в Х'юстоні, де відбулася неформальна зустріч з представниками енергетичних компаній та університетів. Зустріч була організована за активного сприяння SPE Central Ukraine Section та Ірини Петровської Marchiano, завдяки чому четверо українських студентів, включаючи мене, отримали унікальну можливість представляти Україну на міжнародній арені.



Світлини 3 і 4. Українські студенти на зустрічі з лідерами SPE International

(зліва праворуч: 1 – Дмитро Нащочич – студент, Івано–Франківський національний технічний університет нафти і газу; 2 – Анастасія Молодча – студентка, Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"; 3 – Olivier Houze, майбутній президент SPE International; 4 – Михайленко Аліна, студентка, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; 5 – Med Katal, минулий президент SPE International; 6 – Ірина Петровська–Марчіано, PhD, старша інженерка з моделювання пластів у компанії Chevron; 7 – Микола Маркевич, студент, Івано–Франківський національний технічний університет нафти і газу; 8 – Pierre Emmanuel d'Huart, регіональний директор SPE Europe)

Під час зустрічі ми обговорювали виклики, з якими стикаються енергетичний та освітній сектори України в умовах війни, а також обмінювалися думками з нашими колегами з Х'юстона щодо шляхів їх подолання. Особливу увагу було приділено ініціативі створення стипендії імені *Юрія Вербицького*⁹ під егідою SPE, яка спрямована на підтримку нового покоління технічних лідерів у сфері енергетики. Ця стипендія має на меті сприяти відновленню енергетичного сектору України після війни.

Світлина 5. Українські студенти з

президентом SPE International – Terry Palish

(зліва- праворуч: 1 - Дмитро Нащочич - студент, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; 2 - Анастасія Молодча - студентка, Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"; 3 - Terry Palish, президент SPE International; - Михайленко Аліна, студентка, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» 5- Микола Маркевич, студент, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)



4

Ця зустріч дала нам можливість не лише поділитися власними дослідженнями та ідеями, а й дізнатися більше про міжнародні зусилля на підтримку українських нафтогазових фахівців, що дуже важливо для майбутнього нашої країни.

Моя участь у ATCE 2024 надала неоціненний досвід і дала змогу краще зрозуміти ключові напрями розвитку нафтогазової галузі. Для України цей досвід має велике значення, оскільки сприятиме залученню інноваційних технологій і практик, необхідних для підвищення ефективності використання наших ресурсів. Отримані знання та контакти допоможуть мені розвивати наукові проєкти, що зміцнять енергетичну незалежність України.

Завдяки ATCE 2024 я зрозуміла, що для ефективного розвитку нафтогазової галузі України важливо поєднувати наукові досягнення з практичними рішеннями та впроваджувати новітні технології у продуктивних площях. Це не тільки допоможе підвищити продуктивність вуглеводневих родовищ, але й сприятиме розвитку нових екологічно чистих джерел енергії. Мій досвід на конференції став потужним поштовхом до подальших наукових досліджень та професійного розвитку, що принесе користь як мені особисто, так і нафтогазовій освіті та нафтовидобувній галузі України.

ABOUT AUTHORS

Михайленко Аліна

Студентка 4-го року навчання кафедри «Видобування нафти, газу та конденсату», Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна. E-mail: linal1alex@gmail.com



⁹ **Юрій Тарасович Вербицький** (25 серпня 1963, Львів — 21 або 22 січня 2014, біля с. Гнідин, Бориспільський район, Київська область, Україна) — Герой України (2014), український сейсмолог, кандидат наук.

ЗМІСТ

| | |
|---|--------|
| <i>В.М. Орловський, В.С. Білецький, Н.А. Десна</i> ДОСЛІДЖЕННЯ ДОЛОМИТО-ЗОЛОВИХ ТАМПОНАЖНИХ СУМІШЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН | 1–13 |
| <i>А.І. Самойлов</i> АПРОКСИМАЦІЯ ДАНИХ ФРАКЦІЙНОГО АНАЛІЗУ ВУГІЛЛЯ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ОЧІКУВАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ЗБАГАЧЕННЯ | 14–21 |
| <i>В.М. Орловський, В.С. Білецький</i> ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ ТЕХНІКИ І ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН | 22–32 |
| <i>А. Пивоваров, В. Суярко</i> ВПЛИВ ПЕТРІВСЬКО-КРЕМІНСЬКОГО ГЛИБИННОГО РОЗЛОМУ НА МІГРАЦІЮ ФЛЮІДАЛЬНИХ ПОТОКІВ У ПОРОДАХ СВЯТОГІРСЬКОЇ БРАХІАНТИКЛІНАЛІ | 33–38 |
| <i>Л. Шпильовий, В. Білецький</i> ДО ІСТОРІЇ ПРОМИСЛОВОГО ВИРОБНИЦТВА ГАФНІЮ В УКРАЇНІ | 39–53 |
| <i>А. Чаговець, В. Суярко</i> МІГРАЦІЯ ФЛЮІДАЛЬНИХ ПОТОКІВ ПО ЗОНАХ ГЛИБИННИХ РОЗРИВНИХ ПОРУШЕНЬ У МЕЖАХ ШЕБЕЛИНСЬКОЇ АНТИКЛІНАЛЬНОЇ СТРУКТУРИ | 54–61 |
| <i>М. Фик</i> УТОЧНЕННЯ МЕТОДИКИ ІНЖЕНЕРНОЇ ОЦІНКИ ДЕБІТУ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ З НАФТОЮ ЯК ТЕПЛОНОСІЯ | 62–71 |
| <i>Ю.С. Мостика, Р.Ю. Мостика, А.С. Савлук, С.Н. Гусаченко</i> ПЕРЕРОБКА ШАХТНИХ ТЕРИКОНІВ ЯК ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ТА ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОБЛЕМ | 72–78 |
| <i>В. Білецький, В. Орловський, О. Малікова</i> МОДЕЛЮВАННЯ СТАЦІОНАРНИХ І НЕСТАЦІОНАРНИХ ПОТОКІВ ФЛЮІДІВ У НАФТОГАЗОВІЙ ІНЖЕНЕРІЇ | 79–93 |
| <i>М. Ткаченко</i> ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ АТОМАТИЧНИХ СИСТЕМ ПОЧАЧІ РІДКИХ ХІМІЧНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ БОРОТЬБИ З ОБВОДНЕННЯМ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН | 94–96 |
| <i>А. Михайленко</i> ТЕХНІЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ ТА ВИСТАВКА SPE (ATCE 2024) | 97–100 |



Національний технічний університет
«Харківський політехнічний університет»
кафедра «Видобування нафти, газу та конденсату»
61002, Україна, м.Харків,
вул.Пушкінська, 85, корпус У-4
Телефон: (057)707-65-15; (067)717-80-68
E-mail: dngik@ukr.net



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Науково–технічний журнал

Число 7

Комп'ютерна верстка

Обкладинка

Фик М.І.

Редактор випуску

Білецький В.С.

Рекомендовано до друку кафедрою «Видобування нафти, газу та конденсату»,

Протокол № 5

від 20. 11.2024 р.

Рекомендовано до друку редакцією «Гірничої енциклопедії»

Протокол №2

від 19. 11.2024 р.

Підп.до друку оригінал–макета 30.11.24

Формат 60×84 1/16. Папір офісний.

Друк цифровий.Гарнітура Times. Ум.друк.арк. 12,0.

Обл.вид.арк. 10. Зам 0408–2024. Наклад 50 пр.